

НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ
ІНСТИТУТ ВІДНОВЛЮВАНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

ЛИСИЙ ВЛАДИСЛАВ МИХАЙЛОВИЧ

УДК 621.311.1:620.92

ДИСЕРТАЦІЯ
ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ
ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ В БАЛАНСІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ
ЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ

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 _____ В. М. Лисий

Науковий керівник Лежнюк Петро Дем'янович, доктор технічних наук, професор.
Частини тексту дисертації, під час написання яких використовувалися технології штучного інтелекту, перевірені та відредаговані особисто.

Київ – 2026

АНОТАЦІЯ

Лисий В. М. Підвищення енергоефективності відновлюваних джерел енергії в балансі електроенергії енергетичних систем. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора (філософії кандидата технічних наук) за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» в галузі знань 14 «Електрична інженерія». - Інститут відновлюваної енергетики НАН України, Київ, 2026.

Залежність від викопного палива як традиційного джерела енергії спричинила низку системних екологічних, економічних, технологічних та геополітичних проблем в Україні та світі. До таких причин можна віднести наступні:

- глобальна кліматична криза – масове спалювання вуглецю, нафти, газу призвело до концентрації парникового газу в атмосфері, що спричинило підвищення середньої температури на планеті, почастищення екстремальних погодних явищ, деградацію екосистем і зростання кліматичних ризиків для економіки та безпеки населення. Усвідомлення того, що подальше збереження існуючої енергетичної моделі може мати незворотні наслідки, стало потужним стимулом для пошуку альтернатив;

- обмеженість і нерівномірність розподілу викопних енергоресурсів. Залежність багатьох країн від імпорту енергоносіїв зробила їх вразливими до коливань світових цін, політичного тиску та енергетичних криз. Це особливо гостро проявилось в умовах геополітичної нестабільності, коли енергетика перетворюється на інструмент впливу. У зв'язку з цим енергетичний перехід розглядається як шлях до підвищення енергетичної незалежності та безпеки держав;

- економічна неефективність традиційної енергетики в довгостроковій перспективі. Зростання витрат на видобуток ресурсів, утримання застарілої інфраструктури та ліквідацію екологічних наслідків дедалі більше навантажує

бюджети держав і компаній. Водночас розвиток відновлюваних джерел енергії супроводжується зниженням вартості технологій, що робить їх конкурентоспроможними та економічно доцільними.

Таким чином, енергетичний перехід виник як об'єктивна відповідь на сукупність глобальних викликів, що загрожують сталому розвитку, безпеці та якості життя. Він є необхідною умовою формування нової енергетичної системи, здатної забезпечити баланс між економічним розвитком, екологічною відповідальністю та соціальною стабільністю.

Задачею розвитку енергетичних систем та електричних мереж у питанні енергетичного переходу є розроблення технічно та економічно обґрунтованих проектних рішень, які враховують новітні досягнення науки і техніки у галузі та забезпечують на довготривалу або середньотривалу перспективу попит споживачів на електричну енергію і потужність від відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) нормованої якості та за доступним тарифом.

Збільшення потужностей ВДЕ, зокрема ФЕС, ВЕС, малих гідроелектростанцій (МГАЕС) безпосередньо впливає на процеси балансування режимів ЕЕС, що також впливає на втрати електроенергії. Залежність від метеорологічних умов ФЕС, ВЕС, МГАЕС потребує значного резервування потужностей, наразі до цих пір це було можливо завдяки наявності ТЕС і ГЕС.

Тому актуальним постає питання підвищення енергоефективності відновлювальних джерел електричної енергії в балансі електроенергії шляхом формування методів та алгоритмів по визначенню втрат потужності в електричних мережах, що виникають у результаті експлуатації нових та збільшення потужності існуючих джерел ВДЕ, а також визначення адресності потужності, що споживається від таких джерел електроенергії.

Відповідно до цього, в роботі вирішувалися такі основні задачі:

- аналіз нормативних актів, що регламентують роботу ВДЕ в електричних мережах ОЕС України;
- досліджено особливості функціонування ВДЕ в Україні та світі в умовах децентралізації, декарбонізації та діджиталізації;

- визначено фактори, які сприяють підвищенню ефективності використання ВДЕ в електроенергетичних системах та сприяють сталому їх розвитку;
- досліджено можливість децентралізації генерування у формі локальних електроенергетичних систем (мікромереж) на основі ВДЕ, з визначенням її оптимальної структури, що враховує особливості генерування, споживання та паралельної/автономної роботи з електроенергетичною системою;
- розроблено метод і алгоритм визначення окремих складових перетікань електроенергії у вітках електричної мережі, зумовлених генерацією та споживанням у вузлах, що дозволяє оцінити частку електроспоживання конкретного споживача, що покривається за рахунок ВДЕ, інтегрованих у мікромережі, що є важливим інструментом декарбонізації;
- розроблено метод оцінки ефективності використання низьковуглецевих джерел генерації для зменшення втрат активної потужності в мікромережі шляхом застосування критеріального методу з урахуванням чутливості критерію оптимальності;
- розроблено метод розрахунку втрат електроенергії, спричинених генеруванням ВДЕ, що є необхідними для утворення агрегованих груп, оскільки значення втрат електроенергії в електричних мережах, викликаних ВДЕ, можуть використовуватися під час оперативного планування балансу електроенергії в ЕЕС та, оскільки вони є адресними, то відповідно може компенсуватися їх вартість;
- розвинуто метод визначення розподілу потужності в мережі від генерації ВДЕ, які в свою чергу використовують електричні мережі загального призначення для передачі виробленої електроенергії, що дозволяє враховувати вплив ВДЕ на параметри режиму електроенергетичної системи та може використовуватися при оперативному плануванні балансу електроенергії;
- розвинуто метод формування інтелектуальних систем керування режимами ВДЕ за типом microgrid, що дозволяє більш раціонально використовувати ресурси, ефективно взаємодіяти з розподільчою мережею і задіяти

можливості активних споживачів електроенергії в процесі балансування режиму ЛЕС таким чином, щоб ЛЕС з інтелектуальними електричними мережами могли під час обмеження централізованого електрозабезпечення не втрачати ВДЕ, а в повній мірі використати їх переваги разом з системами зберігання енергії для надійного електропостачання споживачів.

На практичному прикладі показано вплив ВДЕ на параметри електроенергії в електричній мережі. За основу взято чотирнадцяти вузлову схему IEEE. Як видно, зі зростанням в локальних електричних мережах частки відновлюваних джерел електроенергії мережі набувають ознак агрегованих груп, що зумовлює необхідність створення в них умов для підтримання балансу активної і реактивної потужностей, враховуючи ту обставину, що генерування електроенергії ВДЕ залежить від природних умов і є нестабільним.

Застосування розробленого методу визначення втрат потужності та електроенергії в електричних мережах та окремих її вітках, які викликані окремими ВДЕ та їх групами, дає можливість в реальному часі оцінювати і враховувати вплив ВДЕ на баланс електроенергії.

Показана доцільність інтегрувати ВДЕ в розподільні електричні мережі у вигляді окремих microgrid (MG), які є ключовою частиною переходу до ЛЕС з функціонуванням на принципах SMART Grid..

Розрахунками та аналізом їх результатів підтверджено позитивний вплив ФЕС на режим розподільної електричної мережі за певних умов. Показано, що максимальний ефект ФЕС щодо впливу на розподільні мережі. Це дозволяє отримати ряд переваг, таких як зменшення втрат електроенергії та покращання її якості, а також компенсацію нестабільності генерування ФЕС на протязі доби і відповідно негативний вплив на балансову надійність ЛЕС.

Результати розрахунків 14-вузлової схеми IEEE матричним методом підтвердились результатами комп'ютерного моделювання в програмному комплексі Power Factory. На основі математичної моделі електричної мережі визначаються втрати в ній, які виражаються матрицями коефіцієнтів розподілу струмів у вітках схеми від вузлів з ВДЕ та вузлові напруги. В результаті формується матриця

коефіцієнтів розподілу втрат потужності та матриця розподілу потужності у вітках схеми в залежності від потужності у вузлах схеми.

У відповідності до представленого алгоритму напруги під час формування матриці розподілу втрат визначаються за результатами розрахунку усталених режимів електричної мережі або беруться з бази даних АСКОЕ та телеметрії.

Розроблено метод і математичну модель визначення гарантованого походження електроенергії в локальній електроенергетичній системі (мікро мережі) з відновлюваних та низьковуглецевих джерел, що, на відміну від існуючих методів, дозволяє достовірно оцінити частку електроспоживання конкретного споживача, яка покривається виключно за рахунок таких джерел. Це актуально для сертифікації та верифікації вуглецевого сліду споживання електроенергії.

Ключові слова: відновлювальні джерела енергії, електричні мережі, локальні електроенергетичні системи (microgrid), сонячна електростанція, сонячна енергія, втрати електроенергії, матричний метод, комп'ютерне моделювання, активний споживач, балансуєча група, агрегатор.

ABSTRACT

Lysyi V. M. Improving the Energy Efficiency of Renewable Energy Sources in the Electricity Balance of Power Systems. Qualifying scientific work submitted as a manuscript.

Thesis submitted for the degree of Doctor of Philosophy (PhD) in Speciality 141 "Electric Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics", Field of Knowledge 14 "Electrical Engineering". – Institute of Renewable Energy of the National Academy of Sciences of Ukraine, Kyiv, 2026.

Dependence on fossil fuels as a traditional source of energy has led to a number of systemic environmental, economic, technological, and geopolitical problems both in Ukraine and worldwide. The main reasons include the following:

- Global climate crisis – the large-scale combustion of coal, oil, and natural gas has resulted in an increased concentration of greenhouse gases in the atmosphere,

leading to a rise in the average global temperature, more frequent extreme weather events, ecosystem degradation, and growing climate-related risks for economies and public safety. The realization that maintaining the existing energy model may cause irreversible consequences has become a strong driving force for the search for alternative energy sources;

- limited availability and uneven distribution of fossil energy resources. The dependence of many countries on imported energy carriers has made them vulnerable to fluctuations in global energy prices, political pressure, and energy crises. This has become particularly evident under conditions of geopolitical instability, when energy resources are increasingly used as instruments of influence. In this regard, the energy transition is considered a pathway toward improving national energy independence and security;

- long-term economic inefficiency of traditional energy systems. Increasing costs associated with resource extraction, maintenance of outdated infrastructure, and mitigation of environmental impacts place a growing burden on the budgets of governments and companies. At the same time, the development of renewable energy sources is accompanied by a reduction in technology costs, making them increasingly competitive and economically viable.

Thus, the energy transition has emerged as an objective response to a combination of global challenges threatening sustainable development, security, and quality of life. It is a necessary condition for the formation of a new energy system capable of ensuring a balance between economic development, environmental responsibility, and social stability.

The development of power systems and electrical networks within the framework of the energy transition requires the implementation of technically and economically justified design solutions that take into account the latest scientific and technological achievements in the energy sector and ensure, in the long-term and medium-term perspective, the supply of electrical energy and power generated from renewable energy sources (RES) to consumers with standardized quality and at affordable tariffs.

The increase in the installed capacity of RES, particularly solar power plants (SPPs), wind power plants (WPPs), and small hydroelectric power plants (SHPPs),

directly affects the balancing processes of electric power system (EPS) operating modes, which also influences electricity losses. The dependence of SPPs, WPPs, and SHPPs on meteorological conditions requires significant reserve capacities, which until now have mainly been ensured through the operation of thermal power plants (TPPs) and hydroelectric power plants (HPPs).

Therefore, the issue of improving the energy efficiency of renewable electricity sources in the electricity balance becomes highly relevant through the development of methods and algorithms for determining power losses in electrical networks arising from the operation of new and the expansion of existing RES facilities, as well as determining the attribution of power consumed from such electricity sources.

Accordingly, the following main tasks were addressed in this work:

- analysis of regulatory acts governing the operation of RES within the power networks of the Integrated Power System of Ukraine;
- investigation of the operational features of RES in Ukraine and worldwide under conditions of decentralization, decarbonization, and digitalization;
- identification of factors contributing to the improvement of RES utilization efficiency in electric power systems and supporting their sustainable development;
- investigation of the possibility of decentralized generation in the form of local electric power systems (microgrids) based on RES, including the determination of their optimal structure considering generation, consumption, and parallel/islanded operation with the electric power system;
- development of a method and algorithm for determining individual components of electricity flows in network branches caused by generation and consumption at network nodes, enabling the assessment of the share of electricity consumption of a specific consumer covered by RES integrated into microgrids, which constitutes an important decarbonization tool;
- development of a method for evaluating the efficiency of low-carbon generation sources in reducing active power losses within a microgrid by applying a criterion-based method while considering the sensitivity of the optimality criterion;

- development of a method for calculating electricity losses caused by RES generation, which is necessary for the formation of aggregated groups, since the values of electricity losses in power networks caused by RES can be used during operational planning of the electricity balance in EPSs and, due to their attributable nature, their costs may be compensated accordingly;
- further development of the method for determining power flow distribution in the network from RES generation, which utilizes public electrical networks for transmitting generated electricity, thereby enabling consideration of the impact of RES on the operating parameters of the electric power system and supporting operational electricity balance planning.
- The method for forming intelligent control systems for RES operating modes based on the microgrid concept has been further developed. This approach enables more rational use of resources, efficient interaction with the distribution network, and involvement of active electricity consumers in balancing the operating modes of local electric systems (LES). As a result, LESs with intelligent electrical networks are capable, during centralized power supply limitations, of fully utilizing the advantages of RES together with energy storage systems to ensure reliable power supply to consumers rather than losing renewable generation capacity.

A practical example demonstrates the impact of RES on electricity parameters in an electrical network. The IEEE 14-bus test system was used as the basis for the study. It has been shown that, with the increasing share of renewable electricity sources in local electrical networks, such networks acquire the characteristics of aggregated groups, which necessitates the creation of conditions for maintaining the balance of active and reactive power. This is particularly important considering that electricity generation from RES depends on natural conditions and is inherently unstable.

The application of the developed method for determining power and energy losses in electrical networks and their individual branches caused by individual RES units and their groups makes it possible to evaluate and account for the impact of RES on the electricity balance in real time.

The feasibility of integrating RES into distribution electrical networks in the form of separate microgrids (MGs) has been demonstrated. Such MGs are a key component of the transition toward local electric systems operating according to SMART Grid principles.

Calculations and analysis of the obtained results confirmed the positive impact of solar power plants (SPPs) on the operating conditions of distribution electrical networks under certain conditions. It has been shown that SPPs can provide maximum positive effects on distribution networks, including the reduction of electricity losses, improvement of power quality, and compensation for the instability of SPP generation throughout the day, thereby reducing the negative impact on the balancing reliability of local electric systems.

The results of calculations for the IEEE 14-bus system obtained using the matrix method were validated through computer simulation in the DIgSILENT PowerFactory software package. Based on the mathematical model of the electrical network, network losses are determined using matrices of branch current distribution coefficients associated with RES nodes and nodal voltages. As a result, a matrix of power loss distribution coefficients and a matrix of power flow distribution in network branches are formed depending on nodal power values.

According to the proposed algorithm, the voltages used during the formation of the loss distribution matrix are determined either from steady-state calculations of the electrical network operating conditions or obtained from automated electricity metering systems and telemetry databases.

A method and a mathematical model for determining the guaranteed origin of electricity in a local electric power system (microgrid) from renewable and low-carbon energy sources have been developed. Unlike existing methods, the proposed approach enables a reliable assessment of the share of electricity consumption of a specific consumer that is covered exclusively by such sources. This is particularly relevant for the certification and verification of the carbon footprint associated with electricity consumption.

Keywords: renewable energy sources, electrical networks, local electric power systems (microgrids), solar power plant, solar energy, electricity losses, matrix method, computer simulation, active consumer, balancing group, aggregator.

Матеріали дисертаційної роботи викладені в таких наукових публікаціях:

1. Лежнюк П.Д., Гунько І.О., Козачук О.І., Лисий В.М. Втрати електроенергії, викликані перетоками відновлюваних джерел енергії, в балансі електричних мереж // Технічна електродинаміка. – 2023. – №6. – С. 60–70. <https://doi.org/10.15407/techned2023.06.065> **Scopus** (Основний вклад: виконано моделювання режимів функціонування електричних мереж, проведено обробку та аналіз отриманих результатів)
2. Jarykbassov D., Lezhniuk P., Hunko I., Lysyi V., Dobrovolska L. Macromodeling of local power supply system balance forecasting using fractal properties of load and generation schedules / Informatics, control, measurement in economy and environmental protection. – Vol 13 No 3 (2023). Pages 79-82 <https://doi.org/10.35784/iapgos.4457>. **Scopus** (Основний вклад: Автором виконано збір та обробку вихідних даних, проведено математичне моделювання).
3. Гунько, І., Лисий, В. Визначення для споживачів походження електроенергії від низьковуглецевих джерел енергії // Вісник Хмельницького національного університету – №5 (341) 2024 – С. 289–295. <https://doi.org/10.31891/2307-5732-2024-341-5-42> (Основний вклад: виконано збір та обробку вихідних даних, проведено математичне моделювання в ПК MATLAB)/
4. Lezhniuk, P., Komar, V., Lysyi, V., Malohulko, Y., Netrebskyi, V., Sikorska, O.; Krasnikov, I. (Ed.) (2025). Intelligentization of control systems for local electric power systems. Processes and control systems: synthesis, modeling, optimization. Kharkiv: TECHNOLOGY CENTER PC, 110-150. <https://doi.org/10.15587/978-617-8360-19-1.ch4> **Scopus** (Основний вклад: здійснено збір та обробку вихідних даних, виконано їх аналіз і підготовку для подальших розрахункових досліджень)
5. Лежнюк П.Д., Гунько І.О., Лисий В.М. Макромоделювання прогнозування балансу локальних систем електропостачання із використанням фрактальних властивостей графіків навантаження та генерування. Наукові праці Вінницького національного технічного університету. 2023. Вип. 3. <https://doi.org/10.31649/2307-5376-2023-3-1-8>

6. Лежнюк П., Лисий В., Миколаєнко В., Стискал Т. Визначення потоків потужності та втрат в електричних мережах з відновлюваними джерелами енергії при формуванні балансувальних груп // Відновлювана Енергетика , (1(84), 8–25. [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2026.1\(84\).8-25](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2026.1(84).8-25) **Scopus** (Основний вклад: проведено аналіз та обґрунтовано ефективність формування балансувальних груп за участю відновлюваних джерел енергії з урахуванням особливостей їх роботи та впливу їх на баланс електроенергії).
7. Smolarz, A.; Smailova, S.; Ormanbekova, A.; Hunko, I.; Lezhniuk, P.; Lysyi, V.; Duisembayeva, L. Determining the Origin of Electricity Consumed from Low-Carbon and Renewable Energy Sources: A Matrix-Based Modelling Approach and Algorithm. *Energies* 2026, 19, 1620. <https://doi.org/10.3390/en19071620> **Scopus**
8. Гунько І.О., Лежнюк П.Д., Лисий В.М. Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір № 129481 Комп'ютерна програма «Математична модель визначення гарантованого походження електроенергії» – Державна служба інтелектуальної власності України. 29.08.2024.
9. Лежнюк П.Д., Лисий В.М. Оцінювання впливу факторів, які впливають на енергоефективність ВДЕ під час балансування режимів електроенергетичних систем/ Контроль і управління в складних системах (КУСС-2022) – Вінниця Україна, 15-17 листопада 2022. Режим доступу <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/mccs/mccs2022/paper/view/16517>
10. Гунько І. О., Лежнюк П. Д., Лисий В. М. Підвищення ефективності відновлюваних джереленергії шляхом урахування їх впливу на електричні мережі/ XXIV Міжнародна науково-практична конференція «Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті» Україна. Київ. 18–19 травня 2023 –. с. 118. Режим доступу: https://www.ive.org.ua/wp-content/uploads/Tezy_Conferencii_2023_13_06.pdf
11. Лисий В. М., Підвищення енергоефективності відновлювальних джерел електроенергії в розподільчих електричних мережах. XXV Міжнародну науково-практичну конференцію «Відновлювана енергетиката енергоефективність у XXI столітті м. Київ, 22-24 травня 2024 р. Київ.

12. Лисий В. М. Визначення частки втрат електроенергії в електричних мережах, які викликані відновлюваними джерелами енергії. *LIV Всеукраїнська науково-технічна конференція факультету електроенергетики та електромеханіки (2025) м. Вінниця 24 – 27 березня 2025 р.* Режим доступу: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2025/paper/view/23873/19688> (Тези)

13. Лисий В. М. Визначення частки втрат електроенергії в електричних мережах, які викликані відновлюваними джерелами енергії. *XXVI Міжнародну науково-практичну конференцію «Відновлювана енергетиката енергоефективність у XXI столітті м. Київ, 21-23 травня 2025 р. Київ.* Режим доступу: https://www.ive.org.ua/wp-content/uploads/Tezy_2025.pdf (Тези)

14. І. О. Гунько, В. М. Лисий, О. А. Ковальчук, Визначення походження електроенергії від низьковуглецевих джерел енергії для споживачів *XXVI Міжнародну науково-практичну конференцію «Відновлювана енергетиката енергоефективність у XXI столітті м. Київ, 21-23 травня 2025 р. Київ.* Режим доступу: https://www.ive.org.ua/wp-content/uploads/Tezy_2025.pdf (Тези)

15. Лежнюк П.Д., Лисий В.М. Визначення втрат електроенергії в електричних мережах з фотоелектричними станціями/ *XXIV Міжнародна науково-практична конференція «Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті» Україна. Київ. 18–19 травня 2023 – с.244* Режим доступу: https://www.ive.org.ua/wp-content/uploads/Tezy_Conferencii_2023_13_06.pdf

ЗМІСТ

ВСТУП.....	19
РОЗДІЛ 1 ОСОБЛИВОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ВДЕ В УКРАЇНІ І СВІТІ ТА ЇХ ВПЛИВ НА БАЛАНС ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЕС.....	26
1.1 Аналіз завдань експлуатації відновлюваних джерел енергії в Україні	26
1.1.1 Сучасний стан відновлюваної та низьковуглецевої енергетики в Україні та світі	26
1.1.2 Аналіз законодавчої та нормативної бази у сфері ВДЕ та балансуючих груп	32
1.2 Особливості функціонування ВДЕ в локальних електроенергетичних системах	38
1.3 Вплив відновлювальних джерел електроенергії на параметри електричних мереж	40
1.4 Аналіз існуючих методів балансування та прогнозування генерації ВДЕ	43
1.5 Тенденції до зміни встановленої потужності та обсягів генерування електроенергії ВДЕ	46
1.5 Висновки до розділу	59
Задачі наукового дослідження	59
РОЗДІЛ 2 ОЦІНЮВАННЯ ФАКТОРІВ, ЯКІ ВПЛИВАЮТЬ НА ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ ВДЕ ПІД ЧАС БАЛАНСУВАННЯ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ.....	62
2.1 Забезпечення балансової надійності ЕЕС зі значною часткою ВДЕ	63
2.1.1 Загальні умови балансування електроенергії в електричній мережі	63
2.1.2 Показники надійності SAIDI та SAIFI та втрати електроенергії як результат збалансованості системи електропостачання.....	66
2.1.3 Вплив ВДЕ на показники надійності локальних електричних систем	71

2.2 Оцінювання маневрової потужності як засобу балансування режимів електроенергетичних систем.....	72
2.3 Агрегація, децентралізація, комерціалізація як нові умови процесу балансування.....	75
2.4. Висновки до розділу	82
РОЗДІЛ 3 МЕТОДИ І МОДЕЛІ ПІДВИЩЕННЯ ТОЧНОСТІ ВИКОНАННЯ ГРАФІКІВ ГЕНЕРУВАННЯ ВДЕ В ЕНЕРГОСИСТЕМІ	84
3.1 Макромодельовання систем електропостачання для участі в процесі балансування електроенергії.....	85
3.1.1 Макромодельовання прогнозування балансу локальних систем електропостачання із використанням фрактальних властивостей графіків навантаження та генерування.	85
3.1.2 Побудова макромоделі прогнозування.....	88
3.2 Прогнозування втрат потужності та електроенергії в електричних мережах, які викликані відновлюваними джерелами енергії.....	95
3.2.1 Визначення втрат потужності в електричій мережі матричним методом	97
3.2.2. Визначення втрат потужності та електроенергії в електричній мережі від ВДЕ	99
3.2.3 Алгоритм визначення втрат потужності та електроенергії в заданих вітках електричної мережі	102
3.3 Визначення для споживачів походження електроенергії від ВДЕ та низьковуглецевих джерел енергії	107
3.3.1 Аналіз способів визначення походження електроенергії від ВДЕ.....	107
3.3.2 Алгоритм оцінювання частки електроспоживання заданого споживача, яка забезпечується з ВДЕ матричним методом.....	110
3.4 Висновки до розділу	116
РОЗДІЛ 4 ВИЗНАЧЕННЯ ВТРАТ ТА ПЕРЕТОКІВ ПОТУЖНОСТІ ВІД ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ В БАЛАНСУЮЧИХ ГРУПАХ.....	120

4.1 Функціонування ВДЕ в локальних електроенергетичних системах з multi microgrid (MG).....	121
4.1.1 Умови визначення втрат потужності в ЛЕС як учасника системи балансування режимів ЕЕС	122
4.1.2 Втрати потужності й електроенергії від потоків ВДЕ в балансуючій агрегатованій групі.....	129
4.2 Балансуюча група на базі ТОВ «Вінницька птахофабрика»	138
4.2.1 Особливості електроспоживання птахівничого комплексу	138
4.2.2 Структура локальної електроенергетичної системи ТОВ «Вінницька птахофабрика»	140
4.3 Аналіз режимів роботи ЛЕС підприємства в умовах функціонування агрегатованої групи	144
4.4 Висновки до розділу	152
ВИСНОВКИ.....	154
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	157
Додаток А Розрахунок усталеного режиму 14 вузлової схеми IEEE 230/115 кВ .	172
Додаток Б Дані розрахунку усталеного режиму підприємства ТОВ «Вінницька птахофабрика»	173
Додаток В Схема електричного господарства ТОВ «Вінницька птахофабрика» виконана в ПК DIgSILENT PowerFactory	178
Додаток Г Розрахунок усталеного режиму ТОВ «Вінницька птахофабрика» виконана в ПК DIgSILENT PowerFactory	179

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ

SAIDI	System Average Interruption Duration Index (Індекс середньої тривалості переривання в роботі системи)
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index (Індекс середньої частоти переривання в роботі системи)
ВДЕ	Відновлювані джерела енергії
БЕС	Вітрова електрична станція
ВНДЕ	Відновлювані та низьковуглецеві джерела енергії
ГАЕС	Гідроакумуюча електрична станція
ГЕС	Гідроелектростанція
ЕЕС	Електроенергетична система
ЕХН	Електрохімічний накопичувач
ЛЕП	Лінія електропередачі
ОЕС	Об'єднана енергетична система
ОСР	Оператор системи розподілу
РДЕ	Розосереджені джерела енергії
РЕМ	Розподільні електричні мережі
СЗЕ	Система збереження енергії
ФЕС	Фотоелектрична станція

ВСТУП

Актуальність теми.

Сучасний етап розвитку електроенергетичних систем характеризується швидким зростанням частки відновлюваних джерел енергії, насамперед сонячних і вітрових електростанцій, що обумовлено процесами декарбонізації, децентралізації енергетичного сектору та переходом до низьковуглецевої моделі економічного розвитку. В Україні розвиток ВДЕ є одним із важливих напрямків енергетичної стратегії держави та важливою складовою забезпечення енергетичної безпеки, особливо в умовах підвищення надійності електропостачання та зменшення залежності від викопних джерел енергії.

Додатковим стимулом розвитку ВДЕ в Україні є впровадження систем гарантії походження електроенергії, яка підтверджує виробництво електроенергії з відновлюваних джерел. Ця система гарантованого походження електроенергії в Україні функціонує від серпня 2024 року до теперішнього часу, офіційно. За даними НКРЕКП, у 2025 році було видано такі сертифікати на 14,9 млн МВт·год електроенергії «зеленої» генерації, а загальна кількість виданих гарантій походження перевищила 21 млн. На кінець минулого року в системі України було офіційно зареєстровано 1510 установок ВДЕ. Це засвідчує про активний розвиток сектору відновлюваної енергетики та ріст ролі ВДЕ у структурі електроенергетичної системи України.

Разом із тим, інтеграція великої кількості ВДЕ в електроенергетичні системи створює ряд технічних та економічних проблем, пов'язаних із нестабільністю генерування, залежністю режимів роботи від метеорологічних умов, погіршенням балансу електроенергії, збільшенням обсягів резервування потужності та зміною перетоків потужності в лініях електричних передач. Нерівномірність генерації ВДЕ впливає на режими роботи електроенергетичних систем, ускладнює процеси оперативного планування балансів електроенергії та може призводити до зростання втрат активної потужності й електроенергії в електричних мережах.

Особливої актуальності набуває задача визначення впливу генерації ВДЕ на потокорозподіл потужності та втрати електричної енергії у розподільних електричних мережах. Враховуючи, що ВДЕ використовують мережі загального призначення для розповсюдження виробленої енергії, виникає необхідність визначення частки втрат та потужності, зумовлених окремою роботою таких джерел генерації. Це є пріоритетним для задач створення агрегованих балансуючих груп, оперативного планування режимів роботи електроенергетичних систем, оцінки ефективного використання ВДЕ та забезпечення правильного розподілу витрат, пов'язаних із втратами енергії в електричній мережі.

Додатково актуальність теми зумовлена активним розвитком локальних електричних систем за типом microgrid, які включають ВДЕ, системи акумулювання та збереження електричної енергії та активних споживачів. Такі системи вимагають розроблення нових методів керування режимами роботи, визначення розподілу потужності та оцінки впливу таких джерел генерації на параметри мережі. Використання систем накопичення енергії у складі локальних електричних систем дає змогу покращити рівень локального балансування, мінімізувати небаланси електроенергії, зменшити втрати потужності та забезпечити стабільний графік генерації і споживання електроенергії.

У зв'язку з цим актуальною науковою задачею є розробка методів і математичних моделей визначення перетоків потужності та втрат електроенергії, від генерації ВДЕ, а також створення алгоритмів оцінювання ефективності функціонування локальних електричних систем та агрегованих груп з інтегрованими в них ВДЕ і системами накопичення та акумулювання енергії. Розв'язання даної задачі дозволяє підвищити енергоефективність електроенергетичних систем, дотриматися раціонального використання електричних мереж, мінімізувати втрати активної потужності та покращити процеси балансування режимів роботи енергосистеми.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами та темами. Робота виконана відповідно до плану науково-дослідних робіт Інституту відновлюваної енергетики НАН України в межах реалізації проєкту «Відновлювана енергетика для

зміцнення інфраструктури України через навчання та проектування (REBUILD)» (УНТЦ № 7135), що здійснюється за фінансової підтримки Національної академії наук США.

Метою роботи є підвищення енергоефективності відновлюваних джерел електроенергії, що функціонують у складі агрегованих балансуючих груп, шляхом розроблення методів і алгоритмів визначення втрат потужності в електричних мережах, що виникають у результаті експлуатації нових та збільшення потужності існуючих джерел ВДЕ, забезпечення прогнозованості генерування в балансі енергосистеми, а також формування оптимального складу балансуючої групи на основі ВДЕ з урахуванням адресності споживання та впливу джерел ВДЕ на мережеві перетоки і втрати.

Відповідно до мети, в роботі вирішувалися такі основні задачі:

- проаналізовано нормативні акти, що регламентують роботу ВДЕ в електричних мережах ОЕС України;
- досліджено особливості функціонування ВДЕ в Україні та світі в умовах децентралізації, декарбонізації та діджиталізації;
- визначено чинники, що сприяють підвищенню ефективності використання ВДЕ в електроенергетичних системах і забезпечують їх сталий розвиток;
- досліджено можливості децентралізованого генерування електричної енергії на основі локальних електроенергетичних систем (мікромереж) з використанням ВДЕ та визначено їх оптимальні структури з урахуванням особливостей генерування, споживання, а також роботи в паралельному й автономному режимах відносно електроенергетичної системи;
- розроблено метод та алгоритм визначення складових перетоків електроенергії в лініях електричної мережі, зумовлених генерацією та споживанням у вузлах, що дає змогу визначати частку електроспоживання окремих споживачів, забезпечену за рахунок ВДЕ, інтегрованих до складу мікромереж;

— запропоновано метод оцінки ефективності застосування низьковуглецевих джерел генерації з метою мінімізації втрат активної потужності в мікромережах шляхом використання критеріального методу та врахування чутливості показника оптимальності.

Об’єктом дослідження роботи є функціонування ВДЕ в процесі експлуатації електричних мереж та підвищення використання їх шляхом нормування втрат, та перетоків потужності спричиненими ними.

Предметом дослідження є методи і засоби підвищення енергоефективності відновлювальних джерел енергії в балансі електроенергетичних систем з врахуванням втрат електроенергії.

Методи дослідження. Для вирішення поставлених в роботі задач застосовано методи теорії штучних нейронних мереж, нечіткої логіки, статистично-кореляційного аналізу, теорії аналізу чутливості оптимальних рішень, теорії подібності та критеріального підходу. Прогнозування комплексного коефіцієнта готовності локальних електроенергетичних систем до процесів децентралізації, декарбонізації та діджиталізації здійснювалося із використанням нейро-нечіткого моделювання та штучних нейронних мереж. Для оцінювання технічного стану відновлюваних джерел енергії застосовано методи теорії ймовірностей і нейро-нечіткого моделювання, зокрема модель Такагі–Сугено. Побудова математичних моделей базувалася на використанні апарату матричної алгебри. Наукові положення, висновки та рекомендації, наведені в дисертаційній роботі, ґрунтуються на результатах експериментальних досліджень та їх аналізі. Реалізацію нейро-нечітких моделей виконано із застосуванням програмного комплексу MATLAB.

Наукова новизна полягає в розроблені методу, алгоритмі та математичній моделі визначення складової втрат потужності та електроенергії зумовлених ВДЕ у загальній структурі втрат електричних мереж.

— розроблено метод розрахунку втрат електроенергії, спричинених генеруванням ВДЕ у складі агрегованих балансуєчих груп у формі матриці коефіцієнтів розподілу втрат потужності та матриці розподілу потужності у вітках

схеми в залежності від потужності у вузлах схеми, що дозволяє враховувати їх вплив на параметри електричної мережі та використовувати отримані результати для прогнозованої роботи ФЕС і ВЕС на ринку «на добу наперед» та підвищувати ефективність участі агрегованих груп в енергетичних аукціонах;

– вдосконалено метод трасування потоків електроенергії від відновлюваних джерел, що функціонують у складі агрегованих балансуючих груп та здійснюють передачу електроенергії через мережі загального користування, який, на відміну від існуючих підходів, дозволяє визначати частку потужності кожного джерела у перетоках по лініях електропередачі та кількісно оцінювати пов'язані наслідки (втрати електроенергії, вплив на показники якості електроенергії, використання пропускної здатності мережі), що створює аналітичну основу для формування адресної відповідальності та врегулювання взаємовідносин між агрегатором та учасниками агрегованої групи, включно зі споживачами, зацікавленими у гарантії походження електроенергії;

– розвинуто метод формування інтелектуальних систем керування режимами ВДЕ за типом microgrid, що дозволяє більш раціонально використовувати їх ресурси, ефективно взаємодіяти з розподільною мережею і задіяти можливості активних споживачів електроенергії в процесі балансування режиму ЛЕС таким чином, щоб інтелектуальна система курування могла під час обмеження централізованого електрозабезпечення не втрачати ВДЕ, а в повній мірі використати їх переваги разом з системами зберігання енергії для надійного електропостачання споживачів.

Практичне значення одержаних результатів. Розроблено метод і математичну модель визначення гарантованих обсягів виробництва електричної енергії в локальній електроенергетичній системі (мікромережі) з використанням відновлюваних джерел енергії, які, на відміну від існуючих підходів, забезпечують більш достовірну оцінку приросту електроспоживання конкретного споживача з ВДЕ. На відміну від традиційних методик, запропонований підхід інтегрує механізми балансування потужності та енергії в межах мікромережі, а також передбачає можливість агрегації розподілених джерел генерації та споживачів в

єдину керовану групу. Це дозволяє підвищити точність прогнозування небалансів, оптимізувати участь агрегованих ресурсів у ринкових сегментах (зокрема на балансуєчому ринку) та забезпечити узгоджене управління режимами роботи мікромережі з мінімізацією витрат і втрат електричної енергії.

Запропоновано методи визначення впливу окремих відновлюваних джерел енергії на втрати активної потужності в ЛЕС та оцінювання витрат на їх резервування, які, на відміну від наявних підходів, враховують режимні умови балансування потужності й енергії та взаємодію агрегованих ресурсів. Розроблені методи реалізовано у вигляді алгоритмів, придатних для інтеграції в системи інтелектуальної підтримки прийняття рішень диспетчерів агрегаторів і операторів систем розподілу електроенергії, що дозволяє обґрунтовано формувати агреговані портфелі ВДЕ, оптимізувати стратегії резервування, мінімізувати небаланси та підвищувати ефективність участі в ринкових механізмах балансування

Особистий внесок здобувача. Особистий внесок здобувача. Всі наукові положення, які є основним змістом дисертаційної роботи, розроблено та обґрунтовано здобувачем особисто. У роботах, що опубліковано у співавторстві, внесок автора такий. В [3] доповнено математичну модель електричної мережі шляхом врахування двох класів напруг 220/110 кВ, описано структуру електричної мережі та отримано верифіковані результати розрахунків режимів роботи електроенергетичної системи. Для верифікації результатів використовувався ПК DIgSILENT PowerFactory В [4-5] проаналізовано та обґрунтовано доцільність створення балансуєчих груп, до складу яких входять відновлювані джерела енергії, з урахуванням особливостей їх генерування та впливу на баланс електроенергії. В [6] виконано аналіз режимів роботи ВДЕ, розташованих у 6 та 8 вузлах електричної мережі, а також досліджено особливості їх функціонування в складі агрегованої групи та вплив на параметри режиму електроенергетичної мережі.

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)* – Вінниця Україна, 15-17 листопада 2022.
2. *XXIV Міжнародна науково-практична конференція «Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті»* Україна. Київ. 18–19 травня 2023
3. *XXV Міжнародну науково-практичну конференцію «Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті* м. Київ, 22-24 травня 2024 р
4. *LIV Всеукраїнська науково-технічна конференція факультету електроенергетики та електромеханіки (2025)* м. Вінниця 24 – 27 березня 2025 р
5. *XXVI Міжнародну науково-практичну конференцію «Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті* м. Київ, 21-23 травня 2025 р
6. *VI Міжнародна науково-технічна конференція «Оптимальне керування електроустановками – ОКЕУ 25»* м. Вінниця 22-23 жовтня, 2025 р.

Публікації. За матеріалами дисертаційної роботи опубліковано 6 статті у наукових фахових виданнях, що включені до списку ДАК України, 4 з них проіндексовані в базі даних Scopus. 6 публікацій у збірниках матеріалів міжнародних конференцій. Монографія датована базою Scopus. Також за результатами роботи отримано авторство на науковий твір.

РОЗДІЛ 1

ОСОБЛИВОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ВДЕ В УКРАЇНІ І СВІТІ ТА ЇХ ВПЛИВ НА БАЛАНС ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЕС

1.1 Аналіз завдань експлуатації відновлюваних джерел енергії в Україні

1.1.1 Сучасний стан відновлюваної та низьковуглецевої енергетики в Україні та світі

На сьогодні потужність джерел відновлюваної енергії збільшилася на 585 ГВт за один рік, що підтверджують рекордні темпи росту на 15,1% на рік, що більше за їх показники 2023 року на 14,3%. Така динаміка свідчить про стійку тенденцію до щорічного зростання темпів розвитку відновлюваної енергетики, що підтверджує її високу інвестиційну привабливість та перспективність для бізнесу. Оскільки вартість електроенергії, що вироблена відновлюваними джерелами енергії, продовжує знижуватися, такі джерела енергії є не лише екологічно безпечними, але й найбільш економічно ефективним для країн світу [1,2].

Сонячна енергетика збільшилася на 451,9 ГВт. Лише Китай освоїв 278 ГВт до загального приросту, далі слідує Індія (24,5 ГВт). Гідроенергетика (за винятком гідроакumuлюючих електростанцій) – потужність складає 1283 ГВт, показавши значне зростання з 2023 року завдяки Китаю. Такі країни як, Танзанія, Пакистан, Непал, Індонезія, Ефіопія та В'єтнам зробили приріст 0,5 ГВт кожна. Вітроенергетика – розвиток цих потужностей зменшилося до 1133 ГВт станом на кінець 2024 року. У рості потужності займав лідерство Китай та Сполучені Штати Америки (США). Біоенергетика – у 2024 році спостерігалось відновлення темпів зростання, потужність збільшившись на 4,6 ГВт потужності у порівнянні зі зростанням на 3,0 ГВт у 2023 році. Зростання спостерігалось через Китай та

Францію, що додали 1,3 ГВт кожна. Геотермальна енергетика – приріст потужності склав 0,4 ГВт, лідером є Нова Зеландія, та Індонезія, Туреччина та США .[1]

Позамережева електроенергія (за винятком Євразії, Європи та Північної Америки) – спостерігається збільшення потужності в три рази, а саме на 1,7 ГВт і піднявшись до рівня 14,3 ГВт [2] . Зростання відбувалося за рахунок автономної сонячної енергетики, що рівна 6,3 ГВт до 2024 року [2].

У березні 2025 року в Абу-Дабі (Об'єднані Арабські Емірати) Міжнародним агентством з відновлюваної енергетики (IRENA) опубліковано Статистику потужностей відновлюваної енергетики за 2025 рік. Вона засвідчує значне зростання потужності відновлювальної енергетики за 2024 рік, які досягли 4 448 ГВт [3]. Приріст минулого року 585 ГВт становить 92,5% від загального збільшення потужності, а також рекордний темп річного зростання (15,1%) (IRENA, 2025) [3].

Чим більше джерела енергії базуються в одному місці, тим вагомішим будуть наслідки їх знищення для енергетичної безпеки як окремого регіону, так і всієї країни. Через це, за умов воєнного стану вагомим фактором енерго- безпеки стає децентралізація енергетичних об'єктів. Такий підхід не лише покращує стабільність енергетики, а й покращує захищеність пов'язаних з її функціонуванням інформаційних систем [4]. Що в свою чергу не лише покращує надійність та стійкість енергосистеми до зовнішніх впливів, але й сприяє покращенню надійності функціонування дотичних інформаційно керуючих систем та інфраструктури Smart Grid [4,5].

Потроєння встановленої потужності станцій, що функціонують на відновлюваних джерелах енергії до 2030 року розглядається як один із основних напрямків загальної кліматичної політики та ключовий інструмент досягнення цілей Паризької кліматичної угоди, спрямованої на обмеження підвищення середньої глобальної температури в межах 1,5 °C [6,7]. Прийнятий під час Конференції сторін COP28 «UAE Consensus» підтвердив необхідність стрімкого розвитку відновлюваної енергетики та підвищення енергоефективності, як головної складової низьковуглецевого енергетичного переходу [19,20]. Аналітичною

основою для прийняття зазначених рішень став сценарій, представлений у доповіді World Energy Transitions Outlook, який обґрунтовує необхідність широкомасштабного впровадження відновлюваних джерел енергії та енергоефективних технологій як ключової умови досягнення кліматичної нейтральності до 2050 року [2, 3, 8].

Країни взяли на себе зобов'язання потроїти світову встановлену потужність ВДЕ до 2030 року у порівнянні з рівнем 2022 року[18]. Також, у рамках першого Глобального підбиття підсумків (Global Stocktake), що проводився відповідно до конвенції ООН про зміни в кліматі, відповідно визначено значимість подвоєння середньорічних темпів збільшення енергоефективності до 2030 року [6,7]. Тому, міжнародна кліматична політика все більше переорієнтовується на комплексне поєднання декарбонізації енергетичного сектору, розвиток відновлюваних джерел енергії та впровадження енергоефективних рішень.

Сценарій IRENA 1,5 °C передбачає вагоме та поступове скорочення викидів парникових газів, CO₂ шляхом всеосяжного використання доступних технологій та інноваційних рішень, насамперед, сонячної та вітрової енергетики, у поєднанні із заходами з підвищення енергоефективності. Відповідно до прогнозів, саме швидке масштабування таких технологій дає можливість забезпечити досягнення цілей кліматичної політики із зменшенням залежності від викопних видів палива та зниженням вуглецевої інтенсивності світової економіки [6,7].

Поряд із екологічними перевагами, розвиток відновлюваної енергетики та підвищення енергоефективності мають позитивний соціально-економічний ефект. Зокрема, вони зміцнюють енергетичну безпеку держави, зменшують залежність від коливань цін на викопне паливо, знижують негативний вплив на здоров'я населення, створюють нові робочі місця та розвивають локальну економіку. Крім того, впровадження новітніх технологій забезпечує стабільні енергетичні витрати і підвищує доступність енергетичних ресурсів для населення та промисловості.

На рис. 1.1 показано темпи росту встановленої потужності ВДЕ у межах сценарію IRENA 1,5 °C для 2023, 2024 та прогноз на 2030 року [8]. Аналіз структури

потужності ВДЕ демонструє домінування сонячної та вітрової енергетики у процесі глобального енергетичного переходу.

У 2023 році сукупна встановлена потужність відновлюваних джерел енергії становила 3861 ГВт, з яких найбільшу частку формували сонячна енергетика (1407 ГВт), гідроенергетика (1267 ГВт) та наземна вітрова енергетика (944 ГВт). Частка відновлюваної енергетики у загальному енергобалансі становила близько 43 %, тоді як безпосередньо відновлювані джерела енергії з мінливим графіком генерування (VRE), насамперед сонячна та вітрова генерація, становили 27 % встановленої потужності [9,10].

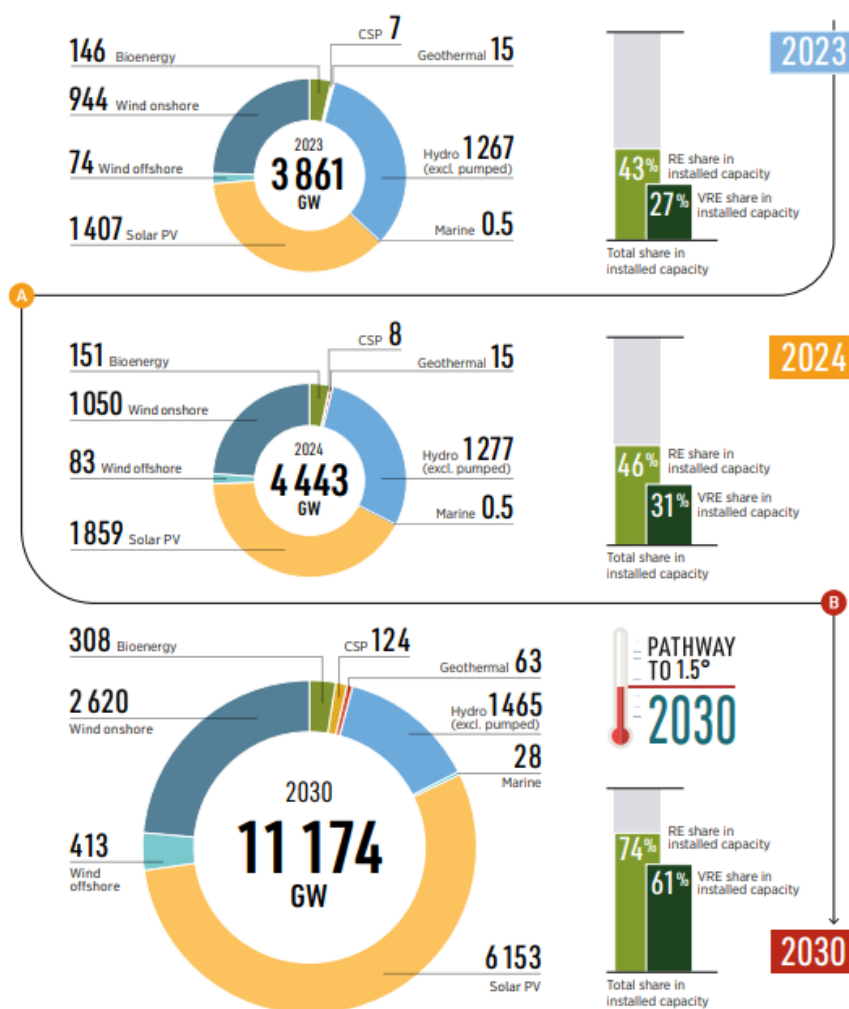


Рис. 1.1 Динаміка зміни сумарної встановленої потужності ВДЕ у сценарії досягнення цілі 1,5 °C у 2023–2030 рр.

У 2024 році спостерігається подальше зростання глобальних потужностей ВДЕ до 4443 ГВт. Активно розбудовувались сонячні електростанції, потужність яких збільшилась до 1859 ГВт, а також наземні вітроелектростанції потужність, яких зросла до 1050 ГВт. Частка відновлюваних джерел енергії у загальній структурі зросла до 46 %, тоді як частка ВДЕ з мінливим графіком генерування досягла 31 % [8].

Відповідно до сценарію «Pathway to 1.5 °C», до 2030 року глобальна встановлена потужність ВДЕ збільшиться до 11 174 ГВт, що майже утричі перевищить рівень 2023 року [8]. Основним рушієм такого зростання залишатиметься сонячна енергетика, потужність якої прогнозовано сягне 6153 ГВт, а також наземна вітрова енергетика — 2620 ГВт. Також очікується послідовне зростання інших видів відновлюваної енергетики, зокрема офшорної вітрової, біоенергетики та геотермальної енергетики [11].

Прогнозовані показники свідчать, що до 2030 року частка відновлюваних джерел енергії у світовій частці встановлених потужностей може скласти 74 %, тоді як частка ВДЕ з перемінним графіком генерування зросте до 61 %. Це підтверджує ключову роль сонячної та вітрової енергетики у досягненні глобальних кліматичних цілей, декарбонізації сектору енергетики та забезпеченні переходу до низьковуглецевої моделі розвитку світової економіки [12].

Щодо України, то темпи росту відновлюваної енергетики в останні роки суттєво збільшилися. Навіть через складні економічні та безпекові обставини, сектор ВДЕ продовжує розвиватись, про що свідчать збільшення потужності генерування станцій, що експлуатувались раніше та розбудові нових об'єктів, а також впровадженні нових механізмів підтримки галузі. Зріст частки відновлюваних джерел енергії у структурі генерування електроенергії свідчить про послідовну трансформацію даного сектору України відповідно до глобальних цілей декарбонізації та енергетичного переходу.

Найвищі темпи розвитку прослідковуються у сонячної та вітрової енергетики, які формують основну частку сучасного сектору ВДЕ в Україні. Також зростає важливість розподіленої генерації та приватних домогосподарств з ВДЕ, що

підвищує енергетичну стійкість регіонів та зменшує навантаження на систему централізованого електропостачання. Крім того, розвиток відновлюваної енергетики є одним із пріоритетних напрямів зміцнення енергетичної безпеки країни, скорочення залежності від імпортованих енергетичних ресурсів та інтеграції України до європейського енергетичного простору.

За даними НКРЕКП, у 2025 році обсяг електроенергії, виробленої від відновлюваних джерел енергії, складає 11 % у загальному обсязі виробництва електроенергії. Водночас частка об'єктів ВДЕ у структурі встановлених генеруючих потужностей досягла 20,4 %, що свідчить про активний розвиток сектору та збільшення інвестицій у «зелену» генерацію (рис.1.2) [13].



Рис 1.2 Структурний розподіл генерації електроенергії з ВДЕ в Україні (за даними НКРЕКП, 2025 р.)

Впродовж 2025 року в Україні встановлено 748 МВт нових потужностей відновлюваної енергетики, у тому числі, за рахунок розвитку приватного домогосподарства. Суттєвого поширення набуває також механізм ринкової премії: 101 генеруюча установка загальною потужністю 658 МВт перейшла на нову модель підтримки, що на 40 % перевищує показники попереднього року [14].

У структурі виробництва електроенергії з ВДЕ домінують фотоелектричні станії, частка яких становить 78 %. Вітрова енергетика забезпечує 12 % виробництва, електростанції на біогазі та біомасі — 8 %, тоді як малі гідроелектростанції формують близько 2 %. Така структура свідчить про переважну роль сонячної генерації у розвитку українського сектору відновлюваної енергетики.

Сучасні тенденції міжнародної кліматичної політики свідчать про посилення глобальної підтримки енергетичного переходу. У сукупності такі процеси формують передумови для структурної трансформації світової енергетичної системи.

1.1.2 Аналіз законодавчої та нормативної бази у сфері ВДЕ та балансуючих груп

Україна виконує свої зобов'язання в межах Енергетичного Співтовариства та поступово наближає законодавство до стандартів ЄС. Один із ключових етапів — імплементація Директиви RED II/RED III, яка визначає сучасні правила розвитку відновлюваної енергетики в Європі.

Згідно з директивою, Держави-члени колективно здійснюють, умови щоб частка енергії з ВДЕ у валовому кінцевому споживанні енергії Союзу у 2030 році становила щонайменше 42,5% [15].

Закон України «Щодо відновлення та «зеленої» трансформації енергетичної системи України» (№ 3220-IX від 30 листопада 2023 року) створює нормативну основу для трансформації відповідно до принципів Європейського «зеленого» курсу (Green Deal) [14]. Серед ключових положень закону варто виділити наступні:

1. Ринкова премія: це інструмент державної підтримки виробників електроенергії з відновлюваних джерел, відповідно до якого гарантований покупець компенсує різницю між встановленим «зеленим» тарифом або аукціонною ціною (з урахуванням передбачених надбавок) та розрахунковою ринковою ціною, визначеною згідно із Законом України «Про ринок електричної енергії». Такий механізм спрямований на забезпечення економічно обґрунтованого

відшкодування витрат гарантованого покупця, пов'язаних із виконанням покладених на нього спеціальних обов'язків щодо підтримки розвитку відновлюваної енергетики;

2. Балансуючі групи гарантованого покупця. З метою компенсації економічно обґрунтованих витрат, пов'язаних із виконанням спеціальних обов'язків щодо закупівлі електричної енергії за «зеленим» тарифом та реалізацією механізму ринкової премії, гарантований покупець надає оператору системи передачі послугу, спрямовану на збільшення частки електроенергії, виробленої з альтернативних джерел енергії. Вартість цієї послуги, що надається гарантованим покупцем оператору системи передачі, визначається відповідно до чинного законодавства та враховує витрати, необхідні для виконання покладених на нього функцій у сфері підтримки відновлюваної енергетики [16];

3. Зміни ринку двосторонніх угод: виробники електричної енергії з альтернативних джерел, за винятком установок, що використовують доменний і коксівний газ, а також гідроелектростанцій, крім мікро-, міні- та малих ГЕС, мають право на добровільних засадах реалізовувати вироблену електроенергію за двосторонніми договорами, укладеними за результатами електронних аукціонів. Такий механізм сприяє розвитку конкурентних відносин на ринку електроенергії та створює додаткові можливості для ефективної інтеграції відновлюваних джерел енергії в енергетичну систему;

4. Активний споживач: споживач, зокрема приватне домогосподарство, енергетичний кооператив або замовник, який не лише споживає електричну енергію, а й здійснює її виробництво, зберігання чи продаж надлишків власної генерації та накопиченої енергії. Крім того, такий споживач може брати участь у заходах з підвищення енергоефективності та управління попитом відповідно до вимог законодавства, за умови, що зазначена діяльність не має професійного або підприємницького характеру [14];

5. Механізм самовиробництва: це система підтримки активних споживачів, орієнтована на забезпечення власних потреб в електричній енергії, яка передбачає проведення взаєморозрахунків між вартістю електроенергії, відпущеної

генеруючими установками споживача в мережу, та вартістю електроенергії, отриманої ним із мережі. При цьому під час розрахунків також враховуються витрати на послуги з передачі та/або розподілу електричної енергії.

6. Агрегація на ринку електричних послуг: це ліцензований вид діяльності, що передбачає об'єднання електроустановок з виробництва, споживання та/або зберігання електричної енергії для забезпечення їх спільної участі в операціях купівлі-продажу електроенергії, а також у наданні допоміжних і балансуєвих послуг на ринку електричної енергії. Така діяльність здійснюється суб'єктом господарювання, який виступає агрегатором та координує роботу об'єднаних учасників ринку [16];

7. Гарантії походження: гарантія походження електричної енергії від ВДЕ являє собою документ електронного типу, що створюється на підставі даних з реєстру гарантій походження та доводить, що виробництво визначеного обсягу електроенергії є саме з відновлюваних джерел. Вона підтверджує екологічну цінність такої електроенергії та права, пов'язані з позитивним впливом її виробництва на довкілля. Під екологічною цінністю вважається зменшення викидів парникових газів в атмосферу, що досягається за рахунок виробництва 1 МВт·год електроенергії з використанням відновлюваних джерел енергії. Цей показник характеризує внесок таких джерел у зменшення негативного впливу енергетики на навколишнє середовище. Підтвердження походження електроенергії, виробленої з відновлюваних джерел енергії суб'єктами господарювання, споживачами, які експлуатують генеруючі установки для власних потреб, а також активними споживачами, здійснюється шляхом оформлення гарантій походження. Видача таких гарантій проводиться на безоплатній основі відповідно до порядку їх формування, обігу та погашення, затвердженого Кабінетом Міністрів України [14];

8. Мала система розподілу являє собою комплекс електричних ліній, трансформаторного, комутаційного та допоміжного обладнання, призначений для передачі електричної енергії від точки приєднання до мереж оператора системи передачі або оператора системи розподілу до електроустановок споживачів. Така система функціонує в межах обмеженої території об'єктів чи земельних ділянок,

які перебувають у власності її оператора, та використовується для постачання електричної енергії користувачам, що відповідають законодавчо встановленим вимогам. Варто відзначити, що діяльність пов'язана з розподілом електричної енергії в межах такої системи розподілу обов'язково ліцензується [16].

Отже Закон України «Щодо відновлення та «зеленої» трансформації енергетичної системи України» є частиною стратегічної реформи енергетичного сектору України. Він спрямований на прискорення відновлення енергосистеми після руйнувань унаслідок збройної агресії; «зелену» трансформацію, яка включає широко масштабне впровадження ВДЕ; об'єднання України та європейського енергетичного ринку, зокрема ENTSO-E [14].

В Законі України «Про ринок електричної енергії» (№ 4213-IX від 14.01.2025), даються наступні визначення [16]:

1. Розподілена генерація – електростанція номінальної потужності 20 МВт та менше, що з'єднана з системи розподілу електроенергії;
2. Мікромережа – це локальна електроенергетична система, що об'єднує взаємопов'язані навантаження та об'єкти розподіленої генерації в межах визначених електричних границь. Вона функціонує на рівні системи розподілу як єдиний керований комплекс, здатний працювати як синхронно з Об'єднаною енергетичною системою України, так і автономно в острівному режимі, забезпечуючи надійне електропостачання локальних споживачів;
3. Острівний режим мікромережі – режим роботи електричної мережі, під час якого мікромережа працює ізольовано в за рахунок відокремлення або відключення від ОЕС України.

В Законі України «Про енергетичну ефективність» (Редакція від 01.01.2025, підстава - 4059-IX) приведені наступні визначення:

1. План дій сталого енергетичного розвитку та клімату є документом стратегічного планування, який розробляється за ініціативою органів місцевого самоврядування та визначає довгострокові цілі сталого енергетичного розвитку територіальної громади, а також комплекс заходів, спрямованих на досягнення національних показників у сфері енергоефективності. [17];

2. Розумні мережі – є сучасні електроенергетичні системи, які поєднують засоби автоматизованого керування, інформаційного обміну та комутаційне обладнання для координації роботи всіх підключених учасників ринку електричної енергії і споживачів. Такі мережі забезпечують ефективний моніторинг та управління технологічними процесами, зокрема збором і обробкою даних, що сприяє підвищенню економічної ефективності, надійності та безпеки функціонування енергосистеми. Використання концепції Smart Grid дозволяє зменшити втрати електроенергії, покращити якість електропостачання та забезпечити сталий розвиток електроенергетичної галузі [17];

3. Система енергетичного менеджменту – це комплекс управлінських заходів і процедур, спрямованих на формування енергетичної політики, визначення цілей та завдань у сфері енергоспоживання, а також на планування, реалізацію та контроль дій, необхідних для їх досягнення. Функціонування такої системи забезпечує підвищення енергоефективності, раціональне використання енергетичних ресурсів та постійне вдосконалення енергетичних показників діяльності організації;

Стандарти серії ІЕС TS 62898 відіграють важливу роль у розвитку національної нормативно-технічної бази, що регламентує створення та функціонування мікромереж. Вони встановлюють основні вимоги до проектування, експлуатації, систем захисту, керування та моніторингу режимних параметрів і технічного стану обладнання мікромереж. Використання цих стандартів сприяє ефективній інтеграції локальних енергосистем до загальної енергетичної інфраструктури, підвищенню гнучкості та енергоефективності розподіленої генерації, а також забезпеченню стійкості енергопостачання в умовах надзвичайних та кризових ситуацій [18].

До основних частин зазначеного стандарту належать:

– ІЕС TS 62898-2:2018 + AMD 1:2023 — Microgrids – Part 2: Guidelines for operation (укр. переклад: Мікромережі – Частина 2: Інструкції з експлуатації), який містить рекомендації щодо організації експлуатації мікромереж у різних режимах, зокрема у паралельному та острівному;

- IEC TS 62898-3-1:2020 + AMD 1:2023 — Part 3-1: Technical requirements – Protection and dynamic control (Захист і динамічний контроль), де визначено вимоги до швидкодіючих систем захисту, стабілізації напруги, частоти та відновлення після порушень у мережі;
- IEC TS 62898-3-2:2024 — Part 3-2: Technical requirements – Energy management systems (Системи енергоменеджменту), що встановлює правила побудови інтелектуальних систем управління споживанням, генерацією, накопиченням та передачею електроенергії у складі мікромереж;
- IEC TS 62898-3-3:2023 — Part 3-3: Technical requirements – Selfregulation of dispatchable loads (Саморегуляція диспетчеризованих навантажень), в якому описано принципи адаптивного керування навантаженнями з урахуванням балансових і економічних критеріїв;
- IEC TS 62898-3-4:2023 — Part 3-4: Technical requirements – Monitoring and control systems (Системи моніторингу та керування мікромережами), де окреслено архітектуру, функціональні можливості та технічні параметри систем моніторингу, збору даних та дистанційного керування мікромережею в реальному часі [19].

Імплементация зазначених положень стандарту в українську нормативну базу сприятиме уніфікації вимог до проектування, експлуатації та керування мікромережами. Це створить передумови для безпечної інтеграції відновлюваних джерел енергії, підвищення гнучкості енергосистеми та формування сталої енергетичної інфраструктури.

Сукупність зазначених перетворень, обумовлених сучасними викликами та потребами енергетичної системи України, зумовлює актуальність наукових досліджень, спрямованих на формування оптимальних техніко-економічних механізмів ефективного використання відновлюваних і низьковуглецевих джерел енергії. Реалізація таких підходів сприятиме підвищенню надійності, енергоефективності та сталого розвитку вітчизняної енергетичної галузі. Водночас це створить передумови для ширшого впровадження сучасних технологій

керування енергетичними ресурсами та активного залучення споживачів до процесів балансування електроенергетичної системи. Крім того, розвиток відповідних організаційних і технічних рішень сприятиме підвищенню енергетичної безпеки держави та прискоренню інтеграції України до європейського енергетичного простору.

1.2 Особливості функціонування ВДЕ в локальних електроенергетичних системах

Стрімке збільшення частки відновлюваних джерел енергії у структурі електрогенерації істотно впливає на принципи функціонування локальних електроенергетичних систем, які беруть участь у процесах балансування електроенергії оператором системи розподілу як у режимі паралельної роботи з електроенергетичною системою, так і в автономному режимі. До основних особливостей роботи ЛЕС з ВДЕ належать мінливість та стохастичний характер генерування електроенергії, що обумовлено залежністю сонячних та вітрових електростанцій від погодних умов, часу доби та сезонності. Такі особливості створюють додаткові виклики для забезпечення балансу між виробництвом та споживанням електроенергії в енергетичних системах.

В Україні розвиток ВДЕ тривалий час стимулювався механізмом «зеленого» тарифу, який гарантував виробникам електроенергії з альтернативних джерел викуп електроенергії за фіксованою підвищеною ціною. Функції гарантованого викупу електричної енергії, виробленої об'єктами ВДЕ, покладені на ДП «Гарантований покупець». Дане підприємство здійснює купівлю електроенергії у виробників ВДЕ та виконує фінансові розрахунки відповідно до умов чинного законодавства України [16].

Однією з ключових вимог функціонування виробників ВДЕ на ринку електроенергії є необхідність формування та подання погодинного прогнозного графіка генерації електроенергії на наступну добу. Власники сонячних та вітрових електростанцій зобов'язані завчасно прогнозувати обсяги виробництва електричної

енергії та подавати відповідні графіки до оператора системи передачі та учасників ринку. Такий підхід необхідний для забезпечення стабільності енергосистеми та планування режимів її роботи.

Однак через залежність ВДЕ від природно-кліматичних факторів фактичні обсяги генерації часто відрізняються від запланованих значень. Відхилення між прогнозованим та фактичним графіком виробництва електроенергії формують небаланси електричної енергії. У випадку перевищення допустимих меж похибки прогнозування до виробників ВДЕ застосовуються штрафні санкції у вигляді оплати вартості небалансів. Таким чином, чим більшим є відхилення фактичної генерації від погодженого графіка, тим більшими стають фінансові втрати власників ВДЕ.

У зв'язку з цим особливої актуальності набувають задачі підвищення точності прогнозування генерації ВДЕ, використання систем накопичення електроенергії, а також формування балансуючих агрегованих груп. Об'єднання декількох джерел генерації, споживачів та систем зберігання електроенергії в єдину локальну електричну систему дозволяє зменшити величину небалансів та підвищити ефективність роботи учасників ринку електроенергії.

Крім того, інтеграція значної кількості ВДЕ в локальні електричні системи впливає на режими роботи електричних мереж. Нерівномірний характер генерування призводить до зміни поточного розподілу потужності, появи реверсивних перетоків електроенергії, збільшення втрат потужності в елементах мережі та необхідності регулювання параметрів режиму. Це обумовлює необхідність розроблення нових математичних моделей та методів аналізу режимів роботи локальних електричних систем з високою часткою ВДЕ [18].

Таким чином, особливості функціонування ВДЕ в локальних електричних системах полягають не лише у змінному характері генерації електроенергії, а й у необхідності дотримання ринкових механізмів балансування, прогнозування графіків генерації, мінімізації небалансів та забезпечення надійної роботи електричних мереж [19]. Важливим аспектом також є інтеграція систем накопичення енергії, сучасних засобів автоматизованого керування та цифрових

технологій моніторингу режимів роботи енергосистеми. Це створює передумови для підвищення гнучкості локальних електроенергетичних систем, збільшення частки відновлюваних джерел енергії та забезпечення їх ефективної взаємодії з ринком електричної енергії.

1.3 Вплив відновлювальних джерел електроенергії на параметри електричних мереж

Оскільки ВДЕ функціонують переважно в розподільчих електричних мережах (РЕМ), і їх функціонування має вплив на ОЕС в цілому, важливо розглянути особливість роботи РЕМ в умовах сьогодення, які впливають на ВДЕ, їх енергоефективність в балансі електроенергії в ЕЕС.

Задовільний стан електричних мереж є основним чинником для реалізації ефективної експлуатації ВДЕ, що зумовлює інтерес до адаптації розподільної мережі до нових просьюмерів. Це зумовлює ретельний контроль показників надійності, коефіцієнтів навантаження, струмів коротких замикань та якості електроенергії.

Оптимізація режимів роботи цих мереж, які виникли через швидке інтегрування ВДЕ, є складною задачею для операторів системи розподілу. Наразі важливою проблемою є якість електроенергії, що являється дуже важливою характеристикою систем з ВДЕ. Споживачі є більш відчутними до збурень в мережах. Хаотичне будівництво ВДЕ та нелінійність навантаження переважної більшості потужних споживачів є традиційним явищем в РЕМ, яке в свою чергу негативно впливає на енергоефективність ВДЕ з природно нерівномірним графіком генерування електроенергії (рис 1.3).

На функціонування електричних мереж з ВДЕ та її якість в сучасних умовах впливає також тип ВДЕ та режими його роботи [30]. Тому для формування критеріїв підвищення енергоефективності ВДЕ в балансі електроенергії ЕЕС

важливо дослідити тенденції, що до змін встановлених потужностей ВДЕ та загальних обсягів генерованої електроенергії ними.



Рис. 1.3 Негативні характерні ознаки розподільних електричних мереж України, що зменшують енергоефективність ВДЕ

В умовах сьогодення енергетична промисловість України постає перед новими сучасними інноваційними рішеннями. Завдяки впровадженню цих рішень стали доступні нові методи балансування ринку, що поєднують нові систем зберігання енергії та розумні мережі.

На відміну від традиційних електростанцій, нові установки мають час реагування в межах, що визначаються мілісекундами, що значно підвищує стабільність енергосистеми. Ці проєкти спричиняють зниження залежності від імпортованих енергоресурсів, підвищення енергетичної незалежності України та зменшення вразливості її до зовнішніх викликів. Завдяки модернізованій інфраструктурі зменшуються експлуатаційні витрати, покращується надійність роботи системи та зменшується вплив на навколишнє середовище. Це не лише

економічно вигідно, а й наочне покращення якості життя для суспільства, що створює нові перспективи для підприємців та інвесторів [21].

Впровадження технологій Smart Grid забезпечує підвищення якості електропостачання та ефективності використання електроенергії завдяки інтеграції сучасних електротехнічних засобів і інформаційно-комунікаційних технологій. Концепція розвитку розумних мереж та план заходів щодо її реалізації формують передумови для впровадження інноваційних рішень в електроенергетичному секторі України, зокрема в процесах відновлення та модернізації енергетичної інфраструктури, пошкодженої внаслідок російської агресії. При цьому оновлена енергетична система держави повинна базуватися на передових технологічних рішеннях і відповідати вимогам та стандартам енергоефективності Європейського Союзу.

Реалізація зазначеної концепції спрямована на поступове скорочення втрат електроенергії в мережах, зниження викидів вуглекислого газу, активізацію інвестиційних процесів у сфері модернізації електромережевої інфраструктури, а також на підвищення якості та надійності електропостачання кінцевих споживачів електричної енергії. [22].

У результаті впровадження Плану заходів щодо реалізації Концепції до 2035 року передбачено зменшення втрати електроенергії в електромережах в цілому по Україні із 11,6% до 7,5% або на 6 млрд кВт*год, що еквівалентно 3 млн тон спаленого вугілля на ТЕС. Також очікується, що витрати на експлуатаційне обслуговування електромереж сумарно зменшаться не менш як на 8,3 млрд гривень, а фактичний рівень індексу середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні в системі (SAIDI) скоротиться з 1700 до 100 хвилин у 2035 році, що відповідатиме середньоєвропейському рівню.

Впровадження зазначених технологій сприяє не лише зменшенню експлуатаційних витрат, а й підвищенню надійності функціонування електричних мереж, що має важливе значення для забезпечення стабільного енергопостачання в умовах підвищених навантажень та кризових ситуацій. Розвиток і практичне застосування інноваційних рішень створюють передумови для покращення якості

електроенергії, зниження технологічних ризиків та підвищення ефективності роботи енергетичної системи загалом. Модернізація електроенергетичної інфраструктури також позитивно впливає на функціонування промислових і виробничих підприємств, забезпечуючи безперервність технологічних процесів, скорочення виробничих витрат та зростання конкурентоспроможності продукції.

1.4 Аналіз існуючих методів балансування та прогнозування генерації ВДЕ

Стрімке зростання кількості відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) у структурі генерації електроенергії умови необхідні для удосконалення методів балансування електроенергетичних систем та прогнозованого режиму роботи генеруючих установок. Особливістю ВДЕ є залежність обсягів виробництва електроенергії від змінних природно-кліматичних факторів, що робить складним забезпечення балансу між генерацією та споживанням електричної енергії в режимі реального часу. Через це питання прогнозування генерації ВДЕ та балансування енергосистем набувають ключового значення для забезпечення стабільної та енергоефективної роботи електроенергетичних систем [23].

Балансування електроенергетичної системи має мету забезпечення постійної рівності між обсягами виробництва та споживання електричної енергії з обов'язковим врахуванням технологічних втрат у мережах. У традиційних енергосистемах балансування здійснювалось з використанням маневрових потужностей теплових станцій та гідроелектростанцій. Але зі збільшенням частини сонячних та вітрових електростанцій постала необхідність впровадження нових підходів до управління режимами роботи енергосистем.

Одним із найбільш розповсюджених методів балансування є використання резервних генерувальних потужностей. В основу даного підходу покладено підтримання певного обсягу резерву активної потужності, який за необхідності оперативно введений в роботу у випадку виникнення дефіциту генерації ВДЕ. До них належать газотурбінні установки, гідроелектростанції, гідроакumuлюючі електростанції та швидкодіючі маневрові блоки. Головною перевагою даного

методу є висока надійність забезпечення балансу, однак його головним недоліком є значні експлуатаційні витрати та збільшення обсягів викидів парникових газів у випадку використання традиційної генерації [24].

Важливу роль у сучасних системах балансування стали відігравати системи накопичення електроенергії. Використання електрохімічних накопичувачів, суперконденсаторів та інших накопичувачів дозволяють компенсувати короточасні коливання генерації ВДЕ та згладжувати добові графіки навантаження. Системи накопичення дають можливість акумулювання надлишкової електроенергії у періоди профіциту та її подальшого використання у години дефіциту потужності. Перевагами такого підходу є висока швидкодія та можливість підвищення стабільності роботи мережі, проте впровадження систем збереження потребує суттєвих капіталовкладень.

Ще одним перспективним напрямком є створення та формування балансуючих агрегованих груп. Суть такого підходу полягає в об'єднанні декількох об'єктів генерації, споживачів та систем накопичення електроенергії в єдину структуру, що здатна керуватися агрегатором. Агрегатор здійснює централізоване управління режимами роботи учасників групи для забезпечення мінімізації небалансів електроенергії. Завдяки об'єднанню різнотипних джерел генерації та навантажень знижується вплив випадкових коливань потужності окремих ВДЕ на загальний баланс системи [25].

Особливо важливий вплив на ефективність балансування має точність прогнозування генерації ВДЕ. Основною метою прогнозування є визначення очікуваних обсягів генерування електроенергії на різних часових інтервалах – від декількох хвилин-годин до декількох діб наперед. На сьогодні існує декілька основних підходів до прогнозування генерації ВДЕ: статистичні, фізичні та комбіновані методи.

Статистичні методи прогнозування ґрунтуються на аналізі історичних даних генерації та погодних параметрів. До таких методів належать регресійні моделі, часові ряди, авторегресійні моделі та методи машинного навчання. Їх перевагою є проста реалізації та можливість адаптації до реальних умов експлуатації. Однак

точність прогнозування значною мірою залежить від обсягу та якості вихідних даних [26].

Фізичні методи прогнозування ґрунтуються на використанні математичних моделей атмосферних процесів та характеристик обладнання ВДЕ. Для сонячних електростанцій необхідно враховувати рівень сонячної радіації, температура навколишнього середовища, хмарність та кут падіння сонячних променів на поверхню фотоелектричної панелі. Для вітрових електростанцій основними параметрами є швидкісний напір та напрямок вітру, атмосферний тиск, а також рельєф місцевості. Головною перевагою фізичних моделей є можливість довгострокового прогнозування, але такі моделі потребують значних обчислювальних ресурсів та точних метеорологічних даних.

Останнім часом широкого поширення набули комбіновані методи прогнозування, які поєднують статистичні алгоритми, фізичні моделі та технології штучного інтелекту. Зокрема, активно використовуються нейронні мережі, нечітка логіка, генетичні алгоритми та методи глибокого навчання. Такі підходи дозволяють враховувати складні нелінійні залежності між погодними умовами та генерацією ВДЕ, що забезпечує підвищення точності прогнозів [27].

Разом із цим навіть сучасні методи прогнозування не дозволяють в повній мірі усунути похибки визначення обсягів генерації ВДЕ. Це пов'язано зі стохастичним характером погодних умов та складністю точного моделювання атмосферних процесів. У результаті виникають небаланси електроенергії, які можуть призводити до додаткових витрат учасників ринку електроенергії та зниження енергоефективності електроенергетичних систем.

У сучасних умовах вагому актуальність має розвиток інтелектуальних систем керування, що керують режимами роботи локальних електричних систем (ЛЕС), та інтегрують функції прогнозування, балансування та оптимізації розподілу потоків електроенергії. Впровадження таких систем дозволяє підвищити точність прогнозування генерації ВДЕ, мінімізувати втрати електроенергії та забезпечити стабільну роботу електричних мереж [28].

Таким чином, аналіз існуючих методів призначених для балансування, прогнозування генерації ВДЕ демонструє, що забезпечення ефективного поєднання відновлюваних джерел енергії в електроенергетичні системи зумовлює необхідність комплексного поєднання сучасних методів прогнозування, систем накопичення електроенергії, балансуєчих агрегованих груп та інтелектуальних технологій керування режимами роботи мереж.

1.5 Тенденції до зміни встановленої потужності та обсягів генерування електроенергії ВДЕ

З часів індустріальної революції 20 століття переважна більшість країн світу все ще залежні від традиційних видів палива. Ця залежність призводить до серйозних наслідків для клімату, а також для здоров'я людини. Найрозповсюдженішими ВДЕ є: вітрова, сонячна енергія, гідроенергія, енергія біомаси, енергія припливів, геотермальна енергія.

Перехід до широкого використання відновлюваних джерел енергії забезпечує низку переваг, серед яких скорочення викидів парникових газів, диверсифікація структури енергопостачання та зменшення залежності від цінових коливань на вичопні енергоресурси, зокрема нафту й природний газ.

За даними міжнародного агентства з енергетики IRENA з кожним роком спостерігається зростання світового генерування електроенергії ВДЕ. Популярними видами ВДЕ є сонячна енергія, вітрова енергія, що демонструють світові тенденції збільшення генерування електроенергії ФЕС і ВЕС (рис. 1.4) [29].

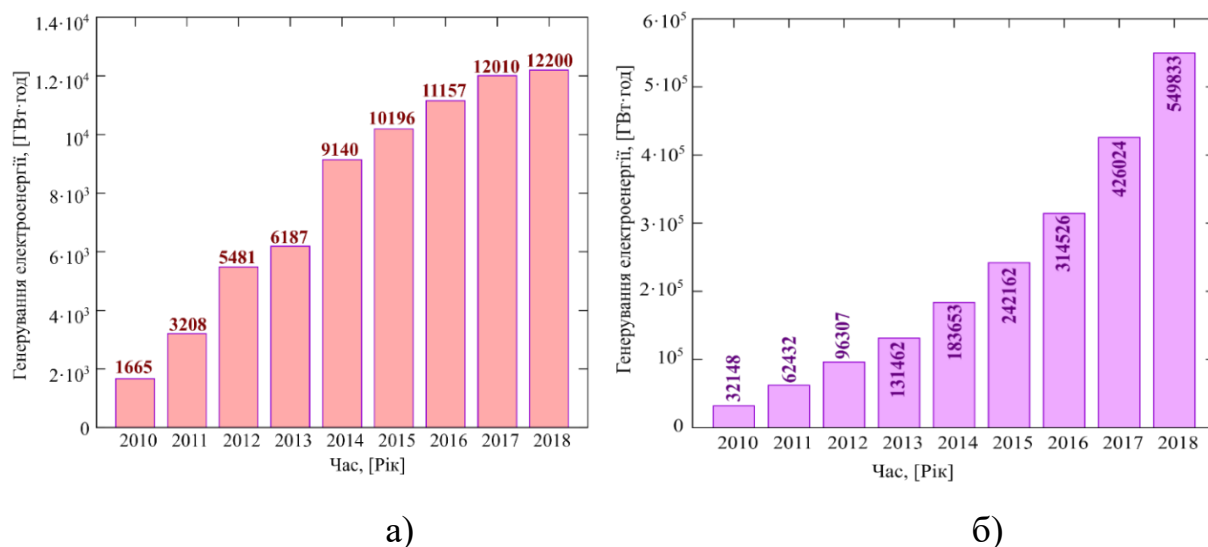


Рис. 1.4 Тенденція збільшення генерування електроенергії за даними IRENA в світі: а) сонячні термальні станції; б) ФЕС

Станом на 2023 рік ВДЕ складають 29,9% світового виробітку електроенергії, що в загальному рівно 8 928 % терават – годин. Решту 70,1 % припало на викопне паливо, ядерну енергетику, гідроакumuлюючі електростанції та інші невідновлювані джерела енергії (рис.1.5).

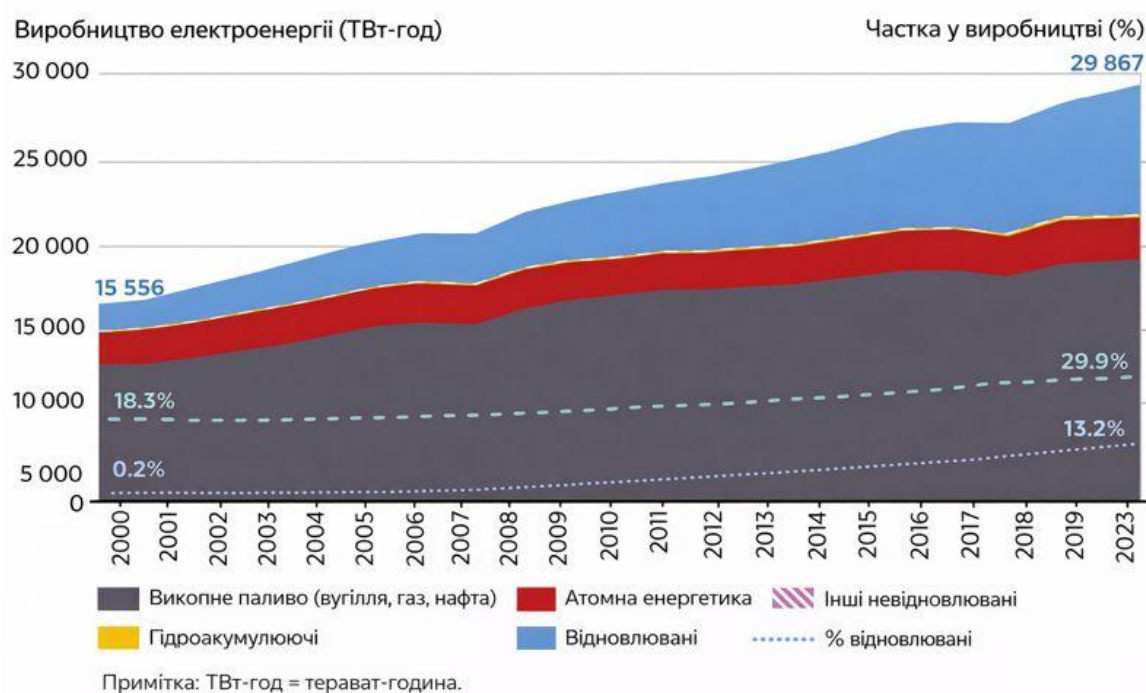


Рис. 1.5 Динаміка світового виробництва електроенергії за типами джерел генерації у 2000–2023 рр.

Загальний обсяг виробництва електроенергії збільшувався в середньому на 2,5% щороку між 2012 і 2023 роками. Протягом того ж періоду виробництво електроенергії з відновлюваних джерел зростало зі сукупним річним темпом зростання (СРТЗ) на рівні 5,9%, значно випереджаючи невідновлювані джерела, для яких СРТЗ становив лише 1,3%. У 2023 році виробництво електроенергії з відновлюваних джерел зросло на 5,6% порівняно з 2022 роком, тоді як виробництво електроенергії з невідновлюваних джерел зросло на 1,2% за той самий період. З 2010 року найбільше зростання виробництва електроенергії з відновлюваних джерел спостерігалось для сонячної та вітрової енергії (змінні відновлювані джерела енергії), які разом становили 13,2% світового електроенергетичного балансу у 2023 році, збільшившись на 15,7% порівняно з 2022 роком (рис. 1.6) [30].

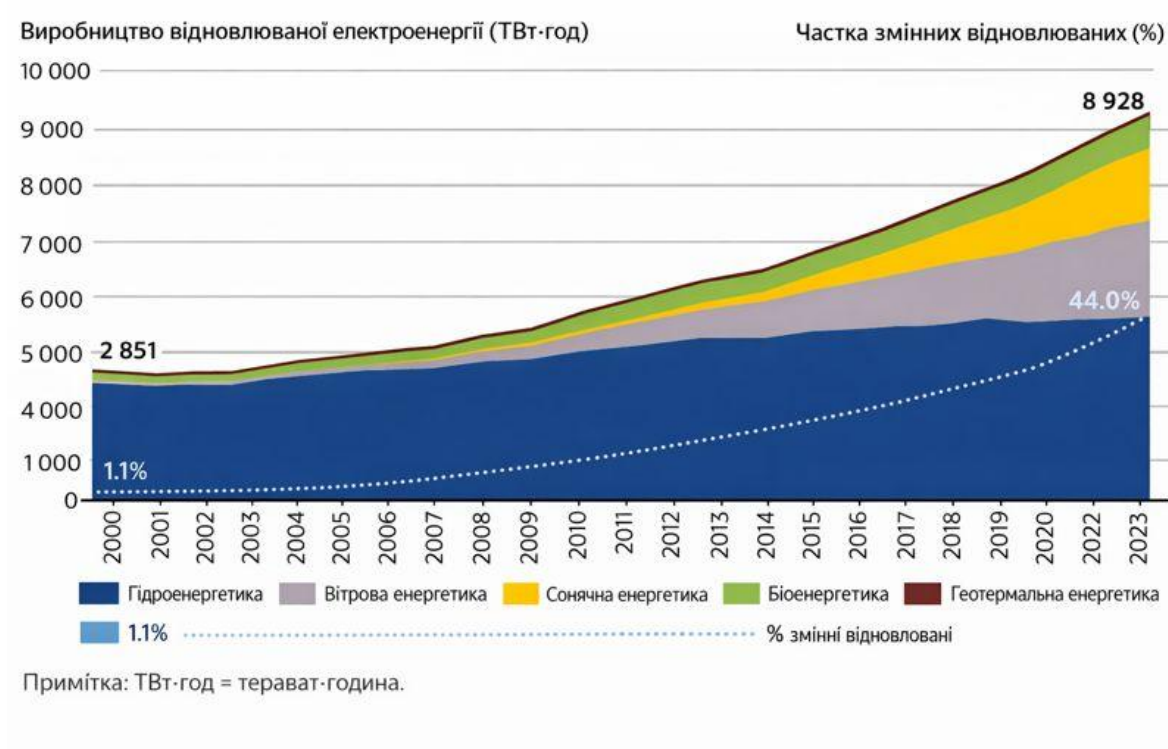


Рис. 1.6 Динаміка виробництва електроенергії з відновлюваних джерел та зміна їх частки в енергобалансі у 2000–2023 роках

Протягом останніх 25 років профіль відновлюваних джерел енергії значно диверсифікувався. Хоча відновлювана гідроенергетика (за винятком гідроакумулюючих електростанцій) продовжує забезпечувати основну частину виробництва відновлюваної електроенергії, змінні відновлювані джерела енергії постійно збільшують свою частку в структурі, зрісши з 1,1% від виробництва відновлюваної електроенергії у 2000 році до 44,0% у 2023 році.

У 2023 році відновлювана гідроенергетика залишалася найбільшим джерелом відновлюваної електроенергії, виробляючи 4 270 ТВт·год, але повідомлялося про зменшення на 72 ТВт·год (-1,6%) порівняно з рівнями 2022 року. Хоча виробництво електроенергії з гідроакумулюючих електростанцій не вважається відновлюваним джерелом енергії, воно зросло на 5,5 ТВт·год (3,9%) у 2023 році.

Далі йде вітрова енергія, яка виробила 2 304 ТВт·год та показала зростання на 9,8% порівняно з темпами зростання 13,9%, зафіксованими у 2022 році. Сонячна енергія, найшвидше зростаюче відновлюване джерело енергії за останні роки, виробила 1 624 ТВт·год – це зростання на 25,2% у річному обчисленні та найбільше річне зростання з 2018 року. Біоенергетика виробила 632 ТВт·год, що на 1,4% більше, тоді як геотермальна енергія забезпечила 98 ТВт·год, а морська енергія – майже 1 ТВт·год.

В абсолютному вираженні Азія лідирувала у світі з виробництва електроенергії з відновлюваних джерел у 2023 році, виробивши 4008 ТВт·год, що становить зростання на 6,9% завдяки всім технологіям, окрім гідроенергетики, яка демонструє зменшення як частки, так і виробництва, тоді як зростання було особливо сильним у сонячній та вітровій енергетиці.

Європа виробила 1626 ТВт·год, що на 11,4% більше, завдяки збільшенню виробництва гідроенергетики, сонячної та вітрової енергії, що компенсувало спад у біоенергетиці, геотермальній та морській енергетиці. Північна Америка виробила 1452 ТВт·год – на 2,9% менше, ніж у 2022 році, – а Південна Америка виробила

1009 ТВт·год, що на 6,0% більше, ніж у 2022 році, завдяки зростанню за всіма технологіями.

Євразія виробила 369 ТВт·год, що на 1,8% більше, ніж у попередньому році, причому сонячна та вітрова енергетика компенсували постійне зниження виробництва гідроенергетики. Африка виробила 216 ТВт·год, що показує зростання на 4,5% за всіма джерелами. Океанія виробила 134 ТВт·год – значно більше на 18,8%. Близький Схід ішов далі з 62 ТВт·год, що свідчить про значне зростання на 35%. Нарешті, Центральна Америка та Карибський басейн виробили 52 ТВт·год – менше на 8,0%.

Щодо структури виробництва електроенергії за регіонами (рис. 1.7), Південна Америка лідирує, де 76,8% електроенергії виробляється з відновлюваних джерел (переважно гідроенергетика, на яку припадає майже три чверті). Далі йде Європа, де 46,2% електроенергії виробляється з відновлюваних джерел, але вона характеризується більш різноманітним складом: 35,6% енергії вітру; 34,7% гідроенергетики; 17,3% сонячної енергії; 11,7% біоенергетики; та 0,8% геотермальної енергії. Океанія має третю за величиною частку відновлюваної енергії – 40,7%, де гідроенергетика становить 33,0%, сонячна – 32,0%, вітер – 25,8%, геотермальна – 6,2% та біоенергетика – 3,0%.

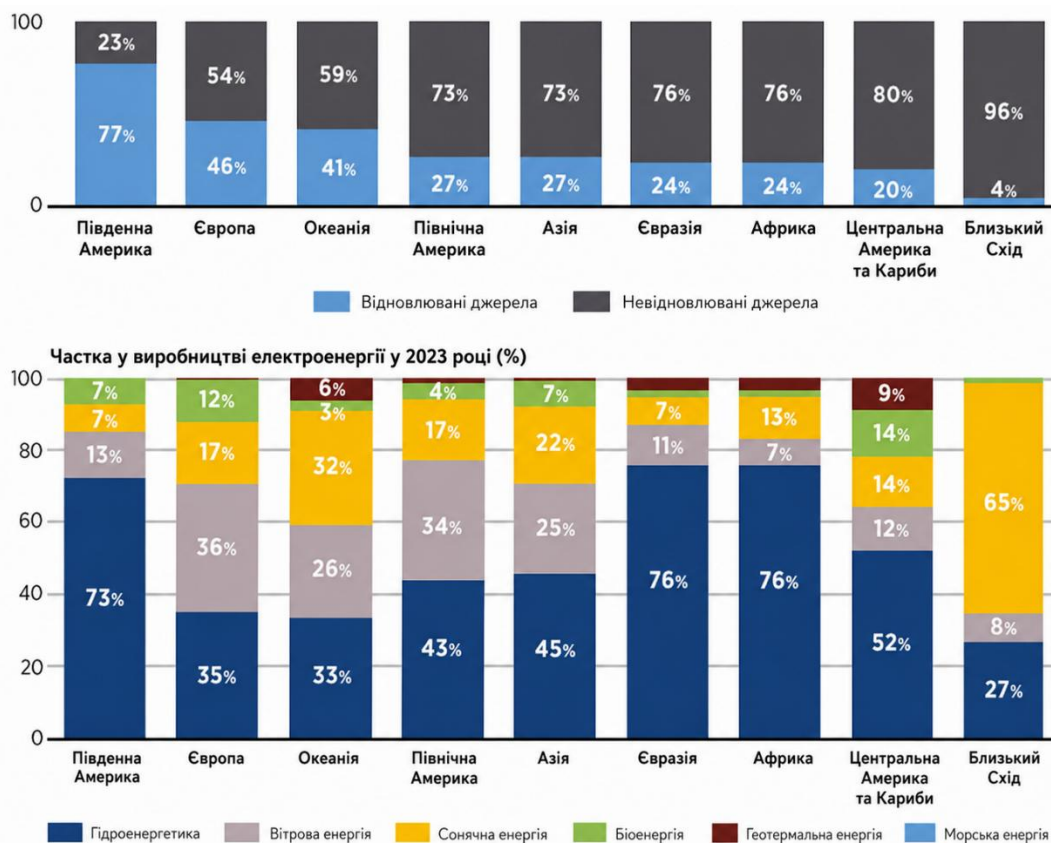


Рис. 1.7 Структури виробництва електроенергії в країнах світу

У Північній Америці відновлювані джерела енергії складають 26,6% від загального виробництва електроенергії, що відповідає частці Азії; Африка та Євразія виробляють по 24,1% електроенергії з відновлюваних джерел, тоді як Центральна Америка та Карибський басейн мали 20,0% електроенергії з відновлюваних джерел. Нарешті, Близький Схід значно відстає, маючи лише 4,3% електроенергії, виробленої з відновлюваних джерел.

У 2023 році групи країн G7 та G20 продовжували виробляти більше електроенергії з невідновлюваних джерел, ніж з відновлюваних, що пропорційно менше електроенергії з відновлюваних джерел, ніж світовий показник у 29,9%. Країни G20 виробили 28,9% своєї електроенергії з відновлюваних джерел, причому частка залишилася незмінною з показником 2022 року, тоді як G7 виробила 29,5% своєї електроенергії з відновлюваних джерел. Обидві групи мають схожий розподіл відновлюваних джерел. З усієї електроенергії з відновлюваних джерел, виробленої у 2023 році в країнах G20, 43,9% припадало на гідроенергетику, 28,5% - на вітрову

енергетику, 19,6% - на сонячну енергію, 7,1% - на біоенергетику та невелику частку геотермальної енергії. Для країн G7 розподіл був таким: 35,5% - гідроенергетика; 34,1% - енергія вітру; 19,9% - сонячна енергія; 9,2% - біоенергія; та 1,3% - геотермальна енергія.

Зміни щодо потужності відновлюваної енергетики

Остання статистика IRENA містить деякі незначні зміни до потужностей відновлюваної енергетики за 2024 рік та історичних даних, про які повідомлялося у березні 2025 року. Загальні потужності відновлюваної енергетики у 2024 році були переглянуті у бік зменшення на 5,3 ГВт до 4 443 ГВт. Це зменшення відбулося через зменшення потужностей гідроелектростанцій та вітрових електростанцій, частково компенсоване збільшенням потужностей сонячних електростанцій та біоелектростанцій.

Переглянуті дані показують, що на кінець 2024 року потужності відновлюваної енергетики становили 4,4 ТВт, або 46,2% від 9,6 ТВт загальної світової потужності, включаючи невідновлювані джерела енергії (рис. 1.8). Це свідчить про безпрецедентне збільшення на 15,1% порівняно з 2023 роком, що значно вище, ніж сукупний річний темп зростання на 10,4% за попередні п'ять років (з 2018 по 2023 рік). У сфері відновлюваних джерел енергії змінні потужності відновлюваної енергетики зросли на 23,3% порівняно з 2023 роком, досягнувши 31,2% від загальної потужності відновлюваної енергетики.

Решта встановленої потужності становить 5,2 ТВт (53,8%) невідновлюваної енергії, включаючи 4,5 ТВт (47,3%) викопного палива; 400 ГВт (4,2%) ядерної енергії; 150 ГВт (1,6%) гідроакумуючих електростанцій; та 68 ГВт (0,7%) інших невідновлюваних джерел енергії. Остання тенденція підтверджує, що відновлювані джерела енергії є найшвидше зростаючим джерелом потужності; та ілюструє уповільнення розвитку невідновлюваних джерел енергії та навіть деяке значне виведення з експлуатації електростанцій на викопному паливі в кількох країнах [30].

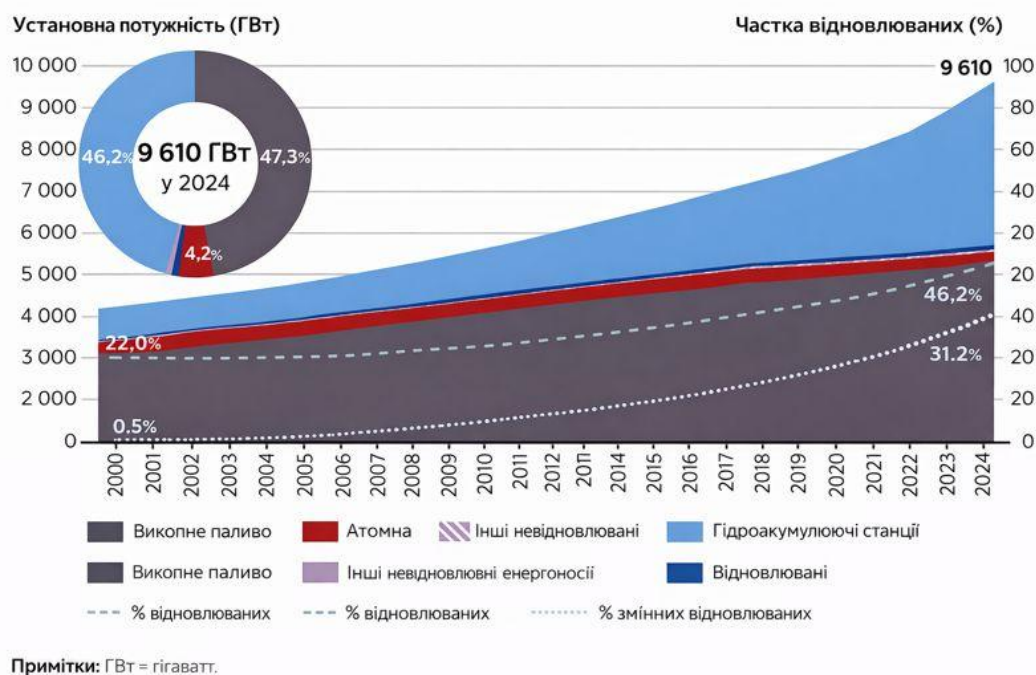


Рис. 1.8 Динаміка встановленої потужності електрогенерації за типами джерел енергії та частка відновлюваних джерел у світі у 2000–2024 р.

У 2024 році сонячна енергія була найбільшим джерелом відновлюваних потужностей – 42,0% або 1866 ГВт, далі йшли гідроенергетика (1277 ГВт) з 28,7%, вітрова енергетика (1133 ГВт) з 25,5%, біоенергетика (151 ГВт) з 3,4% та геотермальна енергетика (15 ГВт) з невеликою кількістю морської енергії. Частка змінних відновлюваних джерел енергії (вітру та сонця) зросла до 67,5% від відновлюваних потужностей, що свідчить про зсув у бік цих більш періодичних джерел енергії. Сонячна та вітрова енергетика продовжували домінувати в розширенні потужностей відновлюваних джерел енергії, разом становлячи 97,5% усіх чистих доданих потужностей відновлюваних джерел енергії у 2024 році, причому сонячна енергетика зросла на 453 ГВт, а вітрова – на 114 ГВт. Додавання потужностей відновлюваних джерел енергії помітно зросло за останні 24 роки, причому у 2024 році спостерігався безпрецедентний пік у 582 ГВт нових доданих потужностей відновлюваних джерел енергії. Більше того, частка відновлюваних джерел енергії у щорічному додаванні потужностей загалом постійно зростала, досягнувши 91,1% у 2024 році. Додавання потужностей невідновлюваних джерел

енергії залишалося відносно постійним або зменшувалося протягом багатьох років, залишаючись нижче 90 ГВт щорічно з 2019 року (рис. 1.9) [30].

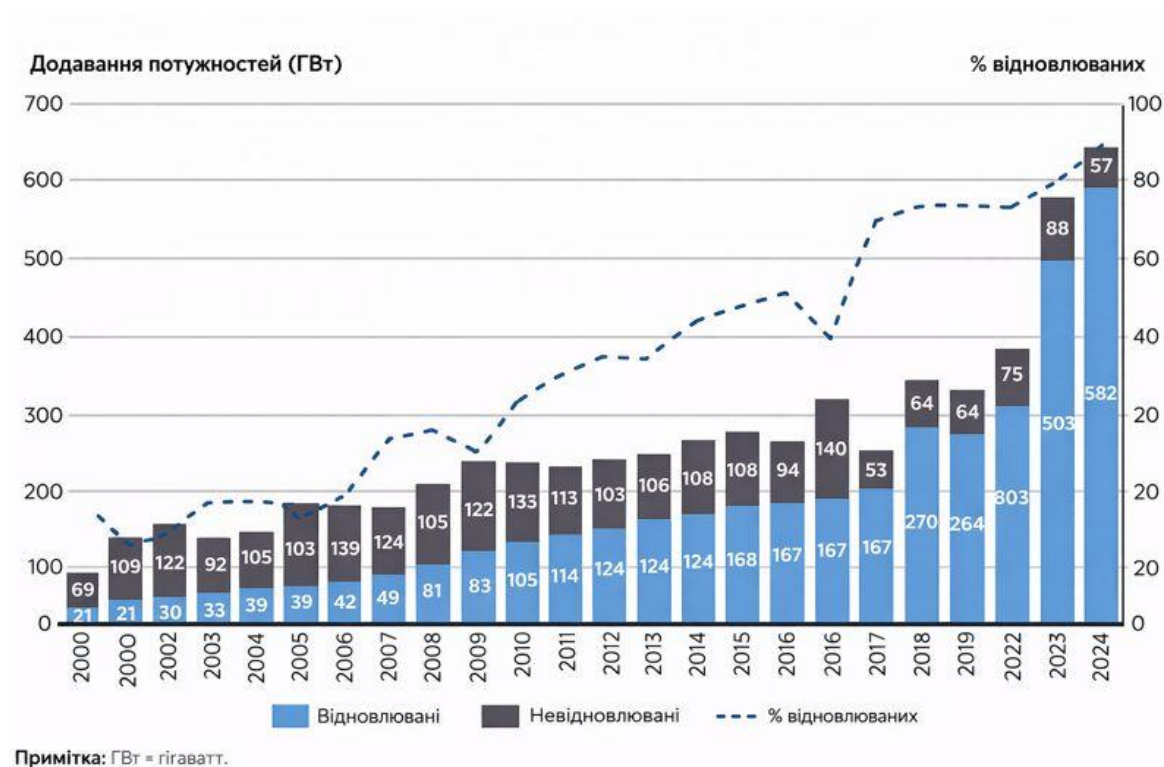


Рис. 1.9 Динаміка приросту встановлених потужностей відновлюваної та невідновлюваної генерації у світі

Незважаючи на те, що 2024 рік ознаменувався найбільшим зростанням потужностей відновлюваної енергетики на сьогоднішній день, між країнами та регіонами існують значні відмінності. На Азію припадала більшість нових потужностей у 2024 році (71,0%), збільшивши свої потужності відновлюваної енергетики на 413,2 ГВт, тоді як Європа та Північна Америка збільшили свої потужності на 71,9 ГВт та 45,5 ГВт відповідно. В інших регіонах зростання було значно меншим: Центральна Америка та Карибський басейн збільшилися на 0,4 ГВт, Близький Схід – на 4,0 ГВт, а Африка – на 4,7 ГВт.

Досягнення глобальної цілі потрійного збільшення 11,174 ТВт до 2030 року

У 2024 році було додано 582 ГВт потужностей відновлюваної енергетики, що становить 15,1% річного темпу зростання – збільшення на 0,7 процентних пункти порівняно зі зростанням на 14,4%, про яке повідомлялося у 2023 році (рис. 1.10). Це найвищий річний приріст з 2000 року. Незважаючи на цей прогрес, зростання все ще не достатнє для досягнення мети – потроїти світову встановлену потужність відновлюваної енергетики до понад 11 ТВт до 2030 року. Збереження темпів зростання, що спостерігалися у 2024 році, призведе до того, що до 2030 року буде встановлено лише 10,3 ТВт відновлюваної енергетики, що на 0,9 ТВт (7,7%) менше цільового показника [30].



Рис. 1.10 Динаміка встановленої потужності відновлюваних джерел енергії з оцінкою середньорічних темпів зростання.

Протягом п'ятирічного періоду з 2018 по 2023 рік світові потужності відновлюваної енергетики зростали зі складним річним темпом зростання на рівні 10,4%. Якби ця історична тенденція продовжилася, це призвело б до 2030 року до 8,0 ТВт встановленої потужності відновлюваної енергетики, що на 3,1 ТВт (або 28%) менше цільового показника. Досягнення цілі до 2030 року вимагало б підтримки мінімального річного темпу зростання на рівні 16,1% з 2022 року. Однак, оскільки 2023 та 2024 роки не досягли цих темпів, потужності

відновлюваної енергетики тепер повинні зростати ще швидше (на 16,6% щороку протягом решти шести років десятиліття).

Виробництво тепла

Комерційне тепло використовується для різних цілей, і в енергетичній статистиці ми враховуємо це тепло в джоулях проданого тепла. Серед потужностей електроенергетики, виробництва електроенергії та виробництва тепла останнє зазвичай відстає за рівнем проникнення відновлюваної енергії. У 2023 році лише 6,2% світового виробництва тепла надходило з відновлюваних джерел, що становило 919 петаджоулів (ПДж). Решта 93,8% (13 965 ПДж) були вироблені з викопного палива, зі слідами ядерної та інших невідновлюваних джерел.

Частка виробництва тепла з відновлюваних джерел зросла з 2,5% у 2000 році, хоча й значно повільнішими темпами зростання, ніж електроенергія. Біоенергетика займає найбільшу частку, забезпечуючи 90,6% відновлюваного тепла у 2023 році, з подібними історичними темпами. Інші важливі джерела включають геотермальну та сонячну теплову енергію. Європа є лідером у виробництві тепла з відновлюваних джерел, на неї припадає 89,6% від загальносвітового обсягу, а частка відновлюваних джерел становить 30,2% від 2 727 петаджоулів (ПДж) тепла, виробленого в регіоні. Азія виробила 6 495 ПДж тепла у 2023 році, але лише 0,4% надійшло з відновлюваних джерел. Євразія виробила 5 169 ПДж тепла у 2023 році, з яких 0,5% надійшло з відновлюваних джерел. Нарешті, Північна Америка виробила 442 ПДж тепла у 2023 році, з яких 9,6% надійшло з відновлюваних джерел.

Наявність значних ресурсів вітрової та сонячної енергії, а також зростання обсягів сільськогосподарських відходів, придатних для енергетичного використання, обумовлюють високий потенціал розвитку відновлюваної енергетики в Україні. До повномасштабного вторгнення відновлювана енергетика становила 8,1% від загального обсягу енергетичної системи. У 2019 році Україна входила до десятки найкращих країн світу за розвитком відновлюваної енергетики та посідала шосте місце за інвестиційною привабливістю в секторі «зеленої»

енергетики. За останнє десятиліття у відновлювану енергетику було інвестовано понад 12 мільярдів доларів США [31].

В Україні, як і в світі простежується тенденція стрімкого зростання відновлюваної енергетики (рис. 1.11).

У 2023 році частка відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) у структурі виробництва електроенергії України, включно з великими гідроелектростанціями, досягла 22%, тоді як у Європі цей показник становив 42%.



Рис. 1.11 Динаміка приросту встановлених потужностей відновлюваної та невідновлюваної генерації у світі

До повномасштабного вторгнення встановлена потужність ВДЕ в Україні становила 9,9 ГВт, включаючи 2 ГВт вітрової енергії, 6 ГВт сонячної енергії та 0,2 ГВт біомаси. Станом на початок 2024 року потужність відновлюваної енергетики становила 8,7 ГВт. Незважаючи на виклики війни, у 2023 році ДТЕК Мережі підключили до системи понад 1400 нових об'єктів ВДЕ, ввівши в експлуатацію 182,3 МВт вітрових та приблизно 500 МВт сонячних електростанцій. Інвестиції у сонячну енергетику за 2023 рік склали 150 мільйонів доларів.

План полягає у скороченні викидів парникових газів до 35% від рівня 1990 року та досягненні вуглецевої нейтральності до 2060 року шляхом заміни вугільної енергії відновлюваними джерелами. Завдяки «зеленому» тарифу, що діє з 2009 року спостерігалось заохочення приватних власників встановлювати власні потужності для виробництва електроенергії державі. Ставка «зеленого» тарифу у 2024 році становить 0,117 євро за кВт·год. Приватний сектор може здійснювати впровадження відновлюваних джерел енергії, зокрема сонячних електростанцій, вітрових установок і малих гідроелектростанцій, сприяючи тим самим сталому розвитку енергетичної галузі України [32].

Сонячна енергетика в Україні все ще перебуває на ранній стадії розвитку, але має значний потенціал. Річний обсяг сонячної енергії в Україні вищий, ніж у Німеччині, одному з лідерів галузі. З 2018 по 2020 рік потужності сонячної енергії зросли майже в п'ять разів. Станом на 2024 рік сонячні електростанції становлять близько 75% виробництва «зеленої» енергії в Україні (за винятком великих гідроелектростанцій). Згідно з реєстром NERC станом на 24 квітня 2024 року, наразі в країні налічується близько 1400 сонячних генеруючих установок різної потужності, що належать 931 ліцензіату.

Значення сонячної інсоляції в Україні коливається від 1100 до 1500 кВт·год/м², що свідчить про придатність всієї країни для будівництва сонячних електростанцій. Південні регіони країни є оптимальними для експлуатації. Приблизно половина всіх сонячних електростанцій зосереджена в шести областях: Івано-Франківській, Дніпропетровській, Вінницькій, Хмельницькій, Київській та Миколаївській. Найменше станцій знаходиться в Луганській, Донецькій, Сумській та Полтавській областях. За два роки війни близько 13% промислових сонячних електростанцій було зруйновано або пошкоджено, і ці потужності потребують якомога швидше відновлення [31].

Північно-східні регіони України мають серйозний потенціал для вітрових електростанцій, в цих регіонах середня швидкість вітру перевищує 7 м/с. До повномасштабного вторгнення на території України було 34 вітрові електростанції

загальною кількістю вітрових турбін - 699, яку генерували електроенергію середньою потужністю 3,5 МВт.

У 2023 році найважливішою новою електростанцією, введеною в експлуатацію, була вітрова електростанція Тілігуль компанії ДТЕК у Миколаївській області потужністю 78 МВт. На жаль, близько 80% вітрогенеруючих потужностей було зайнято або пошкоджено, що створювало не лише проблеми, але й можливості для інвестицій у відновлення та розвиток вітроенергетики в Україні [29].

Щорічне зростання світової встановленої потужності ВДЕ на 7,9 % було переважно забезпечене введенням в експлуатацію фотоелектричних та вітрових електростанцій, частка яких становила 84 % від загального приросту потужностей відновлюваної енергетики.

В Україні спостерігається стійка тенденція до інтенсивного зростання темпів приєднання об'єктів ВДЕ до електричних мереж. Загальна встановлена потужність об'єктів генерації, що виробляють електроенергію з альтернативних джерел та функціонують за «зеленим» тарифом, порівняно з 2017 роком зросла на 742,5 МВт і досягла 2117,2 МВт. Найбільший внесок у цей приріст забезпечили СЕС (646,4 МВт), тоді як приріст потужностей ВЕС 67,7 МВт, об'єктів на біомасі та біогазі – 24,4 МВт, а мікро-, міні- та малих гідроелектростанцій – 4,0 МВт. [32].

1.5 Висновки до розділу

Задачі наукового дослідження

Зростання обсягів генерації електроенергії з відновлюваних джерел суттєво впливає на режими функціонування розподільних електричних мереж, у яких такі об'єкти переважно інтегруються. Унаслідок цього розподільні мережі набувають ознак і характеристик локальних електроенергетичних систем, що зумовлює виникнення нових викликів та потребує вирішення додаткових технічних і організаційних завдань. На сьогодні вони вирішуються з використанням технологій SMART Grid. Реалізація зазначеної концепції передбачає формування двосторонньої взаємодії між процесами генерування, передачі, розподілу та

споживання електричної енергії. Особливого значення при цьому набуває розвиток методів і засобів балансування потужності та електроенергії в мережах з інтегрованими ВДЕ, режим генерування яких характеризується залежністю від природно-кліматичних умов і високою варіативністю. Для підвищення надійності балансування режимів роботи таких мереж оператори систем розподілу впроваджують інформаційно-енергетичні системи та забезпечують підвищення рівня інтелектуалізації електромережевої інфраструктури.

Інтелектуалізація електричних мереж створює передумови для переходу від традиційних балансуючих груп до агрегованих балансуючих груп, що є важливим етапом розвитку сучасного ринку електроенергії. Водночас недостатня кількість маневрових потужностей в енергетичній системі зумовлює необхідність застосування різних методів і засобів підвищення точності погодинного прогнозування генерації ВДЕ під час планування режимів роботи на ринку «на добу наперед». Для формування агрегованих груп генерування і споживання і покращення балансу потужності та електроенергії розробляються програмно-апаратні засоби інтелектуальної системи, які використовуються для визначення потоків потужності у вітках електричних мереж. Це дозволяє врахувати під час балансування втрати електроенергії в електричних мережах, викликані ВДЕ, а також визначити кількість електроенергії, яка гарантовано надходить до споживача від ВДЕ.

Таким чином, підвищення ефективності відновлюваних джерел електроенергії, що функціонують у складі агрегованих балансуючих груп, досягається шляхом розроблення методів і алгоритмів визначення втрат потужності в електричних мережах від ВДЕ та забезпечення прогнозованості генерування в балансі енергосистеми, а також визначення впливу ВДЕ на мережеві перетоки задля формування гарантованого походження електроенергії для споживачів. Для цього в роботі вирішуються такі основні задачі:

- аналіз нормативних актів, що регламентують роботу ВДЕ в електричних мережах ОЕС України;

- досліджено особливості функціонування ВДЕ в Україні та світі в умовах децентралізації, декарбонізації та діджиталізації;
- визначено фактори, які сприяють підвищенню ефективності використання ВНДЕ в електроенергетичних системах та сприяють сталому їх розвитку;
- досліджено можливість децентралізації генерування у формі локальних електроенергетичних систем (мікромереж) на основі ВДЕ, з визначенням її оптимальної структури, що враховує особливості генерування, споживання та паралельної/автономної роботи з електроенергетичною системою;
- розроблено метод і алгоритм визначення окремих складових перетікань електроенергії у вітках електричної мережі, зумовлених генерацією та споживанням у вузлах, що дозволяє оцінити частку електроспоживання конкретного споживача, що покривається за рахунок ВДЕ, інтегрованих у мікромережі;
- розроблено метод оцінки ефективності використання низьковуглецевих джерел генерації для зменшення втрат активної потужності в мікромережі шляхом застосування критеріального методу з урахуванням чутливості критерію оптимальності;
- на конкретних прикладах локальних електроенергетичних систем і мікромереж показати ефективність використання ВДЕ в нових економічних умовах.

РОЗДІЛ 2

ОЦІНЮВАННЯ ФАКТОРІВ, ЯКІ ВПЛИВАЮТЬ НА ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ ВДЕ ПІД ЧАС БАЛАНСУВАННЯ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ

Тенденція впровадження відновлювальних джерел електроенергії ВДЕ в розподільчих електричних мережах (РЕМ) спричинила постановку нових завдань, спрямованих на ефективне функціонування ринку електроенергії, забезпечення балансової надійності його та енергоефективності елементів даного ринку [33,34]. Перетоки електроенергії в електричній мережі спричинені ВДЕ зумовлюють втрати потужності в ній, що знижують енергоефективність ВДЕ. Втрати, які появляються в мережі від «зеленого» генерування, не закладаються в графік генерації станції в періоді його затвердження через відсутність вимог та методів їх нормування [35]. Як наслідок, зменшення точності прогнозування графіку генерації, що може призвести до відключення її від мережі у період пікової видачі потужності. Особливістю відновлюваних джерел енергії є залежність від погодних умов, що знижує їх ефективність. Також задачею підвищення ефективності ВДЕ є сумісне використання системи генерації з системами акумулювання, наприклад, водневі технології, електрохімічні накопичувачі, що дозволить залишатися в межах похибки 5% затвердженого графіку генерування на наступну добу.

Тому, нормування втрат в електричних мережах, викликаних ВДЕ та сумісного використання їх з водневими технологіями зумовлює науково-технічна задача, що має місце у підвищенні енергоефективності таких джерел. А визначення темпів деградації та врахування їх доповнює дану задачу. Розв'язання цієї задачі сприятиме зменшенню технологічних втрат електроенергії, підвищенню рівня використання відновлюваних енергоресурсів та покращенню режимів роботи локальних електроенергетичних систем. Крім того, врахування впливу ВДЕ та систем акумулювання на розподіл потоків дозволить обґрунтувати оптимальні режими їх функціонування.

2.1 Забезпечення балансової надійності ЕЕС зі значною часткою ВДЕ

2.1.1 Загальні умови балансування електроенергії в електричній мережі

Забезпечення балансової надійності електроенергетичних систем є однією з ключових умов стабільного функціонування сучасної енергетики. Балансова надійність визначається здатністю енергосистеми підтримувати безперервну рівність між виробництвом та споживанням електричної енергії з урахуванням технологічних втрат у мережах, а також можливих аварійних і режимних збурень. В умовах активного впровадження відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) питання забезпечення балансової надійності набуває особливої актуальності через стохастичний характер роботи сонячних та вітрових електростанцій [36].

На відміну від традиційних джерел генерації, режими роботи ВДЕ значною мірою залежать від погодних умов, часу доби, сезонних коливань та інших природно-кліматичних факторів. Нестабільний характер генерації призводить до зростання невизначеності режимів роботи електроенергетичних систем і ускладнює підтримання балансу активної потужності. Особливо це проявляється в енергосистемах із високою часткою сонячної та вітрової генерації, де навіть короточасні зміни метеорологічних умов можуть викликати значні коливання потужності [37].

Однією з основних умов забезпечення балансової надійності є підвищення гнучкості електроенергетичної системи. Під гнучкістю розуміють здатність енергосистеми швидко реагувати на зміни режимів генерації та споживання електричної енергії. Для цього застосовуються маневрові генеруючі потужності, системи накопичення електроенергії, механізми керування попитом та сучасні автоматизовані системи управління режимами роботи мереж:

- SCADA — системи диспетчерського керування та збору даних;
- EMS — системи управління енергосистемою;
- DMS — системи керування розподільними мережами;

- автоматизовані системи прогнозування генерації ВДЕ та навантаження;
- системи автоматичного регулювання частоти та напруги;
- системи керування балансуючими агрегованими групами та microgrid [38].

Важливу роль у забезпеченні надійності функціонування енергосистем відіграє визначення обсягів генерації ВДЕ заздалегідь. Підготовка та отримання точних погодинних прогнозів виробництва електроенергії допомагає операторам систем передачі та розподілу планувати режими роботи електричних мереж, визначати необхідні обсяги резервної потужності та керувати роботою балансуючих потужностей. Проте через стохастичний характер погодних умов повністю усунути похибки прогнозування неможливо, що призводить до небалансів електроенергії.

Для зменшення небалансів у сучасних електроенергетичних системах часто використовуються резерви потужності. До них належать газотурбінні установки, гідроелектростанції, гідроакумуючі електростанції, та інші види швидкодіючих маневрових джерел генерації, здатні оперативно компенсувати дефіцит або надлишок потужності у випадку різких змін режимів роботи ВДЕ [39].

Суттєве значення для забезпечення балансової надійності мають системи накопичення електроенергії. Використання електрохімічних накопичувачів дозволяє накопичувати надлишкову електроенергію в періоди високої генерації ВДЕ та віддавати її в мережу під час дефіциту потужності. Це покращує графіки навантаження, стабілізацію частоти, зниження навантаження на резервні генерувальні потужності та підвищує ефективності роботи локальних електричних систем.

Перспективним напрямом забезпечення балансової надійності є формування локальних електричних систем, microgrid та балансуючих агрегованих груп. Інтеграція декількох джерел генерування, систем накопичення електроенергії та споживачів у межах єдиної структури, що керується дозволяє зменшити вплив випадкових коливань потужності окремих ВДЕ. Агрегатор виконує функції по

координуванню режимів роботи учасників групи та забезпечує дотримання заданих графіків генерації й споживання електричної енергії [40].

Важливого значення в умовах стрімкої інтеграції частки ВДЕ набуває розвиток концепції Smart Grid. Використання цифрових систем моніторингу, автоматизованого управління, інтелектуальних лічильників та сучасних інформаційно-комунікаційних технологій дозволяє підвищити ефективність керування режимами роботи електроенергетичних систем, оперативно виявляти порушення режиму та здійснювати автоматичний перерозподіл потоків потужності [41].

Крім технічних аспектів, виконання балансової надійності має вагому економічну складову. Не дотримання фактичних обсягів генерації, що відрізняються від прогнозованих графіків призводить до виникнення небалансів електроенергії та застосування фінансових стягнень до учасників ринку електричної енергії. Через це підвищення точності погодинного прогнозування та ефективності балансування дає змогу лише покращити режими роботи енергосистеми, але й мінімізувати економічні втрати виробників електроенергії з ВДЕ [42].

Поєднання великої кількості ВДЕ також значною мірою впливає на режими роботи електричних мереж. У мережах виникають зустрічні потоки потужності, змінюються значення напруги у вузлах, зростає частка втрати електроенергії та ускладнюється процес регулювання частоти. Це обумовлює необхідність, оптимізації потоків потужності та розроблення нових математичних моделей, що описують функціонування локальних електричних систем [43].

Загалом на рис. 2.1 представлені умови керування відповідальності за небаланси електроенергії в ЕЕС, з яких важливим є необхідність вдосконалення участі ВДЕ в системі балансування режимів ЕЕС.

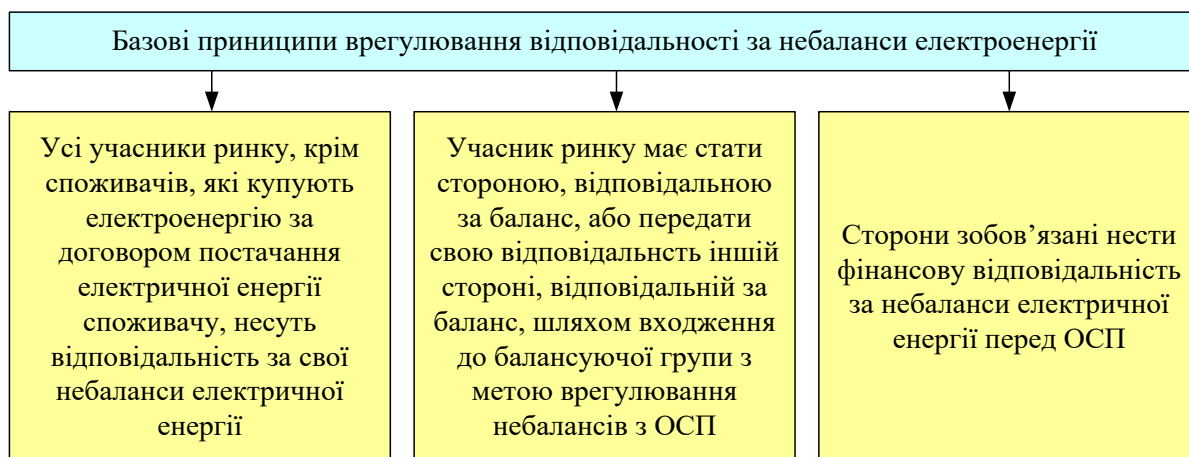


Рис. 2.1 Базові принципи врегулювання відповідальності за небаланси електроенергії

2.1.2 Показники надійності SAIDI та SAIFI та втрати електроенергії як результат збалансованості системи електропостачання

Надійність електропостачання сучасних електроенергетичних систем оцінюється за міжнародними показниками якості та безперервності постачання електричної енергії, зокрема SAIDI (System Average Interruption Duration Index) і SAIFI (System Average Interruption Frequency Index). Ці показники визначають якість і безперервність електропостачання та дозволяють порівняти ефективність функціонування електричних мереж.

Показник SAIDI демонструє середню тривалість перерв електропостачання для окремого споживача за визначений період часу та визначається як:

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^k t_i \times n_i}{N}, \quad (2.1)$$

де: t_i —тривалість i -ої довгої перерви в електропостачанні, (хв); n_i —кількість точок продажу електроенергії, відключених у результаті i -ої довгої перерви в електропостачанні; k - кількість довгих перерв в електропостачанні протягом

звітнього періоду; i - номер довгої перерви в електропостачанні, $i = 1, 2, 3 \dots k$; N - загальна кількість точок продажу електричної енергії в мережі.

Показник SAIFI дорівнює середній кількості перерв електропостачання, що припадає на окремого споживача та визначається за виразом:

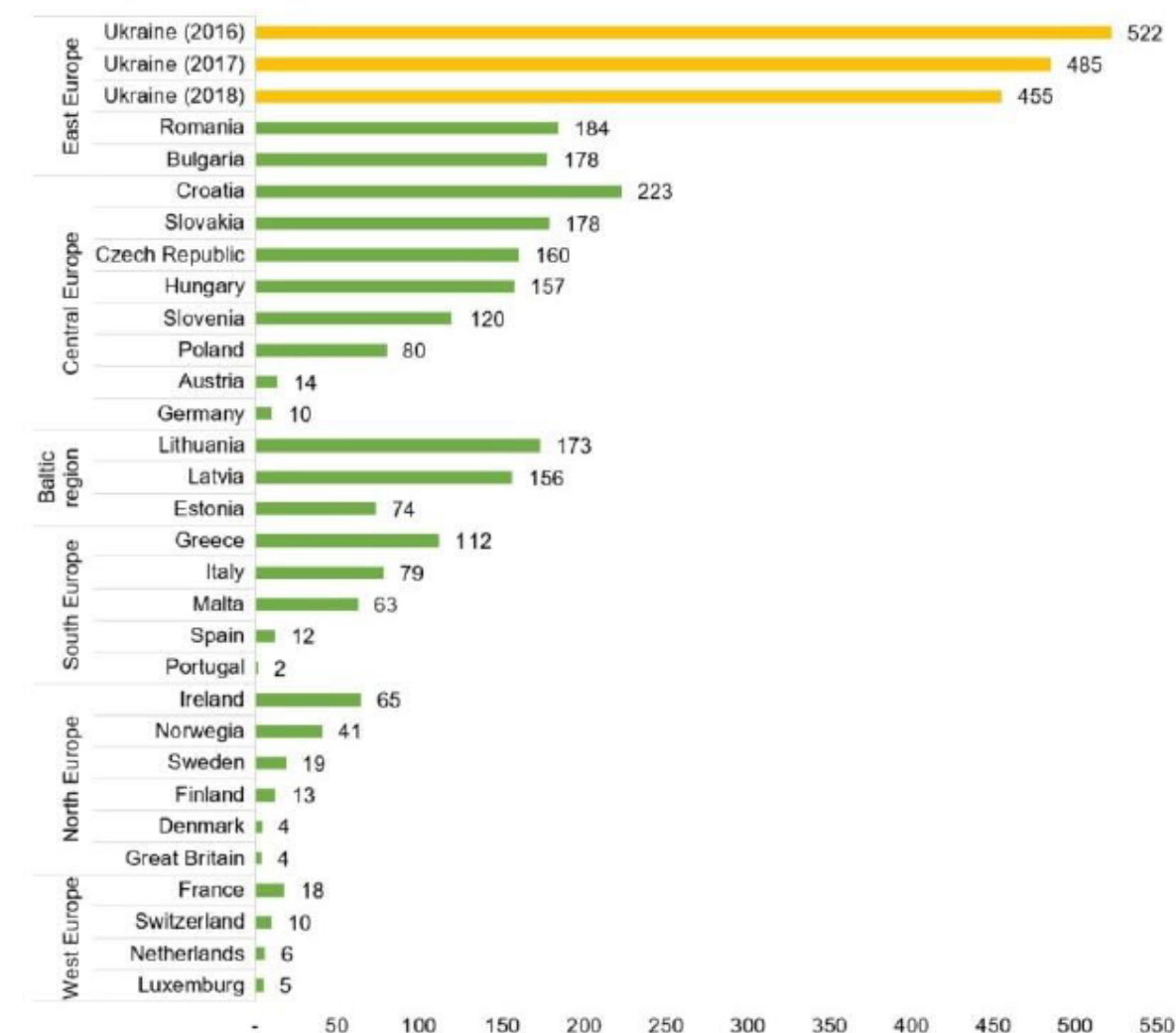
$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^k n_i}{N}, \quad (2.2)$$

де: n_i – кількість точок продажу електроенергії відключених у результаті i -ої довгої перерви в електропостачанні; k – кількість довгих перерв в електропостачанні протягом звітнього періоду; i – номер довгої перерви в електропостачанні, $i = 1, 2, 3 \dots k$; N – загальна кількість точок продажу електричної енергії в мережі.

Чим менші значення показників SAIDI та SAIFI, тим кращим та вищим є рівень надійності електропостачання. Ці показники часто використовуються операторами систем розподілу для оцінки ефективності функціонування мереж, визначення ділянок які мають проблеми та планування заходів із підвищення надійності електропостачання [44].

Зробимо аналіз, що порівнює показники SAIDI та втрат електроенергії в Україні та країнах Європейського Союзу. Важливо враховувати, що існують різні методики визначення цих показників електропостачання, тому для забезпечення правильного порівняння необхідно використовувати дані, розраховані за єдиною методологією. Відповідно до даних, наведених у звіті CEER Benchmarking Report щодо показників SAIDI для планових перерв електропостачання в країнах Європи за 2016 рік та в Україні за 2016–2018 роки рис. 2.1, показник SAIDI в Україні значно перевищували аналогічний показники більшості європейських держав [45]. Водночас, у довоєнний період прослідковувалася позитивна тенденція до зниження середньої тривалості перерв електропостачання протягом 2016–2018 років, проте навіть за умов поступового покращення рівень надійності електропостачання в Україні залишався одним із найнижчих серед наведених країн ЄС.

SAIDI due to planned interruptions, Europe countries (2016) and Ukraine (2016-2108), min



Source: NEURC's reports, CEER Benchmarking Report

Рис. 2.1 Індекс SAIDI, викликаний плановими роботами, в європейських країнах (2016) та Україні (2016-2018)

Тривалі обстріли та руйнування енергетичної інфраструктури призводять до значних пошкоджень обладнання електричних мереж, що, у свою чергу, спричиняє довготривалу перерву електропостачання, а відповідно — зростання значень показників SAIDI та SAIFI. У зв'язку з цим особливої актуальності набувають дослідження, спрямовані на підвищення надійності електропостачання шляхом удосконалення принципів побудови та функціонування розподільних електричних мереж. Одним із таких досліджень є формування локальних електроенергетичних

систем та microgrid на базі існуючої енергетичної інфраструктури, що дають змогу забезпечити більш гнучку та стійку роботу електроенергетичних систем в умовах аварійних режимів та дефіциту потужності [46].

Важливим показником технічного стану електричних мереж, рівня впровадження цифрових технологій, ефективності керування режимами їх роботи та ступеня інтеграції розподілених джерел генерації є втрати електричної енергії під час її транспортування та розподілу. Величина цих втрат визначається низкою чинників, серед яких технічний стан електрообладнання, топологія мережі, режими навантаження, наявність зустрічних потоків потужності, а також рівень розвитку та ефективність функціонування автоматизованих систем керування. Водночас розвиток локальних електроенергетичних систем і впровадження ВДЕ дозволяють частково зменшити навантаження на магістральні мережі та скоротити обсяги передачі електроенергії на великі відстані, що потенційно сприяє зниженню технологічних втрат [47].

Зокрема, у звіті Ради європейських регуляторів енергетики подано узагальнений аналіз втрат електричної енергії в мережах передачі та розподілу 40 європейських країн. У документі розглянуто рівень таких втрат, підходи до їх визначення, а також особливості регуляторного забезпечення в різних країнах. Окрему увагу приділено взаємозв'язку між величиною втрат електроенергії та такими чинниками, як протяжність електричних мереж, доходи операторів системи і кількість точок обліку в розподільних мережах. Зниження втрат електроенергії є важливою умовою підвищення енергоефективності та надійності електропостачання, оскільки витрати на їх компенсацію нерідко враховуються у тарифах для кінцевих споживачів. На основі даних, наведених на рис. 2.2, можна зробити висновок, що рівень загальних втрат електроенергії в енергосистемі України є суттєво вищим порівняно з більшістю європейських країн [45].

Для розуміння впливу втрат електроенергії на економіку України, в звіті приведено, що обсяг втрат електроенергії при розподілі становив: у 2017 році – 13,223 ГВт·год; у 2018 рік – 12,887 ГВт·год; у 2019 році – 12,417 ГВт·год; у 2020 рік – 12,487 ГВт·год; у 2021 році – 12,788 ГВт·год; у 2022 році – 10,675 ГВт·год.

Тенденція до поступового зменшення втрат при розподілі, очевидно, пов'язана з поступовою модернізацією мереж.

Наведені дані показують рейтинг України серед європейських країн. Україна - одна з найбільших країн Європи з притаманною їй розгалуженою мережею електропостачання, показник втрат потужності в ній високий. Помітна різниця говорить про те, що стан електричних мереж, системи їх обслуговування та експлуатації в Україні має нижчий рівень, ніж у більшості європейських країн.



Рис. 2.2 Загальні втрати електроенергії у відсотках для різних країн і

регіонів у 2017 та 2018 роках (згідно CEER Report on Power Losses)

Зазначені вище показники є середніми по Україні. Крім того, вони актуальні для всієї мережі. Показник SAIDI в деяких регіонах перевищує 1000 хвилин (тобто більше 16 годин на рік на середньостатистичного споживача відповідного регіону). Якщо додати втрати електроенергії через пошкодження обладнання, систем обліку показники можуть бути вищі. Така ситуація здебільшого спричинена системою регулювання діяльності розподільних компаній в Україні, спрямованою не на розвиток мережевої інфраструктури, а на мінімальну підтримку її працездатності. Уряди Європейських країн зрозуміли, що регулювання систем передачі та

розподілу електроенергії потрібно змінити ще в 1990-х роках, і на сьогоднішній день більшість країн це вже змінили [48].

2.1.3 Вплив ВДЕ на показники надійності локальних електричних систем

Впровадження відновлюваних джерел енергії є одним із ключових чинників трансформації сучасних електроенергетичних систем та суттєво впливає на показники їх надійності. З одного боку, розподілена генерація забезпечує зниження втрат електроенергії, розвантаження мережевої інфраструктури та підвищення стійкості електропостачання на локальному рівні. З іншого боку, нерівномірність і прогнозна невизначеність генерування ВДЕ можуть призводити до виникнення додаткових технічних проблем, пов'язаних із підтриманням балансу потужності та забезпеченням нормативних параметрів режиму роботи електричних мереж.

Недостатня керованість відновлюваних джерел енергії може призводити до перевантаження електричних мереж, виникнення коливань напруги, порушення частотного балансу та аварійних відключень споживачів. У результаті зростає тривалість і частота перерв в електропостачанні, що негативно впливає на значення показників SAIDI та SAIFI. Особливо актуальною ця проблема є для локальних електричних мереж із високим рівнем інтеграції сонячних та вітрових електростанцій.

Водночас застосування систем накопичення електроенергії, сучасних автоматизованих систем керування та технологій Smart Grid створює передумови для суттєвого підвищення надійності електропостачання. Такі рішення забезпечують ефективне балансування потужності, покращують керованість режимами роботи мережі та сприяють зменшенню негативного впливу нестабільності генерації відновлюваних джерел енергії. Особливо перспективними є локальні електроенергетичні системи типу microgrid, здатні функціонувати як у складі об'єднаної енергосистеми, так і в автономному режимі. Це дозволяє скоротити тривалість аварійних відключень, підвищити надійність електропостачання критично важливих споживачів та забезпечити стійкість

функціонування локальних електричних мереж. У результаті досягається зниження значень показників SAIDI та SAIFI, що свідчить про підвищення якості та безперервності електропостачання.

Таким чином, забезпечення балансової надійності електроенергетичних систем з високою часткою ВДЕ потребує комплексного застосування засобів прогнозування, накопичення електроенергії, резервування потужності та сучасних систем керування. Це дозволяє підвищити надійність, стійкість та ефективність функціонування локальних електричних систем.

2.2 Оцінювання маневрової потужності як засобу балансування режимів електроенергетичних систем

Інтенсивне впровадження відновлюваних джерел енергії в електроенергетичну систему України супроводжується появою нових технічних викликів. Основними з них є недостатня адаптованість електричних мереж до роботи з розосередженою генерацією та обмежений рівень автоматизації процесів керування. Нестабільний характер генерування ВДЕ, зумовлений залежністю від погодних умов, а також значні обсяги встановленої потужності таких джерел можуть призводити до зниження ефективності функціонування електричних мереж і погіршення якості електропостачання споживачів. Особливо це стосується фотоелектричних станцій (ФЕС), одинична та сумарна встановлена потужність яких в електричних мережах зростає з кожним роком [49, 50]. Нестабільний характер генерування фотоелектричних станцій суттєво впливає на балансову надійність та стійкість функціонування енергосистеми. Коливання обсягів виробництва електроенергії, зумовлені зміною погодних умов, потребують постійного балансування потужності між генерацією та споживанням. Ускладнює цю задачу те, що значну частку електроенергії в ОЕС України виробляють атомні електростанції, які здебільшого працюють у базовому режимі та мають обмежені можливості для оперативного регулювання потужності. Для підвищення гнучкості

енергосистеми та компенсації нерівномірності генерування ВДЕ використовуються гідроакумулюючі електростанції, а також маневрові потужності теплових і гідроелектростанцій. Комплексне використання таких джерел забезпечує підтримання балансу потужності та сприяє надійному функціонуванню енергосистеми в умовах зростання частки відновлюваної генерації. Щодо сучасних засобів балансування та накопичення енергії, зокрема електрохімічних систем зберігання електроенергії, водневих і біогазових технологій, а також механізмів узгодження графіків генерування та споживання електроенергії, то їх широке впровадження наразі має перспективний характер і перебуває на різних стадіях розроблення та практичного застосування в електроенергетичних системах.

Необхідним є формування сприятливих умов не лише для подальшого розвитку відновлюваних джерел енергії в електричних мережах енергосистеми, а й для забезпечення їх ефективної експлуатації з мінімізацією негативного впливу на техніко-економічні показники функціонування енергосистеми. Залежно від місця приєднання та встановленої потужності ВДЕ можливе зниження втрат електроенергії під час її передачі [51, 52], покращення показників надійності електропостачання SAIFI і SAIDI [53, 54], підвищення якості електричної енергії [55, 56] та, як наслідок, зростання загальної енергоефективності системи електропостачання [57]. Разом з тим, потенційні переваги відновлюваних джерел енергії щодо підвищення ефективності функціонування енергосистеми можуть суттєво зменшуватися через необхідність утримання значних резервів маневрової потужності. Такі резерви потрібні для компенсації коливань генерування сонячних і вітрових електростанцій, зумовлених залежністю їх роботи від погодних умов. У результаті зростають витрати на забезпечення балансу потужності та підтримання надійної роботи енергосистеми, що частково нівелює техніко-економічний ефект від впровадження ВДЕ.

На рис. 2.3 наведено, як приклад, покриття добового графіка електроспоживання ОЕС України у весняно-літньому сезоні [58].

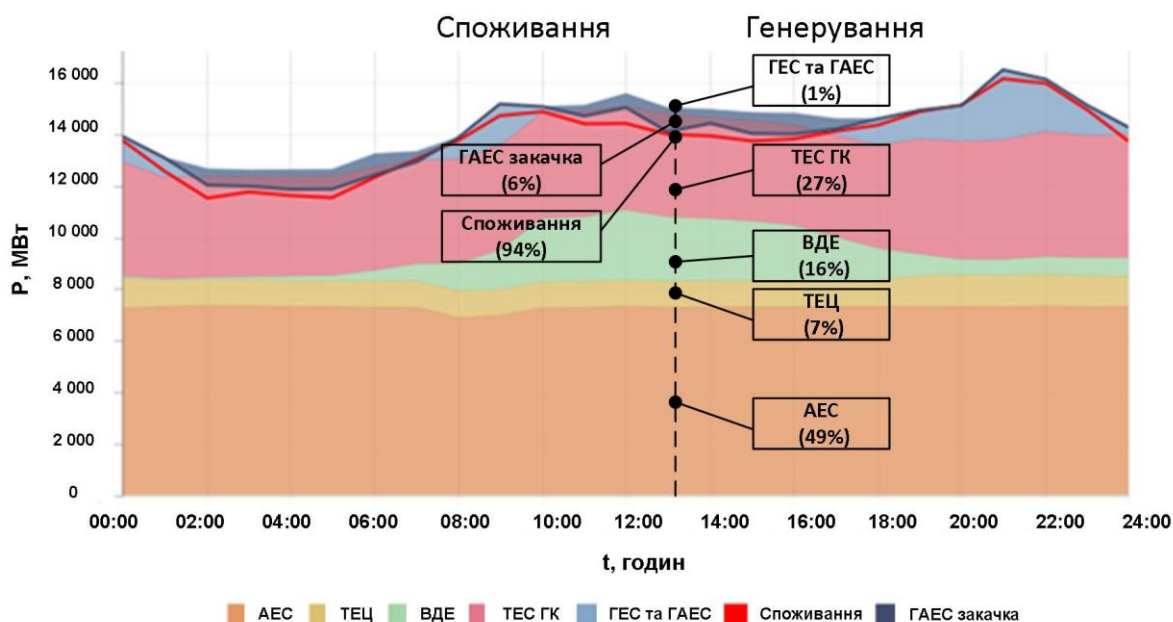


Рисунок 2.3 – Приклад покриття добового графіка електроспоживання

Характерною особливістю структури покриття навантаження в ОЕС України є функціональний розподіл між різними типами електростанцій. Атомні електростанції (АЕС) та теплові електростанції (ТЕС) переважно працюють у базовій частині графіка навантаження, забезпечуючи стабільне виробництво електроенергії. Гідроелектростанції (ГЕС) використовуються для покриття ранкових та вечірніх максимумів споживання, тоді як відновлювані джерела енергії здійснюють генерування відповідно до наявного енергетичного ресурсу. Водночас ТЕС забезпечує покриття змінної частини графіка навантаження та виконує функції ремонтного, аварійного й навантажувального резерву. Крім того, ТЕС відіграють важливу роль у компенсації коливань генерування сонячних і вітрових електростанцій, підтримуючи баланс потужності та надійність функціонування енергосистеми..

Подальше збільшення частки ВДЕ в енергосистемі супроводжується зростанням потреби в маневрових потужностях. Їх недостатність обмежує можливості інтеграції нових об'єктів ВДЕ та ускладнює підтримання балансу потужності в енергосистемі. Особливо гостро ця проблема проявляється в періоди сприятливих погодних умов, коли сонячні та вітрові електростанції досягають

високих або номінальних рівнів генерування. У таких режимах виникає необхідність оперативного зменшення потужності інших джерел генерації або залучення додаткових засобів балансування, що може призводити до відхилення електростанцій від оптимальних режимів роботи та зниження ефективності функціонування енергосистеми. Наприклад, на графіку, наведеному на (рис. 2.3), з 10.00 до 16.00 стосовно балансування режиму спостерігається «надлишок» генерованої ФЕС і ВЕС потужності. Для того, щоб не обмежувати генерування ВДЕ, прийшлося використати ГАЕС в насосному режимі. В іншому випадку, необхідно було б зупиняти один блок потужністю 1000 МВт АЕС.

Таким чином, для забезпечення ефективного балансування режимів роботи електроенергетичної системи необхідним є розвиток засобів резервування генерації ВДЕ. Основним завданням при цьому є вибір таких технічних рішень, які забезпечують найвищу ефективність функціонування та є економічно доцільними з точки зору витрат на їх впровадження й експлуатацію.

2.3 Агрегація, децентралізація, комерціалізація як нові умови процесу балансування

Агрегатор – це група агентів в енергосистемі (тобто споживачів, виробників, споживачів-покупців або будь-якої їх комбінації), які діють як єдине ціле під час участі на ринках енергосистеми (як оптових, так і роздрібних) або продажу послуг оператору. У контексті цього короткого опису агрегатор – це компанія, яка експлуатує віртуальну електростанцію ВЕС, що є агрегацією розсіяних розподілених енергетичних ресурсів з метою надання цим невеликим джерелам енергії можливості надавати послуги мережі.

Оператори ВЕС об'єднують розподілені джерела енергії РЕС, щоб вони діяли як традиційна електростанція зі стандартними атрибутами, такими як мінімальна/максимальна потужність, нарощування потужності, зниження потужності тощо, та брали участь у ринках для продажу електроенергії або допоміжних послуг. ВЕС контролюється центральною інформаційно-

технологічною (IT) системою, де дані, пов'язані з прогнозами погоди, цінами на електроенергію на оптових ринках та загальними тенденціями постачання та споживання електроенергії, обробляються для оптимізації роботи диспетчеризованих РЕС, включених до ВЕС.

Агрегатор може допомогти в кращій інтеграції відновлюваних енергоресурсів, надаючи мережеві послуги гнучкості як з боку попиту, так і з боку пропозиції. Гнучкість з боку попиту забезпечується шляхом агрегації ресурсів реагування на попит або установок накопичення енергії для реагування на вимоги мережі. Гнучкість з боку пропозиції забезпечується шляхом оптимізації виробництва електроенергії з гнучких ресурсів, таких як теплоелектростанції (ТЕЦ), біогазові установки тощо, та використання установок накопичення енергії. Оптимізація роботи здійснюється на основі даних про історичні та прогнозовані дані про попит, виробництво та ціни [59].

Об'єднуючи розподілені енергосистеми РЕС та створюючи ВЕС (ветроенергетичні установки), агрегатори створюють значну потужність, яка отримує право на участь в оптових ринках електроенергії. Агрегатор може надавати різні мережеві послуги, такі як регулювання частоти, резервна операційна потужність тощо, оптимізуючи відповідний портфель розподілених енергетичних ресурсів. ВЕС може включати швидкодіючі установки, такі як суперконденсатори та акумулятори, а також ТЕС та біогазові електростанції, а також ресурси реагування на попит для надання різних послуг гнучкості.

Переключення навантаження: агрегатори можуть забезпечити перемикання комерційних та промислових навантажень у режимі реального часу для надання послуг управління попитом операторам мережі на основі цінових сигналів. Польове випробування, проведене за допомогою PowerMatcher Suite у Нідерландах, показало, що піковий попит можна зменшити на 30–35 % шляхом управління тепловими системами (мікроТЕС та теплові насоси). Це створює економічне обґрунтування для відкладених інвестицій в інфраструктуру розподільчої та передачі мережі [60].

Послуги балансування: Агрегатори можуть використовувати платформи оптимізації для надання низки допоміжних послуг, підвищуючи гнучкість системи для інтеграції ресурсів VRE. Агрегатори можуть пом'якшувати «стрибки», спричинені зниженням сонячної енергії ввечері або будь-якою іншою змінною генерацією. Окрім забезпечення вимог до стрибків, ВЕС можуть використовуватися для надання допоміжних послуг, ВЕС у Німеччині, змінює свою потужність до 20 разів на день. Електростанцією можна керувати з 15-хвилинним кроком на основі поточних цін на спотовому ринку. Оператори передачі мережі отримують вигоду від цінного резерву керування.

Включення додаткової гнучкості електростанції за рахунок акумуляторних установок може допомогти компенсувати коливання вітрової та сонячної енергії.

Локальна гнучкість: Агрегатори можуть забезпечити гнучкість на рівні оператора розподільчої системи, якщо існує регіональний/локальний ринок для гнучкості.

Зниження граничної вартості електроенергії. У деяких випадках великі електростанції використовуються для постачання електроенергії, щоб задовольнити невеликий обсяг попиту, що призводить до вищої вартості виробництва електроенергії. Наприклад, для збільшення пікового попиту необхідно диспетчеризувати додаткову електростанцію на викопному паливі, що збільшує граничну вартість системи. Натомість агрегатор може зменшити навантаження і, отже, зменшити граничну вартість. Крім того, ресурси, що входять до складу агрегатора, можуть замінити пікову електростанцію шляхом диспетчеризації агрегованих розподілених технологій генерації та заряджених акумуляторів [60].

Оптимізація інвестицій в інфраструктуру енергосистеми. Агрегатор може об'єднувати та контролювати розподілені енергоресурси, щоб забезпечити резервну потужність у режимі реального часу, яка може брати участь у допоміжних ринках за потреби. Це може підвищити економічну віддачу для власників розподілених енергоресурсів. Крім того, використання існуючих розподілених енергоресурсів для надання послуг резервної потужності може допомогти уникнути інвестицій у пікові генеруючі потужності. ВЕС допомагає заощадити на вартості додавання

нових потужностей, одночасно генеруючи додаткові доходи для вже підключених розподілених енергоресурсів [59].

Обидва ці варіанти мають значні екологічні ризики та ризики, пов'язані з невиконанням інвестицій. Використання вже підключених енергоресурсів через агрегаторів може мінімізувати інвестиції, необхідні для додаткової потужності. Агрегатори можуть забезпечити фінансові вигоди власникам розподілених енергоресурсів, підтримуючи баланс попиту та пропозиції за ціною від 70 до 100 доларів США за кВт (Enbala, н.д.).

Використовуючи агрегатори для управління попитом та перерозподілу навантаження, також можна мінімізувати інвестиції в посилення мереж передачі та розподілу. Адміністрація енергетичної інформації США оцінила вартість будівництва нового вугільного енергоблоку в діапазоні від 2 934 до 6 599 доларів США за кВт, залежно від використовуваної технології. Вартість будівництва газової електростанції коливатиметься від 676 до 2 095 доларів США за кВт.

Лібералізований оптовий ринок електроенергії без цінових обмежень (особливо за наявності спотових ринків) є важливим для створення агрегаторів. Основні стимули для створення агрегатора задаються різницею між піковими/непіковими цінами на оптових ринках або сигналами від операторів систем передачі щодо надання резерву регулювання чи інших допоміжних послуг [61].

Нормативна база повинна дозволити агрегаторам брати участь на оптовому ринку електроенергії, а також на ринку допоміжних послуг. Наприклад, Нью-Йоркський незалежний системний оператор (ННСО) запропонував агрегувати розподілені джерела енергії РДЕ, підключені до одного вузла оптової передачі, щоб забезпечити компенсацію цих ресурсів на основі їхньої географічної та часової вартості. Хоча ННСО обмежив агрегацію РДЕ певним географічним лімітом, інші системні оператори можуть дозволити агрегацію РДЕ без географічних бар'єрів.

Збір даних у режимі реального часу з РДЕ необхідний для створення та експлуатації ВЕС. Це вимагатиме інтелектуальних лічильників, інфраструктури широкосмугового зв'язку, систем дистанційного керування мережею та

автоматизації (оцифрування мережі). Потрібен зв'язок у режимі реального часу між операторами ВЕС та підключеними розподіленими джерелами енергії РДЕ. Дистанційне керування мережею та цифровізація допомагають підвищити ефективність мережі, оскільки зібрані дані можна використовувати для кращого прогнозування попиту. Пристрої двостороннього зв'язку в мережі є важливими.

Передові інструменти та методи прогнозування є важливими для прогнозування виробництва електроенергії з відновлюваних джерел енергії та прогнозування навантаження в енергосистемі для отримання оптимізованого графіка. Прогнози для розподіленої генерації можна інтегрувати з прогнозуванням навантаження для отримання прогнозів чистого навантаження, тим самим підвищуючи видимість коливань з боку попиту.

Деякі ключові показники щодо агрегаторів наведено в табл. 2.1, а також наведено приклади агрегаторів.

Таблиця 2.1

Особливості функціонування агрегаторів та віртуальних електростанцій

Опис	Значення
Глобальна вартість ринку ВЕС (віртуальних електростанцій)	762 млн доларів США у 2016 році; очікується, що у 2023 році він досягне 4 597 млн доларів США (сукупний річний темп зростання 25,9 % з 2017 по 2023 рік) (Дослідження та ринки, 2018)
Країни з усталеними регуляторними рамками, що дозволяють торгівлю ВЕС	Австралія, Австрія, Бельгія, Німеччина, Данія, Франція, Нідерланди, Велика Британія, США та інші.
Послуги, що надаються агрегаторами	Прогнозування та торгівля розподіленими енергетичними ресурсами. Оптимізоване диспетчеризування розподілених енергетичних ресурсів відповідно до внутрішньоденного ціноутворення на спотових ринках.

Віртуальна електростанція сприяє інтеграції відновлюваної енергетики та стабільності системи, В Південній Австралії Tesla запропонувала розробку віртуальної електростанції потужністю 250 МВт, щоб сприяти стабілізації електричної інфраструктури Південної Австралії та покращити безпеку та надійність мережі в районі, де майже половина електроенергії надходить з вітрових електростанцій. Ініціатива розпочнеться з випробування в 1100 одиницях державного житла (Уряд Південної Австралії, 2017).

Технологія включає чотири ключові компоненти:

- розумні лічильники, встановлені в кожному домогосподарстві-учаснику, щоб допомогти керувати сонячною енергією та акумуляторами на даху, а також вимірювати потоки енергії;
- мережа сонячних фотоелектричних систем на даху, встановлених на державному житлі (система сонячних панелей 5 кВт);
- акумуляторне накопичення, встановлене на державному житлі в Південній Австралії (акумулятор Powerwall 2 Tesla потужністю 5 кВт/13,5 кВт·год);
- комп'ютерна система для контролю зберігання, використання та передачі відновлюваної та акумуляторної енергії між будинками та мережею, щоб максимізувати цінність для клієнтів, одночасно надаючи послуги мережі за потреби. Вплив такого рішення буде значним з точки зору інтеграції відновлюваної енергетики, з приблизно 130 МВт додаткової потужності сонячних фотоелектричних панелей на дахах та 130 МВт/330 ГВт·год розподіленого, диспетчеризованого акумуляторного зберігання енергії. Це приблизно подвоюється, якщо розгортання поширити на аналогічну кількість приватних клієнтів. Що стосується гнучкості, доданої до системи, участь 50 000 домогосподарств у програмі додасть 250 МВт пікової потужності до системи або, як варіант, зменшить попит на центральну мережу на 250 МВт, звільнивши потужність для постачання іншим клієнтам.

Що стосується гнучкості, доданої до системи, участь 50 000 домогосподарств у програмі додасть 250 МВт пікової потужності до системи або, як варіант,

зменшить попит на центральну мережу на 250 МВт, звільнивши потужність для постачання іншим споживачам.

Що стосується зниження витрат, то, за оцінками, оптова ціна в Південній Австралії знизиться приблизно на 3 дол. США/МВт·год для всіх клієнтів, причому кожні додаткові 50 МВт потужності, що вводяться в систему, в іншому випадку не працювали б. Це говорить про те, що якби в угоді брали участь лише клієнти з державного житлового фонду, пропозиція Tesla могла б знизити оптову ціну приблизно на 6 дол. США/МВт·год³, або приблизно на 65 мільйонів доларів США на рік, для всіх клієнтів Південної Австралії. Економія була б приблизно вдвічі більшою, якби проект міг досягти повного масштабу виробництва 250 МВт. Крім того, уряд надав оцінки, які показують, що проект може знизити рахунки за електроенергію тих, хто підпишеться, на 30% [60]. Інші приклади агрегаторів наведені в табл. 2.2.

Таблиця 2.2

Порівняльна характеристика провідних агрегаторів та віртуальних електростанцій

Агрегатор	Основні функції
AGL (Австралія)	BEC компанії AGL об'єднує побутові акумулятори для зниження витрат на електроенергію та підтримки стабільності мережі Південної Австралії.
Energy & meteo systems (EMSYS) (Германія)	EMSYS забезпечує інтеграцію енергетичних активів агрегаторів на ринку електроенергії. EMSYS підтримує керування розподіленою генерацією, прогнозування, торгівлю електроенергією, управління попитом і балансуючими групами. EMSYS стала одним із перших агрегаторів, що використовує акумулятори для первинного регулювання частоти в Німеччині.

Продовження табл.2.2

Агрегатор	Основні функції
Eneco CrowdNett (Нідерланди)	Компанія Eneco CrowdNett (Нідерланди, 2016) надає мережеві послуги через мережу домашніх акумуляторів споживачів. Власники акумуляторів отримують знижку та 450 євро на рік за надання доступу до 30% їхньої ємності (Hanley, 2016).
Next Kraftwerke (ЄС)	Next Kraftwerke об'єднує понад 5 500 генеруючих і споживаючих установок загальною потужністю понад 4 500 МВт у Європі. Компанія прогнозує генерацію та споживання, здійснює торгівлю на ринку «на добу наперед» і внутрішньодобовому ринку. Віртуальна електростанція надає послуги резерву потужності та оптимізує роботу активів відповідно до ринкових цін.
Stem (Велика Британія)	Stem — каліфорнійська компанія, що використовує ШІ для керування системами накопичення енергії та ВЕС. Акумулятори заряджаються за низьких цін і розряджаються в години пікового попиту, знижуючи витрати споживачів. Програмне забезпечення Stem також зменшує навантаження на електромережу в періоди дефіциту потужності.

2.4. Висновки до розділу

Масштабне впровадження відновлювальних джерел електроенергії (ВДЕ) в розподільчих електричних мережах (РЕМ) спричинила постановку нових завдань, спрямованих на ефективне функціонування ринку електроенергії, забезпечення балансової надійності його та енергоефективності елементів даного ринку. Перетоки електроенергії в електричній мережі спричинені (ВДЕ) зумовлюють втрати потужності в ній, що знижують енергоефективність (ВДЕ). Втрати, які появляються в мережі від «зеленого» генерування не закладаються в графік генерації станції в періоді його затвердження, через відсутність вимог та методів їх

нормування. Як наслідок, зменшення точності прогнозування графіку генерації, що може призвести до відключення (обмеження) (ВДЕ) від мережі у період пікової видачі потужності.

Забезпечення балансової надійності електроенергетичних систем є однією з ключових умов стабільного функціонування сучасної енергетики. Балансова надійність визначається здатністю енергосистеми підтримувати безперервну рівність між виробництвом та споживанням електричної енергії з урахуванням технологічних втрат у мережах, а також можливих аварійних і режимних збурень. В умовах активного впровадження відновлюваних джерел енергії питання забезпечення балансової надійності набуває особливої актуальності через стохастичний характер роботи сонячних та вітрових електростанцій.

Зрозумовою (ВДЕ) в енергосистемі виникають проблеми з маневреною потужністю, що обмежує нарощування потужності (ВДЕ) та створює ненормальні режими, в першу чергу, електростанцій в системі. Особливо це спостерігається тоді, коли завдяки сприятливим погодним умовам (ФЕС і ВЕС) виходять на номінальну потужність. В енергосистемі необхідно розвивати засоби резервування генерування ВДЕ для успішного вирішення задачі балансування режимів в (ЕЕС). Оскільки спостерігається суттєвий вплив генерування ВДЕ на режими електричних мереж енергосистем і їх режимні параметри, то для забезпечення точності балансування необхідно враховувати вплив (ВДЕ) на втрати електроенергії, значення напруги в точках приєднання ВДЕ, пропускну здатність ліній електропередавання тощо.

Агрегація балансуючих груп може допомогти в кращій інтеграції відновлюваних енергоресурсів, надаючи мережеві послуги гнучкості як з боку попиту, так і з боку пропозиції (генерування). Гнучкість з боку попиту забезпечується шляхом агрегації ресурсів реагування на попит або установок накопичення енергії для реагування на вимоги мережі. Гнучкість з боку пропозиції забезпечується шляхом оптимізації виробництва електроенергії з гнучких ресурсів, таких як теплоелектростанції (ТЕЦ), біогазові установки тощо, та використання установок накопичення енергії.

РОЗДІЛ 3

МЕТОДИ І МОДЕЛІ ПІДВИЩЕННЯ ТОЧНОСТІ ВИКОНАННЯ ГРАФІКІВ ГЕНЕРУВАННЯ ВДЕ В ЕНЕРГОСИСТЕМІ

Баланс електроенергії в ОЕС України в частині генерування формується сукупністю різних електростанцій:

$$P_{AEC}(t) + P_{TEC}(t) + P_{ГЕС}(t) \pm P_{ГАЕС}(t) + P_{ВДЕ}(t) \pm P_{рез}(t) - P_n(t) - \Delta P(t) = 0, \quad (3.1)$$

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 гідроакумуючих 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.

Оскільки складова ВДЕ в балансі електроенергії України стрімко росте, то їх відповідальність за точність балансування також збільшується. Мова йде не тільки про дотримання погодинних графіків генерування ВДЕ в системі, а й про відповідальність впливу ВДЕ на режимні параметри електричних мереж. Це стосується регулювання потоків потужності у лініях електричної мережі від ВДЕ і відповідних наслідків таких як, втрати електроенергії в $\Delta P(t)$, викликаних перетоками потужності від ВДЕ, та вплив на напругу у вузлах електричної мережі. Останнім часом виникла задача щодо гарантії походження електроенергії для споживачів від ВДЕ, тому, розраховуючи $P_n(t)$ в (3.1), необхідно враховувати ціленаправлено потоки потужності від окремого ВДЕ до заданого споживача електроенергії.

В даному розділі виконано аналіз генерування і споживання в електричних мережах енергосистем з ВДЕ з подальшим визначенням втрат потужності та електроенергії в електричних мережах та окремих її вітках, які викликані поодинокими ВДЕ та їх групами, для врахування цього під час балансування, а також розроблення методу визначення частини потужності споживача, що має підтвердження гарантованого походження від ВДЕ. Відповідно до цього формується алгоритм вирішення цієї задачі і наведено приклади.

3.1 Макромодельовання систем електропостачання для участі в процесі балансування електроенергії

3.1.1 Макромодельовання прогнозування балансу локальних систем електропостачання із використанням фрактальних властивостей графіків навантаження та генерування.

Макромодельовання є важливим інструментом дослідження та прогнозування функціонування електроенергетичних систем на рівні енергосистем, регіонів або держави в цілому. Воно дає змогу аналізувати процеси виробництва, передачі, розподілу та споживання електричної енергії, оцінювати режими роботи енергосистеми та прогнозувати їх зміни під впливом різних чинників. Використання макромоделей сприяє обґрунтуванню управлінських рішень щодо розвитку енергетичної інфраструктури, підвищення надійності та ефективності електропостачання, а також оцінюванню наслідків впровадження нових технологій, зміни структури генерації та зростання рівня електроспоживання..

Макромодельовання [62-64] використовується при оцінці складних систем, до яких належать системи електропостачання (СЕС). Такі моделі СЕС вирізняються тим, що вони описують лише зовнішні характеристики моделюваної системи та призначені для її загальної оцінки. Розв'язання задач спрощується без втрати адекватності завдяки використанню лише основних або визначальних

характеристик у побудові моделі [62]. До таких характеристик, що характеризують графіки навантаження СЕС, належать їх фрактальні властивості [65-67].

Одним із підходів до макромодельовання є використання самоафінних фрактальних структур, у яких окремі елементи відтворюють закономірності розвитку системи в цілому. Такі моделі є ефективним інструментом для отримання попередніх оцінок параметрів та режимів роботи енергетичних об'єктів на етапі передпроектних досліджень. Водночас прогнозування режимів роботи складних електроенергетичних систем і промислових споживачів потребує врахування особливостей структури навантаження, технологічних процесів та характеру електроспоживання. У зв'язку з цим актуальним є розроблення методів прогнозування для сонячних електростанцій, які поєднують достатню точність практичного застосування з використанням фрактальних властивостей часових рядів генерування електроенергії. Розглянемо основні властивості СЕС у методі макромодельовання

Електричні навантаження є випадковими. Характерним для них є зміна протягом дня та залежність від сезону. Також, локалізовані СЕС повинні враховувати нестабільний тип генерації ВДЕ, який є частиною їх електропостачання. Усе це формує труднощі при прогнозуванні графіків енергоспоживання СЕС. Таким чином, визначення прогнозованих електричних навантажень є основою для проектування електричних мереж [68, 69].

Авторегресійні моделі – це моделі часових рядів, у яких значення часового ряду в певний момент лінійно залежать від попередніх значень того самого ряду. Авторегресійний процес порядку p визначається як

$$X_t = c + \sum_{i=1}^p a_i X_{t-i} + \varepsilon_t, \quad (3.2)$$

де a_i – параметри моделі (коефіцієнти авторегресії); c – константа (часто дорівнює нулю для спрощення); ε_t – білий шум.

Авторегресійні моделі можна використовувати для моделювання сезонності, у цьому випадку кількість коефіцієнтів моделі відповідатиме кількості факторів, що циклічно змінюються, які враховуються.

Для прогнозування споживання електроенергії можна застосувати наступну форму авторегресійної моделі:

$$L(t,d) = \sum_{k=1}^4 a_k L_k(t,d), \quad (3.3)$$

де: a_k – лінійні ваги, які забезпечують оптимальну комбінацію чотирьох окремих прогнозів; $L_1(t,d)$ – прогноз $L(t,d)$ на основі авторегресійної моделі першого порядку із запізненням на годину; $L_2(t,d)$, $L_3(t,d)$, $L_4(t,d)$ – те саме із затримкою 24 години, тиждень і рік відповідно.

Узагальнене експоненціальне згладжування, яке можна застосувати для прогнозування загального годинного споживання електроенергії:

$$L(t) = a^T f(t) + \varepsilon(t), \quad (3.4)$$

де: a^T – транспонований вектор експоненціально згладжених ваг; $f(t)$ – вектор згладжуючих функцій.

Одним із перспективних напрямів прогнозування є використання нейронних мереж і методів нечіткої логіки. Такі підходи дають змогу враховувати як апріорну інформацію про досліджуваний процес, так і нові дані, що надходять у процесі моделювання. Завдяки здатності до навчання нейронні мережі можуть виявляти складні нелінійні залежності між вхідними та вихідними параметрами, а також узагальнювати приховані закономірності у даних. Це забезпечує можливість прогнозування майбутніх значень часових рядів на основі попередніх спостережень і поточних факторів впливу. Поєднання нейронних мереж із методами нечіткої логіки додатково підвищує точність прогнозування в умовах невизначеності та неповноти вихідної інформації.

Такий спосіб застосування нейронних мереж для прогнозування не втратить продуктивності за умови неповної вхідної інформації, але вимагає значного часу для навчання. Застосування систем з нечіткою логікою, тобто множин з набором елементів довільної природи, які чітко не визначають належність до певної множини, дозволяє усунути недоліки штучних нейронних мереж [70].

Моделювання із застосуванням нечітких множин доцільно у разі дослідження надто складної технічної системи чи процесу.

Традиційні методи математичної статистики є важливим інструментом аналізу даних, проте їх застосування не завжди забезпечує достатню точність під час дослідження складних реальних процесів. Це пов'язано з тим, що статистичний аналіз переважно ґрунтується на усереднених характеристиках вибірки, які не завжди відображають фактичну структуру та динаміку досліджуваних даних. Тому методи математичної статистики найчастіше використовуються для перевірки попередньо сформульованих гіпотез і виявлення загальних закономірностей, тоді як для прогнозування складних нелінійних процесів доцільно застосовувати додаткові методи аналізу та моделювання.

3.1.2 Побудова макромоделі прогнозування

Суть альтернативного прогнозування заснованого на макромодельованні – це процес побудови моделі споживання електроенергії на таких етапах показано на рис. 3.1.



Рис. 3.1 Види моделей прогнозування

Перший етап процедури аналізу передбачає збір та обробку даних про електроспоживання реального досліджуваного об'єкта. Система організації збору та реєстрації інформації про електричне навантаження об'єкта здійснювалася за допомогою автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ). Засоби обліку електроенергії житлових будинків, громадських будівель та їх комплексів рекомендовано об'єднати в АСКОЕ, що сприяє його використанню як інструменту енергоаудиту та контролю за питаннями енергозбереження шляхом впровадження відповідних заходів [71]. Використання АСКОЕ сприяє економному використанню енергетичних ресурсів шляхом ретельного контролю споживання електроенергії та розробки відповідних заходів.

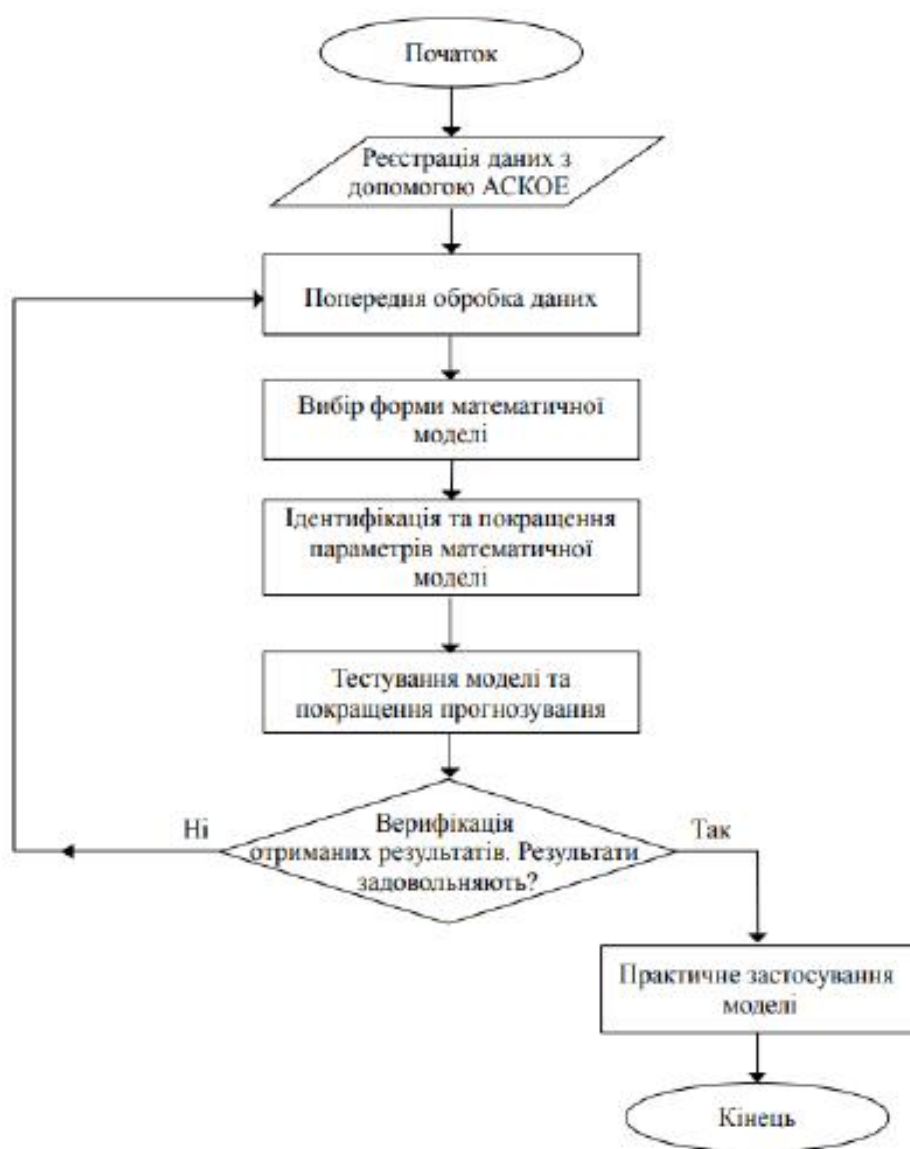


Рис. 3.2 Етапи побудови моделі споживання електроенергії

Зібрана інформація відображається у вигляді безперервних графіків (рис. 3.3) або в цифровому вигляді. На підставі отриманої інформації визначається максимальне електричне навантаження (на графіках (рис. 3.3) воно становить 95 кВт). Графіки електричного навантаження мають імовірнісний характер і змінюються протягом доби, мають максимуми вранці з 7 до 9 та ввечері з 19 до 23 годин, що пов'язано з режимами роботи різноманітних споживачів електроенергії.

Попередня обробка даних передбачає вибір періоду часу, на який здійснюється прогнозування, та періоду подальшої перевірки даних. Фільтрація проводиться при наявності значного обсягу інформації про споживання електроенергії з метою вибору форми моделі та спрощення процедури прогнозування.

Вибір форми моделі може передбачати математичне макромодельовання з використанням дискретних автономних макромоделей у формі «чорного ящика». Процес виводиться із записаних характеристик споживання електроенергії за допомогою однорідних диференціальних або різницевих рівнянь стану у формі:

$$\begin{cases} \frac{d\vec{t}}{dt} = \vec{f}(\vec{x}), \\ \vec{y} = \vec{g}(\vec{x}) \end{cases}, \quad (3.5)$$

$$\begin{cases} \vec{x}(k+1) = \vec{f}(\vec{x}(k)) \\ \vec{y}(k+1) = \vec{g}(\vec{x}(k)) \end{cases}, \quad (3.6)$$

де: $\vec{x}$ – вектор змінних стану; $\vec{y}$ – вектор вихідних змінних; $\vec{f}()$, $\vec{g}()$ – вектор-функції, обрані за допомогою алгоритмів оптимізації.

Оскільки при побудові моделі електроспоживання відсутній явний вектор вхідних змінних, розглянемо випадок, коли початкове значення змінних стану модельованого об'єкта дорівнює нулю.

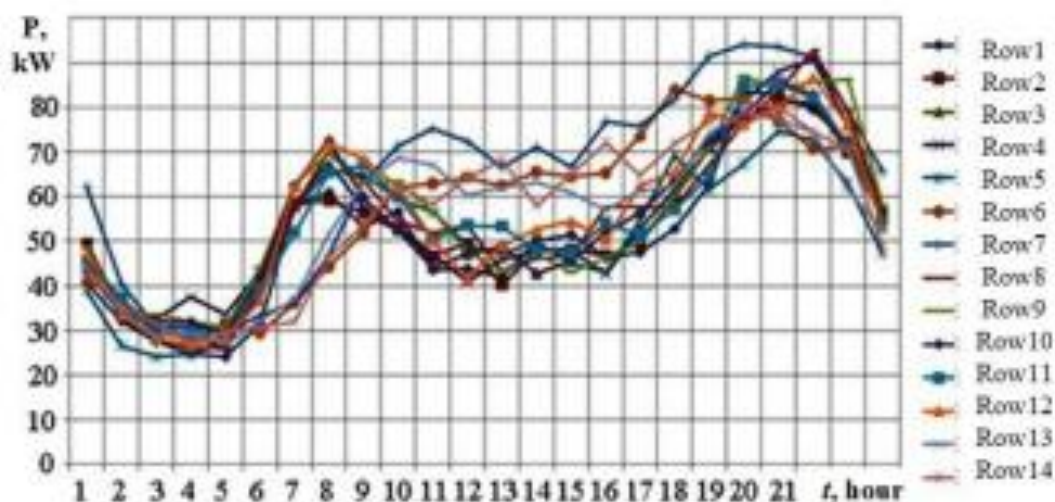


Рисунок 3.3 – Приклад графіків добового електричного навантаження (день місяця збігається з номером ряду)

Виберемо форму опису макромоделі у такому вигляді:

$$\begin{cases} \bar{x}(k+1) = F \bar{x}(k) + \Phi(\bar{x}(k), \bar{v}(k)) \\ \bar{y}(k+1) = C(\bar{x}(k+1)) \end{cases}, \quad (3.7)$$

Початковий стан модельованого об'єкта описується нульовим дискретним вектором змінних стану $(0)x$. Тому компоненти цього вектора необхідно додати до набору невідомих коефіцієнтів моделі. Однак $(0)x$ не можна просто ввести в набір параметрів моделі, оскільки кожен динамічний процес матиме власне незалежне значення $(0)x$. Щоб врахувати цей факт, потрібно розділити вектор невідомих коефіцієнтів λ на дві частини: першу, яка містить однакові для всіх процесів коефіцієнти, і другу з незалежним набором елементів вектора $(0)x$ для кожного процесу, що збільшується невідоме число коефіцієнтів і ускладнює задачу оптимізації.

Застосування запропонованої макромоделі супроводжується необхідністю визначення нульової дискрети вектора x , компоненти якого зазвичай не вимірюються експериментально безпосередньо, а обчислюються через відомі значення початкових елементів вектора y . У загальному випадку це означає, що

необхідно додатково знайти лінійну або нелінійну залежність $(0)x$ від експериментально виміряних значень y .

Зокрема, у задачах прогнозування ця залежність будується як функція кількох перших дискретів початкових значень:

$$\bar{x}^{(0)} = \bar{f}(\bar{y}^{(1)}, \bar{y}^{(2)}, \dots, \bar{y}^{(l)}), \quad (3.8)$$

де: l – кількість вибірок, використаних для знаходження нульової вибірки вектора x .

Оптимізаційний підхід завдяки своїй універсальності щодо форми представлення макромоделей може бути використаний для пошуку додаткових залежностей. Це означає, що елементи вектора $(0)x$, додані до невідомих коефіцієнтів, λ слід замінити на коефіцієнти виразу (3.4), тобто фактично ввести цей вираз у саму модель.

Якщо модель виглядає як (3.8), ми отримуємо (3.9), що сприятиме валідації макромоделі споживання електроенергії:

$$\begin{cases} \bar{x}^{(k+1)} = F \bar{x}^{(k+1)} + \Phi(\bar{x}^{(k)}) \\ \bar{y}^{(k+1)} = C \bar{x}^{(k+1)} \\ \bar{x}^{(0)} = \bar{f}(\bar{y}^{(1)}, \bar{y}^{(2)}, \dots, \bar{y}^{(l)}) \end{cases}, \quad (3.9)$$

Для перевірки ефективності запропонованого підходу побудовано макромодель добового споживання електроенергії 9-ти поверхового 216-квартирного житлового будинку з використанням вхідних даних про середньодобове споживання електроенергії та тижні (рис. 3.4 та 3.5).

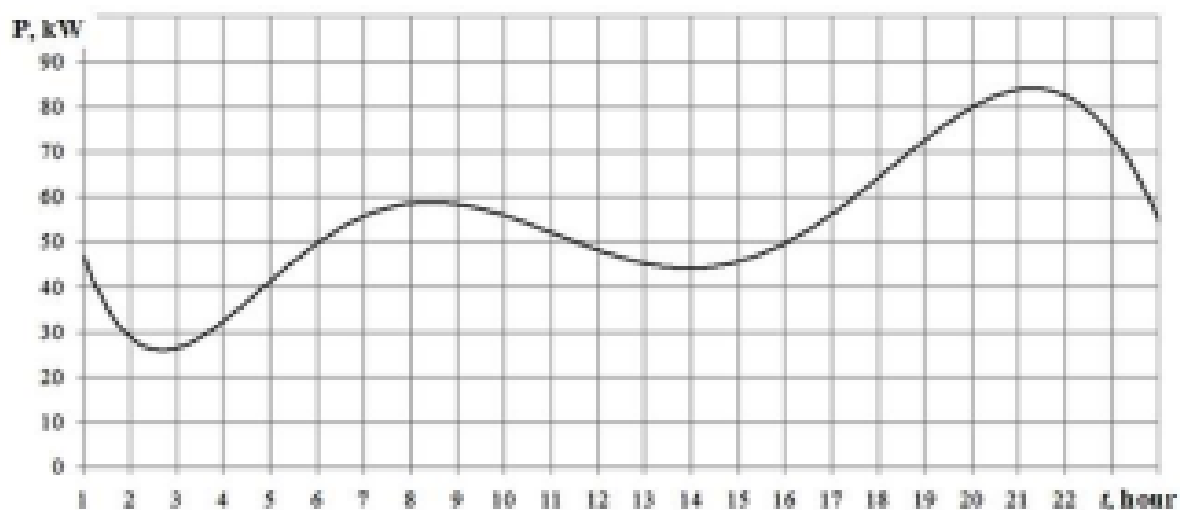


Рис. 3.4 Приклад добового графіка електричного навантаження житлової будівлі (день місяця збігається з номером рядка)

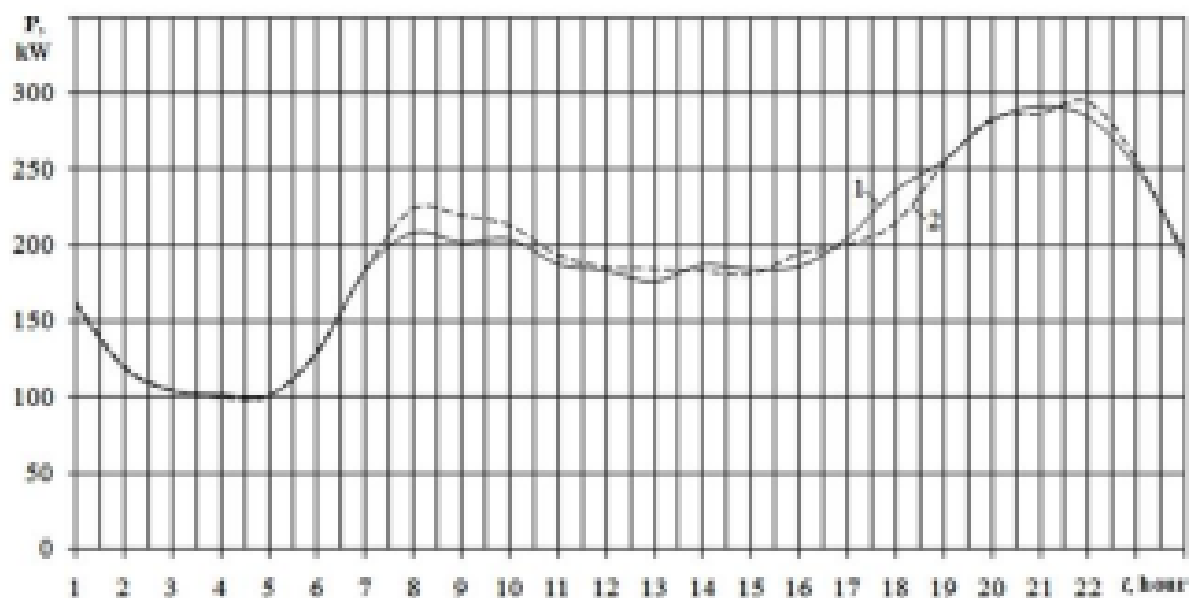


Рис. 3.5 Приклад добових графіків електричного навантаження житлової будівлі(день місяця збігається з номером рядка)

Дискретна макромодель споживання електроенергії створюється у вигляді такого співвідношення:

$$\begin{cases} \vec{x}^{(i+1)} = F \vec{x}^{(i)} \\ \vec{y}^{(i+1)} = C \vec{x}^{(i+1)} \end{cases} \quad (3.10)$$

Для побудови макромоделі були використані вхідні дані щоденного споживання електроенергії протягом першого та другого тижнів. Початкове значення змінних стану визначали на основі лінійної залежності від рівня споживання електроенергії у випадково вибраний час, а саме о 9, 20 та 22 годині:

$$\bar{X}^{(0)} = S \begin{pmatrix} y_9 \\ y_{20} \\ y_{22} \end{pmatrix}. \quad (3.11)$$

Перевірка автономної макромоделі була виконана на незалежному наборі даних. Для цього були використані вхідні дані електроспоживання житлового будинку за третій тиждень та створена макромодель електроспоживання за третій тиждень як показано на рис. 3.6.

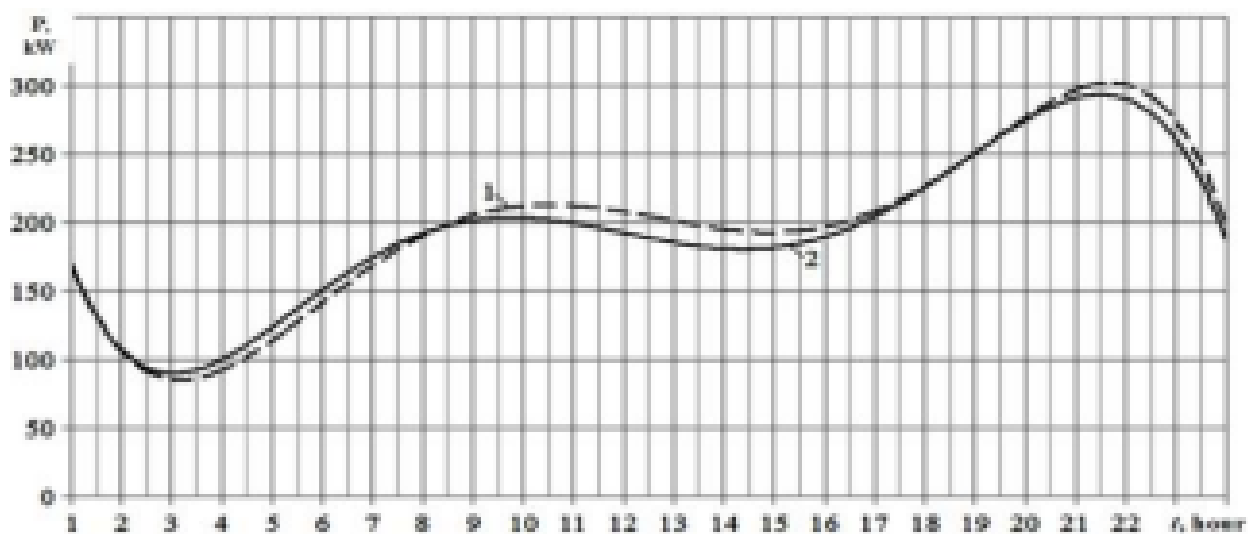


Рис. 3.6 Вхідні дані (крива 1) та відгук макромоделі для 3-го тижня (крива 2)

Порівняння середньоквадратичної похибки прогнозування за регресійною моделлю прогнозування електроспоживання та за допомогою нейронної мережі показало наступне. Відповідно до ретроспективної інформації споживання електроенергії регресійна модель для прогнозування виглядає наступним чином:

$$w = 55t + 4562 \quad (3.12)$$

Середньоквадратична похибка прогнозування споживання електроенергії за регресійною моделлю склала 6,0%.

Порівнюючи фактичне значення електроспоживання за 3 тиждень жовтня з його макромодельним значенням, середньоквадратична похибка прогнозу становить близько 3,1%. Таким чином, прогнозування за допомогою макромодельовання краще наближає адекватність процесу, ніж за допомогою регресійної моделі.

3.2 Прогнозування втрат потужності та електроенергії в електричних мережах, які викликані відновлюваними джерелами енергії

Генеруючі установки на основі відновлюваних джерел енергії, зокрема вітрові та фотоелектричні електростанції, здійснюють передачу виробленої електроенергії споживачам переважно через мережі загального користування. Це обумовлює необхідність оцінювання їх впливу на техніко-економічні показники електричних мереж, серед яких рівні напруги, завантаження та пропускна спроможність ліній електропередачі й трансформаторів, а також величини струмів короткого замикання та відповідність характеристик комутаційного обладнання експлуатаційним вимогам. Водночас важливим аспектом дослідження режимів роботи електроенергетичних систем є визначення втрат потужності та електроенергії, оскільки вони визначають економічність функціонування мереж і об'єктів ВДЕ та впливають на баланс потужності й електроенергії в енергосистемі. Складність розв'язання цієї задачі зумовлена нелінійним характером залежності втрат від величини навантаження та генерування у вузлах електричної мережі. У зв'язку з цим визначення внеску окремих джерел генерації та споживачів у сумарні втрати можливе лише із застосуванням спеціальних методів аналізу, що базуються на певних припущеннях та спрощеннях математичної моделі мережі.

В інженерній практиці різних країн застосовується широкий спектр методів, що дають змогу визначати перетоки потужності від окремих генераторів або учасників енергетичних об'єднань як за умов наявності детермінованої інформації, так і з використанням імовірісно-статистичних підходів до оцінювання втрат, зокрема методів регресійного аналізу. Залежно від прийнятих припущень і рівня апроксимації існуючі методи розподілу втрат під час передачі потужності поділяються на групи, що базуються на пропорційному розподілі, питомих приростах втрат потужності, дольовому розподілі, математичному декомпонуванні формули втрат на окремі складові та застосуванні принципу суперпозиції.

Методи пропорційного розподілу базуються на припущенні про рівні внески у втрати мережі джерел енергії і споживачів. Дані методи, як правило, не враховують особливості потокорозподілу та структуру електричної мережі. Методи, основою яких є коефіцієнти питомого приросту втрат потужності (Incremental transmission loss (ITL) coefficients) використовують чутливість втрат потужності до зміни генерування та навантаження вузлів. Деякі модифікації цієї методології розподіляють втрати між вузлами генерування з врахуванням зустрічних перетоків потужності, тобто результати отримані на основі даної методології можуть набувати негативних значень. Дольовий розподіл (Proportional Sharing) базується на розподілі втрат потужності у вітці електричної мережі відповідно до внеску кожного окремого джерела енергії (споживача) або вказаної електричної мережі у загальний переток потужності в цій вітці.

Методи, засновані на формулі втрат потужності та теорії кіл, використовують математичну модель електричної мережі для визначення системних втрат як функції суми квадратів струмів з їх подальшим розподілом та нормалізацією. Існують методи, що використовують матрицю вузлових опорів для так званого “природного розподілу” втрат потужності між вузлами ЕЕС та методи засновані на принципі суперпозиції.

3.2.1 Визначення втрат потужності в електричій мережі матричним методом

Значення повної потужності на початках і в кінцях віток схеми визначається за формулою [76]:

$$\dot{S}_b = \sqrt{3} \times \dot{U}_{\Sigma d} M_{\Sigma} \times \hat{I}_d, \quad (3.13)$$

де: $\dot{U}_{\Sigma d}$ – діагональна матриця напруг у вузлах, включаючи і балансувальні; M_{Σ} – матриця з'єднань віток у вузлах, включаючи і балансувальні; $\hat{I}_d$ – діагональна матриця струмів у вітках схеми (тут і далі знак $\hat{}$ означає, що матриця або вектор є спряжений).

Помноживши зліва вираз (3.13) на одиничний транспонований вектор n_t , отримаємо транспонований вектор втрат потужності у вітках схеми (3.14):

$$\Delta \dot{S}_{bt} = \sqrt{3} \times n_t \dot{U}_{\Sigma d} \times M_{\Sigma} \hat{I}_d, \quad (3.14)$$

або з врахуванням, $n_t \dot{U}_{\Sigma d} = \dot{U}_t$ отримвемо,

$$\Delta \dot{S}_{bt} = \sqrt{3} \dot{U}_t M_{\Sigma} \hat{I}_d, \quad (3.15)$$

де: $\dot{U}_t$ - транспонований вектор напруг у вузлах, включаючи і балансувальні (тут і далі індекс «t» означає, що матриця або вектор є транспонованими).

З (3.15) видно, що втрати в і-й вітці схеми визначаються за виразом:

$$\Delta \dot{S}_{bi} = \sqrt{3} (\dot{U}_t M_{\Sigma i}) \hat{I}_i, \quad (3.16)$$

де: $M_{\Sigma i}$ – вектор-стовпець матриці з'єднань віток у вузлах M_{Σ} ; $\hat{I}_i$ – струм в і-й вітці, який може бути визначений через струми у вузлах

$$\dot{I}_i = C_i \dot{J}_{\Sigma}, \quad (3.17)$$

де: $\dot{C}_i$ – i -й вектор-рядок матриці розподілу струмів у вузлах $\hat{J}_\Sigma$ по вітках схеми.

Матриця струморозподілу розраховується методом одиничних струмів або за відомою формулою [76]:

$$C = Z_B^{-1} M_{\Sigma t} (M_{\Sigma} Z_B^{-1} M_{\Sigma t})^{-1}, \quad (3.18)$$

де: Z_B – діагональна матриця комплексних опорів віток схеми електричної мережі.

Якщо схема і параметри електричних мереж ЕЕС є відносно незмінними, то застосування методу визначення струмів у вітках за допомогою матриці струморозподілу C є доцільнішим.

З врахуванням (3.17) і (3.18) вираз (3.16) перепишеться:

$$\Delta \dot{S}_{Bi} = \sqrt{3} (\dot{U}_t M_{\Sigma i}) \hat{C}_i \hat{J}_\Sigma, \quad (3.19)$$

З врахуванням того, що $\hat{J}_\Sigma = \frac{1}{\sqrt{3}} \dot{U}_{\Sigma d}^{-1} \dot{S}_\Sigma$ (3.19) прийме вигляд:

$$\Delta \dot{S}_{Bi} = (\dot{U}_t M_{\Sigma i}) \hat{C}_i \dot{U}_{\Sigma d}^{-1} \dot{S}_\Sigma, \quad (3.20)$$

де: $\dot{S}_\Sigma$ – вектор навантажень і генерувань ВДЕ у вузлах, включаючи і балансувальні.

Позначимо в (3.20)

$$\dot{V}_i = (\dot{U}_t M_{\Sigma i}) \hat{C}_i \dot{U}_d^{-1}, \quad (3.21)$$

де: $\dot{U}_d$ – діагональна матриця напруг у вузлах без балансувальних вузлів.

Вектор-рядок $\dot{V}_i$ складається з коефіцієнтів, які показують, яку частку в сумарних втратах i -тої вітки визиває протікання по ній потужності від кожного вузла. З врахуванням (3.19) вираз (3.20) втрат потужності в i -й вітці перепишеться:

$$\Delta \dot{S}_{Bi} = \dot{V}_i \dot{S}_\Sigma, \quad (3.22)$$

Відповідно вектор сумарних втрат у вітках електричної мережі запишеться як:

$$\Delta \dot{S}_B = \dot{V} \times \dot{S}_\Sigma. \quad (3.23)$$

де: $\dot{V}$ – матриця коефіцієнтів розподілу втрат потужності у вітках схеми в залежності від потужності у вузлах схеми, кожний рядок якої складається з (3.23).

Зауважимо, що коефіцієнти розподілу втрат залежать від параметрів схеми, які за певних допущень вважаються постійними, а також від значень напруги у вузлах, які обумовлені навантаженням і генеруванням у вузлах схеми. Таким чином, нелінійність залежності втрат від параметрів режиму зберігається. Визначення коефіцієнтів матриці $\dot{V}$ через поточні значення вузлових напруг по суті означає перехід до лінійаризованої моделі нормального режиму електричної мережі при зафіксованих потужностях та напругах у вузлах.

3.2.2. Визначення втрат потужності та електроенергії в електричній мережі від ВДЕ

Характерною особливістю ВДЕ є нестабільний характер їх генерування, зумовлений залежністю від природно-кліматичних умов. Потужність таких джерел протягом доби може змінюватися в широких межах — від нульового значення до встановленої потужності. ФЕС працює тільки в світловий час доби і то за нерівномірним графіком (рис. 3.7). Потужність ВЕС залежить від сили вітрового потоку, який також весь час змінюється. Отже втрати потужності та електроенергії, які мають місце в електричних мережах від потоків електроенергії від ФЕС і ВЕС, також змінюються.

Втрати потужності у заданій вітці (вітках) електричної мережі від протікання в ній електроенергії ВДЕ визначається за допомогою (3.23). Для цього розраховується вектор-рядок V_i матриці розподілу втрат V з уточненням напруг у

вузлах відповідно до значень потужностей у цих же вузлах мережі і визначаються складові втрат потужності:

$$\Delta \dot{S}_{\text{вн}} = \dot{V}_i \dot{S}_{\Sigma} = \sum_{i \in \theta_{\text{н}}} v_i s_i + \sum_{j \in \theta_{\text{ВД}}} v_j s_j, \quad (3.24)$$

де: v – елементи вектор-рядка $\dot{V}_i$; s – елементи вектора потужностей вузлів $\dot{S}_{\Sigma}$; $\theta_{\text{н}}$ і $\theta_{\text{ВД}}$ – масиви вузлів відповідно навантажень і ВДЕ.

Список вузлів з ВДЕ $\theta_{\text{ВД}}$ може складатися з одного або декількох вузлів в залежності від того, коли втрати у вітці визначаються від одного ВДЕ або їх групи.

Втрати електроенергії є сумою втрат потужності у всіх режимах мережі за розрахунковий період T :

$$\Delta W = \int_0^T \Delta P(t) dt \quad \text{або} \quad \Delta W \gg \sum_{i=1}^n \Delta P_i \times \Delta t_i, \quad (3.25)$$

де: $\Delta P(t)$ – графік зміни втрат потужності на протязі часу T ; ΔP_i – втрати потужності, які приймаються постійними на протязі часу Δt_i ; n – кількість інтервалів, на які розбито графік зміни втрат $\Delta P(t)$ (якщо $\Delta t_i = \Delta t = \text{const}$, то $n = T / \Delta t$).

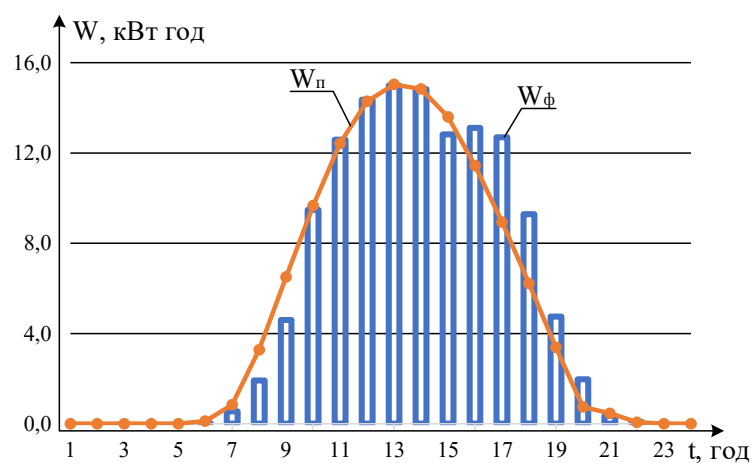


Рис. 3.7 Приклад графіків фактичного і прогнозованого генерування ФЕС

Якою з формул (3.25) користуватися, залежить від постановки задачі та інформаційного забезпечення. Виходимо з того, що вирішується задача балансування електроенергії в режимах ЕЕС на наступний день і наявні телевимірювання у всіх вузлах електричних мереж. В цьому випадку прогнозуються і є відомими графіки генерування ВДЕ $\dot{S}_{ВД}(t)$, а також за даними автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) відомі фактичні значення виробленої ВДЕ електроенергії на інтервалах часу Δt .

Значення $\Delta P(t)$ визначаються за графіками прогнозу потужностей $P(t)$ і $Q(t)$ у вузлах з ВДЕ. Наприклад, для i -ої ФЕС (див. рис. 3.7)

$$\Delta W_{ВДi}^{пр} = \int_{t_0}^{t_k} \Delta P_{ВДi}^{пр}(t) dt \text{ або } \Delta W_{ВДi}^{пр} = \sum_{i=1}^n \Delta P_{ВДi}^{пр} \Delta t, \quad (3.26)$$

де: $n = (t_k - t_0) / \Delta t$.

Якщо йдеться про групу ВДЕ, то $\Delta W_{ВД}^{пр} = \sum_{i \in \theta_{ВД}} \Delta W_{ВДi}^{пр}$.

Фактичні значення втрат електроенергії для цієї ж ФЕС визначаються як

$$\Delta W_{ВДi}^{\phi} = \sum_{i=1}^n \Delta P_{ВДi}^{\phi} \Delta t. \quad (3.27)$$

Значення фактичних втрат електроенергії групи ВДЕ $\Delta W_{ВД}^{\phi} = \sum_{i \in \theta_{ВД}} \Delta W_{ВДi}^{\phi}$.

Якщо прогнозні і фактичні значення втрат електроенергії приведені до однакового періоду часу, то визначається похибка прогнозування втрат електроенергії під час балансування режиму ЕЕС:

$$\delta = \frac{\Delta W_{ВД}^{пр} - \Delta W_{ВД}^{\phi}}{\Delta W_{ВД}^{пр}} 100\%. \quad (3.28)$$

Відповідно до значення похибки δ розраховується додаткова потужність до потужності заміщення втрат від ВДЕ маневреними потужностями ЕЕС або накопичувачами електроенергії [77].

3.2.3 Алгоритм визначення втрат потужності та електроенергії в заданих вітках електричної мережі

Алгоритм визначення втрат потужності в заданих вітках електричної мережі з ВДЕ приведено на рис. 3.8. У відповідності до наведеного алгоритму вводяться стандартні початкові дані для розрахунку усталеного режиму, а також формуються списки вузлів з ВДЕ $\theta_{ВД}$ та віток θ_v , в яких необхідно визначити втрати потужності від заданих ВДЕ.

Для формування матриці розподілу втрат потужності у вітках електричної мережі $\dot{V}$ необхідно визначити напруги вузлів. Можна користуватися номінальними або близькими до них напругами вузлів. В цьому випадку матимемо лінійну математичну модель втрат потужності від навантажень вузлів i , відповідно, похибки.

Оскільки реально напруги вузлів можуть змінюватися в досить широкому діапазоні, то похибки можуть бути суттєвими. Для більшої точності визначення втрат необхідно використовувати поточні значення напруг, які відповідають навантаженню i генеруванню на даний час. Ці значення напруг можливо уточнювати у два способи: за результатами розрахунку усталених режимів мережі при зміні потужностей вузлів або за даними вимірів АСКОЕ. В останньому варіанті це може бути прив'язано до процесу балансування режиму енергосистеми, коли для ВДЕ прогнозується погодинний графік їх генерування на наступну добу, а також визначається фактичне вироблення електроенергії на ВДЕ [78].

Для визначення матриці коефіцієнтів струморозподілу C формується матриця з'єднань віток у вузлах схеми мережі. В матриці C можуть формуватися тільки рядки, які відповідають вузлам з ВДЕ. Матриця коефіцієнтів розподілу втрат потужності по вітка $\dot{V}_i$ формується у відповідності до списку віток θ_v (m – кількість таких віток). Втрати електроенергії у заданих вітках i в електричній мережі в цілому визначаються з використанням $\dot{V}_i$, а також з уточненням реальних напруг вузлів U і потужності $\dot{S}$.

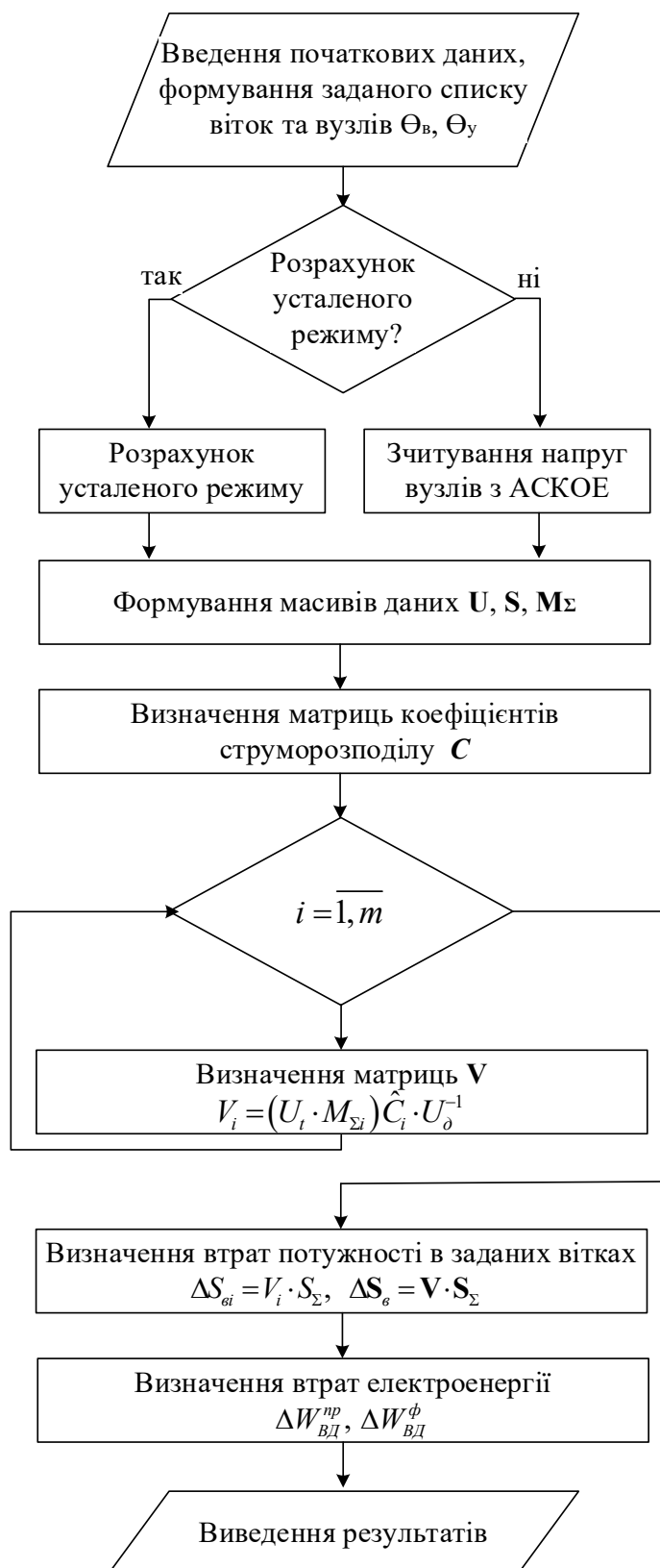


Рис. 3.8 Алгоритм визначення втрат потужності в заданих вітках електричної мережі з приведенням її параметрів до однієї напруги

Приклад.

Ефективність представленого методу, продемонструємо на прикладі електричної мережі 110 кВ, схема якої показана на рис. 3.9.

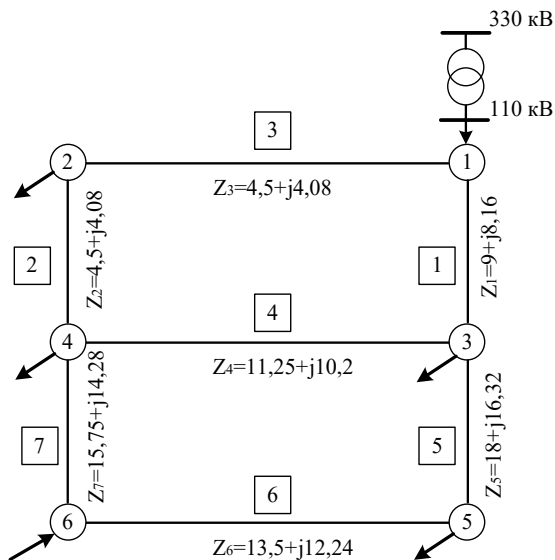


Рис. 3.9 Схема електричної мережі

Параметри елементів схеми показано на схемі. Балансуючий вузол №1, вузол №6 з ВДЕ. Контрольний розрахунок усталеного режиму для максимуму генерування ФЕС (о 13.00 год.) виконаємо програмою Power Factor 15.1. За результатами розрахунку усталеного режиму втрати потужності в електричній мережі становлять $\Delta S = 3,15 + j2,8$ МВА, значення вузлових напруг приведено в табл. 3.1.

Таблиця 3.1

Інформація про вузли (в схемі джерело в вузлі 6)

№ вузла	P, МВт	Q, Мвар	U, кВ	Фаза, град
1	-80	-38,75	115	0
2	35	19	111,8	-0,235
3	20	12	110,8	-0,238
4	15	9	110,7	-0,214
5	25	15	107,57	-0,253
6	-15	0	110,0	0,238

Використовуючи значення розрахованих напруг вузлів, у відповідності до (3.20) розраховуємо матрицю коефіцієнтів розподілу втрат потужності $\mathbf{V}$:

$$\mathbf{V} = \begin{bmatrix} 0,00624 + j0,00071 & 0,02531 + j0,00288 & 0,0126 + j0,00143 & 0,02108 + j0,0024 & 0,01697 + j0,00179 \\ -0,00163 + j0,00006 & 0,0033 - j0,00012 & 0,00664 - j0,00025 & 0,0047 - j0,00017 & 0,00556 - j0,00025 \\ 0,02386 + j0,00352 & 0,00959 + j0,00141 & 0,0193 + j0,00284 & 0,01368 + j0,00202 & 0,01619 + j0,00225 \\ 0,00012 - j0,00006 & -0,00024 + j0,00011 & 0,00024 - j0,00011 & -0,00006 + j0,00003 & 0,00008 - j0,00004 \\ 0,00092 + j0,00001 & -0,00186 - j0,00002 & 0,00186 + j0,00002 & 0,01813 + j0,00016 & 0,01041 + j0,0 \\ -0,00069 - j0,00027 & 0,0014 + j0,00054 & -0,0014 - j0,00054 & 0,00893 + j0,00347 & -0,00785 - j0,00297 \\ -0,0002 + j0,00025 & 0,00041 - j0,0005 & -0,00041 + j0,0005 & 0,00259 - j0,00319 & 0,00409 - j0,00512 \end{bmatrix}.$$

Відповідно до розробленого методу втрати у вітках мережі від навантажень у вузлах визначаються за формулою (3.23):

$$\Delta \mathbf{S}_B = \dot{\mathbf{V}} \mathbf{S} =$$

	2	3	4	5	6	
1	0,2049 + j0,1434 + 0,4716 + j0,3612 + 0,1762 + j0,1349 + 0,4908 + j0,3762 - 0,2545 - j0,0268					MVA. (3.29)
2	-0,0584 - j0,0289 + 0,0674 + j0,0372 + 0,1018 + j0,056 + 0,1202 + j0,0663 - 0,0834 + j0,0038					
3	0,7683 + j0,5765 + 0,1749 + j0,1434 + 0,2639 + j0,2162 + 0,3117 + j0,2558 - 0,2428 - j0,0338					
4	0,0053 + j0,0003 - 0,0062 - j0,0007 + 0,0046 + j0,0005 - 0,0019 - j0,0002 - 0,0012 + j0,0006					
5	0,0322 + j0,0178 - 0,0371 - j0,0227 + 0,0278 + j0,017 + 0,4508 + j0,276 - 0,1562 - j0,0001					
6	-0,0192 - j0,0226 + 0,0215 + j0,0277 - 0,0161 - j0,0208 + 0,1713 + j0,2208 + 0,1177 + j0,0446					
7	-0,0117 + j0,0049 + 0,0141 - j0,0051 - 0,0106 + j0,0039 + 0,1127 - j0,041 - 0,0613 + j0,0769					

Або в цілому по електричній мережі $\Delta S_z = 3,15 + j2,8$ MVA, що співпадає з результатами, отриманими за допомогою програми Power Factor 15.1. Згідно (3.24) втрати активної потужності у вітках від навантаження вузлів і генерування ВДЕ у вузлі 6 відповідно буде дорівнювати: $\Delta P = 3,831 - 0,682 = 3,149$ МВт (в (3.29) втрати від ВДЕ виділено жирним шрифтом).

Прогнозоване значення втрат електроенергії визначимо за формулою (3.26) згідно графіка генерування, наведеного на рис. 1. За Δt прийнято 1 годину. На (рис. 3.11) наведено графіки втрат потужності в мережі: червона крива – втрати потужності в мережі, коли ФЕС відключена; синя крива – втрати потужності в мережі, коли ФЕС генерує електроенергію у відповідності до графіка, показаного

на (рис. 3.8); зелена крива – втрати електроенергії в мережі, які викликані в ній генеруванням ФЕС. Це той випадок, коли спостерігається позитивний ефект від встановлення ФЕС в електричній мережі. Завдяки роботі ФЕС втрати електроенергії в мережі зменшилися на 6,08 МВт-год порівняно з тим, коли за того ж навантаження споживачів ФЕС не працювала б (червона крива на рис. 3.10). Ефект впливу ФЕС на втрати електроенергії в мережі залежить не тільки від її генерування, але також від навантаження споживачів. Наприклад, якщо о 13.00 генерування ФЕС залишиться, а навантаження зменшиться в два рази, то сумарні втрати потужності в мережі складатимуть 0,71 МВт. Тобто, завдяки ФЕС втрати в мережі, обчислені за (3.24), збільшаться з $-0,682$ МВт до $-0,203$ МВт. Зі зменшенням навантаження до 0,25 від навантаження о 13:00 втрати потужності в мережі складатимуть 0,21 МВт, а втрати від ФЕС становлять $+0,03$ МВт.

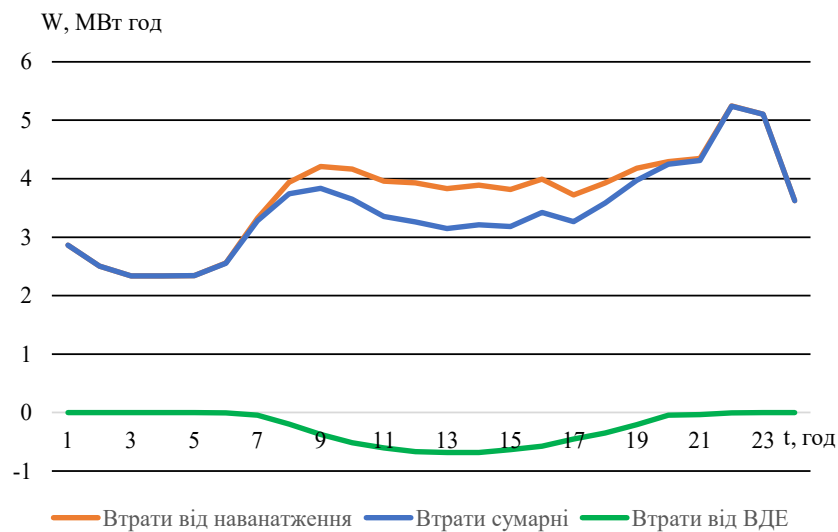


Рис. 3.10 Залежності втрат електроенергії в електричній мережі

В залежності від генерування ФЕС і навантаження електричної мережі втрати електроенергії в ній змінюються в широкому діапазоні. Те саме відбувається з втратами електроенергії в мережі, які викликані ВДЕ (в прикладі, що розглядається, від ФЕС). Це приходить враховувати, прогножуючи втрати електроенергії під час балансування режимів ЕЕС. Використовуючи пропонований алгоритм, прогнозування генерування ВДЕ в балансі електроенергії може бути більш точним.

Точніше і оперативніше визначаються втрати електроенергії, що викликаються ВДЕ в електричних мережах. Зменшується похибка δ , що позитивно впливає на штрафні санкції.

3.3 Визначення для споживачів походження електроенергії від ВДЕ та низьковуглецевих джерел енергії

3.3.1 Аналіз способів визначення походження електроенергії від ВДЕ

Політика декарбонізації є одним із ключових напрямів глобальної діяльності, спрямованої на протидію зміні клімату та скорочення викидів парникових газів [79–81]. Її реалізація передбачає поступове зменшення залежності від традиційних вуглецевих енергоносіїв, зокрема вугілля, нафти та природного газу, і розширення використання відновлюваних джерел енергії, таких як вітрова, сонячна та гідроенергетика, в різних секторах економіки [82–84]. Як зазначено у звіті IEA Net Zero by 2050 [85] гідроенергетика та атомна енергетика, два найбільші джерела низьковуглецевої електроенергії, які сьогодні забезпечують важливу основу для енергетичного переходу. Відповідно до Європейського «зеленого» курсу (European Green Deal)[86], головна стратегія Європейського Союзу (ЄС), спрямована на досягнення кліматичного нейтралітету до 2050 року. До головних цілей та заходів цього курсу відносяться кліматична нейтральність, а саме зменшення викидів парникових газів до рівня нуля до 2050 року. Також йде мова зменшення викидів по всьому секторі економіки, включно енергетику, транспортну промисловість, сільське господарство та інші види промисловості. Також, головна увага приділена енергетичному переходу, за мету якого поставлено збільшення частки відновлюваних джерел енергії та підвищення енергоефективності. Це включає розвиток таких видів ВДЕ як: сонячна, вітрова та інші. Україна підписала та ратифікувала «Паризьку угоду», але досягнення цілей щодо декарбонізації електроенергетики вимагає значних фінансових вкладень. Без значних інвестицій у розбудову та інноваційність енергетичного сектору, що включає в себе розвиток

ВДЕ та зменшення залежності від нафти, газу, вугілля, виконання цього є дуже складним. Для стабільного функціонування чистої енергосистеми України, про що йдеться у [87], потрібно створити сильні системи посезонного накопичення енергії з повною енергоемністю, яка складає 6 - 15% річних обсягів відпущеної електроенергії. Для заохочення вкладень у розвиток відновлюваної енергетики у світі використовують різні інструменти. Так, зокрема, задля відповідності цілям сталого розвитку компанії купують гарантії походження (Guarantees of Origin, GO [88-93]) або укладають РРА контракти (Power Purchase Agreements [94, 95]). Таким чином, виробники прагнуть зменшити вуглецевий слід у продуктах власного виробництва та підтвердити, що енергія, яку вони споживають, походить із ВДЕ. Це в також дозволяє виробникам реалізовувати продукцію з «зеленим» маркуванням, що покращує імідж компанії на міжнародному рівні, перед клієнтами, інвесторами та партнерами. Варто відзначити також те, що РРА угоди часто дають змогу компаніям отримати фіксовані ціни на енергію на деякий термін, що дає можливість захисту їх від коливань на ринку енергії та забезпечити довгострокову фінансову перевагу. Визначення походження електроенергії є складним завданням у випадках, коли генеруюче джерело розташоване на значній відстані від споживача та здійснює відпуск електроенергії до мережі загального користування, а не безпосередньо споживачу за схемою (physical РРА). Це зумовлює необхідність оцінювання витрат на передачу електроенергії від низьковуглецевих джерел енергії через мережі операторів систем розподілу, а також визначення частки електроенергії, виробленої такими джерелами, у загальному енергоміксі споживача. Метою зазначених досліджень є встановлення обсягів електроенергії, отриманої споживачем від низьковуглецевих джерел, для підтвердження її походження, що створює передумови для виробництва продукції із «зеленим» маркуванням.

Визначення походження електроенергії та відстеження перетоків активної і реактивної потужності є важливими як для виробників, так і для споживачів, зокрема активних споживачів, з позиції формування справедливого та прозорого ринку електроенергії. Це обумовлено необхідністю коректного розподілу витрат,

пов'язаних з експлуатацією, використанням та обслуговуванням електроенергетичної інфраструктури між усіма учасниками ринку. Так зокрема, трасування потоків було представлено Біалеком, як схема розподілу втрат, що базується на розв'язуванні лінійних рівнянь [96], і паралельно Кіршеном, як аналітичний інструмент, який використовує ітераційний підхід з урахуванням графів [97]. Наявність кільцевих схем, значною мірою ускладнює алгоритми розрахунку перетоків потужності, особливо в мережах в яких різнотипні розосереджені джерела енергії з високою щільністю приєднань, зокрема ВЕС та ФЕС, режим роботи котрих залежить від погодній умов. Це спричиняє необхідність удосконалення існуючих методів, особливо звертаючи увагу на те, що відповідальні виробники хочуть фіксувати, яку частку електроенергії вони отримують від ВДЕ. Зокрема, у роботі [98] запропоновано метод відстеження потоків потужності в електричній мережі та розподілу використання пропускної спроможності ліній електропередачі між окремими джерелами генерації та споживачами. Метод базується на підході, подібному до процесу дифузії, та враховує топологію електричної мережі, конфігурацію поточкорозподілу і місця приєднання генерувальних установок. Це дає змогу визначати внесок окремих учасників ринку електроенергії у завантаження мережевої інфраструктури та більш обґрунтовано оцінювати використання пропускної спроможності електричних мереж. Описані вище методики, були використанні для створення Electricity Map [99]. Корсною складовою Electricity Map є вагома аналітична інформація, яка надає доступ до ряду даних про електроенергію, інтенсивності викидів парникових газів кожною електростанцією не залежно від її виду, дані про споживання електроенергії та частку електроенергії, виробленої з ВДЕ по кожній країні. Проте, отримати інформацію можна про транскордонні (crossborder) переток імідж країнами. Актуальною залишається задача визначення походження електроенергії в системах менших масштабів, наприклад, в межах однієї чи декількох територіальної громади, або, наприклад, енергетичного кооперативу чи балансуєчої групи. Для енергетичних кооперативів та енергетичних спільнот визначення походження електроенергії є важливим інструментом підтвердження того, що інвестиції

учасників сприяють розвитку відновлюваної енергетики та досягненню цілей сталого розвитку. Водночас впровадження систем гарантій походження супроводжується низкою організаційних і економічних викликів. Зокрема, їх ефективне функціонування потребує гармонізації національного законодавства з європейськими вимогами, створення відповідної інформаційної інфраструктури та регуляторних механізмів. Крім того, вартість сертифікатів гарантій походження суттєво залежить від кон'юнктури ринку та рівня попиту на них. Не менш важливим завданням є забезпечення прозорості, достовірності та довіри до системи шляхом впровадження надійних процедур моніторингу й верифікації джерел електроенергії.

У роботі [100] запропоновано метод визначення походження електроенергії, що базується на математичній моделі розрахунку складових перетікань електроенергії у вітках електричної мережі. Метод використовує коефіцієнти розподілу струмів від вузлів із джерелами генерування та значення вузлових напруг для визначення частки електроенергії, що надходить від конкретних джерел до споживачів. Запропонований підхід став теоретичною основою подальших досліджень, результати яких наведено в наступних розділах роботи.

3.3.2 Алгоритм оцінювання частки електроспоживання заданого споживача, яка забезпечується з ВДЕ матричним методом

Метод визначення частки перетоків потужності в електричній мережі від сукупності НВДЕ до певних вузлів навантаження, описаний у працях [100], полягає в наступному: спочатку обчислюють значення повної потужності на початку і в кінці кожної вітки схеми, використовуючи формулу формула (3.13).

Особливістю методу, є використання матриці коефіцієнтів розподілу потужності вузлів по вітках електричної мережі $\dot{D}$. Вектор-рядок $\dot{D}_i$ визначається за формулою [101]:

$$\dot{D}_i = (\dot{U}_D M_{\Sigma i}) \hat{C}_i \dot{U}_D^{-1}, \quad (3.30)$$

де: вектор-рядок $\dot{D}_i$ включає коефіцієнти, що вказують, яку частку загальної потужності кожної вітки спричиняє протікання потужності від кожного вузла, $\dot{C}_i$ – i -й вектор-рядок матриці розподілу задаючих струмів у вузлах.

В загальному можна записати, що

$$\dot{S}_b = \dot{D}\dot{S}, \quad (3.31)$$

де: $\dot{D}$ – матриця коефіцієнтів розподілу потужності вузлів по вітках електричної мережі, яка сформована з n рядків $\dot{D}_i$, n – кількість віток в електричній мережі.

За виразом (3.31) визначаються складові потужності у вітках електричної мережі від потужності вузлів. Для визначення перетікань від НВДЕ у вітках схеми у виразі (3.31) в $\dot{S}$ мають бути тільки потужності НВДЕ:

$$\dot{S}_{b\text{ НВДЕ}} = \dot{D}\dot{S}_{\text{ НВДЕ}}. \quad (3.40)$$

де: $\dot{S}_{b\text{ НВДЕ}}$ – вектор перетікань потужності у вітках схеми, викликаних потужністю вузлів з ВДЕ; $\dot{S}_{\text{ НВДЕ}}$ – вектор потужностей вузлів, що відповідають вузлам схеми з НВДЕ.

Відповідно до математичної моделі визначення походження електроенергії було розроблено алгоритм показаний на (рис.3.12) та описаний в [100].

Для формування матриці розподілу втрат потужності у вітках мережі необхідно визначити значення вузлових напруг. Найпростішим підходом є використання номінальних або близьких до номінальних значень напруг, що дає змогу отримати лінійну математичну модель розподілу втрат.

Для підвищення точності розрахунків доцільно використовувати поточні значення напруг, які відповідають реальним обсягам генерування та споживання електроенергії. Уточнення вузлових напруг може здійснюватися на основі

результатів розрахунку ustalених режимів при зміні потужностей вузлів або за даними автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії АСКОЕ.

Останній підхід є особливо актуальним для задач балансування режимів роботи енергосистеми, коли виконується прогнозування погодинних графіків генерування ВДЕ та аналізується фактичний відпуск електроенергії за результатами їх роботи



Рис. 3.12. Алгоритм визначення електроенергії споживача походженням від відновлювальних джерел енергії

Приклад

З метою дослідити можливості застосування методу визначення походження електроенергії споживача від відновлюваних джерел енергії та демонстрації його ефективності для кільцевих мереж різних напруг, розглянемо чоинадцяти вузлову мережу IEEE, в якій в 6 та 8 вузлах встановлено ВДЕ 15, 20 МВт, відповідно, що показано на рис.3.13. Вузол №1 є балансуючим вузлом. Контрольний розрахунок усталеного режиму для максимального генерування ФЕС був виконаний за допомогою програми PowerFactory 15.1. За результатами розрахунку визначені напруги у вузлах. Вважаємо, що перший вузол отримує живлення від НВДЕ, в нашому випадку від АЕС, а 2 вузол отримує живлення від джерела з високим вуглецевим слідом. Виконаємо розрахунки перетоків потужності по вітках схеми з урахуванням їх походження, для розглянутої схеми мережі.

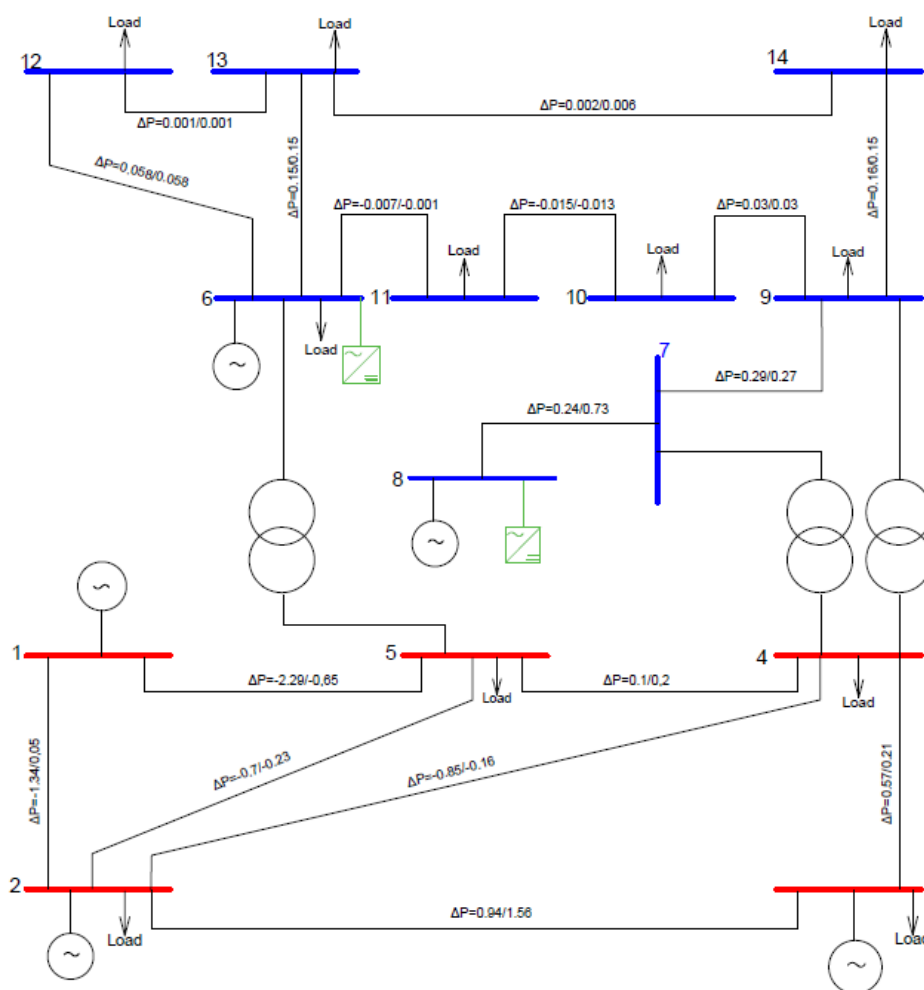


Рис. 3.13. Схема електричної мережі

З метою зменшення обсягу отриманих в результаті розрахунку матриць, наведемо лише активну складову шуканих потужностей. Використовуючи значення розрахованих напруг вузлів розраховуємо матрицю коефіцієнтів розподілу потужності (3.30):

$$D = \begin{pmatrix} & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 & 7 & 8 & 9 & 10 & 11 & 12 & 13 & 14 \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \\ 6 \\ 7 \\ 8 \\ 9 \\ 10 \\ 11 \\ 12 \\ 13 \\ 14 \\ 15 \\ 16 \\ 17 \\ 18 \\ 19 \\ 20 \end{matrix} & \begin{matrix} 0.822 \\ -0.03 \\ -0.06 \\ -0.081 \\ 0.172 \\ 0.081 \\ 0.03 \\ -0.008 \\ 0.004 \\ 0.003 \\ -0.004 \\ 0 \\ 0.004 \\ -0.005 \\ 0.005 \\ -0.003 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{matrix} & \begin{matrix} 0.76 \\ 0.583 \\ 0.108 \\ 0.044 \\ 0.268 \\ 0.28 \\ 0.417 \\ -0.029 \\ 0.011 \\ 0.017 \\ -0.011 \\ 0 \\ -0.017 \\ -0.018 \\ 0.018 \\ -0.011 \\ 0.002 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{matrix} & \begin{matrix} 0.657 \\ 0.147 \\ 0.3 \\ 0.188 \\ 0.368 \\ 0.497 \\ -0.147 \\ -0.05 \\ 0.017 \\ 0.032 \\ -0.016 \\ 0 \\ -0.03 \\ -0.03 \\ 0.03 \\ -0.018 \\ 0.003 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{matrix} & \begin{matrix} 0.593 \\ 0.099 \\ 0.202 \\ 0.272 \\ 0.424 \\ -0.272 \\ -0.099 \\ 0.027 \\ -0.002 \\ 0.028 \\ -0.002 \\ 0 \\ 0.016 \\ 0.016 \\ -0.016 \\ 0.01 \\ -0.002 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{matrix} & \begin{matrix} 0.453 \\ 0.086 \\ 0.17 \\ 0.203 \\ 0.325 \\ -0.137 \\ -0.086 \\ -0.872 \\ -0.017 \\ -0.109 \\ 0.017 \\ 0 \\ 0.077 \\ 0.077 \\ -0.077 \\ 0.047 \\ -0.009 \\ 0.001 \\ 0.001 \\ 0 \end{matrix} & \begin{matrix} 0.492 \\ 0.119 \\ 0.234 \\ 0.148 \\ 0.287 \\ 0.373 \\ -0.119 \\ -0.074 \\ -0.763 \\ -0.159 \\ -0.232 \\ 0 \\ -0.044 \\ -0.045 \\ 0.045 \\ -0.027 \\ 0.005 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{matrix} & \begin{matrix} 0.477 \\ 0.115 \\ 0.226 \\ 0.143 \\ 0.278 \\ 0.361 \\ -0.115 \\ -0.071 \\ -0.732 \\ -0.152 \\ -0.221 \\ -0.957 \\ -0.042 \\ -0.043 \\ 0.043 \\ -0.026 \\ 0.005 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{matrix} & \begin{matrix} 0.486 \\ 0.116 \\ 0.228 \\ 0.152 \\ 0.289 \\ 0.328 \\ -0.116 \\ -0.136 \\ -0.174 \\ -0.696 \\ 0.171 \\ 0 \\ -0.081 \\ -0.082 \\ 0.082 \\ -0.05 \\ 0.01 \\ -0.001 \\ -0.001 \\ 0 \end{matrix} & \begin{matrix} 0.483 \\ 0.112 \\ 0.219 \\ 0.161 \\ 0.296 \\ 0.252 \\ -0.112 \\ -0.261 \\ -0.149 \\ -0.602 \\ 0.146 \\ 0 \\ 0.779 \\ -0.222 \\ 0.222 \\ -0.034 \\ 0.006 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{matrix} & \begin{matrix} 0.47 \\ 0.1 \\ 0.196 \\ 0.182 \\ 0.311 \\ 0.066 \\ -0.1 \\ -0.557 \\ -0.086 \\ -0.366 \\ 0.084 \\ 0 \\ 0.442 \\ 0.444 \\ 0.556 \\ 0.005 \\ -0.001 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{matrix} & \begin{matrix} 0.458 \\ 0.089 \\ 0.175 \\ 0.201 \\ 0.324 \\ -0.107 \\ -0.089 \\ -0.836 \\ -0.028 \\ -0.149 \\ 0.028 \\ 0 \\ 0.068 \\ 0.069 \\ -0.069 \\ 0.106 \\ 0.624 \\ -0.005 \\ 0.002 \\ 0.002 \end{matrix} & \begin{matrix} 0.462 \\ 0.092 \\ 0.18 \\ 0.197 \\ 0.322 \\ -0.067 \\ -0.092 \\ -0.777 \\ -0.042 \\ -0.2 \\ 0.041 \\ 0 \\ 0.055 \\ 0.055 \\ -0.055 \\ 0.181 \\ 0.153 \\ -0.014 \\ 0.003 \\ 0 \end{matrix} & \begin{matrix} 0.478 \\ 0.107 \\ 0.209 \\ 0.173 \\ 0.306 \\ 0.159 \\ -0.107 \\ -0.42 \\ -0.491 \\ 0.118 \\ 0 \\ -0.023 \\ -0.023 \\ 0.023 \\ 0.618 \\ 0.073 \\ -0.007 \\ -0.006 \\ 0 \\ 0 \end{matrix} \end{pmatrix}$$

Помноживши матрицю коефіцієнтів розподілу потужності вузлів на вектор-стовпець навантаження та генерування у вузлах, отримаєм матрицю розподілу потужностей по вітках електричної мережі в тому числі і від НВДЕ.

Значення елементів стовпців матриці відображають розподіл потужності, що надходить від низьковуглецевих джерел енергії, по вітках електричної мережі, що дає змогу розрахунковим шляхом визначити частку «чистої» електроенергії, спожитої кожним конкретним споживачем. Так, на прикладі споживання навантаженням у вузлі 9, можна визначити, що від ФЕС було отримано 5,64 МВт (з них від ФЕС 1-0,66 МВт, ФЕС 2 - 4,98 МВт), від другого вузла з ТЕС перетік до 9 вузла становить 0,19 МВт, решту отримує від АЕС. Для порівняння розглянемо покриття навантаження у 5 вузлі. Відповідно до розрахунків у 5 вузол перетік від ТЕС становить 2,97 МВт, решту покривається з балансуєного вузла. Виходячи з того, що у 9 вузлі споживається 29,5 МВт, а у 5 – 7,6 МВт, то у відсотковому співвідношенні потужності отриманої від НДЕ до загальної потужності

навантаження отримаємо наступні результати: для 5 вузла – 40%, для 9 – 99%, 20% з яких від ФЕС.

$$S = \begin{pmatrix} & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 & 7 & 8 & 9 & 10 & 11 & 12 & 13 & 14 \\ 1 & -15.05 & 72.35 & 31.55 & 4.51 & -2.08 & -11.21 & 0 & 17.54 & 5.32 & 2.0 & 3.4 & 7.62 & 8.85 \\ 2 & 0.54 & 54.95 & 7.07 & 0.76 & -0.37 & -2.49 & 0 & 3.84 & 1.13 & 0.39 & 0.61 & 1.39 & 1.8 \\ 3 & 1.11 & 10.23 & 14.33 & 1.53 & -0.75 & -5.05 & 0 & 7.78 & 2.29 & 0.79 & 1.23 & 2.81 & 3.65 \\ 4 & 1.49 & 4.12 & 8.97 & 2.06 & -0.89 & -3.25 & 0 & 5.27 & 1.71 & 0.75 & 1.45 & 3.15 & 3.07 \\ 5 & -3.15 & 25.38 & 17.58 & 3.22 & -1.43 & -6.31 & 0 & 10.03 & 3.14 & 1.28 & 2.33 & 5.13 & 5.43 \\ 6 & -1.48 & 26.5 & 23.83 & -2.06 & 0.51 & -8.02 & 0 & 11.25 & 2.63 & 0.27 & -0.8 & -1.1 & 2.8 \\ 7 & -0.54 & 39.25 & -7.07 & -0.76 & 0.37 & 2.49 & 0 & -3.84 & -1.13 & -0.39 & -0.61 & -1.39 & -1.8 \\ 8 & 0.2 & -3.1 & -2.8 & 0.27 & 3.12 & 1.63 & 0 & -4.37 & -2.42 & -1.93 & -5.05 & -10.32 & -6.25 \\ 9 & -0.02 & 0.31 & 0.33 & -0.09 & 0.18 & 14.09 & 0 & -6.24 & -1.68 & -0.39 & -0.27 & -0.83 & -2.14 \\ 10 & -0.17 & 2.76 & 2.44 & -0.18 & 0.49 & 3.37 & 0 & -19.04 & -5.01 & -1.21 & -0.88 & -2.61 & -6.98 \\ 11 & 0.02 & -0.3 & -0.32 & 0.08 & -0.18 & 4.98 & 0 & 6.14 & 1.65 & 0.39 & 0.26 & 0.81 & 2.11 \\ 12 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 19.15 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 13 & 0.12 & -1.87 & -1.69 & 0.16 & -0.41 & 0.98 & 0 & -2.64 & 6.96 & 1.59 & 0.45 & 0.85 & -0.34 \\ 14 & 0.12 & -1.88 & -1.7 & 0.16 & -0.41 & 0.99 & 0 & -2.65 & -2.05 & 1.57 & 0.45 & 0.85 & -0.34 \\ 15 & -0.12 & 1.88 & 1.7 & -0.16 & 0.41 & -0.99 & 0 & 2.65 & 2.05 & 1.93 & -0.45 & -0.85 & 0.34 \\ 16 & 0.07 & -1.15 & -1.04 & 0.1 & -0.25 & 0.61 & 0 & -1.62 & -0.34 & 0.03 & 0.67 & 2.51 & 9.21 \\ 17 & -0.01 & 0.22 & 0.2 & -0.02 & 0.05 & -0.12 & 0 & 0.31 & 0.06 & -0.01 & 3.8 & 2.05 & 1.08 \\ 18 & -0.06 & 0.95 & 0.86 & -0.08 & 0.21 & -0.5 & 0 & 1.34 & 0.28 & -0.02 & 1.61 & 8.91 & 4.7 \\ 19 & -0.07 & 1.15 & 1.04 & -0.1 & 0.25 & -0.61 & 0 & 1.62 & 0.34 & -0.03 & -0.67 & -2.51 & 5.69 \\ 20 & -0.01 & 0.22 & 0.2 & -0.02 & 0.05 & -0.11 & 0 & 0.31 & 0.06 & -0.01 & -2.29 & 2.04 & 1.08 \end{pmatrix}$$

Знаючи матрицю розподілу потужностей по вітках електричної мережі, можна також визначити матрицю втрат потужності, включаючи втрати від перетікання НВДЕ. Загальні втрати активної потужності, розраховані матричним методом, становлять 12,3 МВт. За результатами розрахунку усталеного режиму з використанням комплексу PowerFactory, ці втрати становлять 12,37 МВт, що підтверджує точність запропонованого методу (Додаток А).

3.4 Висновки до розділу

У результаті виконаних досліджень сформовано комплексний підхід до підвищення ефективності функціонування локальних електроенергетичних систем з відновлюваними джерелами енергії, який інтегрує методи прогнозування електроспоживання, оцінювання впливу ВДЕ на втрати електроенергії та визначення частки електроенергії з низьковуглецевим походженням у структурі споживання. Отримані результати спрямовані на розв'язання актуальних завдань забезпечення балансової надійності електроенергетичних систем, підвищення енергоефективності електричних мереж та створення передумов для подальшого розвитку відновлюваної енергетики в Україні.

Встановлено, що використання фрактальних властивостей графіків електричного навантаження дає змогу формувати детерміновані моделі електроспоживання локальних електроенергетичних систем на основі ретроспективних даних без необхідності застосування складних процедур їх попередньої обробки. Використання даних автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії забезпечує можливість побудови репрезентативних добових графіків навантаження та їх подальшого використання для прогнозування режимів роботи електричних мереж. Завдяки врахуванню фрактальних характеристик процесів електроспоживання підвищується точність прогнозування, збільшується горизонт достовірного прогнозу та зменшується вплив випадкових відхилень на результати розрахунків, що є особливо важливим в умовах високої частки генерації ВДЕ та необхідності мінімізації небалансів електроенергії.

Удосконалено метод визначення втрат потужності та електроенергії в електричних мережах, зумовлених функціонуванням окремих відновлюваних джерел енергії та їх агрегованих груп. Метод ґрунтується на математичній моделі електричної мережі, яка використовує коефіцієнти розподілу струмів у вітках та поточні значення вузлових напруг для формування матриці коефіцієнтів розподілу втрат потужності залежно від обсягів генерації ВДЕ у вузлах мережі. Запропонований підхід дозволяє в реальному часі оцінювати внесок кожного джерела генерації у загальні втрати електроенергії, враховувати його вплив на режим роботи електроенергетичної системи та використовувати отримані

результати під час оперативного планування балансу електроенергії, прогнозування небалансів і формування балансуючих груп. Визначення адресних складових втрат створює передумови для впровадження економічно обґрунтованих механізмів їх компенсації між учасниками ринку електричної енергії.

Подальшого розвитку набув метод визначення частки електроенергії, спожитої від джерел енергії з низьким карбоновим слідом, який є важливим елементом функціонування системи гарантій походження електричної енергії. На відміну від існуючих підходів, запропонований метод ґрунтується на визначенні окремих складових перетікань електроенергії у вітках електричної мережі, що формуються процесами генерування та споживання у вузлах схеми, що дозволяє підвищити точність оцінювання частки низьковуглецевої електроенергії у структурі електроспоживання. Це дозволяє встановити частку споживання конкретного споживача, яка забезпечується відновлюваними та низьковуглецевими джерелами енергії. Отримані результати можуть бути використані для підтвердження походження електроенергії, формування гарантій походження та забезпечення можливості виробництва продукції із зеленим маркуванням відповідно до сучасних вимог європейського та національного енергетичного законодавства.

Практичне значення запропонованих методів полягає у можливості їх використання операторами систем розподілу, виробниками електроенергії з ВДЕ, агрегаторами, учасниками балансуючого ринку та великими споживачами електроенергії для оцінювання режимів роботи електричних мереж, підтвердження походження електроенергії, планування балансів електроенергії та підвищення ефективності використання відновлюваних джерел енергії. Достовірність отриманих результатів підтверджена розрахунками на тестовій 14-вузловій схемі IEEE, результати яких узгоджуються з даними комп'ютерного моделювання, виконаного в програмному комплексі DIgSILENT PowerFactory.

Таким чином, запропоновані методи прогнозування електроспоживання, визначення адресних втрат електроенергії та оцінювання частки електроенергії від низьковуглецевих джерел формують єдину методологічну основу для підвищення енергоефективності, балансової надійності та прозорості функціонування сучасних

електроенергетичних систем з високою часткою відновлюваних джерел енергії. Їх впровадження сприятиме підвищенню точності прогнозування режимів роботи мереж, розвитку балансуючих механізмів, зменшенню втрат електроенергії та забезпеченню функціонування систем гарантій походження електроенергії відповідно до вимог європейського енергетичного ринку.

РОЗДІЛ 4

ВИЗНАЧЕННЯ ВТРАТ ТА ПЕРЕТОКІВ ПОТУЖНОСТІ ВІД ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ В БАЛАНСУЮЧИХ ГРУПАХ

Закон України «Про альтернативні джерела енергії» [102] встановлює права та обов'язки учасників ринку, що використовують енергію сонця, вітру, біомаси, гідроенергію малої потужності та інших нетрадиційних джерел, визначаючи такі як пріоритетний напрям державної енергетичної політики. Зокрема, стаття 4 Закону прямо закріплює принципи державного стимулювання виробництва енергії з альтернативних джерел, включно з тарифною підтримкою, податковими преференціями та інвестиційними гарантіями. Але, оскільки змінюються умови функціонування на енергетичному ринку, то формують нові завдання, суть яких зводиться до необхідності глибокого аналізу впливу ВДЕ на параметри режиму електричних мереж енергосистеми. Це необхідно тому, що в системі електропостачання на сьогодні допускається як централізоване живлення від крупних АЕС, ТЕС і ГЕС, так і децентралізація генерування у формі ЛЕС і microgrid зі значною (часто переважаючою) кількістю ВДЕ.

У зв'язку зі зростанням частки ВДЕ виникла необхідність трасування потоків електроенергії та оцінювання їх наслідків, зокрема втрат електроенергії, впливу на її якість і пропускну спроможність ліній електропередачі. Це питання є важливою складовою взаємовідносин між балансуючими групами та «Гарантованим покупцем», агрегаторами й іншими учасниками агрегованих груп, включаючи споживачів, зацікавлених у підтвердженні походження спожитої електроенергії. У попередніх розділах дисертаційної роботи обґрунтовано та розроблено методи й алгоритми визначення складових втрат потужності та електроенергії, зумовлених функціонуванням ВДЕ у складі сумарних втрат електричних мереж, для їх урахування під час балансування режимів роботи, а також метод визначення походження електроенергії від ВДЕ, спожитої конкретним споживачем. Даний

розділ присвячено тому, щоб показати їх працездатність і ефективність на тестових і реальних прикладах ЛЕС.

4.1 Функціонування ВДЕ в локальних електроенергетичних системах з multi microgrid (MG).

Перебудова енергетичної галузі спричинила появу та розвиток нових низьковуглецевих джерел енергії, відомих як нетрадиційні та відновлювані джерела енергії (НВДЕ) [103, 104], а також технології розосередженого генерування (РГ) [103,105]. Сучасні ЛЕС мають різні види генеруючих одиниць, до них переважно входять фотоелектричні і вітряні електростанції (ФЕС і ВЕС). Оскільки виробництво електричної енергії на об'єктах відновлюваної енергетики значною мірою залежить від метеорологічних умов, для компенсації нерівномірності генерування та зменшення дисбалансів у локальних електроенергетичних системах широко застосовуються системи накопичення енергії. Сукупний вплив цих чинників визначає режими функціонування локальних електричних систем і безпосередньо позначається на надійності та якості електропостачання споживачів.

Задача балансування потужності та електроенергії в локальних електроенергетичних системах, як правило, розглядається на рівні всієї ЕЕС. Водночас для спрощення процесів керування та підвищення точності прогнозування роботи фотоелектричних і вітрових електростанцій може здійснюватися формування окремих балансуючих груп. У межах кожної такої групи для кожного об'єкта ВДЕ впроваджуються автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії та виконується прогнозування погодинних графіків генерації на наступну добу. Це дає змогу для кожної ФЕС та ВЕС визначати як фактичні, так і прогнозовані обсяги виробництва електричної енергії за відповідний часовий інтервал, що є необхідною умовою для ефективного балансування та мінімізації небалансів..

Зростання частки електроенергії, виробленої відновлюваними джерелами енергії в електроенергетичних системах, спричиняє збільшення частоти та

амплітуди коливань потужності, що впливає на режими роботи мережі, зміну втрат електроенергії та підвищує експлуатаційні ризики [106]. Згідно з чинним законодавством, компенсація фактичних втрат електричної енергії є обов'язковою складовою функціонування електричних мереж, а відповідальність за них покладається на власника мережі відповідно до меж балансової належності та точок обліку. Величина таких втрат враховується під час формування тарифів на розподіл електроенергії та включається оператором системи розподілу до її собівартості. Оскільки комерційні втрати безпосередньо впливають на фінансові результати діяльності операторів систем розподілу, вони зацікавлені у забезпеченні високої точності обліку електроенергії та коректному визначенні її обсягів у точках постачання. У цих умовах особливої актуальності набуває задача оцінювання втрат потужності, зумовлених роботою відновлюваних джерел енергії в локальних електроенергетичних системах, які функціонують як балансуєчі групи. Розв'язання цієї задачі сприятиме підвищенню ефективності управління режимами роботи мережі, мінімізації небалансів та оптимізації витрат, пов'язаних з експлуатацією електроенергетичної інфраструктури.

4.1.1 Умови визначення втрат потужності в ЛЕС як учасника системи балансування режимів ЕЕС

Забезпечення балансу потужності та електроенергії в ЕЕС можливе шляхом комплексного використання наявних маневрових потужностей, зокрема теплових і гідроелектростанцій. Проте в сучасних умовах їх потенціал є недостатнім як через природні обмеження, так і внаслідок пошкодження та руйнування енергетичної інфраструктури України в результаті російської агресії. Це суттєво ускладнює підтримання стабільних режимів роботи енергосистеми та забезпечення її надійності. Сучасні технології балансування, зокрема системи накопичення електроенергії, водневі та біогазові технології, а також механізми узгодження графіків генерування і споживання електроенергії, мають значний потенціал для підвищення гнучкості енергосистеми. Однак більшість із них перебуває на різних

стадіях впровадження, дослідної експлуатації або масштабування та ще не отримала широкого практичного застосування. У зв'язку з цим актуальним завданням є розроблення ефективних підходів до інтеграції таких технологій у локальні та об'єднані електроенергетичні системи з метою підвищення їх стійкості та енергоефективності.

Необхідним є створення сприятливих умов не лише для подальшого розвитку відновлюваних джерел енергії в електроенергетичних мережах, а й для забезпечення їх ефективної експлуатації з мінімальним негативним впливом на техніко-економічні показники енергосистеми. Залежно від потужності та місця приєднання об'єктів ВДЕ до електричних мереж можливо досягти зниження втрат електроенергії під час її транспортування, покращення показників надійності електропостачання SAIFI та SAIDI, а також підвищення якості електроенергії та загальної енергоефективності систем електропостачання [107–109].

Разом з тим, позитивний вплив відновлюваних джерел енергії на функціонування енергосистеми може суттєво зменшуватися через необхідність підтримання значних резервів маневрової потужності, призначених для компенсації нестабільного генерування сонячних і вітрових електростанцій. Утримання таких резервів супроводжується додатковими фінансовими витратами та ускладнює процеси оперативного керування режимами роботи енергосистеми. Тому важливим науково-практичним завданням є розроблення методів підвищення прогнозованості генерації ВДЕ та впровадження сучасних засобів балансування, що дозволить максимально реалізувати їх потенціал для покращення техніко-економічних показників електроенергетичних систем.

Визначити зв'язок між генеруючими одиницями ВДЕ або навантаження та потоками в лініях передачі можна за допомогою аналізу чутливості, тобто шляхом визначення, як зміна навантаження чи генерування вузла впливає на потік у певній лінії. Аналіз чутливості, однак, не відповідає на питання, куди йде енергія; він відповідає на питання, як зміняться потоки в лінії після зміни вузлового попиту на генерацію. Кільцева структура електричних мереж, що являє собою замкнену

систему з великою кількістю приєднань, до яких входять джерела відновлюваної енергії значно ускладнює розрахунки.

Так, в статті [110] описано метод відстеження потоку потужності в електричній мережі та розподілу використання пропускної спроможності лінії між відповідними джерелами або споживачами за допомогою процесу, схожого на дифузію, беручи до уваги структуру мережі та місця приєднань джерел генерування. Серед інших методів слід відзначити методи, засновані на пропорційному розподілу, що по суті зводиться до припущення, що вузол мережі є ідеальним «змішувачем» вхідних потоків, так що неможливо сказати, який саме вхідний електрон потрапляє в яку конкретну вихідну лінію.

Трасування електроенергії можна розглядати як задачу транспортування, яка полягає у визначенні того, як потужність, що генерується, розподіляється між лініями та навантаженнями мережі. Метод має топологічний характер і працює на основі результатів програми розподілу навантаження або програми оцінки стану [110]. Це призводить до отримання таблиці, що нагадує таблицю дорожніх відстаней і дозволяє оцінити, яка частина активної та реактивної потужності, що виходить з певної станції, потрапляє на певне навантаження.

Оскільки відновлювані джерела енергії інтегруються в електричні мережі загального призначення, особливого значення набуває їх вплив на режимні параметри мереж, зокрема на пропускну спроможність ліній електропередачі та трансформаторів зв'язку, а також на енергоефективність функціонування мереж разом із ВДЕ, включаючи показники надійності, технологічних втрат електроенергії та її якості. Для оцінювання ефективності функціонування електричних мереж з інтегрованими ВДЕ, зокрема локальних електроенергетичних систем і мікромереж, запропоновано інтегральний показник, який забезпечує можливість порівняння різних варіантів систем передачі та розподілу електроенергії за узагальненими техніко-економічними характеристиками. Водночас для вирішення таких завдань, як підтвердження походження електроенергії в контексті декарбонізації та забезпечення ефективної участі ВДЕ в енергетичних аукціонах, виникає необхідність визначення оптимальних маршрутів

передавання електроенергії з урахуванням допустимих технологічних втрат і відхилень напруги [114].

Задача оптимального керування балансом потужності та електроенергії в електричних мережах у складі балансуючих груп набуває особливої актуальності в сучасних умовах функціонування енергосистем. Одним із ключових завдань є оптимізація режимів роботи ВДЕ з метою мінімізації відхилень фактичних обсягів генерації від погодинних графіків, заявлених на ринку «на добу наперед» для сукупного генерування балансуючої групи $P_{ВДЕ}(t)$, з урахуванням обмежень на первинні енергетичні ресурси та технічні характеристики генеруючих установок:

$$\int_{t_0}^{t_k} \frac{1}{2} [P_{ВДЕ}(t) - \sum_{i=1}^n P_i(t)]^2 dt \rightarrow \min, \quad (4.1)$$

де: $P_{ВДЕ}(t)$ – заявлений погодинний графік генерування ВДЕ на наступну добу;

$\sum_{i=1}^n P_i(t)$ – сумарне генерування n електростанцій з ВДЕ, приєднаних до шин

балансуючої групи.

Затверджений графік генерування $P_{ВДЕ}(t)$ будується таким чином, щоб забезпечити максимальний рівень надходжень від реалізації електроенергії з ВДЕ за «зеленим» тарифом:

$$\sum_{i=1}^n \int_{t_0}^{t_k} z_i P_i(t) dt \rightarrow \max \quad (4.2)$$

де: z_i – «зелений» тариф на електроенергію, що відпущена з ВДЕ.

Задачі, як (4.1), так і (4.2), розв'язуються за умови балансу на шинах електричних мереж балансуючої групи джерел електроенергії та навантаження рис. 4.1:

$$P_{ЕЕС}(t) + \sum_{i=1}^n P_i(t) - \sum_{j=1}^m P_{ТП j}(t) \pm P_{СЗЕ}(t) - \Delta P(t) = 0, \quad (4.3)$$

де: $P_{\text{ЕЕС}}(t)$ – потужність централізованих джерел електроенергії, яка може поступати в мережу або, навпаки, віддаватися з неї в систему; $P_{\text{ТП}i}(t)$ – потужність пасивних і «активних» споживачів електроенергії трансформаторних підстанцій (ТП); m – кількість ТП; $P_{\text{СЗЕ}}(t)$ – потужність, яка генерується або споживається системою збереження електроенергії; $\Delta P(t)$ – технологічні втрати електроенергії (ТВЕ) в електричній мережі.

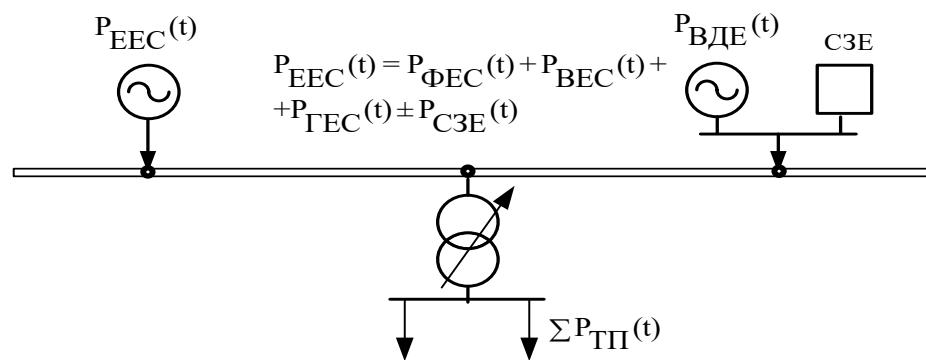


Рис. 4.1 Баланс потужності в електричній мережі

У виразі (4.3): $P_i(t) = P_{\text{ФЕС}i}(t) + P_{\text{ВЕС}i}(t) + P_{\text{мГЕС}i}(t)$, де $P_{\text{ФЕС}}(t)$, $P_{\text{мГЕС}}(t)$, – потужності ФЕС, ВЕС і малих ГЕС; $P_{\text{СЗЕ}}(t) = P_{\text{КГУ}}(t) + P_{\text{ГТУ}}(t) \pm P_{\text{в}}(t) \pm P_{\text{х}}(t)$, де $P_{\text{КГУ}}(t)$, $P_{\text{ГТУ}}(t)$ – потужності когенераційних, переважно газопоршневих, та газотурбінних установок, $P_{\text{х}}(t)$ – потужність електрохімічних накопичувачів (– заряд, + розряд); $P_{\text{в}}(t)$ – потужність водневих установок (– за рахунок виробленої електроенергії шляхом електролізу добувається водень, + водень як добавка до газу спрацьовується в КГУ та ГТУ).

Із зростанням частки потужності та обсягів генерації ВДЕ в електроенергетичній системі підвищується рівень їх відповідальності за виникнення небалансів [111]. У зв'язку з цим особливого значення набуває формування погодинних графіків генерації на наступну добу з мінімально можливими похибками прогнозування, що сприяє підвищенню ефективності

функціонування балансуючих груп і зменшенню витрат на врегулювання небалансів. Для цього в (4.3) $P_i(t)$ визначається з урахуванням деградації обладнання ВДЕ [112], також визначаються оптимальні перетоки електроенергії ВДЕ і СЗЕ з мінімальними втратами в електричній мережі [110,112], як складова в $\Delta P(t)$ визначаються втрати від перетоків електроенергії ВДЕ і СЗЕ [114]. Загалом на рис. 2.1 наведені умови врегулювання відповідальності за небаланси електроенергії в ЕЕС, з яких випливає необхідність вдосконалення участі ВДЕ в системі балансування режимів ЕЕС.

Розглянемо процес визначення розподілу потужності ВДЕ у вітках електричної мережі під час балансування режимів роботи ЕЕС, а також розрахунок втрат потужності, зумовлених перетоками електроенергії відновлюваних джерел. Коефіцієнти розподілу потужності вузлів по вітках мережі та коефіцієнти розподілу втрат потужності від генерації ВДЕ у вітках електричної мережі визначаються відповідно до методики, наведеної в п. 3.2.1. Значення повної потужності на початку і в кінці кожної вітки схеми визначається за формулою:

$$\dot{S}_B = \sqrt{3} \times \dot{U}_{\Sigma d} M_{\Sigma} \times \hat{I}_d, \quad (4.4)$$

де: $\dot{U}_{\Sigma d}$ – діагональна матриця напруги у вузлах, включно з балансувальними; M_{Σ} – матриця з'єднань віток у вузлах, включно з балансувальними; $\hat{I}_d$ – діагональна матриця струмів у вітках схеми (тут і далі знак $\hat{}$ означає, що матриця або вектор є спряжений).

У визначаються складові потужності у вітках електричної мережі від потужності вузлів:

$$\dot{S}_{B \text{ ВДЕ}} = \dot{D} \dot{S}_{\text{ВДЕ}}, \quad (4.5)$$

де: $\dot{S}_{B \text{ ВДЕ}}$ – вектор перетікань у вітках схеми потужності, спричинений потужністю вузлів з ВДЕ; $\dot{S}_{\text{ВДЕ}}$ – вектор потужностей вузлів, що відповідають

вузлам схеми з ВДЕ; $\dot{D} = (\dot{U}_d M_\Sigma) \bar{C} \dot{U}_d^{-1}$ – матриця коефіцієнтів, що показують, яку частку в сумарній потужності кожної вітки викликає протікання по ній потужності від кожного вузла; $C = z_B^{-1} M_{\Sigma t} (M_\Sigma z_B^{-1} M_{\Sigma t})^{-1}$ – матриця розподілу задаючих струмів у вузлах по вітках схеми, z_B – діагональна матриця комплексних опорів віток схеми електричної мережі.

Відповідно, вектор сумарних втрат у вітках електричної мережі запишеться як [114]

$$\Delta \dot{S}_B = \dot{V} \times \dot{S}_\Sigma, \quad (4.6)$$

де: $\dot{V} = (\dot{U}_t M_\Sigma) \bar{C} \dot{U}_d^{-1}$ – матриця коефіцієнтів розподілу втрат потужності у вітках схеми залежно від потужності у вузлах схеми; $\dot{U}_t = n_t \dot{U}_{\Sigma d}$ – транспонований вектор напруги у вузлах, включаючи з балансувальними, n_t – одиничний транспонований вектор.

Вираз для втрат потужності в заданій i -й вітці з (4.6) перепишеться:

$$\Delta \dot{S}_{Bi} = \dot{V}_i \dot{S}_\Sigma, \quad (4.7)$$

$$\text{де: } \dot{V}_i = (\dot{U}_t M_{\Sigma i}) \bar{C}_i \dot{U}_d^{-1}.$$

Разом з визначенням значення і походження електроенергії у вітках схеми, що розраховується за (4.5), втрати потужності у заданій вітці (вітках) електричної мережі від протікання в ній електроенергії ВДЕ визначаються за допомогою (4.7). Для цього розраховується вектор-рядок V_i матриці розподілу втрат V з уточненням напруги у вузлах відповідно до значень потужностей у цих же вузлах мережі і визначаються складові втрат потужності. Втрати визначаються окремо від потужності навантаження і потужності генерування:

$$\Delta \dot{S}_{Bi} = \dot{V}_i \dot{S}_\Sigma = \sum_{i \in \theta_H} v_i s_i + \sum_{j \in \theta_{ВД}} v_j s_j, \quad (4.8)$$

де: v – елементи вектор-рядка $\dot{V}_i$; s – елементи вектора потужностей вузлів $\dot{S}_\Sigma$; θ_n і $\theta_{ВД}$ – масиви вузлів відповідно до навантажень і ВДЕ. Список вузлів з ВДЕ $\theta_{ВД}$ може складатися з одного або декількох вузлів залежно від того, коли втрати у вітці визначаються від одного ВДЕ або їх групи.

У роботах [112–114] запропоновано методи визначення походження електроенергії, які ґрунтуються на математичній моделі розрахунку складових перетікань електроенергії у вітках електричної мережі. Зазначена модель використовує коефіцієнти розподілу струмів у вітках схеми від вузлів із джерелами генерації та поточні значення вузлових напруг, що дає змогу визначати внесок окремих джерел у формування потоків електроенергії в мережі.

4.1.2 Втрати потужності й електроенергії від потоків ВДЕ в балансуєчій агрегатованій групі.

Для підвищення ефективності інтеграції ВДЕ в електричні мережі енергосистеми в сучасних умовах необхідно вирішити низку технічних та організаційних завдань. Одним із ключових аспектів є вдосконалення механізмів стимулювання зменшення похибок між прогнозними та фактичними погодинними графіками генерації ВДЕ, оскільки штрафні санкції, що застосовуються ДП «Гарантований покупець», можуть призводити до втрати понад 20 % доходів, отриманих за «зеленим» тарифом. Це обумовлює необхідність формування нових підходів до підтримки ВДЕ в електроенергетичній системі, ефективність яких значною мірою залежить від удосконалення методів прогнозування та створення дієвих балансуєчих механізмів.

Одним із таких механізмів є агреговані балансуєчі групи, що об'єднують малих виробників електроенергії, системи накопичення енергії, активних споживачів та інші децентралізовані енергетичні ресурси для спільної участі в енергетичному ринку. До складу таких груп можуть входити споживачі, здатні змінювати графіки навантаження відповідно до команд агрегатора та сприяти

балансуванню енергосистеми шляхом зменшення або перенесення пікових навантажень. Важливу роль також відіграють системи накопичення енергії, які можуть надавати допоміжні послуги операторам систем розподілу, брати участь у процесах балансування та забезпечувати підвищення гнучкості функціонування енергосистеми. До перспективних учасників агрегованих груп належать також гібридні енергетичні комплекси, що поєднують генерацію, накопичення та споживання електроенергії, а також електромобільні зарядні станції та інші децентралізовані енергетичні ресурси.

У зв'язку з цим доцільним є створення умов для ефективної інтеграції ВДЕ в агреговані балансуючі групи, що потребує визначення маршрутів передавання електроенергії від ВДЕ до кінцевих споживачів, а також оцінювання втрат потужності та електроенергії, які виникають у процесі її транспортування електричними мережами..

Оскільки втрати електроенергії є невід'ємною частиною ринку які обліковуються, контролюються, та фінансуються. Облік усієї реально енергії включно з технічними та комерційними втратами підвищує прозорість ринку, знижує ризики шахрайства, зловживань. Враховуючи діяльність відновлювальних джерел енергії згідно «зеленого» тарифу а також функцію ДП «Гарантований покупець», що регламентують фінансовий обіг коштів на ринку електричної енергії — це є особливо важливо для чесного тарифоутворення та справедливого фінансування.

Якщо втрати не враховуються, то або вони перекладаються на інших споживачів, або держава субсидує їх — що створює соціальну та економічну несправедливість. В умовах зростання цін на енергоресурси, дефіциту енергії,— мінімізація втрат і ефективне обліковування споживання набуває стратегічного значення. Саме тому застосування даного алгоритму в розв'язуванні задачі визначення втрат електроенергії, та впроваджені інтелектуальних розподільчих електричних мережах має місце в комерціалізації, що в свою чергу усуває ці нерівності.

Для поступового переходу ВДЕ до функціонування у складі агрегованих балансуючих груп, а також для роботи окремих виробників як агрегаторів, необхідним є виконання низки організаційних і технічних умов. Зокрема, під час участі в енергетичних аукціонах заявлені обсяги генерації повинні враховувати втрати електроенергії в мережах, оскільки споживачі, зацікавлені у підтвердженні походження електроенергії, потребують гарантій не лише щодо її джерела, а й фактичних обсягів споживання. У зв'язку з цим особливого значення набуває задача трасування потоків електроенергії від ВДЕ з урахуванням пропускної спроможності ліній електропередачі, технологічних втрат та показників якості електроенергії.

Під час визначення потужності та втрат електроенергії відновлюваних джерел необхідно враховувати особливості їх функціонування в електричних мережах, насамперед імовірнісний характер генерування. Потужність ВДЕ впродовж доби може змінюватися в широкому діапазоні — від нульового значення до встановленої потужності, що обумовлено залежністю від природно-кліматичних умов. Зокрема, фотоелектричні станції здійснюють генерацію лише у світлий період доби та характеризуються нерівномірним графіком виробництва електроенергії, тоді як потужність вітрових електростанцій визначається швидкістю вітрового потоку, яка також має змінний характер (рис. 4.2). Отже, електроенергія та втрати електроенергії, спричинені потоками електроенергії ФЕС та ВЕС в електричних мережах, також змінюються, що необхідно враховувати при оцінці похибки прогнозування генерування і споживання електроенергії. На рис. 3 як приклад показано добовий графік прогнозу $P_{пр}$, на який розраховує споживач електроенергії від ВЕС. Фактично до нього від ВЕС за лічильником надходить $P_{ф}$. Похибка для споживача визначається як $P_{ф} - P_{пр}$. Якщо врахувати втрати в електричній мережі на транспортування $P_{пр}$ до споживача, то похибка визначається як $P_{ф}' - P_{пр}$. Якщо споживач електроенергії є активним, то для нього таке зменшення похибки як для агрегатора є суттєвим.

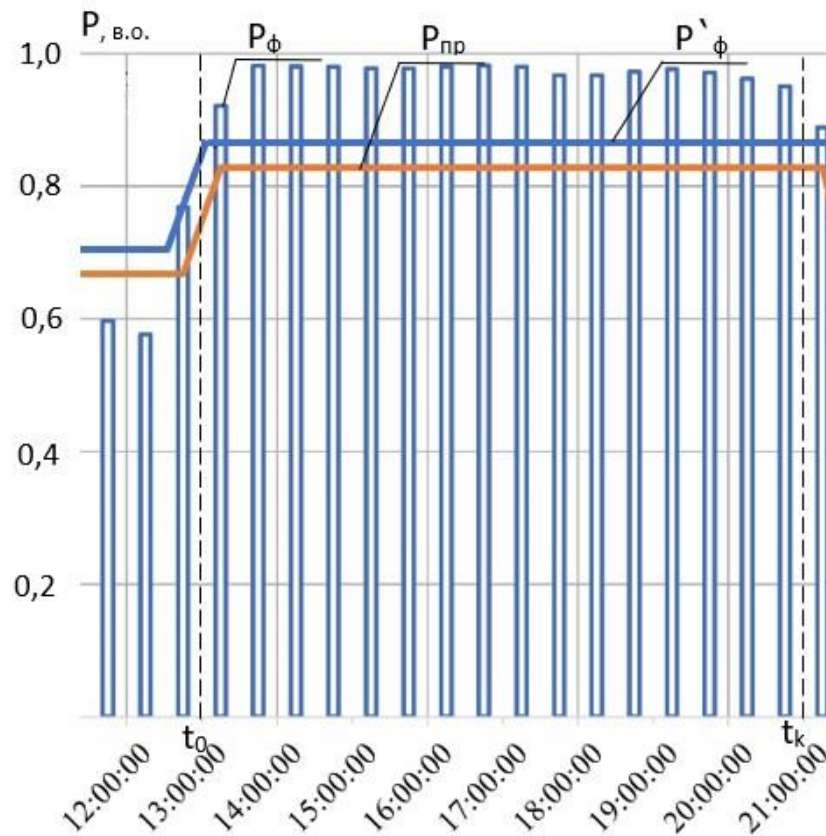


Рис. 4.2 Приклад добових графіків фактичного та прогнозованого генерування ВЕС

Втрати електроенергії – це сума втрат потужності в усіх режимах мережі за розрахунковий період T :

$$\Delta W = \int_0^T \Delta P(t) dt \text{ або } \Delta W = \sum_{i=1}^n \Delta P_i \times \Delta t_i, \quad (4.9)$$

де: $\Delta P(t)$ – апроксимований графік зміни втрат потужності протягом часу T ;
 ΔP_i – втрати потужності, які приймаються постійними протягом часу Δt_i ; n – кількість інтервалів, на які розбито графік зміни втрат $\Delta P(t)$ (якщо $\Delta t_i = \Delta t = \text{const}$, то $n = T / \Delta t$).

Яка з формул (4.9) буде використана, залежить від постановки задачі та забезпечення даних. Виходимо з того, що розв'язується задача балансування електроенергії на наступний день у режимах ЕЕС, і дистанційне вимірювання

параметрів режиму доступне для всіх вузлів електричної мережі. При цьому графіки виробництва ВДЕ є прогнозованими та відомими $\dot{S}_{\text{ВДЕ}}(t)$, а також відомі фактичні значення виробленої електроенергії ВДЕ за даними системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) на інтервалах часу Δt .

Значення $\Delta P(t)$ визначаються за графіками прогнозування потужності $P(t)$ і $Q(t)$ у вузлах ВДЕ. Наприклад, для i -ї ВЕС (див. рис. 4.3) втрати електроенергії визначаються:

$$\Delta W_{\text{ВДЕ}i}^{\text{пр}} = \int_{t_0}^{t_k} \Delta P_{\text{ВДЕ}i}^{\text{пр}}(t) dt \quad \text{або} \quad \Delta W_{\text{ВДЕ}i}^{\text{пр}} = \sum_{i=1}^n \Delta P_{\text{ВДЕ}i}^{\text{пр}} \Delta t, \quad (4.10)$$

$$\text{де: } n = (t_k - t_0) / \Delta t.$$

Якщо йдеться про ВДЕ балансууючої групи, то. $\Delta W_{\text{ВДЕ}}^{\text{пр}} = \sum_{i \in \theta_{\text{ВД}}} \Delta W_{\text{ВДЕ}i}^{\text{пр}}$

Фактичні значення втрат потужності для тієї самої ВЕС визначаються в такий спосіб:

$$\Delta W_{\text{ВДЕ}i}^{\phi} = \sum_{i=1}^n \Delta P_{\text{ВДЕ}i}^{\phi} \Delta t, \quad (4.11)$$

Значення фактичних втрат електроенергії від ВДЕ балансууючої групи $\Delta W_{\text{ВДЕ}}^{\phi} = \sum_{i \in \theta_{\text{ВД}}} \Delta W_{\text{ВДЕ}i}^{\phi}$.

Якщо прогнозні та фактичні значення втрат потужності приведені до того самого періоду, то визначається похибка прогнозу втрат потужності при балансуванні режиму ЕЕС:

$$\delta = \frac{\Delta W_{\text{ВДЕ}}^{\text{пр}} - \Delta W_{\text{ВДЕ}}^{\phi}}{\Delta W_{\text{ВДЕ}}^{\text{пр}}} 100\%. \quad (4.12)$$

Відповідно до значення похибки δ розраховується додаткова потужність до потужності для заміщення втрат від ВДЕ маневреними потужностями ЕЕС або СЗЕ [113]. Внаслідок прогнозування потужності i -ї ВДЕ $P_{пр}$ також покращується додаванням / відніманням відповідного значення до прогнозованого значення потужності $\Delta P_{ВДЕ_i}^{пр}$. При визначанні кількості електроенергії від i -го ВДЕ, що надходить до j -го споживача $\Delta P_{ВДЕ_i}^{пр}$, для коректності оформлення сертифіката гарантованого походження електроенергії необхідно врахувати втрати в мережі:

$$W_{спj}^{\phi} = W_{ВДЕi}^{\phi} - \Delta W_{ВДЕi}^{\phi}. \quad (4.13)$$

Приклад. Прикладом для ілюстрації методу визначення потоків електроенергії ВДЕ у вітках схеми і втрат в них скористаємося тестовою чотирнадцяти вузловою схемою ІЕЕЕ, в якій об'єднано два класи напруги, 230 та 110 кВ (рис. 3.13). У вузлах 6 і 8 добавлено сонячну і вітрову електростанції 15 і 20 МВт та УЗЕ. Відповідно до запропонованого алгоритму [114] сформовано масив даних та виконано розрахунки матриць коефіцієнтів розподілу потужності вузлів по вітках електричної мережі D і втрат потужності генерування ВДЕ у вітках електричної мережі V , а також визначено втрати електроенергії у вітках схеми, викликаних потоками електроенергії (ФЕС ВЕС). Як споживач електроенергії, що зацікавлений в електроенергії від ВДЕ, для прикладу вибраний споживач у вузлі № 9.

Для порівняння виконано розрахунок режиму мережі без ВДЕ і з ВДЕ з навантаженням і генеруванням на 12.00 год. Втрати потужності без ВДЕ становлять 10,12 МВт. Для споживача у вузлі № 9, потужність якого 27,95 МВт, визначено потоки потужності у вітках, що під'єднані до нього: $P_{4-9} = 27,53$ МВт, $P_{7-9} = 10,99$ МВт, $P_{9-10} = -3,20$ МВт, $P_{9-14} = -7,36$ МВт. На рис. 4.4 наведена матриця коефіцієнтів розподілу потужності вузлів по вітках електричної мережі D , за якою згідно з (4.5) за тих же навантажень у вузлах схеми і включеному генеруванні ВДЕ ($P_6 = 15$ МВт, $P_8 = 20$ МВт) розраховано потоки потужності у вітках. Зокрема,

потоки потужності у вітках, що інцидентні до вузла № 9, будуть такі: $P_{4-9} = 22,71$ МВт, $P_{7-9} = 15,27$ МВт, $P_{9-10} = -2,88$ МВт, $P_{9-14} = -7,16$ МВт. Внаслідок генерування ВДЕ змінилися перетоки потужності у вітках схеми мережі. Змінилися також потужності у вітках, що живлять споживача у вузлі № 9. До споживача у вузлі № 9 від ФЕС потужність не надходить, а від ВЕС надходить 15,27 МВт, або 54,6 %.

$$D = \begin{pmatrix} & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 & 7 & 8 & 9 & 10 & 11 & 12 & 13 & 14 \\ \begin{matrix} 1-2 \\ 2-3 \\ 2-4 \\ 2-5 \\ 1-5 \\ 5-4 \\ 4-3 \\ 5-6 \\ 4-7 \\ 4-9 \\ 7-9 \\ 7-8 \\ 9-10 \\ 10-11 \\ 11-6 \\ 9-14 \\ 6-12 \\ 12-13 \\ 13-14 \\ 13-6 \end{matrix} & \begin{matrix} 0.822 \\ -0.029 \\ -0.060 \\ -0.081 \\ -0.181 \\ -0.080 \\ -0.030 \\ 0.006 \\ -0.003 \\ -0.003 \\ -0.002 \\ 0 \\ -0.003 \\ -0.003 \\ -0.003 \\ 0.002 \\ 0.000 \\ 0.000 \\ 0.002 \\ 0.002 \end{matrix} & \begin{matrix} 0.754 \\ 0.583 \\ 0.107 \\ 0.044 \\ -0.274 \\ -0.275 \\ -0.417 \\ 0.024 \\ -0.010 \\ -0.013 \\ -0.008 \\ 0.000 \\ -0.011 \\ -0.011 \\ -0.011 \\ 0.006 \\ 0.001 \\ 0.001 \\ 0.015 \\ 0.005 \end{matrix} & \begin{matrix} 0.655 \\ 0.148 \\ 0.298 \\ 0.188 \\ -0.380 \\ -0.492 \\ 0.148 \\ 0.040 \\ -0.018 \\ -0.021 \\ -0.014 \\ 0.000 \\ -0.018 \\ -0.019 \\ -0.019 \\ 0.012 \\ 0.002 \\ 0.002 \\ 0.002 \\ -0.005 \end{matrix} & \begin{matrix} 0.592 \\ 0.100 \\ 0.202 \\ 0.271 \\ -0.440 \\ 0.269 \\ 0.100 \\ -0.021 \\ 0.009 \\ 0.011 \\ 0.007 \\ 0.000 \\ 0.010 \\ 0.010 \\ 0.010 \\ -0.006 \\ -0.001 \\ -0.001 \\ -0.006 \\ -0.005 \end{matrix} & \begin{matrix} 1.005 \\ 0.219 \\ 0.431 \\ 0.378 \\ -0.616 \\ -0.239 \\ 0.214 \\ 0.888 \\ 0.359 \\ 0.416 \\ 0.229 \\ 0.000 \\ 0.299 \\ 0.301 \\ 0.305 \\ -0.188 \\ -0.035 \\ -0.035 \\ -0.184 \\ -0.152 \end{matrix} & \begin{matrix} 1.014 \\ 0.234 \\ 0.461 \\ 0.346 \\ -0.592 \\ -0.493 \\ 0.228 \\ 0.447 \\ 0.717 \\ 0.509 \\ -0.580 \\ 0.000 \\ -0.167 \\ -0.168 \\ -0.171 \\ 0.105 \\ 0.019 \\ 0.019 \\ 0.103 \\ 0.085 \end{matrix} & \begin{matrix} 0.974 \\ 0.226 \\ 0.443 \\ 0.333 \\ -0.568 \\ 0.474 \\ 0.220 \\ 0.438 \\ 0.701 \\ 0.498 \\ -0.564 \\ 1.000 \\ -0.163 \\ -0.164 \\ -0.166 \\ 0.102 \\ 0.019 \\ 0.019 \\ 0.100 \\ 0.083 \end{matrix} & \begin{matrix} 1.018 \\ 0.234 \\ 0.459 \\ 0.353 \\ -0.598 \\ -0.457 \\ 0.228 \\ 0.525 \\ 0.549 \\ 0.631 \\ 0.323 \\ 0.000 \\ -0.191 \\ -0.192 \\ -0.195 \\ 0.120 \\ 0.022 \\ 0.022 \\ 0.118 \\ 0.097 \end{matrix} & \begin{matrix} 1.020 \\ 0.232 \\ 0.457 \\ 0.359 \\ -0.603 \\ -0.423 \\ 0.226 \\ 0.592 \\ 0.522 \\ 0.601 \\ 0.310 \\ 0.000 \\ 0.724 \\ -0.277 \\ -0.280 \\ 0.069 \\ 0.013 \\ 0.013 \\ 0.068 \\ 0.056 \end{matrix} & \begin{matrix} 1.014 \\ 0.226 \\ 0.445 \\ 0.368 \\ -0.610 \\ -0.336 \\ 0.221 \\ 0.738 \\ 0.445 \\ 0.514 \\ 0.271 \\ 0.000 \\ 0.521 \\ 0.524 \\ -0.481 \\ -0.055 \\ -0.010 \\ -0.010 \\ -0.054 \\ -0.045 \end{matrix} & \begin{matrix} 1.009 \\ 0.221 \\ 0.435 \\ 0.378 \\ -0.616 \\ -0.255 \\ 0.216 \\ 0.882 \\ 0.380 \\ 0.440 \\ 0.239 \\ 0.000 \\ 0.272 \\ 0.274 \\ 0.277 \\ -0.236 \\ 0.600 \\ -0.398 \\ -0.232 \\ 0.163 \end{matrix} & \begin{matrix} 1.012 \\ 0.223 \\ 0.438 \\ 0.376 \\ -0.615 \\ -0.275 \\ 0.217 \\ 0.855 \\ 0.398 \\ 0.460 \\ 0.248 \\ 0.000 \\ 0.231 \\ 0.233 \\ 0.236 \\ -0.296 \\ 0.132 \\ 0.131 \\ -0.290 \\ 0.575 \end{matrix} & \begin{matrix} 1.019 \\ 0.230 \\ 0.453 \\ 0.365 \\ -0.606 \\ -0.381 \\ 0.225 \\ 0.685 \\ 0.497 \\ 0.573 \\ 0.296 \\ 0.000 \\ -0.009 \\ -0.009 \\ -0.009 \\ -0.638 \\ 0.070 \\ 0.070 \\ 0.374 \\ 0.308 \end{matrix} \end{pmatrix}$$

Рис. 4.4 Матриця коефіцієнтів розподілу потужності вузлів по вітках електричної мережі

На рис. 4.5 наведено матрицю коефіцієнтів втрат потужності генерування ВДЕ у вітках електричної мережі V. За цією матрицею коефіцієнтів згідно з (6) визначено втрати в режимі о 12.00, які становили 6,59 МВт, та побудовано діаграму втрат у мережі без ВДЕ і з ВДЕ (рис. 4.6). У режимі 12.00 втрати потужності в мережі з ВДЕ зменшилися на $10,12 - 6,59 = 3,53$ МВт, або на 34,88 %. Згідно з діаграмою на рис. 4.6, якщо вважати 3,53 МВт максимальним зниженням втрат, а час максимальних втрат 6–7 год, то отримаємо зменшення втрат електроенергії за добу за рахунок генерування ВДЕ 23 МВт-год.

	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1-2	-0.007	0.0007	-0.002	-0.003	0.041	0.0419	0.040	0.043	0.043	0.042	0.041	0.042	0.043
2-3	0.001	-0.017	-0.0056	-0.004	0.011	0.0128	0.012	0.013	0.013	0.012	0.012	0.012	0.013
2-4	0.002	-0.002	-0.008	-0.006	0.012	0.0141	0.013	0.014	0.001	0.013	0.013	0.013	0.0143
2-5	-0.005	-0.0008	-0.004	-0.006	0.008	0.007	0.006	0.007	0.007	0.007	0.007	0.008	0.006
1-5	-0.001	-0.004	-0.008	-0.012	0.039	0.037	0.036	0.004	0.039	0.039	0.040	0.039	0.041
5-4	-0.000	-0.0012	-0.0028	0.002	0.001	0.005	0.005	0.005	0.004	0.003	0.001	0.002	0.003
4-3	0.015	-0.0027	0.0014	0.001	-0.005	-0.006	-0.005	-0.006	-0.005	-0.005	-0.005	-0.005	-0.006
5-6	0.019	0.023	0.032	0.042	-0.147	-0.083	-0.079	-0.098	-0.108	-0.127	-0.147	-0.143	-0.121
4-7	0.007	0.035	0.051	0.036	-0.085	-0.142	-0.136	-0.123	-0.118	-0.102	-0.089	-0.092	-0.113
4-9	0.000	0.013	0.019	0.013	-0.037	-0.044	-0.043	-0.053	-0.051	-0.044	-0.039	-0.040	-0.049
7-9	0.000	0.000	0.000	0.000	-0.005	0.007	0.007	-0.006	-0.006	-0.006	-0.005	-0.005	-0.006
7-8	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.042	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9-10	0.000	0.000	0.000	0.000	-0.001	0.001	0.001	0.001	-0.003	-0.002	-0.001	-0.001	0.000
10-11	0.000	0.000	0.000	0.000	0.002	-0.001	-0.001	-0.001	0.002	0.003	0.002	0.001	-0.000
11-6	0.000	0.000	-0.002	0.000	0.004	-0.002	-0.002	-0.003	-0.003	-0.006	0.003	0.003	-0.000
9-14	0.000	0.000	0.001	0.000	-0.004	0.002	0.002	0.002	0.001	-0.001	-0.004	-0.005	-0.011
6-12	0.000	0.000	0.000	0.000	0.001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	-0.008	-0.002	-0.001
12-13	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	0.000	0.000	0.000
13-14	0.000	0.000	-0.002	0.000	0.0004	-0.002	-0.002	-0.002	-0.001	0.001	0.044	0.005	-0.006
13-6	0.000	0.000	0.000	0.000	0.002	-0.001	-0.001	-0.001	-0.002	0.001	-0.002	-0.007	-0.004

Рис. 4.5 Матриця коефіцієнтів втрат потужності генерування ВДЕ у вітках електричної мережі

Щодо вмотивованого отримувати електроенергію від ВДЕ споживача у вузлі № 9 та інших. Очевидно, що мають бути узгоджені з двох сторін погодинні добові графіки генерування від ВДЕ і споживача електроенергії. Для відсутності похибки між прогнозованими графіками генерування і споживання та фактичними графіками необхідно враховувати втрати електроенергії під час її транспортування, для чого розраховується діаграма втрат на кшталт тієї, що на рис. 4.6. Як проілюстровано на рис. 4.3, похибка між прогнозованими і фактичними графіками може бути мінімальна. В умовах зростання цін на енергоресурси, дефіциту енергії мінімізація втрат і ефективне обліковування адресного споживання набуває стратегічного значення. Саме тому застосування алгоритму визначення втрат електроенергії та впровадження інтелектуальних систем керування потоками потужності в розподільчих електричних мережах з ВДЕ є важливим для обґрунтованої комерціалізації процесу електропостачання.

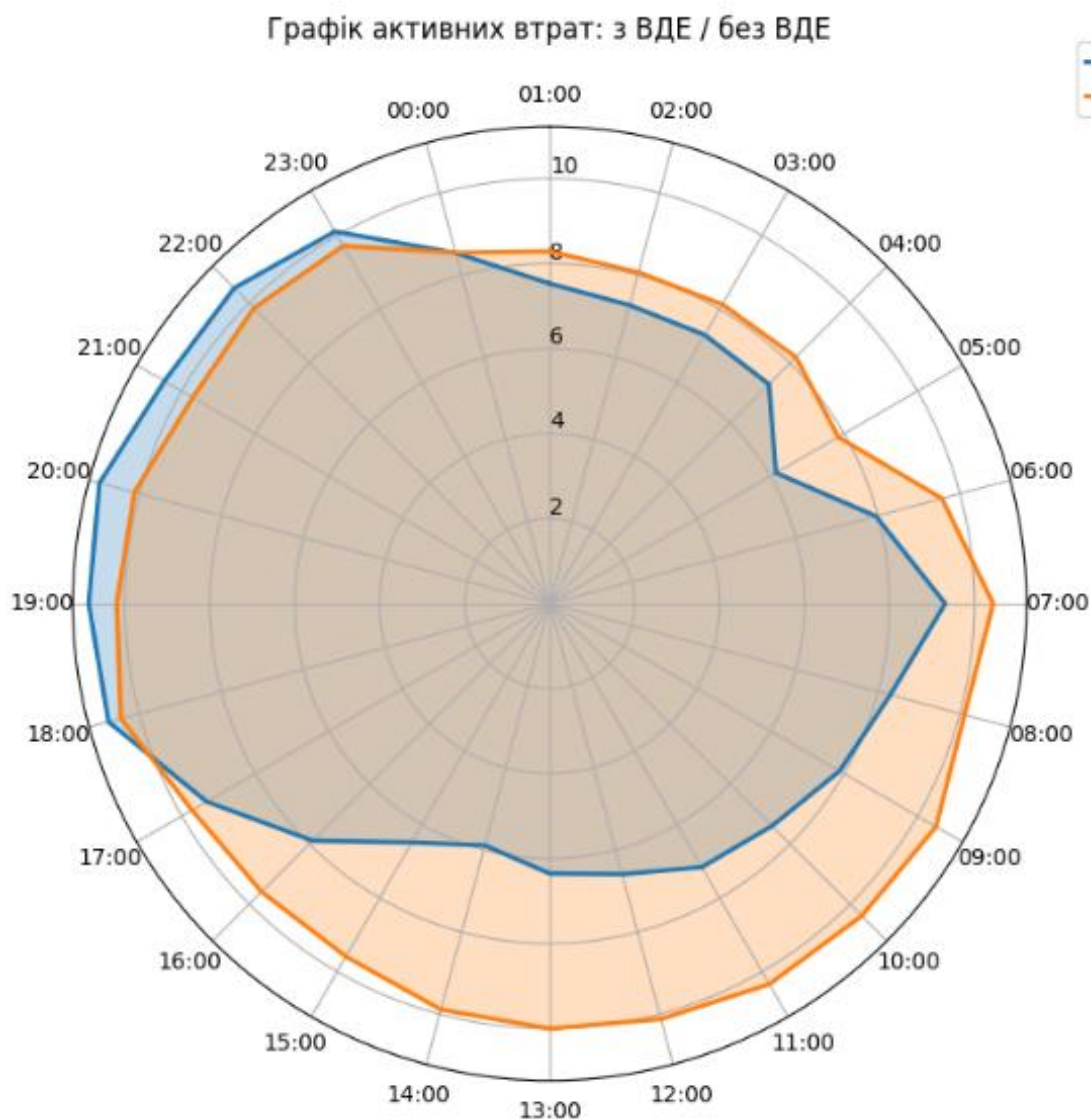


Рис. 4.6 Діаграма втрат електроенергії в мережі за добу

Розрахунками та аналізом їх результатів підтверджено позитивний вплив ВДЕ на режим розподільчої електричної мережі за сформованих заздалегідь умов. Результати розрахунків перевірені на 14-вузловій тестовій схемі IEEE матричним методом і підтвердились результатами комп'ютерного моделювання в програмному комплексі Power Factory.

4.2 Балансуюча група на базі ТОВ «Вінницька птахофабрика»

ТОВ «Вінницька птахофабрика» є одним із найбільших підприємств агропромислового сектору України, діяльність якого спрямована на виробництво продукції птахівництва із застосуванням сучасних технологічних комплексів та високого рівня автоматизації виробничих процесів [115]. Підприємство входить до структури агропромислового холдингу МХП та характеризується значними обсягами електроспоживання, обумовленими безперервністю технологічного циклу виробництва [115].

До складу виробничої інфраструктури підприємства входять пташники, інкубаційні комплекси, комбікормові установки, насосні станції, системи вентиляції та кондиціонування повітря, холодильне обладнання, а також допоміжні адміністративно-технічні об'єкти [116]. Особливістю функціонування підприємства є необхідність забезпечення безперервного електропостачання технологічних процесів, чутливих до змін параметрів електричної енергії та аварійних режимів роботи мережі.

З огляду на значну територіальну розгалуженість та наявність великої кількості електроприймачів різної потужності, система електропостачання підприємства може розглядатися як локальна електроенергетична система (ЛЕС), що включає джерела генерації, розподільчі мережі та електричні навантаження, об'єднані спільним режимом функціонування.

4.2.1 Особливості електроспоживання птахівничого комплексу

Електроспоживання птахівничих комплексів характеризується значною нерівномірністю графіків навантаження, високою питомою часткою електроприводів та безперервністю роботи основних технологічних систем. Режими електроспоживання визначаються особливостями виробничого процесу та залежать від сезонних факторів, температури навколишнього середовища, режимів вентиляції, обігріву та освітлення приміщень.

Основними споживачами електричної енергії є системи підтримки мікроклімату, вентиляційні установки, насосне обладнання, кормороздавальні механізми, холодильні установки, а також системи автоматизованого керування технологічними процесами. Значна частка навантаження представлена асинхронними електродвигунами, що обумовлює наявність реактивної складової потужності та впливає на режими роботи електричної мережі [117].

Для підприємств даного типу характерними є:

- добова та сезонна нерівномірність навантаження;
- підвищені вимоги до надійності електропостачання;
- значна залежність технологічних процесів від стабільності параметрів електроенергії;
- наявність чутливих до відключень споживачів.

Порушення режимів електропостачання може призвести до дестабілізації систем вентиляції та підтримки мікроклімату, що, у свою чергу, спричиняє погіршення технологічних умов вирощування птиці та значні економічні втрати.

У зв'язку з цим актуальними є задачі підвищення енергоефективності, мінімізації втрат електричної енергії та забезпечення локального балансування потужності [118].

Система електропостачання ТОВ «Вінницька птахофабрика» являє собою багаторівневу електротехнічну систему, що включає зовнішні джерела живлення, трансформаторні підстанції, розподільчі мережі та внутрішні електричні мережі підприємства. Електропостачання виробничих об'єктів здійснюється через систему понижувальних трансформаторних підстанцій, які забезпечують перетворення та розподіл електричної енергії між окремими технологічними зонами підприємства. Для забезпечення необхідного рівня надійності застосовуються резервовані схеми живлення та секціонування розподільчих мереж.

До складу системи електропостачання входять: підстанції 110/35/10 кВ; мережі розподілу електроенергії напругою 35 кВ; кабельні та повітряні лінії 10 кВ; трансформаторні підстанції технологічних майданчиків; системи резервного живлення; локальні джерела генерації електричної енергії.

Особливістю структури електропостачання підприємства є наявність декількох незалежних центрів живлення та власних джерел генерації, що дозволяє реалізувати режими локального балансування потужності та забезпечити безперервність технологічного процесу у випадку аварійних режимів роботи зовнішньої мережі [119].

4.2.2 Структура локальної електроенергетичної системи ТОВ «Вінницька птахофабрика»

Структура електропостачання ТОВ «Вінницька птахофабрика» являє собою розгалужену локальну електричну систему (ЛЕС), побудовану за багаторівневим принципом із використанням мереж напругою 110/35/10 кВ та інтегрованих джерел локальної генерації. Особливістю системи є поєднання централізованого електропостачання від енергосистеми, власної генерації та резервованих схем живлення, що забезпечує високу надійність електропостачання технологічно критичних споживачів підприємства. Структурна схема ЛЕС МХП наведена на рис. 4.7.

Електропостачання підприємства здійснюється від зовнішньої електричної мережі 110 кВ через декілька вузлових підстанцій, зокрема: ПС 110 кВ «Заозерна»; ПС 110 кВ «ККЗ»; ПС 110 кВ «Ладизин»; суміжні вузлові підстанції енергосистеми.

Система має декілька незалежних точок приєднання до мережі 110 кВ, що дозволяє:

- реалізувати резервування живлення;
- забезпечити перерозподіл потоків потужності;
- підтримувати електропостачання у післяаварійних режимах;
- зменшити ризик втрати живлення технологічних комплексів.
- На структурній схемі виділено три основні режими функціонування системи:

- нормальний режим роботи без локальної генерації;
- нормальний режим роботи з локальною генерацією;
- аварійний режим роботи з використанням автономних джерел живлення.

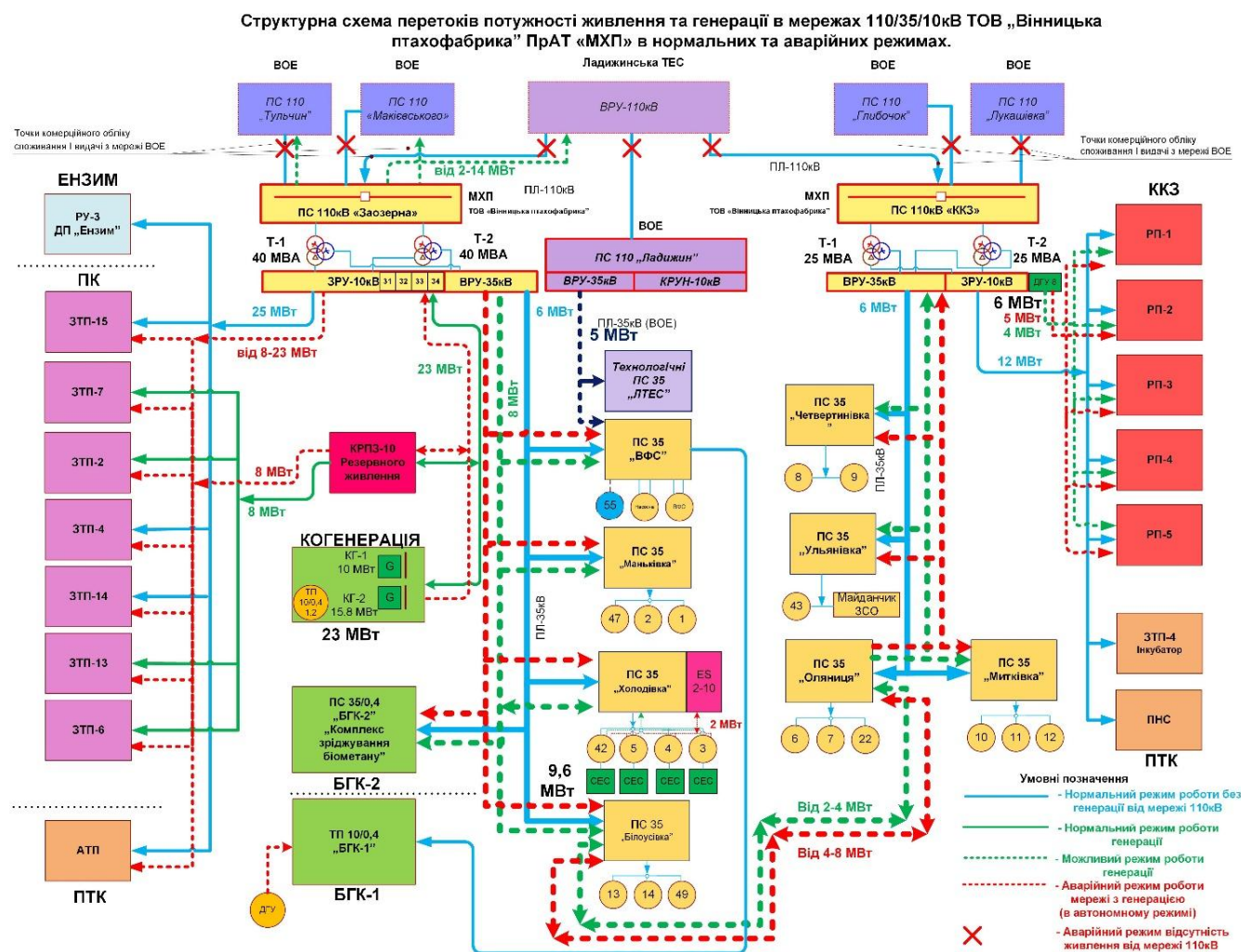


Рис. 4.7 Структурна схема ЛЕС МХП

Основу внутрішньої розподільчої мережі формують підстанції 35 кВ, між якими реалізовано систему перетоків потужності та взаємного резервування. До найбільш навантажених вузлів системи належать: ПС 35 «ВДС»; ПС 35 «Холявка»; ПС 35 «Оляниця»; ПС 35 «Митківка»; ПС 35 «Уланівка»; ПС 35 «Четвертинівка».

Від зазначених підстанцій здійснюється живлення технологічних майданчиків підприємства, включаючи: пташники; інкубатори; комбікормові

комплекси; насосні станції; системи мікроклімату; очисні споруди; допоміжні виробничі об'єкти.

Значна частина електричних навантажень зосереджена у мережах 10 кВ, від яких живляться розподільчі пункти та трансформаторні підстанції технологічних зон підприємства. Для забезпечення безперервності електропостачання у схемі передбачено резервовані перемички між окремими секціями шин та можливість оперативного перерозподілу навантаження.

Важливою складовою ЛЕС є наявність власних джерел генерації електричної енергії. На рис. 4.7 представлені: когенераційна установка потужністю близько 23 МВт; фотоелектричні станції 9,6 і 19,6 МВт; біогазові комплекси; дизель-генераторні установки; системи резервного живлення; локальні системи накопичення енергії (ESS) 4 МВт ємністю 4 МВт-год.

Когенераційна установка забезпечує одночасне виробництво електричної та теплової енергії, що дозволяє підвищити загальний коефіцієнт використання паливних ресурсів та знизити залежність підприємства від зовнішнього електропостачання. В автономному режимі роботи ЛЕС вона задіяна для регулювання частоти.

Додатково у структурі ЛЕС передбачено інтеграцію систем накопичення електричної енергії, які можуть використовуватись для: компенсації пікових навантажень; локального балансування потужності; підтримки аварійних режимів; зменшення небалансів; стабілізації режимів роботи мережі.

Основним джерелом електропостачання підприємства є централізована електроенергетична система напругою 110 кВ. Разом із цим, в умовах зростання вартості електричної енергії та розвитку технологій розподіленої генерації актуальним є впровадження локальних джерел генерації на базі відновлюваних джерел енергії. На прикладі системи електропостачання комплексу «Вінницька птахофабрика» можна стверджувати, що перспективними для підприємств агропромислового сектору є: фотоелектричні станції; біогазові установки; когенераційні установки; системи накопичення електричної енергії. Особливий інтерес становить використання фотоелектричних електростанцій, оскільки

виробничі об'єкти підприємства характеризуються значними площами покрівель та територій, придатних для розміщення сонячних модулів.

Основними споживачами електричної енергії є електроприводи вентиляційних систем, насосне обладнання, холодильні установки, системи освітлення та автоматизовані технологічні комплекси. Значна частка електричного навантаження має індуктивний характер, що впливає на режими реактивної потужності та рівень втрат електроенергії у мережі.

Створення локальної електричної системи на базі підприємства обумовлене необхідністю підвищення енергетичної ефективності, зменшення залежності від зовнішніх джерел електропостачання та забезпечення стабільності режимів електроспоживання. Інтеграція відновлюваних джерел енергії до структури локальної електричної системи дозволяє: зменшити споживання електроенергії із зовнішньої мережі; мінімізувати втрати електроенергії у внутрішніх мережах; підвищити рівень локального балансування потужності; забезпечити часткове покриття пікових навантажень; знизити вплив коливань тарифів на електричну енергію.

Додатковим фактором актуальності є необхідність забезпечення надійності електропостачання технологічно критичних споживачів, а також перспективи участі підприємства у механізмах агрегованого балансування та керування попитом.

Для дослідження режимів роботи локальної електричної системи з інтегрованими ВДЕ доцільним є застосування матричних методів моделювання електричних мереж. Використання матриць інциденції, вузлових провідностей та коефіцієнтів потокорозподілу дозволяє формалізувати структуру системи, автоматизувати процес розрахунку режимів та здійснювати оцінку впливу окремих джерел генерації на втрати електричної енергії у мережі підприємства. Запропонований підхід забезпечує можливість визначення складових втрат електроенергії, спричинених роботою окремих ВДЕ, та оцінювання їх впливу на техніко-економічні показники функціонування локальної електроенергетичної системи. Крім того, застосування матричних моделей створює передумови для

реалізації алгоритмів трасування потоків електроенергії та підтвердження її походження в системах з децентралізованою генерацією.

4.3 Аналіз режимів роботи ЛЕС підприємства в умовах функціонування агрегованої групи

Для математичного опису структури електричної мережі використано матричний підхід, який базується на формуванні: матриці інциденції мережі; матриці комплексних опорів віток; матриці вузлових провідностей; матриць розподілу струмів та потоків потужності; векторів вузлових навантажень і генерації [120].

Математична модель мережі формувалась на основі топології реальної схеми електропостачання підприємства з урахуванням: параметрів ліній електропередачі; трансформаторних зв'язків; коефіцієнтів трансформації; параметрів вузлових навантажень; режимів роботи локальних джерел генерації.

Розрахунок усталених режимів локальної електричної системи виконувався із застосуванням матричних методів у програмному середовищі MATLAB/Python. У рамках дослідження було визначено: вузлові напруги; потоки активної та реактивної потужності; струмозподіл у вітках мережі; втрати електричної енергії; вплив локальної генерації на режими роботи системи.

Для підтвердження достовірності отриманих результатів здійснено верифікацію розрахунків у програмному комплексі DIgSILENT PowerFactory. Порівняння результатів розрахунку усталених режимів, потокорозподілу та втрат потужності, отриманих матричним методом, із результатами моделювання у ПК DIgSILENT PowerFactory показало достатню збіжність результатів, що підтверджує коректність сформованої математичної моделі локальної електричної системи підприємства.

Використання програмного комплексу DIgSILENT PowerFactory дозволило також виконати аналіз режимів роботи системи в нормальних режимах, оцінити вплив локальної генерації на переток потужності та перевірити адекватність

побудованої матричної моделі електричної мережі підприємства (результати представлено в додатках А-Г).

ТОВ «Вінницька птахофабрика» розглядається як ЛЕС, до складу якої входять електричні навантаження підприємства, локальні джерела генерації на базі відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), системи зберігання електричної енергії (СЗЕ), а також внутрішні мережі розподілу електроенергії. В межах даного дослідження підприємство розглядається як агрегована група, де функції агрегатора виконує безпосередньо саме підприємство.

Формування агрегованої групи дозволяє здійснювати централізоване керування режимами генерації, споживання та накопичення електричної енергії з метою: мінімізації витрат на електроспоживання; підвищення рівня енергетичної незалежності; зменшення небалансів; підвищення ефективності використання ВДЕ; забезпечення стабільності графіків генерації та споживання електроенергії.

У роботі розглянуто два основні сценарії функціонування локальної електроенергетичної системи підприємства.

Перший сценарій відповідає нормальному режиму роботи енергетичного господарства підприємства, при якому системи зберігання електричної енергії використовуються для оптимізації графіка електроспоживання відповідно до зонних тарифів на електроенергію. У денний період доби, коли вартість електричної енергії є нижчою та спостерігається генерація електроенергії від ВДЕ, здійснюється заряд систем накопичення енергії. У вечірні години максимального навантаження та підвищених тарифів відбувається розряд СЗЕ, внаслідок чого частина навантаження підприємства покривається за рахунок накопиченої електроенергії.

Такий режим роботи дозволяє: зменшити споживання електроенергії із зовнішньої мережі у години пікового тарифу; знизити витрати на електроенергію; вирівняти добовий графік навантаження; зменшити перетоки потужності у внутрішніх мережах підприємства; підвищити рівень локального балансування електричної енергії.

На рис. 4.8 представлено добовий профіль втрат активної потужності у внутрішній мережі локальної електричної системи ТОВ «Вінницька птахофабрика» для двох режимів роботи: без використання ВДЕ та системи зберігання електричної енергії (СЗЕ) і при їх використанні.

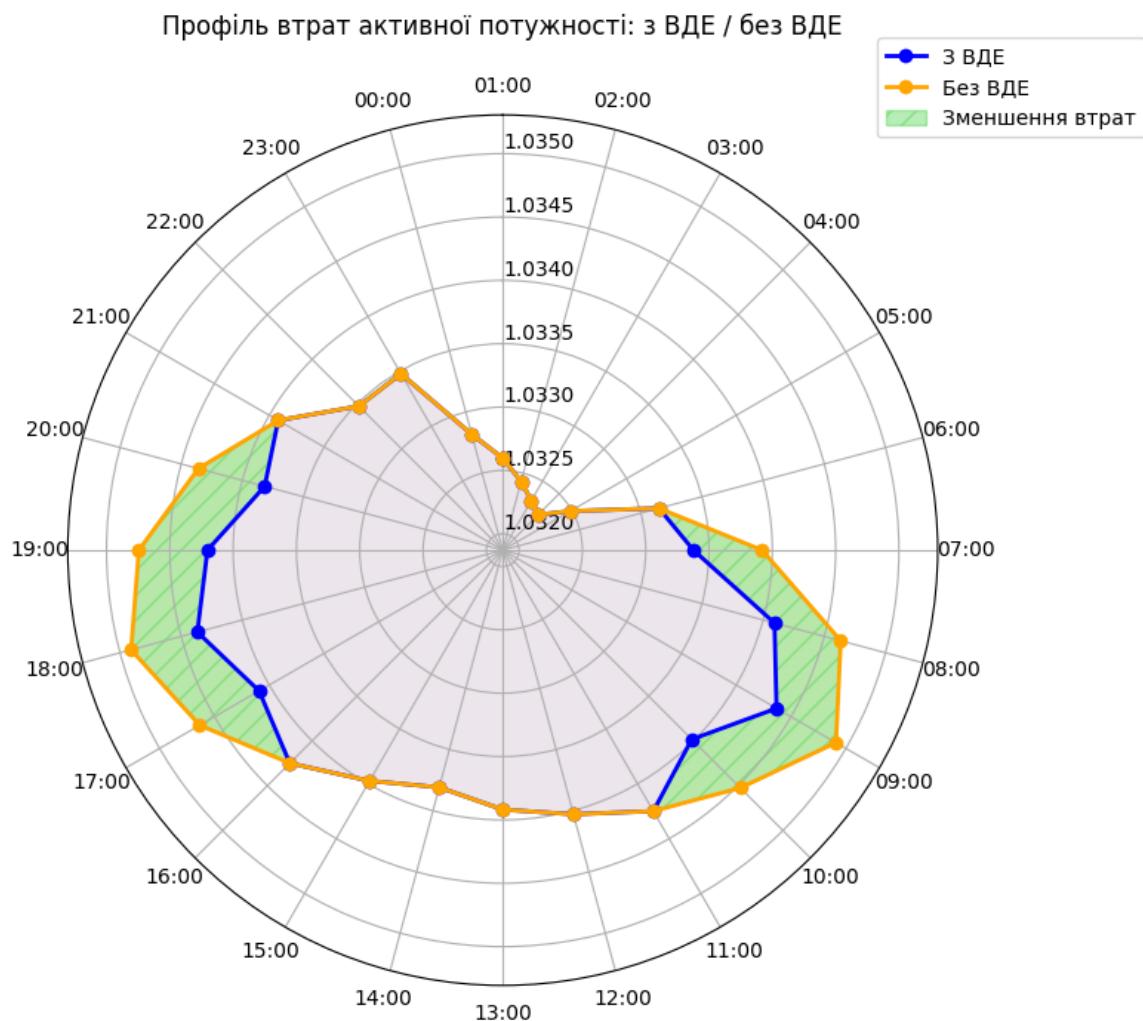


Рис. 4.8 Профіль втрат активної потужності в ЛЕС від функціонування УЗЕ

Аналіз отриманих результатів показує, що в період роботи установки зберігання енергії потужністю 2 МВт у часовому інтервалі з 07:00 до 10:00 спостерігається зменшення втрат активної потужності у внутрішніх електричних мережах підприємства.

Зниження втрат пояснюється тим, що частина навантаження підприємства у даний період покривається за рахунок локальних джерел генерації та накопиченої

електроенергії, внаслідок чого зменшуються перетоки потужності від зовнішньої мережі та струмові навантаження у внутрішніх лініях електропередачі. Це, у свою чергу, приводить до зменшення технологічних втрат електроенергії та підвищення енергоефективності функціонування локальної електричної системи.

Крім технічного ефекту у вигляді зменшення втрат потужності, використання СЗЕ забезпечує також економічний ефект. У години ранкового та денного максимуму тарифів підприємство частково відмовляється від споживання електроенергії із зовнішньої мережі, використовуючи накопичену електроенергію та генерацію ВДЕ. Це дозволяє зменшити обсяги закупівлі електроенергії у години високої вартості, що сприяє зниженню експлуатаційних витрат підприємства та підвищує ефективність функціонування агрегованої групи в цілому.

Таким чином, спільне використання ВДЕ та СЗЕ в структурі локальної електричної системи забезпечує не лише покращення режимних параметрів мережі та зниження втрат потужності, але й підвищує економічну ефективність роботи підприємства за рахунок оптимізації графіків електроспоживання та зменшення залежності від зовнішнього енергопостачання.

Другий сценарій передбачає функціонування підприємства у складі балансуючої групи. У даному режимі локальна генерація на базі ВДЕ працює відповідно до затвердженого графіка генерації електроенергії, погодженого із оператором ринку або агрегатором. Основною задачею систем зберігання електричної енергії у цьому випадку є компенсація відхилень між прогнозованими та фактичними значеннями генерації і споживання електроенергії.

У процесі роботи балансуючої групи системи накопичення енергії використовуються для: компенсації короткочасних коливань генерації ВДЕ; підтримання затвердженого графіка відпуску потужності; мінімізації небалансів; уникнення штрафних санкцій за відхилення від погодинного графіка генерації; забезпечення стабільності режимів роботи локальної електричної системи.

Особливо актуальним це є для фотоелектричних електростанцій, режим роботи яких значною мірою залежить від погодних умов та характеризується нерівномірністю генерації протягом доби.

Для аналізу режимів роботи локальної електричної системи підприємства використано математичну модель електричної мережі, побудовану на основі матричних методів розрахунку усталених режимів. Математична модель дозволяє визначати: потоки активної та реактивної потужності; вузлові напруги; струмозподіл у вітках мережі; втрати електричної енергії; вплив окремих джерел генерації на режими роботи ЛЕС.

Для визначення впливу окремих вузлів генерації на втрати електричної енергії у мережі використовувався метод розподілу втрат на основі матриці коефіцієнтів поточкорозподілу:

Отримані результати дозволили оцінити вплив ВДЕ та систем зберігання електричної енергії на режими роботи енергетичного господарства підприємства, зокрема: зміну потоків потужності; рівень втрат електричної енергії; режими завантаження трансформаторів; рівень локального балансування; зменшення споживання електроенергії із зовнішньої мережі.

Аналіз результатів моделювання показав, що інтеграція ВДЕ та систем накопичення енергії дозволяє суттєво підвищити ефективність функціонування локальної електричної системи підприємства та знизити витрати на електроспоживання.

Верифікація отриманих результатів здійснювалась шляхом порівняння результатів розрахунків, отриманих за допомогою розробленого програмного комплексу визначення поточкорозподілу та втрат електричної енергії, із результатами моделювання у програмному комплексі DIgSILENT PowerFactory. Порівняння показало достатню збіжність результатів щодо: потоків активної та реактивної потужності; вузлових напруг; втрат електричної енергії; режимів завантаження елементів мережі.

Це підтверджує адекватність сформованої математичної моделі локальної електричної системи та можливість її використання для дослідження режимів роботи агрегованих груп із інтегрованими ВДЕ та системами накопичення електричної енергії.

На рис. 4.9 представлено добовий профіль втрат активної потужності у ЛЕС підприємства для режимів роботи із використанням ВДЕ та систем зберігання електричної енергії і без їх використання в умовах функціонування підприємства у складі балансувальної групи.

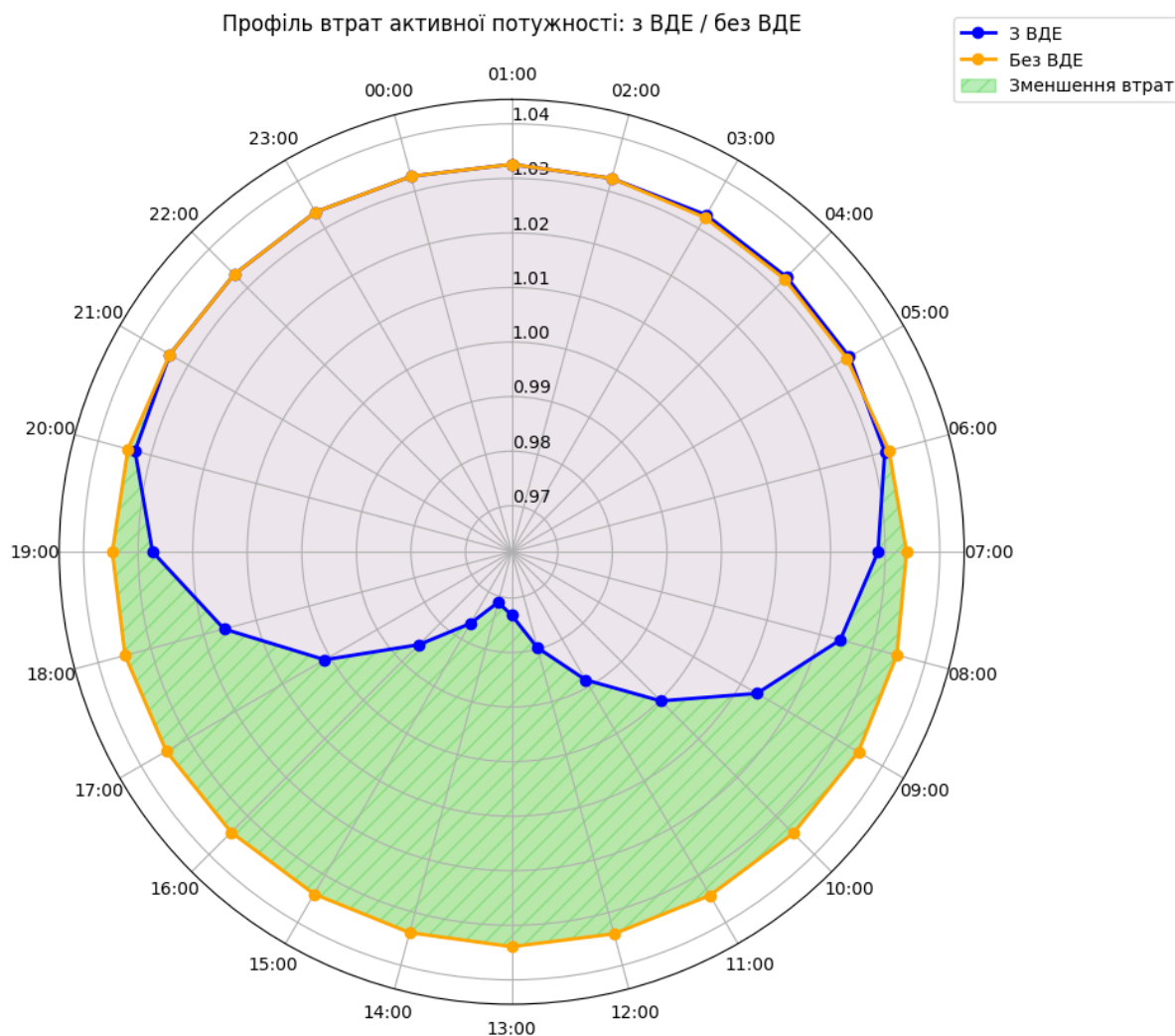


Рис. 4.9 Профіль втрат активної потужності в ЛЕС за роботи ФЕС 19 МВт

Аналіз отриманих результатів свідчить, що інтеграція фотоелектричної електростанції та систем накопичення енергії забезпечує зменшення втрат активної потужності у внутрішніх мережах підприємства протягом денного періоду доби.

Основний вплив на зниження втрат у даному режимі здійснює генерація електроенергії фотоелектричною станцією, яка частково покриває локальне навантаження підприємства та зменшує перетоки потужності із зовнішньої мережі.

У свою чергу, система зберігання електричної енергії забезпечує підтримання графіка генерації у заданих межах шляхом компенсації короточасних відхилень між прогнозованими та фактичними значеннями генерації ВДЕ.

У періоди зниження фактичної генерації фотоелектричної станції система накопичення енергії здійснює розряд та компенсує дефіцит потужності, тоді як при перевищенні прогнозованих значень генерації відбувається заряд СЗЕ. Такий принцип роботи дозволяє згладжувати нерівномірність генерації ВДЕ та підтримувати стабільний погодинний графік відпуску потужності в межах балансуєчої групи.

Зменшення втрат активної потужності у даному режимі пояснюється зниженням струмових навантажень у внутрішніх електричних мережах та оптимізацією поточкорозподілу потужності між джерелами генерації, системами накопичення енергії та навантаженнями підприємства. Крім того, підтримання прогнозованого графіка генерації дозволяє мінімізувати небаланси електричної енергії та знизити ризик застосування штрафних санкцій за відхилення від погодинних графіків генерації.

Таким чином, результати моделювання підтверджують, що спільне використання ВДЕ та систем накопичення енергії у складі балансуєчої групи дозволяє не лише забезпечити стабільність режимів роботи ЛЕС, але й підвищити енергоефективність підприємства шляхом зменшення втрат електричної енергії та оптимізації режимів поточкорозподілу потужності що представлено на рис. 4.10.

Результати оцінювання впливу зменшення втрат активної потужності у локальній електричній системі на компенсацію похибки прогнозування генерації фотоелектричної станції. На графіку наведено прогнозований та фактичний профілі генерації ФЕС, початкову похибку прогнозу, а також скориговану похибку з урахуванням ефекту зменшення втрат потужності у мережі.

Аналіз отриманих результатів показує, що у денні години максимального рівня генерації фотоелектричної станції спостерігається найбільший ефект компенсації похибки прогнозування. Це пояснюється тим, що саме у даний період відбувається максимальне розвантаження внутрішніх електричних мереж

підприємства за рахунок локальної генерації ВДЕ, що приводить до зменшення технологічних втрат активної потужності.

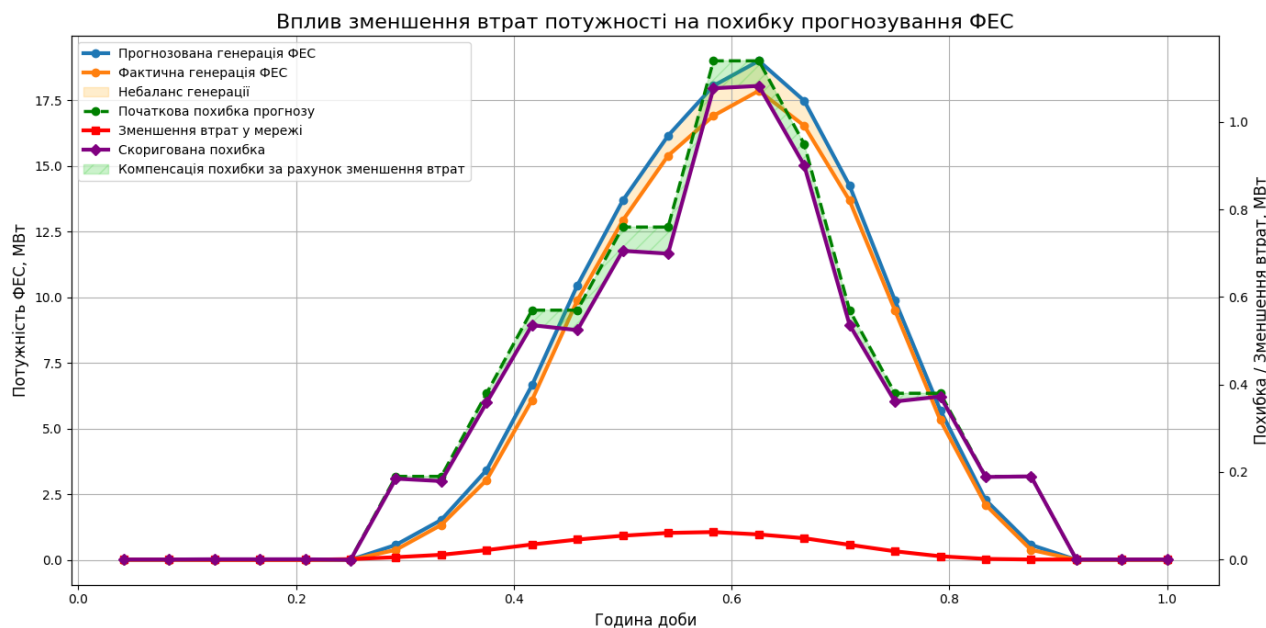


Рис. 4.10 Профіль втрат активної потужності в ЛЕС за роботи ФЕС 19 МВт

Встановлено, що максимальне зменшення втрат потужності у мережі становить близько 1 МВт у період пікової генерації ФЕС. При цьому початкова похибка прогнозування генерації у окремі години досягала 1,1–1,15 МВт, тоді як після врахування ефекту зменшення втрат скоригована похибка знижувалась до 0,9–1,0 МВт. Таким чином, компенсація похибки прогнозування за рахунок зменшення втрат електричної енергії у мережі дозволяє знизити фактичний небаланс приблизно на 10–15 %.

Отримані результати свідчать, що частина небалансу генерації ВДЕ може бути компенсована не лише за рахунок використання систем накопичення енергії, але й внаслідок зміни режимів поточкорозподілу та зменшення втрат потужності у внутрішніх мережах локальної електричної системи. Фактично зниження втрат потужності створює додатковий резерв балансування, який дозволяє частково компенсувати відхилення між прогнозованою та фактичною генерацією фотоелектричної станції.

Крім технічного ефекту, зменшення похибки прогнозування дозволяє знизити економічні втрати підприємства, пов'язані із небалансами електричної енергії та можливими штрафними санкціями за відхилення від погодинних графіків генерації. Це підтверджує доцільність комплексного використання ВДЕ, систем накопичення енергії та методів оптимізації режимів роботи електричної мережі в межах локальних електроенергетичних систем та балансуючих агрегованих груп.

4.4 Висновки до розділу

Одним із важливих показників впливу ВДЕ на економічність функціонування електричних мереж є втрати електроенергії, зокрема втрати, спричинені перетоками потужності відновлюваних джерел, які враховуються під час формування та вибору складу агрегованих балансуючих груп. Показано можливість застосування методу визначення таких втрат, що ґрунтується на математичній моделі з використанням матриці коефіцієнтів розподілу втрат потужності від генерації ВДЕ у вітках електричної мережі. Отримані значення втрат електроенергії можуть бути використані в процесі оперативного планування балансу електроенергії в ЕЕС. Оскільки зазначені втрати мають адресний характер, їх вартість може компенсуватися відповідними агрегаторами, що створює передумови для подальшої комерціалізації таких механізмів та підвищення ефективності функціонування ринку електроенергії.

Зростання частки електроенергії, виробленої відновлюваними джерелами енергії, в структурі генерації електроенергетичної системи обумовлює актуальність їх використання для забезпечення балансування режимів роботи ЕЕС. Це пов'язано з низкою факторів, зокрема залежністю обсягів генерації ВДЕ від природно-кліматичних умов, недостатністю маневрових потужностей для компенсації нестабільності їх виробітку, переходом від механізму «зеленого» тарифу до аукціонної моделі підтримки, а також трансформацією балансуючих груп за участю ДП «Гарантований покупець» в агреговані балансуючі групи та появою незалежних агрегаторів. За таких умов підвищення енергоефективності використання ВДЕ

потребує більш детального оцінювання їх впливу на техніко-економічні характеристики електричних мереж.

Визначення обсягів електроенергії, спожитої від відновлюваних джерел енергії, є необхідною умовою підтвердження її походження, що сприяє підвищенню зацікавленості споживачів у використанні «чистої» енергії та створює передумови для виробництва продукції із зеленим маркуванням. На основі матриці коефіцієнтів розподілу потужності вузлів по вітках електричної мережі визначається частка електроспоживання конкретного споживача, яка забезпечується за рахунок ВДЕ, підключених до мережі. Запропонований метод базується на математичній моделі визначення коефіцієнтів розподілу потужності відновлюваних джерел енергії у вітках електричної мережі.

У роботі наведено результати розрахунків режимів тестової чотирнадцяти-вузлової схеми IEEE з двома рівнями напруги та кількома джерелами генерації, серед яких присутні ВДЕ, а також локальної електроенергетичної системи «Вінницька птахофабрика МХП». Зазначена ЛЕС є збалансованою за показниками генерування та електроспоживання, що забезпечує можливість її функціонування як у паралельному режимі з ЕЕС під керуванням оператора системи розподілу, так і в автономному режимі.

Результати розрахунків і проведений аналіз підтвердили позитивний вплив ВДЕ на режими роботи розподільних електричних мереж за умови належного формування параметрів їх інтеграції. Зокрема, продемонстровано можливість зменшення втрат електроенергії, підвищення її якості, компенсації нерівномірності генерування фотоелектричних станцій протягом доби та, як наслідок, покращення балансової надійності локальних електроенергетичних систем.. Для підтвердження адекватності матричного методу визначення матриць коефіцієнтів розподілу потужності вузлів по вітках електричної мережі і втрат в них виконано також розрахунок усталеного режиму в ПК PowerFactory. Отримані результати підтверджують адекватність розробленого методу.

ВИСНОВКИ

В дисертаційній роботі наведено вирішення актуальної наукової задачі підвищення енергоефективності відновлюваних джерел електроенергії в балансі режимів електроенергетичної системи на основі агрегованих груп, що дозволяють компенсувати нестабільність генерації ВДЕ та покращати балансову надійність електричних мереж.

Проведені дослідження дозволили отримати такі результати:

1. Зростання обсягів генерування відновлюваних джерел енергії суттєво впливає на роботу розподільних електричних мереж, в яких вони, як правило, розбудовуються. Через це розподільні електричні мереж набувають ознак і властивостей, характерних для локальних електроенергетичних систем, що створює нові проблеми і завдання. На сьогодні вони вирішуються з використанням технологій SMART Grid. При цьому особлива роль відводиться розвитку способів і засобів балансування потужності та електроенергії в електричних мережах з ВДЕ, генерування яких залежить від природних умов і є нестабільним. Задля підвищення надійності балансування режимів електричних мереж з ВДЕ для ОСР розбудовуються інформаційно-енергетичні системи і підвищується рівень інтелектуалізації електричних мереж, що допомагає вирішити таке важливе завдання як здійснити перехід від балансуючих груп до агрегованих балансуючих груп. Це вимагає врахувати під час балансування втрати електроенергії в електричних мережах, викликаних ВДЕ, а також визначати кількість електроенергії, яка гарантовано надходить до споживача від ВДЕ.

2. Розроблено метод, алгоритм і програмну реалізацію для визначення адресної складової втрат потужності від ВДУ у сумарних втратах електричної мережі. За допомогою розроблених програмно-апаратних засобів інтелектуальної системи визначаються потоки потужності у вітках електричних мереж від ВДЕ та низьковуглецевих джерел енергії. Метод базується на математичній моделі мережі, в якій визначаються коефіцієнти розподілу струмів у вітках схеми від вузлів із ВДЕ

та вузлові напруги. На цій основі для електричної мережі формується матриця коефіцієнтів розподілу втрат потужності залежно від потужності у вузлах, зокрема ВДЕ. Вузлові напруги визначаються за результатами розрахунку ustalених режимів або за даними АСКОЕ.

3. Отримані значення втрат електроенергії, зумовлених ВДЕ, використовуються під час оперативного планування балансу електроенергії, формування та оптимізації складу агрегованих балансуючих груп, а також для підвищення ефективності їх участі в енергетичних аукціонах і реалізації механізму адресної компенсації втрат. Врахування втрат електроенергії під час погодинного прогнозування генерування ВДЕ на наступний день дозволяє зменшити похибку прогнозу, що також підвищує їх конкурентність на енергоринку як агрегатора.

4. Обґрунтовано доцільність застосування методу трасування перетоків потужності від ВДЕ в електричних мережах загального користування для визначення їх впливу на режимні параметри системи. Розроблений підхід дозволяє встановлювати частку потужності кожного джерела у перетоках по лініях електропередачі та оцінювати ступінь використання пропускної спроможності мережі. Показано, що адресне визначення перетоків створює основу для балансування завантаження мережі, запобігання перевантаженням окремих елементів та підвищення надійності функціонування локальних електроенергетичних систем. Отримані результати можуть бути використані під час формування та оптимізації складу агрегованих балансуючих груп, оперативного управління режимами роботи ВДЕ та забезпечення прозорості розподілу відповідальності за вплив на пропускну спроможність мережі.

5. Обґрунтовано, що за умов зростання частки ВДЕ розподільні електричні мережі трансформуються у локальні електроенергетичні системи (мікрогрід), у яких забезпечення балансу активної та реактивної потужності набуває системоутворюючого значення. Показано, що ефективне функціонування мікрогрід потребує інтеграції засобів прогнозування генерування, резервування потужності та оптимального керування режимами роботи джерел і навантажень. Розроблено підхід до прогнозування режимів ЛЕС на основі аналізу графіків

електроспоживання та режимних параметрів мережі, що дозволяє підвищити точність прогнозування генерування та споживання електроенергії, зменшити небаланси та підвищити ефективність роботи агрегованих балансуючих груп.

6. Встановлено, що застосування методів адресного визначення перетоків і втрат потужності, а також оптимізаційного вибору засобів компенсації нестабільності ВДЕ, дозволяє підвищити балансову надійність, ефективність використання пропускної спроможності мережі та економічну результативність функціонування мікрогрід у складі агрегованих балансуючих груп.

7. Працездатність та ефективність запропонованих у роботі методів і алгоритмів підтверджено обчислювальними та практичними експериментами. На основі математичних моделей електричних мереж виконано дослідження режимів тестової 14-вузлової схеми IEEE та локальної електроенергетичної системи ТОВ «Вінницька птахофабрика». Результати моделювання підтвердили позитивний вплив ВДЕ на режими електричних мереж за умови раціонального формування агрегованих груп. Показано можливість зменшення втрат електроенергії, підвищення балансової надійності локальних електроенергетичних систем та ефективного використання систем накопичення енергії. Розроблені методи визначення походження електричної енергії у споживача від різнотипних джерел ВДЕ, метод оптимізації витрат на підвищення енергоефективності ВДЕ з нерівномірним графіком генерування передано для дослідної експлуатації до ТОВ KNESS. Результати дослідження також використовуються в навчальному процесі кафедри електричних станцій та систем ВНТУ.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

[1] Медведева О., Гальченко З., Демченко Д. Сучасний стан розвитку відновлювальної енергетики в Україні та можливі рішення /Challenges and Issues of Modern Science 2025, Vol. 4, No. 1, 145–151 ISSN: 3083-5704 URL: <https://cims.fti.dp.ua/j/article/view/298> PURL: <https://purl.org/cims/4.298> DIO DOI: <https://doi.org/10.15421/cims.4.298>.

[2] Atstāja, D. (2025). Renewable Energy for Sustainable Development: Opportunities and Current Landscape. *Energies*, 18(1), 196. <https://doi.org/10.3390/en18010196>

[3] Duggan, J. E. (2025). Recent Progress in Sustainable Energy Systems Development: Investment, Operations, and Decarbonization. *Current Sustainable/Renewable Energy Reports*, 12(1). <https://doi.org/10.1007/s40518-024-00248-3>

[4] 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.

[5] Касаткіна І.В., Бойко С.М., Жуков О.А. Інтелектуальні системи електропостачання / І.В. Касаткіна, С.М. Бойко, О.А. Жуков. – Кривий Ріг : КНУТД, 2023. – 151 с. – ISBN 978-83-66216-78-5

[6] Moreno, J., Campagnolo, L., Boitier, B. *et al.* (2024). The impacts of decarbonization pathways on Sustainable Development Goals in the European Union. *Commun Earth Environ* 5, 136. doi.org/10.1038/s43247-024-01309-7.

[7] Brecha, R.J., Ganti, G., Lamboll, R.D. *et al.* (2022). Institutional decarbonization scenarios evaluated against the Paris Agreement 1.5 °C goal. *Nat Commun* 13, 4304. doi.org/10.1038/s41467-022-31734-1/

[8] Net Zero by 2050. [A Roadmap for the Global Energy Sector. The European Green Deal.](#)

[9] Fernández-Guillamón, A., Gómez-Lázaro, E., Muljadi, E., & Molina-García, Á. (2019). Power systems with high renewable energy sources: A review of inertia and frequency control strategies over time. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 115, 109369. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109369>

[10] Mladenov V., Chobanov V., Georgiev A., Impact of Renewable Energy Sources on Power System Flexibility Requirements. *Energies*. 2021. 14(10):2813. DIO: <https://doi.org/10.3390/en14102813>

[11] Al-Shetwi, A. Q. (2022). Sustainable development of renewable energy integrated power sector: Trends, environmental impacts, and recent challenges. *Science of The Total Environment*, 822, 153645. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2022.153645>

[12] Vormedal I., Bjander J., Lie Larsen M., Byskov Lindberg M. (2023). Technological Change and the Politics of Decarbonization. *A Re-making of Vested Interests, Environmental Innovation and Societal Transitions*, Volume 47, 100725, ISSN 2210-4224. [doi.10.1016/j.eist.2023.100725](https://doi.org/10.1016/j.eist.2023.100725).

[13] Зелений курс Вінниці: на шляху до зеленої трансформації в умовах війни: проміжна оцінка стану реалізації Зеленого курсу Вінниці за 2022–2024 рр. / Агентство сталого розвитку «СИНЕРГІЯ», Вінницька міська рада, Міжнародний фонд «Відродження». – Вінниця, 2024. – 35 с. – Режим доступу: <https://rac.org.ua/vstup-do-yes-uk/yeuropejskyj-zelenyj-kurs/zelenyj-kurs-vinnyczi-na-shlyahu-do-zelenoyi-transformacziyi-v-umovah-vijny-cherven-2025>

[14] Верховна Рада України. (2023). Закон України «Про внесення змін до деяких законів України щодо відновлення та зеленої трансформації енергетичної системи України» № 3220-IX від 30 листопада 2023 року. Офіційний вебсайт Верховної <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/3220-20>

[15]. Stakhiv P. Macromodeling as an alternative approach for electric power systems modeling using ATP and MATLAB/Simulink / P. Stakhiv, O. Hoholyuk // 16th International Conference on Computational Problems of Electrical Engineering (CPEE). – 2015. – P. 200 – 203. DOI: 10.1109/CPEE.2015.7333375.

[16]. Верховна Рада України. (2017). Закон України «Про ринок електричної енергії» № 2019-VIII від 13 квітня 2017 року (зі змінами). Офіційний вебсайт Верховної <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19> Ради України.

[17]. Верховна Рада України. (2021). Закон України «Про енергетичну ефективність» № 1818-IX від 21 жовтня 2021 року. Офіційний вебсайт Верховної Ради України. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1818-IX>

[18] International Electrotechnical Commission. IEC TS 62898-1:2017. Microgrids – Part 1: Guidelines for microgrid projects planning and specification. Geneva: IEC, 2017. 42 с.

[19] International Electrotechnical Commission. IEC TS 62898-2:2018 + AMD 1:2023. Microgrids – Part 2: Guidelines for operation. Geneva: IEC, 2023. 54 с.

[20] International Electrotechnical Commission. IEC TS 62898-3-3:2023. Microgrids – Part 3-3: Technical requirements – Self-regulation of dispatchable loads. Geneva: IEC, 2023. 28 с.

[21] International Electrotechnical Commission. IEC TS 62898-3-4:2023. Microgrids – Part 3-4: Technical requirements – Monitoring and control systems. Geneva: IEC, 2023. 31 с.

[22] Ahmed K., Karthikeyan S., Rao M. Proportional generation and proportional load based transmission loss allocation considering reactive power demand in restructured environment, *TENCON 2017 - 2017 IEEE Region 10 Conference*. 2017. Pp. 992-997. DIO: 10.1109/TENCON.2017.8228002

[23] Lezhniuk P., Burykin O., Malogulko Y., Distributed energy sources in the local electrical systems. – *LAP LAMBERT Academic Publishing*. 2018. 140 p.

[24] International Electrotechnical Commission. IEC TS 62898-3-1:2020 + AMD 1:2023. Microgrids – Part 3-1: Technical requirements – Protection and dynamic control. Geneva: IEC, 2023. 48 с.

[25]. International Electrotechnical Commission. IEC TS 62898-3-2:2024. Microgrids – Part 3-2: Technical requirements – Energy management systems. Geneva: IEC, 2024. 36 c.

[26] Stanbery B. J., Van de Lagemaat J. (2023). Disruptive Photovoltaic Technologies Can Accelerate Global Decarbonization. *IEEE Green Technologies Conference (GreenTech)*, Denver, CO, USA, pp. 31-34. doi:10.1109/GreenTech56823.2023.10173795.

[27] Balcu I. *et al.* (2019). Decarbonization of Low Power Applications through 21. Methanation Facilities Integration. *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe)*, Bucharest, Romania, pp. 1-5. doi:10.1109/ISGTEurope.2019.8905506.

[28] Smith B. L., Woodhouse M., Feldman D., Margolis R. (2021). Towards Decarbonization: Establishing a Sustainable, Equitable, Diverse Workforce in the U.S. Photovoltaic Industry. *IEEE 48th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, Fort Lauderdale, FL, USA, pp. 2632-2636. doi:10.1109/PVSC43889.2021.9518581.

[29] Hadnagy, I., Tar, K., & Molnar, J. (2020). Analysis of the current state of wind power in the world, Europe and Ukraine, especially in Transcarpathia. *Ukrainian Geographical Journal*, 1, 59–70. <https://doi.org/10.15407/ugz2020.01.059>

[30] Alam, Md. S., Al-Ismail, F. S., Salem, A., & Abido, M. A. (2020). High-Level Penetration of Renewable Energy Sources Into Grid Utility: Challenges and Solutions. *IEEE Access*, 8, 190277–190299. <https://doi.org/10.1109/access.2020.3031481>

[31] Про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2050 року : Розпорядження Кабінету Міністрів України від 21 квітня 2023 р. № 373-р // База даних «Законодавство України» / Верховна Рада України. – URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/373-2023-p>.

[32] Постанова НКРЕКП від 26 квітня 2019 р. № 641 «Про затвердження нормативно-правових актів, що регулюють діяльність гарантованого покупця та

купівлі електричної енергії за "зеленим" тарифом». URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0641874-19#Text>

[33] Erdiwansyah, Mahidin, Husin, H., Nasaruddin, Zaki, M., & Muhibbuddin. (2021). A critical review of the integration of renewable energy sources with various technologies. *Protection and Control of Modern Power Systems*, 6(1). <https://doi.org/10.1186/s41601-021-00181-3>

[34] Falcone, P. M. (2023). Sustainable Energy Policies in Developing Countries: A Review of Challenges and Opportunities. *Energies*, 16(18), 6682. <https://doi.org/10.3390/en16186682>

[35] Блінов І.В., Мірошник В.О., Лоскутов С.С. Зниження витрат на покриття небалансів учасників балансуючої групи виробників електричної енергії з відновлюваних джерел. *Технічна електродинаміка*. 2023. № 1р. С. 62–76. <https://doi.org/10.15407/techned2023.01.062>

[36] X. Xing, and L. Jia, "Energy management in microgrid and multi-microgrid", *IET Renewable Power Generation*, 00, pp. 1-29, 2024. <https://doi.org/10.1049/rpg2.12816>.
(<https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1049/rpg2.12816>).

[37] AHMAD, Tanveer et ZHANG, Dongdong. Renewable energy integration/techno- economic feasibility analysis, cost/benefit impact on islanded and grid-connected operations: A case study. *Renewable Energy*, 2021, vol. 180, p. 83-108.

[38] A. Farzamnia, S. Marjani, S. Galvani, and K. T. T. Kin, "Optima Allocation of Soft Open Point Devices in Renewable Energy Integrated Distribution Systems", *IEEE Access*, Vol. 10, 2022.

[39] О. С. Яндульський, А. Б. Нестерко, та Г. О. Труніна, "Визначення величини резерву активної потужності ТЕС та ГЕС для регулювання частоти та перетоків в ОЕС України", *Технічна електродинаміка*, №1, с. 58-63, 2020. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2020.01.058>.

[40] [PubMed] Nikolov, N.; Koeva, D.; Zinoviev, V.; Dimitrova, Z. The Role of Aggregators in Digital Energy. *Eng. Proc.* 2025, 104, 25

[41] Momoh, J. Smart Grid: Fundamentals of Design and Analysis [Електронний ресурс]. — Hoboken : Wiley–IEEE Press, 2012. 232 p. ISBN 978-1 118-15611-7. Режим доступу: <https://ieeexplore.ieee.org/servlet/opac?bknumber=6183554>. IEEE Xplore:

[42] Блінов І.В., Мірошник В.О., Лоскутов С.С. Зниження витрат на покриття небалансів учасників балансуючої групи виробників електричної енергії з відновлюваних джерел. *Технічна електродинаміка*. 2023. № 1р. С. 62–76. <https://doi.org/10.15407/techned2023.01.062>

[43] Лежнюк П.Д., Гунько І.О., Козачук О.І., Лисий В.М. Втрати електроенергії, викликані перетоками відновлюваних джерел енергії, в балансі електричних мереж // *Технічна електродинаміка*. – 2023. – №6. – С. 60–70. <https://doi.org/10.15407/techned2023.06.065>

[44] Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП). Про затвердження форм звітності № 11–НКРЕКП. – 2013. – Режим доступу: zakon.rada.gov.ua.

[45] B. I. Basok, O. F. Butkevich, and S. V. Dubovsky, "Technical and economic aspects of evaluating prospects decarbonization of the unified energy system of Ukraine", *Technical electrodynamics*, №5, pp. 55-62, 2021. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2021.05.055>.

[46] Kanchana, K.; Murali Krishna, T.; Yuvaraj, T.; Sudhakar Babu, T. Enhancing Smart Microgrid Resilience Under Natural Disaster Conditions: Virtual Power Plant Allocation Using the Jellyfish Search Algorithm. *Sustainability* 2025, 17, 1043.

[47] Лежнюк П.Д., Ковальчук О.А., Нікіторович О.В., Кулик В.В. Відновлювані джерела в розподільних електричних мережах: Монографія. – Вінниця: ВНТУ, 2014. – 204 с.

[48] Впровадження базових міжнародних стандартів Smart Grid в Україні: сучасний стан справ / О. В. Кириленко, І. В. Блінов, С. П. Денисюк, Є. А. Зайцев, В. І. Васильченко // *Енергетика: економіка, технології, екологія : науковий журнал*. – 2022. – № 4. – С. 44-53.

[49] Energy storage systems: prospects for Ukraine.
<https://getmarket.com.ua/en/news/energy-storage-systems-prospects-for-ukraine>

[50] IRENA (2019). Renewable capacity statistics. URL:
<https://www.irena.org/publications/2019/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2019>
 (дата звернення: 15.11.2021).

[51] Буславець О.А., Лежнюк П.Д., Черемісін М.М. Інформаційне забезпечення задач зменшення втрат електроенергії в електричних мережах: монографія. – Вінниця: ВНТУ, 2020. – 184 с.

[52] 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.org/10.15407/techned2020.05.070

[53] Petro Lezhniuk , Olexander Rubanenko , Olena Rubanenko . Determination of Optimal Transformation Ratios of Power System Transformers in Conditions of Incomplete Information Regarding the Values of Diagnostic Parameters. – Chapter of book: “Fuzzy Logic” . – 2019. – p. 1-29. doi: 10.5772/intechopen.84959.

[54] Про затвердження Кодексу системи передачі, 2018. URL:
<https://www.nerc.gov.ua/?id=31909> (Датазвернення:15.09. 2020).

[55] Лежнюк П.Д., Рубаненко О.Є., Гунько І. О. Оптимізація режимів електричних мереж з відновлюваними джерелами електроенергії: монографія. – Вінниця: ВНТУ, 2017. – 164 с.

[56] M. Bertolini, M. Buso, and L. Greco, “Competition in smart distribution grids,” Energy Policy, vol. 145, p. 111729, 2020/10/01/ 2020.

[57] Відновлювані джерела енергії : монографія / С. О. Кудря, Н. М. Мхітарян, В. Ф. Рєзцов, Т. В Суржик та ін. ; за ред. С. О. Кудрі. Київ : ІВЕ НАН України, 2020. 392 с. ISBN 978-966-999-077-8.

[58] W. Jiang, K. Yang, J. Yang, R. Mao, N. Xue, and Z. Zhuo, "A Multiagent-Based Hierarchical Energy Management Strategy for Maximization of Renewable Energy Consumption in Interconnected Multi-Microgrids", IEEE Access, Vol. 7, pp. 169931-169945, 2019. DOI: 10.1109/ACCESS.2019.2955552.

[59] M. Hussain, and Y. Gao, "A review of demand response in an efficient smart grid environment", *The Electricity Journal*, Vol. 31, pp. 55-63, 2018.

[60] Заходи забезпечення стабільної та ефективної роботи енергосистем з відновлюваними джерелами енергії: монографія / Мілан Белік, Євген Зайцев, Владислав Кучанський, Ірина Гунько, Вікторія Березниченко, Олена Рубаненко. – Одеса: Видавничий дім «Гельветика», 2024. – 184 с.

[61] Блінов І.В., Мірошник В.О., Шиманюк П.В. Короткостроковий інтервальний прогноз сумарного відпуску електроенергії виробниками з відновлюваних джерел енергії // *Праці ІЕД НАН України*. – 2019. – Вип. 54. – С. 5–12. doi: <https://doi.org/10.15407/publishing2019.54.005>

[62] Jarykbassov D., Lezhniuk P., Hunko I., Lysyi V., Dobrovolska L. Macromodeling of local power supply system balance forecasting using fractal properties of load and generation schedules / *Informatics, control, measurement in economy and environmental protection*. – Vol 13 No 3 (2023). Pages 79-82 <https://doi.org/10.35784/iapgos.4457>.

[63] Stakhiv P.G., Kozak Y.Y., Gogolyuk O.P. Discrete macromodelling in electrical engineering and related fields. - Lviv: Publishing House of Lviv Polytechnic, 2014. - 260 с.

[64] Lezhniuk P., Komar V., Hunko I., Jarykbassov D., Tussupzhanova D., Yeraliyeva B., & Katayev N. (2022). Natural-simulation Model of Photovoltaic Station Generation in Process of Electricity Balancing in Electrical Power System // *Informatyka, Automatyka, Pomiar W Gospodarce I Ochronie Środowiska*, 12(3), 40-45. <https://doi.org/10.35784/iapgos.3030>

[65] Feder E. *Fractals*; per. from Engl. - Moscow: Mir, 1991. - 254 p.

[66] Peters E. *Fractal Analysis of Financial Markets: Application of Chaos Theory in Investments and Economics*. - Moscow: Internet-trading, 2004. - 304 с.

[67] Lezhniuk P. D., Bondarchuk A. S., Shullie Iu. A. Fractal analysis of dynamics of electric loading of civil objects // *Europe-science (Praha, Czech Republic)*. – 2018. – № 26. – P. 64–71.

[68] Liu, He, Xuanrui Xiong, Biao Yang, Zhanwei Cheng, Kai Shao, and Amr Tolba. 2023. "A Power Load Forecasting Method Based on Intelligent Data Analysis" *Electronics* 12, no. 16: 3441. <https://doi.org/10.3390/electronics12163441>

[69] Лежнюк П.Д., Гунько І.О., Лисий В.М. Макромодельовання прогнозування балансу локальних систем електропостачання із використанням фрактальних властивостей графіків навантаження та генерування. Наукові праці Вінницького національного технічного університету. 2023. Вип. 3. <https://doi.org/10.31649/2307-5376-2023-3-1-8>

[70] Kaur, D., Islam, S.N., Mahmud, M.A., Haque, M.E., Dong, Z.Y.: Energy forecasting in smart grid systems: recent advancements in probabilistic deep learning. *IET Gener. Transm. Distrib.* 16, 4461–4479 (2022). <https://doi.org/10.1049/gtd2.12603>

[71] Zhelezko Y.S. Power losses. Reactive power. Electricity quality: Guide for practical calculations. - Moscow: ENPAS, 2009. - 456 p.

[72] Лежнюк П.Д., Семенюк Н.В. Определение потерь мощности в электрической сети от транзитных перетоков с использованием матрицы узловых сопротивлений // Энергетика та електрифікація. – 2014. – №3. – С. 37–42.

[73] Лежнюк П.Д., Ковальчук О.А., Нікіторович О.В., Кулик В.В. Відновлювані джерела в розподільних електричних мережах: Монографія. – Вінниця: ВНТУ, 2014. – 204 с.

[74] Petr Lezhniuk, Vyacheslav Komar, Olena Rubanenko, Natalia Ostra. The sensitivity of the process of optimal decisions making in electrical networks with renewable energy sources // *Przeglad Elektrotechniczny*, Vol 2020, №10, page 32–38. DOI: 10.15199/48.2020.10.05.

[75] AHMAD, Tanveer et ZHANG, Dongdong. Renewable energy integration/techno-economic feasibility analysis, cost/benefit impact on islanded and grid-connected operations:A case study. *Renewable Energy*, 2021, vol. 180, p. 83-108.

[76] Мельников Н.А. Матричный метод анализа электрических цепей. – Москва: Энергия, 1972. – 232 с.16. P. D. Lezhniuk, V. O. Komar, L. N. Dobrovolska and K. O. Povstianko. Relative evaluation of balancing means of electric power systems

with renewable energy sources // Visnyk VPI, №3, 2022. – C. 24–30. <https://doi.org/10.31649/1997-9266-2022-162-3-24-30>

[77] 4. Kyrylenko, O.V. & Blinov, Ihor & Parus, Y.V. & Trach, I.V.. (2021). Evaluation of Efficiency of USE of Energy Storage System in Electric Networks. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2021. 44-54. doi: 10.15407/techned2021.04.044.

[78] P. D. Lezhniuk, V. O. Komar, L. N. Dobrovolska and K. O. Povstianko. Relative evaluation of balancing means of electric power systems with renewable energy sources // Visnyk VPI, №3, 2022. – C. 24–30. <https://doi.org/10.31649/1997-9266-2022-162-3-24-30>

[79] Vormedal I., Bjander J., Lie Larsen M., Byskov Lindberg M. (2023). Technological Change and the Politics of Decarbonization. *A Re-making of Vested Interests, Environmental Innovation and Societal Transitions*, Volume 47, 100725, ISSN 2210-4224. [doi.10.1016/j.eist.2023.100725](https://doi.org/10.1016/j.eist.2023.100725).

[80] Moreno, J., Campagnolo, L., Boitier, B. *et al.* (2024). The impacts of decarbonization pathways on Sustainable Development Goals in the European Union. *Commun Earth Environ* 5, 136. doi.org/10.1038/s43247-024-01309-7.

[81] Brecha, R.J., Ganti, G., Lamboll, R.D. *et al.* (2022). Institutional decarbonization scenarios evaluated against the Paris Agreement 1.5 °C goal. *Nat Commun* **13**, 4304. doi.org/10.1038/s41467-022-31734-1/

[82] Stanbery B. J., Van de Lagemaat J. (2023). Disruptive Photovoltaic Technologies Can Accelerate Global Decarbonization. *IEEE Green Technologies Conference (GreenTech)*, Denver, CO, USA, pp. 31-34. doi:10.1109/GreenTech56823.2023.10173795.

[83] Balcu I. *et al.* (2019). Decarbonization of Low Power Applications through Methanation Facilities Integration. *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe)*, Bucharest, Romania, pp. 1-5. doi:10.1109/ISGTEurope.2019.8905506.

[84] Smith B. L., Woodhouse M., Feldman D., Margolis R. (2021). Towards

Decarbonization: Establishing a Sustainable, Equitable, Diverse Workforce in the U.S. Photovoltaic Industry. *IEEE 48th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, Fort Lauderdale, FL, USA, pp. 2632-2636. doi:10.1109/PVSC43889.2021.9518581.

[85] Net zero by 2050. Roadmap for the global energy sector. Access mode: <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>

[86] European Green Deal. Access mode: https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en

[87] Басок Б. І., Буткевич О. Ф., Дубовський С. В. Техніко-економічні аспекти оцінювання перспектив декарбонізації об'єднаної енергосистеми України. *Технічна електродинаміка*. 2021. № 5. С. 55-62. URL: <http://jnas.nbu.gov.ua/article/UJRN-0001265929> Wimmers, A., Reinhard M., (2023). The European Market for Guarantees of Origin for Green Electricity: A Scenario-Based Evaluation of Trading under Uncertainty. *Energies*, 17. 104. 10.3390/en17010104. <https://doi.org/10.3390/en17010104>.

[88] Wimmers, A., Reinhard M., (2023). The European Market for Guarantees of Origin for Green Electricity: A Scenario-Based Evaluation of Trading under Uncertainty. *Energies*, 17. 104. 10.3390/en17010104. <https://doi.org/10.3390/en17010104>.

[89] Gkarakis, K.; Dagoumas, A. (2016). Assessment of the implementation of Guarantees of Origin (GOs) in Europe. *Engineering and Industry Series, Volume Power Systems, Energy Markets and Renewable Energy Sources in South-Eastern Europe*. doi.org/10.22618/TP.EI.20163.389011.

[90] Alexander Wimmers, Reinhard Madlener (2023). The European Market for Guarantees of Origin for Green Electricity: A Scenario-Based Evaluation of Trading under Uncertainty. *Energies* 17(1):104, Based_Evaluation_of_Trading_under_Uncertainty, accessed Aug 05 2024, doi.org/[10.3390/en17010104](https://doi.org/10.3390/en17010104).

[91] PEX SPOT. (2022). Successful start of Pan-European Spot Market for Guarantees of Origin: First Auction Completed by EPEX SPOT with Clearing and Delivery through ECC and EEX.. Available online: <https://www.epexspot.com/en/news/successful-start-pan-european-spot-market->

guarantees-origin [accessed Aug 05 2024].

[92] The European Market for Guarantees of Origin for Green Electricity: A Scenario-Based Evaluation of Trading under Uncertainty. Available from: https://www.researchgate.net/publication/376802131_The_European_Market_for_Guarantees_of_Origin_for_Green_Electricity_A_Scenario-Based_Evaluation_of_Trading_under_Uncertainty [accessed Aug 05 2024].

[93] Robert, L. (2022). [Guarantees of Origin Market Developments](#). *GO Market Review*.

[94] Mendicino, L., Menniti D., Pinnarelli A., Sorrentino N., (2019). Corporate power purchase agreement: Formulation of the related levelized cost of energy and its application to a real life case study. *Applied Energy*. Volume 253253. doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113577.

[95] Baringa Partners LLP (2020). [A Market Study including an assessment of potential financial instruments to support renewable energy Commercial Power Purchase Agreements](#).

[96] Bialek J. Tracing the Flow of Electricity. *IEEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 143, No 4, July pp. 313-320.

[97] Kirschen D., Allan R., Strbac G. Contributions of individual generators to loads and flows. *IEEE Transactions on Power Systems*, Volume. 12, pp. 52-60, Feb. 1997. doi:10.1109/59.574923.

[98] Tranberg, Bo., Thomsen B A., Rodriguez A R., Gorm B. A. (2015). Power flow tracing in a simplified highly renewable European electricity network. *New Journal of Physics*. № 17. [DOI:10.1088/1367-2630/17/10/105002](https://doi.org/10.1088/1367-2630/17/10/105002)

[99] Electricity Maps <https://app.electricitymaps.com/map/>

[100] Гунько І.О. Математична модель та алгоритм визначення походження електроенергії споживача від відновлюваних джерел енергії в електроенергетичній системі / І. О. Гунько, С. О. Кудря, В. О. Комар, П. Д. Лежнюк // Відновлювана енергетика. – 2024. – Вип. 2(77). – С. 6–12.

[101] Лежнюк П. Д. Математична модель визначення походження електроенергії споживача від ВДЕ в електроенергетичній системі/ П. Д. Лежнюк,

І. О. Гунько // Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті: матеріали XXIV міжнародної науково-практичної конференції, [Київ], 22–24 травня 2024 р. / К.: Інституту відновлюваної енергетики НАН України – Київ, 2024. – С. 97 – 99.

[102] Design and operation of future low-voltage community microgrids: An AI-based approach with real case study. Md Morshed Alam, M.J. Hossain, Muhammad Ahsan Zamee, Ahmed Al-Durra. *Applied Energy* 377 (2025) 124523, pp. 1–18. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.124523>

[103] Wójcik, W.; Lezhniuk, P.; Kaczmarek, C.; Komar, V.; Hunko, I.; Sobchuk, N.; Yesmakhanova, L.; Shermantayeva, Z. Integrated Assessment of the Quality of Functioning of Local Electric Energy Systems. *Energies* 2025, 18, 137. <https://doi.org/10.3390/en18010137>

[104] Kim, J.; Rabelo, M.; Padi, S.P.; Yousuf, H.; Cho, E.-C.; Yi, J. A Review of the Degradation of Photovoltaic Modules for Life Expectancy. *Energies* 2021, 14, 4278. <https://doi.org/10.3390/en14144278>

[105] Hunko I., Kudrya S., Komar V., Lezhniuk P. Mathematical Model and Algorithm for the Determination of the Origin of Electricity From Renewable Energy Sources in the Electric Power System // *Renewable Energy*. –2024. – №2. – pp.6–12. [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2024.2\(77\)6-12](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2024.2(77)6-12)

[106] Постанова НКРЕКП від 26 квітня 2019 р. № 641 «Про затвердження нормативно-правових актів, що регулюють діяльність гарантованого покупця та купівлі електричної енергії за «зеленим» тарифом». URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0641874-19#Text>

[107] Smolarz, A.; Smailova, S.; Ormanbekova, A.; Hunko, I.; Lezhniuk, P.; Lysyi, V.; Duisembayeva, L. Determining the Origin of Electricity Consumed from Low-Carbon and Renewable Energy Sources: A Matrix-Based Modelling Approach and Algorithm. *Energies* 2026, 19, 1620. <https://doi.org/10.3390/en19071620>

[108] 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

[109] B. I. Basok, O. F. Butkevich, and S. V. Dubovsky, "Technical and economic aspects of evaluating prospects decarbonization of the unified energy system of Ukraine", *Technical electrodynamics*, №5, pp. 55-62, 2021. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2021.05.055>.

[110] Блінов І.В., Мірошник В.О., Лоскутов С.С. Зниження витрат на покриття небалансів учасників балансуючої групи виробників електричної енергії з відновлюваних джерел. *Технічна електродинаміка*. 2023. № 1р. С. 62–76. <https://doi.org/10.15407/techned2023.01.062>

[111] Зміни до постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від № 641 від 26 квітня 2019 року (Затверджено постановою НКРЕКП № 46 від 15.01.2021 р.)

[112] Komar V., Lezhniuk P., Hunko I., Smaglo I. Assessment of Technical Condition of Photovoltaic Station Equipment Using Software and Hardware Tools // (2023) Vidnovluvana Energetika, 2023 (1), pp. 19 - 26, Cited 0 times. DOI: 10.36296/1819-8058.2023.1(72).19-26

[113] Гунько, І., Лисий, В. Визначення для споживачів походження електроенергії від низьковуглецевих джерел енергії // Вісник Хмельницького національного університету – №5 (341) 2024 – С.289-295. <https://doi.org/10.31891/2307-5732-2024-341-5-42>

[114] Лежнюк П., Лисий В., Миколаєнко В., Стискал Т. Визначення потоків потужності та втрат в електричних мережах з відновлюваними джерелами енергії при формуванні балансувальних груп // Відновлювана Енергетика , (1(84), 8–25. [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2026.1\(84\).8-25](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2026.1(84).8-25)

[115] Мельник В. О. Екологічні проблеми сучасного промислового птахівництва // Сучасне птахівництво. 2022. № 1. С. 12–21.

[116] Заходи енергоефективності на птахофабриках // AgroBiogas Україна. URL: <https://agrobiogas.com.ua/energy-efficiency-measures-in-poultry-farms/>

[117] Мельник В. І., Цембал Б. М. Аналіз проблем підвищення енергоефективності аграрного сектору України // Проблеми надзвичайних ситуацій. 2022. № 1. С. 178–187. <https://doi.org/10.5281/zenodo.6823538>

[118] Mamatha, S., Mallesham, G. (2023). Hybrid AC/DC Microgrid Control and Management of Power Using Bidirectional AC/DC Converter by Autonomous Control Mode. *Lecture Notes in Electrical Engineering*, 979, P. 277–289. 10.1007/978-981-19-7993-4_23.

[119] Karabanov, S.M., Bezrukikh, P.P., Belykh, S.S., Suvorov, D.V., Loban, O.V., Slivkin, E.V. Study of the Possibility of IoT Use in a Microgrid on the Basis of Renewable Energy Sources. 14th International Conference ELEKTRO, ELEKTRO 2022. 10.1109/ELEKTRO53996.2022.9803592.

[120] Lezhniuk, P., Komar, V., Lysyi, V., Malohulko, Y., Netrebskyi, V., Sikorska, O.; Krasnikov, I. (Ed.) (2025). *Intelligentization of control systems for local electric power systems. Processes and control systems: synthesis, modeling, optimization.* Kharkiv: TECHNOLOGY CENTER PC, 110-150. <https://doi.org/10.15587/978-617-8360-19-1.ch4>.

Додаток А

Розрахунок усталеного режиму 14 вузлової схеми IEEE 230/115 кВ

Расчет УР					Полный отчет по системе: Подстанции, Профили напряжения, Межсетевой обмен				
Расчет УР, нелинейный, симметричный, прямая посл.					Автоматическая адаптация модели сходимости		Нет		
АРНТ РПН					Макс. допустимая погрешность УР для		1,00 kVA		
Учитывать пределы реакт. мощности					Узлов		0,10 %		
					Уравнений модели				
Свод данных по Системе					Исследование: Исследование		Прил.:		/ 6
Генерация	Двиг.	Нагрузка	Компе-	Из внешн.	Потокобмен	Всего	Нагруз.	Ненагр.	
	нагрузка		нсация	сети	Области	Потери	Потери	Потери	
[MW]/	[MW]/	[MW]/	[MW]/	[MW]/	[MW]/	[MW]/	[MW]/	[MW]/	
[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	
\Vlad\Проект(2)\Модель сети\Данные сети\Сеть 14 вузлів									
75,00	0,00	259,00	0,00	196,37	0,00	12,37	12,29	0,08	
102,91	0,00	77,40	0,00	12,36	0,00	37,87	43,14	-5,27	
Всего:									
75,00	0,00	259,00	0,00	196,37		12,37	12,29	0,08	
102,91	0,00	77,40	0,00	12,36		37,87	43,14	-5,27	

Додаток Б

Дані розрахунку усталеного режиму підприємства ТОВ «Вінницька
птахофабрика»

Расчет УР				Інвент. елементи			
Расчет УР, нелинейный, симметричный, прямая посл. АРНТ РПН Учитывать пределы реакт. мощности				Автоматическая адаптация модели сложности Макс. допустимая мощность УР для Уравнений модели			
				Нет 1,00 кВА 0,10 %			
Сеть: Сеть				Исследование: Исследование			
Стадии сист.: Сеть				PROJECT PowerFactory 15.1.7			
				Проект : Дата: 10.06.2026			
				Прил.: / 1			
Имя	Тип	Загрузка [%]	Шина	Актив. Мощн. [кВт]	Реактив. Мощн. [кВар]	Коэф. Мощн. [-]	Ток [кА] [р.у.]
Відпусівка	Lod		Відпусівка 35/1СШ	0,073	0,046	0,85	0,001
ВТК	Lod		Заоверна 35/2СШ	1,000	0,620	0,85	0,018
ВФС 1	Lod		ВФС 35/1СШ	0,031	0,019	0,85	0,001
Ен1зм Н1	Lod		ЛП_Ен1зм/1СШ	0,028	0,850	0,03	0,046
Ен1зм Н2	Lod		ЛП_Ен1зм/2СШ	0,275	0,170	0,85	0,018
ЗТП 14 Н1	Lod		ЗТП 14/1СШ	0,672	0,416	0,85	0,043
ЗТП 14 Н2	Lod		ЗТП 14/2СШ	1,204	0,746	0,85	0,078
ЗТП 15 Н1	Lod		ЗТП 15/1СШ	0,133	0,082	0,85	0,009
ЗТП 2 Н1	Lod		ЗТП 2/1СШ	2,883	1,787	0,85	0,188
ЗТП 2 Н2	Lod		ЗТП 2/2СШ	3,042	1,886	0,85	0,199
ЗТП 4 Н1	Lod		ЗТП 4/1СШ	1,415	0,877	0,85	0,092
ЗТП 4 Н1_ІнкуБатор	Lod		ЗТП_ІнкуБатор/1СШ	1,420	0,880	0,85	0,099
ЗТП 4 Н2	Lod		ЗТП 4/2СШ	1,204	0,746	0,85	0,078
ЗТП 4 Н2_ІнкуБатор	Lod		ЗТП_ІнкуБатор/2СШ	1,420	0,880	0,85	0,099
ЗТП 7 Н1	Lod		Ам1ачна компрес./1СШ	0,026	0,016	0,85	0,002
ЗТП 7 Н2	Lod		Ам1ачна компрес./2СШ	0,058	0,036	0,85	0,004
ЗТП 7 Н2 (1)	Lod		ЗТП 15/2СШ	0,146	0,090	0,85	0,009
Маньківка	Lod		Маньківка 35/СШ	0,172	0,106	0,85	0,003
Маньківка (1)	Lod		Маньківка 35/СШ	0,064	0,040	0,85	0,001
Маньківка_3	Lod		Маньківка_35/СШ	0,681	0,422	0,85	0,013
Общая нагрузка (36)	Lod		ВФС 35/2СШ	0,036	0,022	0,85	0,001
Отдельная	Lod		Ольганиця_35/1СШ	0,280	0,174	0,85	0,005
ПНС Н1	Lod		ПН/1СШ	4,000	2,479	0,85	0,282
ПНС Н2	Lod		ПН/2СШ	4,000	2,479	0,85	0,282
РП 1 Н1	Lod		РП 1/1СШ	1,010	0,626	0,85	0,070
РП 1 Н2	Lod		РП 1/2СШ	1,050	0,651	0,85	0,072
РП 2 Н1	Lod		РП 2/1СШ	1,135	0,703	0,85	0,078
РП 2 Н2	Lod		РП 2/2СШ	1,482	0,918	0,85	0,102
РП 3 Н1	Lod		РП 3/1СШ	0,125	0,077	0,85	0,009
РП 3 Н2	Lod		РП 3/2СШ	0,075	0,046	0,85	0,005

Сеть: Сеть		Стации сист.: Сеть		Исследование: Исследование			Прил.:		/ 2	
Имя	Тип	Загрузка [%]	Шина	Актив. Мощн. [MW]	Реактив. Мощн. [Mvar]	Коэф. Мощн. [-]	[kA]	Ток	[p.u.]	
РП_4_H1	Lod		РП_4/1СШ	0,124	0,077	0,85	0,008	1,008		
РП_4_H2	Lod		РП_4/2СШ	0,045	0,028	0,85	0,003	1,008		
Ульяновка	Lod		Ульяновка_35/1СШ	0,318	0,197	0,85	0,006	0,950		
Холодівка	Lod		Холодівка_35/1СШ	0,207	0,128	0,85	0,004	0,951		
Холодівка_2	Lod		Холодівка_35/1СШ	0,021	0,013	0,85	0,000	0,951		
Холодівка_2 (1)	Lod		Холодівка_35/1СШ	0,161	0,100	0,85	0,003	0,951		
Холодівка_3	Lod		Холодівка_35/1СШ	0,163	0,101	0,85	0,003	0,951		
Четвертинівка	Lod		Ульяновка_35/1СШ	0,191	0,118	0,85	0,004	0,950		
Синхронная машина	Sum	85,72	1.1/1Ш	2,400	1,800	0,80	0,160	0,791		
Синхронная машина (1)	Sum	85,72	1.2/1Ш	2,400	1,800	0,80	0,160	0,791		
Синхронная машина (10)	Sum	91,44	2.5/1Ш	2,560	1,920	0,80	0,168	0,829		
Синхронная машина (11)	Sum	91,44	2.6/1Ш	2,560	1,920	0,80	0,168	0,829		
Синхронная машина (2)	Sum	85,72	1.3/1Ш	2,400	1,800	0,80	0,160	0,791		
Синхронная машина (3)	Sum	85,72	1.4/1Ш	2,400	1,800	0,80	0,160	0,791		
Синхронная машина (4)	Sum	85,72	1.5/1Ш	2,400	1,800	0,80	0,160	0,790		
Синхронная машина (5)	Sum	85,72	1.6/1Ш	2,400	1,800	0,80	0,160	0,790		
Синхронная машина (6)	Sum	91,44	2.1/1Ш	2,560	1,920	0,80	0,168	0,829		
Синхронная машина (7)	Sum	91,44	2.2/1Ш	2,560	1,920	0,80	0,168	0,829		
Синхронная машина (8)	Sum	91,44	2.3/1Ш	2,560	1,920	0,80	0,168	0,829		
Синхронная машина (9)	Sum	91,44	2.4/1Ш	2,560	1,920	0,80	0,168	0,829		
Внешняя сеть	Xnet									
Линия	Lne	57,78	Заозерна_110//1СШ	1,894	-1,033	0,88	0,011	0,001		
			Заозерна_10//1СШ	-6,723	-6,303	-0,73	0,503	0,578		
Линия (1)	Lne	81,66	Заозерна_КРПЗ_КТУ_1..	6,785	6,544	0,72	0,502	0,576		
			Заозерна_10//1СШ	7,852	4,4279	-0,88	0,488	0,817		
Линия (10)	Lne	81,66	Заозерна_КРПЗ_РК/1СШ	7,998	4,485	0,87	0,487	0,815		
			Заозерна_10//2СШ	-7,853	-4,280	-0,88	0,488	0,817		
Линия (11)	Lne	0,53	Заозерна_КРПЗ_РК/ВВ2	7,998	4,486	0,87	0,487	0,815		
			Заозерна_10//2СШ	0,042	-0,014	0,95	0,002	0,005		
Линия (12)	Lne	1,99	Амлачна компрес./2СШ	-0,042	-0,026	-0,85	0,003	0,005		
			Заозерна_10//2СШ	0,149	0,053	0,94	0,009	0,017		
Линия (13)	Lne	38,25	ЗПТ_15/2СШ	-0,149	-0,108	-0,81	0,010	0,020		
			Заозерна_10//2СШ	2,999	1,842	0,85	0,192	0,380		
Линия (14)	Lne	16,74	ЗПТ_2/2СШ	-2,963	-1,836	-0,85	0,194	0,382		
			Заозерна_10//2СШ	1,316	0,775	0,86	0,083	0,165		
Линия (15)	Lne	11,98	ЗПТ_4/2СШ	-1,309	-0,811	-0,85	0,085	0,167		
			Заозерна_10//2СШ	0,942	0,531	0,87	0,059	0,117		
Линия (16)	Lne	14,94	ЗПТ_14/2СШ	-0,938	-0,581	-0,85	0,061	0,120		
			Заозерна_КРПЗ_КТУ_1..	0,802	-2,308	0,33	0,130	0,149		
Линия (18)	Lne	71,40	Заозерна_КРПЗ_РК/1СШ	-0,801	2,304	-0,33	0,130	0,149		
			ККЗ_10/1СШ	4,090	2,554	0,85	0,280	0,712		
Линия (2)	Lne	5,76	ПН/1СШ	-3,992	-2,483	-0,85	0,281	0,714		
			Заозерна_10//1СШ	0,152	0,504	0,29	0,029	0,057		
Линия (20)	Lne	168,21	ДП_ВнІзк/1СШ	-0,152	-0,512	-0,28	0,029	0,058		
			Заозерна_КРПЗ_КТУ_..	15,351	11,521	0,80	1,006	1,682		

Сеть : Сеть		Стадии сист. : Сеть		Исследование : Исследование		Прил. : / 3		
Имя	Тип	Загрузка [%]	Шина	Актив. Мощн. [MW]	Реактив. Мощн. [Mvar]	Коэф. Мощн. [-]	Ток [kA]	Ток [p.u.]
Линия (21)	Lne	19,57	Заозерна_КРПЗ_РЖ/ВВ2 ККЗ_10/1СШ	-15,196 1,438	-11,276 0,819	-0,80 0,87	1,006 0,096	1,682 0,190
Линия (22)	Lne	1,03	ЗТП_ТнкуБатор/1СШ ККЗ_10/1СШ	-1,416 0,052	-0,881 0,018	-0,85 0,94	0,099 0,003	0,196 0,008
Линия (23)	Lne	1,29	РП_4/1СШ ККЗ_10/1СШ	-0,052 0,091	-0,046 0,024	-0,75 0,97	0,004 0,005	0,010 0,011
Линия (24)	Lne	25,08	РП_3/1СШ ККЗ_10/1СШ	-0,091 1,440	-0,065 0,875	-0,81 0,85	0,007 0,098	0,013 0,249
Линия (25)	Lne	17,73	РП_2/1СШ ККЗ_10/1СШ	-1,428 1,071	-0,890 0,516	-0,85 0,90	0,099 0,069	0,251 0,175
Линия (26)	Lne	71,52	РП_1/1СШ ККЗ_10/2СШ	-1,065 4,106	-0,537 2,546	-0,89 0,85	0,070 0,281	0,177 0,713
Линия (27)	Lne	19,63	ККЗ_10/2СШ ЗТП_ТнкуБатор/2СШ	-1,445 1,445	-0,817 0,817	-0,85 0,87	0,282 0,097	0,715 0,191
Линия (28)	Lne	1,67	ККЗ_10/2СШ ЗТП_ТнкуБатор/2СШ	-1,424 0,117	-0,879 0,031	-0,85 0,97	0,099 0,007	0,196 0,015
Линия (29)	Lne	1,42	ККЗ_10/2СШ РП_4/2СШ	-0,117 0,109	-0,058 0,018	-0,89 0,99	0,008 0,006	0,017 0,013
Линия (3)	Lne	0,54	РП_3/2СШ Заозерна_10//1СШ	-0,109 0,042	-0,059 -0,013	-0,88 0,95	0,007 0,002	0,014 0,005
Линия (30)	Lne	20,82	Амлачна_Компрес./1СШ ККЗ_10/2СШ	-0,042 1,199	-0,026 0,708	-0,85 0,86	0,003 0,081	0,005 0,206
Линия (31)	Lne	14,34	РП_2/2СШ ККЗ_10/2СШ	-1,189 1,000	-0,732 0,705	-0,85 0,82	0,082 0,071	0,208 0,141
Линия (32)	Lne	17,28	РП_1/2СШ Заозерна_110//1СШ	-0,995 16,935	-0,739 10,446	-0,80 0,85	0,073 0,104	0,143 0,173
Линия (33)	Lne	93,42	ККЗ-110/1СШ Заозерна_КРПЗ_КТУ_1..	-16,931 -2,399	-10,483 -1,800	-0,85 -0,80	0,105 0,160	0,173 0,934
Линия (34)	Lne	93,42	Заозерна_КРПЗ_КТУ_1.. 1.1/1Ш	2,400 2,400	1,800 1,800	0,80 0,80	0,160 0,160	0,934 0,934
Линия (35)	Lne	93,42	Заозерна_КРПЗ_КТУ_1.. 1.2/1Ш	-2,399 2,400	-1,800 1,800	-0,80 0,80	0,160 0,160	0,934 0,934
Линия (36)	Lne	93,42	Заозерна_КРПЗ_КТУ_1.. 1.3/1Ш	-2,399 2,400	-1,800 1,800	-0,80 0,80	0,160 0,160	0,934 0,934
Линия (37)	Lne	93,41	Заозерна_КРПЗ_КТУ_1.. 1.4/1Ш	-2,399 2,400	-1,800 1,800	-0,80 0,80	0,160 0,160	0,934 0,934
Линия (38)	Lne	93,41	Заозерна_КРПЗ_КТУ_1.. 1.5/1Ш	-2,399 2,400	-1,800 1,800	-0,80 0,80	0,160 0,160	0,934 0,934
Линия (39)	Lne	52,54	Заозерна_КРПЗ_КТУ_1.. 1.6/1Ш	-2,399 2,400	-1,800 1,800	-0,80 0,80	0,160 0,160	0,934 0,934
Линия (4)	Lne	2,01	Заозерна_КРПЗ_КТУ_1.. 2.1/1Ш	-2,558 2,560	-1,920 1,920	-0,80 0,80	0,168 0,168	0,525 0,525
Линия (40)	Lne	52,54	Заозерна_КРПЗ_КТУ_.. ЗТП_15/1СШ	-0,130 2,560	-0,019 1,920	-0,99 0,80	0,007 0,168	0,018 0,525

Сеть: Сеть		Стадии сист.: Сеть		Исследование: Исследование		Прил.: :		/ 4	
Имя	Тип	Загрузка [%]	Шина	Актив. Мощн. [MW]	Реактив. Мощн. [Mvar]	Коэф. Мощн. [-]	Ток [kA]	[p.u.]	
Линия (41)	Line	52,54	Заозерна_КРПЗ_КТУ_... 2.3/1Ш	-2,558 2,560	-1,920 1,920	-0,80 0,80	0,168 0,168	0,525 0,525	
Линия (42)	Line	52,54	Заозерна_КРПЗ_КТУ_... 2.4/1Ш	-2,558 2,560	-1,920 1,920	-0,80 0,80	0,168 0,168	0,525 0,525	
Линия (43)	Line	52,54	Заозерна_КРПЗ_КТУ_... 2.5/1Ш	-2,559 2,560	-1,920 1,920	-0,80 0,80	0,168 0,168	0,525 0,525	
Линия (44)	Line	52,54	Заозерна_КРПЗ_КТУ_... 2.6/1Ш	-2,559 2,560	-1,920 1,920	-0,80 0,80	0,168 0,168	0,525 0,525	
Линия (45)	Line	1,59	Заозерна_КРПЗ_КТУ_... Вілюсілка_35/1СШ	-2,559 -0,864	-1,920 -0,536	-0,80 -0,85	0,168 0,016	0,525 0,016	
Линия (46)	Line	1,45	Заозерна_35/1СШ Вілюсілка_35/1СШ	0,865 0,790	0,537 0,490	0,85 0,85	0,016 0,015	0,016 0,015	
Линия (47)	Line	0,94	Ольвниця_35/1СШ Ольвниця_35/1СШ	-0,789 0,509	-0,489 0,316	-0,85 0,85	0,015 0,009	0,015 0,009	
Линия (48)	Line	1,89	Ульвниця_35/1СШ Заозерна_35/1СШ	-0,509 1,030	-0,316 0,640	-0,85 0,85	0,009 0,019	0,009 0,019	
Линия (49)	Line	1,77	ВФС_35/1СШ ВФС_35/1СШ	-1,028 0,961	-0,638 0,597	-0,85 0,85	0,019 0,018	0,019 0,018	
Линия (50)	Line	38,25	Маньківка_35/СШ Заозерна_10//1СШ	-0,960 2,999	-0,595 1,843	-0,85 0,85	0,018 0,192	0,018 0,380	
Линия (51)	Line	1,02	ЗТП_2/1СШ Маньківка_35/СШ	-2,963 0,553	-1,836 0,343	-0,85 0,85	0,194 0,010	0,382 0,010	
Линия (6)	Line	16,75	Холодівка_35/1СШ Заозерна_10//1СШ	-0,553 1,316	-0,343 0,775	-0,85 0,86	0,010 0,083	0,010 0,165	
Линия (7)	Line	11,98	ЗТП_4/1СШ Заозерна_10//1СШ	-1,310 0,942	-0,812 0,531	-0,85 0,87	0,085 0,059	0,167 0,117	
Линия (8)	Line	57,96	ЗТП_14/1СШ Заозерна_10//2СШ	-0,938 -6,744	-0,582 -6,324	-0,85 -0,73	0,061 0,505	0,120 0,580	
Линия (9)	Line	5,73	Заозерна_КРПЗ_КТУ_1... Заозерна_10//2СШ	6,806 0,151	6,566 0,501	0,72 0,29	0,504 0,029	0,578 0,056	
Т-1	Tr3	29,52	ДП_Елізм/2СШ Заозерна_110//2СШ	-0,151 -7,520	-0,509 -5,741	-0,29 -0,79	0,029 0,050	0,057 0,247	
Т-2	Tr3	29,52	Заозерна_35/2СШ Заозерна_10//1СШ	-1,447 8,994	-0,900 6,922	-0,85 0,79	0,027 0,620	0,044 0,295	
Т-1	Tr3	39,95	Заозерна_110//2СШ Заозерна_35/1СШ	-7,521 -1,448	-5,738 -0,897	-0,80 -0,85	0,050 0,027	0,247 0,044	
Т-2	Tr3	39,73	Заозерна_10//2СШ ККЗ_110/2СШ	8,997 8,497	6,916 5,244	0,79 0,85	0,620 0,052	0,295 0,400	
Т-1	Tr3	39,95	ККЗ_10/1СШ ККЗ_110/2СШ	-0,268 -8,182	-0,222 -4,806	-0,77 -0,86	0,006 0,552	0,014 0,382	
Т-2	Tr3	39,73	ККЗ_110/2СШ ККЗ/ВВ2	8,434 -0,413	5,239 -0,200	0,85 -0,90	0,052 0,008	0,397 0,018	
Т-2	Tr3	39,73	ККЗ_10/2СШ	-7,976	-4,824	-0,86	0,542	0,376	

		DigSILENT PowerFactory 15.1.7	Проект : Дата: 10.06.2026
--	--	-------------------------------------	------------------------------

Расчет УР		Сводка по Сети	
Расчет УР, нелинейный, симметричный, прямая посл. АРНТ РПН Учитывать пределы реакт. мощности	Нет Нет	Автоматическая адаптация модели сходимости Макс. допустимая погрешность УР для Узлов Уравнений модели	Нет 1,00 kVA 0,10 %

Сеть: Сеть	Стадии сист.: Сеть			Исследование: Исследование		Прил.: / 1	
Сеть: Сеть	Summary						
Число подстанций	39	Кол-во Шин	61	Кол-во Терминалов	781	Кол-во Линий	49
число 2-обм. Т.	0	число 3-обм. Т.	4	Число синх. машин	12	Число асинх. машин	0
Кол-во Нагрузок	39	Число поперечных КУ	0	Кол. SVS	0		
Генерация	=	29,76 MW	22,32 Mvar	37,20 MVA			
Из внешней сети	=	1,89 MW	-1,03 Mvar	2,16 MVA			
Потокообмен Сети	=	0,00 MW	0,00 Mvar				
Нагр. P (U)	=	30,54 MW	19,76 Mvar	36,38 MVA			
Нагр. P (Un)	=	30,54 MW	19,76 Mvar	36,38 MVA			
Нагр. P (Un-U)	=	0,00 MW	0,00 Mvar				
Двиг. Нагр.	=	0,00 MW	0,00 Mvar	0,00 MVA			
Потери	=	1,11 MW	1,53 Mvar				
Заряд. мощ-ть ЛЭП	=		-0,56 Mvar				
Компенсация инд.	=		0,00 Mvar				
Компенсация емк.	=		0,00 Mvar				
Уст. мощ-ть генерации	=	33,60 MW					
Вращающийся резерв	=	3,84 MW					
Обобщ. коэф.мощ-ти:							
Генерация	=	0,80 [-]					
Нагр./Двиг.	=	0,84 / 0,00 [-]					

Додаток Г

Розрахунок усталеного режиму ТОВ «Вінницька птахофабрика»

виконана в ПК DigSILENT PowerFactory

		DigSILENT PowerFactory 15.1.7	Проект : Дата: 10.05.2026	
Расчет УР				
Полный отчет по системе: Подстанции, Профили напряжения, Межсетевой обмен				
Расчет УР, нелинейный, симметричный, прямая посл.		Автоматическая адаптация модели сходимости		Нет
АРНТ РПН		Макс. допустимая погрешность УР для		1,00 kVA
Учитывать пределы реакт. мощности		Узлов		0,10 %
		Уравнений модели		
Свод данных по Системе		Исследование: Исследование		Прил. : / 14
Генерация	Двиг. нагрузка	Нагрузка	Компенсация	Из внешн. сети
[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]
\Vlad\MNP+ \Модель сети \Данные сети \Сеть				
29,76	0,00	13,15	0,00	-15,79
22,33	0,00	31,95	0,00	11,36
Всего:				
29,76	0,00	13,15	0,00	-15,79
22,33	0,00	31,95	0,00	11,36
			0,82	0,72
			1,73	2,30
				0,10
				-0,57

Втрати згідно матричного методу розрахованого в ПК MATLAB становлять
 $0.8721 + 1.8534i$ МВтА