

**Міністерство освіти і науки України
Таврійський державний агротехнологічний університет
імені Дмитра Моторного**

Кваліфікаційна наукова праця
на правах рукопису

ЛИСЕНКО ОЛЬГА ВАЛЕРІЇВНА

УДК 621.311.1:620.92

ДИСЕРТАЦІЯ

**Наукові основи підвищення енергетичної ефективності та якості
електропостачання в електротехнічних системах з комбінованою
генерацією**

05.09.03 - електротехнічні комплекси та системи

(шифр і назва спеціальності)

Подається на здобуття
наукового ступеня доктора
технічних наук

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання
ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на
відповідне джерело

О.В. Лисенко

(підпис, ініціали та прізвище здобувача)

Науковий консультант –
Назаренко Ігор Петрович,
д. т. н., професор

Ідентичність усіх примірників дисертації

ЗАСВІДЧУЮ:

Учений секретар спеціалізованої вченої ради

/О.Ю. Вовк/

Мелітополь – 2020

АНОТАЦІЯ

Лисенко О.В. Наукові основи підвищення енергетичної ефективності та якості електропостачання в електротехнічних системах з комбінованою генерацією . – Кваліфікаційна праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора технічних наук за спеціальністю 05.09.03 – електротехнічні комплекси та системи. Таврійський державний агротехнологічний університет імені Дмитра Моторного, Мелітополь, 2020.

У першому розділі виконано огляд стану та перспективи забезпечення споживачів електричною енергією в електротехнічних системах з комбінованою генерацією. Проаналізовано світовий досвід використання відновлюваних джерел енергії. Проведений огляд факторів впливу ВДЕ на роботу енергосистеми.

Зі збільшенням частки нестабільної генерації стає необхідним більш ґрунтовний системний підхід до формування енергетичної системи. Вітрова та сонячна енергетика може інтегруватися в енергосистему за допомогою відповідних стратегій. На першій стадії, коли частка ВДЕ не перевищує 3% у річному виробництві електроенергії, їх інтеграція не справляє помітного впливу на мережу. Коли частка ВДЕ у річній генерації знаходиться в межах до 15%, це спричиняє серйозний вплив на режими енергосистеми. На третій стадії (понад 15%) виникають суттєві виклики для режимного управління енергосистеми. Наразі за рівнем впровадження ВДЕ Україна підходить до межі першої та другої стадій.

Динаміка економічного розвитку України вимагає пошуку і розробки методів значного поліпшення якісного боку електрифікації, в тому числі в розробці систем комбінованого і автономного електропостачання. На сучасному етапі широке практичне застосування ВДЕ може бути вирішене на основі узгодження параметрів електроенергії автономних джерел з навантаженням, забезпечення їх паралельної роботи, в тому числі з централізованою системою електропостачання. Цього можна досягти,

впроваджуючи результати системних теоретичних досліджень електричних систем, які базуються на фундаментальних фізичних принципах, у поєднанні з сучасними підходами до математичного моделювання та оптимізації їх станів.

Стан енергобалансу локальної електротехнічної системи, як результуючий випадковий процес флуктуацій генерування та споживання потребує додаткового дослідження, даючи як узагальнену методологію, так і можливості адаптування до конкретних умов. Потребують вивчення такі аспекти, як достовірність оцінок, довірчі інтервали, узгодження з вимогами щодо надійності енергопостачання, оптимізація складу та режимів роботи генеруючого обладнання, потреби у системах регулювання (зокрема накопичення енергії), що необхідно для досягнення енергетичної та економічної ефективності. Зазначені питання є предметом дослідження даної дисертаційної роботи.

У другому розділі аналізуються метеодані, що характеризують роботу сонячних та вітрових електростанцій в досліджуваному регіоні. Вихідні дані щодо вітроенергетики для південного регіону України взято за даними вимірів на Ботіївській ВЕС (багаторічний масив 10-хвилинних вимірів швидкості та напрямку вітру синхронно на висотах 66 та 94 м). Сонячна радіація оцінена як за доступними унормованими даними, так і фактичними даними в районі Токмакської СЕС (інтервал вимірів 30-хв.). Для аналізу було обрано репрезентативні місяці для різних пір року. Ці дані можуть бути агреговані та представлені в параметричному вигляді. Наприклад, для моделювання швидкості вітру застосовується розподіл Вейбула.

Крім оцінки стохастичного розподілу характеристик власне вітру для вітроенергетики важливим є енергетичний потенціал вітрових потоків. Реальні енергетичні характеристики сучасних вітроелектричних установок (ВЕУ) мають суттєво нелінійну характеристику.

Для оцінки потенційної продуктивності ВЕУ з відповідною висотою осі ротора можна розрахувати середню потужність за розподілом Вейбула або по фактичних значеннях швидкості вітру шляхом реаналізу.

При аналізі сонячної радіації крім середнього значення k_s та його середньоквадратичного відхилення (СКВ) визначено також нормалізоване відхилення (СКВ k_t), що визначає варіативність сонячної радіації відносно поточного середнього значення на даний час доби, а не середньомісячного чи добового. Нормалізована потужність фактично відображає стан прозорості повітря (рівня хмарності). Аналіз освітленості дозволяє оцінити імовірність значних стрибків потужності, виражених через k_s .

Для сумарної потужності ВЕС та СЕС використано приведений показник відносної потужності. За результатами статистичного аналізу фактичних даних запропоновано математичні моделі поточної потужності ВДЕ.

Для математичного моделювання миттєвої потужності ВДЕ застосовано представлення миттєвої потужності у вигляді трендової кривої для певного сезону, середньодобового значення як випадкової величини та поточних змін як випадкового процесу. Для розрахунку параметрів математичної моделі використовуються результати статистичного аналізу вітрової та сонячної енергії.

Для перевірки адекватності моделі сумісної роботи сонячної і вітрової електростанцій порівнюються результати, отримані моделюванням сумарної потужності, та суміщення річного обсягу фактичних синхронізованих даних.

Порівняння модельованих та фактичних значень вказує на високу збіжність результатів. Моделі дещо завищують показники розкиду, що обумовлене більшою кількістю реалізацій випадкового процесу.

У третьому розділі досліджено дані, що характеризують споживання електричної енергії в досліджуваному регіоні. Впровадження ВДЕ та їх інтегрування до енергосистем різних рівнів супроводжується потребами в додатковому узгодженні режимів генерування та споживання електроенергії. Вітрова та сонячна енергія суттєво залежить від погодних факторів, разом з тим споживання також містить елементи випадковості. Для південного регіону (території Запорізької обл.) проведено ряд досліджень щодо режимів надходження вітрової та сонячної енергії; для виявлення можливостей

узгодження генерації ВДЕ зі споживанням виконано аналогічні дослідження графіків навантаження (споживання). Аналіз випадкових складових графіків споживання електроенергії проведено на прикладі багаторічних даних для кількох населених пунктів та місцевих підприємств Мелітопольського району Запорізької області. Вибір даного району пов'язаний з наявністю відповідних синхронних даних щодо швидкості вітру та рівня сонячної радіації.

Для побудови математичної моделі навантажень на електроенергетичну систему виконується статистичний аналіз показників споживання різними групами споживачів. Представлення функції миттєвої потужності навантаження аналогічне представленню вітрової енергії. Простий розгляд даних щодо споживання електричної енергії свідчить, що у рівнях споживаної потужності простежуються певні закономірності, проте присутня і цілком випадкова складова у вигляді хаотичних відхилень від загального тренду.

При моделюванні випадкового процесу лінійною декомпозицією для опису поточних флуктуацій краще орієнтуватися на різницю суміжних значень ряду, тобто диференційований часовий ряд. При використанні авторегресії це відповідає проінтегрованій моделі, що включає зворотнє перетворення різницевого ряду. Параметри моделі можуть бути визначені за повним річним набором даних, або враховувати сезонні зміни.

Математичне моделювання динамічної системи, що включає синхронні процеси генерування та споживання електроенергії, можливе, якщо опис обох процесів виконано в однакових термінах. Для процесу споживання пропонується модель на базі стохастичних процесів. Важливим кроком при цьому є забезпечення стаціонарності досліджуваного процесу. Необхідна стаціонарність досягається застосуванням декомпозиції процесу, як випадкової функції, з урахуванням реальної циклічності процесів споживання електричної енергії.

У четвертому розділі розглядається побудова критеріїв та системи обмежень, що визначають оптимальність функціонування вітро-сонячної генерації. Сформульовано проблеми відновлюваної енергетики, які потребують

вирішення оптимізаційних задач. Зроблено загальний огляд методів оптимізації, підкреслено прийнятні підходи для вирішення поставлених задач. Зокрема, це побудова поверхні відгуку при імітаційному моделюванні, цілочисельні методи для модульних систем, числові методи.

Запропонована класифікація задач оптимізації в умовах невизначеності, притаманних енергосистемам з ВДЕ, вказано відмінності за цільовими функціями, по характеру обмежень і по виду рішення.

Поєднання фотоелектричних панелей і вітрових установок підвищує загальну вихідну енергію, а система накопичення енергії повинна забезпечувати безперервне живлення і перекрити можливий дефіцит електроенергії з відновлюваних джерел. В якості таких систем можуть бути батарея акумуляторів, ємності з воднем та паливні елементи і т.д. При наявності довгострокових даних про погоду, зокрема щодо сонячної радіації і швидкості вітру, задача оптимального підбору генеруючих потужностей є цілком детермінованою, і зазвичай її розв'язання зводиться до методів лінійного програмування.

Стохастичні задачі розрізняються за цільовими функціями, по характеру обмежень і по виду рішення. В якості цільової функції може бути використано: математичне очікування деякої функції (M-критерій); дисперсія деякої функції (D-критерій); імовірність попадання розв'язку в деяку область (P-критерій); мінімальне (максимальне) значення деякої функції від розв'язку – MM-модель; комбінація будь-якої сукупності відповідних моделей, і т.ін.

Розраховано приклади оптимальних параметрів ЛЕС. Природно прийнято, що система містить контрольовані джерела енергії (електромережу, дизель-генератори, малі ГЕС, тощо), плановий графік роботи яких відповідає середньому рівню споживання та додаткової генерації ВДЕ. Це дозволило оцінити вплив стохастичної складової, яка є головним проблемним фактором для вітрової та сонячної енергетики.

У п'ятому розділі наводяться методологія та приклади розрахунку показників балансової надійності та їх довірчих інтервалів для локальних

електротехнічних систем. З метою підвищення енергетичної ефективності, а саме, максимально повного використання встановленої потужності ВДЕ, розглянуто оптимальне комбінування ВЕС та СЕС за умови мінімізації неконтрольованого розкиду значень генерованої потужності при максимізації виробленої енергії.

Для перспективного моделювання можливих ситуацій встановлено характер розподілу випадкових величин (метеофакторів і рівня споживання) та розраховано параметри розподілу. Далі для оптимізації використовуються не статистичні дані, а їх імітаційне моделювання та статистична обробка методами Монте-Карло. Це дозволяє в якості початкових використовувати статистичні дані, які не обов'язково є синхронними; важливо оцінити параметри розподілу імовірності випадкових складових.

Спочатку розглянуто сумісну роботу вітрової та сонячної станцій незалежно від способу споживання їх енергії (умовно на необмеженого споживача). Для моделювання використано фактичні погодні дані (розд. 2-3). Враховано нормовані показники потужності ВЕС та СЕС.

Розглянуто сумісні коливання рівнів генерування електричної енергії від ВДЕ та її споживання різними споживачами. Їх баланс визначає потребу в компенсуючих потужностях (резерві чи акумуляуванні), якщо осереднений графік споживання вважати плановим. Тоді ВДЕ з їх випадковим графіком генерації впливає на загальну варіативність потреб у традиційному постачанні енергії.

Шостий розділ стосується потреб у резервуванні та акумуляуванні енергії в комплексних системах з ВДЕ. Небаланс енергії як інтегральна характеристика небалансу потужності залежить від тривалості та знаку відхилень генерації від споживання. Графік накопичених (умовно) обсягів надлишкової та недостатньої енергії дозволяє зробити висновки щодо потреб у акумуляуванні енергії. Орієнтування на максимальні відхилення балансу енергії при виборі акумуляторних батарей може призвести до економічно невиправданої їх ємності. При оптимізації за критерієм математичного сподівання доцільно

виходити з середнього рівня можливого накопичення, за критерієм надійності – з характеру розподілу кумулятивних показників небалансу енергії.

Розглянуто процес, що описує поточні відхилення від середнього значення, як дискретну модель блукання, в якому поточні значення знаходяться в певному коридорі відносно середнього.

Наявність щоденного прогнозування приводить до добової циклічності накопичення енергії та сприяє нормальному розподілу значень поточного та кумулятивного небалансів відповідно потужності і енергії. Середнє значення небалансу потужності рівне нулю, тоді як для кумулятивного небалансу середньодобове значення - це випадкова величина.

При відсутності поточного прогнозування організація енергосистеми базується на багаторічних статистичних даних, приведених до місячних показників. Отже, плановий графік споживання має відповідати середнім місячним значенням, відповідно отримуємо місячну циклічність небалансів потужності та енергії. Розподіл небалансів енергії в такому випадку несиметричний, відмінний від нормального і скоріше нагадує «білий шум».

Головною економічною умовою при побудові локальної енергосистеми виступає, як правило, мінімізація собівартості електроенергії. Однак у випадку застосування ВДЕ важливим є також досягнення певних показників надійності, що забезпечується системами акумулювання енергії. Невизначеність, пов'язана з залежністю від погодних умов, може спричинити ризики ненадійного енергозабезпечення, що в свою чергу призведе до невизначеності експлуатаційних витрат. Ризик може бути оцінений у числовому вигляді. При статистичному аналізі ризик часто вимірюється за допомогою стандартної характеристики, як дисперсія чи СКВ небалансу енергії.

Якщо говорити про двокритеріальну оптимальність конфігурації ЛЕС, то собівартість отриманої з ВДЕ електроенергії має порівнюватися з альтернативним безризиковим джерелом (електромережею для комбінованих систем чи керованим джерелом типу дизель-генератора в автономних системах) відповідно до математичної моделі Дж.Тобіна, але для мінімуму вартості, а не

максимуму доходу. Арбітражною кривою оптимізації буде обвідна області значень стану ЛЕС з різнотипними ВДЕ (аналог кривої ризику-доходу Марковіца). Якщо в складі показника собівартості враховувати наявність акумулюючих пристроїв (АКБ), то собівартість зростатиме пропорційно потужності ВДЕ (за існуючих цін), а варіативність (і ризик) зменшуватиметься обернено пропорційно до потужності акумуляторів.

Поведінка показника вартості обладнання схожа на аналогічні графіки стосовно варіативності ВДЕ, оскільки потреба в акумуляторах зростає зі збільшенням неконтрольованих коливань потужності; іншим фактором є зростання вимог до надійності енергозабезпечення.

Ключові слова: локальні електротехнічні системи, комбінована генерація, відновлювані джерела енергії, балансова надійність, якість електричної енергії, стохастична оптимізація, оптимальна структура локальних електротехнічних систем, резервування та акумулювання потужності.

ABSTRACT

Lysenko O.V. Scientific bases of increasing energy efficiency and quality of power supply in electrotechnical systems with combined generation. - Qualification work on the rights of the manuscript.

Dissertation for the degree of Doctor of Technical Sciences, specialty 05.09.03 – electrotechnical complexes and systems. Dmytro Motorny Tavria State Agrotechnological University, Melitopol, 2020.

The first chapter reviews the state and prospects of providing consumers with electricity in electrotechnical systems with combined generation. The international experience of using renewable energy sources is analyzed. A review of the factors influencing renewable energy sources (RES) on the operation of local electric systems (LES) is made.

As the share of unstable generation increases, a more thorough systemic approach to the formation of the energy system becomes necessary. Wind and solar energy can be integrated into the energy system through appropriate strategies. In the

first stage, when the share of RES does not exceed 3% in annual electricity production, their integration does not have a significant impact on the network. When the share of RES in the annual generation is within 15%, it has a serious impact on the power system's mode. In the third stage (over 15%) there are significant challenges for the mode management of the power system. Currently, in terms of the level of RES implementation, Ukraine is approaching the level between the first and the second stages.

The dynamics of economic development of Ukraine requires the search for and development of methods to significantly improve the quality of electrification, including the development of combined and autonomous power supply systems. At the present stage, a wide practical application of RES can be made on the basis of coordination of electrical parameters of autonomous sources with load, ensuring their parallel operation, including coordination with the centralized power supply system. This can be achieved by implementing the results of systematic theoretical studies of electrical systems based on fundamental physical principles, combined with modern approaches to mathematical modeling and optimization of their states.

The state of the energy balance of the local electrical system, as a resulting random process of fluctuations in generation and consumption, requires additional research, giving both a generalized methodology and the ability to be adapted to specific conditions. A number of aspects require further studies, such as reliability of estimates, confidence intervals, compliance with the requirements for the security of energy supply, optimization of the composition and modes of operation of the generating equipment, the need for regulatory systems (including energy storage), which are necessary to achieve energy and economic efficiency. These issues are the subject of this dissertation.

The second chapter analyzes meteorological data that characterize the operation of solar and wind power plants in the region of study. The initial data on wind energy for the southern region of Ukraine are taken from measurements at the Botiyivska wind farm (long-term array of 10-minute measurements of wind speed and direction synchronously at altitudes of 66 and 94 m). Solar radiation is estimated

both on the basis of available standardized data and actual data in the area of Tokmak solar power plant (SPP) (interval of measurements 30 minutes). Representative months for different seasons were selected for our analysis. These data can be aggregated and presented in parametric form. For example, the Weibull distribution is used to model wind speed.

In addition to estimating the stochastic distribution of wind characteristics, the energy potential of wind flows is important for wind power. The real energy characteristics of modern wind power plants (WPPs) have a significantly nonlinear characteristic.

To estimate the potential efficiency of wind turbines with the corresponding height of the rotor axis, one can calculate the average power according to the Weibull distribution or the actual values of wind speed by reanalysis.

While analyzing solar radiation, in addition to the mean value of k_s and its square deviation (SCR), the normalized deviation (SCR k_t) is also determined, which shows the variability of solar radiation relative to the current average value at a particular time of a day, not monthly or daily average. Normalized power actually reflects the state of air transparency (cloud level). The analysis of illuminance allows us to estimate the probability of significant power jumps, expressed in k_t .

For the total capacity of WPPs and SPP, the given indicator of relative capacity is used. According to the results of the statistical analysis of actual data, mathematical models of current RES power are proposed.

For mathematical modeling of the instantaneous power of RES, we used the representation of the instantaneous power in the form of a trend curve for a certain season, the daily average value as a random variable, and current changes as a random process. The results of the statistical analysis of wind and solar energy are used to calculate the parameters of the mathematical model.

To verify the adequacy of the model of combined operation of solar and wind power plants, the results obtained by modeling the total capacity and the combination of the annual volume of actual synchronized data are compared.

A comparison of simulated and actual values indicates high convergence of the results. The models slightly overestimate the scatter rates, which is due to the larger number of implementations of the random process.

The third chapter examines the data characterizing the consumption of electricity in the region of study. The introduction of RES and their integration into power systems of different levels is accompanied by the need for additional harmonization of the regimes of electricity generation and consumption.

Wind and solar energy are significantly dependent on weather factors, though, consumption also contains elements of chance. For the southern region (the area of Zaporizhia region) a number of studies on the modes of wind and solar energy were carried out; in order to identify the possibility of matching the generation of RES with consumption, similar studies of load (consumption) schedules were performed. The analysis of random components of electricity consumption graphs was carried out on the example of long-term data for several settlements and local enterprises of Melitopol district of Zaporizhia oblast. The choice of this area is due to the availability of appropriate synchronous data on wind speed and solar radiation levels.

In order to build a mathematical model of loads on the power system, we performed a statistical analysis of consumption indicators by different groups of consumers. The representation of the function of instantaneous load power is similar to the representation of wind power. A simple consideration of the data on electricity consumption shows that in the levels of power consumption there are certain patterns, though there is a completely random component in the form of chaotic deviations from the general trend.

When modeling a random process by linear decomposition to describe the current fluctuations, it is better to focus on the difference of adjacent values of the series, i.e. differentiated time series. When using autoregression, this corresponds to an integrated model that includes the inverse transformation of the difference series. The parameters of the model can be determined from the full annual data set, or take into account seasonal changes.

Mathematical modeling of a dynamic system, including synchronous processes of electricity generation and consumption, is possible if the description of both processes is performed in the same terms. A model based on stochastic processes is proposed for the consumption process. An important step here is to ensure the stationary nature of the process under study. The required stationarity is achieved by using the decomposition of the process as a random function, taking into account the real cyclical processes of electricity consumption.

The fourth chapter considers the construction of criteria and a system of constraints that determine the optimal functioning of the wind-solar generation. Problems of renewable energy, including optimization tasks, are formulated. The general review of optimization methods is made, with the emphasis on acceptable approaches for solving the set tasks. In particular, they are the construction of the response surface in simulation, integer methods for modular systems, numerical methods.

The classification of the optimization tasks under the conditions of uncertainty inherent in power systems with RES is offered. The differences on target functions, on the character of restrictions and on a kind of the decision are specified.

The combination of photovoltaic panels and wind turbines increases the total output power, and the power storage system must provide an uninterruptible power supply and cover the possible shortage of electricity from renewable sources. Such systems may consist of a battery, hydrogen tanks and fuel cells, etc. With long-term weather data, in particular for solar radiation and wind speed, the problem of optimal selection of generating power is quite deterministic, and usually, its solution is reduced to linear programming methods.

Stochastic problems differ in objective functions, in the nature of constraints and in the type of solution. As an objective function it is possible to use the mathematical expectation of a function (M-criterion); variance of some function (V-criterion); the probability of the solution falling into some area (P-criterion); the minimum (maximum) value of some function from the solution – MM-model; a combination of any set of appropriate models, etc.

Examples of optimal parameters of LES are calculated. It is naturally accepted that the system contains controlled energy sources (electrical grid, diesel generators, small hydropower plants, etc.), the planned operating schedule of which corresponds to the average level of consumption and additional generation of RES. This allowed us to assess the impact of the stochastic component, which is a major problem factor for wind and solar power.

The fifth chapter provides the methodology and examples for calculating balance reliability indicators and their confidence intervals for LES. In order to increase energy efficiency, namely, the fullest use of the installed RES capacity, the optimal combination of wind farms and SPP is considered, provided that the uncontrolled scatter of the generated power values is minimized while maximizing the produced energy.

For perspective modeling of possible situations, the character of distribution of random variables (meteorological factors and level of consumption) is established and distribution parameters are calculated. Then, not statistical data but their simulation and statistical processing by Monte Carlo methods are used for optimization. This allows us to use as the starting point the statistic data that are not necessarily synchronous; it is important to estimate the parameters of the probability distribution of random components.

First, the joint operation of wind and solar power plants is considered, regardless of the method of their energy consumption (conditionally for an unlimited consumer). Actual weather data were used for modeling (Chapter 2-3). Normalized power indicators of WPPs and SPPs are taken into account.

The compatible fluctuations of the levels of electricity generation from RES and its consumption by different consumers are considered. Their balance determines the need for compensating capacity (reserve or accumulation), if the average consumption schedule is to be considered planned. Then RES with their random generation schedule affects the overall variability of traditional energy supply needs.

The sixth chapter deals with the need for energy accumulation and storage in integrated RES systems. Energy imbalance, as an integral characteristic of power

imbalance, depends on the duration and sign of deviations of energy generation from consumption. The schedule of accumulated amounts of excess and insufficient energy allows us to draw conclusions about the needs for energy accumulation. Focusing on the maximum deviations of the energy balance, when choosing batteries, can lead to their economically unjustified capacity. When optimizing by the criterion of mathematical expectation, it is advisable to proceed from the average level of possible accumulation; when doing this by the criterion of reliability it is better to proceed from the nature of the distribution of cumulative indicators of energy imbalance.

The process which describes current deviations from the mean value is considered as a discrete model of wandering, in which current values are in a certain corridor relative to the mean.

The presence of daily forecasting leads to a daily cycle of energy accumulation and contributes to the normal distribution of values of current and cumulative imbalances, respectively, power and energy. The average value of the power imbalance is zero, while for the cumulative imbalance, the average daily value is a random variable.

In the absence of current forecasting, the organization of the power system is based on the long-term statistics, reduced to monthly figures. Therefore, the schedule of planned consumption should correspond to the average monthly values, respectively, we will obtain a monthly cycle of power and energy imbalances. The distribution of energy imbalances in this case is asymmetric, different from normal and rather looks like "white noise".

As a rule, the main economic condition in the construction of a local power system is minimizing the cost of electricity. However, in the case of RES, it is also important to achieve certain reliability indicators provided by energy storage systems. Uncertainty related to weather dependence can lead to risks of unreliable energy supply, which in turn will lead to uncertainty in operating costs. The risk can be estimated numerically. In statistical analysis, this risk is often measured using a standard characteristic, such as variance or SLE of energy imbalance.

Speaking about the two-criteria optimality of the LES configuration, the cost of electricity obtained from RES should be compared with an alternative risk-free source (electric grids for combined systems or a controlled source of diesel generator in autonomous systems) according to the mathematical model of J. Tobin, but for the minimal cost, not the maximum income. The curve of optimization will be the envelope of the region of values of the state of LES with different types of RES (analog of Markowitz the risk-return curve). If the cost indicator takes into account the presence of storage devices (batteries), the cost will increase proportionally to the capacity of RES (at current prices), and the variability (and risk) will decrease inversely proportionally to the capacity of batteries.

The behavior of the equipment cost indicator is similar to the same graphs regarding the variability of RES, as the demand for batteries increases with rising uncontrolled power fluctuations; another factor is the growing demands for security of energy supply.

Key words: local electrotechnical systems, combined generation, renewable energy sources, balance reliability, electric energy quality, stochastic optimization, optimal structure of local electrotechnical systems, accumulation and storage of power.

АННОТАЦИЯ

Лысенко О.В. Научные основы повышения энергетической эффективности и качества электроснабжения в электротехнических системах с комбинированной генерацией. - Квалификационная работа на правах рукописи.

Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук по специальности 05.09.03 - электротехнические комплексы и системы. Таврический государственный агротехнологический университет имени Дмитрия Моторного, Мелитополь, 2020.

В первой главе выполнен обзор состояния и перспективы обеспечения потребителей электрической энергией в электротехнических системах с

комбинированной генерацией. Проанализирован мировой опыт использования возобновляемых источников энергии. Проведенный обзор факторов влияния ВИЭ на работу энергосистемы.

С увеличением доли нестабильной генерации становится необходимым более основательный системный подход к формированию энергетической системы. Ветровая и солнечная энергетика может интегрироваться в энергосистему с помощью соответствующих стратегий. На первой стадии, когда доля ВИЭ не превышает 3% в годовом производстве электроэнергии, их интеграция не производит заметного влияния на сеть. Когда доля ВИЭ в годовой генерации находится в пределах до 15%, это вызывает серьезное влияние на режимы энергосистемы. На третьей стадии (более 15%) возникают существенные вызовы для режимного управления энергосистемы. Сейчас по уровню внедрения ВИЭ Украина подходит к границе первой и второй стадий.

Динамика экономического развития Украины требует поиска и разработки методов улучшения качественной стороны электрификации, в том числе в разработке систем комбинированного и автономного электроснабжения. На современном этапе широкое практическое применение ВИЭ может быть решено на основе согласования параметров электроэнергии автономных источников с нагрузкой, обеспечения их параллельной работы, в том числе с централизованной системой электроснабжения. Этого можно достичь, внедряя результаты системных теоретических исследований электрических систем, базирующихся на фундаментальных физических принципах, в сочетании с современными подходами к математическому моделированию и оптимизации их состояний.

Состояние энергобаланса локальной электротехнической системы, как результирующий случайный процесс флуктуаций генерирования и потребления требует дополнительного исследования, давая как обобщенную методологию, так и возможности адаптации к конкретным условиям. Требуют изучения такие аспекты, как достоверность оценок, доверительные интервалы, согласование с требованиями надежности электроснабжения, оптимизация состава и режимов

работы генерирующего оборудования, потребности в системах регулирования (в частности накопления энергии), что необходимо для достижения энергетической и экономической эффективности. Указанные вопросы являются предметом исследования данной диссертационной работы.

Во втором разделе анализируются метеоданные, характеризующие работу солнечных и ветровых электростанций в исследуемом регионе. Исходные данные ветрового потенциала для южного региона Украины взяты на Ботиивський ВЭС (многолетний массив 10-минутных измерений скорости и направления ветра синхронно на высотах 66 и 94 м). Солнечная радиация оценена как по доступным нормируемым данным, так и по фактическим данным в районе Токмакской СЭС (интервал измерений 30 мин.). Для анализа были выбраны репрезентативные месяцы разных времен года. Эти данные могут быть агрегированные и представлены в параметрическом виде. Например, для моделирования скорости ветра принято распределение Вейбула.

Кроме оценки стохастического распределения характеристик ветра для ветроэнергетики важен энергетический потенциал ветровых потоков. Реальные энергетические характеристики современных ветроэлектрических установок (ВЭУ) имеют существенно нелинейную характеристику.

Для оценки потенциальной продуктивности ВЭУ с соответствующей высотой оси ротора можно рассчитать среднюю мощность по распределению Вейбула или по фактическим значениям скорости ветра путем реанализа.

При анализе солнечной радиации кроме ее среднего значения и среднеквадратичного отклонения определено также нормализованное среднеквадратическое отклонение, что определяет вариативность солнечной радиации относительно текущего среднего значения в настоящее время суток, а не среднемесячное или суточное. Нормализована мощность, фактически, отражает состояние прозрачности воздуха (уровня облачности). Анализ освещенности позволяет оценить вероятность значительных скачков мощности.

Для суммарной мощности ВЭС и СЭС использовано приведение показателей относительной мощности. По результатам статистического анализа

фактических данных предложены математические модели текущей мощности ВИЭ.

Для математического моделирования мгновенной мощности ВИЭ применены представления мгновенной мощности в виде трендовой кривой для определенного сезона, среднесуточного значения, как случайной величины, и текущих изменений, как случайного процесса. Для расчета параметров математической модели используются результаты статистического анализа ветровой и солнечной энергии.

Для проверки адекватности модели совместной работы солнечной и ветровой электростанций сравниваются результаты, полученные путем моделирования суммарной мощности, и совмещения годового объема фактических синхронизированных данных.

Сравнение моделируемых и фактических значений указывает на высокую сходимость результатов. Модели несколько завышают показатели разброса, что обусловлено большим количеством реализаций случайного процесса. При этом суммарная, произведенная за месяц, энергия по математическим моделям отличается от возможной по фактическим данным на 1-3%. Такие модели могут считаться адекватными.

В третьем разделе исследованы данные, характеризующие потребление электрической энергии в исследуемом регионе. Внедрение ВИЭ и их интеграция в энергосистемы различных уровней сопровождается потребностями в дополнительном согласовании режимов генерации и потребления электроэнергии. Ветровая и солнечная энергия существенно зависит от погодных факторов, вместе с тем потребление также содержит элементы случайности. Для южного региона (территории Запорожской обл.) Проведен ряд исследований режимов поступления ветровой и солнечной энергии; для выявления возможностей согласования генерации ВИЭ с потреблением выполнены аналогичные исследования графиков нагрузки (потребления). Анализ случайных составляющих графиков потребления электроэнергии проведен на примере многолетних данных для нескольких

населенных пунктов и местных предприятий Мелитопольского района Запорожской области. Выбор данного района связан с наличием соответствующих синхронных данных скорости ветра и уровня солнечной радиации.

Для построения математической модели нагрузок на электроэнергетическую систему выполняется статистический анализ показателей потребления различными группами потребителей. Представление функции мгновенной мощности нагрузки аналогичное представлению ветровой энергии. Рассмотрение данных по потреблению электрической энергии показывает, что в уровнях потребляемой мощности прослеживаются определенные закономерности, однако присутствует и вполне случайная составляющая в виде хаотических отклонений от общего тренда.

При моделировании случайного процесса линейной декомпозицией для описания текущих флуктуаций лучше ориентироваться на разницу смежных значений ряда, то есть дифференцированный временной ряд. При использовании авторегрессии, это соответствует проинтегрированной модели, включающей обратное преобразование разностного ряда. Параметры модели могут быть определены по полному годовому набору данных, или с учетом сезонных изменений.

Математическое моделирование динамической системы, включая синхронные процессы генерирования и потребления электроэнергии, возможно, если описание обоих процессов выполнено в одинаково. Для процесса потребления предлагается модель на базе стохастических процессов. Важным шагом при этом является обеспечение стационарности исследуемого процесса. Необходимая стационарность достигается путем применения декомпозиции процесса, как случайной функции, с учетом реальной цикличности процесса потребления электрической энергии.

В четвертом разделе рассматривается построение критериев и системы ограничений, определяющих оптимальность функционирования ветро-солнечной генерации. Сформулированы проблемы возобновляемой энергетики,

требующие решения задачами оптимизации. Сделано общий обзор методов оптимизации, подчеркнуты приемлемые подходы для решения поставленных задач. В частности, это построение поверхности отклика при имитационном моделировании, целочисленные методы для модульных систем, численные методы.

Предложена классификация задач оптимизации в условиях неопределенности, присущих энергосистемам с ВИЭ, указаны различия по целевым функциям, по характеру ограничений и по виду решений.

Сочетание фотоэлектрических панелей и ветровых установок повышает общую генерируемую энергию, а система накопления энергии должна обеспечивать непрерывное питание и перекрыть возможный дефицит электроэнергии из возобновляемых источников. В качестве таких систем могут быть использованы батареи аккумуляторов, емкости с водородом и топливные элементы и т.д. При наличии долгосрочных данных о погоде, в том числе по солнечной радиации и скорости ветра, задача оптимального подбора генерирующих мощностей вполне детерминирована, и обычно ее решение сводится к методам линейного программирования.

Стохастические задачи различаются по целевым функциям, по характеру ограничений и по виду решения. В качестве целевой функции может быть использовано: математическое ожидание некоторой функции (M-критерий); дисперсия некоторой функции (D-критерий); вероятность попадания решения в некоторую область (P-критерий); минимальное (максимальное) значение решение некоторой функции - ММ-модель; комбинация любой совокупности соответствующих моделей, и т.д.

Рассчитано примеры оптимальных параметров ЛЭС. Естественно принято, что система содержит контролируемые источники энергии (электросеть, дизель-генераторы, малые ГЭС и т.д.), при этом плановый график работы соответствует среднему уровню потребления и дополнительной генерации ВИЭ. Это позволило оценить влияние стохастической составляющей, которая является главным проблемным фактором для ветровой

и солнечной энергетики.

В пятом разделе приводятся методология и примеры расчета показателей балансовой надежности и их доверительных интервалов для локальных электротехнических систем. С целью повышения энергетической эффективности, а именно, максимально полного использования установленной мощности ВИЭ, рассмотрено оптимальное комбинирование ВЭС и СЭС при минимизации неконтролируемого разброса значений генерируемой мощности и при максимизации произведенной энергии.

Для перспективного моделирования возможных ситуаций установлен характер распределения случайных величин (метеофакторов и уровня потребления) и рассчитаны параметры распределения. Далее для оптимизации используются не статистические данные, а их имитационное моделирование и статистическая обработка методами Монте-Карло. Это позволяет в качестве начальных использовать статистические данные, которые не обязательно являются синхронными; важно оценить параметры распределения вероятности случайных составляющих.

Сначала рассмотрена совместная работа ветровой и солнечной станций независимо от способа потребления их энергии (условно на неограниченного потребителя). Для моделирования использованы фактические погодные данные (разд. 2-3). Учтены нормированные показатели мощности ВЭС и СЭС.

Рассмотрены совместные колебания уровней генерирования электрической энергии от ВИЭ и ее потребления различными потребителями. Их баланс определяет потребность в компенсирующих мощностях (резерве или аккумуляции), если усредненный график потребления считать плановым. Тогда ВИЭ с их случайным графиком генерации влияет на общую вариативность потребностей в традиционном снабжении энергии.

Шестой раздел касается потребностей в резервировании и аккумуляции энергии в электротехнических системах с комбинированной генерацией. Небаланс энергии как интегральная характеристика небаланса мощности зависит от продолжительности и знака отклонений генерации от

потребления. График накопленных (условно) объемов избыточной и недостаточной энергии позволяет сделать выводы относительно потребностей в аккумулировании энергии. Ориентирование на максимальные отклонения баланса энергии при выборе аккумуляторных батарей может привести к экономически неоправданной их емкости. При оптимизации по критерию математического ожидания целесообразно исходить из среднего уровня возможного накопления, по критерию надежности - по характеру распределения кумулятивных показателей небаланса энергии.

Рассмотрены процесс, описывает текущие отклонения от среднего значения, как дискретную модель блуждания, в которой текущие значения находятся в определенном коридоре относительно среднего.

Наличие ежедневного прогнозирования приводит к суточной цикличности накопления энергии и способствует нормальному распределению значений текущего и кумулятивного небалансов соответственно мощности и энергии. Среднее значение небаланса мощности равно нулю, тогда как для кумулятивного небаланса среднесуточное значение - это случайная величина.

При отсутствии текущего прогнозирования организация энергосистемы базируется на многолетних статистических данных, приведенных в месячные показатели. Распределение небалансов энергии в таком случае несимметрично, отлично от нормального и скорее напоминает «белый шум».

Главным экономическим условием при построении локальной энергосистемы выступает, как правило, минимизация себестоимости электроэнергии. Однако в случае применения ВИЭ важно также достижение определенных показателей надежности, что обеспечивается системами аккумулирования энергии. Неопределенность, связанная с зависимостью от погодных условий, может вызвать риски ненадежного энергообеспечения, что в свою очередь приведет к неопределенности эксплуатационных расходов. Риск может быть оценен в числовом виде. При статистическом анализе риск часто измеряется с помощью стандартной характеристики, как дисперсия или СКВ небаланса энергии.

Если говорить о двукритериальной оптимизации конфигурации ЛЭС, то себестоимость полученной из ВИЭ электроэнергии должна сравниваться с альтернативным безрисковым источником (электросетью для комбинированных систем или управляемым источником типа дизель-генератора в автономных системах) в соответствии с математической моделью Дж.Тобин, но для минимума стоимости, а не максимума дохода. Арбитражной кривой оптимизации будет огибающая области значений состояния ЛЭС с разнотипными ВИЭ (аналог кривой риск-доход Марковица). Если в составе показателя себестоимости учитывать наличие аккумулирующих устройств (АКБ), то себестоимость будет расти пропорционально мощности ВИЭ (при существующих ценах), а вариативность (и риск) будет уменьшаться обратно пропорционально мощности аккумуляторов.

Поведение показателя стоимости оборудования похоже на аналогичные графики относительно вариативности ВИЭ, поскольку потребность в аккумуляторах растет с увеличением неконтролируемых колебаний мощности; другим фактором является рост требований к надежности энергообеспечения.

Ключевые слова: локальные электротехнические системы, комбинированная генерация, возобновляемые источники энергии, балансовая надежность, качество электрической энергии, стохастическая оптимизация, оптимальная структура локальных электротехнических систем, резервирование и аккумулирование мощности.

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

Список публікацій, в яких опубліковані основні наукові результати дисертації:

1. Дідур В. А. Сучасна енергетика: стан, проблеми, перспективи розвитку / В. А. Дідур, О. В. Лисенко, С. В. Адамова // Праці Таврійського державного агротехнологічного університету : наукове фахове видання / ТДАТУ. - Мелітополь, 2016. - Вип. 16, т. 2 : Технічні науки. - С. 113-

120.*(Здобувачкою узагальнено сучасні дослідження в частині ефективності проектних рішень в електротехнічних систем з комбінованою генерацією на базі відновлюваних джерел енергії, висновки та рекомендації)*

2. Кузнецов М. П. Можливості короткотермінового прогнозування сонячної енергії / М. П. Кузнецов, О. В. Лисенко // Відновлювана енергетика. – 2017. – № 1 (48). – С. 25-32. *(Здобувачкою узагальнено сучасні дослідження в частині нових підходів до роботи енергосистеми, адаптованих до наявності мінливих поновлюваних джерел, висновки та рекомендації)*

3. Кузнецов М. П. Оцінка градієнтів генеруючої потужності вітроенергетичних установок [Електронний ресурс] / М. П. Кузнецов, О. В. Лисенко // Науковий вісник Таврійського державного агротехнологічного університету : електронне наукове фахове видання / ТДАТУ; відп. за вип. І. П. Назаренко. - Мелітополь, 2017. - Вип. 7, т. 1. - С. 3-10. – Режим доступу : <http://nauka.tsatu.edu.ua/e-journals-tdatu/pdf7t1/3.pdf>. *(Здобувачкою виконано оцінку поточної мінливості потужності вітрового потоку та її вплив на характер постачання електроенергії при роботі у складі централізованої чи локальної електротехнічної системи)*

4. Кузнецов М. П. Оцінка характеристик вітрового режиму Півдня України для потреб вітроенергетики / М. П. Кузнецов, О. В. Лисенко // Науковий вісник Національного університету біоресурсів і природокористування України / НУБіП ; відп. ред. С. М. Ніколаєнко. - К., 2017. - Вип. 261. - С. 195-202. - (Техніка та енергетика АПК). *(Здобувачкою виконано формування задачі дослідження, збір, агрегування та статистична обробка початкових даних вітрового режиму із застосуванням графічних засобів відображення, висновки та рекомендації)*

5. Лисенко О. В. Статистичний аналіз потенціалу спільної роботи вітрової та сонячної електростанцій / О. В. Лисенко, І. П. Назаренко // Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства ім. П. Василенка: наук. фах. видання / ХНТУСГ ім. Петра Василенка. - Харків, 2017. - Вип. 186 : Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК

України. - С. 21-22. (Здобувачкою виконано агрегування та статистична обробка початкових даних щодо спільної роботи вітрової та сонячної електростанцій із застосуванням графічних засобів відображення, висновки та рекомендації)

6. Кузнєцов М. П. Імовірнісне моделювання потужності електроенергетичного комплексу у складі вітрової та сонячної електростанцій / М. П. Кузнєцов, О. В. Лисенко // Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України. – 2018. – № 50. – С. 37-42. (Здобувачкою виконано статистичний аналіз вітрової та сонячної енергії, проведено перевірку адекватності моделі сумісної роботи сонячної та вітрової електростанцій, висновки та рекомендації)

7. Кузнєцов М. П. Особливості стохастичної оптимізації гібридних енергосистем на базі ВДЕ / М. П. Кузнєцов, О. В. Лисенко, О. А. Мельник // Відновлювана енергетика. – 2018. – № 2 (53). – С. 6-16. (Здобувачкою проаналізовано сучасні підходи в частині вирішення задач оптимізації та запропоновані відповідні рекомендації що до їх застосування)

8. Кузнєцов М. П. Оцінка балансу потужності комбінованих енергосистем / М. П. Кузнєцов, О. В. Лисенко // Відновлювана енергетика. – 2018. - № 4. – С. 6-14. (Здобувачкою досліджена надійність енергозабезпечення при різних сценаріях впровадження ВДЕ, визначена потреба в резервуванні потужностей та виконані розрахунки рівнів небалансу потужності комбінованих енергосистем)

9. Лисенко О. В. Аналіз можливості використання відновлюваних джерел енергії для підвищення якості електропостачання в сільськогосподарському виробництві [Електронний ресурс] / О. В. Лисенко // Науковий вісник Таврійського державного агротехнологічного університету : електрон. наукове фах. видання / ТДАТУ. – Мелітополь, 2018. – Вип. 8, т. 2. – С. 1-9. – Режим доступу : <http://oj.tsatu.edu.ua/index.php/visnik/article/view/31/27>.

10. Лисенко О. В. Аналіз світового досвіду використання відновлюваних джерел енергії / О. В. Лисенко, С. В. Адамова // Праці Таврійського державного

агротехнологічного університету : наукове фахове видання / ТДАТУ. - Мелітополь, 2018. - Вип. 18, т. 1 : Технічні науки. - С. 326-333. *(Здобувачкою визначені перспективні шляхи використання відновлюваних джерел енергії та обрано напрям подальшого дослідження)*

11. Лисенко О. В. Дослідження стаціонарності процесів споживання електричної енергії в електричних мережах / О. В. Лисенко // Електротехнічні та комп'ютерні системи. – 2018. – № 28 (104). – С. 134-141.

12. Лисенко О. В. Оцінка випадкових властивостей споживання електроенергії / О. В. Лисенко // Відновлювана енергетика. - 2018. - № 1(52). – С. 26-36.

13. Лисенко О. В. Розрахунок параметрів математичної моделі споживання електричної енергії [Електронний ресурс] / О. В. Лисенко // Науковий вісник Таврійського державного агротехнологічного університету : електрон. наукове фах. видання / ТДАТУ . - Мелітополь, 2018. - Вип. 8, т. 2. – С. 1-11. Режим доступу : <http://oj.tsatu.edu.ua/index.php/visnik/article/view/30/28>.

14. Кузнєцов М. П. До оптимального комбінування вітрових та сонячних електростанцій / М. П. Кузнєцов, О. В. Лисенко, О. А. Мельник // Відновлювана енергетика : наук.-приклад. журнал / Ін-т відновлюваної енергетики НАН України. - Київ, 2019. - № 1. - С. 10-19. *(Здобувачкою виконані розрахунки оптимального співвідношення різних джерел відновлюваної енергії в гібридних енергосистемах та встановлена наявність оптимальних співвідношень потужності ВЕС та СЕС, при яких мінімізується загальна варіативність енергобалансу)*

15. Лисенко О. В. Оцінка показників комбінованої локальної енергосистеми з накопиченням енергії / О. В. Лисенко, О. А. Мельник, Д. М. Нестерчук // Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства ім. П. Василенка: наук. фах. видання / ХНТУСГ ім. Петра Василенка. - Харків, 2019. - Вип. 203 : Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України. - С. 34-38. *(Здобувачкою виконані*

розрахунки показників комбінованої локальної енергосистеми з накопиченням енергії та їх перевірка шляхом аналізу статистичних даних)

16. Лисенко О. В. Постановка задачі оптимізації для комбінованої енергосистеми / О. В. Лисенко // Праці Таврійського державного агротехнологічного університету : наукове фахове видання / ТДАТУ. - Мелітополь, 2019. - Вип. 19, т. 2 : Технічні науки. - С. 208-215.

17. Кузнецов М.П. Задачі оптимізації комбінованих енергосистем за економічними критеріями / М. П. Кузнецов, О. В. Лисенко, О. А. Мельник // Відновлювана енергетика : наук.-приклад. журнал / Ін-т відновлюваної енергетики НАН України. - Київ, 2019. - № 4. - С. 10-19 *(Здобувачкою виконані розрахунки для вирішення багатокритеріальної задачі оптимізації локальної енергосистеми з відновлюваними джерелами енергії та визначено оптимальне рішення поточного стану енергосистеми з різнотипними ВДЕ та системою акумулювання)*

18. Кузнецов М.П. Характер балансування потужності в локальній енергосистемі з відновлюваними джерелами енергії [Електронний ресурс] / М. П. Кузнецов, О. В. Лисенко // Науковий вісник Таврійського державного агротехнологічного університету. – Мелітополь: ТДАТУ, 2019. – Вип. 9, т. 1- С. 1-11. – Режим доступу : <http://oj.tsatu.edu.ua/index.php/visnik/article/view/178/166> *(Здобувачкою запропоновано вирішення задачі комплексного забезпечення електричною енергією з використанням мінливих за природою відновлюваних джерел енергії)*

19. Кузнецов Н. П. Вероятностные аспекты использования возобновляемых источников энергии на пустующих и непригодных для сельского хозяйства территориях / Н. П. Кузнецов, О. В. Лысенко // World science : international Scientific and Practical Conference (Ajman - United Arab Emirates, July 2017). - Ajman - United Arab Emirates, 2017. – № 7(23), vol. 2. - С. 45-51. **(Index Copernicus)** *(Здобувачкою проведений аналіз проблем інтеграції ВДЕ до енергосистеми)*

20. Кузнецов Н. П. Статистический анализ энергетических показателей солнечной радиации (на примере данных Токмакской солнечной электростанции) [Электронный ресурс] / Н. П. Кузнецов, О. В. Лысенко // Проблемы региональной энергетики / Институт энергетики АНМ. - Кишинёв, 2017. - № 2(34). - С. 139-147. – Режим доступа : http://journal.ie.asm.md/ru/contents/electronni_jurnal-234-2017. (**Web of Science**) *(Здобувачкою проведений розрахунок та статистичний аналіз даних сонячної радіації у досліджуваному регіоні)*

21. Лысенко О. В. Энергетическая оценка ветрового потенциала юга Украины / О. В. Лысенко // International academy journal Web of Scholar. – 2018. - № 3 (21), vol. 1. - С. 9 – 11. (**Index Copernicus**)

22. Оптимизация соотношения мощностей ветровых и солнечных электростанций [Электронный ресурс] / Н. П. Кузнецов [и др.] // Проблемы региональной энергетики / Институт энергетики АНМ. - Кишинёв, 2018. - № 3(38). - С. 127-140. – Режим доступа : http://journal.ie.asm.md/assets/files/12_03_38_2018.pdf. (**Web of Science**) *(Здобувачкою визначені критерії та виконаний розрахунок оптимального співвідношення різних ВДЕ для комбінованих електротехнічних систем)*

23. Кузнецов Н. П. Модель потребления электрической энергии для энергосистем Украины различного уровня локальности [Электронный ресурс] / Н. П. Кузнецов, О. В. Лысенко, А. Б. Чебанов // Проблемы региональной энергетики / Институт энергетики АНМ. - Кишинёв, 2019. - № 3(44). - С. 31-42. - Режим доступа : https://ibn.idsi.md/sites/default/files/imag_file/03_03_44_2019.pdf. (**Web of Science**) *(Здобувачкою проведена оцінка впливу нестационарності параметрів математичної моделі на точність прогнозування енергетичного балансу в локальній електротехнічній системі)*

Наукові праці, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації:

24. Адамова С. В. Аналіз характеристик вітрового потенціалу Півдня України для потреб вітроенергетики за даними вимірів на Ботіївській ВЕС / С. В. Адамова, О. В. Лисенко // Проблеми сучасної енергетики і автоматики в системі природокористування : матер. VI Міжнар. наук.-практ. конференції (м. Київ, 15-19 травня 2017 р.) / НУБіП. - К., 2017. - С. 38-41.

25. Кузнєцов М. П. Статистичний аналіз енергетичних показників сонячної радіації за даними Токмакської СЕС Запорізької області / М. П. Кузнєцов, О. В. Лисенко // Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті : матер. XVIII Міжнар. наук.-практ. конференції (м. Київ, 27 - 29 вересня 2017 р.) / НТУУ КПІ. - К., 2017. - С. 324 - 327.

26. Лисенко О. В. Статистичний аналіз сумарної дії вітрової та сонячної енергії / О. В. Лисенко // Topical Problems of Modern Science : Proceedings of the II International Scientific and Practical Conference (November 18, 2017). - Warsaw, 2017. - Vol. 1. - С. 6-11.

27. Лисенко О. В. Аналіз спільної роботи вітрової та сонячної електростанцій / О. В. Лисенко // Цілі сталого розвитку третього тисячоліття: виклики для університетів наук про життя : мат. Міжнар. конф. (м. Київ, 23–25 травня 2018 р.) / НУБіП України ; відпов. за вип. В. В. Отченашко. - К., 2018. - Т. 5. - С. 54-56.

28. Лисенко О. В. Розрахунок параметрів математичної моделі споживання електричної енергії / О. В. Лисенко // Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті : матер. XIX Міжнар. наук.-практ. конференції (м. Київ, 26 - 28 вересня 2018 р.) / НТУУ КПІ. - К., 2018. - С. 103 - 106.

29. Лисенко О. В. Постановка задачі оптимізації для побудови комбінованих енергосистем з відновлюваними джерелами енергії / О. В. Лисенко // Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті : матер. XX ювілейної Міжнар. наук.-практ. конференції (м. Київ, 15 - 16 травня 2019 р.) / НТУУ КПІ. - К., 2019.

30. Лисенко О.В. Оцінка оптимальності побудови енергосистеми з використанням відновлюваних джерел енергії / О. В. Лисенко // Енергозабезпечення технологічних процесів : збірник тез доповідей VIII Міжнародної науково-практичної конференції пам'яті І. І. Мартиненка 13-14 червня 2019 року / Мелітополь. – 2019. – С. 63

31. Hybrid Power System Stochastic Optimization / O. V. Lysenko [и др.] // Modern Development Paths of Agricultural Production. Trends and Innovations : Conference proceedings / Tavria State Agrotechnological University. - [Б. м.], 2019. - Ч. 2. - С. 385-394. (**Scopus**)

Наукові праці, які додатково відображають наукові результати дисертації:

32. Кузнецов Н. П. Анализ потенциала возобновляемых источников энергии на территориях непригодных для сельскохозяйственного производства / Н. П. Кузнецов, О. В. Лысенко // Энергоефективність та енергозбереження: економічний, технічний та агроекологічний аспекти : колективна монографія / Кол. авторів; за заг. ред. П. М. Макаренка, О. В. Калініченка, В. І. Аранчій. - Полтава : ПП Астроя, 2019. - 603 с. (Здобувачкою проаналізовано можливість сумісної роботи ВДЕ та енергосистем різного рівня локальності)

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ	2
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ	35
ВСТУП	37
1 ХАРАКТЕРИСТИКА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ З КОМБІНОВАНОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ	51
1.1 Огляд розвитку систем з комбінованою генерацією на базі відновлюваних джерел енергії.....	51
1.2 Особливості структури електротехнічних систем з комбінованою генерацією	56
1.3 Фактори впливу на роботу електротехнічних систем з комбінованою генерацією з боку відновлюваних джерел енергії	66
1.4 Огляд методів оптимізації в комбінованих енергосистемах на основі відновлюваних джерел енергії.....	71
1.5 Визначення параметрів балансової надійності та якості енергозабезпечення для електротехнічних систем з комбінованою генерацією на базі ВДЕ.....	76
1.6 Класифікація задач оптимізації в умовах невизначеності та методи постановки задач стохастичної оптимізації	87
1.7 Дослідження методів розрахунку базових показників, що визначають якість та балансову надійність енергозабезпечення електротехнічних систем з комбінованою генерацією з використанням ВДЕ	100
1.8 Напрями досліджень щодо роботи електротехнічних системи з комбінованою генерцією	101
2 АНАЛІЗ МЕТЕОДАНИХ, ЩО ХАРАКТЕРИЗУЮТЬ РОБОТУ ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ ІЗ КОМБІНОВАНОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ НА БАЗІ ВДЕ В ДОСЛІДЖУВАНОМУ РЕГІОНІ	108
2.1 Оцінка характеристик вітрового режиму	108
2.2 Статистичний аналіз показників сонячної енергії.....	118

2.3	Статистичний аналіз сумарної потужності вітрової та сонячної електростанцій в електротехнічних системах з комбінованою генерацією	126
2.4	Імовірнісне моделювання сумарної потужності вітрової та сонячної електростанцій в електротехнічних системах з комбінованою генерацією	138
3.	ОБРОБКА ДАНИХ, ЩО ХАРАКТЕРИЗУЮТЬ СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМАХ В ДОСЛІДЖУВАНОМУ РЕГІОНІ	145
3.1	Оцінка випадкових властивостей рівнів споживання електроенергії в електротехнічних системах	145
3.2	Дослідження стаціонарності процесів споживання електроенергії в електротехнічних системах	160
3.3	Побудова математичної моделі режиму споживання електроенергії в електротехнічних системах	174
3.4	Уточнення моделі випадкового процесу споживання електричної енергії в електротехнічних системах з комбінованою генерацією.....	187
4.	ПОБУДОВА КРИТЕРІЇВ ТА СИСТЕМИ ОБМЕЖЕНЬ, ЩО ВИЗНАЧАЮТЬ ЕНЕРГЕТИЧНУ ЕФЕКТИВНІСТЬ ЗАСТОСУВАННЯ КОМБІНОВАНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ.....	202
4.1	Постановка задачі оптимізації для в електротехнічних систем з комбінованою генерацією	202
4.2	Приклади розрахунку оптимальної структури електротехнічних систем з комбінованою генерацією	215
5.	РОЗРАХУНОК ПОКАЗНИКІВ БАЛАНСОВОЇ НАДІЙНОСТІ ТА ЇХ ДОВІРЧИХ ІНТЕРВАЛІВ ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ ІЗ КОМБІНОВАНОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ	232
5.1	Сумарна варіативність вітро-сонячної генерації та споживання електроенергії	232
5.2	Оптимальні співвідношення потужностей генерації за критерієм варіативності.....	247

6 РОЗРАХУНКИ ПОТРЕБ АКУМУЛЮВАННЯ ТА РЕЗЕРВУВАННЯ ЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМАХ З КОМБІНОВАНОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ.....	265
6.1 Небаланс енергії та резервування потужностей в електротехнічних системах з комбінованою генерацією на базі ВДЕ.....	265
6.2 Економічна складова використання енергії ВДЕ в електротехнічних системах з комбінованою генерацією	298
6.2.1 Постановка задачі оптимізації за економічними показниками	298
6.2.2 Особливості визначення вартості електроенергії ВЕС	303
6.2.3 Приклад техніко-економічного розрахунку будівництва СЕС	308
6.2.4 Приклади розрахунку економічних показників для електротехнічних систем з комбінованою генерацією	312
ВИСНОВКИ	320
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	324
ДОДАТОК А - РЕКОМЕНДАЦІЇ, ЩОДО РОЗРАХУНКУ ОПТИМАЛЬНИХ ПОКАЗНИКІВ ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ З КОМБІНОВАНОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ ЗІ ЗНАЧНОЮ ЧАСТКОЮ ВПРОВАДЖЕННЯ ВІТРО-СОНЯЧНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ.....	350
ДОДАТОК Б - МАТЕРІАЛИ, ЯКІ ПІДТВЕРДЖУЮТЬ ВИКОРИСТАННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДИСЕРТАЦІЇ.....	360

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

BP	- British Petroleum
COE	- cost of energy, мінімальна вартість енергії
DPS	- deficiency power supply, дефіцит потужності
EENS	- expected energy not served, індекс очікуваної недоданої енергії
EUE чи EEU	- expected unserved energy, індекс очікуваної відсутності енергії
EWEA	- Європейська вітроенергетична асоціація
EXC	- energy excess, частка надлишкової енергії
IEEFA	- Institute for Energy Economics and Financial Analysis, Інститут економіки енергетики та фінансового аналізу США
IRENA	- Міжнародне агентство з відновлюваних джерел енергії
LCOE	- приведена собівартість електроенергії
LOEE	- loss of energy expectation, очікувана втрата енергії
LOEP	- loss of energy probability, імовірність втрати енергії
LOLD	- loss of load duration, тривалість втрати навантаження
LOLE	- loss of load expectation, очікувана втрата навантаження
LOLF	- loss of load frequency, частота втрати навантаження
LOLH, LOLE ₈₇₆₀	- середнє число годин дефіциту потужності в рік, або тривалість втрати навантаження в годинах за рік
LOLP	- loss of load probability, імовірність втрати навантаження
LPS	- рівень дефіциту енергії
LPSP	- loss of power supply probability індекс імовірної втрати живлення
MEA, IEA	- Міжнародне енергетичне агентство
REN21	- Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, Всесвітня мережа з вивчення політики в галузі

	відновлюваної енергії 21-го століття
SCADA	- supervisory control and data acquisition
SOC	- стан зарядки акумуляторної батареї
АКФ	- Автокореляційна функція
АПВ	- автоматичне повторне вмикання
АПК	- Агропромисловий комплекс
ВДЕ	- Відновлювані джерела енергії
ВЕС	- Вітроенергетичні станції
ВЕУ	- Вітроелектричні установки
ДнЕС	- Дніпровська енергосистема
ЕЕ	- електроенергія
ЄС	- Європейський Союз
КП	- коригуючі пристрої
ЛЕС	- Локальна електротехнічна система
МГЕС	- Міні гідроелектростанції
НВДЕ	- нетрадиційні та відновлювані джерела енергії
НПБ	- Нормативно-правова база
н.п.	- населені пункти
ОЕС	- Об'єднана енергетична система
ПС	- Підстанція
СЕ	- силова електроніка
СЕС	- Сонячні електростанції
СКВ	- Середньоквадратичне відхилення
СМ/АМ	- синхронна/асинхронна машина
ФМ	- Фотомодуль
ЧАКФ	- Часткова автокореляція

ВСТУП

Актуальність теми. Зростання потужностей мінливих ВДЕ і відповідне витіснення традиційної генерації ускладнюють забезпечення надійного балансу генерації та споживання. В свою чергу незбалансованість потужностей призводить до відхилень частоти та напруги в споживчій мережі, погіршує відомі індекси балансової надійності електропостачання та веде до можливих технічних збоїв і економічних втрат (відключення, штрафи, тощо). Тому перед впровадженням значної кількості джерел розподіленої генерації (РГ) на базі ВДЕ необхідно провести дослідження енергетичного потенціалу об'єктів вітро-сонячної генерації та характеру споживання в даній локації з точки зору імовірнісного аналізу їх роботи, оптимального вибору генеруючого обладнання, підбору регулюючих систем акумуляування та оцінити загальний стан балансової надійності і собівартості, передбачити впровадження регулярного прогнозування балансу. Для цього необхідно мати достатній обсяг історичних даних про шукані показники, та унормовані методи - на це і спрямована ця дисертаційна робота.

Наявність достатніх вихідних даних та адекватне моделювання випадкових процесів при коректній постановці завдання на оптимізацію, а саме уточнення вимог споживача в термінах надійності можуть дозволити оптимізувати склад і роботу електротехнічних систем з комбінованою генерацією на базі ВДЕ, чим зменшити гостроту або вирішити згадані вище проблеми.

На сьогодні намітився і реалізується на практиці поступовий перехід від суто централізованої моделі електропостачання споживачів, основою якої є потужні теплові та атомні електричні станції, до комбінованої, коли частина електроенергії виробляється розподіленими джерелами (РДЕ). Вони працюють безпосередньо у розподільних електричних мережах, розвантажуючи тим самим магістральні мережі. Розподільні електричні мережі при цьому набувають риси локальної електротехнічної системи (ЛЕС). Оскільки

електричні мережі енергосистем проектувалися і споруджувалися за умов централізованого електропостачання, то розбудова в них РДЕ породжує нові нехарактерні для минулого періоду проблеми і задачі.

Вітрова та сонячна енергетика може інтегруватися в енергосистему за допомогою відповідних стратегій. На першій стадії, коли частка ВДЕ не перевищує 3% у річному виробництві електроенергії, їх інтеграція не справляє помітного впливу на мережу. Коли частка ВДЕ у річній генерації знаходиться в межах до 15%, це спричиняє серйозний вплив на режими енергосистеми. На третій стадії (понад 15%) виникають суттєві виклики для режимного управління енергосистеми. Наразі за рівнем впровадження ВДЕ Україна підходить до межі першої та другої стадій. Таким чином існує **народно-господарська проблема**, пов'язана із ускладненням забезпечення надійного балансу генерації та споживання електричної енергії що обумовлено зростанням частки потужностей мінливих ВДЕ і відповідно витіснення традиційної генерації. У свою чергу, незбалансованість потужностей негативно впливає на якість електропостачання, а саме, призводить до відхилень частоти та напруги в споживчій мережі, погіршує відомі індекси балансової надійності електропостачання та веде до можливих технічних збоїв і економічних втрат. Зі збільшенням частки нестабільної генерації стає необхідним більш ґрунтовний системний підхід до формування енергетичної системи. Під енергетичною ефективністю у відновлюваній енергетиці мається на увазі максимально повне використання встановленої потужності, тому на часі розробка вдосконалених математичних моделей щодо процесів генерації електричної енергії ВДЕ та процесів споживання електричної енергії, які дозволили б адекватно оцінити характер невизначеності в їх роботі, обґрунтувати оптимальні рівні впровадження ВДЕ з урахуванням графіків споживання та сформувані алгоритми узгодженої роботи у складі локальної чи об'єднаної енергосистеми.

Подальший розвиток електрифікації буде в значній мірі визначатися співвідношенням в розвитку великих центральних, включаючи атомні

електростанції, і малих місцевих електростанцій, дискусією про збереження єдиної енергосистеми або розукрупнення мережі. Однак безперечним є прогноз розвитку в сільськогосподарських районах електротехнічних систем з комбінованою генерацією на базі нетрадиційних (відновлюваних) джерел електроенергії (ВДЕ) з підключенням їх до центральної енергосистеми. Їхньою метою розвитку є мінімізація втрат електроенергії від передачі її на великі відстані, підвищення надійності електропостачання, мінімізація споживання дорогої електроенергії за рахунок місцевих природних джерел та ін. Реалізація зазначених планів потребує додаткових заходів з забезпечення інтеграції ВДЕ до електроенергетичної системи при збереженні енергетичного балансу, з урахуванням особливостей ВДЕ порівняно з традиційною для України енергетикою. Впровадження ВДЕ та їх інтегрування до енергосистем різних рівнів супроводжується потребами в додатковому узгодженні режимів генерування та споживання електроенергії. Надходження таких видів енергії, як вітрова та сонячна, суттєво залежить від погодних факторів і є по суті випадковим процесом, що обмежений робочою потужністю встановленого обладнання. Разом з тим споживання також містить елементи випадковості, особливо коли мова йде про велику кількість однакових чи різнотипних споживачів. Отже, при значному рівні впровадження комбінованої генерації з використанням ВДЕ може загостритися проблема забезпечення енергетичного балансу. На часі – розробка вдосконалених математичних моделей щодо процесів комбінованої генерації електричної енергії від ВДЕ та процесів споживання електричної енергії, які дозволили б адекватно оцінити характер невизначеності в їх роботі, обґрунтувати оптимальні рівні впровадження ВДЕ з урахуванням графіків споживання та сформувані алгоритми узгодженої роботи у складі електротехнічних систем різних рівнів локальності.

Оцінка вітрового та сонячного потенціалу території має осереднений характер для довготривалої перспективи, проте для ефективного використання ВДЕ необхідне знання можливих відхилень від середніх

значень в режимі реального часу, в тому числі важливо знати імовірні рівні участі ВДЕ у покритті пікових навантажень електроенергетичної системи. Математичні моделі, що відображають поточну потужність ВДЕ на певній території, мають ураховувати як часову нестабільність, так і просторову неоднорідність вітрового та сонячного потенціалу, які також мають випадковий характер, інакше отримані результати та висновки на їх основі можуть бути надто далекими від реальної практики.

Дослідження випадкового характеру потужності ВДЕ, і відповідно роботи вітроелектричних та фотоелектричних станцій, виконуються з початку активного розвитку відновлюваної енергетики. Вимоги до роботи електроенергетичної системи України, прогнозування її розвитку та впровадження відновлюваної енергетики розглядалися О.В.Кириленком, С.О.Кудрею, П.Д.Лежнюком, В.А.Поповим, П.Ф.Васьком, В.М.Головком, В.В.Павловським, С.В.Дубовським, В.О. Комаром, В.І. Будько та іншими. Аналіз енергетичної складової вітрового режиму території України представлений в працях С.О. Кудрі, Н.М.Мхітаряна, М.П. Кузнецова, Л.В. Дмитренка, С.Л. Барандіча. У працях оцінено енергетичний потенціал, проведено районування території України за показниками енергоресурсів. Однак детального аналізу регіональних особливостей енергетичного потенціалу ВДЕ не проводилось, в першу чергу за відсутністю необхідних даних для проведення таких досліджень. Адже ті дані, якими оперує метеорологічна служба, не відповідають потребам енергетики, тому що існуючі підходи базуються в основному на осереднених даних та детермінованих функціях. Для досягнення кращої адекватності моделей та точності оцінок досліджуваних процесів доцільно їх розглядати випадкові, із застосуванням методів теорії імовірності та математичної статистики, що дозволить забезпечити задовільну точність при складанні прогнозів потужності. Розосереджений характер розташування потужностей ВДЕ і їх наближення до кінцевого споживача дають змогу розглядати частину енергосистеми регіонального чи муніципального рівня як локальну, що в

свою чергу створює можливості для більш ефективного використання ВДЕ з одночасним покращенням якості постачання енергії.

Проведений аналіз показав, що існуючі підходи базуються в основному на осереднених даних та детермінованих функціях. Стохастичність процесу враховується при визначенні довірчих інтервалів для отриманих оцінок, або економічних ризиків. Досягнення кращої адекватності моделей та точності оцінок вимагають підходу до досліджуваних процесів саме як до випадкових, з застосуванням методів теорії імовірності та математичної статистики, що дозволить забезпечити задовільну точність при складанні прогнозів потужності. Зростання частки ВДЕ вимагає посиленої уваги до можливостей енергосистеми із забезпечення належної надійності постачання, зважаючи на змінний і слабо прогнозований в короткостроковій перспективі характер видачі потужності, властивий насамперед вітровій та сонячній енергетиці. Це стосується і збалансованості динамічних процесів в системах електропостачання. Розосереджений характер розташування потужностей ВДЕ і їх наближення до кінцевого споживача дають змогу розглядати частину енергосистеми регіонального чи муніципального рівня як локальну (ЛЕС), що в свою чергу створює можливості для більш ефективного використання ВДЕ з одночасним покращенням якості постачання енергії.

Актуальною науково-прикладною проблемою є розвиток теоретичних основ та практичних методів забезпечення енергоефективності електротехнічних систем з комбінованою генерацією, що враховують випадковий характер режимів генерування та споживання енергії і потребують комплексного розгляду питань, пов'язаних з дією випадкових чинників. Зокрема потребують подальшого вивчення процеси використання ВДЕ з урахуванням впливу їх імовірнісної природи на збалансованість роботи енергосистеми, для визначення можливостей до підвищення якості електропостачання.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.
Дисертація виконувалась за планом наукових досліджень Таврійського

державного агротехнологічного університету імені Дмитра Моторного. Тема дисертаційної роботи пов'язана з планами НДР за держбюджетною темою: «Автоматизація електротехнічних систем в АПК» (ДР № 0116U002728). Відповідно до договору про спільну діяльність між ТДАТУ та Інститутом відновлюваної енергетики НАН України матеріали дисертації використано у наукових дослідженнях при виконанні науково-дослідних робіт з шифром «Комплекс-3» (ДР № 0118U003385) та «Комплекс-М» (ДР № 0117U000703).

Мета та завдання дослідження. Метою досліджень є розробка науково-технічних основ підвищення якості електропостачання споживачів та ефективності проектних рішень в електротехнічних систем з комбінованою генерацією на базі відновлюваних джерел енергії шляхом оптимізації їх структури на основі системного аналізу.

Для досягнення поставленої мети необхідно було вирішити такі задачі:

- визначити фактори впливу на роботу електротехнічних систем з комбінованою генерацією з боку ВДЕ та встановити їх роль у забезпеченні якості електропостачання;

- провести статистичну обробку, аналіз її результатів та розрахунок визначених параметрів метеоданих (швидкість і напрям вітру, рівень сонячної радіації, темпи їх змін та сезонні особливості), що характеризують роботу електротехнічних систем з комбінованою генерацією на базі ВДЕ в досліджуваному регіоні;

- дослідити закони розподілу, визначити їх параметри та побудувати відповідні функції, що описують поведінку метеофакторів та відповідної потужності ВЕС і СЕС як випадкових величин;

- провести статистичну обробку, аналіз її результатів та розрахунок визначених параметрів, що характеризують споживання електроенергії в електротехнічних системах різного рівня локальності, а саме: окремими населеними пунктами, групами населених пунктів, регіональною енергосистемою;

- дослідити закони сумісного розподілу імовірності випадкових

складових навантаження та генерації електротехнічних систем з комбінованою генерацією від ВДЕ;

- дослідити критерії, що визначають збалансованість електротехнічних систем з комбінованою генерацією, та встановити фактори, які спричинені наявністю ВДЕ і врахуванням випадкової природи генерації;

- розробити критерії та системи обмежень, що визначають оптимальність застосування комбінованої генерації при різних обсягах впровадження ВДЕ;

- розробити алгоритми розрахунку показників якості електропостачання та їх довірчих інтервалів для електротехнічних систем із комбінованою генерацією;

- розробити методи та алгоритми розрахунків щодо використання систем резервування та акумулювання енергії в електротехнічних системах із комбінованою генерацією на базі ВДЕ для забезпечення визначеної якості енергопостачання.

Об'єктом досліджень дисертаційної роботи є процеси генерації та споживання електричної енергії в електротехнічних системах із комбінованою генерацією з використанням відновлюваних джерел електроенергії.

Предметом досліджень є характеристики випадкових процесів, притаманних електротехнічним системам із комбінованою генерацією з використанням відновлюваних джерел.

Методи досліджень. Статистичні методи обробки даних щодо показників швидкості вітру, сонячної радіації та потужності споживачів; статистичний та регресійний аналіз для пошуку репрезентативних даних і подальшого прогнозування часових рядів; математичне моделювання випадкових процесів для опису поточної потужності вітрових і сонячних електростанцій та процесів споживання електричної енергії; методи теорії ймовірності для знаходження параметрів випадкових процесів; методи аналітичного та числового розв'язання диференціальних та алгебраїчних

рівнянь; імітаційне комп'ютерне моделювання та методи Монте-Карло для дослідження режимів роботи енергосистеми сумісно з ВДЕ.

Наукова новизна одержаних результатів.

Вперше на підставі дослідження кореляції змін поточних потужностей генерації сонячної і вітрової енергії та споживання електроенергії електротехнічними системами різного рівня локальності встановлено взаємну незалежність швидкоплинних змін цих потужностей як випадкових процесів, що дозволило побудувати адекватну математичну модель процесу балансування потужностей.

Вперше формалізовано та сформульовано особливості стохастичної оптимізації енергосистем, які відрізняються комбінованим застосуванням різних типів відновлюваних та традиційних джерел енергії, що дозволило дослідити оптимальні розв'язки при уживаних обмеженнях задач оптимізації.

Вперше сформульовано проблему та формалізовано відповідному задачу забезпечення енергобалансу комбінованих електротехнічних систем, яка відрізняється урахуванням можливостей прогнозування потужності та застосуванням методу декомпозиції з урахуванням дискретної та неперервної складових у різних часових градаціях до випадкових процесів, що дозволило описати баланс генерування і споживання електроенергії в електротехнічних системах з комбінованою генерацією.

Набув подальшого розвитку метод розрахунку показників балансової надійності електротехнічних систем із комбінованою генерацією, який відрізняється використанням інтегральних характеристик процесів балансування потужності, що дозволило визначити зазначені показники балансової надійності із заданою довірчою ймовірністю.

Набув подальшого розвитку метод багатокритеріальної оптимізації стосовно комбінованих енергосистем різного рівня, що відрізняється застосуванням стохастичної оптимізації складу потужностей на базі відновлюваних джерел енергії та розрахунку конфігурації електротехнічних систем із комбінованою генерацією, що забезпечило мінімізацію небалансів

потужностей та енергетичну ефективність при заданих обмеженнях показників надійності.

Вперше розроблено метод розрахунку потреб у резервних та акумулюючих потужностях для електротехнічних систем з комбінованою генерацією різного рівня локальності з урахуванням випадкових флуктуацій поточного балансу генерації та споживання електроенергії, що дозволило визначити гарантовані із заданою довірчою імовірністю потреби в акумулюванні енергії.

Практичне значення одержаних результатів. Практична цінність роботи полягає в тому, що на підставі виконаних досліджень вирішено актуальну проблему забезпечення енергетичної ефективності та якості електропостачання в електротехнічних системах із комбінованою генерацією при використанні відновлюваної енергетики. Результати досліджень створюють достатню наукову базу для визначення впливу ВДЕ на якість забезпечення електричною енергією електротехнічних систем різного рівня локальності, а саме: як окремих споживачів та населених пунктів, так енергетичної системи в цілому, що дає змогу точніше оцінити фактичні небаланси генерації та споживання електричної енергії в реальному масштабі часу.

Досліджена кореляція змін поточної потужності вітро-сонячної генерації та споживання електроенергії в електротехнічних системах різного рівня локальності, а також виявлені властивості швидкоплинних змін як незалежних випадкових процесів дозволяють забезпечити адекватність математичної моделі енергобалансу, за допомогою якої коректно визначити реальну потребу в резервних та маневрових потужностях для досягнення енергетичної та економічної ефективності в електротехнічних системах із комбінованою генерацією.

Розроблений метод декомпозиції випадкових процесів генерування та споживання електроенергії з урахуванням дискретної та неперервної складових дозволив представити процеси балансування потужностей в

аналітичному вигляді з використанням стандартних функцій розподілу, що дозволяє спростити практичні розрахунки.

Методологія виконання стохастичної оптимізації складу генеруючих потужностей для електротехнічних систем із комбінованою генерацією на базі відновлюваних джерел енергії та запропонований метод розрахунку конфігурації енергосистеми дозволяють забезпечити мінімізацію небалансів потужності при дотриманні наперед заданих вимог до надійності енергопостачання.

Працездатність та ефективність запропонованих у роботі методів і алгоритмів підтверджено обчислювальними експериментами для реальних електричних мереж та порівнянням їх із фактичними даними.

Отримані наукові результати були використані при розробці рекомендацій щодо:

- техніко-економічних обґрунтувань розвитку відновлюваної енергетики, які прийнято до впровадження у Мелітопольському районі Запорізької області Мелітопольською районною радою;

- обґрунтування потреби в резервних та маневрових потужностях для досягнення енергетичної та економічної ефективності в електротехнічних системах із комбінованою генерацією при плануванні розвитку електричних мереж, які прийнято до впровадження у Мелітопольських високовольтних електромережах ПАТ «Запоріжжяобленерго»;

- розрахунку техніко-економічних обґрунтувань розвитку електротехнічних систем із комбінованою генерацією на базі відновлюваних джерел енергії, які прийнято до впровадження у Запорізькій області Запорізькою обласною державною адміністрацією;

- визначення впливу ВДЕ на якість забезпечення електричною енергією комплексних енергосистем, які прийнято до впровадження у Інституті відновлювальної енергетики НАН України;

- вирішення задач забезпечення енергетичної та економічної ефективності систем з відновлюваними джерелами енергії шляхом

стохастичної оптимізації їх структури та режимів роботи, які прийнято до впровадження у Національному технічному університеті України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського».

Результати дисертаційної роботи використовуються у навчальному процесі Таврійського державного агротехнологічного університету імені Дмитра Моторного та Національному технічному університеті України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського».

Особистий внесок здобувача. Наукові положення, що містяться в дисертації, отримані автором самостійно. У публікаціях, що видані у співавторстві, автору належить: в роботах [1] – узагальнено сучасні дослідження в частині ефективності проектних рішень в електротехнічних систем з комбінованою генерацією на базі відновлюваних джерел енергії, висновки та рекомендації; [2] – узагальнено сучасні дослідження в частині нових підходів до роботи енергосистеми, адаптованих до наявності мінливих поновлюваних джерел, висновки та рекомендації; [3] – виконано оцінку поточної мінливості потужності вітрового потоку та її вплив на характер постачання електроенергії при роботі у складі централізованої чи локальної електротехнічної системи; [4] – виконано формування задачі дослідження, збір, агрегування та статистична обробка початкових даних вітрового режиму із застосуванням графічних засобів відображення, висновки та рекомендації; [5] - виконано агрегування та статистична обробка початкових даних щодо спільної роботи вітрової та сонячної електростанцій із застосуванням графічних засобів відображення, висновки та рекомендації; [6] - виконано статистичний аналіз вітрової та сонячної енергії, проведено перевірку адекватності моделі сумісної роботи сонячної та вітрової електростанцій, висновки та рекомендації; [7] - проаналізовано сучасні підходи в частині вирішення задач оптимізації та запропоновані відповідні рекомендації що до їх застосування; [8] - досліджена надійність енергозабезпечення при різних сценаріях впровадження ВДЕ, визначена потреба в резервуванні потужностей та виконані розрахунки рівнів небалансу потужності комбінованих

енергосистем; [10] - визначені перспективні шляхи використання відновлюваних джерел енергії та обрано напрям подальшого дослідження; [14] - виконані розрахунки оптимального співвідношення різних джерел відновлюваної енергії в гібридних енергосистемах та встановлена наявність оптимальних співвідношень потужності ВЕС та СЕС, при яких мінімізується загальна варіативність енергобалансу; [15] - виконані розрахунки показників комбінованої локальної енергосистеми з накопиченням енергії та їх перевірка шляхом аналізу статистичних даних; [17] - виконані розрахунки для вирішення багатокритеріальної задачі оптимізації локальної енергосистеми з відновлюваними джерелами енергії та визначено оптимальне рішення поточного стану енергосистеми з різнотипними ВДЕ та системою акумулювання; [18] - запропоновано вирішення задачі комплексного забезпечення електричною енергією з використанням мінливих за природою відновлюваних джерел енергії; [19] - проведений аналіз проблем інтеграції ВДЕ до енергосистеми; [20] - проведений розрахунок та статистичний аналіз даних сонячної радіації у досліджуваному регіоні; [22] - визначені критерії та виконаний розрахунок оптимального співвідношення різних ВДЕ для комбінованих електротехнічних систем; [23] - проведена оцінка впливу нестационарності параметрів математичної моделі на точність прогнозування енергетичного балансу в локальній електротехнічній системі; [32] - проаналізовано можливість сумісної роботи ВДЕ та енергосистем різного рівня локальності.

Результати досліджень, що викладені у [1 – 32], були отримані у Таврійському державному агротехнологічному університеті імені Дмитра Моторного.

Апробація результатів дисертації. Основні положення роботи та її результати доповідались, обговорювались та були схвалені на таких міжнародних науково-технічних конференціях та семінарах: Проблеми сучасної енергетики і автоматики в системі природокористування, (м. Київ, 2017 р.); VII Міжнародна науково-практичної конференції пам'яті І. І.

Мартиненка та з нагоди 85-річчя Таврійського державного агротехнологічного університету «Енергозабезпечення технологічних процесів», (м. Мелітополь, 2017 р.); Міжнародна науково-практична конференція «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України», (м. Харків, 2017 р.); II International Scientific and Practical Conference "Topical Problems of Modern Science" (м. Варшава, 2017р.); International Scientific and Practical Conference World science, (м. Дубай, 2017р.); Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті. XVIII міжнародна науково-практична конференція, (м. Київ 2017 р.); Міжнародна науково-практична конференція «Проблеми та перспективи сталого розвитку АПК Півдня України», (м. Мелітополь, 2017 р); IV International Scientific and Practical Conference Innovative Technologies in Science, (м. Дубай, 2018р.); VI Міжнародна науково-технічна конференція «Проблеми сучасної енергетики і автоматики в системі природокористування» (теорія, практика, історія, освіта), (м. Київ, 2018 р.); Міжнародна науково-технічна конференція "Проблеми сучасної електротехніки - 2018", (м. Київ, 2018 р.); Конференція Сторіччю Національної Академії Наук України та Одеського національного політехнічного університету. Міжнародний форум «Енергетика та інформаційні технології», Міжнародна науково-практична конференція «Електротехнічні та комп'ютерні системи: теорія та практика», (м. Одеса, 2018 р.); Міжнародна науково-практична конференція «Цілі сталого розвитку третього тисячоліття: виклики для університетів наук про життя», (м. Київ, 2018р.); VIII Міжнародна науково-практична конференція пам'яті І.І.Мартиненка «Енергозабезпечення технологічних процесів», (м. Мелітополь, 2019 р.); XX ювілейна міжнародна науково-практична конференція «Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті», (м. Київ, 2019 р.).

Публікації. Матеріали дисертаційної роботи опубліковані у 32 друкованих наукових працях, з них 1 монографія, 18 статей у наукових

фахових виданнях України та 5 статей у періодичних виданнях іноземних держав, що входять до міжнародних наукометричних баз Web of Science та Index Copernicus, 8 публікацій у збірниках матеріалів та тез наукових конференцій

Структура й обсяг дисертації. Дисертаційна робота складається з вступу, шести розділів, висновків, списку використаних джерел (226 найменувань) і двох додатків. Основний зміст викладений на 311 сторінках друкованого тексту, містить 101 рисунки, 95 таблиць. Загальний обсяг дисертації – 365 сторінок.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ З КОМБІНОВАНОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ

1.1 Огляд розвитку систем з комбінованою генерацією на базі відновлюваних джерел енергії

Створення комбінованих систем енергозабезпечення споживачів з використанням відновлюваних джерел енергії вимагає включення до їх складу систем акумулювання або резервного енергоживлення, що обумовлено певними особливостями використання енергії поновлюваних джерел. Основними з них є: нерівномірний географічний розподіл та стохастичний характер її надходження, мала питома концентрація енергетичних ресурсів та висока вартість енергогенеруючого устаткування джерел поновлюваної енергетики [1]. Впровадження ВДЕ та їх інтегрування до енергосистем різних рівнів супроводжується потребами в додатковому узгодженні режимів генерування та споживання електроенергії. Надходження таких видів енергії, як вітрова та сонячна, суттєво залежить від погодних факторів і є по суті випадковим процесом, що обмежений робочою потужністю встановленого обладнання. [2] Суттєвого та глибокого аналізу регіональних особливостей не проводилось, в першу чергу за відсутністю необхідних даних для проведення таких досліджень. Адже ті дані, якими оперує метеорологічна служба, не відповідають потребам енергетики [3]-[5].

Аналіз змін і напрямів розвитку світової енергетики показує, що ключовими факторами є надійність енергопостачання, енергетична безпека, енергоефективність і екологічна гармонізація [6].

Британською компанією British Petroleum (BP) у [7] зазначено, що в останні роки стан світового енергетичного господарства визначається комплексом чинників різноспрямованої дії. Серед них є розвиток відновлюваних джерел енергії (ВДЕ). Країни Євросоюзу вже зараз взяли за ціль і розподілили зобов'язання щодо зростання частки відновлювальних

джерел енергії з 10% в 2008 до 20% в 2020 році в загальному балансі енергоресурсів ЄС [8].

Розвиток генерації відновлюваними джерелами енергії щороку зростає на тлі збільшення світового споживання енергії, особливо в країнах, що розвиваються, та різкого зниження цін на нафту [9].

За даними REmap 2030 [10] стратегією розвитку ВДЕ передбачено подвоєння частки відновлюваних джерел енергії у світовому споживанні енергії у період 2010-2030 рр.: з 18% ВДЕ у загальному кінцевому енергоспоживанні (2010 р.) до 36% (2030 р.). За висновками роботи WEO-2017 [11] ВДЕ стануть найдешевшими технологіями генерації в багатьох країнах, а їх частка в глобальному виробництві електроенергії (у рамках сценарію сталого розвитку) зросте до 40%. У країнах ЄС ВДЕ стануть основним засобом виробництва електроенергії вже з початку 2030 років.

Світова енергетична система повинна пройти глибоку трансформацію та перебудову, оновлюючи діючу інфраструктуру, яка ґрунтується на використанні викопного палива, що потребуватиме збільшення інвестицій у розвиток ВДЕ та широке розгортання енергоефективних технологій [12].

За прогнозними розрахунками [13], на весь період до 2050 р. для розвитку та впровадження ВДЕ та енергоефективних технологій необхідні додаткові інвестиції в енергетичний сектор у розмірі 27 трлн дол. США. При інтенсивному розвитку ВДЕ значимими новими технологіями в електроенергетиці є: «розумні» мережі; системи накопичення енергії на базі акумуляторних батарей та пристрої інтелектуального обліку. Вони в умовах розвитку розподіленої генерації на основі ВДЕ покращують режимне управління в енергосистемах, а також сприятимуть подальшому розвитку децентралізованої енергетики. У результаті істотно змістяться кордони централізованого та децентралізованого енергопостачання [14].

За даними звіту [15] Європейської вітроенергетичної асоціації (EWEA), за 12 років обсяги ВЕС у загальному енергобалансі зросли з 6% у 2005 р. до 18% у 2017 р., обсяги встановленої потужності СЕС зросли у 38 раз, при

незмінному балансі газових потужностей – біля 20% та зниженні потужностей ТЕС, працюючих на вугіллі, на 9%.

У [16] проведено широкий огляд та аналіз практики інтеграції відновлюваних джерел енергії в енергосистемах різних країн, а також розглянуто питання концепції «системної цінності» різних технологій генерації. Визначено технологічно зрілі та конкурентоспроможні технології генерації на основі стохастичних (нестабільних) режимів ВДЕ.

В опублікованій у березні 2017 р. доповіді МЕА [17] основу увагу приділено завданням і напрямам розв'язання проблем інтеграції ВДЕ в енергосистему, на основі глибокого аналізу стану та прогнозованого розвитку світової енергетичної сфери, енергетичної ефективності та програм екологічного захисту.

Інститутом економіки енергетики та фінансового аналізу США (Institute for Energy Economics and Financial Analysis – IEEFA) у роботі [18], проведено аналіз інтеграції великих обсягів стохастичної генерації на основі вітру і сонця в мережеві енергосистеми на основі узагальнення досвіду ряду країн з часткою електроенергії, виробленої сонячними та вітровими станціями від 14% до 53% та сформульовано відповідні рекомендації для практичного керівництва національних і регіональних ринків та енергооб'єднань щодо інтеграції великих обсягів ВДЕ.

Несинхронні відновлювані джерела становитимуть найбільшу частку у виробництві відновлюваної енергії. Через технічні характеристики несинхронних ВДЕ, динамічні характеристики енергосистеми будуть змінюватися, що робить більш складним завдання для системних операторів – щодо відповідності вимог споживача з надійності, безпеки та економічності постачання електроенергії [19].

Широке впровадження ВДЕ, розподіленої генерації, накопичувачів та інших технологій, таких як управління попитом, справлятимуть істотний вплив на розвиток традиційних моделей енергетичних ринків і формування енергетичних балансів [20]-[22].

Негативні характеристики розподілених енергоресурсів (а саме стохастичність генерації ВДЕ) можуть згладжуватися сучасними технологіями і програмними рішеннями [23]:

- автоматизація розподільчої мережі та автоматизація підстанцій, адаптивні системи захисту на великих територіях, системи управління та контролю, гнучкими системами режимного та програмного управління останнього покоління;

- управління розподільчими мережами з боку енергокомпанії включає в себе використання програмного забезпечення з управління мережами, програмного забезпечення з управління виробництвом електроенергії, систем управління при відключеннях, керівництво по управлінню напругою і реактивною потужністю;

- з боку споживача: впровадження в мережеву інфраструктуру «інтелектуальних» лічильників, розвиток систем «розумних» будинків, пристроїв зарядки для електромобілів тощо.

Відновлювана енергетика покликана сприяти вирішенню, передусім, двох важливих проблем – енергоефективності та екологічної безпеки. На сучасному вітчизняному ринку енергоресурсів альтернативні джерела енергії тільки починають поступово розвиватися [24].

Українська економіка залишається другою найбільш енергомісткою країною у світі з показником енергоємності [25]. В останні 5-10 років енергетична проблема набула особливо загрозливих рис для подальшого розвитку національної економіки України, у зв'язку з цим почала здійснюватися комплексна робота щодо розробки бачення і стратегії розвитку енергетичного сектору [26].

Основні фактори, які негативно впливають на роботу ОЕС України [26]:

- фізичне зношення і моральне старіння більше, ніж 80% енергоблоків ТЕС і ТЕЦ;

- відпрацювання розрахункового технічного ресурсу більшістю ліній електропередавання і електричних підстанцій напругою 220 кВ і вище;

- наближення до закінчення строку проектної експлуатації енергоблоків АЕС;
- неоптимальна структура генерувальних потужностей;
- дефіцит маневрених (9,1% за оптимального рівня не нижче 15%) і регулюючих потужностей (17% за необхідних 30% – 35%) в енергосистемі, недостатня забезпеченість мобільним резервом ОЕС України в умовах впровадження відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), що мають стохастичний режим роботи;
- недостатні рівні статичної і динамічної стійкості окремих вузлів енергосистеми тощо.

За даними [27] за три місяці 2018 р. введено в експлуатацію 159,4 МВт генерувальних потужностей з ВДЕ, що у 2,4 рази перевищує введену потужність ВДЕ за цей же період у 2017 р.

Таблиця 1.1 - Встановлена потужність енергоустановок виробників електроенергії з ВДЕ за «зеленим» тарифом, МВт/% [27]

Вид ВДЕ	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019*
ВЕС	194/30	339/29	426/44	426/43	438/39	465/34	533/25	777/21
СЕС	372/58	748/63	412/43	432/43	531/48	742/54	1388/65	2640/73
МГЕС	73/11	75/6	80/8	87/9	90/8	95/7	99/5	100/3
БіоЕС	6/1	24/2	49/5	52/5	59/5	73/5	97/5	117/3
Усього	645	1186	967	997	1118	1375	2117	3634

Починаючи з 01.07.2019 р. нові інвестори матимуть можливість отримувати «зелений» тариф на умовах аукціону, який буде діяти не до 2030 р, а протягом 20 років з моменту введення об'єкта в експлуатацію [28].

Рівень енергоспоживання в домогосподарствах України в 3-7 разів вищий, ніж середній рівень споживання домогосподарств Європи. Основна причина полягає не тільки в зношеному обладнанні та мережах, а також і через зношений житловий фонд, який не модернізувався останні 20 років [29].

1.2 Особливості структури електротехнічних систем з комбінованою генерацією

Схемні рішення, конфігурація і призначення комбінованих систем надзвичайно різноманітні. Вони екологічно кращі порівняно з традиційними системами, бо забезпечують певну економію енерговитрат на реалізацію робочих процесів. Актуальність і перспективність цих систем безсумнівна, адже їхнє впровадження дозволить вирішити проблему покриття піків графіка електричного навантаження в енергосистемах, оптимізувати режими роботи ліній електропередачі і поліпшити екологічну обстановку в районах спорудження енергооб'єктів [1].

Основні напрямки інтеграції відновлюваних джерел енергії та розосереджених енергоресурсів - це організація активної участі споживачів та створення нових інфраструктур, одним з прикладів такої є система Micro Grid, побудована на основі вузлів РГ (розосередженої генерації).

Розосереджена генерація (РГ) – це джерела електричної енергії, які з'єднані безпосередньо з розподільною електричною мережею (ЕМ) або підключені до неї з боку електроспоживачів. Такий перехід має як свої позитивні сторони так і негативні [30].

Класичні мережі не створені для роботи зі складними завданнями керування потоками енергії, які з'являться з переходом на РГ. Одним із дієвих напрямів безконфліктного розвитку децентралізації слід вважати організацію структурних об'єднань із багатьох локальних джерел, що дає змогу утворити достатньо потужні джерела генерації з унікальними властивостями, які здатні виступати як організована одиниця генерації, що припускає диспетчерське керування з боку великої електроенергетичної системи [31].

Такий напрям розвитку сприяє майже повній ліквідації розбіжностей між великими та малими джерелами генерації електричної енергії, створюючи рівні умови конкуренції між ними. Реалізація відповідних методів і технічних засобів об'єднання локальних джерел енергії між собою та із зовнішніми

мережами покладається на активних споживачів електроенергії. Ці технології мають забезпечувати створення динамічної та стійкої до збоїв архітектури мереж. Перехід на роботу за принципом інтелектуальної мережі, що базується на вдосконаленій мережевій аналітиці, автоматизованому управлінні приладами обліку, віддаленому моніторингу та контролі над устаткуванням, управлінні мобільними людськими ресурсами і використанні сучасних систем SCADA, що працюють через Internet Protocol, допоможе енергетичним компаніям подовжити ресурс устаткування, визначити пріоритети в його заміні, відтермінувати дорогі оновлення мережі та запообігти збоєм [32].

Вплив РГ на роботу електричних мереж. Впровадження РГ впливає на розподільні ЕМ та перетворює їх на активні елементи енергосистем. Це призводить до необхідності внесення змін (або перегляду та модернізації) у прийнятті стратегії керування, експлуатації та планування ЕМ. При цьому їхній вплив може мати як позитивний, так і негативний характер, тому доцільно ретельно проаналізувати питання приєднання джерел РГ в розподільні ЕМ України. Вплив РГ на втрати електричної енергії в ЕМ. Встановлення джерел живлення РГ в розподільній ЕМ неподалік від навантаження може змінювати напрямок потоків потужності. Вплив РГ на напругу в ЕМ. По-перше, це вплив на рівні напруги в усталеному режимі роботи ЕМ. По-друге, вплив РЕ на коливання напруги в ЕМ.

Вплив РГ на якість електричної енергії. По-перше, джерела РГ призводять до збільшення дози флікера, що може відбуватися при введенні або виведенні з роботи потужних джерел РГ в розподільних ЕМ, раптовій зміні вихідної потужності джерел РГ, взаємодії між джерелами РГ і регулюючими пристроями. По-друге, джерела РГ можуть генерувати в ЕМ гармоніки високих порядків, при цьому джерела РГ або самі по собі можуть бути джерелами гармонік вищих порядків або приєднуватися до розподільної ЕМ через інвертор, який генерує в мережу гармоніки вищих порядків, що характерно для паливних та фотогальванічних елементів, вітроустановок тощо. По-третє,

джерела РГ впливають на провали напруги, що, здебільшого, пов'язано із типом генератора.

Вплив РГ на релейний захист та автоматику. Повинна бути вирішена задача координації роботи АПВ з роботою РЗ джерел РГ. значне ускладнення побудови систем РЗ мереж із встановленими пристроями РГ.

Вплив РГ на надійність роботи та експлуатацію ЕМ. Якщо джерела РГ використовуються тільки як резервні джерела живлення, то можна стверджувати, що надійність системи живлення підвищується. Але коли джерела РГ працюють паралельно із системою, то надійність електропостачання споживачів у деяких випадках може знижуватись.

Вплив РГ на проектування та розвиток ЕМ. По-перше, поява джерел РЕ в розподільних ЕМ вносить значно більше невизначеності в прогнозування навантажень, планування та експлуатацію ЕМ. По-друге, планування розвитку традиційних розподільних ЕМ, здебільшого, охоплює період від 5 до 20 років. у випадку, коли число нових генераторних вузлів буде стрімко зростати, виникнуть ускладнення при визначенні оптимального плану розвитку ЕМ. По-третє, у споживачів або незалежних виробників електроенергії, які хотіли б встановити джерела РЕ у розподільних ЕМ, будуть виникати протиріччя із енергопостачальними компаніями, що хочуть зберегти існуючий рівень керованості та безпеки ЕМ [4], [30].

Важливим фактором є те, що впровадження джерел РГ призводить до зміни традиційної централізованої структури системи електропостачання (СЕП) до децентралізованої, що в свою чергу вимагає змін у концепціях моніторингу, управління і балансування системи. СЕП з елементами РГ потребує встановлювати зв'язок між виробниками і споживачами електричної енергії для забезпечення керованості всіх елементів мережі [33].

На сьогодні стрімко розвивається новий напрям енергетичної галузі: а саме, інтелектуальна енергетика (Smart Grid) [34]-[37].

Наведемо два усталених визначення Smart Grid, прийнятих у США та Європі [38]:

USA Department of Energy «Grids 2030»:

Smart Grid – це повністю автоматизована енергетична система, що забезпечує повсюдно двосторонній потік електричної енергії та інформації між електричними станціями і пристроями. Smart Grid за рахунок застосування новітніх технологій, інструментів і методів наповнює електроенергетику «знаннями», що дозволяють різко підвищити ефективність функціонування енергетичної системи ... »;

European Technology Platform SmartGrids:

Smart Grids (інтелектуальні мережі) – це електричні мережі, що задовольняють майбутнім вимогам щодо енергоефективності та економічності функціонування енергосистеми за рахунок скоординованого керування і за допомогою сучасних двосторонніх комунікацій між елементами електричних мереж, електричними станціями, акумулюючими джерелами та споживачами.

ДРГ мають низький коефіцієнт корисної дії, тому зберігається проблема підвищення якості та мінімізації втрат електроенергії при її РГ та постачанні споживачу [39], [40].

Узагальнюючи, Smart Grid — це «електричні мережі, які відповідають вимогам ефективного та надійного функціонування енергосистеми. Це забезпечується за рахунок скоординованого керування та організації двосторонніх комунікацій між елементами електричних мереж, електричними станціями, акумулюючими джерелами і споживачами». Вважається, що Smart Grid розробляється, перш за все, для забезпечення надійної та ефективної інтеграції електростанцій з відновлюваними джерелами енергії (вітер, сонце, малі ГЕС та інші з їхніми погано передбачуваними режимами роботи) в традиційні енергосистеми.

Для України найбільш близька концепція, яка була прийнята в США і зараз позитивно сприймається і використовується Росією. Її можна сформулювати як концепцію побудови повністю інтегрованої, само-регульованої і самовідновлюваної електроенергетичної системи (ЕЕС), що має мережеву топологію і об'єднує всі генеруючі джерела, магістральні і

розподільчі мережі та всі види споживачів електричної енергії, які керуються єдиною мережею автоматизованих пристроїв в реальному часі. В цілому, мова йде про створення інтелектуальних електричних мереж (ІЕМ) ЕЕС. Передбачається проведення комплексу організаційних змін, побудова нових моделей процесів, залучення нових рішень у галузі інформаційних технологій, а також інновацій у сфері створення автоматизованих систем керування технологічними процесами (АСК ТП) і реформування диспетчерського керування. Значною мірою концепція перебудови енергетики України буде близькою до концепції перебудови єдиної енергосистеми (ЕЕС) Росії, яка відрізняється від інших значною територією паралельної роботи, конфігурацією електричних мереж і централізацією оперативного керування більшою частиною електроенергетики країни. Особливої актуальності в Україні, враховуючи її велику енергетичну залежність, набуває питання розвитку відновлюваних джерел енергії. За старої концепції розвитку енергетики масове підключення до мережі ОЕС України багатьох розподілених джерел енергії практично неможливе. В той же час створення ІЕМ тільки певною мірою дозволить вирішити існуючі в Україні проблеми енергетичних регіонів з їхнім дефіцитом генерації, з «запертими» потужностями, зі слабкими перерізами [37].

Технології інтелектуальних енергосистем дозволять з високою ефективністю використовувати енергомережі в умовах розподіленої енергетики (в тому числі і відновлюваної). Технології Smart Grid забезпечують адаптацію енергомереж до впровадження некерованих та умовно-керованих джерел енергії, об'єднання ВДЕ у віртуальні електростанції (ВрЕС) [41].

Впровадження електроенергетичних систем (ЕЕС) базі Smart Grid не можливе без розвитку розосереджених джерел електроенергії (РДЕ) в розподільних електричних мережах і, таким чином, обмеженням централізованого електропостачання [29], [37], [42], [43].

З переходом до комбінованого електропостачання виникають нові задачі, однією з яких є оптимальне керування РДЕ в складі локальних електричних систем. Метою тут є досягнення максимального техніко-

економічного ефекту від впровадження РДЕ і за рахунок цього нарощування потужності нових альтернативних і відновлюваних джерел енергії. Цей ефект може бути досягнутий шляхом узгодження в часі оптимізації процесів вироблення, транспортування і споживання електроенергії. Електричні мережі за рахунок локальних систем керування, самоналагодження та самодіагностування можуть здійснювати регулювання постачанням електроенергії в залежності від режиму її споживання, але за умови достатнього інформаційного забезпечення. За допомогою сучасних інформаційнокомунікаційних технологій «розумні» мережі забезпечать інформаційне сполучення централізованого електропостачання, а також споживачів електроенергії з РДЕ (рис. 1.1) [41].

Локальна електротехнічна система (ЛЕС) - це сукупність генеруючого електрообладнання обмеженої потужності низької напруги, перетворювачів та споживачів електроенергії, з'єднаних між собою з урахуванням топології розподільної мережі, у яких протікають єдині електромагнітні процеси, характерні для режимів генерації, перетворення, розподілу та споживання електроенергії, котре відповідає структурі сучасних локальних систем Microgrid [4].

Локальна система Microgrid включає, як правило, кілька джерел генерації та розподільних підстанцій, комплекси збереження енергії, регулятори потоків електроенергії, що дозволяє Microgrid функціонувати як в автономному режимі, так і бути зв'язаною із зовнішньої енергосистемою. Microgrid добре справляються з задачею підвищення надійності енергопостачання за рахунок оперативного переключення споживачів між загальною енергосистемою і місцевими джерелами енергії у випадку перевантажень та стрибків напруги. В майбутньому перевагами мікромережових технологій стане їхня легка та швидка адаптація до споживачів на противагу централізованим системам енергопостачання [38].

Необхідний рівень напруги для Micro Grid залежить від кількох факторів, у тому числі архітектури системи, щільності навантажень, відстані

між навантаженнями та генераторами. Невеликі Micro Grid можуть працювати зі стандартними напругами – 120/240 В, 208 або 480 В. Більші Micro Grid працюють з будь-яким класом напруг: 5, 15, 25 або 35 кВ.

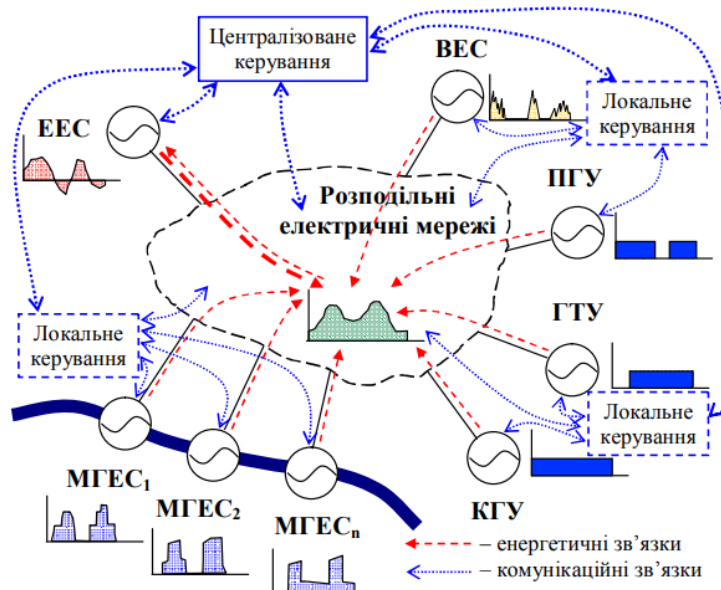
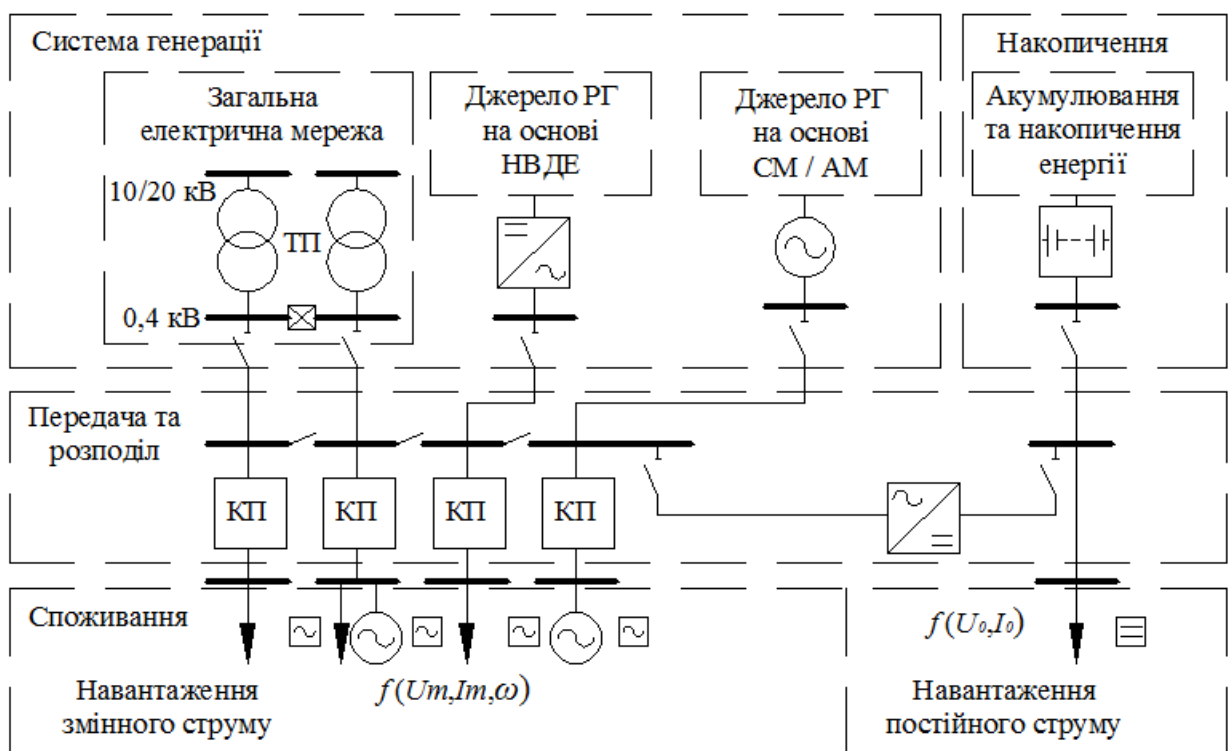


Рисунок 1.1 – Структура електротехнічної системи з комбінованою генерацією на базі розсерджених джерел енергії (РДЕ)

Зважаючи на додаткову складність, обумовлену можливістю роботи в ізолюваному режимі, архітектура та система керування Micro Grid відрізняються від архітектури та системи керування традиційної системи розосередженої генерації. Генератори в традиційній системі працюють паралельно з зовнішньою мережею і від'єднуються від неї при значних порушеннях енергопостачання. У Micro Grid при порушеннях енергопостачання частини системи (комірці) відключаються від загальної мережі і переходять в ізолюваний режим, при цьому один з генераторів електроенергії у кожній комірці задає частоту та рівень напруги, а система керування визначає розподіл потужностей у відповідному співвідношенні між іншими генераторами цієї комірці. Для цього використовуються високошвидкісні розподільні пристрої, наприклад статичні перемикачі.

Оптимальною з точки зору впровадження РГ в ЕМ України є побудова ЛЕС зі збалансованим енергопостачанням від комбінованих джерел РГ із

забезпеченням надійної та стабільної їх роботи (рис. 1.2). Причому, збалансованість енергопостачання забезпечується двома типами джерел РГ, – ВДЕ (СЕС, ВЕС, МГЕС) та джерела РГ, що споживають традиційні енергоресурси (ДГ, ГТУ, ПГУ та ін.). Зумовлено це тим, що перший тип джерел, незважаючи на практично нульову собівартість первинного енергоресурсу, може мати різкозмінний характер генерації, пов'язаний зі зміною погодних умов, в той час як другий тип джерел має протилежні переваги та проблеми.

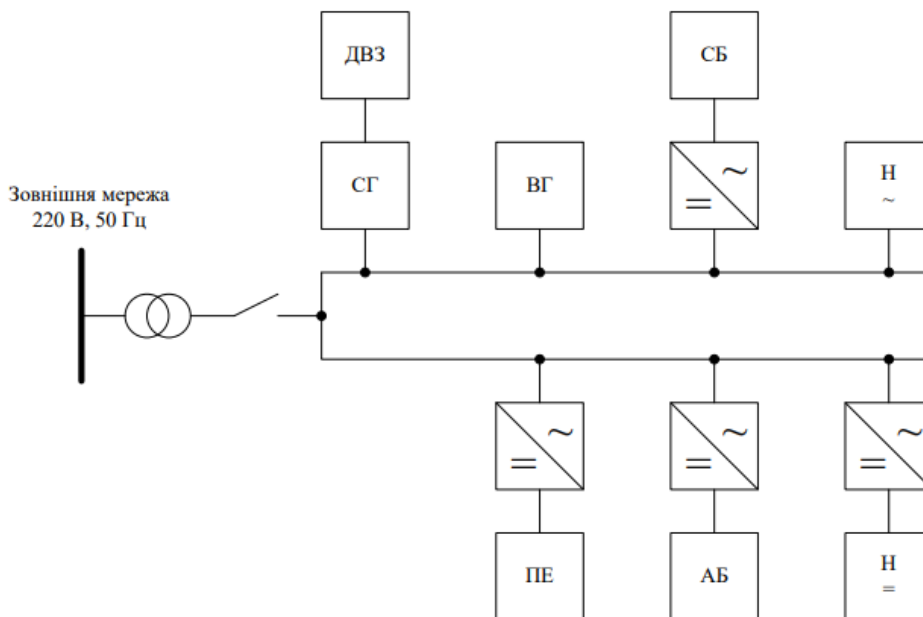


КП - коригуючі пристрої, РГ - розосереджена генерація, НВДЕ - нетрадиційні та відновлювані джерела енергії, СЕ - силова електроніка. СМ/АМ – синхронна/асинхронна машина

Рисунок 1.2- Структура електротехнічної системи з комбінованою генерацією по типу Microgrid [4]

Використанням комбінації цих типів джерел РГ і забезпечується збалансований усталений режим генерації в ЛЕС. На сьогодні ЛЕС являють собою складні структури, основними елементами яких є різні типи ПЕЕ,

генераторів, різноманітні навантаження та системи керування, у яких не можна знехтувати спотвореннями форм струму та напруги. [4], [44] – [46].



ДВЗ - Двигун внутрішнього згорання, СГ - синхронний генератор,
 ВГ – вітрогенератор, СБ - сонячна батарея, ПЕ - паливний елемент,
 АБ - акумуляторна батарея

Рисунок 1.3 - Приклад системи Micro Grid

Micro Grid немає визначеної архітектури, вона може складатися з різноманітного навантаження та комбінованих систем генерації електричної енергії, що системи можуть розташовуватись у різних географічних районах [47].

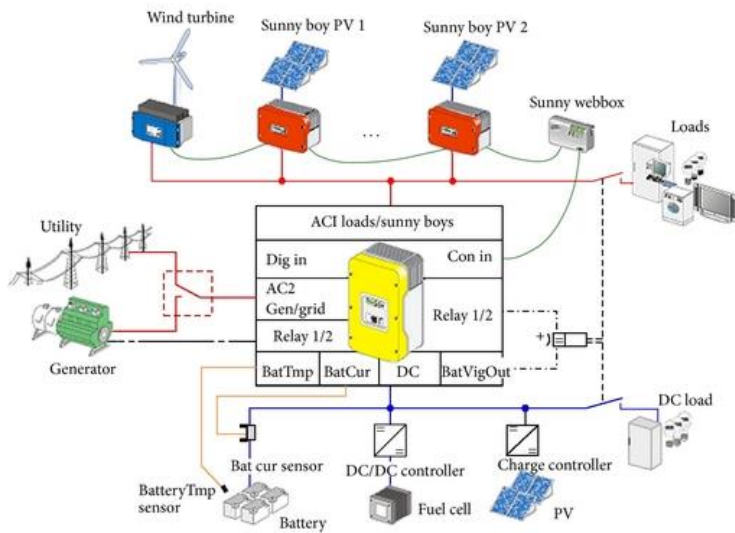


Рисунок 1.4 - Структура Micro Grid в мережах змінного струму [45]

На рис. 1.4 показано варіант Micro Grid з декількома рівнями генерації, яка складається з навантажень різних встановлювальних потужностей з одним або кількома генераторами. Ще одним варіантом побудови Micro Grid є коміркова архітектура, приклад якої зображено на рис. 1.5 з n комірками.

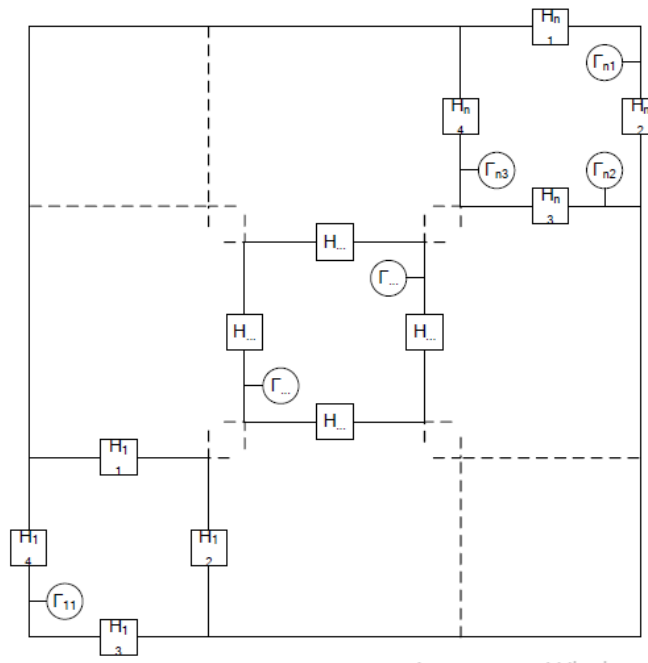


Рисунок 1.5 - Коміркова архітектура Micro Grid

Вибір радіальної чи коміркової архітектури Micro Grid засновується на особливостях потоків енергії, які є характерними для навколишнього середовища конкретних географічних районів, економічній доцільності застосування тієї чи іншої архітектури та очікуваних потреб користувачів. На відміну від радіальної архітектури, яка характеризується тим, що шляхи передачі електроенергії є незмінними та заздалегідь відомими, що дає змогу за допомогою різних алгоритмів лінійного програмування мінімізувати втрати при передачі енергії [48], коміркова архітектура є більш гнучкою. А це дає змогу змінювати шляхи передачі енергії, і при наявності відновлюваних джерел забезпечити їх роботу в режимі відбору максимальної енергії. Незалежно від обраної архітектури задача аналізу процесів генерації та споживання електроенергії, мінімізації втрат у енергетичному вузлі розосередженої генерації Micro Grid, визначення режимів роботи окремих генераторів при забезпеченні режиму відбору максимальної енергії залишається актуальною.

1.3 Фактори впливу на роботу електротехнічних систем з комбінованою генерацією з боку відновлюваних джерел енергії

На сьогодні очевидно, що енергетичний сектор України має докорінно реформуватися. Енергетика гостро потребує розвитку нових, зокрема, децентралізованих технологій з метою істотного підвищення ефективності виробництва, передачі та розподілу електричної енергії, забезпечення надійності й якості енергозабезпечення споживачів [49].

Слід зазначити, що незважаючи на незначну частку генерованої об'єктами РГ електроенергії зазначені об'єкти вже мають суттєвий негативний вплив на якість напруги, стійкість і безпеку систем електропостачання в Україні. З огляду на тенденцію щодо збільшення частки РГ слід очікувати, що в майбутньому така ситуація тільки погіршиться. Одним із шляхів вирішення цієї

проблеми є створення в Україні з урахуванням міжнародного досвіду відповідної національної нормативно-правової бази (НПБ).

Практика впровадження в РЕМ ВДЕ без достатнього аналізу та обґрунтування вказує на можливість ряду негативних впливів останніх на режим електричної мережі. Це стосується погіршення якості напруги у вузлах приєднання електроспоживачів, рівнів несинусоїдності, зростання втрат електроенергії. Ці проблеми особливо постають, коли рівні приєднаних потужностей ВДЕ перевищують потужності споживачів. Відомі підходи для визначення доцільної потужності приєднаних ВДЕ не можливо використовувати, оскільки вони не дозволяють врахувати невідповідність графіків генерування і споживання електроенергії. Через необхідність врахування значної кількості різних показників, що характеризують всі сторони функціонування розподільних електричних мереж виникає необхідність у визначенні інтегрального показника якості функціонування [50].

Забезпечення якості напруги в електричних мережах України після під'єднання до них ВЕС або СЕС на сьогоднішній день обмежений загальною вимогою дотримання в мережі норм стандарту ГОСТ 13109-97 [51] без достатньої аргументації щодо умов і способів її реалізації. В умовах відсутності в нормативній базі України вимог до характеристик об'єктів РГ, які визначають якість генерованої енергії і могли б бути одним з критеріїв допустимості їх під'єднання до розподільної мережі, працівники електропостачальних компаній вимушені в кожній конкретній ситуації самостійно визначати критерії допустимості під'єднання. Очевидно, що така практика прийняття рішення щодо під'єднання кожного окремого об'єкта носить суб'єктивний характер і не може бути прийнятною.

На сьогодні у багатьох країнах Європи накопичено достатній досвід і розроблено ефективні національні системи нормативно-правових документів, завдяки чому правила приєднання об'єктів РЕ до мереж враховують більшість чинників, які впливають на якість напруги, стійкість та безпеку систем електропостачання усіх рівнів напруги [52].

Відповідно до прийнятої європейської практики [53] забезпечення необхідних показників якості напруги здійснюється за допомогою ринкових механізмів, у тому числі на основі додаткових індивідуальних договорів на забезпечення норм показників якості напруги між споживачем і постачальником електроенергії.

За відсутності відповідного Технічного регламенту в Україні основним документом, який встановлює стандартні показники якості напруги електропостачання, є міждержавний (країн СНД) стандарт ГОСТ 13109-97 [54]. В стандарті зазначено, що наведені в ньому норми якості електричної енергії є рівнями електромагнітної сумісності для кондуктивних електромагнітних завод, а також вони мають бути застосовані у разі встановлення рівнів заводостійкості приймачів електричної енергії [55], [56].

Частота, рівень, форми кривої та симетрії лінійних напруг зазнають змін під час нормальної роботи системи електропостачання внаслідок коливання потужності навантаження, наявності збурень, які генерують певні типи обладнання, а також під час аварій, які спричинено переважно зовнішніми подіями [57].

Зміна напруги електропостачання. У нормальних робочих умовах, за винятком періодів, під час яких відбувались переривання напруги, змінення напруги не повинні перевищувати $\pm 10\%$ від величини номінальної напруги U_n . В умовах, коли електричну енергію постачають електромережі без зв'язку з об'єднаною енергосистемою чи до особливо віддалених користувачів мережею, змінення напруги не повинні перевищувати $+10\% / -15\%$ від U_n [58], [59].

Якщо напруга під час змінювання перетинає поріг провалу напруги та/чи поріг перенапруги, то такий випадок точніше треба класифікувати як провал напруги та/або перенапругу [60].

У деяких районах електропостачання, де частина обладнання споживачів має одно- чи двофазне з'єднання з мережею, небаланс напруг у трифазних точках підключення користувачів може досягати до 3% [58].

Ступінь впливу та можливість забезпечення необхідних показників якості напруги, безпеки та стійкості електротехнічних системах з комбінованою генерацією у разі під'єднання об'єктів РГ (як вітро-, так і сонячної енергетики) залежить від їх потужності [61].

На той же час для об'єктів РГ малої потужності, оскільки вони мало впливають на стійкість систем електропостачання, пріоритетною задачею є забезпечення безпеки споживачів за найбільш простою процедурою під'єднання зазначених об'єктів до мережі у разі дотримання показників належної якості напруги і безперервності електропостачання [62]-[64].

Об'єкти РГ можуть спричиняти різні типи кондуктивних збурень в розподільних мережах: флуктуації напруги і флікер внаслідок сплеску струму у разі вмикання-вимикання або розсинхронізації в роботі генератора споживача і основного генератора електричної системи; несиметрію напруг внаслідок несиметричного під'єднання генераторів або навантаження споживачів до трьох фаз розподільної мережі [65]-[67].

Гармоніки напруги електропостачання виникають внаслідок спотворення форми кривої вихідного струму (в тому числі наявності постійної складової) об'єктів РГ, які мають статичні перетворювачі частоти [68].

Малопотужні однофазні об'єкти РГ, що встановлюються в основному для власних потреб споживача при під'єднанні тільки до однієї з трьох фаз «слабкої» розподільної мережі можуть спричинити суттєву несиметрію напруг [69].

На відміну від джерел централізованої генерації фотоелектричні та вітроелектричні станції можуть розташовуватися в безпосередній близькості від споживачів і віддавати енергію до існуючих електричних мереж низької або середньої напруги з мінімальними втратами. В Україні такими об'єктами на основі ВДЕ є переважно СЕС потужністю від десятків кіловат до десятків мегават. Так, найбільшими СЕС, введеними в експлуатацію у 2018 році, є ТОВ «Енергопарк «Яворів» потужністю 36,8 МВт, ТОВ «Нива Солар» – 21,8 МВт, ТОВ «Токмак Солар Енерджі» - 35,2 МВт. Разом з тим невеликі СЕС

(переважно дахові) хоча й становлять приблизно шосту частку загальної потужності, проте значно чисельніші (станом на 2018 рік сонячними панелями були обладнані близько 7,5 тис приватних будинків) (рис. 1.6). ВЕС здебільшого мають потужності в десятки мегават, проте завдяки модульному принципу окремі вітроустановки (ВЕУ) можуть виступати як самостійні станції.

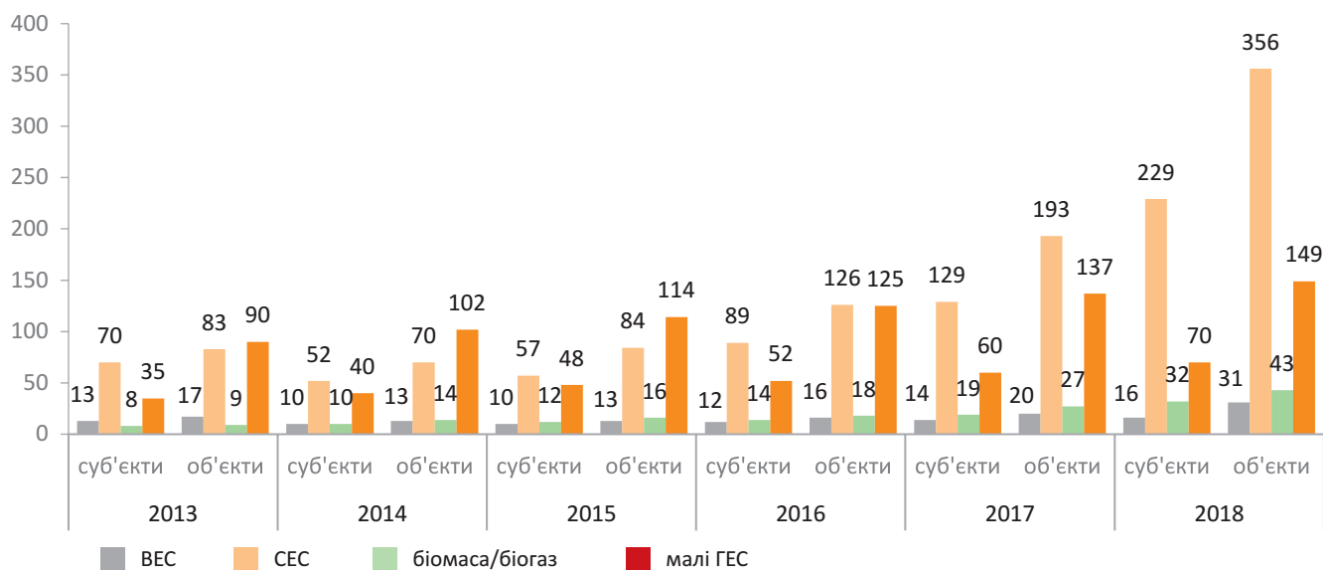


Рисунок 1.6 - Динаміка кількості суб'єктів господарювання та об'єктів електроенергетики, що виробляють електричну енергію з ВДЕ [26]

У документах нормативної бази Німеччини [70] та Великобританії [71], [72] визначено, що під'єднання об'єктів РГ різної потужності до мереж різного рівня напруги має відбуватися відповідно до різних за складністю процедур.

Таким чином, Україні необхідно в першу чергу встановити відповідні основоположні принципи і правила, які будуть конкретно втілені при розробленні конкретних нормативних документів. У зазначених документах має бути чітко і однозначно прописано критерії, якими користуватимуться оператори розподільних і магістральних мереж у разі оцінки можливості під'єднання конкретних об'єктів РГ до конкретної точки мережі [73].

1.4 Огляд методів оптимізації в комбінованих енергосистемах на основі відновлюваних джерел енергії

Під якістю електропостачання також в роботі мається на увазі зменшення рівня невизначеності, тобто показників розкиду (відхилення) балансу потужностей, це є одним з критеріїв оптимізації складу обладнання, підбору систем акумулювання енергії та економічних показників (собівартості енергії). Так, це не традиційне визначення якості, але воно є вживаним для мінливих ВДЕ.

Як відображено в [74] оптимальне співвідношення окремих елементів в комбінованих енергосистемах на основі відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) визначається з урахуванням багатьох важливих факторів, а саме: забезпеченості традиційними джерелами енергії; кліматичними (метеорологічними) умовами; структурою систем енергопостачання і енергоспоживання; вимогами до якості електричної і теплової енергії; вимогами до графіка енергопостачання; екологічними та економічними факторами, тощо. Особливістю локальних енергосистем є потреба в оптимізації складу генеруючих потужностей та їх характеристик, режимів сумісної роботи. Така оптимізація має враховувати особливості споживання енергії, вимоги до надійності забезпечення, наявний потенціал відновлюваних джерел енергії (сонячної, вітрової), вартісні показники. Поєднання фотоелектричних панелей і вітрових установок підвищує загальну вихідну енергію. Проте система накопичення енергії повинна забезпечувати безперервне живлення і перекрити можливий дефіцит електроенергії з відновлюваних джерел. В якості таких систем можуть бути батарея акумуляторів, ємності з воднем та паливні елементи і т.д. Традиційний метод визначення потужностей гібридних енергосистем, отриманих комбінуванням сонячних і вітряних електростанцій, засновано на наявності довгострокових даних про погоду, зокрема щодо сонячної радіації і швидкості вітру. Тоді для оцінки роботи енергосистеми застосовують методи рекурсивного аналізу, використовуючи історичні дані про кліматичні

показники та характер споживання. В такій постановці задача оптимального підбору генеруючих потужностей є цілком детермінованою, і зазвичай її розв'язання зводиться до методів лінійного програмування. Оскільки багаторічні дані про погоду не завжди доступні, застосовуються різні методи прогнозу, зокрема такі як штучного інтелекту, нечіткої логіки, генетичні алгоритми та штучні нейронні мережі.

Останнім часом, при зростанні питомої частки ВДЕ в енергетиці, з'являється значна кількість публікацій щодо методів обчислювальної оптимізації для досягнення техніко-економічної ефективності в гібридних системах. Оптимізація здійснюється по економічних показниках, таких як чиста приведена вартість системи, собівартість енергії і т.д. При цьому в якості додаткових умов вимагається певна надійність енергозабезпечення. Ці показники використовуються для визначення технічної та економічної ефективності конкретного проекту [75]- [79].

Для досягнення техніко-економічної оптимальності гібридних систем можуть бути застосовані різні методи оптимізації. Були запропоновані різні способи, деякі на основі більш традиційних підходів, таких як цілочисельне і інтервальне лінійне програмування, методи релаксації, квадратичного програмування та симплекс-пошуку, проте зростає число евристичних підходів, особливо генетичних алгоритмів і групової оптимізації. Представлені в літературі методи зокрема включають [80], [81]:

- лінійне цілочисельне програмування (Integer Programming);
- алгоритм пошуку шляхом ділення прямокутників (Dividing Rectangles Search);
- генетичні алгоритми і нечіткі генетичні алгоритми (Genetic and Fuzzy Genetic);
- метод групової оптимізації, або рою часток (Particle Swarm Optimizatin);
- модель нормалізації (Simulated Annealing);
- гібридизовані методи розв'язку (Hybridized Solutions);

– комерційне програмне забезпечення (Commercial Software) та інші.

Алгоритм ділення прямокутників є детермінованим, глобальним методом оптимізації, без диференціювання, призначеним для складних завдань оптимізації з граничними обмеженнями і дійсними цільовими функціями. Алгоритм стосується задання точок в просторі пошуку та уточнення області пошуку на кожному кроці ітерації, незалежно від простору можливих розв'язків. Це модифікація методу оптимізації Ліпшиця. Метод ділення застосовувався, зокрема, для вибору комерційно доступних складових гібридної системи, оптимальної кількості і типу вузлів, що забезпечують достатню енергію для задоволення заданих потреб, або ж для забезпечення мінімальної вартості енергії, або для обох цих задач – тобто задоволення потреб при мінімальній вартості системи.

Генетичні алгоритми – це метаевристичні алгоритми пошуку, які імітують процес еволюції шляхом природного відбору. Вони зазвичай починаються з випадкової генерації початкового набору величин, незалежно від конкретних знань про їх природу. Ці величини представлені у вигляді структури двійкових даних або дійсних чисел, в залежності від методу кодування, і є параметрами можливих рішень задачі. Спеціальна функція придатності використовується для визначення характеристик цих величин як рішень поставленої задачі, та відповідної якості цих рішень. Оператори генетичного алгоритму: відбір, схрещування, зміна (мутація) – використовуються для еволюції початкових даних від поточного стану до наступного, при цьому середнє значення придатності в ідеалі має покращуватись. Новий стан еволюціонує на базі знань про попередній, а нові складові цього стану відбираються шляхом поєднання (схрещування) їх хороших якостей (хороших рішень) протягом певної кількості кроків, поки алгоритм приводить до оптимуму. Існують різні модифікації генетичного алгоритму. Значну популярність має адаптивний алгоритм. Різні варіанти адаптивного алгоритму включають методи нечіткої логіки, динамічну

конфігурацію генетичних параметрів, таких як частота мутацій, частота перетворень або навіть чисельності популяції в залежності від стану алгоритму. Розглядаються звичайно дві основні проблеми: проектування гібридної системи для певних кліматичних умов та досягнення відповідної вартості. Отже, розраховується оптимальна конфігурація системи для досягнення заданої надійності постачання енергії, або імовірності втрати живлення (loss of power supply probability – LPSP) та мінімальної вартості енергії (cost of energy – COE).

Алгоритм «рою часток» створено на основі метаевристичного алгоритму оптимізації за аналогією групового руху зграї риб або птахів. Потенційні рішення представлені у вигляді частинок, які, як і в випадку генетичного алгоритму, рухаються випадковим чином. Кожна частка має певну швидкість і положення в просторі. Задано функцію оцінки придатності (чим ближче частка до оптимального значення, тим краща її придатність). Для окремих частинок існує своя найкраща позиція, а зграя (рій) відповідно мають глобальне краще становище. Швидкості частинок оновлюються на кожному наступному кроці, щоб слідувати за кращою часткою. Метод рою часток відноситься до однієї категорії алгоритмів оптимізації з генетичним алгоритмом, але мають перевагу в тому, що можуть бути використані дійсні цільові функції без необхідності кодування. Крім того, цей алгоритм легше здійснити, оскільки нема таких функцій оператора, як мутації, відбір або схрещення. Однак розрахункові проблеми при значній кількості параметрів, які мають бути оптимізовані (більше трьох), стають надто складними, наскільки ж як нам важко уявити просторовість більш ніж в 3-х вимірах. З точки зору збіжності і якості рішення, метод рою часток швидше сходиться до хорошого рішення, оскільки область, яка містить оптимальний розв'язок, з часом звужується.

Модель нормалізації є варіантом недетермінованої глобальної стратегії оптимізації, яка подібна до процесу відпускання (відпалу) в металургії. Відпал включає нагрівання металів до високих температур, з подальшим систематичним контрольованим охолодженням, щоб стимулювати утворення

великих кристалів з меншою кількістю дефектів. Модель є хорошою стратегією для знаходження наближених оптимальних рішень, де існує великий дискретний простір пошуку. Мінливість температури зазвичай приймається високою на початку процедури, в цей час алгоритм здатний приймати суміжні рішення, які трохи відмінні від поточного стану. Це дозволяє досліджувати простір пошуку. При змінному зниженні мінливості температури, звужується простір пошуку кращого рішення. Функція допустимості використовується для визначення, приймається рішення чи відкидається.

Цілочисельне програмування, як варіант лінійного програмування – це процедура, яка стосується мінімізації або максимізації лінійних функцій при наявності лінійних обмежень. Коли змінні рішення лінійної програми обмежені цілими числами (наприклад, коли це стосується кількості одиниць обладнання), це називають чистою проблемою цілочисельного програмування. Завдання лінійного програмування вирішується за допомогою обмеження області прийнятних розв'язків. Для перевірки найбільш оптимальної точки в рамках досліджуваної області використовуються рівняння оптимізації.

Методологія поверхні відгуку (response surface) являє собою сукупність статистичних і математичних методів моделювання та аналізу задач, в яких використовується адекватна функціональна залежність між досліджуваним явищем і декількома незалежними вхідними змінними, які впливають це явище. Мета методу – оптимізувати реакцію (відгук) на дію цих змінних. Дану методологію можна застосувати для вибору оптимального розміру компонентів гібридної системи з відновлюваними джерелами енергії. Так, вихідною величиною поверхні відгуку гібридної системи може бути її вартість, а конструктивними параметрами – розмір фотоелементів, площа обмаху ротора вітротурбіни, ємності акумуляторної батареї.

Гібридні алгоритми – методи, які використовують додаткові переваги від використання двох або більше алгоритмів оптимізації, щоб домогтися поліпшення ефективності або якості одержуваних рішень. Класичним прикладом є поєднання генетичного алгоритму та рою часток.

Прикладом комерційного програмного забезпечення є програма гібридної оптимізації множини енергетичних ресурсів (hybrid optimization of multiple energy resources – HOMER). Вона дозволяє виконувати аналіз чутливості оптимальної конфігурації до параметрів складових частин гібридної енергосистеми, робити порівняння між різними режимами роботи, розраховувати собівартість електроенергії та обсяг капітальних вкладень. Наприклад, програмою HOMER виконано аналіз чутливості та визначено оптимальну конфігурацію системи, а подальша робота модельована програмою SIMULINK. Серед інших подібних програм можна згадати HYBRID 2, RETScreen, iHOGA, INSEL, TRNSYS, iGRHYSO, HYBRIDS, RAPSIM, SOMES, SOLSTOR, HySim, HybSim, IPSYS, HySys, Dymola/Modelica, ARES, SOLSIM, HYBRID DESIGNER. Для визначення оптимальних розмірів різних компонентів системи використовуються також різні числові методи.

1.5 Визначення параметрів балансової надійності та якості енергозабезпечення для електротехнічних систем з комбінованою генерацією на базі ВДЕ

Оцінка якості роботи електротехнічних системах з комбінованою генерацією різного рівня локальності, їх енергетична ефективність та оптимальність побудови висуває потребу у критеріях, що характеризують вимогам, які висуваються [82]. При проведенні оцінки за економічними показниками енергосистем з ВДЕ необхідно мати на увазі раціональне використання енергії, що виробляється. Індекси енергоефективності енергетичної системи стосуються режимів, як браку потужності генерації, та надлишкової генерації. Режим повного балансу або нульового небалансу має нульову імовірність, але при застосуванні акумулюючих та допоміжних маневрових потужностей може мати цілком протяжну тривалість, що забезпечує відхилення небалансу в заданих межах.

Традиційний підхід до оцінки правильності конфігурації потужностей полягає у забезпеченні балансової надійності або адекватності системи генерації, тобто її здатності забезпечувати покриття попиту в електричній потужності та енергії заданої якості при планових та очікуваних (вірогідних) режимах споживання[5], [83]-[86].

Аналіз індексів балансової надійності проведений в роботах [5], [86]. Основними показниками, що характеризують адекватність генерування стосовно рівня споживання вважаються такі індекси, як частота втрати навантаження *LOLF* (loss of load frequency), імовірність втрати навантаження *LOLP* (loss of load probability), очікувана втрата навантаження *LOLE* (loss of load expectation), тривалість втрати навантаження *LOLD* (loss of load duration), а також індекс очікуваної недоданої енергії *EENS* (expected energy not served) [85]. Обсяг нестачі енергії через недостатню генерацію характеризується такими індексами, як імовірність втрати енергії *LOEP* (loss of energy probability) та очікувана втрата енергії *LOEE* (loss of energy expectation).

Є різні методики визначення такого роду індексів. В цілому вони визначаються:

$$LOLE = \sum_{i \in S} p_i T_i, \quad (1.1)$$

де S – множина всіх станів системи, що асоціюються з втратою навантаження,

p_i – імовірність перебування системи в i -му стані;

T_i – тривалість стану (дискретність по часу).

LOLE – це середня кількість днів чи годин за певний період (як правило за рік), коли пікові навантаження перевищують досягну потужність генерації. Цей показник не відображає ні частоти, ні обсягу появи дефіциту потужності, але він широко вживається.

Схожий показник – це імовірність втрати навантаження *LOLP* (loss of load probability). Це прогнозована кількість часу в довгостроковій перспективі, коли очікуване навантаження буде більшим, ніж потужність наявних генеруючих потужностей. Одне з формулювань цього індексу [80]:

$$LOLP = \sum_j P[C_j] \cdot P[L_j > C_j], \quad (1.2)$$

де $P[\cdot]$ – імовірність певної потужності (іноді позначається як *Prob*);

C_j – досяжна в j -й відрізок часу генерована потужність;

L_j – навантаження.

При цьому існує залежність $LOLE = LOLP \cdot T$, $T = \sum_i T_i$.

$$LOLF = \sum_{i \in S} (F_i - f_i), \quad (1.3)$$

де F_i – частота виходу системи з стану i ;

f_i – частка переходів, що не спричиняє змін стосовно втрати чи збереження навантаження.

LOLF вимірюється в кількості випадків на рік.

$LOLD = LOLE / LOLF$ – середня очікувана тривалість втрати навантаження.

Індекси *LOLP* або *LOLE* не показують сумарний дефіцит потужності, при відключенні споживачів.

Широко застосовується показник втрати навантаження – індекс очікуваної відсутності енергії *EENS* (expected energy not served) або *EUE* чи *EEU* (expected unserved energy) [87].

Якщо ймовірність недостатньої потужності на k -му інтервалі часу позначено p_k ; втрачена внаслідок дефіциту енергії навантаження, як недовиконана робота, дорівнює E_k . Тоді ймовірна втрачена (недоставлена)

енергія $LOEE$ (loss of energy expectation) дорівнює $p_k E_k$, а очікувана втрата енергії за певний період розраховується як $LOEE = \sum_{k \in S} p_k E_k$. Як правило, обирається розмірність «МВт·год/рік». Нормалізований індекс визначається діленням на загальну спожиту енергію:

$$LOEE_n = \sum_{k=1}^n \frac{p_k E_k}{E_\Sigma}, \quad E_\Sigma = \sum_{t=0}^T E_L(t) \cdot \Delta t. \quad (1.4)$$

Тут n – кількість часових періодів (при часовій дискретності «год/рік» $n=8760$, для «днів/рік» $n=385$).

Індекс надійності енергії EIR (energy index of reliability):

$$EIR = 1 - LOEE_n. \quad (1.5)$$

Популярним для оцінки електротехнічних систем з комбінованою генерацією (рис. 1.7) є індекс імовірної втрати живлення $LPSP$ (loss of power supply probability) – це показник, що відображає імовірність втрати можливості до забезпечення енергією потреб споживача, аналогічно до $LOLP$ [80]. Інша назва – дефіцит потужності (DPS - deficiency power supply). Оскільки умова забезпечення потужності може виконуватися не в кожен момент часу t , показники (індекси) надійності визначаються як імовірні величини.

Поняття $LPSP$ можна узагальнити наступним чином. Нехай є сумарна поточна потужність генерування $E_G(t)$, наприклад від СЕС та ВЕС. Фактично надана (споживана) потужність додатково визначається коефіцієнтом ефективності інвертора η_{inv} . Позначимо $E_L(t)$ – потреба споживача (навантаження) в момент часу t .

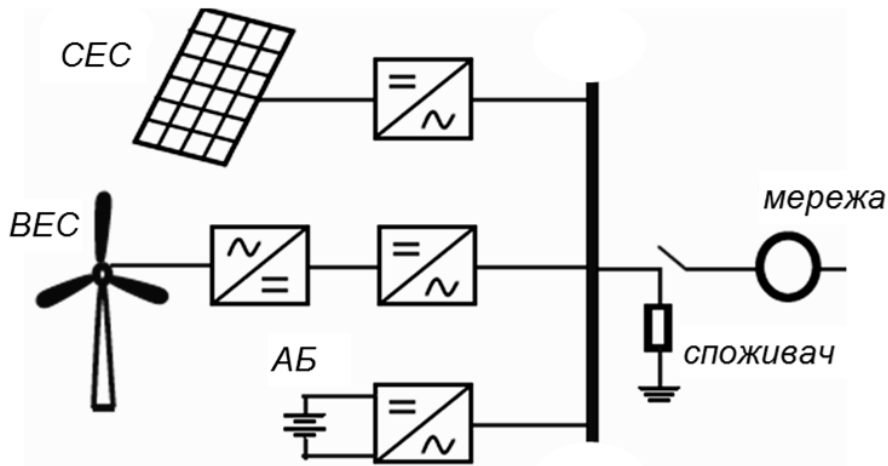


Рисунок 1.7 – Електротехнічна система з комбінованою генерацією з акумулюванням енергії

Можливі наступні ситуації: $E_G > E_L$ і надлишкова енергія акумулюється; $E_G = E_L$ (баланс потужності); $E_G < E_L$ (дефіцит потужності). Дефіцит енергії компенсується акумуляторною батареєю (АБ), наскільки дозволяє її ємність C_{bat} , доки потужність батареї не знижується нижче встановленого мінімального рівня. В такому випадку рівень дефіциту енергії на елементарному часовому інтервалі:

$$LPS(t) = E_L(t) \cdot \Delta t - [E_G(t) \cdot \Delta t + C_b(t-1) - C_{b.min}] \cdot \eta_{inv} . \quad (1.6)$$

Індекс $LPSP$ може бути визначений як відношення всієї нестачі енергії до загальної потреби на часовому інтервалі T :

$$LPSP(T) = \frac{\sum_{t=0}^T LPS(t)}{E_\Sigma} . \quad (1.7)$$

В ситуації $E_G > E_L$, тобто при перевищенні потреб і повністю зарядженій батареї акумуляторів частина енергії буде втрачена. Невикористана енергія

$$WE(t) = E_G(t) \cdot \Delta t - \left(\frac{E_L(t)}{\eta_{inv}} \Delta t + \left(\frac{C_{b.\max} - C_b(t-1)}{\eta_b} \right) \right), \quad (1.8)$$

де η_b – коефіцієнт ефективності акумуляторної батареї.

Частка надлишкової енергії *EXC* (energy excess) за період *T*:

$$EXC(T) = \frac{\sum_{t=0}^T WE(t) \cdot \Delta t}{E_\Sigma}. \quad (1.9)$$

Відхилення генерованої потужності від потреб споживання може призвести до коливань напруги. Показником якості профілю напруг (voltage quality) може слугувати величина відносного відхилення поточної напруги від нормальної:

$$VQ(T) = \sum_{t=0}^T \frac{|V_{norm} - V(t)|}{V_{norm}}. \quad (1.10)$$

Величина показника балансової надійності обирається на базі визначення необхідного рівня надійності, що покриває потребу споживачів в електроенергії, при якому додаткові витрати на його підвищення для ОЕС стають більшими, ніж компенсація вірогідного рівня збитків споживачів. Як правило вартісні показники мають значну волатильність, тому в якості показників прийняття рішень щодо забезпечення належного рівня надійності використовують експертні оцінки з необхідними обмеженнями.

Швидкий розвиток технологій виробництва електроенергії на базі використання ВДЕ, що не мають стабільного джерела первинного енергоносія обумовив появу нових проблем., що стосуються забезпечення надійності при управлінні розвитком ОЕС. Також проблемою є вірогідність виникнення надлишку потужності при одночасному високому значенні поточної

потужності на ВЕС та СЕС та мінімальних рівнях генерації електроенергії на електростанціях інших типів. Коливання небалансу енергії необхідно усунути за рахунок зміни потужності інших, традиційних джерел, це потребує наявності відповідного діапазону регулювання потужності на них, які покривають зміну навантаження споживачів і забезпечують необхідну якість електроенергії.

Балансова надійність стає проблемою оцінки достатності генеруючих потужностей з необхідною вірогідністю, що передбачає розрахунок *LOLE* та *LOLH*, і відповідності можливостей виробітку електричної енергії для забезпечення надійного покриття потреб споживачів з урахуванням коливань потужності ВЕС та СЕС, що змінюється в певному діапазоні, в граничному випадку від нуля до максимальної потенційно доступної потужності, що можуть забезпечити такі технології. Таким чином, необхідним є впровадження критерію надлишку потужності, для оцінки вірогідності виникнення таких ситуацій в ОЕС.

Наприклад:

$$LOGE = \sum_{i \in S1} p_i T_i,$$

де *S1* – множина всіх станів системи, що асоціюються з втратою генерованої енергії,

$$LOGP = LOGE / T, \text{ або } LOG = \sum_{k \in S1} p_k G_k,$$

де G_k – надлишкова генерована енергія.

При відсутності акумулювання $LOLP = 1 - LOGP$, а за умови оптимізації ємності акумуляторів можна вважати $\min(LOLP + LOGP)$.

В якості основних критеріїв для оцінки адекватності [88], можуть використовуватись такі:

- математичне очікування річного обсягу обмежень споживачів в електричній енергії $M[\Delta W]$, (аналогами є EUE або $LOEE$, МВт·год /рік);
- відносне задоволення споживачів електричною енергією $\pi = 1 - M[\Delta W]/L_T$ (L_T - попит споживачів на електричну енергію протягом часу T);
- інтегральні ймовірності появи дефіциту потужності (J_d);
- ймовірність втрати навантаження (в.о.) - $LOLP$;
- середнє число днів дефіциту потужності, тобто тривалості втрати навантаження, діб в рік ($LOLE$, інше позначення – $LOLE_{365}$);
- середнє число годин дефіциту потужності в рік, іноді називають тривалістю втрати навантаження в годинах за рік ($LOLH$, інше позначення – $LOLE_{8760}$).

Для оцінки наявності дефіциту потужності в загальному випадку необхідно здійснити оптимізацію режиму за мінімумом загальної вартості спожитої електроенергії з формалізацією балансів виробництва-споживання. При їх проведенні вважається, що обмеження на можливість використання доступної потужності генерації відсутні, за винятком ВЕС і СЕС, які задаються випадковим чином з певного діапазону. Потужність споживачів, як правило, вибирається з певного діапазону випадковим чином. При виникненні дефіциту генерації диспетчерська служба ОЕС вживає заходів для його усунення, тобто неможливо розглядати стан ОЕС в певний час конкретної доби як незалежний від суміжних. Отже, для коректного розрахунку $LOLH$ необхідно використання складної методології з урахуванням всіх чинників. Тому критерій $LOLE$ сьогодні є найбільш використовуваним у світі для оцінки балансової надійності. Загальноприйнятий стандарт середнього числа днів дефіциту потужності $LOLE$ у багатьох розвинених країнах дорівнює 0,1 діб/рік або 1 добі в 10 років (США), у Франції $LOLH = 3$ год./рік, у Великобританії $LOLH = 4$ год./рік, в Ірландії $LOLH = 8$ год./рік [89].

При розгляді моделі електротехнічної системи з комбінованою генерацією належить брати до уваги енергетичні характеристики, а також погодні зміни, що стосуються роботи ВЕС та СЕС, які мають випадкову

природу. Резервні джерела живлення (дизель-генератор, газова турбіна, міні-ГЕС, прилегла електромережа, акумуляторні батареї як проміжне джерело) можуть вважатися детермінованими. Критерій оптимізації, виходячи з найбільш уживаних вимог до електротехнічних систем з комбінованою генерацією на базі ВДЕ, може мати різні формулювання [90]. Можливі різні варіанти постановки задачі [86] залежно від мети та умов роботи системи.

Вибір конкретного методу розв'язку залежить від постановки задачі оптимізації.

Точно поставлена екстремальна задача має містити: функціонал $f: X \rightarrow \bar{R}$, визначений на деякій множині X (класі допустимих елементів), та обмеження, тобто підмножину C , де $C \subseteq X$. Через \bar{R} звичайно позначають розширену дійсну пряму, тобто всі дійсні числа разом з безконечними точками $-\infty$ та $+\infty$. Точки $x \in C$ є допустимими за обмеженням. Задача вимагає пошуку екстремуму (верхньої чи нижньої грані) функціонала: $f(x) \rightarrow \inf(\sup)$ при дотриманні обмежень $x \in C$. Якщо $C=X$, то це задача без обмежень. Як правило, X – це нормований простір з топологією, або банахів простір (за такої умови формулюються класичні постановки задач оптимізації та методи їх розв'язку). Стандартна математична задача оптимізації формулюється в такий спосіб. Серед елементів x , що утворюють множину X , знайти такий елемент x^* , що надає мінімальне значення заданій функції $f(x)$. Для того щоб коректно поставити задачу оптимізації, необхідно задати: допустиму множину X , цільову функцію f , критерій пошуку (*max* або *min*).

Отже, довільна математична модель задачі математичного програмування складається з двох частин: цільової функції і обмежень:

$$f_0(x) \rightarrow \text{extr}(\max, \min),$$

$$f_i(x) = 0; \quad f_j(x) \leq 0, \quad i = 1, 2, \dots, k; \quad j = k + 1, k + 2, \dots \quad (1.11)$$

де $f_0(x)$ – цільова функція (критерій оптимізації), вид якої залежить від умов даної задачі;

x – випадкова величина з деякої області визначення та певним законом розподілу; умови для $f_i(x)$ – обмеження.

До функцій (1.11) можуть входити числові параметри, що відображають вплив факторів різної природи: $f_n(x) = f_n(x, a_i)$. В загальному вигляді це задачі опуклого програмування. Рівності для $f_i(x)$ називають рівнянням стану: вони зазвичай описують функціональні зв'язки досліджуваних параметрів, або фізичні закони. У випадку комбінованої енергосистеми в якості рівнянь стану можуть бути використані енергетичні характеристики елементів системи (криві потужності, характеристика зарядки/розрядки акумуляторів, тощо).

Як правило, в якості цільової функції оптимізації гібридної енергосистеми розглядають вартісну складову. Цільова функція є сумою всіх чистих теперішніх вартостей, що включають капітальні витрати, вартість демонтажу, витрати на експлуатацію та технічне обслуговування. У випадку наявності традиційних джерел, зокрема які використовують паливо, до витрат відносять також екологічну складову, тобто вартість компенсації шкідливих викидів. У загальному випадку цільова функція математичної моделі має вигляд:[74]

$$f(T) = \int_0^T \sum_i^N c_i y_i(t) dt \rightarrow \min, \quad (1.12)$$

де T – час експлуатації;

N – кількість елементів;

c_i – питома вартість одиниці електричної енергії від i -го генеруючого елемента (чи групи елементів) певного типу;

$y_i(t)$ – кількість одиниць електричної енергії, отриманої від i -го елемента.

Оскільки продуктивність генерування прямо пропорційна номінальній потужності, яка при обраному типі генерування визначається кількістю окремих елементів (генеруючих модулів), то задача оптимізації є цілочисловою

лінійною, де параметрами оптимізації є кількість модулів кожного типу. Тип модуля характеризується його енергетичною характеристикою, що грає роль рівняння стану, а обмеження у вигляді нерівностей стосуються загальних параметрів енергосистеми (пропускної здатності мереж, потреб споживача, можливостей розміщення, тощо). При заміні показників продуктивності їх математичним сподіванням, тобто переходу до осереднених значень швидкості вітру та рівня інсоляції, ця задача стає детермінованою і в переважній кількості досліджень саме так і вирішується. Слід однак зазначити, що для вітрової енергії істотним є не лише середнє значення швидкості вітру, а й дисперсія, враховуючи суттєво нелінійну енергетичну характеристику ВЕУ.

Додатковими критеріями оптимізації, які також можуть мати характер обмежень, можуть слугувати такі показники, як індекс втрати живлення, індекс втрати очікуваного навантаження, індекс втрати енергії та інші [80]. Загалом ставиться задача пошуку мінімальної по вартості конфігурації енергосистеми, що задовольняла б попит [91], [92].

При наявності кількох критеріїв оптимізації постає питання про їх узгодженість чи пріоритетність. Так, в роботі [93] цільові функції включають в себе мінімізацію загальних витрат енергосистеми, шкідливих викидів, втрат енергії в розподільчій мережі і оптимізацію профілю напруги. У пропонованому алгоритмі було розглянуто сукупність недомінуючих рішень. Оскільки цільові функції мають конкуруючий характер, використовується алгоритм нечіткої кластеризації. Обмеження стосуються напруги ($U_{min} < U < U_{max}$), загальної кількості об'єктів ВДЕ та їх частки в енергозабезпеченні. В багатокритеріальних задачах оптимізації Парето-оптимальним, або не домінуючим визначається рішення, яке не може бути поліпшене щодо однієї цільової функції без погіршення результату хоча б для однієї з решти функцій.

1.6 Класифікація задач оптимізації в умовах невизначеності та методи постановки задач стохастичної оптимізації

Загальна класифікація задач оптимізації в умовах невизначеності та методи постановки задач стохастичної оптимізації були відображені в роботі [74], [94].

У загальному випадку оптимізаційні задачі можуть бути розбиті на три групи: детерміновані, ті що вирішуються в умовах неповноти інформації, і істотно стохастичні задачі [90].

Детерміновані задачі оперують з повністю визначеною інформацією. Методи вирішення цих задач є найбільш розробленими. На іншому полюсі знаходяться задачі, які вирішуються в умовах невизначеності (або неповноти інформації), що відрізняються тим, що стохастичні характеристики досліджуваної системи (об'єкта) не можуть бути отримані. Наявність вітрової та сонячної електростанцій, залежних від стану погоди, вносять невизначеність у роботу енергосистеми. Рівень споживання також, як правило, носить випадковий (в певних межах) характер. Отже, оптимізація такої комбінованої енергосистеми має бути стохастичною. Однак інколи для оцінки роботи енергосистеми застосовують методи рекурсивного аналізу, використовуючи історичні дані про швидкість вітру, сонячну радіацію та характер споживання. В такій постановці задача оптимального підбору потужностей є цілком детермінованою, і зазвичай її розв'язання зводиться до методів лінійного програмування. Включення до моделей лише лінійних рівнянь гарантує існування абсолютного оптимуму. Використанням нелінійних моделей можна досягти відображення більш складних взаємозв'язків системи, проте, на відміну від лінійної оптимізації, абсолютний оптимум існуватиме лише за умови, що цільова функція та обмеження є випуклими. Більшість задач нелінійної оптимізації розв'язуються із застосуванням методу Лагранжа, алгоритмів імітації процесу або генетичного алгоритму [95]- [97].

Залежно від рівня невизначеності задача оптимізації може вирішуватися в умовах інтервального опису параметрів або з позицій теорії нечітких множин.

Інтервальний опис використовується тоді, коли невизначені параметри задані тільки діапазонами можливих значень (верхні і нижні межі), причому випадковий параметр може приймати довільне значення всередині інтервалу, при цьому йому не приписується ніяка імовірнісна міра.

Опис з позицій нечітких множин передбачає, що невизначені параметри задаються деякими множинами можливих значень і характеризуються тим або іншим ступенем приналежності до деякої множини (за допомогою функції приналежності). При цьому повна приналежність відповідає значенню функції, рівному «1», а повна неналежність - «0».

Визначення множини умов, що характеризують модель, і формування на їх основі оптимізаційних задач, розв'язок цих задач та знаходження зони невизначеності для кожного з отриманих рішень вимагають значних часових затрат. Так, нехай вирішується задача лінійного програмування в умовах інтервального задання параметрів лінійної форми: $a_i \in [a_i^{\min}, a_i^{\max}] \forall i, i \in [1, n]$. Для формування множини умов, які характеризують об'єкт (тобто набору можливих варіантів), необхідно враховувати 2^n лінійних форм, де n - розмірність вектора невідомих, тобто необхідно розв'язати 2^n задач лінійного програмування. Навіть при невеликому n число вирішуваних завдань буде значним. Тому актуальним в таких задачах є формування мінімального обсягу варіантів, що адекватно відображали б реальні умови.

Для вирішення подібних завдань широке застосування отримав принцип евристичної самоорганізації. В основу покладено принцип неостаточності результатів, коли рішення можна прийняти або відразу, або в кілька прийомів, послідовно покращуючи його. Тоді на кожному кроці відбирається не єдине (найкраще) рішення, а певна множина рішень (приблизно 20-35% найбільш правдоподібних). Принцип неостаточних рішень дає можливість багаторазово застосовувати евристичні критерії для вибору рішення на кожному кроці, при необхідності коректувати і рішення, і критерії [98]- [101].

Окремим випадком стохастичного є статистичний опис. Ця форма опису використовується тоді, коли вдається оцінити лише вибірки деякої випадкової величини (в практичних завданнях так найчастіше і буває), на підставі якої і будуються відповідні емпіричні характеристики (щільність розподілу, функція розподілу, тощо).[74]

У практичних задачах управління виникають ситуації, коли рішення має бути прийнято оперативно, до реалізації і спостереження деяких випадкових факторів. Однак при цьому з'являється можливість в подальшому по мірі накопичення інформації коригувати попередньо прийняте рішення і компенсувати таким чином нев'язки, що з'являються. Відповідно до цього доцільно розглядати окремо розробку попереднього плану і компенсацію нев'язок як два етапи рішення однієї задачі. Такі завдання називаються двоетапними задачами стохастичного програмування. Аналогічно можливі і багатаетапні задачі, коли в процесі визначення управління послідовно спостерігаються реалізації випадкових параметрів умов завдання і кожен раз, коли це є доцільним, відповідно до накопиченої інформації, коригується рішення [102]- [104].

Стохастичні задачі розрізняються за цільовими функціями, по характеру обмежень і по виду рішення.

В якості цільової функції може бути використано [90]:

- математичне очікування деякої функції від розв'язку (або самого розв'язку) – M-модель (M-критерій), наприклад сумарна генерована енергія практично рівна спожитій, тобто мінімізується математичне очікування небалансу;

- дисперсія деякої функції від розв'язку (або самого розв'язку) – D-модель (D -критерій), наприклад небаланс потужності має бути якомога меншим, тобто мінімізується дисперсія небалансів;

- імовірність попадання розв'язку (або функції від розв'язку) в деяку, взагалі кажучи, випадкову область – P-модель (P-критерій);

- мінімальне (максимальне) значення деякої функції від розв'язку – ММ-модель, наприклад обмеження по надлишку або дефіциту енергії;
- комбінація будь-якої сукупності відповідних моделей (наприклад, М-Д-модель), і т.ін.

За характером обмежень задачі можна класифікувати аналогічно класифікації за цільовими функціями:

- якщо обмеження повинні виконуватися при всіх (або майже всіх) реалізаціях параметрів, то вони будуть детермінованими;
- якщо з деяких міркувань можна допустити, щоб нев'язки в умовах не перевищували заданих з певною вірогідністю (від 0 до 1), то обмеження називаються імовірнісними;
- виникають ситуації, в яких можлива заміна жорстких обмежень їх усередненням за розподілом випадкових параметрів. Такі обмеження називаються статистичними.

Для вирішення задач стохастичної оптимізації застосовують два види методів: прямі і непрямі.[74]

Прямі методи передбачають безпосереднє рішення задачі, описаної системою стохастичних диференційних рівнянь. До цих методів можна віднести градієнтні методи, методи усереднень, штрафів і ін. Методи подібного типу є досить складними і громіздкими, їх застосовують в наступних випадках:

- немає явної залежності цільової функції від вектора управління;
- замість розподілу випадкових величин задаються їх імітаційні моделі, що дозволяють будувати тільки окремі реалізації величини;
- цільова функція виявляється негладкою.

Якщо цільову функцію, використовуючи апарат теорії ймовірностей і математичної статистики, можна задати в явному вигляді в залежності від вектора управління, застосовують непрямі методи вирішення стохастичних задач. У цьому випадку з'являється можливість зведення задачі стохастичної оптимізації до задачі нелінійного програмування, і вся складність полягає в розробці алгоритму цього зведення [105].

Розглянемо математичну постановку задач стохастичної оптимізації в найпростішому вигляді [90]. Представимо задачу у вигляді

$$f(x) \rightarrow \min,$$

де f – цільова функція (критерій оптимізації), вид якої залежить від умов даної задачі,

x – випадкова величина з заданим законом розподілу.

Найчастіше розглядаються змінні x з нормальним або рівномірним законами розподілу, оскільки такі розподіли легко змоделювати. Визначимо змінну x , задавши її математичне сподівання $M[x]=x_c$ і дисперсію $D[x]=\sigma_x^2$. Слід зазначити, що для задачі багатопараметричної оптимізації змінна x і її параметри x_c і σ_x є векторами, розмірність яких відповідає розмірності розв'язуваної задачі. Внаслідок випадкової природи аргументу функція $f(x)$ також буде випадковою величиною. Для представлення випадкової функції $f(x)$ визначимо її математичне сподівання і дисперсію $M[f(x)]=f_c$, $D[f(x)]=\sigma_f^2$.

Для обчислення ймовірності попадання значення $f(x)$ в заданий діапазон для заданих величин x_c і σ_x випадковим чином формується множина n векторів, обчислюються відповідні значення f_i ($i=1 \dots n$), і знаходяться елементи f_i , що задовольняють умову $f_{\min} \leq f_i(x) \leq f_{\max}$.

У класі задач стохастичної оптимізації найчастіше виділяють три моделі прийняття рішень: М-задача (знаходження мінімального математичного очікування критерію оптимальності), D-задача (знаходження мінімальної дисперсії) і Р-задача (знаходження максимальної ймовірності досягнення заданої величини критерію). В простій формі ці критерії набувають наступного вигляду.

Як відмічається в [74], [106] М-задача: при заданому σ_x потрібно знайти таке x_c , яке забезпечує мінімальне математичне очікування f_c . Доцільно модифікувати цю задачу до задачі мінімізації значення функції виду $|f_c - f^*|$, де

f^* – задане значення критерію. Дана задача найбільш близька до класичного вигляду оптимізаційних задач. При ігноруванні стохастичної природи змінної x задача зводиться до класичної.

D-задача: при заданому σ_x потрібно знайти таке x_c , яке забезпечує мінімальне значення σ_f . Перетворення задачі оптимізації в задачу модифікації можна виконати аналогічно перетворенню в M-задачі.

P-задача: при заданому σ_x потрібно знайти таке x_c , при якому імовірність $P(f_{min} \leq f(x) \leq f_{max})$ досягає максимуму.

Слід зазначити, що часто в задачах стохастичної оптимізації необхідно спостерігати за змінами математичного очікування і дисперсії одночасно, не допускати перевищення ними заданих значень. Для вирішення цієї проблеми розглядаються моделі зі змішаними умовами (багатокритеріальні задачі) [107].

Отже, довільна математична модель задачі математичного програмування складається з цільової функції і обмежень. У задачах стохастичного програмування важливим є вибір як виду цільової функції, так і виду обмежень. Цільова функція визначає ефективність функціонування і розвитку системи. Обмеження в стохастичних математичних моделях можуть також задаватися різними способами, а значить, отримані оптимальні плани будуть мати відповідний рівень ймовірності їх виконання. При цьому потрібно брати до уваги як внутрішню невизначеність (технологічні процеси перетворення енергії), так і невизначеність зовнішнього середовища (погодні умови, вимоги до експлуатації, економічні обставини, тощо). Нехай задано обмеження задачі математичного програмування в загальному вигляді:

$$g(x, \omega) \leq 0,$$

де ω – деякі випадкові параметри з множини Ω .

Неможливість, а іноді й недоцільність вимоги, щоб знайдене рішення задовольняло обмеження за будь-яких реалізацій випадкових параметрів ω

породжує таку ідею: накласти дещо менш жорсткі умови, зокрема допускати невиконання умов з певною ймовірністю. Наприклад: $P\{g(x, \omega) > 0\} \leq \gamma$ або $P\{g(x, \omega) \leq 0\} \geq 1 - \gamma$. Це значить, що імовірність події $g(x, \omega) > 0$ не перевищує величину γ . Наприклад, якщо $\gamma=0,05$, то обмеження у 95 випадках із 100 буде виконуватися і тільки у п'яти випадках не буде виконуватися. Варіантом такої задачі є забезпечення нормативної частоти струму. Так, згідно з нормами СОУ [108] частота має перебувати в певних межах не менше 95% часу доби, тобто $P\{49,8 \text{ Гц} \leq \omega \leq 50,2 \text{ Гц}\} \geq 0,95$, не виходячи за гранично допустимі межі $50 \pm 0,4$ Гц. Отже, тут є обмеження імовірнісні і абсолютні. В свою чергу коливання частоти пов'язані з небалансом потужності, тому відповідні умови можуть бути перераховані в терміни потужності стосовно досліджуваної енергосистеми [109], [110].

Крім того, система обмежень задачі може бути змішаною, тобто частина обмежень може виконуватися в середньому, частина – в жорсткій постановці, а частина – з деякою ймовірністю.

Наведемо кілька варіантів постановок задач стохастичного програмування, які можуть бути застосовані зокрема і до енергосистем комбінованого типу.

Нехай $f(X, \omega)$ – функція, яка виражає ефективність плану для певних x та ω . Тоді задачу визначення оптимального детермінованого плану x за випадкових параметрів ω можна сформулювати у таких варіантах:

а) $\max M[f(x, \omega)]$ за умов: $P\{g(x, \omega) \leq 0\} \geq 1 - \gamma, x \geq 0, \omega \in \Omega;$

б) $\max \xi$ за умов: $P\{f(x, \omega) \geq \xi, g(x, \omega) \leq 0\} \geq 1 - \gamma, x \geq 0, \omega \in \Omega.$

Отже, за постановки задачі варіанту, а) необхідно максимізувати середню сподівану ефективність за умов, що обмеження виконуються з імовірністю $1-\gamma$. За постановки задачі варіанту б) крім цього вимагається, щоб значення функції ефективності було не менше величини ξ з імовірністю $1-\gamma$, а також, щоб величина ξ була максимальною. Перевага варіанту а) полягає у тому, що він простіший стосовно обчислення.

Зрозуміло, що можна формулювати задачі стохастичного програмування також і по-іншому, поєднуючи або комбінуючи у певний спосіб умови наведених вище першої та другої моделей. Так, приміром, задача стохастичного програмування може мати такий вигляд:

$$P\{f(x, \omega) \geq \xi\} \rightarrow \max ,$$

де $M[g_i(x, \omega)] \leq 0$ ($i = 1 \dots k$), $g_i(x, \omega) \leq 0$ ($i = k + 1 \dots m$).

Очевидно, можливих постановок задач стохастичного програмування досить багато і вибір певного їх виду для розв'язування практичних задач залежить від конкретних умов задачі, наявної інформації та мети дослідження [111]. Постановка задачі стохастичного програмування істотно залежить також від того, чи є можливість під час вибору (прийняття) рішень уточнювати стан економічного середовища (природи) на підставі певних спостережень.

Строга математична постановка задачі стохастичної оптимізації повинна містити опис властивостей та метрики досліджуваного простору фізичних параметрів.

Нехай (Ω, G, P) - досліджуваний імовірнісний простір; Ω – множина подій, на яких визначена ймовірність P ; G утворює σ -алгебру подій; ω – елементарна подія, яка представляє собою відповідний випадковий процес при фіксованих значеннях всіх початкових параметрів,

$$\omega = \omega(u, v), u \in U, v \in V ,$$

де U, V – сукупність параметрів управління і стану відповідно [90].

Нехай дано деякі випадкові функції, що визначають рішення і граничні умови в задачі; вектор-функція $x(\omega)$ покомпонентно вимірна відносно G . Як критерій оптимізації (цільову функцію) будемо розглядати деякий функціонал $F^0[x(\omega), \omega]$. Тепер загальна постановка задачі стохастичної оптимізації

формулюється як задача пошуку G -вимірної вектор-функції $x(\omega)$, що мінімізує функціонал при деяких обмеженнях типу рівностей і нерівностей. Обмеження типу рівностей – це рівняння, що описують фізичну задачу (рівняння стану). Обмеження типу нерівностей – це найчастіше обмеження по потужності, конструкційні та технологічні обмеження, тобто обмеження на параметри стану і управління. Параметри управління – регульовані допоміжні параметри, за допомогою яких можна досягти бажаного результату.

Математичний опис моделей можна представити в наступному вигляді:

A-моделі

$$F^0[x(\omega), \omega] = f_0^*[x(\omega), \omega], \quad (1.13)$$

де $f_0^*(\cdot)$ – значення випадкової функції $f_0(\cdot)$ при деяких детермінованих значеннях усіх початкових параметрів.

M-моделі

$$F^0[x(\omega), \omega] = \int_{\Omega} f_0[x(\omega), \omega] P(d\omega) = Mf_0[x(\omega), \omega], \quad (1.14)$$

де $Mf_0(\cdot)$ - означає математичне сподівання випадкової величини $f_0(\cdot)$.

D-моделі

$$F^0[x(\omega), \omega] = \int_{\Omega} \{f_0[x(\omega), \omega] - Mf_0[x(\omega), \omega]\}^2 P(d\omega) = Df_0[x(\omega), \omega], \quad (1.15)$$

де $Df_0(\cdot)$ - означає дисперсію випадкової величини $f_0(\cdot)$.

P-моделі

$$F^0[x(\omega), \omega] = \int_{f_0 \leq a} P(d\omega) = P\{f_0[x(\omega), \omega] \leq a\},$$

де нерівність може бути також « \geq ».

ММ-моделі

$$F^0[x(\omega), \omega] = \max(\min)_{\Omega_i} \int f_0[x(\omega), \omega] P(d\omega), \text{ де } \cup \Omega_i = \Omega. \quad (1.16)$$

Формула (1.16) справедлива, якщо умови задачі дозволяють представити множину Ω сукупністю підмножин Ω_i , що не перетинаються. У загальному випадку для ММ-моделі цільова функція має вигляд $F^0[x(\omega), \omega] = \max(\min)_{\Omega} f_0[x(\omega), \omega]$, а задача стохастичної оптимізації зводиться до відшукування $x(\omega) \in X$, що забезпечує $\max\{\min_{\Omega} f_0[x(\omega), \omega]\}$ або $\min\{\max_{\Omega} f_0[x(\omega), \omega]\}$, тобто екстремум при найбільш несприятливих умовах задачі.

Як комбінована часто використовується М-D-модель

$$F^0[x(\omega), \omega] = |Mf_0[x(\omega), \omega]| + \lambda \sqrt{Df_0[x(\omega), \omega]}, \quad (1.17)$$

де λ – деякий позитивний коефіцієнт.

Очевидно, при $\lambda \gg 1$ вплив другого доданка домінує і М-D-модель переходить в D-модель, а при $\lambda \rightarrow 0$ ця модель переходить в М-модель.

Комбіновані моделі для цільових функцій типу ММ-Р, ММ-D, ММ-М, М-Р, D-Р, М-D-Р, ММ-D-Р, ММ-М-Р, ММ-М-D, ММ-М-Р-D і ін. записуються аналогічно М-D-моделі.

Приклади обмежень М-типу: $Mf_i[\bar{x}(\omega), \omega] \leq 0, i = 1 \dots m_1$.

Обмеження Р-типу: $P\{f_i[\bar{x}(\omega), \omega] \leq a_i\} \geq \alpha_i, \alpha_i \in (0, 1), i = m_1 + 1 \dots m$.

Тут $\omega \in \Omega, x(\omega) \in X$, де X – деяка множина n -вимірного простору.

Частіше зустрічаються обмеження виду $g[\bar{x}(\omega), \omega] \leq 0$, де в якості функції g прийнято $\inf(\bar{x} - \bar{y}), \bar{y}(\omega) \in X$.

Перш ніж вибрати відповідну модель і ставити завдання стохастичною оптимізацією, необхідно оцінити щільність розподілу досліджуваної випадкової величини. Якщо досліджується функція випадкової величини, то оцінка щільності розподілу може бути визначена аналітично тільки в тих випадках, коли випадкова величина Y є функцією деякої випадкової величини X з заданою щільністю розподілу: $Y=f(X)$, причому f - абсолютно неперервна функція. У більш загальному випадку, коли немає аналітичної залежності, можна скористатися методом статистичного моделювання [112]. При цьому за допомогою генератора випадкових чисел (або по заданому відповідному розподілу) задаються стохастичні складові (властивості енергоносія, початкові умови, граничні умови і ін.) та оцінюється щільність розподілу досліджуваної випадкової величини наступним чином:

1) перевіряється наявність розкиду розглянутої величини. Якщо розкид існує, то необхідно, відсіявши грубі похибки, вирахувати статистичні характеристики. Якщо стохастичності немає, то досліджувана величина є детермінованою і при остаточному формулюванні постановки задачі стохастичної оптимізації по даному параметру отримаємо А-модель. Для більшості реально використовуваних законів розподілу, які описуються аналітично, вид закону можна оцінити за величиною чотирьох перших моментів.

2) оскільки оцінка закону розподілу проводилася на основі дослідних (емпіричних) даних, необхідно перевірити відповідність отриманого закону теоретичному розподілу. Для цього формулюється відповідна гіпотеза і по відомим критеріям проводиться оцінка (частіше використовують критерій хі-квадрат, а для невеликих вибірок - критерій Стьюдента).

Після цього, провівши аналіз фізичної сутності досліджуваного процесу і виду змінних досліджуваних величин, можна переходити до математичної постановки конкретної задачі стохастичної оптимізації і вибрати відповідну модель.

Повернемося до задачі стохастичної оптимізації процесів. Опис досліджуваних процесів вимагає вирішення пов'язаних крайових задач. Випадковими (стохастичними) в цих задачах можуть бути параметри і тип визначальних співвідношень, параметри рівнянь нестационарного перетворення енергії (енергетичних характеристик), відповідні початкові і граничні умови. Рівності, що описують фізичні процеси, увійдуть до постановки задачі стохастичної оптимізації у вигляді обмежень (типу рівнянь стану). Окремого розгляду потребує визначення елементарної події. Елементарна подія ω в динамічній системі може розглядатися як відповідний процес при фіксованих значеннях всіх вхідних параметрів. Для агрегування елементарних подій по градаціях, якщо це необхідно для обмеження обчислень, можна розглядати подію A_i як підмножину Ω , яка представляє собою сукупність досліджуваних процесів при значеннях вхідних характеристик з деяких заданих інтервалів. Розміри інтервалів вибираються з міркувань, щоб величина $f_0(x, \omega)$ несуттєво відрізнялася для всіх можливих значень випадкової характеристики з обраного інтервалу. При цьому у відповідних рівняннях замість $f_0(x, \omega)$ записується $f_0(x, A_i)$. «Несуттєві» визначається наступним чином:

$$\frac{|f_0^{\max}(x, A_i) - f_0^{\min}(x, A_i)|}{\int_{A_i} |f_0(x, \omega)| dP(\omega)} \leq \varepsilon \quad (1.18)$$

де f_0^{\max} та f_0^{\min} – максимальне (мінімальне) значення $f_0(x, \omega)$ при всіх можливих значеннях вхідної випадкової величини із заданого інтервалу;

ε – наперед задане мале додатне число.

Вибір означення для елементарної події залежить від того, які процеси досліджуються і що слугує їх параметрами, а також від виду оптимізаційної задачі.

Зупинимося докладніше на алгоритмі зведення досліджуваної задачі стохастичної оптимізації до задачі нелінійного програмування відповідно до непрямих методів розв'язку, тобто розглянемо методику побудови цільової

функції для різних типів моделей. Відзначимо, що визначення імовірнісних обмежень здійснюється аналогічним чином.

При дослідженні деяких процесів стохастичними можуть бути тільки початкові умови. В цьому випадку, якщо щільність розподілу рішення вдається оцінити через щільність розподілу початкових умов, задача стохастичної оптимізації зводиться до задачі нелінійного програмування. Якщо припустити, що поява деяких параметрів b_j , що визначають подію A_i , є незалежними подіями, то ймовірність появи події A_i визначається як добуток відповідних ймовірностей появи цих параметрів. Тоді, наприклад, для М-критерію можна вважати

$$F^0(\bar{x}, A_i) = \sum_k^m f_0(\bar{x}, A_i) P(A_i), \quad P(A_i) = \prod_j P_k(b_j), \quad (1.19)$$

де m – кількість імовірних значень чи градацій початкових значень параметрів.

Для отримання чисельного значення цільової функції для певного вектора $x(b_j)$ можна скористатися методом Монте-Карло. У тому випадку, коли кожне обчислення f_0 вимагає значної кількості розрахунків, реалізація методу Монте-Карло стає малоприйнятною. В цьому випадку для встановлення залежностей $f_0(\bar{x}, A_i)$ від вектора управління при певних значеннях b_j можна скористатися методом математичного планування, що дозволяє по «експериментальних точках» (мається на увазі чисельний експеримент) побудувати інтерполяційну модель за допомогою, наприклад, методу найменших квадратів. «Експериментальні точки» визначаються з розв'язання відповідних задач при заданих x і фіксованих b_j . Аналогічним чином можна отримати цільові функції і для інших типів моделей.

1.7 Дослідження методів розрахунку базових показників, що визначають якість та балансову надійність енергозабезпечення електротехнічних систем з комбінованою генерацією з використанням ВДЕ

Згідно вказівок нормативних документів, а саме [113] та [114] і розробленого на заміну [115] вимоги до облаштування пристроями захисту сонячних та вітрових установок полягають у наступному. Функції захисту повинні бути направлені на захист вітрової та фотоелектричної електростанції та забезпечення стабільної роботи електричної мережі загального призначення.

У разі перехідної стрибкоподібної зміни фази напруги до 20° у місці приєднання відключати електростанцію не потрібно. Тимчасові перенапруги, визначені у ІЕС-60071-1 [116] повинні бути обмежені до 1,30 в.о. та знижені до 1,20 в.о. напруги у місці приєднання за 100 мс.

Пристрої автоматичного повторного вмикання (АПВ), що діють на вимикачі, повинні мати систему контролю сигналізації. Обсяг релейного захисту, автоматизації основного і допоміжного устаткування визначається відповідно [117]. Проте в [117] ці обсяги зазначаються для схем підстанцій високої напруги, згідно [118]. Таким чином, нормативні документи встановлюють обсяг пристроїв релейного захисту на рівні штатних, при виконанні приєднання розподільної генерації з боку напруги 10 кВ.

Вимоги [113], [114], [119] та сформований на їх основі [115] визначають основні вимоги до вітрових та сонячних фотоелектричних електростанцій (тобто до електростанцій, які використовують статичні електронні перетворювачі енергії) потужністю від 150 кВт щодо приєднання до електричних мереж загального призначення. Приєднання до електричних мереж інших видів відновлювальних джерел, які використовують синхронні генератори, що безпосередньо приєднуються до електричних мереж регламентується іншими чинними в Україні нормативними документами.

Абсолютне обмеження генерації - обмеження активної потужності електростанцій до наперед визначеного ліміту потужності (уставки) в точці

загального приєднання для захисту мережі загального призначення від перевантажень.

Дельта обмеження генерації - резерв активної потужності електростанцій, що створюється для регулювання частоти та задається уставкою в % від можливої генерації електростанцій.

Обмеження градієнту потужності - обмеження максимальної швидкості, з якою активна потужність може змінюватися у разі зміни:

- швидкості вітру для ВЕС;
- інтенсивності сонячного випромінювання для СЕС;
- уставок регулювання потужності ВЕС та СЕС.

Окрім розрахункових аварійних ситуацій при проектуванні вітрових та фотоелектричних електростанцій необхідно враховувати всі групи нормативних збурень та їх протяжність відповідно до СОУ-Н МЕВ 40.1.00100227-68:2012 «Стійкість енергосистеми. Керівні вказівки» [120]. При збуреннях електростанція також повинна залишатись підключеною до електричних мереж загального призначення.

1.8 Напрями досліджень щодо роботи електротехнічних системи з комбінованою генерцією

Для захисту українського ринку, створення сприятливих умов для виробників сільгосппродукції, актуальними є дослідження роботи електростанцій на відновлювальних джерелах енергії, які працюватимуть в комбінованих або автономних системах електропостачання. Це в свою чергу вимагає наукового аналізу енергетичних установок на основі ВДЕ і умов їх роботи. З огляду на значну зонально-кліматичну особливість поновлюваних джерел енергії, такі дослідження слід проводити для конкретних кліматичних зон, однак, прагнучи при цьому до максимальних узагальнень отриманих результатів.

Так, академік Кириленко О.В. у своїх працях [121] - [123] показує зміну керування та розвитку європейської системоутворюючої мережі. Одним з таких факторів зміни є масштабне впровадження електростанцій, що використовують відновлювальні джерела енергії з неконтрольованими та нестабільними рівнями генерації, відсутністю інерції та наявністю гармонічних спотворень. Планування режимів та керування генерацією з відновлювальними джерелами енергії вимагає вдосконалення існуючих систем на рівнях передачі та розподілення електроенергії.

Необхідність надійного енергозабезпечення споживачів, транспортування електроенергії від розосереджених джерел електроенергії, а також підтримання функціонування балансуючого ринку електроенергії, який характеризується динамічністю та частковою невизначеністю, робить актуальними, разом з модернізацією основного обладнання, дослідження у напрямку вдосконалення структури та способів керування електричними мережами електроенергетичних систем.

Для вирішення зазначеної проблеми принципи побудови сучасних електроенергетичних систем мають відповідати загальному прогресу техніки та технологій. Цього можна досягти, впроваджуючи, разом з новими інформаційними технологіями, результати системних теоретичних досліджень електричних мереж, які базуються на фундаментальних фізичних принципах у поєднанні з сучасними підходами до математичного моделювання та оптимізації їх станів.

Перш за все це стосується таких мінливих та залежних від погоди джерел, як сонячна та вітрова енергія. Саме ці джерела є найбільш застосованими для виробництва електроенергії, в тому числі у складі як об'єднаної енергосистеми (великі промислові електростанції), в локальних системах різного рівня, аж до автономних систем індивідуального користування. Для них істотними параметрами, що потребують дослідження, є поточна потужність, а також розподіл її імовірності, в тому числі мінімальне, максимальне та середнє значення, які необхідні для передбачуваності і

визначення потреб у резерві; по-друге, важливим є темп зміни потужності – він впливає на стійкість енергосистеми і на параметри необхідного резерву [124]-[128]. Значне збільшення частки ВЕС в енергосистемі буде витіснити традиційні електростанції, що ускладнить можливість регулювання частоти, зменшується також інерція системи. Загальна методологія визначення такого комплексного впливу має передбачати моделювання за різних умов роботи енергосистеми [129]:

- аналіз параметрів роботи енергосистеми в поточній схемі;
- аналіз цих параметрів в перспективній схемі, що відповідає часу вводу в експлуатацію ВДЕ, але без ВДЕ;
- аналіз режимів роботи в перспективній схемі з урахуванням генерації електроенергії на базі мінливих ВДЕ.

Отже, коректний підхід до визначення впливу мінливих ВДЕ передбачає одночасне врахування всіх елементів енергосистеми, включно з традиційними джерелами енергії та особливостями споживання. Прикладом такого підходу є дослідження, що стосуються моделювання роботи енергосистеми скандинавських країн при зростанні частки вітрової енергії. Для передбачення роботи енергосистеми в режимі неперервного часу, запропоновано моделювання змінних складових генерації та споживання на основі стохастичних диференціальних рівнянь. Таке моделювання було здійснено, зокрема, М.Олсоном (M.Olsson), М.Пернінге (M.Perninge), Л.Содером (L.Soder) стосовно Північного енергетичного пулу (об'єднаної енергосистеми Норвегії, Швеції, Фінляндії) [130] - [132]. Вимога щодо поточного балансування виробництва та споживання електроенергії сформульована як різниця між механічним виробництвом енергії $P(t)$ і електричним навантаженням $L(t)$. Враховано, що виробництво електроенергії має контрольовану складову, тобто традиційні електростанції, та неконтрольовану – в даному випадку вітрові станції. Пропоновані моделі базуються на наступних припущеннях:

- виробництво вітрової енергії не залежить від базового навантаження;

- виробництво енергії вітру не змінюється стрибком, тобто вітростанції працюють надійно і не відключаються від мережі, або обладнані вітроустановками невеликої потужності і ймовірністю одночасної зупинки декількох установок можна знехтувати;

- виробництво електроенергії (за винятком вітрової) відбувається за погодинним графіком (це припущення формує часовий горизонт прийняття рішень).

Базове навантаження $L(t)$ моделюється як сума функцій, що представляють середні значення навантажень і певний стохастичний процес: $L(t) = \mu(t) + X(t)$, $t \geq 0$. Стохастичний процес $X(t)$ вибирається у відповідності з наступними припущеннями:

- відповідно до центральної граничної теореми $L(t)$ має нормальний розподіл, оскільки відповідає сумі значної кількості різних навантажень (споживачів) в системі. Отже, функція $X(t)$ також повинна бути розподілена нормально;

- величина $L(t)$ не може зростати протягом тривалого часу, і має швидко повертатись до певного середнього значення.

Виходячи з таких припущень, випадкова складова $X(t)$, що визначає девіацію функції навантажень, має задовольняти стохастичному диференційному рівнянню типу Орнштейна-Уленбека:

$$dX(t) = -\alpha X(t)dt + \sigma dB(t), \quad (1.20)$$

де $B(t)$ є вінерівським процесом (за іншою термінологією – броунівським рухом).

Аналогічно формулюється модель неконтрольованої складової генерування електроенергії, зокрема вітрової. Складність її моделювання обумовлюється як випадковим характером енергоносія (вітру), так і нелінійним характером перетворення вітрової енергії в електричну, який вносить додаткову

невизначеність через особливості роботи вітроелектричних установок в різних кліматичних умовах.

Часовий масштаб моделі було узгоджено з умовами енергетичного ринку. Для зовнішніх умов у даному дослідженні було характерним погодинне планування з відповідним укладанням контрактів. Швидкість реагування енергосистеми була визначена як півгодинна – введення (виведення) додаткових потужностей починається за 15 хвилин до зазначеного часу і закінчується через 15 хвилин. Така модель потребує наявності прогнозу на дві години вперед.

Описана математична модель дає уявлення про інтегральні характеристики та розмах флуктуацій рівня споживання енергії. При цьому похибка розрахунку не визначається, не враховано також часовий розподіл складових прогнозованої потужності вітростанцій, що мають різну імовірність. Вітрова потужність представлена як певна еквівалентна електростанція, без урахування впливу географічної дисперсії. Такі умови ускладнюють застосування моделі для обмежених енергосистем, не враховують можливості прогнозування, і передбачають особливий часовий режим прийняття рішень.

Уточнення стохастичної моделі запропоновано в роботах М.Кузнецова [133], [134], зокрема, вдосконалено представлення імовірнісної складової вітрової потужності. Функція миттєвої потужності $P(t)$ в загальному випадку має вигляд:

$$P(t) = \omega(t) + \sigma \cdot \varepsilon + U(t), \quad (1.21)$$

де $\omega(t)$ – осереднена крива, що імітує традиційну зміну впродовж доби;

σ – стандартне відхилення середньодобових значень;

ε – стандартна нормально розподілена випадкова величина;

$U(t)$ – випадковий процес, що стосується відхилень потужності від середньої в момент часу t .

Така модель краще описує характер зміни вітрової потужності і дозволяє враховувати можливості прогнозування. Числові параметри моделі потребують вивчення місцевих умов, сезонних особливостей, тощо.

Моделювання власне випадкової складової процесу є окремим питанням, допускає різні представлення і має адаптуватися до вимог конкретної задачі щодо балансування енергосистеми. Особливо це стосується моделі сонячної генерації [135]. Характер випадкових коливань сонячної радіації, спричинених змінною хмарністю, досліджувався рядом авторів, однак усталеного висновку щодо розподілу імовірності нема. Так, в роботі [136] стверджується, що розподіл імовірності рівня сонячної радіації відрізняється від нормального. Досліджуючи погодинні дані за 14 років (регіон Західної Африки), автори перевіряли на придатність такі розподіли, як експоненційний, Вейбула, логнормальний, геометричний, гама- та бета-розподіли. Вимірювалися пряме та розсіяне випромінювання. За рівнем середньоквадратичної похибки, яку дає застосування вказаних розподілів порівняно з фактичними даними, в різні місяці кращі результати забезпечували різні розподіли, проте помітної переваги жоден з них не отримав. При цьому мінливість рівня радіації впродовж доби в режимі реального часу не перевірялася. Рівень відхилень від середнього значення, характерний для певної години дня, досліджено в роботі [137]. Застосовано багатовимірний розподіл Діріхле, в якому координати випадкового вектора – це значення рівня радіації в певний час дня. Ці значення вважаються незалежними випадковими величинами, з гама-розподілом їх імовірності. Параметри розподілу визначаються для кожного часового фрагменту. Послідовна зміна значень радіації протягом дня при цьому не визначена.

Вживаним методом врахування впливу сонячних електростанцій є безпосереднє використання статистичних даних щодо рівня сонячної радіації або потужності фотоелектричної станції (наприклад, [64], [138]).

Зазначені роботи відображають типові підходи до моделювання власне відновлюваної генерації. Однак стан енергобалансу локальної енергосистеми,

як результуючий випадковий процес флуктуацій генерування та споживання потребує додаткового дослідження, даючи як узагальнену методологію, так і можливості адаптування до конкретних умов. Потребують вивчення такі аспекти, як достовірність оцінок, довірчі інтервали, узгодження з вимогами щодо надійності енергопостачання. Ці фактори є суттєвими для оптимізації складу та режимів роботи генеруючого обладнання, потреб у системах регулювання (зокрема накопичення та подальшого використання енергії), що необхідно для забезпечення вимог споживача та можливостей досягнення енергетичної та економічної ефективності. Зазначені питання є предметом дослідження в наступних розділах.

За результатами даного розділу можна зробити наступні висновки:

- тенденція до зростання частки відновлюваних джерел енергії у складі генерованої електроенергії має глобальний характер. Разом з тим цей процес супроводжується певними проблемами. В Україні рівень та гострота цих проблем мають особливий характер;

- серед факторів, що є особливо важливими для вітчизняних електротехнічних систем з комбінованою генерацією, можна зазначити статистичні параметри випадкового процесу генерації ВДЕ, що описують темп змін поточної потужності, їх розмах, щільності розподілу випадкових значень, довірчі інтервали для допустимих параметрів, тощо;

- негативний вплив параметрів стохастичності на рівень балансової надійності енергокомплексу можна зменшити, застосувавши оптимальну структуру генерованої потужності. При цьому можливі різні критерії та методи оптимізації, короткий огляд та характеристики яких наведено в розділі;

- визначено критерії оптимізації, найбільш важливі для комбінованих енергокомплексів з відновлюваною генерацією, та відповідну цим критеріям постановку задачі оптимізації

Результати проведеного в першому розділі роботи огляду опубліковані в роботах [86], [139]–[143].

2 АНАЛІЗ МЕТЕОДАНИХ, ЩО ХАРАКТЕРИЗУЮТЬ РОБОТУ ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ ІЗ КОМБІНОВАНОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ НА БАЗІ ВДЕ В ДОСЛІДЖУВАНОМУ РЕГІОНІ

2.1 Оцінка характеристик вітрового режиму

Вихідні дані для дослідження потреб вітроенергетики отримані з південного регіону України за даними вимірів на Ботіївській ВЕС. Досліджувався дворічний масив 10-хвилинних вимірів швидкості та напрямку вітру, отриманих зі спільної метеовежі, синхронно на двох висотах – 66 та 94 м. Для аналізу було обрано чотири місяці: січень, квітень, липень, жовтень – як репрезентативні для сезонів року.

Результати оцінки характеристик вітрового режиму відображено в [3], [144], [145].

Крім оцінки стохастичного розподілу характеристик власне вітру для вітроенергетики важливим є енергетичний потенціал вітрових потоків. Традиційним для оцінки енергетичного потенціалу вітру є використання кубічної залежності потужності від швидкості вітру. Однак, оскільки реальні енергетичні характеристики сучасних вітроелектричних установок (ВЕУ) мають суттєво нелінійну характеристику, яка лише частково має параболічний характер, в даному дослідженні використано типову криву потужності ВЕУ умовно одиничної потужності. На рисунку 2.1 зображено типову енергетичну характеристику та апроксимацію її табличних значень, що відповідають популярним сучасним моделям мегаватного класу. Загальна форма виразу для кривої потужності має вигляд:

$$P_1(v) = \begin{cases} 0, & v < V_0, v \geq V_m \\ P(v, a_1, a_2, \dots), & V_0 \leq v \leq V_P \\ P_W, & V_P < v < V_m \end{cases} \quad (2.1)$$

де V_0 , V_p та V_m – відповідно стартова, розрахункова (що відповідає номінальній потужності P_H) та максимальна швидкості вітру,
 a_i – параметри, що описують вигляд кривої потужності на ділянці без обмежень, наприклад коефіцієнти логістичної кривої для конкретного типу ВЕУ:

$$P(v) = \frac{P_H}{1 + a_1 e^{a_2 v}} \quad (2.2)$$

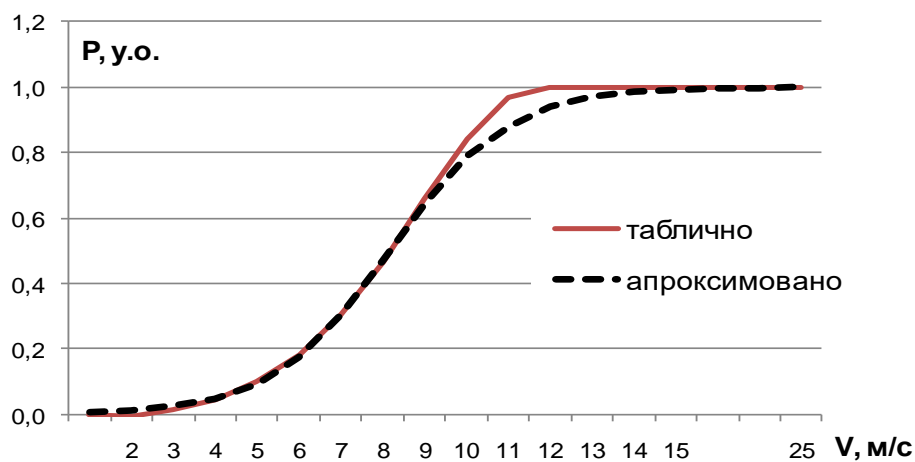


Рисунок 2.1 - Типова крива потужності ВЕУ (при $P_H=1$ у.о.)

Вироблена ВЕУ за певний час T електроенергія визначається рівністю [146]:

$$E_w = T \int_0^{\infty} P(v) f(v) dv, \quad (2.3)$$

де $P(v)$ – енергетична характеристика ВЕУ, кВт (крива потужності);

$f(v)$ – функція щільності розподілу швидкості вітру як випадкової величини;

v – поточна швидкість вітру, як правило нормована.

Інтеграл у формулі (2.3) визначає середню на часовому інтервалі T потужність ВЕУ. Для опису функції щільності розподілу швидкості вітру звичайно використовують двопараметричний розподіл Вейбула [147], [148]:

$$f(v) = \frac{\gamma}{\beta} \left(\frac{v}{\beta}\right)^{\gamma-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{\beta}\right)^\gamma\right], \quad (2.4)$$

де β і γ – параметри масштабу і форми відповідно.

Разом з тим, даний розподіл не завжди точно відповідає фактичному, тому важливо пересвідчитись у розмірі отриманої похибки для оцінки її допустимості. При необхідності можна застосувати інші розподіли чи їх комбінації, щодо чого існують численні дослідження.

В таблиці 2.1 наведено значення середньомісячної швидкості вітру V_c та її середньоквадратичного відхилення σ (висота вимірів 94 м), та відповідні параметри розподілу Вейбула (2.4) β і γ . Для оцінки потенційної продуктивності ВЕУ з відповідною висотою осі ротора розраховано середню потужність P_c за розподілом Вейбула (2.3) та по фактичних значеннях швидкості вітру на 10-хвилинних інтервалах за формулою (2.2).

Таблиця 2.1 - Параметри вітрового потоку на висоті 94 м (2016 рік)

Місяць	V_c , м/с	σ , м/с	γ	β , м/с	P_c (Вейб.)	P_c факт.
січень	7,43	3,46	1,94	8,40	0,39	0,41
квітень	7,98	3,59	2,34	9,00	0,43	0,44
липень	6,23	2,62	2,51	7,01	0,27	0,28
жовтень	9,32	4,14	2,37	10,52	0,53	0,58

В таблиці 2.2 наведено аналогічні значення для висоти вимірів 66 м.

Таблиця 2.2 - Параметри вітрового потоку на висоті 66 м (2016 рік)

Місяць	V_c , м/с	σ , м/с	γ	β , м/с	P_c (Вейб.)	P_c факт.
січень	6,82	2,97	2,42	7,70	0,33	0,34
квітень	7,46	3,31	2,38	8,42	0,39	0,39
липень	5,95	2,38	2,65	6,69	0,24	0,24
жовтень	8,48	3,81	2,35	9,57	0,47	0,48

Як впливає з отриманих даних, розрахункова потужність умовної ВЕУ за розподілом Вейбула дещо менша від отриманої з фактичних значень швидкості вітру, причому на висоті 94 м середня похибка приблизно дорівнює 4%, а на висоті 66 м – 2%. Помітно також, що параметр форми на меншій висоті дещо більший, що викликано дещо стабільнішим вітром, проте ця різниця незначна і може вважатися статистично незначимою. Отже, залежність розподілу швидкості вітру від висоти, принаймні на висотах 60-100 м, можна вважати стаціонарною в сенсі імовірності.

Що стосується середньої швидкості вітру, на меншій висоті вона традиційно менша, причому показник експоненційної залежності $\alpha=0,21$ для середньорічних значень швидкості вітру на висотах 66 та 94 м; якщо ж розраховувати цей показник (експоненту Хелмана) для кожного виміру, то осереднене значення становить $\alpha=0,18$.

Зазначимо, що традиційно для формули Хелмана $V(h_1) = V(h_2) \left(\frac{h_1}{h_2} \right)^\alpha$ прийнято вважати $0,14 \leq \alpha \leq 0,24$ в залежності від шорсткості підстилаючої поверхні. Ця залежність є статистичною, а не функціональною; так, на рисунку 2.2 зображено приклад запису швидкості вітру на двох висотах (дані від 5 жовтня):

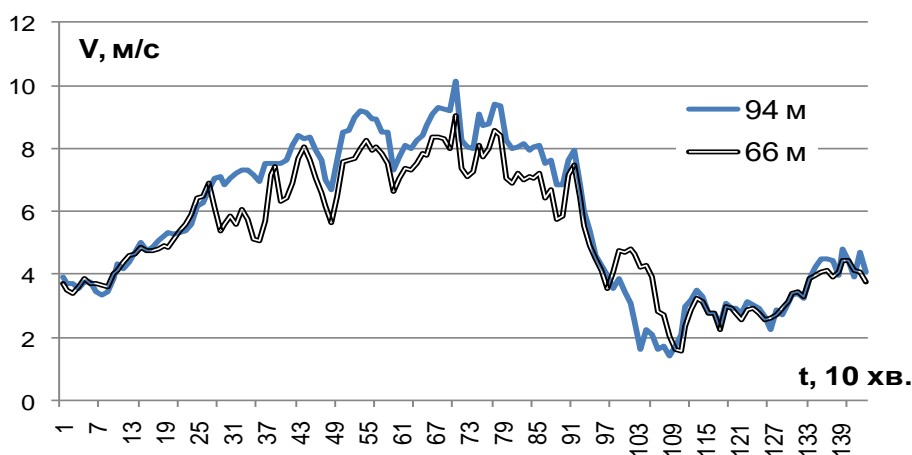


Рисунок 2.2 - Добовий графік швидкості вітру на різних висотах

Як бачимо, можливі навіть ситуації інверсійних значень швидкості вітру, хоча кореляційна залежність поточних значень досить висока – на рівні 0,95-0,97 для досліджених даних. Особливістю є діапазон між 97-м та 109-м 10-хвилинними інтервалами, тобто з 16:20 до 18:00. Саме в цей час напрям вітру короткочасно змінився з північно-західного на північно-східний; можливо, саме турбулентність по напрямку (рис. 2.3) спричинила такий ефект.

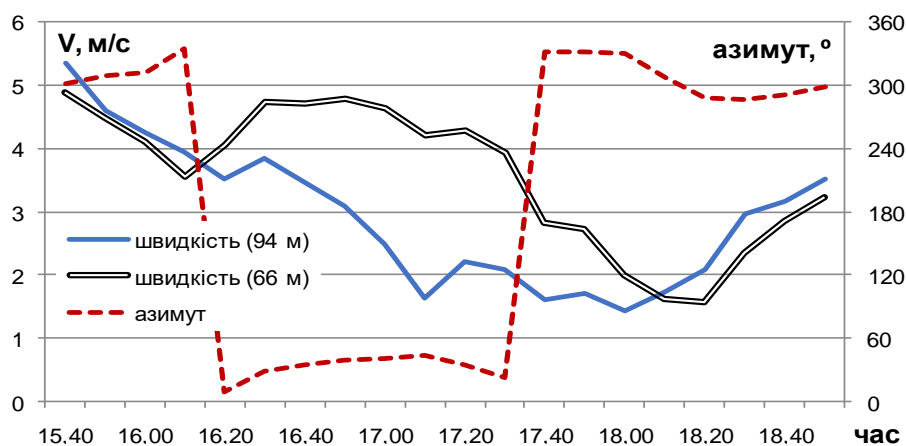


Рисунок 2.3 - Флуктуації швидкості та напрямку вітру.

Щоб оцінити кореляцію між значеннями швидкості та напрямку вітру, розрахуємо кореляційний коефіцієнт за формулою [149]:

$$r^2 = \frac{(r_{vc} - r_{vs})^2}{1 - r_{cs}^2}, \quad (2.5)$$

де $r_{vc} = \text{corr}(v, \cos\theta)$; $r_{vs} = \text{corr}(v, \sin\theta)$; $r_{cs} = \text{corr}(\cos\theta, \sin\theta)$;
 θ – напрям вітру (азимут).

Для даних 2016 р. маємо: $r_{vc} = 0.06$; $r_{vs} = 0.13$; $r_{cs} = -0.01$; $r = 0.07$, в тому числі по місяцях:

січень – $r_{vc} = -0.21$; $r_{vs} = -0.08$; $r_{cs} = -0.04$; $r = 0.13$,

квітень – $r_{vc} = 0.21$; $r_{vs} = -0.04$; $r_{cs} = -0.14$; $r = 0.25$,

липень – $r_{vc} = 0.14$; $r_{vs} = -0.03$; $r_{cs} = -0.11$; $r = 0.17$,

жовтень – $r_{vc} = 0,10$; $r_{vs} = 0,40$; $r_{cs} = 0,14$; $r = 0,30$,

тобто залежність швидкості вітру від напрямку в межах року статистично незначна, хоча в окремі місяці досягає рівня слабкої залежності.

Аналіз характеристики вітрового режиму преведено в [144]. Важливою характеристикою вітрового режиму є його поривчастість, в даному випадку темп зміни швидкості вітру за короткий часовий проміжок [146], [150]. Для стабільної роботи електричної мережі показовим є темп зміни генеруючої потужності. Наявні метеодані дають можливість оцінити зміну потужності ВЕУ (в умовних одиницях, або в долях номінальної потужності) за 10 хвилин. Використовуючи нелінійну залежність типу (за формулою 2.1), масив даних щодо швидкості вітру трансформуємо в масив значень потужності ВЕУ. Надалі розрахуємо характер розподілу елементарних стрибків потужності.

В таблиці 2.3 наведено дані попереднього аналізу для характерних місяців 2016 р., що стосуються висоти 94 м. Як показав аналіз даних, математичне очікування стрибків близьке до нуля, а їх розподіл має ознаки симетрії. Припускаючи нормальність розподілу величини стрибків, знаходимо максимальну амплітуду стрибків з імовірністю 0,99 (квантиль нормального розподілу 2,58) та з імовірністю 0,95 (квантиль 1,96).

Таблиця 2.3 - Показники розподілу стрибків потужності ВЕУ (висота 94м)

Місяць	ΔP_{max}	ΔP_{min}	σ	$2,58 \cdot \sigma$	$1,96 \cdot \sigma$
січень	0,39	-0,45	0,059	0,15	0,12
квітень	0,47	-0,45	0,068	0,17	0,13
липень	0,37	-0,55	0,063	0,16	0,12
жовтень	0,46	-0,56	0,052	0,13	0,10

Як бачимо, значні стрибки (більше половини номінальної потужності) мають характер окремих викидів, і вже при відсіюванні 1% екстремальних значень (симетрично по 0,5% додатних та від’ємних) розмах стрибків становить близько 0,17 номінальної потужності ВЕУ, а при відкиданні 5% – 0,13

номінальної потужності. Імовірність 0,95 тут розглядається як прийнятний показник, що зокрема застосовується до технічної надійності ВЕУ чи до забезпечення частоти в електромережі. Імовірність 0,99 демонструє вплив імовірних збоїв при вимірюванні, які мають нетиповий для даного процесу характер.

Перевіримо, наскільки показники нормального розподілу відповідають фактичним для наявного масиву даних. В таблиці 2.4 наведено гістограми розподілу величини стрибків по градаціях потужності.

Для порівняння з показниками нормального розподілу визначимо імовірні екстремальні значення стрибків потужності, відкидаючи (симетрично) кількість вимірів, що відповідає ймовірностям 0,99 та 0,95. Результати наведено в таблиці 2.5.

Таблиця 2.4 - Гістограми стрибків потужності (висота 94 м)

Діапазон	Частота			
	січень	квітень	липень	жовтень
< -0,6	0	1	0	1
-0,6...-0,5	0	1	1	2
-0,5...-0,4	1	2	1	0
-0,4...-0,3	3	8	3	3
-0,3...-0,2	20	34	29	13
-0,2...-0,1	182	170	194	115
-0,1...0,0	2142	2026	2022	2171
0,0...0,1	1937	1828	1988	2028
0,1...0,2	152	204	179	108
0,2...0,3	18	33	39	18
0,3...0,4	8	6	7	2
0,4...0,5	0	5	0	2
0,5...0,6	0	1	0	0

Як бачимо, результати підрахунку фактичних даних вказують на дещо вищі показники елементарних стрибків потужності, ніж розраховані за квантилями нормального розподілу. Тут фактичний розподіл відповідає нормальному за параметром симетрії, проте не відповідає за параметром ексцесу.

Таблиця 2.5 - Фактичні показники стрибків потужності ВЕУ (висота 94м)

Місяць	max 0,99	min 0,99	max 0,95	min 0,95
січень	0,22	-0,21	0,15	-0,15
квітень	0,27	-0,26	0,17	-0,16
липень	0,26	-0,24	0,17	-0,16
жовтень	0,20	-0,20	0,14	-0,13

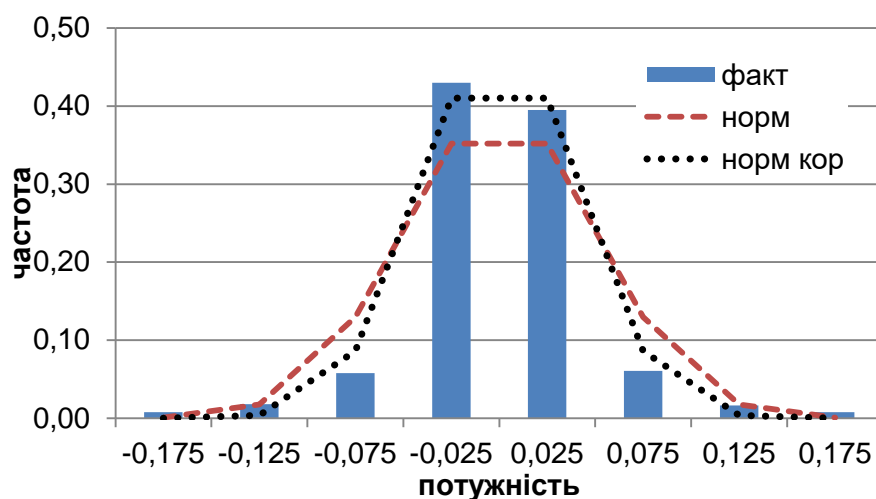


Рисунок 2.4 - Гістограма стрибків потужності ВЕУ (фактична та нормальна)

Для порівняння наведемо аналогічні результати для вимірів, зроблених на висоті 66 м (відповідно до таблиць 2.6-2.7).

Таблиця 2.6 - Показники розподілу стрибків потужності ВЕУ (висота 66м)

Місяць	ΔP_{\max}	ΔP_{\min}	σ	$2,58 \cdot \sigma$	$1,96 \cdot \sigma$	max 0,99	min 0,99	max 0,95	min 0,95
січень	0,40	-0,42	0,062	0,16	0,12	0,25	-0,23	0,16	-0,17
квітень	0,49	-0,55	0,066	0,17	0,13	0,27	-0,26	0,17	-0,16
липень	0,36	-0,48	0,061	0,16	0,12	0,25	-0,24	0,15	-0,14
жовтень	0,66	-0,66	0,060	0,15	0,12	0,25	-0,23	0,14	-1,45

Можна пересвідчитися, що основні закономірності розподілу стрибків потужності справедливі на обох висотах. Цей висновок важливий при проведенні передінвестиційних досліджень для проектів будівництва ВЕС. Прийняті в даний час правила (законодавчі чи у вигляді сталої практики)

передбачають не менш як річний цикл вимірювання швидкості вітру безпосередньо на майданчику планованого будівництва.

Таблиця 2.7 - Гістограми стрибків потужності (висота 66 м)

Діапазон	Частота			
	січень	квітень	липень	жовтень
> -0,6	0	1	1	1
-0,6...-0,5	0	1	0	2
-0,5...-0,4	1	0	1	1
-0,4...-0,3	5	6	0	4
-0,3...-0,2	23	29	33	20
-0,2...-0,1	187	191	159	151
-0,1...0,0	2081	2004	2078	2134
0,0...0,1	1946	1856	1994	1985
0,1...0,2	184	182	158	131
0,2...0,3	28	41	34	27
0,3...0,4	7	6	5	5
0,4...0,5	1	2	0	1
0,5...0,6	0	0	0	1

При цьому висота розташування датчиків швидкості вітру має бути якомога ближчою до осі ротора ВЕУ, які проектується до встановлення, проте не менше як на 2/3 цієї висоти. Отже, досліджені дані свідчать про допустимість мінімальної в межах допустимого висоти вимірів, що суттєво впливає на вартість вимірювання.

Розглянемо, наскільки тривалими є процеси зміни потужності, для чого аналогічним чином розглянемо стрибки потужності за 30 хвилин та за одну годину. Використаємо дані вимірів на висоті 94 м. Розрахунок величини стрибків виконується методом ковзного вікна, тобто розглядаються всі можливі різниці потужності з відповідним зсувом по часу. Результати наведено в таблицях 2.8-2.9.

Порівнюючи ці результати з даними таблиць 2.3 та 2.5 стосовно стрибків за 10 хвилин, можна зробити наступні висновки.

Таблиця 2.8 - Показники розподілу стрибків потужності ВЕУ за 30 хв

Місяць	ΔP_{\max}	ΔP_{\min}	σ	$2,58 \cdot \sigma$	$1,96 \cdot \sigma$	max 0,99	min 0,99	max 0,95	min 0,95
січень	0,715	-0,640	0,104	0,267	0,203	0,39	-0,37	0,24	-0,23
квітень	0,724	-0,610	0,115	0,297	0,225	0,50	-0,43	0,26	-0,25
липень	0,649	-0,470	0,105	0,270	0,205	0,39	-0,36	0,25	-0,25
жовтень	0,516	-0,665	0,083	0,214	0,163	0,34	0,32	0,19	0,19

Таблиця 2.9 - Показники розподілу стрибків потужності ВЕУ за 1 год

Місяць	ΔP_{\max}	ΔP_{\min}	σ	$2,58 \cdot \sigma$	$1,96 \cdot \sigma$	max 0,99	min 0,99	max 0,95	min 0,95
січень	0,82	-0,74	0,142	0,367	0,279	0,48	-0,49	0,31	-0,30
квітень	0,85	-0,80	0,157	0,406	0,309	0,60	-0,57	0,36	-0,35
липень	0,80	-0,77	0,146	0,376	0,285	0,50	-0,49	0,34	-0,32
жовтень	0,72	-0,76	0,111	0,285	0,217	0,42	-0,43	0,26	-0,25

Зі зростанням довжини часового інтервалу розмах змін потужності природно зростає, але дещо повільніше, тобто імовірність тривалого зростання чи спаду потужності зменшується. Це характерно як для абсолютного максимуму стрибків, так і для імовірного з різним ступенем достовірності (рис. 2.5). Характер розподілу стрибків при цьому якісно такий же, тобто відмінність від нормального за величиною ексцесу [151] зберігається, хоча коефіцієнт ексцесу дещо зменшується.

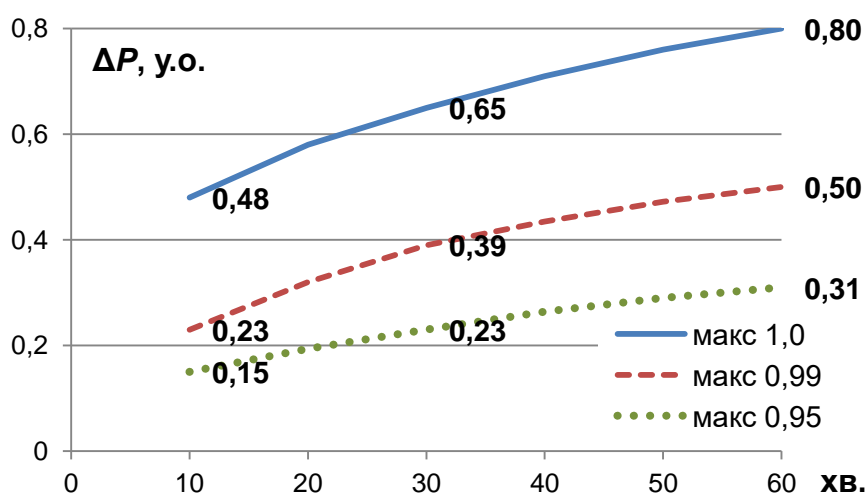


Рисунок 2.5 - Максимальне значення стрибків потужності з різною імовірністю

Досліджені показники вітрового режиму дозволяють точніше спрогнозувати роботу вітроелектричної станції в досліджуваному регіоні та її вплив на характер постачання електроенергії при роботі у складі централізованої чи локальної енергосистеми. При цьому перелік досліджених параметрів не є вичерпним, потреба в додаткових дослідженнях визначається особливостями роботи енергосистеми як в частині генерування, так і споживання електроенергії.

2.2 Статистичний аналіз показників сонячної енергії

Оскільки погодні фактори мають сезонну залежність, розглянемо в якості репрезентативних окремі місяці – січень, квітень, липень та жовтень, як середини відповідних пів року.

Як свідчать дані багаторічних спостережень, існує значна відмінність у рівнях сонячної радіації в різні сезони [152]. Якщо розглядати, наприклад, рівні інсоляції на горизонтальних площадках, то різниця є майже 4-кратною (рис. 2.6):

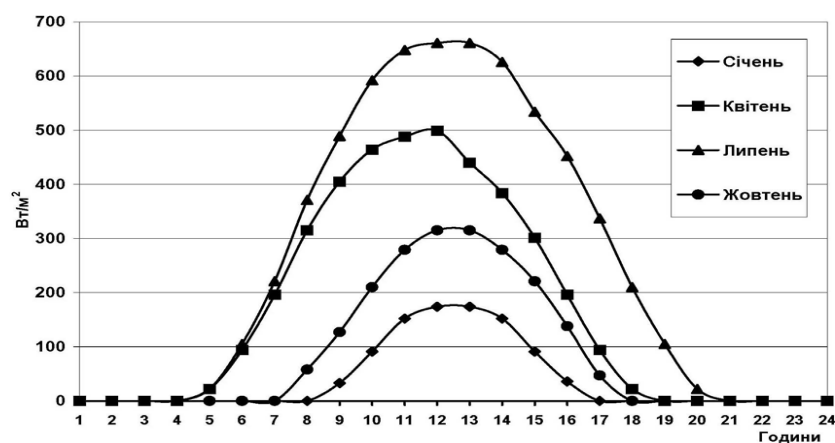
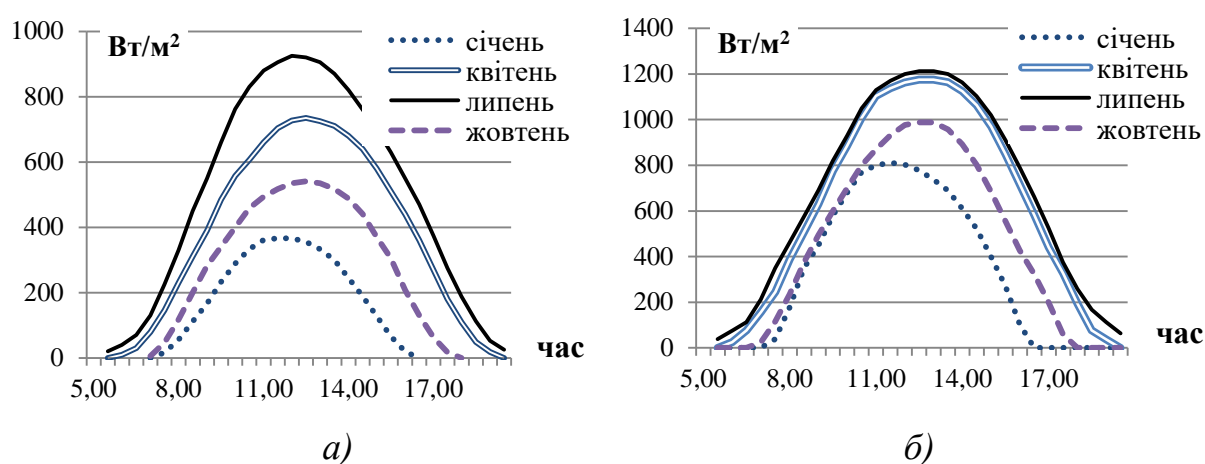


Рисунок 2.6 - Середній рівень інсоляції (Київ) [153]

Однак аналіз даних, отриманих в районі Токмацької СЕС, вказує на досить близькі значення зимових та літніх показників інсоляції (прямої та

розсіяної), з різницею приблизно в два рази (рис. 2.7а). Натомість максимальні освітленості мають ще меншу відмінність (рис. 2.7б):

Поясненням може слугувати той факт, що основною причиною зменшення інсоляції взимку, окрім більшої хмарності, є низький кут підйому сонця над горизонтом. Однак в перпендикулярній до напрямку сонячних променів площині, за наявності слідкуючої (трекерної) системи, цей фактор нівелюється. З астрономії відомо, де на небосхилі буде знаходитися сонце кожен день і в будь-яку хвилину.



а – середній для даного місяця; б – максимально досяжний.

Рисунок 2.7 - Доступний рівень інсоляції (Токмак)

Ці дані закладено в контролер, який керує станцією і забезпечує рух трекера за сонцем з певним інтервалом (наприклад, 10 хвилин). Трекер – це система автоматичного стеження за переміщенням і положенням сонця на небосхилі, що забезпечує постійне положення фотогальванічних модулів щодо сонячних променів під кутом, близьким до 90°. Трекер являє собою металеву конструкцію, на якій кріпиться сонячний модуль. Вмонтований двигун забезпечує спрямований рух трекер-панелі в одній чи двох площинах. В результаті зростання продуктивності СЕС може становити від 25% при одноосній корекції орієнтації до 45% при двоосній (рис. 3.8). Власна розробка компанії «Токмак Солар Енерджи» - трекер «TSE Tracker System», запатентована в Україні.

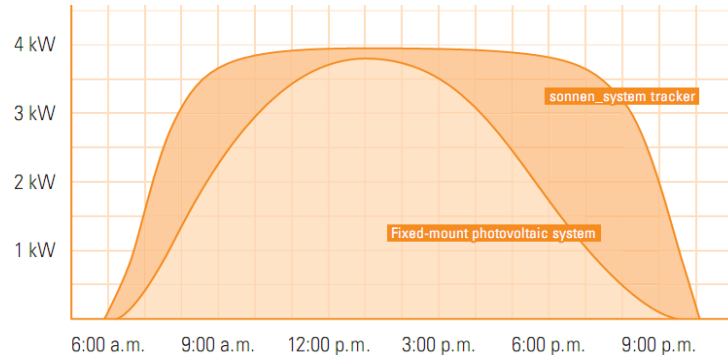


Рисунок 2.8 - Приклад зростання потужності СЕС при наявності трекерної системи

Потужність сонячної електростанції, або її окремої складової – фотомодуля (ФМ), залежить від стану атмосфери, тобто доступного обсягу сонячної радіації, а також температури повітря і самого модуля. Наприклад, стандартний модуль STP300S площею $1,63 \text{ м}^2$ має номінальну (пікову) потужність 300 Вт при інсоляції 1000 Вт/м^2 і температурі модуля 25°C ; при цьому ККД перетворення енергії – на рівні 18,4%. При інсоляції 800 Вт/м^2 і ККД на рівні 16,9% пікова потужність становить 220 Вт при нормальних погодних умовах. Відповідно для СЕС номінальна пікова потужність 100 кВт відповідатиме площі сонячних панелей 543 м^2 або ~ 333 модулі. Для визначеності, електрична потужність ФМ визначається як 200 Вт/м^2 , а ККД становить 17%. Тоді показником сонячної енергії можна вважати величину [154]:

$$K_s = P(\rho) / P_n, \quad (2.6)$$

де $P(\rho)$ – поточна потужність фотомодуля в залежності від ρ – рівня сонячної радіації;

P_n – номінальна потужність ФМ.

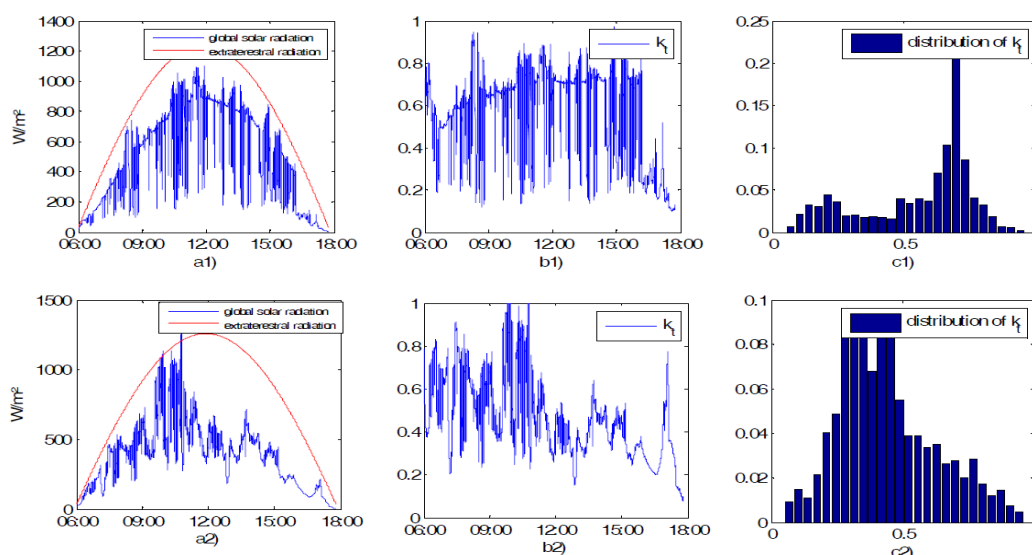
Значення $k_s=1$ відповідатиме теоретично максимальній потужності модуля а $k_s=0$ – повній темноті.

Аналіз деяких параметрів відносної потужності сонячної радіації в досліджуваному районі, за даними 2016 р., наведено в таблиці 2.10. Крім середнього значення k_s та його середньоквадратичного відхилення (СКВ) визначено також нормалізоване відхилення (СКВ k_i), що визначає варіативність сонячної радіації відносно поточного середнього значення на даний час доби (див. рис. 2.7а), а не середньомісячного чи добового. Нормалізована потужність фактично відображає стан прозорості повітря (рівня хмарності) відносно середнього для даного місяця і часу доби. Нормалізація максимально досяжною інсоляцією (рис. 2.8) відображала б стан хмарності аналогічно індексу хмарності:

$$n = \frac{\rho - \rho_{\min}}{\rho_{\max} - \rho_{\min}}, \quad (2.7)$$

де ρ_{\min}, ρ_{\max} – мінімальна та максимальна затінююча здатність хмар.

Для оцінки прозорості атмосфери можна розглядати $k_i = 1 - n$ – коефіцієнт проходження світла через атмосферу (рис. 2.9). Тоді пряма сонячна радіація на поверхні землі $G = k_i \cdot G_{clear}$ (де G_{clear} – радіація при чистому небі, рис. 2.7б).



а) поточна та максимальна радіація; б) коефіцієнт проходження світла;
 с) гістограма коефіцієнта проходження світла [137]

Рисунок 2.9 - Приклади мінливості поточної сонячної радіації впродовж доби

Що стосується розсіяної складової (рис. 2.10), то вона залежить від характеру земної поверхні. Відношення кількості відбитої радіації до сумарної, яка надходить на поверхню, називається альbedo поверхні. Альbedo залежить від виду поверхні і змінюється від 5% для чорнозему до 80-90% для снігу (планетарне альbedo Землі дорівнює 35-40%).

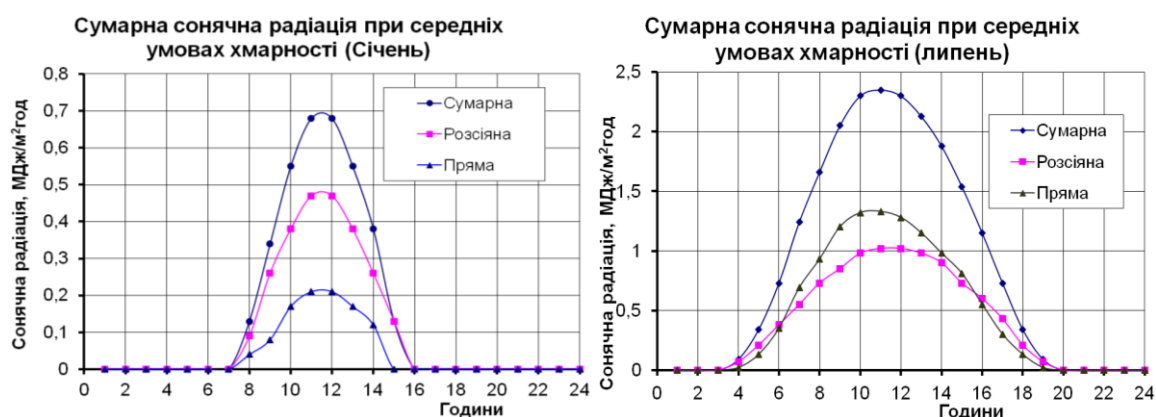


Рисунок 2.10 - Осереднені показники сонячної радіації (Київ)

Результати статистичного аналізу показників сонячної енергії представлено в [155], [156].

Дані попереднього аналізу мінливості для характерних місяців 2016 р.

Таблиця 2.10 - Показники нормалізованої потужності ФМ

Показник	січень	квітень	липень	жовтень
Час інсоляції	7.30-16.00	6.00-19.00	5.30-20.00	7.00-17.30
Математичне сподівання k_s	0,19	0,32	0,38	0,26
СКВ k_s	0,22	0,28	0,28	0,25
Коефіцієнт варіації середньодобового рівня	0,78	0,34	0,14	0,56
Математичне сподівання k_t	0,38	0,58	0,69	0,51
СКВ k_t	0,34	0,28	0,22	0,34
Максимальна зміна, $\Delta k_s \max$	0,49	0,63	0,65	0,57
СКВ змін потужності	0,10	0,15	0,16	0,13

Аналіз 30-хвилинних змін освітленості дозволяє оцінити імовірність значних стрибків потужності, виражених через k_s (рис. 2.11):

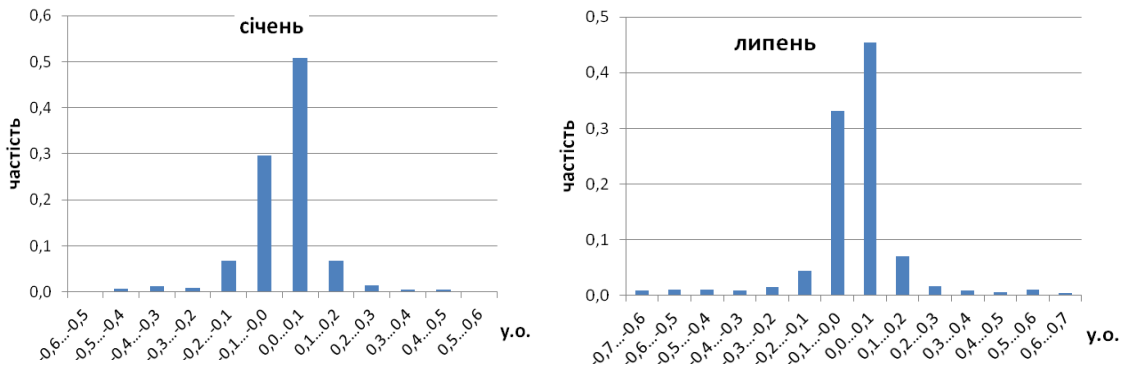


Рисунок 2.11 - Гістограми 30-хвилинних стрибків потужності ФМ (Токмак)

Як бачимо, значні стрибки (більше половини номінальної потужності) мають характер окремих викидів, і вже при відсіюванні 1% екстремальних значень (симетрично по 0,5% додатних та від'ємних) розмах стрибків становить близько 0,17 номінальної потужності СЕС. Імовірність 0,95 розглядається як прийнятний показник, що зокрема застосовується до технічної надійності обладнання чи до забезпечення частоти в електромережі. Імовірність 0,99 демонструє вплив імовірних збоїв при вимірюванні, які мають нетиповий для даного процесу характер. В таблиці 2.11 наведено розподіл величини стрибків по градаціях потужності.

Математичне очікування величини стрибків близьке до нуля, а їх розподіл має ознаки симетрії. Якщо вважати розподіл величини стрибків нормальним, можна знайти максимальну амплітуду стрибків з імовірністю 0,99 (квантиль нормального розподілу 2,58) та з імовірністю 0,95 (квантиль 1,96).

Таблиця 2.11 - Розподіл частоти стрибків потужності ФМ

Діапазон стрибків	Частота			
	січень	квітень	липень	жовтень
1	2	3	4	5
< -0,6	0	4	9	2
-0,6...-0,5	0	8	10	6
-0,5...-0,4	4	3	10	4
-0,4...-0,3	7	8	8	4
-0,3...-0,2	5	22	14	11
-0,2...-0,1	36	68	41	50
-0,1...0,0	156	255	308	204
0,0...0,1	268	402	423	303
0,1...0,2	36	43	65	43
0,2...0,3	8	26	15	9
0,3...0,4	3	14	8	4
0,4...0,5	3	6	5	5
0,5...0,6	1	6	10	6
> 0,6	0	3	4	0

Таблиця 2.12 - Показники розподілу стрибків потужності ФМ

Місяць	$\Delta k_{s \max}$	$\Delta k_{s \min}$	σ	$2,58 \cdot \sigma$	$1,96 \cdot \sigma$
січень	0,49	-0,47	0,104	0,27	0,20
квітень	0,63	-0,64	0,147	0,38	0,29
липень	0,65	-0,67	0,155	0,40	0,30
жовтень	0,57	-0,63	0,133	0,34	0,26

Перевіримо, наскільки показники нормального розподілу відповідають фактичним для наявного масиву даних.

Для порівняння з показниками нормального розподілу визначимо імовірні екстремальні значення стрибків потужності, відкидаючи (симетрично) кількість вимірів, що відповідає ймовірностям 0,99 та 0,95. Результати наведено в таблиці 2.13.

Результати підрахунку фактичних даних вказують на дещо вищі показники елементарних стрибків потужності ніж розраховані за квантилями нормального розподілу. Тут фактичний розподіл відповідає нормальному за параметром симетрії, проте не відповідає за параметром ексцесу. Як видно з рисунку 2.11, основна маса стрибків потужності зосереджена в межах 30%

номінальної потужності ФМ, при цьому значні стрибки (до 60% P_n) мають загалом малу імовірність (менше 10% випадків), проте розмах їх затухає повільно, що відповідає завищеним (порівняно з нормальним) значенням ексцесу.

Таблиця 2.13 - Фактичні показники стрибків потужності ФМ за 30 хв.

Місяць	max 0,99	min 0,99	max 0,95	min 0,95
січень	0,45	-0,44	0,27	-0,30
квітень	0,58	-0,59	0,34	-0,27
липень	0,59	-0,65	0,36	-0,44
жовтень	0,54	-0,58	0,32	-0,30

В таблиці 2.14 наведено дані щодо стрибків потужності за 1 годину.

Таблиця 2.14 - Фактичні показники стрибків потужності ФМ за 1 год

Місяць	max 0,99	min 0,99	max 0,95	min 0,95
січень	0,49	-0,48	0,36	-0,37
квітень	0,58	-0,63	0,40	-0,41
липень	0,61	-0,67	0,41	-0,47
жовтень	0,53	-0,59	0,37	-0,40

Як бачимо з порівнянь таблиці 2.13 та 2.14, при зростанні часового діапазону вдвічі розмах змін потужності ФМ зріс незначно, на 10-15%. Показники різних сезонів також досить близькі, якщо врахувати й зростання абсолютних показників освітленості влітку. Отже, імовірність тривалого зростання/спаду потужності є невисокою, тобто потужність як випадковий процес можна вважати близьким до стаціонарного, з коливаннями в хвилинному діапазоні (до години).

Показники симетрії та ексцесу для розподілу стрибків потужності ФМ наведено в таблиці 2.15. Перевірку гіпотези щодо нормальності розподілу (наприклад, за двонаправленим критерієм асиметрії та ексцесу) можна виконати, наприклад, відповідно до вимог стандарту [157].

Таблиця 2.15 - Показники розподілу стрибків потужності ФМ

Місяць	Асиметрія		Ексцес	
	30 хв.	1 год.	30 хв.	1 год.
січень	-0,12	0,01	7,49	2,25
квітень	-0,17	-0,25	6,44	2,95
липень	-0,48	-0,22	6,49	2,31
жовтень	-0,35	-0,41	6,90	2,23

Наявність від'ємних значень асиметрії свідчить про переважання кількості додатних стрибків над від'ємними, хоча їх розмах зазвичай дещо менший (див. табл. 2.13, 2.14). При цьому величина асиметрії близька до вимог нормальності. Натомість значення ексцесу значно перевищують допустимі для гіпотези нормальності, що свідчить про скупчення основного обсягу значень поблизу середніх, та приблизно рівномірного розподілу решти значень по градаціях стрибків потужності. Ці результати мають бути враховані при математичному моделюванні потужності СЕС. Ефект від трекерної системи при порівнянні фактичних та розрахункових даних приблизно відповідає теоретичним значенням для трекерів такого типу.

2.3 Статистичний аналіз сумарної потужності вітрової та сонячної електростанцій в електротехнічних системах з комбінованою генерацією

Результати проведеного статистичного аналізу сумарної потужності вітрової та сонячної електростанцій в електротехнічних системах з комбінованою генерацією опубліковано в [158] - [160]

Для прикладу в роботі виконані розрахунки за річними записами швидкості вітру та сонячної інсоляції, що були отримані у 2016 році в сусідніх районах Запорізької області. Для адекватного порівняння результатів, вважаємо ці дані суміщеними в часі та просторі для проведення статистичного аналізу сумарної потужності вітрових- та фотоелектричних станцій в умовах Запорізької області. Надалі отримані результати будуть використані для оцінки

стохастичних параметрів, побудови математичної моделі та імітаційного моделювання різних конфігурацій генеруючих та споживчих потужностей.

З метою проведення наступних розрахунків сумарної генерації вітрової та сонячної енергії величину швидкості вітру та сонячної радіації нормуємо за номінальною потужністю ВЕС та СЕС. Показником вітрової енергії вважається:

$$K_w = P(v)/P_n, \quad (2.8)$$

де $P(v)$ – поточна потужність ВЕУ в залежності від швидкості вітру v ;

P_n – номінальна потужність ВЕУ.

Для СЕС задається показник k_s , де потужність фото модуля (ФМ) $P(\rho)$ залежить від ρ – рівня сонячної радіації.

Енергетичні характеристики ВЕУ та ФМ є важливими при таких припущеннях. В роботі використано типові характеристики ВЕС та СЕС.

Для сумарної потужності ВЕС та СЕС застосовано приведення показник потужності

$$k_\Sigma = \alpha_1 \cdot k_w + \alpha_2 \cdot k_s, \quad (2.9)$$

де α_i – вагові коефіцієнти, що пропорційні номінальним потужностям ВЕС та СЕС.

Для порівняння різних конфігурацій поєднання ВЕС та СЕС приймаємо $\alpha_1 + \alpha_2 = 1$. Для виконання розрахунку у абсолютних величин знаходимо добуток відносної величини на її сумарну номінальну потужність.

Для СЕС буде більш коректним знаходити добуток відносного показнику та площі або кількості модулів та пікової потужності 1 м^2 або ФМ при поточних погодних умовах, враховуючи відмінність від стандартного значення за допомогою вагового коефіцієнта. Результати співпадуть зі спрощеним підходом, якщо номінальна потужність вказана саме для цих

погодних умов (розробники, як правило, вказують потужність окремо для спеціальних та деяких стандартних погодних умов).

ККД ФМ з урахуванням залежності потужності від зовнішньої температури вважаємо дорівнює 18% взимку, 16% влітку, 17% у міжсезоння.

Математична модель сумісної роботи системи «ВЕС-СЕС-споживач» репрезентує поточні потужності ВЕС та СЕС у вигляді випадкових процесів. При моделюванні рахуються з такими параметрами, як характер розподілу випадкових значень, тобто імовірність певних режимів, максимальні, середні та мінімальні досяжні значення потужності, а також імовірні темп та амплітуда коливань поточних значень в режимі реального часу. [74]

При складанні потужностей як випадкових величин враховуємо, що математичне сподівання рівне сумі середніх значень, а дисперсія – сумі дисперсій плюс коваріація, тобто при визначення варіативності суми враховується кореляція доданків [161], [162].

Зважаючи на сезонність в роботі розглянуті, як більш репрезентативні для кожної пори року окремі місяці – січень, квітень, липень та жовтень.

Представимо сумарну відносну потужність однакових за номінальною потужністю ВЕС та СЕС ($\alpha_1=\alpha_2=0,5$). Отримані результати показників випадкових процесів наведено в таблиці 2.16.

Високий коефіцієнт використання встановленої потужності спричинений тим, що рівень інсоляції було визначено при оптимальному спрямуванні ФМ, а швидкість вітру визначали на висоті 100 м. Середнє значення сумарної потужності не дорівнює півсумі потужностей ВЕС та ФМ у зв'язку з тим, що робота ФМ відбувається тільки впродовж світлового часу, а вітер наявний впродовж доби, як і сумарна потужність. Сумарна вироблена енергія дорівнює сумі енергій, отриманих ВЕС та ФМ, але СКВ при додаванні двох випадкових величин помітно зменшується за рахунок від'ємного коефіцієнта кореляції, але його величина мала тому ці величини можна вважати слабо корельованими або ж незалежними. Взимку кореляція більш помітна, причиною того є більша кількість сонячних днів при відсутності вітру.

Таблиця 2.16 - Середні показники потужності ВЕУ та ФМ, у.о.
($\alpha_1=\alpha_2=0,5$).

Параметр	Станція	Січень	Квітень	Липень	Жовтень
Середня потужність	ВЕС	0,41	0,44	0,28	0,56
	ФМ	0,17	0,33	0,38	0,26
	сумарна	0,24	0,32	0,26	0,35
СКВ	ВЕС	0,33	0,36	0,27	0,37
	ФМ	0,22	0,28	0,28	0,25
	сумарна	0,17	0,21	0,19	0,21
Коефіцієнт кореляції ВЕУ та ФМ	сумарна	-0,28	-0,08	-0,05	-0,15
Вироблена енергія	ВЕС	305	320	208	430
	ФМ	53	135	172	90
	сумарна	179	228	190	260
Максимум	сумарна	0,76	1,0	0,89	0,87

Імовірність величини сумарної потужності в певних межах, при різних конфігураціях електротехнічних систем з комбінованою генерацією наведено в таблиці 2.17.

Розглянемо тривалості періодів, протягом яких сумарна потужність знаходиться в певних межах, при однакових за номінальною потужністю ВЕС та СЕС ($\alpha_1=\alpha_2=0,5$).

Січень: менше 0,1 у 28% випадків, так тривалістю 15 год. – 2 рази, 1 день повністю; в середньому 3,5 години підряд. Менше 0,2 – 1 день повністю; в середньому 4,2 години підряд. Менше 0,5 – 12 днів повністю; в середньому 8,2 години підряд. Більше 0,8 не було.

Квітень: Менше 0,1 – 1 день повністю, крім нього максимум 8 годин; в середньому 2,8 години підряд. Менше 0,2 – 1 день повністю; в середньому 3,9 години підряд. Менше 0,5 – 12 днів повністю; в середньому 6,9 години підряд. Більше 0,8 – всього 20 годин; в середньому 1,2 години підряд (максимум 4).

Липень: Менше 0,1 – максимум 8 годин; в середньому 3,1 години підряд. Менше 0,2 – максимум 10 годин; в середньому 3,5 години підряд. Менше 0,5 – 12 днів повністю; в середньому 7,5 години підряд. Більше 0,8 – всього 5 годин; в середньому 1,0 годину підряд (максимум 3).

Таблиця 2.17 - Режими роботи електротехнічних систем з комбінованою генерацією на базі ВЕС та СЕС

Склад	Місяць	Імовірність рівня потужності, %				Середня потужність, у.о.
		<0.1	<0.2	<0.5	0.8	
0,5ВЕС+ +0,5СЕС	січень	28	46	96	0	0,24
	квітень	24	38	85	2	0,32
	липень	28	45	90	0	0,26
	жовтень	19	26	76	3	0,35
0,25ВЕС+ +0,75СЕС	січень	41	66	97	0	0,16
	квітень	29	48	85	2	0,25
	липень	35	54	81	0	0,24
	жовтень	22	39	90	0	0,24
0,75ВЕС+ +0,25СЕС	січень	23	41	71	0	0,32
	квітень	21	39	64	5	0,38
	липень	27	46	83	0	0,27
	жовтень	17	25	46	6	0,46
СЕС (лише денний час)	січень	83	88	94	0	0,17
	квітень	60	68	83	4	0,33
	липень	54	61	77	3	0,38
	жовтень	72	80	90	0	0,26
ВЕС	січень	23	37	62	20	0,41
	квітень	26	40	56	26	0,44
	липень	35	54	77	8	0,28
	жовтень	20	27	39	43	0,56

Жовтень: Менше 0,1 – максимум 10 годин; в середньому 4,8 години підряд. Менше 0,2 – максимум 12 годин; в середньому 4,8 години підряд. Менше 0,5 – 10 днів повністю; в середньому 8 годин підряд. Більше 0,8 – всього 16 годин; в середньому 2,3 години підряд (максимум 4).

Розглянемо тепер сумарну потужність різних за номінальною потужністю ВЕС та СЕС, де для прикладу потужність ВЕС втричі більша від СЕС ($\alpha_1=0,75$; $\alpha_2=0,25$). Відносні показники наведено в таблиці 2.18.

Розглянемо тривалості періодів, при яких сумарна потужність знаходиться в певних межах:

Січень: менше 0,1 – максимум 15 годин (і один повний день); в середньому 3,0 години підряд. Менше 0,2 – максимум 14 годин (і два повних дні); в середньому 3,3 години підряд. Менше 0,5 – 7 днів повністю; в середньому 6,7 годин підряд. Більше 0,8 – не було.

Квітень: Менше 0,1 – максимум 9 годин (і один повний день); в середньому 2,6 години підряд. Менше 0,2 – максимум 12 годин (і один повний день); в середньому 3,9 години підряд. Менше 0,5 – 7 днів повністю; в середньому 5,6 годин підряд. Більше 0,8 – всього 38 годин; в середньому 1,7 години підряд (максимум 8).

Таблиця 2.18 - Осереднені показники сумарної потужності ФМ та ВЕУ, у.о.

Параметр	Січень	Квітень	Липень	Жовтень
Середня потужність	0,32	0,38	0,27	0,46
СКВ	0,24	0,27	0,21	0,28
Вироблена енергія	242	273	200	345
Максимум	0,80	1,0	0,90	0,92

Липень: Менше 0,1 – максимум 9 годин; в середньому 3,2 години підряд. Менше 0,2 – максимум 13 годин; в середньому 3,6 години підряд. Менше 0,5 – 11 днів повністю; в середньому 6,3 години підряд. Більше 0,8 – всього 11 годин; в середньому 2 години підряд (максимум 4).

Жовтень: Менше 0,1 – максимум 12 годин; в середньому 5,3 години підряд. Менше 0,2 – максимум 15 годин; в середньому 5,4 години підряд. Менше 0,5 – 6 днів повністю; в середньому 3,9 годин підряд. Більше 0,8 – всього 46 годин; в середньому 4,6 години підряд (максимум 8).

Час малопотужних періодів визначається слабкою генерацією у нічні години, збільшення частки сонячної генерації майже не впливає на середній рівень тривалості окремих періодів, хоча кількість таких періодів, а отже і питома вага загального часу, при цьому помітно зростає. Але зростання частки

вітрової генерації помітно збільшує тривалість періодів з високою (понад 80% від номінальної) потужністю.

Час періодів з надто низькою чи зависокою потужністю впливає на загальну потребу в акумулюванні енергії. У зв'язку з тим що сонячна енергія доступна лише вдень, характеристика її впливу на загальну генерацію протягом доби буде не зовсім вірною, зверхність вітру тут безперечна. Тому порівнюємо потребу в акумулюванні енергії протягом денного часу, за графіком роботи споживачів. Прийmemo, що середня встановлена потужність виробництва енергії рівна середньому споживанню в денний час (наприклад, з 8.00 до 18.00), та порівнюємо, як поводить себе небаланс потужностей при різних конфігураціях електротехнічних систем. (табл. 2.19).

Таблиця 2.19 - Середні показники потужності у день ФМ та ВЕУ, у.о.

Середня потужність	Січень	Квітень	Липень	Жовтень	За рік
ФМ	0,17	0,43	0,52	0,29	0,35
ВЕС	0,37	0,41	0,27	0,53	0,40

Для прикладу розглянемо як паритетне співвідношення вітрової та сонячної енергетики, так і перевагу однієї з них. Середні значення при цьому відповідатимуть вагам складових, але значення небалансу залежатимуть також від корельованості змін їх потужностей.

В таблицях нижче наведено гістограми кумулятивних (накопичених протягом дня) значень небалансу виробленої енергії, по формулі:

$$\Delta(t)=[k_{\Sigma}(t)-k_{\text{середнє}}]+\Delta(t-1) \quad (2.10)$$

де $k_{\Sigma}=\alpha_1 \cdot k_w+\alpha_2 \cdot k_s$, а одиничний крок по часу – 0,5 год.

Таблиця 2.20 – Частотний розподіл (гістограми) кумулятивного небалансу

Кумулятивний небаланс	$\alpha_1=\alpha_2=0,5.$				$A_1=0,25; \alpha_2=0,75$			
	Січ.	Квіт.	Лип.	Жов.	Січ.	Квіт.	Лип.	Жов.
1	2	3	4	5	6	7	8	9
<-2,5	2	0	0	6	0	3	0	0
-2,0	8	11	0	12	1	4	0	0
-1,5	12	29	3	28	10	12	2	20
-1,0	35	78	14	55	26	53	3	37
-0,5	86	145	164	96	76	122	67	100
0	163	138	289	140	200	229	380	258
0,5	149	72	83	177	194	95	120	106
1,0	70	44	43	30	83	63	57	55
1,5	47	21	26	41	40	15	22	27
2,0	33	25	21	29	15	29	0	17
2,5	15	21	8	16	6	5	0	31
3,0	0	12	0	21	0	0	0	0
>3,0	0	4	0	0	0	0	0	0
$k_{\text{середнє}}$	0,27	0,42	0,39	0,43	0,22	0,43	0,46	0,36
СКВ	0,87	1,06	0,7	1,07	0,69	0,8	0,47	0,85
max	2,6	3,05	2,15	3	2,15	2,1	1,4	2,35
min	-2,3	-2,5	-2	-3,2	-2,1	-2,7	-1,6	-1,9

За небаланс прийнято величину відхилення поточного значення від середнього. Тут $k_{\text{середнє}}$ як фіксований рівень споживання вважається постійним, а небаланс розраховується з початку кожної доби (тобто прийнято гіпотезу циклічної інваріантності стосовно накопичення енергії).

Відхилення величини кумулятивного небалансу в бік більших значень потужності дещо переважають відхилення в меншу сторону (особливо це властиво сонячній енергії), хоча загалом розподіл небалансів близький до нормального (рис. 2.12).

Таблиця 2.21. Частотний розподіл кумулятивного небалансу

Кумул. небаланс	$\alpha_1=0,75; \alpha_2=0,25$				ФМ: $\alpha_1=0; \alpha_2=1;$				ВЕС: $\alpha_1=1; \alpha_2=0.$			
	січ.	кв.	лип.	жов.	січ.	кв.	лип.	жов.	січ.	кв.	лип.	жов.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
<-4,0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	29
-3,5	0	0	0	10	0	0	0	0	6	12	0	14
-3,0	4	0	0	11	0	2	0	0	16	24	0	21
-2,5	8	11	0	14	0	9	0	2	21	39	0	25
-2,0	18	39	2	33	0	11	2	15	26	48	13	42
-1,5	21	70	12	52	6	22	8	32	52	64	54	34
-1,0	60	91	74	47	68	80	17	50	68	63	112	29
-0,5	119	100	195	64	122	79	54	112	83	67	124	36
0	136	87	181	71	193	202	297	184	88	75	157	63
0,5	75	57	57	113	67	60	171	74	63	39	51	93
1,0	70	43	50	78	63	72	102	47	56	37	28	55
1,5	35	32	25	53	70	52	0	48	34	29	39	51
2,0	40	24	15	35	39	41	0	71	48	27	13	40
2,5	26	27	18	30	20	0	0	16	17	20	18	42
3,0	22	18	17	21	3	0	0	0	21	20	13	31
3,5	10	12	5	14	0	0	0	0	16	23	10	21
4,0	5	12	0	3	0	0	0	0	10	12	13	16
4,5	2	7	0	0	0	0	0	0	11	11	2	9
> 4,5	0	0	0	0	0	0	0	0	15	20	4	0
$k_{\text{середнє}}$	0,32	0,42	0,33	0,5	0,17	0,43	0,52	0,29	0,37	0,41	0,27	0,53
СКВ	1,32	1,55	1,00	1,56	0,95	1,00	0,50	1,06	1,85	2,12	1,35	2,13
max	4,0	4,3	3,2	3,6	2,5	1,9	0,95	2,2	6,0	5,5	5,0	4,4
min	-3,1	-2,8	-2,0	-4,2	-1,6	-3,0	-2,1	-2,6	-3,8	-3,9	-2,3	-5,5

Результат імовірності 0,99 практично не відрізняється від максимальних відхилень, оскільки 0,5% від загальної кількості складає лише 3 значення (всього взято по 650 значень для світлої частини доби, з 7.30 по 17.30 включно). Тут розглядається симетричний стосовно максимальних та мінімальних значень довірчий інтервал. Відкидання по 16 значень (2,5%) зменшує розкид значень небалансу (відхилень від середнього) на 16% для однотипних генерацій (тільки ВЕС або СЕС), та на 20% для змішаної генерації (рис. 2.13). Великі абсолютні

значення небалансу Δk спричинені кумулятивним ефектом, тобто накопиченням за тривалий час.

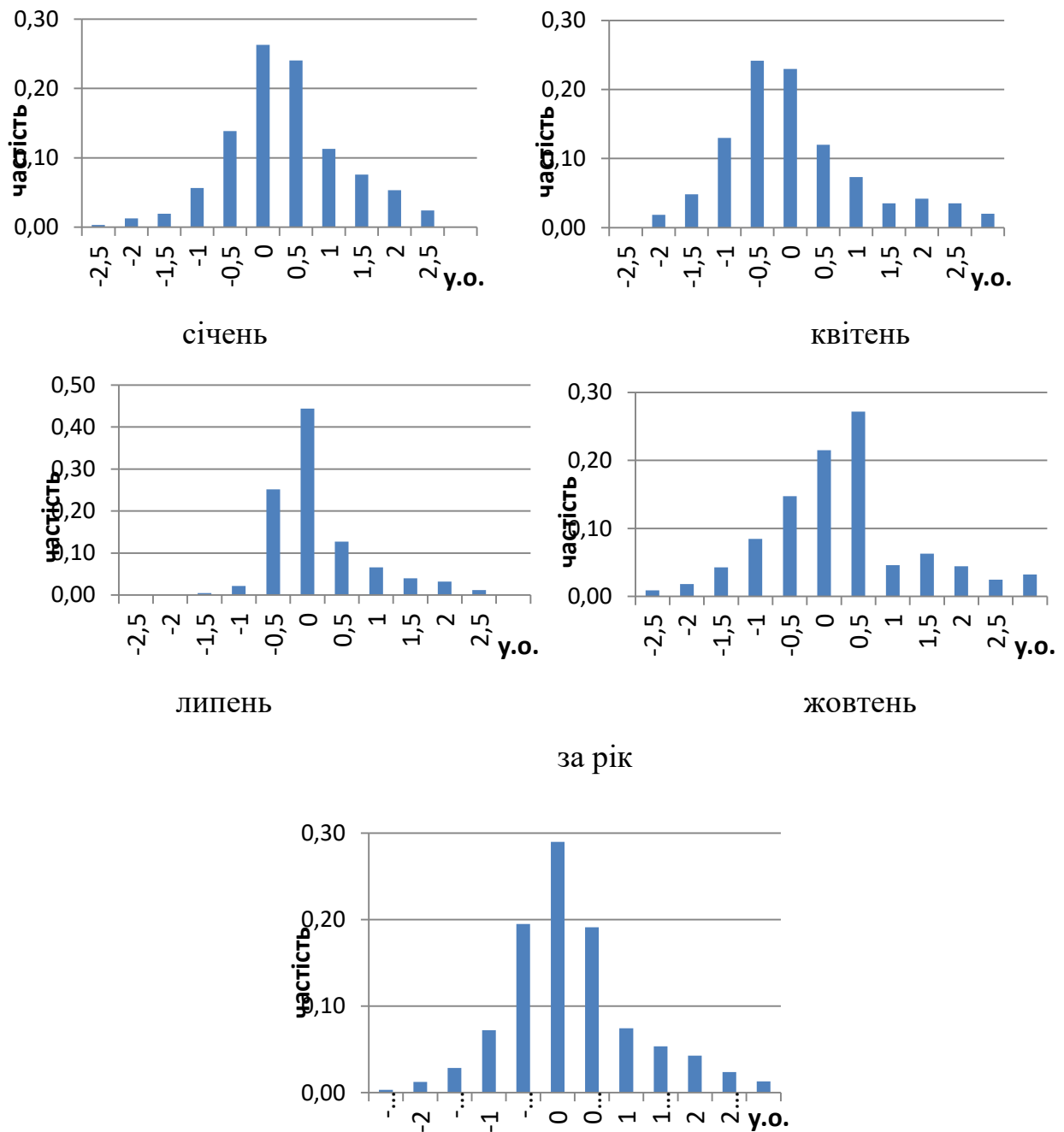


Рисунок 2.12 - Розподіл відхилень поточної потужності від середньої ($\alpha_1=\alpha_2=0,5$)

Таблиця 2.22 - Фактичні показники кумулятивного небалансу Δk , у.о.

Конфігурація	Місяць	max 0,99	min 0,99	max 0,95	min 0,95	СКВ
0,5ВЕС+ +0,5СЕС	січень	2,4	-2,2	2,0	-1,8	0,87
	квітень	3,0	-2,3	2,5	-1,9	1,06
	липень	2,1	-1,5	1,8	-1,1	0,70
	жовтень	2,9	-2,9	2,6	-2,1	1,07
0,25ВЕС+ +0,75СЕС	січень	2,1	-1,9	1,7	-1,4	0,69
	квітень	2,1	-2,5	1,8	-1,7	0,80
	липень	1,4	-1,4	1,2	-0,9	0,47
	жовтень	2,3	-1,9	2,1	-1,6	0,85
0,75ВЕС+ +0,25СЕС	січень	3,9	-3,1	3,1	-2,4	1,32
	квітень	4,2	-2,8	3,6	-2,4	1,55
	липень	3,2	-2,0	2,7	-1,5	1,0
	жовтень	3,5	-4,0	3,0	-3,3	1,56
СЕС	січень	2,5	-1,6	2,2	-1,4	0,95
	квітень	1,9	-3,0	1,8	-2,3	1,0
	липень	0,9	-2,0	0,8	-1,3	0,50
	жовтень	2,2	-2,5	2,0	-2,0	1,06
ВЕС	січень	5,9	-3,7	4,5	-3,2	1,85
	квітень	5,4	-3,8	4,6	-3,4	2,12
	липень	4,6	-2,3	3,6	-2,0	1,35
	жовтень	4,3	-5,4	3,8	-4,5	2,13

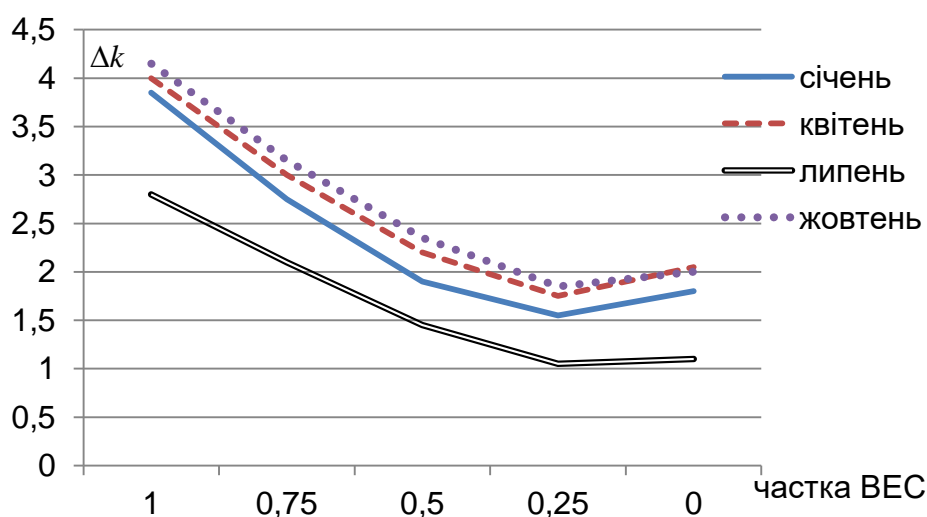


Рисунок 2.13 – Діапазон коливань кумулятивного небалансу залежно від частки ВЕС (α_1), у.о.

Середньоквадратичне відхилення сонячної потужності загалом менше, ніж вітрової (при цьому значно меншими є й середні значення). Складання двох джерел приводить до менших абсолютних відхилень. По показнику коефіцієнта варіації C_v , тобто відносного рівня відхилень, цей ефект значно помітніший (рис. 2.14) – майже для всіх розглянутих варіантів коефіцієнт варіації сумісної генерації нижчий, ніж однотипної. Деякий виняток становить липень, коли генерація більшою мірою залежала від сонячної енергії, а вплив ВЕС мало відчутний.

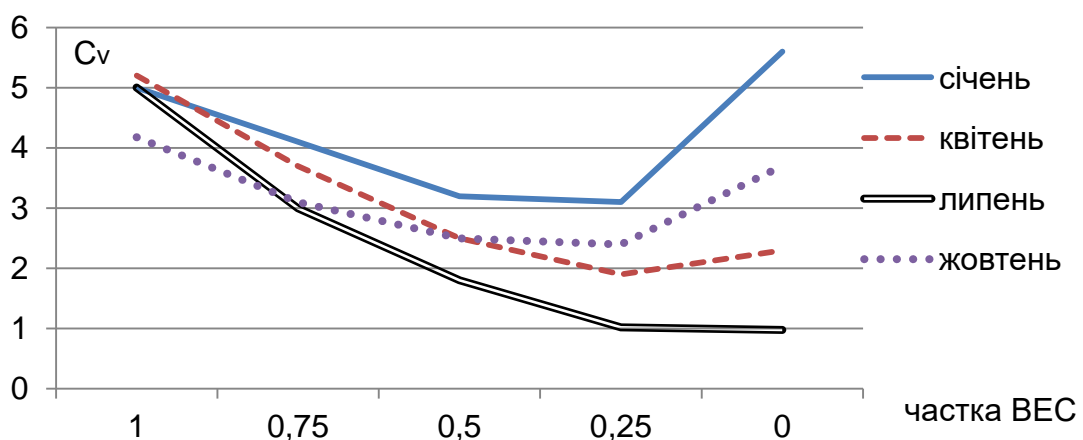


Рисунок 2.14 - Залежність варіації кумулятивного небалансу від частки ВЕС

Проаналізовані характеристики поведінки потужностей електротехнічних систем з комбінованою генерацією з використанням ВДЕї, що були одержані за дійсними метеоданими, надалі будуть використані при опрацюванні математичної моделі сумісної роботи ВЕС та СЕС. Математична модель необхідна для оптимальної комбінації генеруючих та акумулюючих потужностей відповідно до режиму споживання енергії, та для розрахунку показників балансової надійності забезпечення енергією, тощо.

2.4 Імовірнісне моделювання сумарної потужності вітрової та сонячної електростанцій в електротехнічних системах з комбінованою генерацією

Математична модель миттєвої потужності ВЕС розглянута в роботі [163]. Для моделювання використано представлення миттєвої потужності у вигляді осередненого значення для заданого сезону (трендової кривої), середньодобового значення як випадкової величини та поточних короткотермінових змін як випадкового процесу. Отже, функція миттєвої потужності $p=P(t)$ в загальному випадку матиме вигляд [132], [164]:

$$P(t) = \omega(t) + \sigma \cdot \varepsilon + U(t), \quad (2.11)$$

де $\omega(t)$ – осереднена крива, що імітує традиційну зміну впродовж доби;

σ – стандартне відхилення середньодобових значень;

ε – стандартна нормально розподілена випадкова величина;

$U(t)$ – випадковий процес, що стосується відхилень потужності від середньої в момент часу t .

Модель (2.11) досить непогано відображає поведінку вітру. Однак для представлення потужності ВЕУ як функції швидкості вітру є модель логнормального розподілу:

$$P(t) = \exp[\omega(t) + \sigma \cdot \varepsilon + U(t)]. \quad (2.12)$$

В цьому випадку моделювати потрібно значення логарифма від потужності, нормованої відповідним чином.

Апроксимоване середнє $\omega(t)$ та випадковий процес $U(t)$ можна визначити методами, викладеними в роботі [165]. Для моделювання роботи ВЕС застосовано представлення короткотермінових змін $U(t)$ як випадкового процесу типу Орнштейна-Уленбека:

$$U(t_k) = U(t_{k-1}) \cdot e^{-\beta \cdot \Delta t} + \frac{\sigma^*}{\sqrt{2\beta}} \sqrt{1 - e^{-2\beta \cdot \Delta t}} \cdot \varepsilon, \quad (2.13)$$

де Δt – елементарний інтервал часу, $\Delta t = t_k - t_{k-1}$ (як правило, 10-15 хв.);

σ^* – волатильність;

β – величина зносу випадкового процесу.

Параметри моделі можна розрахувати за формулами:

$$\frac{(1 - e^{-\alpha})^2}{2(\alpha - 1 + e^{-\alpha})} = \frac{\sum X_{j+1} X_j}{\sum X_j^2}; \quad \sigma^2 = \alpha^3 [\Delta(\alpha - 1 + e^{-\alpha})]^{-1} (n-1)^{-1} \sum_i^n X_i^2, \quad (2.14)$$

де X_i – фактичні значення наявного ряду даних випадкового процесу, $\alpha = \beta \cdot \Delta t$.

Моделювання безпосередньо потужності ВЕС дозволяє одразу врахувати особливості роботи вітростанцій. Однак при перспективному аналізі конкретний тип вітроустановок і відповідно їх енергетичні характеристики можуть бути відомі лише приблизно, або визначатися вже за результатом аналізу. За цих умов доцільно моделювати швидкість вітру, наслідуючи характерні особливості її ймовірнісної поведінки у визначених регіонах. При цьому можливе застосування того ж математичного підходу, що й при моделюванні потужності. Середньодобові складові вважаються постійними впродовж доби. При цьому моделюються показники швидкості вітру, а потім потужність ВЕС розраховується за енергетичною характеристикою (кривою потужності). Зміна швидкості вітру впродовж доби $U^{(i)}(t)$ моделюється аналогічно формулам для потужності, однак замість нормального розподілу застосовується розподіл Вейбула (чи аналогічний). Розподіл середньодобової складової вважається нормальним; насправді при значних швидкостях вітру (5 м/с і вище), характерних для висотних рівнів сучасних ВЕУ, розподіл Вейбула вже майже не відрізняється від нормального. Зазначимо, що розподіл Вейбула

(інтегральна функція розподілу $F(v) = 1 - e^{-(v/B)^k}$) можна змоделювати формулою: $v = B \cdot \sqrt[k]{-\ln x}$, де x – рівномірно розподілена на інтервалі від 0 до 1 випадкова величина, а v має розподіл Вейбула; стандартний нормальний розподіл моделюється виразом $\varepsilon = \sqrt{-2 \ln x_1} \cdot \sin(2\pi x_2)$ [164]. Оскільки відповідність реального розподілу швидкостей вітру розподілу Вейбула була попередньо перевірена, а тип ВЕУ може бути довільним, доцільно моделювати саме швидкість вітру [86]. Отримані значення потім перераховуються у потужність відповідної ВЕУ, а адекватність моделі перевіряється порівнянням з фактичними даними.

Математична модель поточного рівня сонячної радіації як випадкового процесу, змінного в часі впродовж доби, запропоновано зокрема в роботі [135]. Модель процесу інсоляції має вигляд:

$$y_i(t_j) = u_i(t_j)[1 + C_v \cdot \varepsilon(i)] + b \cdot [x(j) - 0,5] \leq Y_i(t_j), \quad (2.15)$$

де y_i – рівень сонячної радіації ($\text{Вт}/\text{м}^2$) i -го сезону (місяця, дня);

j – номер часового інтервалу впродовж дня (час t_j – середина j -інтервалу);

$u_i(t)$ – осереднена для даної пори крива (математичне сподівання інтервалу);

C_v – коефіцієнт варіації середньодобового рівня;

b – розмірний параметр ($\text{Вт}/\text{м}^2$), що має забезпечувати визначений розмах поточних флуктуацій;

$x(j)$ – рівномірно розподілена випадкова величина ($0 < x < 1$), яка задається окремо для кожного часового інтервалу.

Рівномірність розподілу поточних флуктуацій відображає факт високих (вище нормального) значень ексцесу для стрибків потужності.

Для поточних флуктуацій, крім рівномірного розподілу, передбачено деяку залежність від попереднього значення та середнього рівня:

$$b = k \cdot 0,5 \cdot [u_i(t_j) + y_i(t_{j-1})], \quad (2.16)$$

де k – емпіричні значення, характерні для сезону та місцевості.

Практично коефіцієнт k визначає варіацію набору даних стосовно певного часу доби, і може бути розрахований як середнє значення цих даних, наприклад їх місячного набору.

Поточне значення потужності фотоелектричної станції не може бути від’ємним і перевищувати максимального для даної пори доби.

Для розрахунку параметрів математичної моделі розглянемо результати статистичного аналізу вітрової та сонячної енергії. Розраховані параметри наведено в таблицях 2.23-2.24.

Таблиця 2.23 - Параметри математичної моделі швидкості вітру

	V_c , м/с	СКВ				Вейбул		Модель		
		доб ове	між добо ве	міся чне	стрибк ів (30 хв.)	γ	B , м/с	β , 1/с	σ^* , м/с	σ , м/с
січень	7,44	2,34	2,55	3,46	0,99	2,26	8,40	0,2	1,8	2,0
квітень	7,98	2,12	2,90	3,59	1,12	2,34	9,00	0,2	1,9	2,3
липень	6,23	2,02	1,67	2,62	0,95	2,51	7,01	0,2	1,8	1,3
жовтень	9,32	2,10	3,57	4,14	0,93	2,37	10,52	0,2	1,8	3,2

Параметри волатильності σ^* та зсуву β забезпечують середньодобові відхилення та розмах стрибків послідовних значень. Величина σ забезпечує міждобову мінливість; вона дещо менша міждобового СКВ, оскільки розподіл середньодобових значень наближається до рівномірного (як у випадку сонячної радіації).

Стосовно вітру можна зазначити відсутність видимого добового ходу (рис. 2.15), тобто осереднена за місяць швидкість може вважатися постійною впродовж доби.

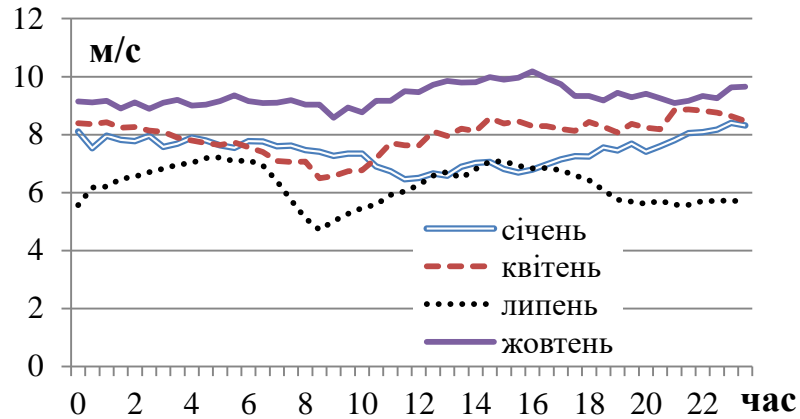


Рисунок 2.15 - Добовий хід швидкості вітру (інтервал 30 хв.)

Модельовані значення швидкості вітру можуть бути перераховані у потужність ВЕУ за відповідною енергетичною характеристикою, при цьому одразу можна визначати відносну потужність k_w .

Для моделювання сонячної радіації визначальними є параметри C_v та b рівняння (2.14), а також характерні для кожного місяця максимальна та середня інсоляція впродовж доби як функції часу. Відповідні функції для характерних місяців зображено на рисунку 2.16 (за даними з рисунка 2.13 вище).

Параметри, що описують випадкову поведінку рівня інсоляції, було розраховано для розмірної величини – потужності сонячної радіації на одиницю площі. Для умов, при яких потужність фотоелектричного пристрою лінійно пов'язана з інтенсивністю радіації, безрозмірні показники варіативності в формулах (2.14, 2.15), а саме C_v та k , можуть бути застосовані і для опису потужності ФМ. Тоді в якості випадкової величини виступатиме не рівень інсоляції y ($\text{Вт}/\text{м}^2$), а відносна потужність k_s (у.о.). Відповідно середніми та максимально досяжними рівнями будуть відносні потужності (рис. 2.16).

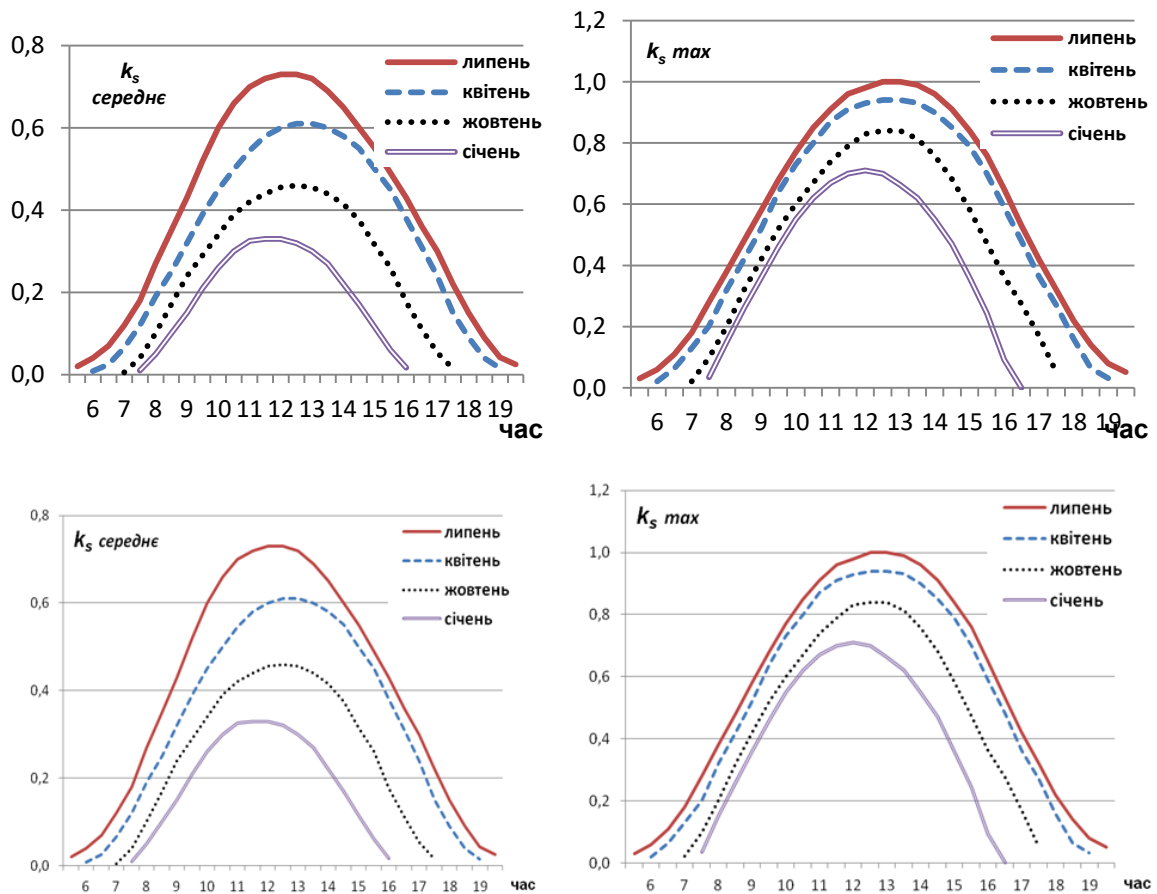


Рисунок 2.16 - Середні (зліва) та максимальні рівні потужності ФМ (у.о.)

Моделювання сумісної роботи ВЕС та СЕС як еквівалентної потужності недоцільне: тривалості дії сонячного освітлення та вітру різняться, до того ж розділене моделювання дозволяє варіювати ваговими коефіцієнтами кожної станції, змінюючи конфігурацію генеруючої системи.

Таблиця 2.24 - Параметри математичної моделі потужності ФМ

Параметр	Січень	Квітень	Липень	Жовтень
C_v	0,78	0,34	0,14	0,56
k	0,9	0,5	0,3	0,7

Для перевірки адекватності моделі сумісної роботи сонячної та вітрової електростанцій виконаємо порівняння результатів моделювання сумарної потужності з фактичними синхронізованими даними за 2016 рік.

Таблиця 2.25 - Модельовані показники сумарної потужності, у.о.
($\alpha_1=\alpha_2=0,5$)

Параметр	Січень	Квітень	Липень	Жовтень
Середня потужність	0,24	0,32	0,26	0,35
СКВ	0,18	0,21	0,20	0,21
Вироблена енергія	182	232	195	264
Максимум	0,86	0,99	0,98	0,94

При проведенні порівняння з таблицею 2.18 бачимо високу збіжність результатів. У моделі трохи завищені показники розкиду значень, у зв'язку із більшою кількістю реалізацій випадкового процесу (1000 модельованих діб проти 30-31 фактичних). Але сумарна вироблена за місяць енергія за результатами моделювання відрізняється від фактично можливої на 1,5-2,5%. Якщо врахувати, що максимально досяжні стрибки потужності за одиницю часу задаються попередньо, відповідно до фактичних даних, то така модель може вважатися адекватною.

За результатами даного розділу можна зробити наступні висновки:

- на підставі експериментальних даних визначені чисельні параметри необхідні для побудови математичних моделей процесів використання вітрової та сонячної енергії. Важливим параметром є темп зміни одержуваної енергії та результуючі стрибки потужності, які можуть негативно впливати на збалансованість роботи енергосистеми і якість електроенергії, що генерується;
- збіжність даних з розрахунковими результатами дозволяє застосовувати гіпотезу про усічено нормальний розподілі елементарних стрибків потужності ВЕС та СЕС;
- досліджено імовірний розкид значень небалансу для різних конфігурацій ВСЕС. Зокрема протягом денного часу за довірчої ймовірності 0,95 зменшується розкид небалансу на 16% для однотипних, та на 20% для змішаної генерації.

Отримані результати, що наведені в другому розділі були опубліковані в роботах [3], [144], [145], [155], [156], [158], [159], [166] - [168].

3. ОБРОБКА ДАНИХ, ЩО ХАРАКТЕРИЗУЮТЬ СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМАХ В ДОСЛІДЖУВАНОМУ РЕГІОНІ

3.1 Оцінка випадкових властивостей рівнів споживання електроенергії в електротехнічних системах

Як відмічається в [2] впровадження відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) та їх інтегрування до енергосистеми різних рівнів супроводжується потребами в додатковому узгодженні режимів генерування та споживання електроенергії. Надходження таких видів енергії, як вітрова та сонячна, суттєво залежить від погодних факторів і є, по суті, некерованим процесом (можна лише обмежити робочу потужність встановленого обладнання). Разом з тим, споживання також містить елементи випадковості, особливо коли мова йде про велику кількість однакових чи різнотипних споживачів [133]. Отже, при значному рівні впровадження ВДЕ може загостритися проблема забезпечення енергетичного балансу. Мова про використання вітрової та сонячної енергії для живлення окремих груп споживачів (населених пунктів, груп населених пунктів, місцевих підприємств), енергосистем різного рівня. Зокрема, для південного регіону (території Запорізької обл.) виконано ряд досліджень щодо режимів надходження вітрової та сонячної енергії [3], [143], [144]. Для виявлення можливостей узгодження генерації енергії ВДЕ зі споживанням потрібні аналогічні дослідження графіків навантаження споживачів.

Аналіз випадкових складових графіків навантаження споживачів електроенергії виконано на прикладі даних за 2015-2016 роки для кількох населених пунктів та місцевих підприємств Мелітопольського району Запорізької області. Вибір даного району пов'язаний з наявністю даних за цей же час щодо швидкості вітру (Ботіївська ВЕС) та рівня сонячної радіації (Токмацька СЕС). Надалі вважається, що дані метеофактори є властивими для означеного регіону, а для врахування сезонних особливостей до розгляду взято

або повний набір річних даних, або характерні місяці року – січень, квітень, липень та жовтень. Використані дані містять інформацію про потужність споживання електроенергії з 30-хвилинним часовим інтервалом.

Населені пункти, інформація щодо яких взята до розгляду – с. Мордвинівка (дві точки приєднання) та с. Терпіння (також дві точки приєднання). Додатково взято обмежений обсяг даних по с. Семенівка, а також виробниче споживання заводу з виробництва води (с.м.т. Мирне) та птахофабрики (с. Новоолексіївка). Дані населені пункти розташовані поблизу м. Мелітополя (рис.3.1а) та мають самостійні точки приєднання до електромереж (рис.3.1б).

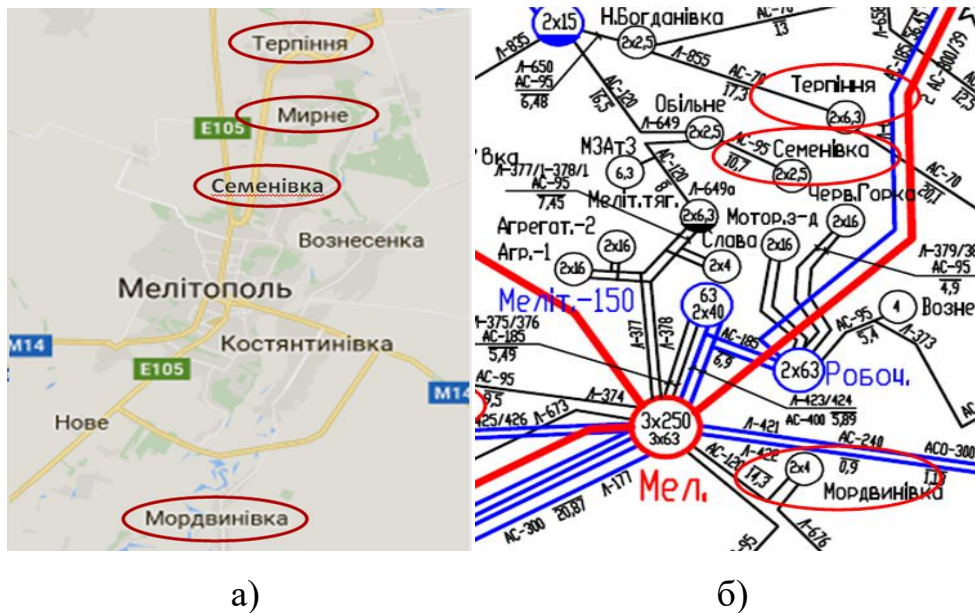


Рисунок 3.1 - Географічне розташування населених пунктів (а) та карта-схема електричних мереж (б)

Простий розгляд даних щодо споживання електричної енергії свідчить, що у рівнях споживаної потужності простежуються певні закономірності, проте присутня і цілком випадкова складова у вигляді хаотичних відхилень від загального тренду. Так, на рисунку 3.2 зображено осереднені за місяць показники потужності споживання електроенергії та їх середньоквадратичні відхилення впродовж доби. Очевидно, процес споживання не виглядає

детермінованим. Для оцінки випадкових складових процесу потрібно дослідити їх властивості статистичними методами. Першим кроком має бути впорядкування початкових даних, які є предметом дослідження. Дані про рівень споживання звичайно представлені як послідовність значень потужності (звичайно в кВт або МВт), отриманих осередненням по певному часовому інтервалу.

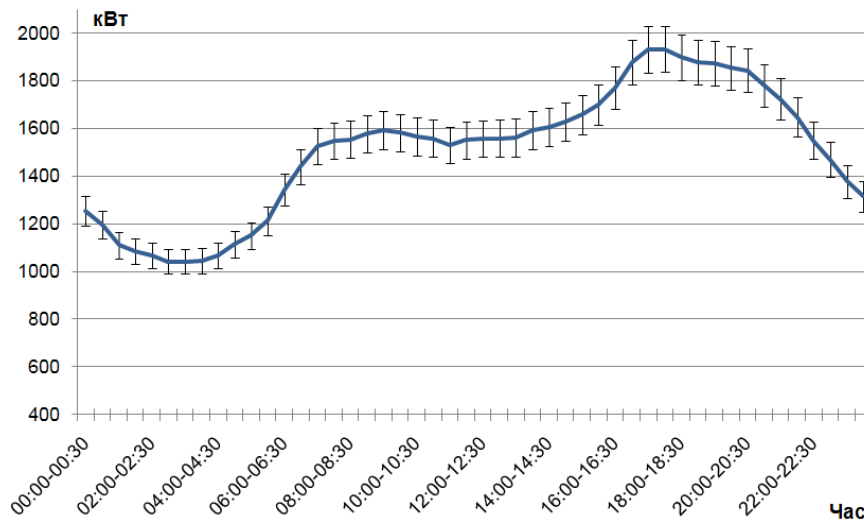


Рисунок 3.2 - Приклад добового ходу споживання електроенергії населеним пунктом

Доступні статистичні дані частіше оперують інтервалами у 30 хвилин або одну годину [169]. Таке представлення можна вважати дискретним процесом. Послідовне розташування цих даних утворить випадкову послідовність, або часовий ряд. Разом з тим процес споживання електроенергії є неперервним, і строго має бути описаний випадковою функцією. Тоді кожен набір конкретних даних можна вважати випадковою вибіркою, а його числові параметри – вибірковою оцінкою [170].

Головні статистичні характеристики, важливі для вивчення властивостей випадкового процесу: середні значення, дисперсії, щільність імовірності, коваріаційні функції (кореляції), спектральні щільності [171]. Якщо мова йде про два випадкові процеси – споживання електроенергії та її генерування

відновлюваними джерелами – то можуть розглядатися сумісні щільності розподілу та взаємні коваріації (кореляційні функції). Функції щільності розподілу потрібні зокрема для перевірки нормальності розподілу, аналізу екстремальних значень. Перевірка нормальності розподілу можлива також параметричними методами (наприклад, по критеріях відповідності показників асиметрії та ексцесу), чи непараметричними (критерії серій, інверсій, тощо) [172], [173].

Особливістю споживання електроенергії є наявність періодичної складової в загальному тренді. Так, очевидними є добові періоди коливань рівня споживання, а також сезонність впродовж року. Отже, аналіз процесу має включати виділення періодичної складової, а початкові дані можуть бути агреговані, як набори добових значень, об'єднаних у групи за певними ознаками – наприклад, посезонно, чи помісячно, чи навіть у складі кількох днів. Тоді дослідження характеристик процесу можуть стосуватися окремої реалізації процесу (не менше доби) чи групи реалізацій.

Важливою характеристикою є темп зміни процесу; це може бути миттєва швидкість як похідна неперервної випадкової функції чи одиничний стрибок (різниця між сусідніми значеннями) для дискретної випадкової послідовності. Знання розподілу швидкості зміни як випадкової величини потрібне зокрема для визначення частоти перетину осередненого значення (трендової кривої) [171], тобто ступеня мінливості процесу. Крім того, цей показник важливий для аналізу стійкості роботи енергосистеми, вибору резервних та акумулюючих підсистем, тощо [143]. При цьому процес споживання фактично буде ступінчастою функцією, кроки якої визначаються одиничною потужністю обладнання, що вмикається/вимикається. В такому представленні набір послідовних даних буде дискретним ланцюгом (послідовністю випадкових величин) з практично зліченною множиною значень. За рядом ознак він є подібним до ланцюга Маркова, однак наявність марківської та інших властивостей потребує окремого дослідження в кожному конкретному випадку, зважаючи на наявність невідповідних впливів. При

великій кількості різноманітних споживачів та коротких інтервалах дискретизації процес може вважатися неперервним по часу, і моделюватися випадковою функцією. Похідна такої функції, з огляду на випадкову природу часу та висоти стрибків потужності, може визначатися як середньоквадратична похідна, у випадку достатньої гладкості трендової та кореляційної функцій [174].

Агрегування даних по часових інтервалах є усередненням, однак при цьому є ризик «маскування» швидких змін, або високочастотних складових, тривалість яких менша від інтервалу усереднення. Щоб дискретна реалізація містила всі зміни, що є у неперервному процесі, на кожен цикл коливань повинно припадати щонайменше два виміри, тобто гранична частота

$$f_C = 1/2\Delta t, \quad (3.1)$$

де Δt – елементарний часовий інтервал.

Якщо T – загальна тривалість часового інтервалу, на якому визначено випадковий процес, а B – максимальна частота змін, то необхідна кількість дискретних значень може бути розрахована за формулою

$$N = 2BT \quad [171], \quad (3.2)$$

а тривалість часового інтервалу осереднення

$$\Delta t = T/N. \quad (3.3)$$

Оцінку частоти змін можна отримати, розраховувачи кількість перетинів значеннями процесу осі абсцис (тобто нульових значень для центрованого процесу), які дорівнюють подвоєній кількості умовних коливань. За аналогічним показником можна оцінити стаціонарність процесу, наприклад

застосувавши метод серій. Якщо вдається отримати оцінки похідної $x'(t)$ від процесу $x(t)$, то математичне сподівання кількості нульових значень (за умови гаусових стаціонарних процесів) становитиме

$$\bar{N}_0 = \frac{1}{\pi} \left(\frac{\sigma_{X'}}{\sigma_X} \right), \quad (3.4)$$

де σ – відповідне середньоквадратичне відхилення (СКВ).

Для функції, заданої дискретно, оцінкою похідної можна вважати зміну значень за одиничний інтервал часу (у випадку споживання електроенергії це елементарні стрибки потужності). Розрахунок кількості нулів базується на визначені часу, протягом якого значення процесу можуть досягти амплітудної величини, та порівнянні його з тривалістю процесу.

На практиці дискретність фіксації даних визначається технічними можливостями обладнання та нормативами, які не враховують потреби математичного моделювання. Тому можливості статистичної оцінки процесу обмежені, і залежать від якості доступних початкових даних.

Оцінки параметрів випадкового процесу, зокрема математичного сподівання та дисперсії, також залежать від наявних даних, тобто від випадкової вибірки значень. Статистичною похибкою оцінки вважається відмінність розрахованого за даною вибіркою параметра від його точного значення для генеральної сукупності. Якщо T – тривалість досліджуваного часового інтервалу, тобто довжина випадкової вибірки, то генеральною сукупністю можна вважати настільки тривалий процес, при якому будуть проявлені всі його властивості (вочевидь, це мають бути декілька років з різними економічними, соціальними, кліматичними та іншими факторами, що впливають на режим споживання електроенергії). Насправді, процес споживання не може бути стаціонарним на таких тривалих часових інтервалах, тому за точні властивості можна прийняти осереднені помісячно дані кількох

недавніх років, тенденції яких можна вважати показовими. Очевидно, за таких умов необхідний розмір випадкової вибірки можна оцінити за допустимою статистичною похибкою. Звичайно оцінюють математичне сподівання та дисперсію похибок. Так, якщо позначити: s – шуканий параметр, s^* – його оцінка, M – символ математичного сподівання, то нормована похибка оцінки становитиме

$$e = \frac{\sqrt{M[(\hat{s}^* - s)^2]}}{s} \quad (3.5)$$

Якщо похибка незначна і її розподіл близький до нормального, то можна вважати, що

$$s^*(1-2e) \leq s \leq s^*(1+2e) \quad (3.6)$$

з довірчою імовірністю 95%. Мінімально необхідна довжина вибірки для оцінки середнього значення процесу $x(t)$ може бути розрахована за формулою

$$T_r = \frac{1}{2Be^2} \left(\frac{\sigma_x}{M(x)} \right)^2, \quad (3.7)$$

а для оцінки дисперсії

$$T_r = \frac{1}{Be^2}, \quad (3.8)$$

де σ_x – СКВ $x(t)$ [174].

Отже, задаючись величиною ε допустимої похибки обраного параметру, можемо визначити потрібну довжину вибіркової реалізації T_r . Аналогічним

чином, замість довжини реалізації можна визначити необхідну кількість часових інтервалів усереднення даних: для оцінки математичного сподівання

$$N = \frac{1}{e^2} \left(\frac{\sigma_x}{M(x)} \right)^2, \quad (3.9)$$

для дисперсії

$$N = \frac{2}{e^2}. \quad (3.10)$$

Можна також зазначити, що при оцінці СКВ похибка буде приблизно вдвічі меншою (при достатньо малих значеннях похибок), а отже, мінімально необхідна довжина реалізації та відповідна кількість інтервалів осереднення – в чотири рази меншими (враховуючи, що у формули для їх визначення входить квадрат похибки). Замість числового параметру $N = 2BT_r$ можна використовувати аналогічний показник

$$n = 2B_e T_r, \quad (3.11)$$

де B_e – розділова здатність вимірів при оцінці частоти коливань.

Однак у даному випадку частота вимірів (отже, і розділова здатність) визначаються доступними даними статистики, тому регулювати похибку оцінки можна тільки довжиною вибірки.

Сказане вище стосується окремої реалізації випадкового процесу. Якщо досліджується ансамбль реалізацій (наприклад, група добових даних), має бути досліджена їх корельованість. Перевіряється також еквівалентність статистичних характеристик та дисперсія оцінок. Еквівалентні некорельовані реалізації при потребі можуть бути об'єднані у статистично еквівалентні

процеси. Тоді мінімально необхідна довжина вибірки визначатиметься кількістю реалізацій.

В даній роботі, з урахуванням сезонних змін, прийнято вважати місячний термін достатньо стаціонарним в сенсі статистичних характеристик, а для розрахунку окремих параметрів буває достатньо використовувати кілька добових записів (за умови їх некорельованості).

Для побудови математичної моделі навантажень на електроенергетичну систему виконаємо статистичний аналіз показників з метою визначення імовірних кореляційних залежностей, для чого виділимо окремі складові наборів даних. Для вказаних вище припущень щодо випадкового характеру режиму споживання природним виглядатиме наступне представлення функції миттєвої потужності $P(t)$, розглянуте зокрема в роботах [175], [176]:

$$P(t) = \omega(t) + \sigma \cdot \varepsilon + U(t), \quad (3.12)$$

$$\text{або } P^{(i)}(t) = \omega^{(i)}(t) + \sum_{j=1}^n \sigma_{ij} \varepsilon_j + U^{(i)}(t) \quad (\text{для групи споживачів}), \quad (3.13)$$

де $\omega(t)$ – осереднена крива, що імітує традиційну зміну впродовж доби;

σ – стандартне відхилення середньодобових значень;

ε – стандартна нормально розподілена випадкова величина;

$U(t)$ – випадковий процес, як відхилення поточної потужності від середньої в момент часу t .

Параметри σ_{ij} у системі рівнянь (3.13) визначаються з урахуванням часткової кореляції окремих потужностей. Дана модель базується на припущенні, що середньодобові значення можуть частково корелювати, тоді як миттєві флуктуації $U(t)$ є незалежними. Ця теза ґрунтується зокрема на дослідженні кореляційних залежностей (див. табл.3.1, 3.2). В таблиці 3.1 нижче головної діагоналі наведено осереднені кореляції повного набору даних для характерних місяців, вище діагоналі – кореляції середньодобових значень.

Таблиця 3.1 – Коефіцієнт кореляції повної / середньодобової потужності

Підстанція	Терп. Т1	Терп. Т2	Морд. Т1	Морд. Т2
Терпіння Т1	1	0,41	0,35	0,45
Терпіння Т2	0,79	1	0,82	0,44
Мордвинівка Т1	0,80	0,90	1	0,77
Мордвинівка Т2	0,76	0,76	0,92	1

Як бачимо, загальна висока кореляція (табл.3.1) свідчить про типовий режим споживання електроенергії населенням впродовж доби (рис.3.2), при цьому середньодобові значення можуть мати помітні відмінності (меншу кореляцію). В таблиці 3.2 для порівняння наведено кореляції 30-хвилинних відхилень від середньодобового значення (флуктуацій потужності).

Таблиця 3.2 - Коефіцієнт кореляції відхилень від середньої потужності

Підстанція	Терп. Т1	Терп. Т2	Морд. Т1	Морд. Т2
Терпіння Т1	1	0,23	0,19	0,19
Терпіння Т2	0,23	1	0,40	0,22
Мордвинівка Т1	0,19	0,40	1	0,42
Мордвинівка Т2	0,19	0,22	0,42	1

Короткотермінові зміни (таблиця 3.2) мають, як правило, статистично незначиму кореляцію (деякі місяці мали нульові і навіть від’ємні значення). Отже, пропонувану модель випадкового процесу можна вважати обґрунтованою.

Розглянемо вплив групування потужностей окремих споживачів на показники розсіювання. Числові значення показників розсіювання потужностей на окремих підстанціях (ПС) та при синхронному складанні показів окремих ПС наведено в таблиці 3.3. Середньоквадратичне відхилення характеризує варіативність відносно середнього місячного значення в даний час доби, тобто показники ансамблю реалізацій. При складанні показів кількох ПС середня потужність дорівнює сумі окремих потужностей, натомість СКВ залежить

також від корельованості цих показів. Для суми незалежних процесів теоретичне значення СКВ дорівнює кореню з суми дисперсій; відхилення фактичних значень від теоретичних може свідчити про наявність та ознак кореляції. Приведені показники варіативності (коефіцієнт варіації C_v – це відношення СКВ до математичного сподівання) свідчать, що фактичний коефіцієнт варіації дещо менший від теоретичного, тобто має місце деяке згладжування флуктуацій при складанні споживаної потужності декількох населених пунктів.

Таблиця 3.3 - Коефіцієнт варіації C_v для добового ходу

Н.п.	ПС	листопад	січень	квітень	липень	середнє	теор.
Мордвинівка	T1	0,054	0,085	0,077	0,096	0,078	
	T2	0,114	0,078	0,102	0,095	0,097	
	T1+T2	0,076	0,079	0,081	0,089	0,081	0,089
Терпіння	T1	0,120	0,100	0,126	0,117	0,116	
	T2	0,061	0,084	0,084	0,063	0,073	
	T1+T2	0,085	0,080	0,091	0,084	0,085	0,096
Мордвинівка + Терпіння	$\Sigma_4 T_i$	0,069	0,076	0,072	0,075	0,073	0,078

При моделюванні режимів споживання енергії важливим показником є характер розподілу значень потужності як випадкової величини. Формули (3.12), (3.13) передбачають нормальність розподілу середньодобових показників порівняно з середньомісячним. Дана теза підтверджується для усіх місяців досліджуваного періоду. Абсолютні значення відхилень середньодобових значень відносно середньомісячного наведено в таблиці 4.4. Ці дані відповідають величині σ в формулі (3.12).

Таблиця 3.4 - Міждобові СКВ, кВт

Н.п.	ПС	Лист.	Січ.	Квіт.	Лип.	Жовт.	середнє	C_v
Мордвинівка	T1	34	83	42	57	81	59	0,073
	T2	93	68	62	55	-	69	0,079
	T1+T2	116	149	96	109	-	117	0,070
Терпіння	T1	148	146	127	119	196	147	0,093
	T2	48	88	50	46	94	65	0,068
	T1+T2	174	200	148	142	261	185	0,073
Мордвинівка + Терпіння	$\Sigma_4 T_i$	256	328	210	227	320*	268	0,067

*Без урахування Мордвинівки T2

Отже, при складанні середньодобових значень, як і для осереднених по певній порі доби (таблиця 3.3), варіативність потужності дещо зменшується.

Для поточних флуктуацій потужності $U(t)$ за одиничний інтервал часу (стрибків потужності) як випадкової величини характерний розподіл, що може досить точно моделюватися нормальним (деякі приклади наведено на рисунку 3.3). Щоправда, для літніх місяців властива деяка негативна асиметрія, тобто переважання амплітуди від'ємних відхилень (рис.3.3б).

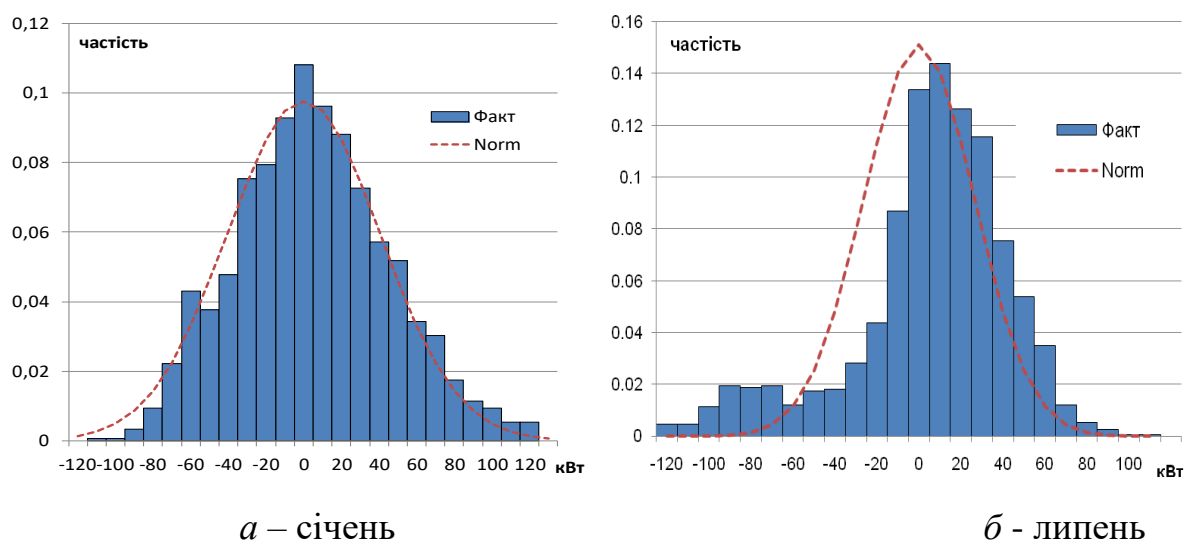


Рисунок 3.3 - Приклади розподілу 30-хвилинних відносних змін потужності споживання

Отримані результати стосуються населених пунктів, в яких рівень споживання формується значною кількістю незалежних користувачів електричної енергії. Для порівняння розглянемо також характер споживання енергії господарюючими суб'єктами типу малих підприємств. Для прикладу розглянуто птахофабрику (с. Новоолексіївка) та завод з виробництва питної води (с.м.т. Мирне). Наявні статистичні дані стосуються теплого сезону (травень-жовтень 2016). Параметри варіативності споживання наведено в таблиці 3.5. При цьому дані по птахофабриці досить стабільні для всього місяця, а по заводу спостерігаються дні з відсутнім завантаженням потужностей, тому в таблиці наведено окремо дані повного місяця та днів, коли завод працював.

Коефіцієнт варіації знаходиться на рівні 0,1 для птахофабрики, як і для населених пунктів (див. табл.3.4). Для заводу варіація дещо вища, але там значна відмінність між окремими днями, що свідчить більше про неритмічність виробничого процесу, аніж про поточні флуктуації усталеного режиму Птахофабрика, де виробничий цикл потребує постійної роботи обладнання, має стабільні показники споживання протягом робочого часу (рис.3.4а); зміщуються лише максимуми відповідно до зміни пір року. Натомість існує значна різниця в режимах роботи заводу для окремих днів, та навіть протягом доби (рис.3.4б).

Таблиця 3.5 - СКВ (кВт) та коефіцієнти варіації середньодобових значень

підприємство		Трав.	Черв.	Лип.	Серп.	Верес.	Жовт.	середнє
Птахо- фабрика	СКВ	23	44	54	40	33	36	38
	C_v	0,05	0,10	0,10	0,08	0,07	0,07	0,08
Завод, всього	СКВ	140	135	81	128	122	143	125
	C_v	0,54	0,44	0,19	0,35	0,54	0,99	0,51
Завод, роб. дні	СКВ	46	74	25	51	60	43	50
	C_v	0,13	0,20	0,05	0,12	0,19	0,14	0,14

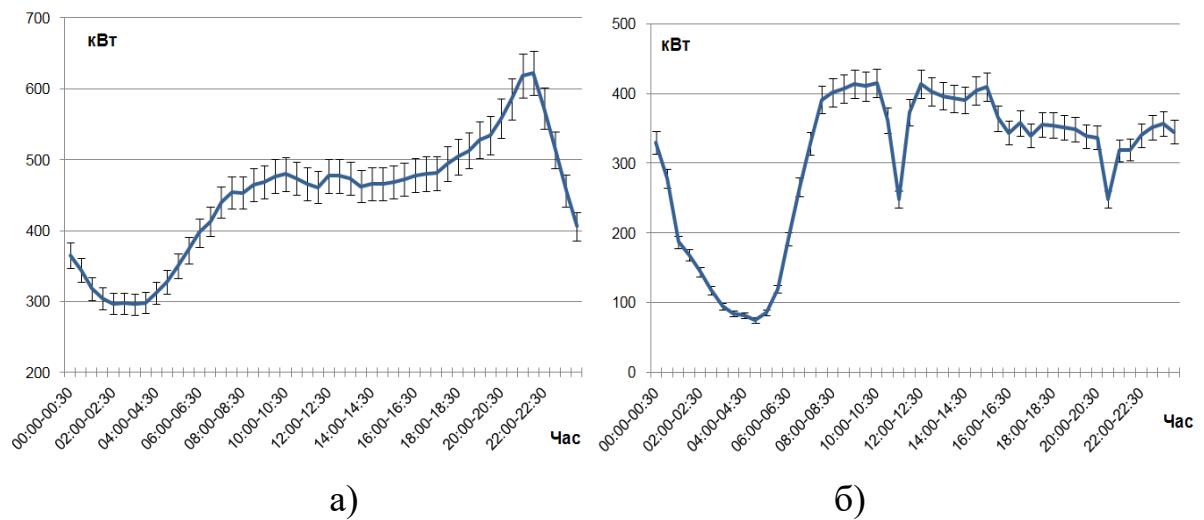


Рисунок 3.4 - Приклади добового ходу споживання електроенергії (червень)

Для споживання птахофабрики характерне як зміщення екстремумів споживання енергії відповідно до довжини світлового дня, так і абсолютні величини споживання (очевидно, вплив навколишньої температури). Це характерно для тваринництва взагалі.

Для виробництва, не пов'язаного з тваринництвом, режим споживання має близькі параметри для окремих днів з повним завантаженням, проте зростає загальна нерівномірність протягом місяця, коли виробничі процеси можуть перериватися довільно, частіше з прив'язкою до вихідних. Що стосується населення, рівень споживання електроенергії не має вираженої залежності від днів тижня.

Розглядаючи незалежність (чи слабку кореляцію) випадкових процесів, що описують поточні флуктуації навантаження, логічно припустити їх статистичну незалежність від аналогічних флуктуацій вітрової та сонячної енергії. Для прикладу розглянемо синхронне порівняння рівнів споживання енергії та поточної потужності умовних ВЕС та СЕС, розташованих в цьому регіоні. В таблиці 4.6 наведено коефіцієнти кореляції однієї та кількох точок споживання з відповідними по часу значеннями потужності ВЕС, СЕС і їх

паритетної комбінації. Розраховано кореляції як повних масивів даних, так і окремо їх середньодобових значень. Крім того, потужність СЕС врахована як цілодобово, так і лише для денних годин.

Як видно з таблиці 3.6, показники одиничної ПС та їх групи досить близькі. У жовтні спостерігалася висока кореляція середньодобових значень потужностей ВЕС та споживання. Оскільки нас цікавить випадкова складова потужностей, перевіримо кореляцію поточних флуктуацій для цього місяця. Отримаємо для ВЕС: $\rho=-0,01$; ВЕС+СЕС: $\rho=0,10$; лише СЕС: $\rho=0,14$; СЕС в денні години: $\rho=-0,40$. Для сонця очікуваною є деяка від'ємна кореляція у денні години, хоча всі залежності є статистично малозначимими. На цій підставі можна зробити висновок про незалежність споживання енергії та її надходження від ВДЕ як випадкових процесів. Цей факт є істотним при моделюванні результуючих балансів енергії.

Таблиця 3.6 - Кореляція споживання та генерації електроенергії ВДЕ

Споживач Тип ВДЕ	Мордвинівка Т1				Морд.Т1,Т2+Терп.Т1,Т2			
	Січ.	Квіт.	Лип.	Жовт.	Січ.	Квіт.	Лип.	Жовт.
ВЕС повністю	-0,06	0,03	-0,07	0,23	-0,07	-0,01	-0,08	0,22
ВЕС середньодобове	-0,15	0,09	0,07	0,68	-0,16	-0,07	0,02	0,55
ВЕС+СЕС	0,02	0,11	0,18	0,22	0,01	0,12	0,25	0,26
ВЕС+СЕС середньодобове	-0,13	0,17	0,09	0,65	-0,14	-0,02	0,04	0,55
СЕС повністю	0,17	0,14	0,30	0,02	0,16	0,21	0,41	0,12
СЕС середньодобове	0,15	0,36	0,06	-0,13	0,11	0,25	0,08	0,01
СЕС у денний час	0,07	-0,19	0,18	-0,32	-0,05	-0,13	0,33	-0,24

Статистичні дані щодо рівнів споживання електричної енергії та певних метеорологічних факторів дозволяють зробити попередні висновки щодо стохастичної природи цих процесів. Зокрема, з графіків навантажень можна відокремити як характерні для всіх споживачів параметри, так і випадкові складові, які мають ознаки слабкої залежності або повністю не корелюють. Це

ж стосується порівняння з випадковими коливаннями поточних значень вітрової та сонячної енергії. Дані властивості дозволяють виконати декомпозицію складових енергетичного балансу, встановити стаціонарність стохастичних процесів, побудувати відповідні математичні моделі та визначати доцільні рівні використання відновлюваної енергетики при різних варіантах їх інтегрування до енергосистем. Оскільки це стосується вибіркової оцінки параметрів стохастичності, існує потреба розширити перелік об'єктів дослідження, часових інтервалів, з визначенням довірчої точності оцінок. Дослідженню підлягають також властивості випадкових процесів при різних рівнях енергетичної системи – місцевому, регіональному, об'єднаному. Це дасть змогу зважено підходити до впровадження ВДЕ, обґрунтовуючи комплексне застосування та уникаючи небажаних для енергетичної безпеки ситуацій.

3.2 Дослідження стаціонарності процесів споживання електроенергії в електротехнічних системах

Дослідження стаціонарності процесів споживання електроенергії в електротехнічних системах розглянуто в [177]. Використання відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) у електроенергетиці, особливо вітрової та сонячної енергії, призводить до зростання варіативної складової при генеруванні електроенергії. Реальні умови споживання електроенергії також мають значну випадкову складову. Отже, можливості забезпечення енергетичного балансу при масштабному впровадженні ВДЕ ускладнюються. Для дослідження можливих обсягів використання вітрової та сонячної енергії при забезпеченні споживачів (населених пунктів, виробничих об'єктів, регіональних та об'єднаних енергосистем) потрібно враховувати можливі неконтрольовані зміни споживаної потужності. Робота ВДЕ зазвичай оцінюється в термінах випадкових величин. Споживання енергії також має випадкові складові, і може бути описане як випадковий процес. Математична модель енергетичного

балансу, як випадкового процесу, потребує знання особливостей процесу, зокрема виділення прогнозованих (детермінованих, або трендових) та стохастичних складових, і оцінки їх стаціонарності. Для розрахунку параметрів моделі використовуються наявні статистичні дані, які мають охоплювати значні часові проміжки для забезпечення адекватності моделі. Наявність моделі дозволяє розглядати різноманітні конфігурації енергосистем, як в частині генеруючих потужностей, так і щодо різних варіантів об'єднань споживачів. [2] Зокрема, в якості вхідних даних використано статистичну інформацію за декілька останніх років про роботу кількох населених пунктів (н.п.) Запорізької області, а також споживання Дніпровської енергосистеми (ДнЕС) та Об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України в цілому.

Розглянемо в якості прикладу дані про потужність ОЕС у 1-му півріччі 2017 р. (див. рис.3.5).

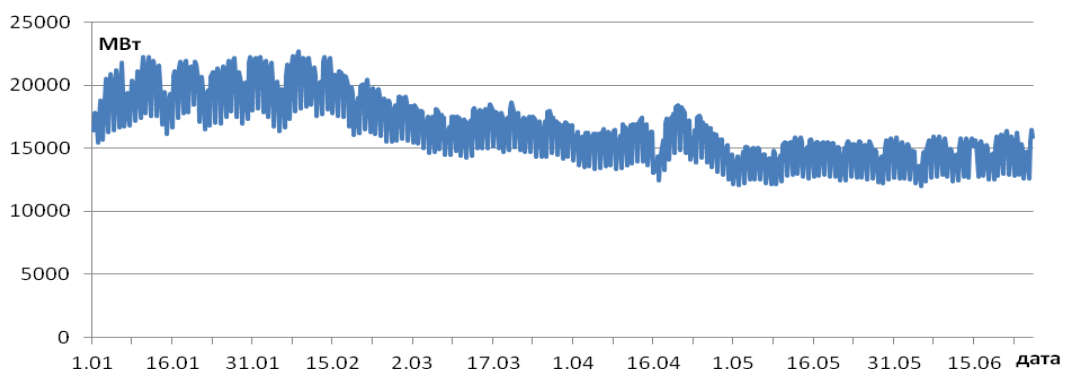


Рисунок 3.5 - Поточна потужність ОЕС, 2017 р.

Візуальний аналіз рис.3.5 показує наявність стаціонарних часових проміжків для середніх значень потужності впродовж холодних (січень-лютий) та теплих (травень-червень) місяців, з тижневою циклічністю. Це ж стосується дисперсії значень. У міжсезоння наявні як лінійний тренд (березень), так і випадкові викиди (квітень). Отже, в окремі проміжки часу процес споживання енергії може бути представлений як стаціонарний після виділення систематичних складових (лінійної та періодичної декомпозиції).

Таким чином, рівень варіативності поточних значень потужності ОЕС як випадковий процес має певну трендову складову впродовж року, тому не може вважатися стаціонарним. Для окремих населених пунктів рівень варіативності дещо вищий (в межах 0,2-0,3), а трендові складові менш виражені [133]. Однак для окремих сезонів поведінка варіацій досить стабільна, особливо в межах місяця. Про стаціонарність часового ряду, що відображає випадковий процес, можна пересвідчитись, використовуючи наприклад метод серій [171], а саме порівнюючи кількість знакозмін дискретної випадкової послідовності з відповідними критеріями, і оцінюючи гіпотезу стаціонарності за обраним рівнем значимості [144]. Так, для рівня значимості $\alpha=0,05$ (тобто імовірності 95%) при кількості вимірів N , відповідно до формули [171]:

$$r_{N/2;1-\alpha/2} < r < r_{N/2;\alpha/2}, \quad (3.14)$$

середня на добу кількість знакозмін r має бути в межах від 7-9 до 14-16 (залежно від розміру N вибірки).

Для прикладу розглянемо поведінку відхилень потужності ОЕС від осереднених погодинно значень (лінії тренду) впродовж доби. Для відхилень поточних значень від трендової лінії добового ходу характерна повільна мінливість, з наявністю деякої (локальної по часу) систематичної складової (рис. 3.6). За критерієм серій такий ряд не відповідає вимогам незалежності (оскільки $r \approx 4$). Якщо вдається отримати оцінки похідної $x'(t)$ від випадкового процесу $x(t)$, то математичне сподівання кількості нульових значень (знакозмін) становитиме [171]:

$$\bar{N}_0 = \frac{1}{\pi} \left(\frac{\sigma_{x'}}{\sigma_x} \right), \quad (3.15)$$

де σ – відповідне середньоквадратичне відхилення.

В даному випадку отримаємо такі ж результати для r за цією формулою.

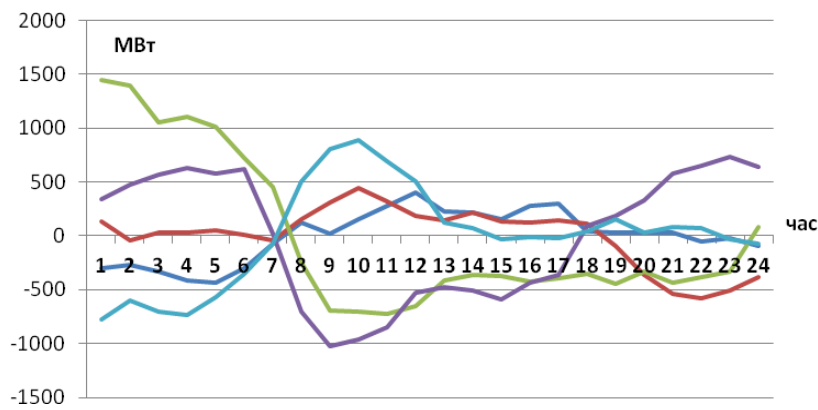


Рисунок 3.6 - Приклад відхилень від тренду ОЕС

Натомість для відхилення поточних значень від попередніх, тобто для різницевого ряду, характерна більша хаотичність (див. рис. 3.7), і умови стаціонарності для добових наборів даних вже виконуються ($r \approx 10$). При цьому обидва ряди мають нульове середнє, але дисперсія різницевого ряду (тобто амплітуда відхилень) менша.

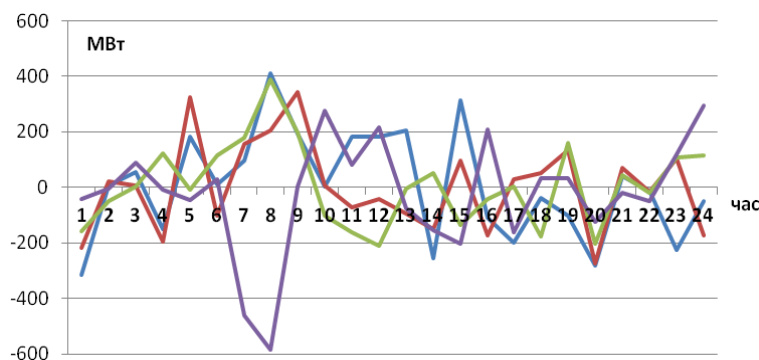


Рисунок 3.7 - Приклад стрибків поточної потужності ОЕС

Отже, при моделюванні випадкового процесу лінійною декомпозицією для опису поточних флуктуацій краще орієнтуватися на різницю суміжних значень ряду. При використанні авторегресії це відповідає проінтегрованій моделі (тобто $AR(1)$, чи $ARIMA$ у випадку урахування ковзного середнього).

Для аналогічних показників ДнЕС вже відхилення поточних значень від трендової лінії добового ходу можуть відповідати вимогам незалежності при обмеженій (кілька днів) вибірці, а в деяких випадках і для місячного набору

даних (за підрахунками $r=7-9$). Щоправда, значення критерію серій знаходяться на нижній межі довірчого діапазону.

Для населених пунктів (н.п.), де заміри потужності виконувались з інтервалом 30 хв., критерій серій має знаходитись в діапазоні 17-32 для добового набору даних. Відхилення поточних значень від трендової лінії добового ходу у випадку однієї підстанції (ПС) (див. рис. 3.8) такому критерію не відповідають, в різні місяці r змінюється в межах 8-10. При групуванні по 2-4 н.п. величина r змінюється незначно, на 1-2 одиниці.

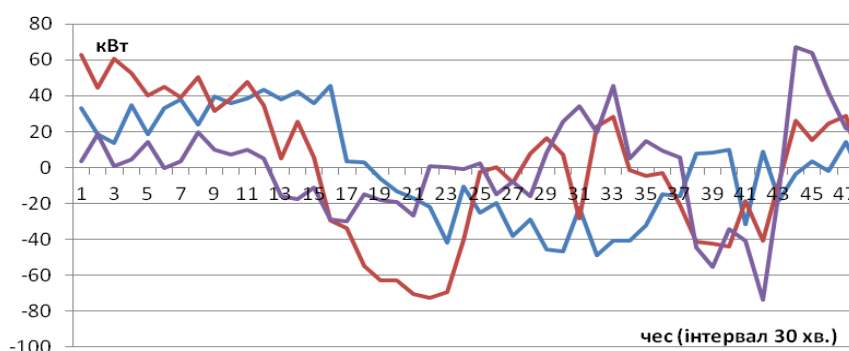


Рисунок 3.8 - Приклад зміни потужності н.п. відносно добового тренду

Отже, відхилення від лінії добового тренду мають повільний темп змін, і впродовж доби можуть містити певну систематичну складову у вигляді низькочастотних коливань, на яку накладено високочастотні флуктуації малої амплітуди (рис. 3.6, 3.8). Однак характер цих коливань має відмінності для різних днів, хоча для кількох взятих послідовно днів їх поведінка може бути схожою. Візуальний аналіз даного випадкового процесу вказує на наявність більш тривалих, ніж година, інтервалів осереднення, для яких послідовні значення матимуть ознаки стаціонарності. Ці значення можуть стосуватися середніх величин (як у розглянутих вище прикладах), дисперсій і інших параметрів залежно від того, розглядається слаба чи строга стаціонарність [171]. Для практичних потреб достатнім видається підтвердження стаціонарності в широкому сенсі. Про достатню тривалість часових інтервалів можна судити, зокрема, по затуханню коваріаційної функції (див. [143]).

Якщо розглядати послідовні 6-годинні осереднені значення як вибіркові оцінки місячних наборів даних, то після їх декомпозиції для ОЕС отримаємо за критерієм серій: для січня-лютого $r=68$; для березня-квітня $r=70$; для травня-червня $r=72$ при граничних значеннях від 50 до 74, тобто умови стаціонарності для флуктуацій споживання в ОЕС виконуються з імовірністю 95%.

Для 1-годинних флуктуацій потужності ДнЕС (див. рис. 4.9) кількість знакозмін r знаходиться на нижній межі довірчого інтервалу (тобто $r=8-9$). Для 6-годинних інтервалів осереднення маємо (по останніх роках): у січні $r=70$; квітень – 63; липень – 65; жовтень – 68. Тобто для інтервалів у 6 годин критерій стаціонарності ($50 < r < 74$) також виконується.

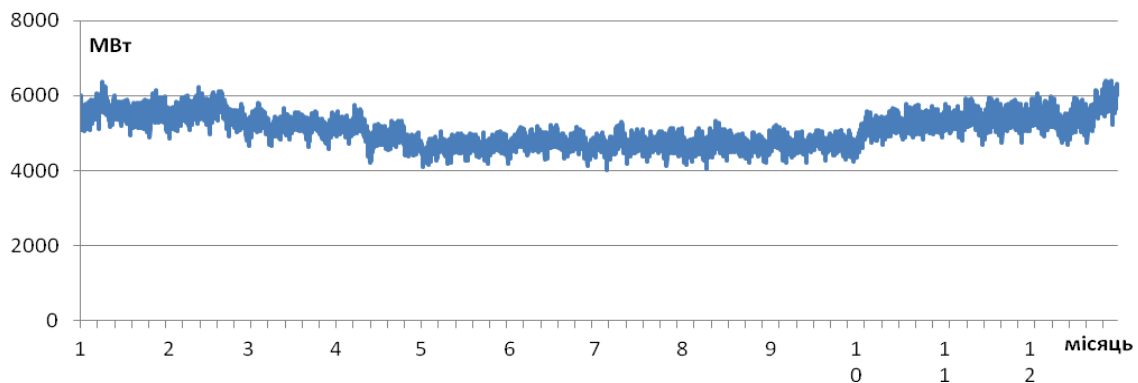


Рисунок 3.9- Поточна потужність ДнЕС впродовж року

Для окремих населених пунктів чи їх невеликої групи (розглядалися сумарні потужності 2-4 н.п.) при застосуванні 3-годинного осереднення отримано: $r = 45-50$ при граничних значеннях від 50 до 74, тобто умови стаціонарності майже не виконуються, лише в окремі місяці є на межі довірчого інтервалу. Характер споживання окремого н.п. суттєво відрізняється від укрупненої енергосистеми за рівнем нерівномірності (рис. 3.10), статистичні закономірності тут менш помітні.

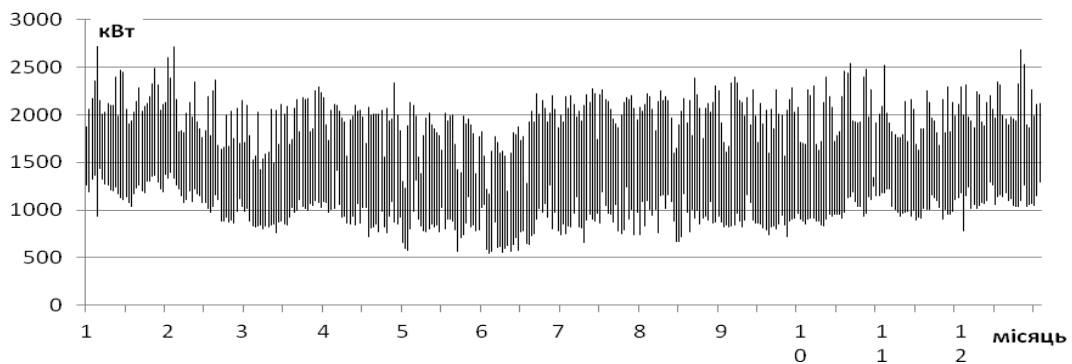


Рисунок 3.10 - Поточна потужність н.п. (с.Терпіння) впродовж року

Для 4-годинних інтервалів осереднення умови стаціонарності вже виконуються в усі місяці, $r = 56-61$ при тих же граничних значеннях, або $r = 84-92$ при граничних значеннях $80 < r < 107$. Рзниця у розмірах довірчого інтервалу спричинення різною кількістю вимірів, які аналізуються, тобто розміром випадкової вибірки.

Отже, при кількогодинних інтервалах осереднення послідовності даних (середніх значень та їх дисперсій) можуть вважатися стаціонарними в межах одного-двох місяців, залежно від пори року, звичайно після відповідної декомпозиції. При більшій дискретності даних (до години) впродовж доби спостерігаються певні систематичні компоненти, лінійні та циклічні, які усуваються взяттям різниць суміжних даних. Тому при моделюванні короткотермінових змін варто враховувати однокрокову авторегресію даних, яка відображає марківські властивості випадкових послідовностей.

Як показано в [2] для отримання гарантовано стаціонарних процесів виконується декомпозиція часового ряду з виділенням осередненої складової, середньомісячних значень та поточних флуктуацій. В рамках даного дослідження важливим фактором є мінливість рівня споживання. Враховуючи відмінності середніх потужностей на різних рівнях агрегування даних (від окремих н.п. до ОЕС), розглянемо коефіцієнти варіації потужності C_v як відносні величини (відношення середньоквадратичного відхилення до середнього значення). Для коректного моделювання процесу розглянемо

складові варіацій потужності протягом місяця, що містять СКВ для місячного набору даних та їх міждодові та середньододові компоненти.

В таблицях 3.7-3.9 наведено відповідні показники для кількох останніх років.

Дані за 2017 р. дають уявлення про характер варіативності: хоч абсолютні значення впали на 20%, характер мінливості змінюється незначно (рис. 3.11), що підтверджує вірність припущення про стаціонарність нормованих процесів споживання електроенергії.

Наскільки стабільними є показники споживання від року до року, розглянемо на прикладі регіональної Дніпровської енергосистеми, за даними НЕК «Укренерго» для кількох суміжних років (табл. 3.8).

Таблиця 3.7 - Середньомісячні потужності ОЕС та їх варіативність

Місяць	2013 р.				2017 р.			
	Потужність, МВт	Коефіцієнти варіації C_v			Потужність, МВт	Коефіцієнти варіації C_v		
		місячна	між-додова	додова		місячна	між-додова	додова
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Січень	23539	0,103	0,045	0,093	19542	0,103	0,050	0,090
Лютий	23070	0,095	0,030	0,090	19453	0,105	0,060	0,086
Березень	22595	0,093	0,036	0,086	16736	0,088	0,030	0,082
Квітень	19969	0,107	0,068	0,083	15577	0,104	0,058	0,086
Травень	17880	0,100	0,046	0,089	14366	0,091	0,031	0,086
Червень	18486	0,097	0,038	0,089	14602	0,093	0,034	0,086
Липень	18831	0,097	0,029	0,092	14848	0,099	0,042	0,089
Серпень	18853	0,103	0,038	0,095	15431	0,104	0,047	0,093
Вересень	19096	0,110	0,044	0,101	14904	0,095	0,027	0,091
Жовтень	21073	0,107	0,042	0,098	16709	0,110	0,056	0,095
Листопад	21609	0,116	0,050	0,104	18507	0,105	0,043	0,096
Грудень	23719	0,109	0,039	0,102	18873	0,099	0,026	0,096

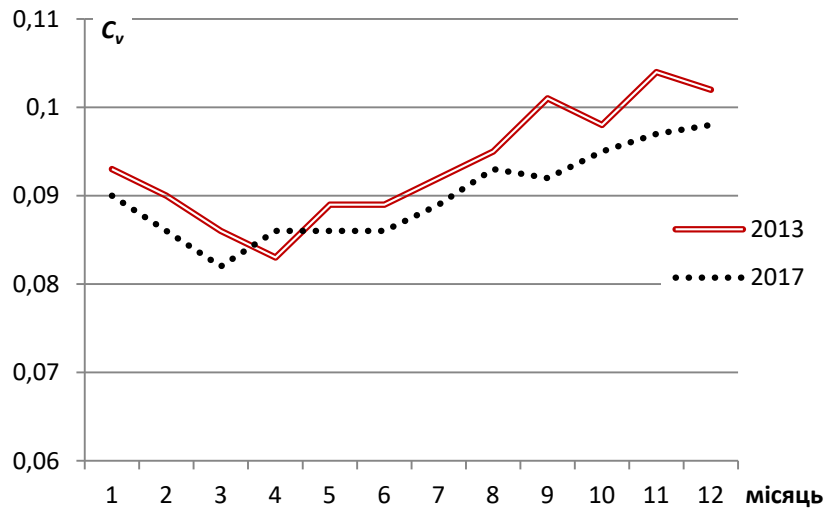


Рисунок 3.11 - Середньодобова складова варіації рівнів споживання ОЕС

Отже, коефіцієнти варіації зберігають певну стабільність від року до року, а впродовж одного року спостерігається локальне зростання варіативності при зміні пір року (у квітні та жовтні), і зимові показники дещо вищі від літніх.

Таблиця 3.8 - Коефіцієнти варіації поточної потужності ДнЕС

Місяць	2013 р.			2014 р.			2015 р.		
	Потуж., МВт	C_v , місяч.	C_v добова	Потуж., МВт	C_v , місяч.	C_v добова	Потуж., МВт	C_v , місяч.	C_v добова
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Січень	5752	0,050	0,037	5621	0,084	0,044	5606	0,043	0,036
Лютий	5689	0,039	0,034	5807	0,060	0,037	5565	0,046	0,035
Березень	5689	0,042	0,032	5380	0,051	0,033	5228	0,038	0,031
Квітень	5231	0,052	0,027	5211	0,053	0,032	4966	0,055	0,031
Травень	4902	0,050	0,030	4991	0,041	0,035	4634	0,036	0,030
Червень	5062	0,043	0,033	5100	0,043	0,036	4767	0,038	0,032
Липень	5023	0,042	0,038	5144	0,042	0,040	4737	0,041	0,036
Серпень	5055	0,047	0,040	5099	0,049	0,039	4685	0,043	0,038
Вересень	5102	0,049	0,040	5040	0,045	0,038	4728	0,038	0,034
Жовтень	5410	0,055	0,040	5439	0,057	0,036	5185	0,048	0,035
Листопад	5489	0,054	0,044	5823	0,058	0,044	5367	0,043	0,038
Грудень	5775	0,055	0,043	5837	0,036	0,032	5339	0,053	0,039
Середнє	5348	0,048	0,037	5374	0,052	0,037	5067	0,044	0,035

Відносно середнього ці відмінності незначні, проте розгляд показників посезонно все ж виглядає виправданим. Завищені дані місячної варіації в січні 2014 р. (рис. 3.12) пояснюються поступовим зростанням споживаної потужності від 5,0 ГВт на початку місяця до 6,4 ГВт в кінці, а наступного місяця спад до середнього рівня. Причиною було аномальне падіння температури (в Запоріжжі від $+8^{\circ}\text{C}$ до -25°C); в інший час коливання потужності не такі значні. Натомість середньодобові варіації більш стабільні від року до року (рис. 3.13).

На відміну від варіації місячних наборів даних (див. рис. 3.12), на рисунку 3.13 спостерігається більш виражений річний хід добової варіативності, з більшим розкидом значень в зимові місяці, хоча така поведінка не є детермінованою і містить помітну (особливо на прикладі 2014 р.) випадкову складову.

При цьому поведінка коефіцієнта варіації добових значень якісно не повторює зміну середньомісячної потужності (див. рис. 3.14), тобто варіативність не має вираженої залежності від рівня споживання.

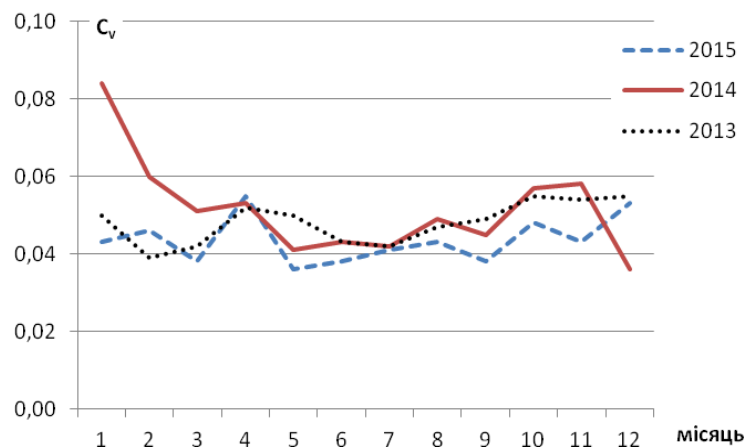


Рисунок 3.12 - Варіація рівнів споживання ДнЕС помісячно

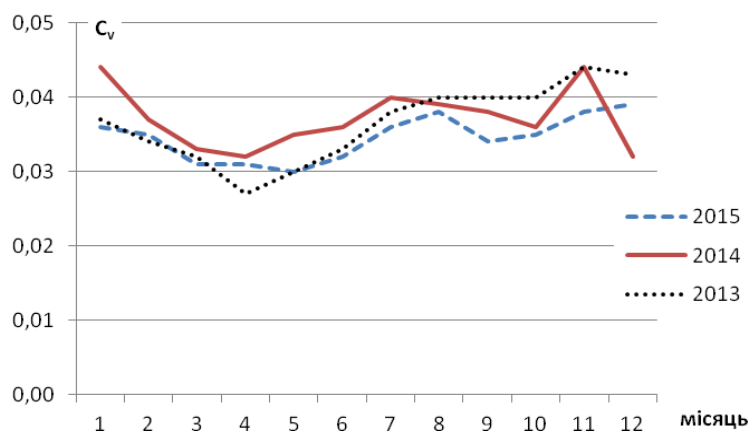


Рисунок 3.13 - Середньодобова складова варіації рівнів споживання ДнЕС

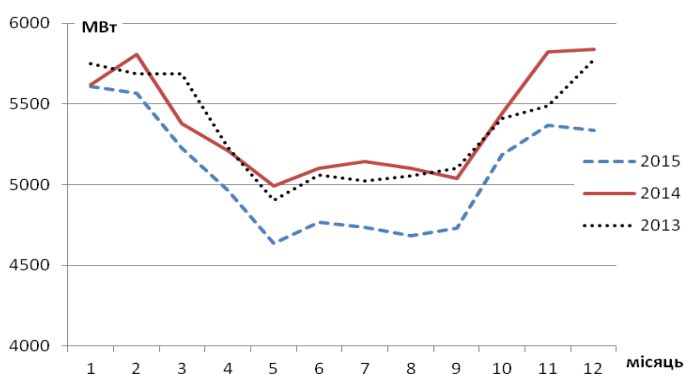


Рисунок 3.14 - Середньомісячні рівні споживання ДнЕС

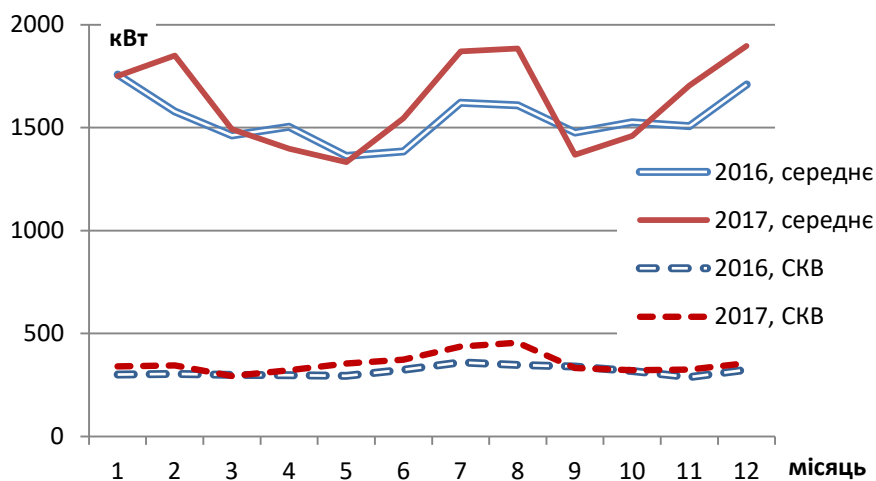


Рисунок 3.14а - Середньомісячні рівні споживання та добове СКВ, н.п. (Терпіння Т1)

Порівняємо показники споживання протягом двох послідовних років та їх кореляцію (див. табл. нижче)

Таблиця 3.9 – Коефіцієнт кореляції поточних та добових рівнів споживання у 2016 та 2017 рр. (Терп Т1)

	січень	квітень	липень	жовтень
Поточне	0,66	0,57	0,71	0,63
Добове	0,14	-0,01	0,37	0,21

Якщо поточне споживання впродовж доби має подібний характер, то середнє за добу споживання практично не корелює, що свідчить про незалежність дискретної складової розкладу випадкового процесу (розкладу Леві) і підтверджує справедливість виділення середньодобового значення як окремої випадкової компоненти, при тому що осереднені значення споживання досить близькі:

Дане порівняння підтверджує справедливість виділення середньодобового значення як окремої випадкової компоненти. Важливість такого виокремлення полягає в можливості зменшення розмаху непередбачуваної складової при моделюванні випадкового процесу, оскільки середньодобові значення прогнозуються досить точно, на відміну від погодинних значень.

Таблиця 3.10 - Рівні споживання у 2016 та 2017 рр. (Терпіння Т1) кВт

рік	кВт	січень	квітень	липень	жовтень	середнє
2016	Середня потужність	1757	1903	1624	1530	1704
	Середнє добове СКВ	175	323	196	225	230
2017	Середня потужність	1750	1397	1871	1459	1619
	Середнє добове СКВ	289	253	313	253	277

Якісно подібна поведінка варіації добових значень потужності регіональної енергосистеми ДнЕС подібна до об'єднаної електроенергетичної системи України (рис. 3.11), хоча величина коефіцієнтів варіації для ОЕС дещо більша. Для окремого населеного пункту розмах варіацій ще більший (в таблиці 3.11 наведено дані за один з останніх років), при цьому якісно добова варіативність дещо зростає у міжсезоння та зберігає певну постійність в зимових та літній періоди (див. рис.3.15).

Таблиця 3.11 - Коефіцієнти варіації поточної потужності населених пунктів у 2016 р.

Місяць	н.п. Мордвинівка Т1				н.п. Терпіння Т1			
	Потужність, кВт	Коефіцієнти варіації C_v			Потужність, кВт	Коефіцієнти варіації C_v		
		місяч на	між-добов а	добов а		місяч на	між-добов а	добов а
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Січень	1072	0,210	0,076	0,196	1757	0,191	0,084	0,171
Лютий	868	0,242	0,078	0,229	1579	0,237	0,139	0,192
Березень	763	0,296	0,138	0,262	1462	0,241	0,129	0,204
Квітень	695	0,276	0,069	0,268	1504	0,216	0,086	0,198
Травень	631	0,255	0,052	0,250	1363	0,269	0,161	0,216
Червень	685	0,272	0,121	0,242	1384	0,301	0,190	0,234
Липень	678	0,264	0,084	0,251	1621	0,234	0,074	0,222
Серпень	690	0,274	0,077	0,262	1608	0,240	0,104	0,216
Вересень	637	0,303	0,061	0,297	1476	0,255	0,110	0,230
Жовтень	769	0,264	0,104	0,243	1526	0,245	0,129	0,208
Листопад	848	0,235	0,044	0,231	1507	0,216	0,101	0,191
Грудень	920	0,226	0,066	0,216	1710	0,216	0,105	0,189
Середнє	771	0,259	0,081	0,245	1541	0,239	0,118	0,206

Таблиця 3.11а - Коефіцієнти варіації поточної потужності у 2017 р.

Місяць	н.п. Терпіння Т1			
	Потужність, кВт	Коефіцієнти варіації C_v		
		місячна	міждобова	добова
1	2	3	4	5
Січень	1750	0,248	0,154	0,194
Лютий	1850	0,232	0,138	0,186
Березень	1493	0,225	0,110	0,196
Квітень	1397	0,277	0,154	0,230
Травень	1332	0,305	0,148	0,266
Червень	1546	0,284	0,151	0,241
Липень	1871	0,271	0,138	0,233
Серпень	1885	0,322	0,213	0,241
Вересень	1368	0,320	0,207	0,243
Жовтень	1459	0,267	0,151	0,220
Листопад16	1704	0,222	0,115	0,190
Грудень16	1897	0,221	0,117	0,187
Середнє	1629	0,276	0,149	0,231

Продовження табл. 3.11 а

Місяць	Мордвинівка-1, 2016 р.			Терпіння-1, 2016 р.			Терпіння-1, 2017 р.		
	Потуж. , кВт	C_v , місяч.	C_v , добова	Потуж. , кВт	C_v , місяч.	C_v , добова	Потуж. , кВт	C_v , місяч.	C_v , добова
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Січень	1072	0,210	0,196	1757	0,191	0,171	1750	0,248	0,194
Лютий	868	0,242	0,229	1579	0,237	0,192	1850	0,232	0,186
Березень	763	0,296	0,262	1462	0,241	0,204	1493	0,225	0,196
Квітень	695	0,276	0,268	1504	0,216	0,198	1397	0,277	0,230
Травень	631	0,255	0,250	1363	0,269	0,216	1332	0,305	0,266
Червень	685	0,272	0,242	1384	0,301	0,234	1546	0,284	0,241
Липень	678	0,264	0,251	1621	0,234	0,222	1871	0,271	0,233
Серпень	690	0,274	0,262	1608	0,240	0,216	1885	0,322	0,241
Вересень	637	0,303	0,297	1476	0,255	0,230	1368	0,320	0,243
Вересень	637	0,303	0,297	1476	0,255	0,230	1368	0,320	0,243
Жовтень	769	0,264	0,243	1526	0,245	0,208	1459	0,267	0,220
Листопад	848	0,235	0,231	1507	0,216	0,191	1704	0,222	0,190
Грудень	920	0,226	0,216	1710	0,216	0,189	1897	0,221	0,187
Середнє	771	0,259	0,245	1541	0,239	0,206	1629	0,276	0,231

Таблиця 3.12 Середньомісячні потужності та їх стандартні відхилення для групи 4-х н.п.

місяць	Потужність, кВт	СКВ, кВт			Коеф-т варіації, C_v		
		місячне	між- добове	добове	місячний	між- добовий	добовий
січень	5020	877	328	813	0,175	0,065	0,162
квітень	3858	756	210	726	0,196	0,054	0,188
липень	3928	765	212	735	0,195	0,054	0,187
листопад	4350	834	256	794	0,192	0,059	0,182
середнє	4205	808	252	767	0,190	0,058	0,180

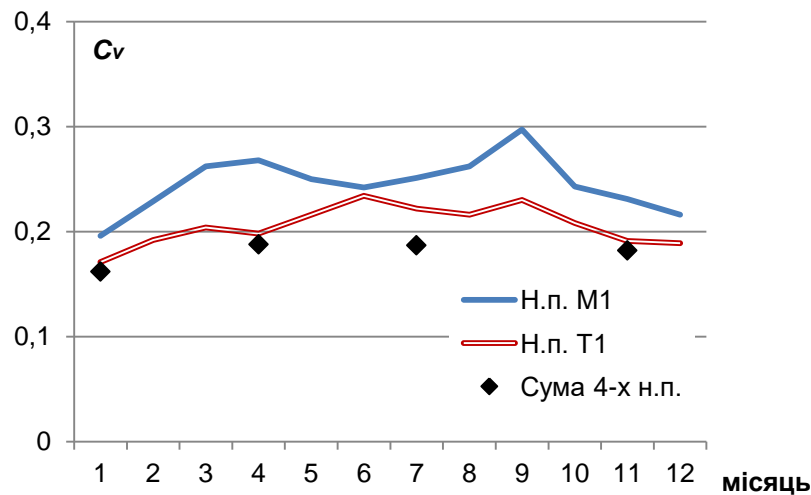


Рисунок 3.15 - Середньодобова складова варіації рівнів споживання н.п.

На відміну від енергосистем більшого масштабу (рис.3.11, 3.13), добові варіації споживання окремих громад (рис.3.10, 3.15) мають більший розмах, проте виражене відносне зменшення (стабілізацію споживання) в зимові місяці. Загалом показники варіації споживаної потужності змінюються несуттєво впродовж року, що дозволяє говорити про принаймні посезонну стаціонарність процесів споживання електроенергії.

3.3 Побудова математичної моделі режиму споживання електроенергії в електротехнічних системах

Аналіз випадкових процесів надходження відновлюваної енергії досліджено зокрема в роботах [135], [163]-[165]. Коректне описання сумарного процесу генерації та споживання електроенергії потребує аналогічного підходу до режимів споживання. В якості вхідних даних використано статистичну інформацію про роботу кількох населених пунктів (н.п.) Запорізької області, а також споживання Дніпровської енергосистеми (ДнЕС) та ОЕС України. Фактичні дані, отримані в процесі експлуатації, зазвичай оформлено у вигляді часових рядів, що передбачає фіксовані часові інтервали осереднення та послідовне розташування в хронологічному порядку. Записи поточної

потужності отримані з певним часовим інтервалом: так, для ВЕС поточна потужність зазвичай фіксується з 10-хвилинним інтервалом (як середнє по інтервалу), для СЕС та локальних груп споживачів – 30 хв., для енергосистеми в цілому – погодинно (мова йде про дані відкритого доступу, наприклад з інтернет-ресурсу [169]). Такий часовий ряд є дискретним відображенням процесу споживання, і математично є випадковою послідовністю, або стохастичним процесом з дискретним часом [174]. Однак фізично це неперервний процес, що має певні закономірності (трендові складові) та суто випадкові компоненти. Так, графічне зображення рівнів споживання свідчить про чітку добову періодичність. На рисунку 3.16 зображено кілька послідовних добових записів, зроблених у квітні, з дискретністю 30 хв. (споживач – окремий населений пункт).

Сукупність записів за тривалий час виглядає як періодичний випадковий процес. Такі процеси стосовно енергонавантажень описують як стохастично періодичні (або періодичний білий шум) методами статистичного моделювання [178]. При цьому виокремлюються детермінована, випадкова стаціонарна та ритмічна складові. В якості стаціонарного випадкового процесу виступають так звані ϕ -серії, для яких фаза приймає фіксовані значення.

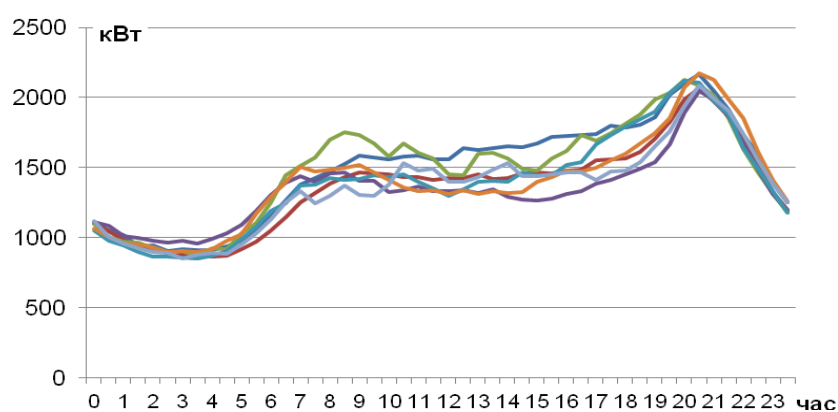


Рисунок 3.16 – Приклади потужності споживання електроенергії в окремому н.п.

При цьому періодом можуть слугувати доба, тиждень, рік, адже на таких часових інтервалах періодичність споживання енергії є явною. Якщо нас цікавлять швидкі (до години) зміни рівня споживання, виходячи з подібності графіків споживання за кожен день, як випадковий процес можна розглядати саме добовий хід поточної потужності, а кожен окремих день вважати його випадковою реалізацією. Тоді в якості φ -серії виступатимуть ансамблі реалізацій. Виділяючи середню складову місячного набору реалізацій випадкового процесу, максимальні, мінімальні значення та дисперсію, помітимо певну стабільність відхилень від середнього (рис. 3.17), де СКВ – середньоквадратичне відхилення.

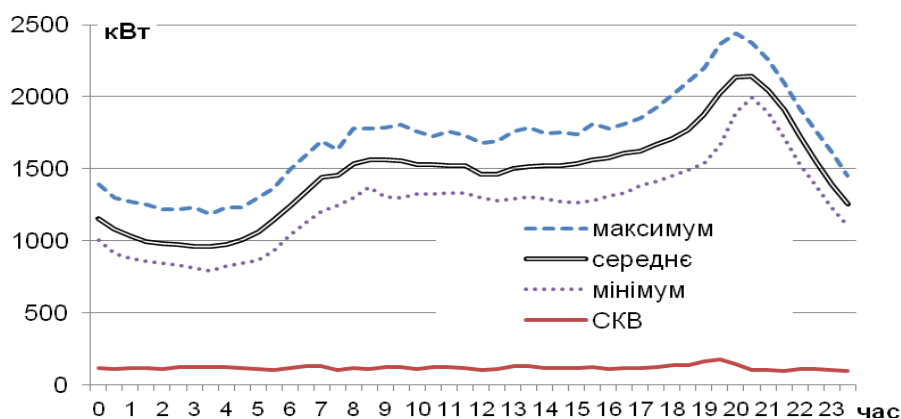


Рисунок 3.17 – Імовірні рівні споживання електроенергії в н.п.

Створення адекватної математичної моделі значно полегшується, якщо досліджуваний процес може бути представлений як стаціонарний, а у випадку його ергодичності полегшується також відбір даних для розрахунку числових параметрів [170]. Очевидно, вихідний процес на коротких часових проміжках (в межах доби) стаціонарним та ергодичним не виглядає, тому застосовуються різні способи його розкладу на елементарні складові.

Стаціонарний процес звичайно представляють як такий, що триває невизначено довго, а в якості початку підрахунку можна обрати будь-який момент часу. У даному випадку процес енергоспоживання можна вважати

усталеним (за винятком аварійних ситуацій), а перехідні процеси – нетривалими або такими, що потребують окремого вивчення.

У випадку представлення процесу часовим рядом (послідовністю вимірів через сталі проміжки часу) аргументом може слугувати як час, так і порядковий номер виміру, відрахований від певного моменту. Крок між двома послідовними значеннями називаємо одиничним лагом.

Характерною ознакою стаціонарності є сталість математичного очікування та дисперсії. Як видно з рисунків 3.16, 3.17, окремі реалізації мають різне середньодобове значення та певний добовий хід. В такому випадку першим кроком має бути центрування випадкових значень, що усуває причину нестаціонарності. Зазначимо, що різним порам року відповідають різні абсолютні значення та екстремальні години рівнів споживання, проте якісна поведінка в різні місяці подібна. Дисперсія вже має очевидні ознаки стаціонарності (лінія СКВ на рис. 3.17). Характеристики процесу на рисунку 3.17 отримано осередненням по місячному обсягу даних, тобто 30-ти добових реалізацій. За умови ергодичності повний опис процесу можна отримати з однієї реалізації достатньої тривалості.

Важливою ознакою стаціонарності процесу є поведінка його кореляційної (автокореляційної) функції. Кореляція має залежати тільки від відстані між вимірами (часового інтервалу, лагу), незалежно від власне аргументу, тобто для коваріації маємо отримати:

$$K_X(t, t + \tau) = k_X(\tau), \quad (3.16)$$

де t, τ - незалежні аргументи (час) випадкового процесу $X(t)$.

Зазначена умова забезпечує й постійність дисперсії. Нормоване значення кореляційної функції (або коваріації) дорівнює власне коефіцієнту кореляції:

$$\rho_X(\tau) = k_X(\tau) / D_X, \quad (3.17)$$

де D_X – постійна дисперсія стаціонарного процесу,

$\rho_X(\tau)$ – коефіцієнт кореляції між значеннями процесу, розділеними часовим інтервалом τ .

Очевидно, $\rho_X(0) = 1$ [171].

Автокореляційна функція (АКФ) дає більш повне уявлення про процес, ніж лише середні значення та дисперсія. Так, випадкові процеси, зображені на рисунку 3.18 як групи окремих реалізацій, можуть мати подібні середню характеристику та дисперсію, проте їх внутрішня структура має відмінності: на рис.3.18б помітна чітка залежність між значеннями в різний час, тоді як для рис.3.18а характерні хаотичніші коливання з швидким затуханням кореляції.

Проаналізуємо статистичні дані щодо споживання електроенергії. Розглянемо АКФ для процесу споживання електроенергії в н.п. (рис.3.18а), для прикладу обрано декілька днів квітня.

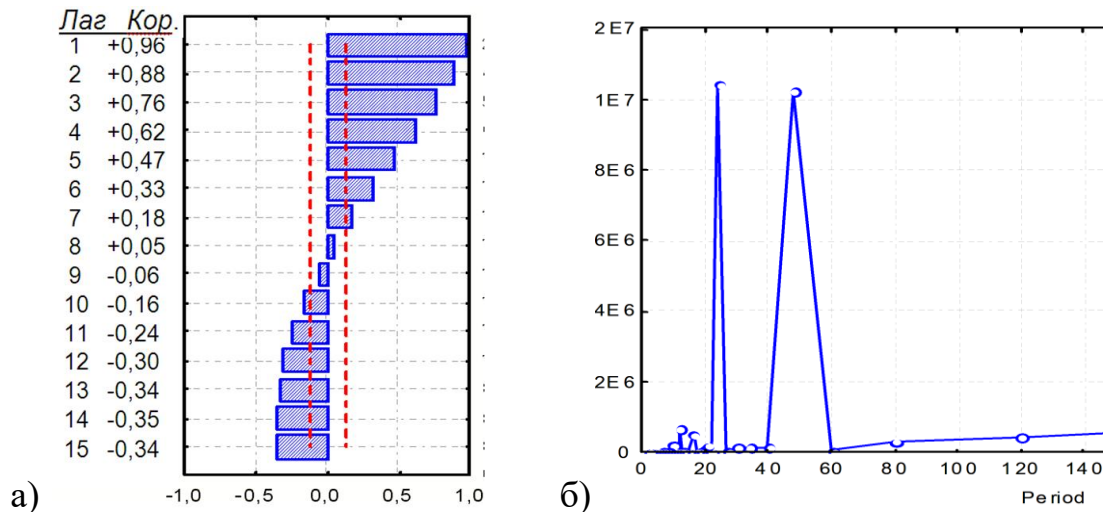


Рисунок 3.18 – Автокореляція (а) та періодограма (б) процесу $X(t)$ для н.п.

Спадання кореляційної функції є необхідною умовою стаціонарності. Як бачимо, значення кореляції падає до рівня статистичної похибки, як для «білого шуму» (штрихові лінії), після 7-ми кроків. Довжина одного кроку (лагу) становить 30 хв. Для лагу 15 помітна деяка циклічність. На періодограмі

процесу $X(t)$ циклічність явно виражена для 24 і для 48 кроків, тобто для половини та повної доби (рис.3.18б). Зазначимо, що АКФ та спектральна щільність (чи періодограма) функціонально пов'язані [170], і для опису процесу достатньо знання однієї з них.

Отже, для забезпечення стаціонарності часового ряду як бажаної умови моделювання потрібно виконати певну декомпозицію початкового ряду, зокрема виділення середньої величини та періодичної складової. Варіантом вирішення можна вважати виділення трендової складової з добової реалізації, що частково враховувало б обидва фактори:

$$Y(t) = X(t) - X^*(t), \quad (3.18)$$

де $X^*(t)$ – осереднений добовий хід.

Вигляд детермінованої функції $X^*(t)$ зображено на рис. 3.17 (подвійна лінія). Приклади поведінки процесу $Y(t)$ зображено на рис.3.19, а його АКФ – на рисунку 3.20.

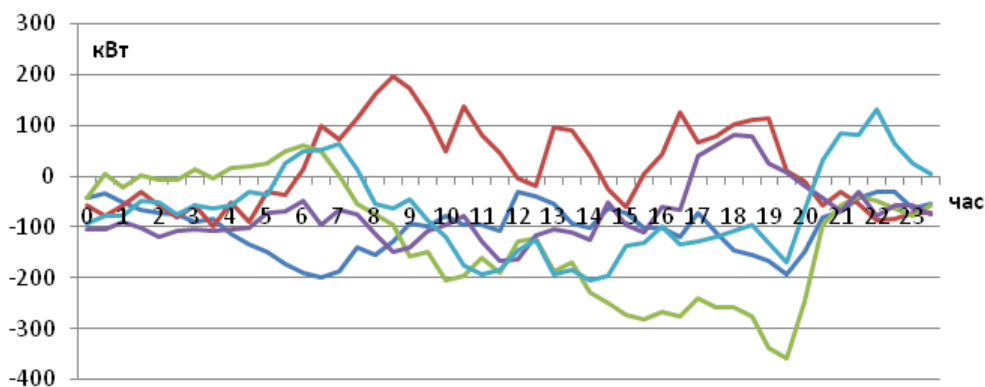


Рисунок 3.19 – Приклади відхилень рівня споживання від середньомісячного, н.п.

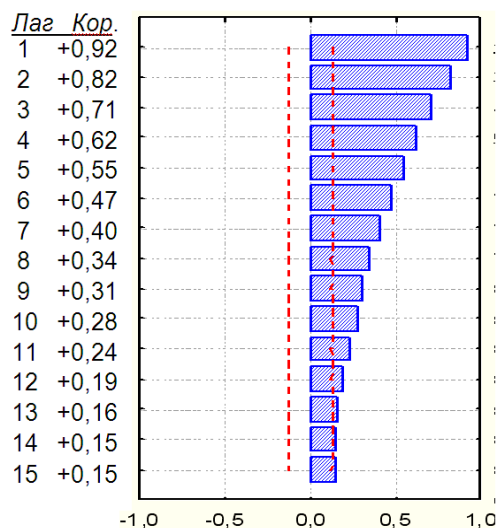


Рисунок 3.20 – Автокореляція процесу $Y(t)$

При порівнянні рис. 3.20 та рис. 3.18а помітно відсутність циклічної складової та експоненційне затухання АКФ до деякого значення. Періодограма також вказує на відсутність значимих циклів, натомість помітна присутність постійної випадкової складової, тобто такої, що має нульову частоту. Таким чином, запропонована декомпозиція трендової складової сприяє стаціонарності результуючого процесу, але значення $Y(t)$ як випадкових флуктуацій (рис. 3.19) можуть мати ненульове середнє. Тому доцільно центрувати ці флуктуації та врахувати їх математичні сподівання введенням звичайної випадкової величини (постійної в межах доби) як середньодобового відхилення від середньомісячного значення. Цим забезпечується не лише стаціонарність, а й ергодичність результуючого випадкового процесу. Характер розподілу середньодобових значень як випадкової величини зображено на рис. 3.21. Відхилення відносної потужності від одиниці має розподіл, близький до нормального (позначеного на рисунку штриховою лінією).

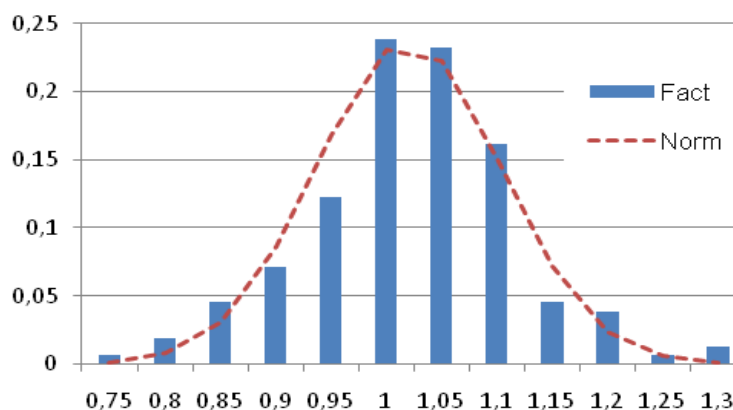


Рисунок 3.21 – Гістограма відношення середньодобових значень до середньомісячних

Аналогічний результат можна отримати і для даних щодо споживання електроенергії в енергосистемі більшого розміру (регіональній чи об'єднаній).

В силу зроблених припущень результатом декомпозиції процесу може бути вираз:

$$X(t) = X^*(t) + Y(t) = X^*(t) + \sigma \cdot \varepsilon + U(t), \quad (3.19)$$

де σ – СКВ добових значень (рис.3.17);

ε – стандартна нормально розподілена випадкова величина з нульовим середнім;

$U(t)$ – шуканий стаціонарний випадковий процес.

Таке представлення відповідає канонічному розкладу випадкової функції, якщо процес $U(t)$ також представити розкладом по координатних функціях:

$$X(t) = m_x(t) + \sum_i V_i \varphi_i(t), \quad (3.20)$$

де $m_x(t) = X^*(t)$ – математичне сподівання випадкової функції (процесу);

V_i – некорельовані випадкові величини з нульовим середнім;

$\varphi_i(t)$ – координатні функції (детерміновані).

Доданки під знаком суми – це елементарні випадкові функції. Перевага такого представлення в тому, що при лінійному перетворенні коефіцієнти розкладу V_i не змінюються, а математичне сподівання та координатні функції зазнають того ж лінійного перетворення. Ця властивість корисна, наприклад, при визначенні суперпозиції кількох джерел живлення чи споживання.

Параметричне представлення часового ряду для практичних цілей, як правило, виконують з обмеженим числом параметрів; найчастіше застосовують загальну лінійну модель [179]. Для випадків з експоненційно згасаючою АКФ це модель авторегресії (АР), кількість параметрів якої визначається поведінкою часткової автокореляції (ЧАКФ). Це ж стосується періодично згасаючих АКФ. Вигляд ЧАКФ для розглянутих прикладів зображено на рисунку 3.22.

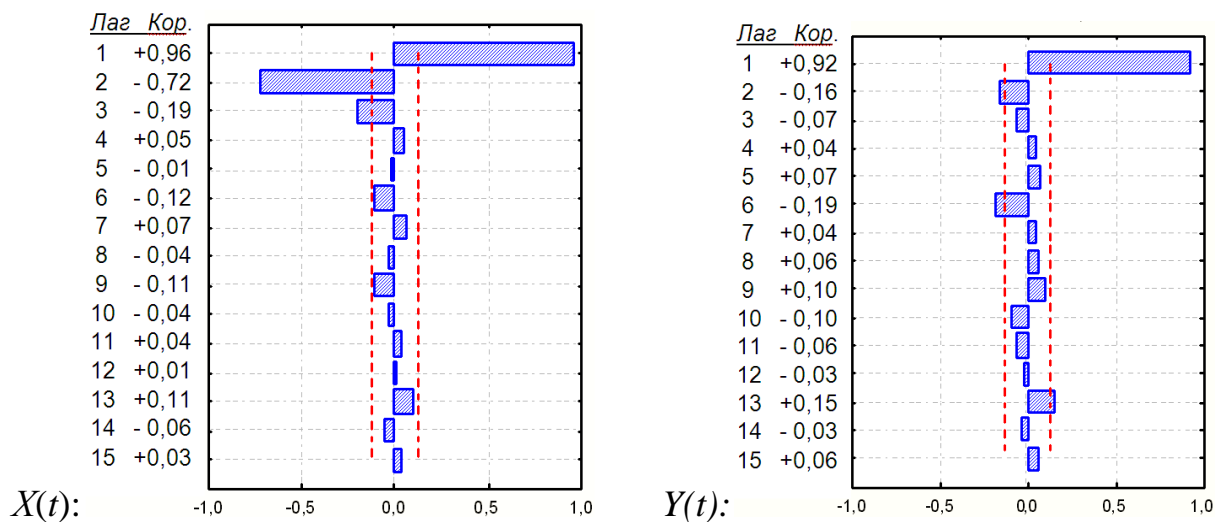


Рисунок 3.22 – ЧАКФ процесів $X(t)$, $Y(t)$ для н.п.

Як видно з поведінки ЧАКФ, для початкових часових рядів значимою є кореляція для 2-х лагів, а після декомпозиції – тільки для першого.

Модель АР(n) звичайно має вигляд:

$$X_t = \sum_{i=1}^n \varphi_i X_{t-i} + \alpha_t, \quad (3.21)$$

де X_t – значення випадкової функції в момент часу t ;

n – порядок моделі;

φ_i – параметр авторегресії;

α_t – стандартна випадкова величина (зазвичай «білий шум») як збурення процесу.

В більш загальному вигляді може бути присутня також константа як вільний член. Якщо АКФ експоненційно затухає, а ЧАКФ має одне істотне значення, застосовується модель з одним параметром ($n=1$). Коли АКФ має періодичну складову, а ЧАКФ – два істотних значення, застосовується модель АР (3.20). Модель авторегресії використовується при прогнозуванні, тоді складова α_t називається залишком чи похибкою прогнозу. В адекватній моделі вона має нульове середнє та нормальний розподіл, а її дисперсія характеризує точність (довірчий інтервал). Коли математична модель має імітувати поведінку реального процесу (наприклад, в методах типу Монте-Карло), випадкова складова відображає нерегулярні відхилення від трендової кривої (флуктуації).

Кореляція тільки з одним попереднім членом ряду є ознакою марківського процесу, або процесу «без післядії», тоді для моделі авторегресії достатньо одного параметру. Виходячи з властивостей АР (3.19), у випадку, коли величина ρ_1 близька до одиниці (як у досліджених вище випадках), дисперсія всього процесу може значно перевищити окремі флуктуації [135]. Так, дисперсія процесу:

$$D(X_t) = \frac{\sigma_\alpha^2}{1 - \rho_1^2} \quad (3.22)$$

де σ_α – СКВ випадкового збурення α_t .

Отже, при значній кореляції сусідніх значень процесу навіть малі збурення можуть спричинити значні відхилення від середнього. Тут всюди мова йде про вибіркові оцінки параметрів, і точність оцінки залежить від того, наскільки представницьку вибірку було обрано. Існують різні методи

оцінювання параметрів, які дають дуже схожі оцінки. Загалом, під час оцінювання порядку моделі використовується алгоритм максимізації правдоподібності спостереження значень ряду.

Наскільки постійною в часі є якісна поведінка членів часового ряду, розглянуто на прикладі споживання Дніпровської енергосистеми (ДнЕС) та окремого н.п. протягом кількох років (для подібності обрано один місяць) та в різні місяці одного року. Модель поведінки часового ряду після декомпозиції (спадна АКФ та одне істотне значення ЧАКФ) зберігається.

Представлення споживання електроенергії як випадкового процесу шляхом лінійної декомпозиції запропоновано зокрема в [130]. Стохастичний процес $Y(t)$ вибирається у відповідності з наступними припущеннями:

- відповідно до центральної граничної теореми $X(t)$ має нормальний розподіл, оскільки відповідає сумі значної кількості різних навантажень (споживачів) в системі. Отже, функція $Y(t)$ також розподілена нормально;

- величина $X(t)$ не може зростати протягом тривалого часу, і має швидко повертатись до певного середнього значення.

Виходячи з таких припущень, випадкова складова $Y(t)$, що визначає флуктуації функції навантажень, має задовольняти стохастичному диференційному рівнянню Орнштейна-Уленбека:

$$dY(t) = -\beta[Y(t) - \alpha]dt + \sigma dB(t), \quad t \geq 0, \quad (3.23)$$

де $B(t)$ є вінерівським процесом.

Процес Орнштейна-Уленбека характеризується наявністю середнього рівня α , довкола якого відбуваються стохастичні відхилення з певним темпом та розмахом. Коефіцієнт β визначає швидкість повернення до середнього рівня, і називається коефіцієнтом зносу. Величина σ (волатильність) характеризує дисперсію відхилень, які мають нормальний розподіл, і може прийматися постійною для досліджуваного періоду; випадковий процес при цьому вважається стаціонарним. Оскільки середнє значення визначається функцією

$X^*(t)$, а $Y(t)$ – відхилення від середнього значення, в рівнянні (3.23) можна прийняти $\alpha=0$, та вважати $Y(t)=U(t)$, як у виразі (3.19). В загальному випадку $\alpha=const$ для досліджуваного періоду (в нашому випадку для окремої реалізації).

Для моделі адитивного незалежного випадкового блукання можна представити випадковий процес через змінну Вінера, що використовує нормальний розподіл $\varepsilon \sim N(0,1)$: $B(t) = \sqrt{t} \cdot \varepsilon$. Це дозволяє виразити розв'язок рівняння через скалярну величину ε та звести інтеграл Іто до звичайного детермінованого інтегрування [180]. Розв'язок записується в наступному вигляді:

$$U(t) = U(0) \cdot e^{-\beta t} + \frac{\sigma}{\sqrt{2\beta}} \sqrt{1 - e^{-2\beta t}} \cdot \varepsilon. \quad (3.24)$$

Таким чином, досліджуваний процес $U(t)$ виявляється нормально розподіленою випадковою величиною. Вважаючи час випадкової реалізації поділений на проміжки Δt , за якими проводиться дискретизація статистичних даних, і застосовуючи вираз (3.24) до кожного проміжку, отримуємо дискретну випадкову послідовність, що задовольняє різницевому стохастичному рівнянню, тобто модель АР(1), де перший доданок відповідає регресійній складовій, другий – випадковому відхиленню. Оскільки коефіцієнт авторегресії (і розв'язок характеристичного рівняння) задовольняє умові $|e^{-\beta}| < 1$, модель є асимптотично стійкою. Середні значення та дисперсія в загальному випадку залежні від часу, але їх граничні значення такі ж, як для стаціонарної послідовності [174]. Центрування кожної окремої реалізації можна забезпечити введенням складової α (3.22), яка буде випадковою величиною з відповідним розподілом, постійною в межах реалізації. Для подальшого дослідження можна використовувати методи типу Монте-Карло.

Вирази (3.19) і (3.24) можна розглядати як опис процесу з незалежними приростами. Тут добовий хід (трендова складова) визначає не випадкову

центруючу функцію, середнє добове значення – дискретний процес, а поточна девіація $U(t)$ – стохастичний неперервний процес. Таке представлення можна вважати розкладом Леві для процесу з незалежними приростами, коли для заданої центруючої функції стохастичні компоненти розкладу визначаються однозначно. Представлення також відповідає канонічному розкладу (3.20), пропонуючи при цьому спеціальне визначення параметрів розкладу. Який зі способів краще моделює реальний процес, перевіримо на одному з розглянутих прикладів – споживанні н.п. у квітні 2016 р. Імовірнісні параметри наведено в таблиці 3.13, для оцінки моделей використано не менше тисячі реалізацій. Розмах флуктуацій обмежено, як на рисунку 3.17.

Таблиця 3.13 - Результати застосування математичних моделей

Модель	φ_1	β	σ , кВт	Середнє, кВт	СКВ загальне, кВт	СКВ міждобове, кВт
Факт	-	-	-	1463	337	96
АР(1)	0,95	0,1*	54*	1467	348	115
О.-У.	0,84*	0,34	32	1462	332	95

* параметри φ_1 , σ (АР) та β (О.-У.) перераховані відповідно до даної моделі.

Реальний процес в даному випадку ближчий до моделі О.-У. Модель АР(1) відповідає меншим значенням β , коли процес наближається до звичайного вінерівського блукання, а траєкторія $U(t)$ тривалий час може знаходитись вище чи нижче середнього значення, проте не віддаляючись надто далеко. Доступний коридор, в якому відбуваються блукання, при зменшенні β розширюється. Натомість при зростанні β процес частіше перетинає середнє значення та наближається за поведінкою до білого шуму. Поведінка реальних флуктуацій рівня споживання з модельованими вказує на якісно ближчий до моделі О.-У. характер мінливості, абсолютні показники (таблиця 3.13) також ближчі.

Математичне моделювання динамічної системи, що включає процеси генерування та споживання електроенергії, можливе, якщо опис обох процесів виконано в однакових термінах. Для процесу споживання пропонується модель на базі стохастичних процесів. Важливим кроком при цьому є забезпечення стаціонарності досліджуваного процесу. Необхідна стаціонарність досягається застосуванням декомпозиції процесу, як випадкової функції, з урахуванням реальної циклічності процесів споживання електричної енергії. Модель авторегресії дає дещо завищений розкид випадкових відхилень (збурень процесу), обумовлений особливостями моделювання; такий підхід більше прийнятний для короткострокового прогнозу поведінки динамічної системи. Натомість моделювання стохастичними диференціальними рівняннями типу Орнштейна-Уленбека забезпечує кращий результат, придатний для часових інтервалів від кількох діб до місяця.

3.4 Уточнення моделі випадкового процесу споживання електричної енергії в електротехнічних системах з комбінованою генерацією

Моделювання процесу споживання електроенергії як випадкового запропоновано в роботі [130] з урахуванням певних умов. Електричне навантаження $L(t)$ енергосистеми моделюється як сума функцій, що представляють середні значення споживання і певний стохастичний процес. Середнє значення $\mu(t)$ приймає позитивні раціональні значення і визначає неперервну зміну навантаження. Стохастичний процес $X(t)$ вибирається у відповідності з наступними припущеннями:

- відповідно до центральної граничної теореми $L(t)$ має нормальний розподіл, оскільки відповідає сумі значної кількості різних навантажень (споживачів) в системі. Отже, функція $X(t)$ також повинна бути розподілена нормально;

- величина $L(t)$ не може зростати протягом тривалого часу, і має швидко повертатись до певного середнього значення.

Таким вимогам відповідають зокрема моделі адитивного незалежного випадкового блукання або процеси з незалежними приростами.

Виходячи з таких припущень, випадкова складова $X(t)$ має задовольняти стохастичному диференційному рівнянню типу Орнштейна-Уленбека:

$$dX(t) = -\beta X(t)dt + \sigma \delta B(t) , \quad (3.25)$$

де $B(t)$ - вінерівський процес.

Коефіцієнт β (розмірністю 1/час) визначає швидкість повернення до середнього рівня, і називається коефіцієнтом зсуву (або зносу). Величина σ (волатильність) характеризує дисперсію відхилень (кВт), які мають нормальний розподіл; випадковий процес при цьому вважається стаціонарним. В рівнянні Іто параметри β та σ відповідають коефіцієнтам переносу та дифузії.

Параметр β характеризує «силу тяжіння» процесу до рівноважного стану. Чим β менше, тим типовішими будуть малі частоти (великі періоди) випадкових девіацій. Процес при цьому «блукає», віддаляючись від рівноваги на тривалий час. При великих значеннях процес частіше проходить через рівноважний стан, нагадуючи «білий шум».

В загальному випадку ці коефіцієнти можуть бути функціями; стохастичне рівняння

$$dx = \beta(x,t)dt + \sigma(x,t)\delta B \quad (3.26)$$

має назву рівняння Іто [180] або дифузії [181], з коефіцієнтами переносу та дифузії, а у випадку багатовимірного процесу – вектором переносу та матрицею дифузії відповідно. Дифузійні процеси пов'язані зі звичайними диференційними рівняннями в частинних похідних відносно функції щільності розподілу (рівняння Колмогорова), проте можлива пряма побудова траєкторій процесу як розв'язків стохастичного рівняння. Розв'язок стохастичного

диференційного рівняння (3.25) може бути знайдено за формулою Іто, результат має вигляд:

$$X(t) = e^{-\beta t} [X(0) + \int_0^t \sigma e^{\beta s} dB(s)] \quad (3.27)$$

де $X(0)$ – початкове значення, а інтеграл взято в трактовці Іто.

У моделі адитивного незалежного випадкового блукання можна представити вінерівський процес через змінну Вінера, що використовує нормальний розподіл $\varepsilon \sim N(0,1)$: $B(t) = \sqrt{t} \cdot \varepsilon$. Це дозволяє виразити розв'язок (3.27) через скалярну величину ε та звести інтеграл Іто до звичайного інтегрування. Тоді можна записати розв'язок у вигляді [180]:

$$X(t) = X(t_0) \cdot e^{-\beta \cdot \Delta t} + \frac{\sigma}{\sqrt{2\beta}} \sqrt{1 - e^{-2\beta \cdot \Delta t}} \cdot \varepsilon, \quad \Delta t = t - t_0. \quad (3.28)$$

Параметри β , σ насправді не є постійними для даного процесу, проте їх поведінка в реальних прикладах не вказує на явну залежність від часу, що дозволяє користуватися гіпотезою стаціонарності. Натомість це зазвичай випадкові величини. На практиці застосовуються різні формули для їх визначення, зокрема [131], [182]:

$$\frac{(1 - e^{-\beta \cdot \Delta t})^2}{2(\beta \cdot \Delta t - 1 + e^{-\beta \cdot \Delta t})} = \frac{\sum X_{j+1} X_j}{\sum X_j^2}, \quad \sigma^2 = \frac{1}{K-2} \sum_{i=1}^{K-1} [X_{j+1} - (1-\beta)X_j]^2, \quad (3.29)$$

де X_j – фактичні значення досліджуваного процесу (статистична вибірка).

Очевидно, розраховані параметри залежатимуть від обраної вибірки, і для стаціонарного процесу матимуть близькі значення для різних вибірок. В цьому сенсі можна говорити про стійкість розрахункових значень як свідчення стаціонарності. Якщо предметом моделювання є добові девіації потужності, то

статистичною вибіркою мають слугувати добові набори фактичних даних, зважаючи також як на добову циклічність, так і на відмінності в режимах окремих днів. Можна збільшувати тривалість вибірки, досягаючи збіжності результуючого показника (приклади розрахунку параметрів зносу та волатильності зображено на рисунках 3.14-3.16. Проте такий шлях потребує існування збіжності, що не є очевидним і потребує окремого дослідження [182]. Інший шлях – розрахунок набору значень параметрів по окремих добових вибірках та встановлення закономірності розподілу цих параметрів як випадкових величин. Даний підхід виглядає прийнятним у випадку імітаційного моделювання досліджуваного процесу та застосування методів типу Монте-Карло. Насправді характеристики випадкового процесу можуть мати сезонну (річну) циклічність, тому резонно моделювати окремі інтервали часу, яким притаманна стаціонарність – наприклад, помісячно чи посезонно.

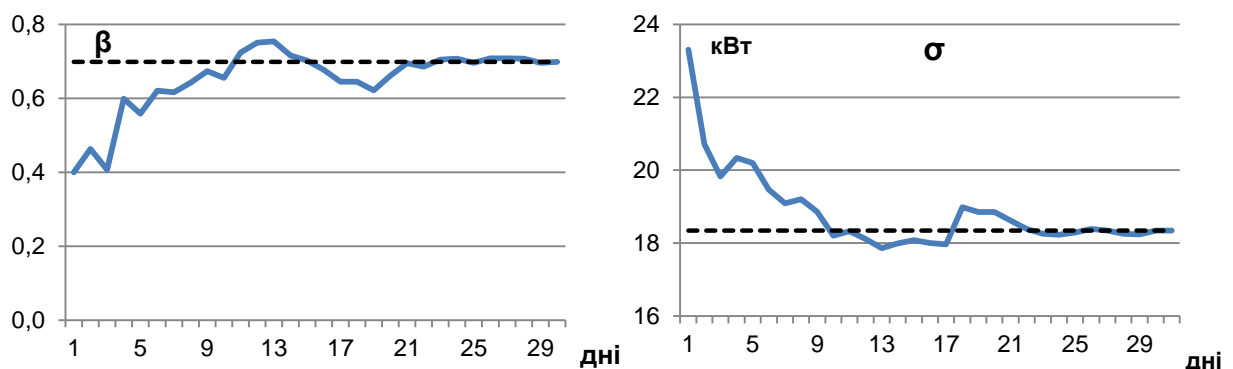


Рисунок 3.14 – Розрахункові значення параметрів β , σ залежно від тривалості осереднення для окремого н.п. (липень)

Збіжність розрахункових параметрів в залежності від довжини випадкової вибірки як для окремих н.п. (рис. 3.14), так і їх групи (рис. 3.15), має подібну поведінку при використанні статистичних даних за різні місяці. При цьому місячний обсяг даних видається достатнім для досягнення статистично значимого результату. Те ж саме стосується даних про роботу Дніпровської енергосистеми (рис. 3.16).

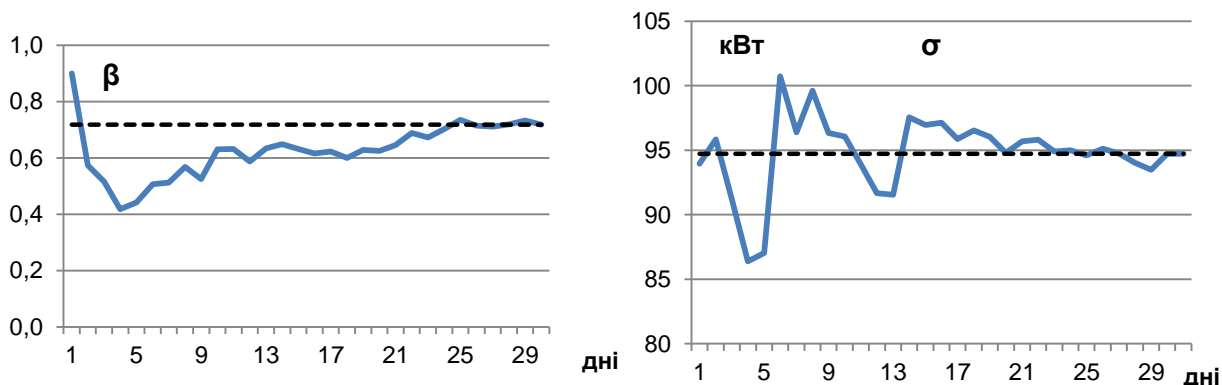


Рисунок 3.15 – Розрахункові значення параметрів β , σ для групи н.п. (липень)

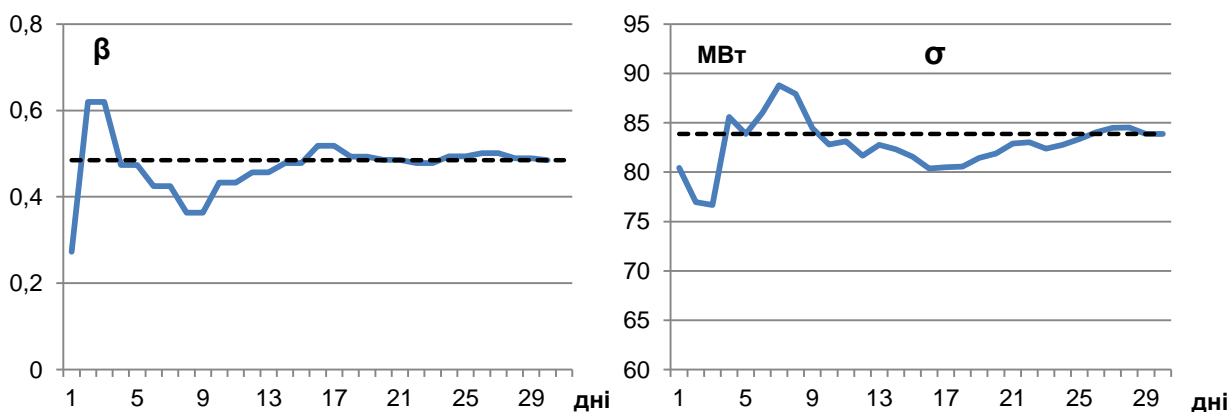


Рисунок 3.16 – Розрахункові значення параметрів β , σ для ДнЕС (липень)

Параметри моделі, попри локальну стабільність, мають сезонну мінливість. Приклади розрахунку параметрів зносу та волатильності для н.п. за даними характерних місяців, а також їх розсіювання, тобто середньоквадратичне відхилення (СКВ) параметрів в межах місячного обсягу даних, наведено в таблиці 3.14.

Якщо розглядати відносні СКВ параметрів, тобто їх коефіцієнти варіації, то розкид значень зносу більший, ніж волатильності, хоча стабілізація значень при зростанні статистичної вибірки подібна (рис. 3.14-3.16). Помітно також, що при об'єднанні групи споживачів розкид параметрів очікувано зменшується.

Розподіл імовірності параметрів волатильності процесу можна вважати гаусовим: для розглянутих прикладів він відповідає критерію нормальності по

показнику симетрії, дещо відхиляючись по величині ексцесу (тобто відхилення щільніше концентруються навколо середнього).

Таблиця 3.14 - Параметри моделі споживання електроенергії різними групами споживачів

ПС	параметр	зима	весна	літо	осінь	середнє	C_v
1	2	3	4	5	6	7	8
с.Мордвинівка, ПС1	β	0,73	0,74	0,69	0,76	0,73	-
	СКВ β	0,42	0,35	0,39	0,43	0,40	0,55
	σ , кВт	20	20	19	21	20	0,025
	СКВ σ , кВт	4,8	8,0	5,1	7,0	6,2	0,31
	Потужність, кВт	1070	700	680	770	805	-
с. Терпіння, ПС1	β	0,40	0,80	0,88	0,35	0,61	-
	СКВ β	0,35	0,60	0,65	0,30	0,48	0,78
	σ , кВт	41	67	79	52	60	0,037
	СКВ σ , кВт	15	17	25	13	17,5	0,29
	Потужність, кВт	1750	1500	1620	1530	1600	-
Група н.п., 4 ПС	β	0,34	0,55	0,72	0,52	0,53	-
	СКВ β	0,18	0,35	0,48	0,40	0,35	0,66
	σ , кВт	69	89	94	84	84	0,020
	СКВ σ , кВт	14	17	22	16	17,3	0,21
	Потужність, кВт	5025	3860	3930	4370	4296	-

На рисунку 3.17 зображено приклад для окремого н.п. розподілу імовірності значень параметра волатильності, нормованих відносно середньорічного значення, у вигляді гістограми. Штриховими лініями зображено щільність нормального розподілу з такими ж першими моментами. Повний набір даних стосовно 4-х характерних місяців містить окремі екстремальні відхилення (випадкові викиди), які збільшують загальне СКВ показника. Після статистичної очистки (відкидання 5% таких даних) помітна явна відповідність щільності розподілу нормальному закону з рівнем надійності, що відповідає довірчій імовірності 0,95.

Для групи н.п. гістограма розподілу дещо менш виражена (тут маємо обмежений набір фактичних даних), проте близькість до нормального розподілу (див. рис. 3.18) все ж помітна. Для кількарічної статистичної вибірки у випадку ДнЕС (див. рис. 3.19) нормальність розподілу вже досить очевидна.

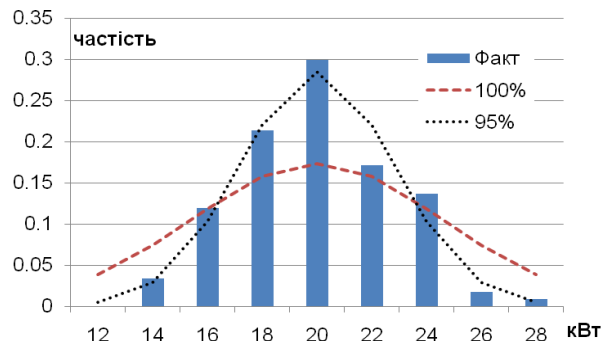


Рисунок 3.17 - Щільність розподілу волатильності при різних значеннях надійності

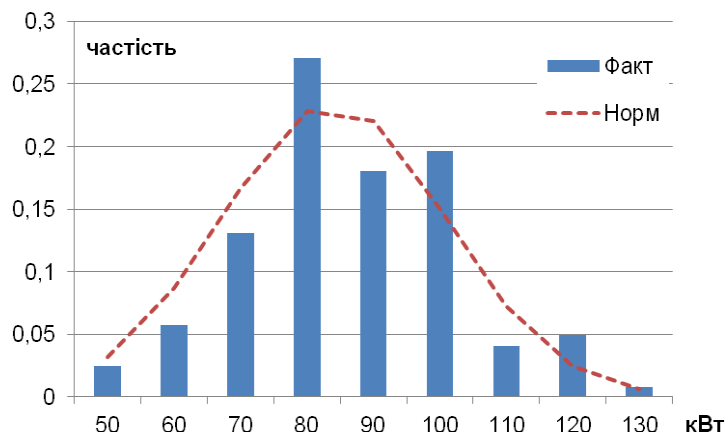


Рисунок 3.18 - Щільність розподілу волатильності для суми 4-х н.п.

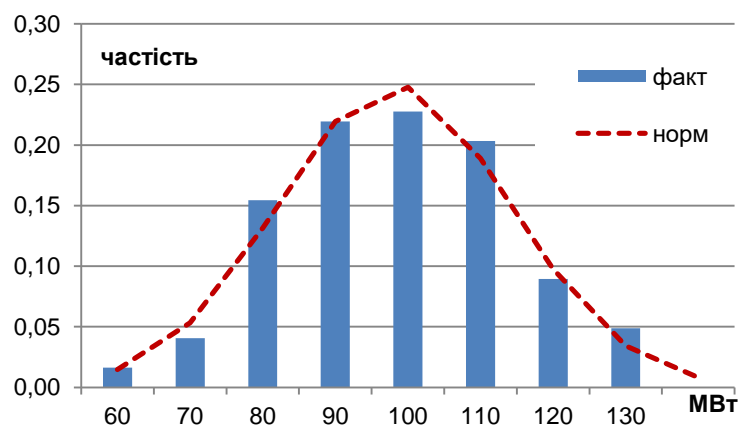


Рисунок 3.19 - Щільність розподілу волатильності для ДнЕС

Приклади розрахунку параметрів зносу та волатильності і їх СКВ для енергосистем наведено в таблиці 3.15.

Таблиця 3.15 - Параметри моделі споживання електроенергії для енергосистем

ЕС	параметр	зима	весна	літо	осінь	середнє	C_v
ДнЕС, 2013 р.	β	0,35	0,31	0,54	0,39	0,40	-
	СКВ β	0,34	0,27	0,40	0,32	0,33	0,83
	σ , МВт	92	95	97	89	93	0,017
	СКВ σ , МВт	15,6	16,8	13,2	17,7	15,8	0,17
	Потужність, МВт	5752	5253	5023	5410	5360	-
ДнЕС, 2015 р.	β	0,43	0,33	0,47	0,37	0,40	-
	СКВ β	0,23	0,20	0,27	0,24	0,24	0,60
	σ , МВт	89	75	75	83	81	0,016
	СКВ σ , МВт	14,5	12,5	21,5	18,9	16,9	0,21
	Потужність, МВт	5606	4966	4737	5185	5123	-
ОЕС, 2017 р.	β	0,12	0,17	0,13	0,21	0,16	-
	СКВ β	0,09	0,13	0,08	0,17	0,12	0,746
	σ , МВт	213	230	145	204	198	0,012
	СКВ σ , МВт	64	100	29	45	60	0,300
	Потужність, МВт	19542	15577	14848	16630	16649	-

Малі значення параметру зносу відображають факт повільної зміни поточних значень відносно тренду. Розподіл випадкових значень β та σ

аналогічний тому, що спостерігався для населених пунктів, а саме: несиметричний розподіл зносу та нормальний – волатильності. Розподіл β у всіх досліджених випадках далекий від нормального; натомість він досить вдало описується розподілом Вейбула. Так, якщо для окремого н.п. розподіл ще має ознаки нормальності (див. рис. 3.20), то для більшої групи споживачів розподіл Вейбула виглядає очевидно відповіднішим (див. рис. 3.21-3.22)

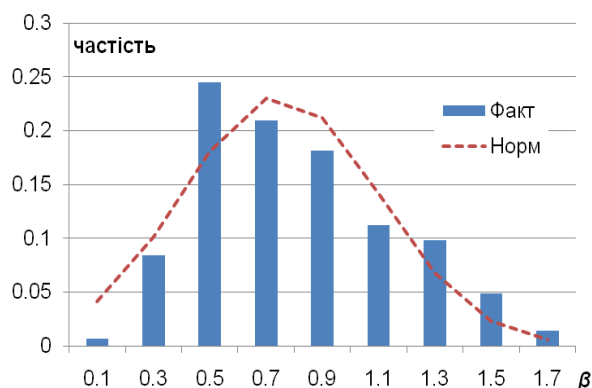


Рисунок 3.20 - Щільність розподілу параметра зносу окремого н.п.

Зі зростанням кількості об'єктів β дещо зменшується, тобто зміна сумарної потужності відбувається більш плавно

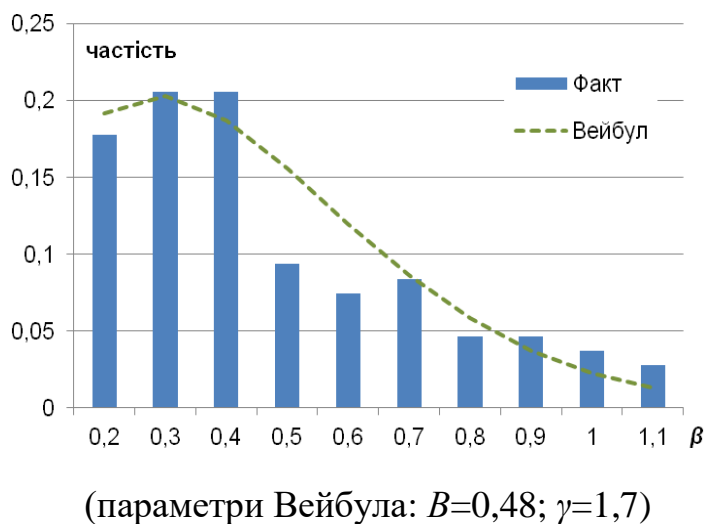
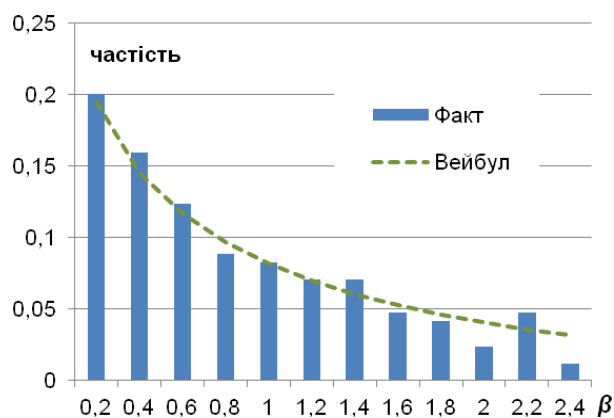


Рисунок 3.21 - Щільність розподілу параметра зносу для групи 4-х н.п.



(параметри Вейбула: $B=1,4$; $\gamma=0,8$)

Рисунок 3.22 - Щільність розподілу параметра зносу для ДнЕС

Якщо врахувати амплітуду (множник при випадковій складовій) як функцію зносу та волатильності ($\frac{\sigma}{\sqrt{2\beta}} \sqrt{1 - e^{-2\beta \cdot \Delta t}}$), то її значення для моделі суми двох процесів дещо перевищують квадратичну суму відповідних амплітуд у випадку їх незалежності. Це свідчить про певну статистичну залежність випадкових процесів з позитивною кореляцією.

Оскільки амплітуда є множителем при стандартній нормальній випадковій величині $\varepsilon \sim N(0,1)$, то максимальні по модулю стрибки потужності при довірчій імовірності 0,95 мають відповідати симетричному квантилю $\chi=1,96$

Таблиця 3.16 - Математичне сподівання амплітуди випадкової складової в математичній моделі

Дата	11.15	01.16	04.16	07.16	10.16	Серед.
Мордвинівка T1	11,7	12,0	12,0	11,5	12,2	11,9
Мордвинівка T2	24,9	16,8	18,1	16,2		19,0
Морд 1+2 модель	31,1	22,9	24,2	22,1		25,1
Незалежна сума	27,5	20,6	21,7	19,9		22,4
Терпіння T1	29,9	26,4	39,4	45,6	35,2	35,3
Терпіння T2	14,2	14,4	17,4	14,4	15,5	15,1
Терпіння T1+T2 модель	36,9	32,6	45,8	48,2	40,6	40,8
Незалежна сума	33,1	30,1	43,1	47,8	38,5	38,4
Сума 4-х модель	52,3	45,0	54,2	56,9		52,1
Незалежна сума	43,0	36,5	48,2	51,8		44,5

Стрибки потужності за одиницю часу, крім волатильності стохастичної складової, мають враховувати також добовий хід процесу, де відображено осереднені поточні зміни. Якщо скласти дисперсію власне добового ходу та флуктуацій, що описуються волатильністю, отримаємо теоретичний (відповідно до математичної моделі) імовірний розподіл величини стрибків споживання за одиницю часу. Аналітична оцінка функції розподілу для багатовимірної випадкової величини (враховуючи як випадкові відхилення середньомісячних значень в певні моменти часу від згладженої трендової кривої, так і поточні флуктуації) ускладнена і не завжди можлива. Перевірку адекватності моделі краще виконувати, порівнюючи статистичну вибірку з набором імітацій процесу, використовуючи існуючі критерії узгодженості (Пірсона, Колмогорова, тощо). Довірчий інтервал отриманих стрибків має задовільно узгоджуватися з експериментальними (фактично отриманими) значеннями.

Розрахункові значення складових рівнянь (3.25-3.26) при моделюванні визначаються таким чином, щоб забезпечувалися загальний рівень варіативності та співвідношення між окремими випадковими складовими (міждобовими та середньодобовими варіаціями), а також величиною та розподілом поточних стрибків. Приклади фактичних значень стрибків потужності, використані при моделюванні, наведено в таблицях 3.17-3.18, взято фактичні дані з 2015-2017 років.

Таблиця 3.17 - Стрибки потужності ОЕС за 1 год. нормалізовані щодо добового ходу (МВт)

Місяць 2017 р.	зростання		зменшення		Середній за 1 год.	Середній %	СКВ
	99%	95%	99%	95%			
січень	620	420	780	530	159	0.8	219
квітень	600	430	800	460	157	1.0	233
липень	380	300	480	300	120	0.8	147
жовтень	630	450	800	390	160	1.0	211
середнє	558	400	715	420	149		200

Таблиця 3.18 - Стрибки потужності ДнЕС за 1 год. (МВт) нормалізовані

Місяць	зростання		зменшення		Середній за 1 год.	Середній %	СКВ
	99%	95%	99%	95%			
січень	260	170	250	190	67	1.2	90,5
квітень	190	155	180	150	61	1.2	76,3
липень	230	150	220	140	59	1.2	78,5
жовтень	220	155	215	170	62	1.2	79,5
середнє	225	158	216	163	62	1,2	81,2

Таблиця 3.18а - Стрибки потужності ДнЕС за 1 год. (МВт) нормалізовані

Рівень	Місяць	Макс. зрост		Макс.зменш.		Середні по мод.	СКВ	Середній %
		99%	95%	99%	95%			
ДнЕС, 2013	1	330	270	330	260	101	128	1,8
	2	400	280	350	280	109	136	1,9
	3	345	270	310	245	101	126	1,8
	4	370	300	300	240	106	133	2,0
	5	390	290	350	270	105	134	2,1
	6	350	265	340	270	112	137	2,2
	7	360	270	330	250	107	132	2,1
	8	350	280	350	275	109	137	2,2
	9	320	245	300	240	98	120	1,9
	10	330	255	280	235	97	120	1,8
	11	350	260	320	250	101	127	1,8
	12	330	230	350	240	93	116	1,6
	середнє	352	268	326	255	103	129	1,9
%	6,6	5,0	6,1	4,8				

Таблиця 3.18б - Стрибки потужності ДнЕС за 1 год. (МВт) нормалізовані

Рівень	Місяць	Макс. зростання		Макс.зменш.		Серед. по мод.	Сер. %	СКВ
		99%	95%	99%	95%			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ДнЕС, 2015	1	350	260	290	235	97	1,7	122
	2	375	275	310	230	102	1,8	128
	3	300	225	280	195	86	1,6	108
	4	330	240	295	230	96	1,9	119
	5	310	235	335	260	91	2,0	116
	6	285	230	300	245	92	1,9	115
	7	300	245	340	275	96	2,0	124
	8	295	220	330	245	97	2,1	120

Продовження таблиці 3.18б

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	9	300	225	290	220	90	1,9	113
	10	310	230	260	210	85	1,6	107
	11	300	240	295	225	91	1,7	113
	12	285	220	260	205	91	1,7	110
	середнє	312	237	299	231	93	1,8	116
	%	6,2	4,7	5,9	4,6			

Стрибки по окремих н.с.

Таблиця 3.19 - Стрибки потужності н.с. (М1) за 0,5 год. нормалізовані добовим ходом (кВт)

Місяць 2016р.	зростання		зменшення		Середній за 1 год.	Середній %	СКВ
	99%	95%	99%	95%			
січень	58	43	53	41	16,5	1.5	20,6
квітень	58	38	55	38	14,3	2.1	19,6
липень	58	39	57	40	14,6	2.2	19,4
жовтень	63	45	70	40	16,0	2.1	21,4
середнє	59	41	59	40	15,4	2,0	20,2

Таблиця 3.19а - Стрибки потужності н.с. (М1) за 0,5 год. нормалізовані добовим ходом (кВт)

Рівень	Місяць	Макс. зростання		Макс.зменш.		Серед. по мод.	Сер. %	СКВ
		99%	95%	99%	95%			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Морд1	11.15	125	93	92	77	32,8	3,9	46
	12.15	118	89	92	77	33,2	3,6	47
	1.16	110	83	90	75	32,7	3,1	41
	2	114	87	95	78	32,9	3,8	49
	3	125	82	115	80	32,5	4,2	56
	4	132	95	130	100	34,6	5,0	61
	5	93	76	127	95	31,5	5,0	46
	6	82	60	132	105	29,6	4,3	40
	7	85	61	130	101	29,0	4,3	44
	8	83	62	123	98	30,8	4,5	51
	9	130	83	118	95	33,9	5,3	55
10	133	96	105	85	34,2	4,4	47	

Продовження таблиці 3.19а

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	середнє	111	81	112	89	32,3	4,2	49
	%	14,3	10,4	14,5	11,5			
	по 4-х	115	84	114	90	32,6	4,2	48,2
	міс.%	14,3	10,4	14,2	11,2			
4(M+T)	1	710	530	700	580	210	2,7	272
	4	490	380	480	385	143	3,7	185
	7	395	320	520	400	141	3,6	184
	10 (3)	410	315	375	280	115	3,6	147
	середнє	501	386	519	411	152	3	197
	%	10,6	8,2	11,0	8,7			

Збіжність розрахункових параметрів в залежності від довжини випадкової вибірки як для окремих н.п. (рис.3.14), так і їх групи (рис.3.15), має подібну поведінку при використанні статистичних даних за різні місяці. При цьому місячний обсяг даних видається достатнім для досягнення статистично значимого результату. Те ж саме стосується даних про роботу Дніпровської енергосистеми (рис. 3.16).

Якщо розглядати відносні СКВ параметрів, тобто їх коефіцієнти варіації, то розкид значень зносу більший, ніж волатильності, хоча стабілізація значень при зростанні статистичної вибірки подібна (рис. 3.14-3.16). Помітно також, що при об'єднанні групи споживачів розкид параметрів очікувано зменшується.

Розподіл імовірності параметрів волатильності процесу можна вважати гаусовим: для розглянутих прикладів він відповідає критерію нормальності по показнику симетрії, дещо відхиляючись по величині ексцесу (тобто відхилення щільніше концентруються навколо середнього).

Малі значення параметру зносу відображають факт повільної зміни поточних значень відносно тренду. Розподіл випадкових значень β та σ аналогічний тому, що спостерігався для населених пунктів, а саме: несиметричний розподіл зносу та нормальний – волатильності. Розподіл β у всіх досліджених випадках далекий від нормального; натомість він досить вдало описується розподілом Вейбула. Так, якщо для окремого н.п. розподіл ще

має ознаки нормальності (рис. 3.20), то для більшої групи споживачів розподіл Вейбула виглядає очевидно відповіднішим (рис. 3.21-3.22)

За результатами даного розділу можна зробити наступні висновки:

- статистичні дані щодо рівнів споживання електричної енергії та певних метеорологічних факторів дозволяють зробити висновки щодо стохастичної природи цих процесів. Зокрема, з графіків навантажень можна виокремити як характерні для всіх споживачів параметри, так і випадкові складові, які мають ознаки слабкої залежності або повністю некорельовані;

- в окремі проміжки часу процес споживання енергії може бути представлений як стаціонарний після виділення систематичних складових (лінійної та періодичної декомпозиції), що дозволяє говорити про принаймні посезонну стаціонарність процесів споживання електроенергії;

- порівняння фактичних даних, отриманих за результатами аналізу, і випадкових реалізацій імітаційної моделі за методом Монте-Карло, свідчить про адекватність запропонованої математичної моделі і дає можливість оцінити реальну невизначеність процесу балансування енергосистеми.

Отримані результати, що наведені в третьому розділі були опубліковані в роботах [2], [177], [183] - [185].

4. ПОБУДОВА КРИТЕРІЇВ ТА СИСТЕМИ ОБМЕЖЕНЬ, ЩО ВИЗНАЧАЮТЬ ЕНЕРГЕТИЧНУ ЕФЕКТИВНІСТЬ ЗАСТОСУВАННЯ КОМБІНОВАНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ

4.1 Постановка задачі оптимізації для в електротехнічних систем з комбінованою генерацією

Під енергетичною ефективністю у відновлюваній енергетиці мається на увазі максимально повне використання встановленої потужності. Тому оптимізація потужностей ВЕС-СЕС якраз і ставить за мету зростання частки відновлюваної енергії і відповідно підвищує енергетичну ефективність електротехнічних систем з комбінованою генерацією на базі ВДЕ.

В залежності від кількості цільових функцій задачі оптимізації можуть бути одно- та багатокритеріальні. Здебільшого розглядають два типи показників (індексів) – ті, що використовуються для кількісної оцінки надійності системи, такі як імовірність втрати навантаження або очікуваної енергії, або такі, які використовуються для визначення економічної доцільності проектування, наприклад вартість життєвого циклу в річному обчисленні або приведена вартість електроенергії. Як правило, мінімізація собівартості енергії (або вартості самої енергосистеми) залишається основною умовою, в усякому разі економічним критерієм оптимізації є зниження сумарних затрат на електричну енергію. В результаті задача зводиться до оптимізації розміру, тобто визначення оптимальної кількості окремих елементів (генеруючих модулів), тому може вважатися цілочисельною (дискретною), оскільки на хоча б одну змінну накладена умова цілочисельності. В якості додаткових критеріїв можуть виступати умови гарантованого (як правило, з заданою надійністю) забезпечення потреб споживача, тобто мінімізації імовірної втрати навантаження, чи мінімізації непродуктивних втрат енергії, чи забезпечення заданої якості електроенергії (оптимізації профілю напруг). Якщо до складу енергосистеми входять також традиційні джерела енергії, метою оптимізації

може бути максимальне їх заміщення відновлюваними джерелами, чи мінімізація шкідливих викидів. Статистичний підхід передбачає визначення параметрів розподілу часового ряду як випадкової величини, надалі оперуючи ними для розрахунку індексів оптимізації. Можливий також шлях імітаційного моделювання випадкових процесів на підставі тих же статистичних параметрів, з подальшим застосуванням методів типу Монте-Карло. Цей спосіб є більш узагальненим, оскільки оперує не лише частковим випадком, щодо якого є початкові дані, а й допускає всі можливі комбінації даних.

Визначимося до якого типу задач відносяться відомі проблеми побудови гібридних (тобто комбінованих з різними типами ВДЕ) енергосистем.

Мінімізація імовірності втрати живлення *LPSP* – це задача лінійного програмування, при цьому номінальні потужності елементів мають дискретну природу, а поточні – випадкову. Якщо відомий тип елементів і оптимізується їх кількість, то це цілочислове програмування. В якості обмежень у вигляді нерівності може виступати максимальна потужність споживання, а рівняння стану – це енергетичні характеристики елементів (криві потужності, характеристика зарядки/розрядки батареї). Початкові умови можна обирати виходячи з критерію циклічної інваріантності стану зарядки батареї.

Індекс імовірної втрати навантаження *LOLP* відноситься до такої ж категорії, але має недетерміновану (стохастичну) складову, а саме імовірність перевищення потужності споживання над генерованою. Ймовірна втрачена енергія *LOEE* має схожий зміст. Мінімізація частки надлишкової енергії *EXC* – це теж задача лінійного програмування, детермінована при відомому навантаженні, та стохастична при його ймовірнісному моделюванні. У випадку складної форми залежностей, що допускають розгалуження розвитку подій, часовий період T може бути розбитий на інтервали, кожний з яких розглядається окремо. Це стосується, наприклад, систем з акумулюванням енергії – коли акумулятор повністю заряджений або розряджений до критичного рівня, робота системи змінюється і може бути описана різними моделями, а задача оптимізації в цілому стає динамічною моделлю. Можна

розбити часовий інтервал на частини тривалістю Δt та здійснити апроксимацію функцій їх усередненими значеннями на проміжках поділу, та виконувати покрокову процедуру динамічного програмування.

Отже, при оптимізації кількості генеруючих об'єктів (модулів) цільова функція є детермінованою, а обмеження носять стохастичний характер внаслідок фізичної природи енергоносія. Додаткові критерії оптимізації також мають стохастичну природу з цієї причини, і можуть стосуватися обсягів втраченої чи недопоставленої енергії (M-P критерій), допустимих відхилень напруги (D-модель), тощо.

При роботі перетворювачів енергії (інверторів) та регулюючих пристроїв відбувається оптимальне регулювання його параметрів (MPP-пошук на фотомодулях, пітч-контроль ВЕУ, тощо). Пошук оптимального налаштування системи регулювання – варіаційна задача, в якій потужності генерування розглядаються як функції природних умов (екзогенних параметрів, таких як швидкість вітру, сонячна радіація). Введення додаткових умов, тобто регулювання потужності залежно від стану енергосистеми (ендогенних умов) – задача оптимального управління. Так, якщо позначити через $y(t) = \{y_1(t), y_2(t), \dots, y_n(t)\}$ простір вихідних сигналів, тобто потужностей генеруючих елементів, та ввести простір керуючих впливів $a(t) = \{a_1(t), a_2(t), \dots, a_n(t)\}$, то вихідні величини можна шукати у вигляді [186]:

$$y_i(t) = f_i[x_i(t), m_i]a_i(t),$$

де f_i – функція перетворення енергії джерела в електричну енергію, вироблену i -тим елементом системи (енергетична характеристика, або крива потужності);

m_i – конструктивні параметри i -го елемента;

$a_i(t)$ – параметр системи управління активністю входу i -го елемента.

Простір вхідних сигналів $x(t) = \{x_1(t), x_2(t), \dots, x_n(t)\}$ характеризує особливості енергоносія; при невизначеному характері його надходження, як у

випадку вітрової чи сонячної енергії, його інтегральною характеристикою є функція розподілу імовірності енергоносія.

Як відображено в [159] особливістю математичного моделювання енергосистеми на базі відновлюваних джерел важливим є врахування таких параметрів, як максимальні, середні та мінімальні досяжні значення потужності, характер розподілу випадкових значень, тобто імовірність певних режимів, а також імовірні темп та амплітуда коливань поточних значень в режимі реального часу. При оптимізації потужностей енергосистеми першочерговим є визначення довготривалих показників, зокрема середніх значень (або математичних сподівань). При цьому змінну складову системи «вітер-сонце» можна представити осередненими показниками, а саме коефіцієнтами використання встановленої потужності.

Представимо баланс потужності в автономній електроенергетичній системі у вигляді

$$P_{\Delta}(t) = P_{Ren}(t) + P_{Ak}(t) - P_L(t), \quad (4.1)$$

де $P_{Ren} = P_W + P_{PV}$ – потужність відновлюваних джерел енергії (вітру та сонця), що мають випадкову природу;

P_{Ak} – потужність (стан зарядки) акумуляторної батареї;

P_L – потужність навантаження (споживання);

$P_W^0, P_{PV}^0, P_{Ak}^0$ – номінальні потужності.

Зазначені потужності є функціями часу.

Критерій оптимізації, або цільова функція, виходячи з найбільш уживаних вимог до комплексних енергосистем на базі ВДЕ, може мати наступні формулювання (див. розділ 1).

1) Сумарна генерована енергія практично рівна спожитій, тобто мінімізується математичне очікування небалансу: $M(P_{\Delta}) \rightarrow \min$ або $M(P_{\Delta}) = 0$ (М-модель).

2) Значення небалансу потужності мають бути якомога меншими:
 $D(P_d) \rightarrow \min$.

3) Передбачено резервне джерело (наприклад, дизель-генератор чи міні-ГЕС) з заданим режимом роботи: $P_d = f_D(t)$ (А-модель).

4) Обмеження по надлишку енергії, тобто по втратах генерування:
 $\min(\max P_d)$, або

5) обмеження по дефіциту енергії, тобто по втратах споживання:
 $\max(\min P_d)$ (ММ-моделі).

6) Мінімізація вартості обладнання (детермінований критерій):

$$C_W \cdot P_W^0 + C_{PV} \cdot P_{PV}^0 + C_{AK} \cdot P_{AK}^0 \rightarrow \min, \quad (4.2)$$

де C_x – питома вартість відповідного обладнання.

Якщо критерієм є собівартість електроенергії, то цільова функція має вигляд:[187]

$$f(T) = \int_0^T \sum_i^N c_i y_i(t) dt \rightarrow \min, \quad (4.3)$$

де c_i – питома вартість одиниці електричної енергії від i -го генеруючого елемента (чи групи елементів) певного типу;

$y_i(t)$ – кількість одиниць електричної енергії, отриманої від i -го елемента;

N – кількість елементів;

T – час експлуатації.

Для оцінки інвестиційної привабливості важлива сукупна вартість проекту за весь термін експлуатації; для цього визначають так звану «чисту теперішню вартість» з застосуванням дисконтування капіталу. Генеруюча складова може містити вітрові, сонячні установки, акумулююче обладнання тощо, для яких властиві різні терміни амортизації та рівень експлуатаційних витрат, що важливо враховувати при оптимізації, проте для розрахунку

собівартості можна запровадити приведені показники. Адже вироблена електроенергія, як правило, пропорційна номінальній потужності генеруючого обладнання; зазвичай приймається, що вартість обладнання також пропорційна його потужності.

Фізичні обмеження у вигляді рівнянь стану мають вигляд енергетичних характеристик для відповідних джерел, і є детермінованими функціями випадкових величин:

$$P_W = P_W(v),$$

де $v(t)$ – поточна швидкість вітру (м/с);

$$P_{PV} = P_{PV}(\rho),$$

де $\rho(t)$ – поточна сонячна радіація (Вт/м²).

Для акумуляторної батареї фізичні обмеження детерміновані:

– $P_{Ak}^{min} \leq P_{Ak}(t) \leq P_{Ak}^{max}$ – обмеження заряду/розрядки акумулятора;

– крім того, $P_{Ak}(t+1) - P_{Ak}(t) \leq P'_{Ak}$ – обмеження по швидкості процесу заряду/розрядки.

Традиційна модель потужності СЕС (чи фотомодуля) описується формулою:

$$P_{PV} = \eta_{PV} \cdot A_{PV} \cdot G_t \quad (4.4)$$

де A_{PV} – площа фотопанелей (м²);

G_t – сонячна радіація (Вт/м²);

η_{PV} – коефіцієнт ефективності, залежний від температури модуля та повітря.

Модель ВЕС (чи вітроустановки) задається кривою потужності $P_W(V)$, при цьому швидкість вітру V (м/с) перераховується на висоту осі ротора. Як правило, використовується залежність виду:

$$P_w(V) = \begin{cases} P(V), & V \in (V_0, V_m) \\ 0, & V \notin (V_0, V_m) \end{cases} \quad (4.5)$$

Вироблена електроенергія визначається формулою:

$$E = T \int_0^{\infty} P(x) f_x(x) dx, \quad (4.6)$$

де T – загальний час роботи;

$P(x)$ – потужність як функція координати x ;

$f_x(x)$ – диференційна функція імовірності розподілу змінної x (для вітроустановок це швидкість вітру, для фотомодулів – сонячна радіація).

Що стосується функції імовірності розподілу енергоносія, то для вітру зазвичай приймається розподіл Вейбула, для сонячної радіації – бета-розподіл.

Для акумуляторних батарей важливим є послідовність величин генерованої та споживаної енергії, тобто потужність як функція часу.

Рівень заряду батареї акумуляторів в момент часу t , за умови перевищення генерованої потужності над споживаною, а рівня зарядженості нижче максимального, визначається рівністю

$$C_{bat}(t) = C_{bat}(t-1)(1-\sigma) + \left(E_{PV}(t) + E_w(t) - \frac{E_L(t)}{\eta_{inv}} \right) \eta_b, \quad (4.7)$$

де η_{inv} – коефіцієнт ефективності інвертора;

η_b – коефіцієнт ефективності батареї.

Тут $C_{bat}(t-1)$ – рівень зарядки батареї акумуляторів в попередній момент часу (часовий крок вважається рівним 1 у.о. або Δt); $E_{PV}(t)$ – енергія, вироблена фотомодулем за цей часовий крок; аналогічно $E_w(t)$ та $E_L(t)$ – енергія вітроустановки та спожита навантаженням відповідно. При розрахунку вважається

$$E(t)=P(t) \cdot \Delta t,$$

де $P(t)$ – середня потужність на часовому інтервалі $(t-1, t)$.

При розряджанні батареї:

$$C_{bat}(t) = C_{bat}(t-1)(1 - \sigma) - \left(\frac{E_L(t)}{\eta_{inv}} - [E_{PV}(t) + E_W(t)] \right), \quad (4.8)$$

при цьому виконується умова: $C_{bat\min} \leq C_{bat}(t) \leq C_{bat\max}$. Тут σ – показник, що характеризує саморозрядку батареї. На практиці показник саморозрядки досить малий, і для малих часових проміжків (до 1 год.) можна вважати $\sigma \approx 0$.

Рівень споживання може бути довільним, як правило це деяка детермінована (традиційна) функція часу плюс випадкові флуктуації, що мають розподіл імовірності, близький до нормального.

Аналітичне визначення функцій розподілу випадкових величин дозволяє безпосередньо розрахувати шукані індекси, однак завдання таких функцій також потребує попереднього вивчення статистичних даних, що стосуються досліджуваного об'єкта (енергосистеми), та прийняття деяких гіпотез щодо характеру розподілу [188]. Однак такий підхід дозволяє узагальнити наявні дані, спростити розрахунки для великої кількості можливих комбінацій об'єктів енергетики.

Вироблена чи спожита електроенергія може бути розрахована залежно від способу опису потужності. При відомій аналітичній чи експериментальній залежності від часу формула для визначення енергії:

$$E(T) = \int_0^T P(t) dt, \text{ або } E(T) = \Delta t \cdot \sum_{i=1}^N P_i, \quad T = \Delta t \cdot N. \quad (4.9)$$

Якщо відома функція $f_x(x)$ щільності розподілу змінної x , яка описує наявність енергоносія (швидкість вітру чи сонячну радіацію), то математичне очікування генерованої енергії може бути розраховане за формулою (5.16), де енергетичні характеристики $P(x)$ визначаються залежностями (5.14), (5.15). Таким чином можна визначити всю генеровану за час T енергію, або потребу споживача. Однак визначення індексів надійності енергозабезпечення потребує синхронного співставлення генерації та споживання для визначення поточних надлишків чи недостатності енергії.

Якщо незалежною змінною вважати поточне значення потужності, то при відомій функції розподілу власне потужності $f_P(p)$ енергія визначатиметься формулою:

$$E(T) = T \int_0^{\infty} p \cdot f_P(p) dp, \quad (4.10)$$

де інтеграл визначає середню на інтервалі T потужність (математичне сподівання потужності).

Якщо споживання відбувається, коли генерована потужність знаходиться в певних межах, наприклад $P_1 < P_L(t) < P_2$ [134], то використання генерованої енергії можна описати наступним чином:

$$E_0 = T \int_{P_1}^{P_2} p \cdot f_P(p) dp, \quad E_1 = T \int_{P_2}^{\infty} p \cdot f_P(p) dp, \quad E_2 = T \int_0^{P_1} (P_1 - p) \cdot f_P(p) dp, \quad (4.11)$$

де E_0 – енергія, що безпосередньо використовується обладнанням,

E_1 – надлишкова енергія, що може бути акумульована,

E_2 – це дефіцит енергії, який має бути компенсований за рахунок акумульованого раніше.

Зазначені величини залежать лише від функції розподілу, і дозволяють сформулювати певні вимоги щодо ємності акумуляторної батареї.

У випадку, коли споживана потужність жорстко визначена як функція часу, доцільно розглядати величину небалансу потужності: $P_{\Delta}(t) = P_G(t) - P_L(t)$.

Тут потужність споживання враховує ефективність перетворювача:

$$P_L(t) = \frac{P_{load}(t)}{\eta_{inv}}. \text{ Знаючи розподіл небалансу } P_{\Delta}(t_i) \text{ як випадкової величини (або}$$

його імовірнісних характеристик як випадкового процесу), можна певним чином виразити шукані показники: ємність акумуляторів, імовірну втрату навантаження чи енергії. Зокрема, баланс енергії за час T буде рівний різниці генерованої та спожитої енергії:

$$E_{\Delta}(T) = \int_0^T P_{\Delta}(t) dt = E_G(T) - E_{load}(T) \quad (4.12)$$

Хоча зі знаку (4.20) зрозуміло, чи достатнім в цілому є рівень генерації, реальний обсяг невикористаної енергії та втраченого навантаження залежить від особливостей появи та розподілу небалансу потужності. Нехай $\max P_{\Delta}$ та $\min P_{\Delta}$ позначають відповідно максимальне та мінімальне значення небалансу потужності на даному часовому горизонті. Якщо відома щільність розподілу небалансу потужності $f_{\Delta P}(p) = F'_{\Delta P}(p)$, то для частки надлишкової чи, точніше, невикористаної енергії можна модифікувати оцінку (1.8):

$$WE(T) = T \int_0^{\max P_{\Delta}} p \cdot f_{\Delta P}(p) dp, \quad (4.13)$$

а імовірність появи надлишкової потужності (1.9) матиме вигляд:

$$EXC = \int_0^{\max P_{\Delta}} f_{\Delta P}(p) dp = 1 - F_{\Delta P}(0). \quad (4.14)$$

Для недостатньої енергії (1.6), тобто втрати навантаження, аналогічно:

$$LPS(T) = T \int_{\min P_{\Delta}}^0 p \cdot f_{\Delta P}(p) dp, \quad LOLP = \int_{\min P_{\Delta}}^0 f_{\Delta P}(p) dp = F_{\Delta P}(0). \quad (4.15)$$

В загальному випадку за історичними записами (часовим рядом) процесів генерованої та спожитої потужностей можна визначити їх парціальні статистичні числові характеристики – моменти, закони розподілу, які відображають їх характерну поведінку. Ці показники є стабільними у випадку стаціонарності процесів генерації й споживання. Натомість сумарні значення (баланс потужності) суттєво залежать від початкових умов та послідовності випадкових значень зазначених процесів. Функція щільності розподілу процесу балансування (або небалансу потужності) може бути визначена статистичною обробкою історичних даних і носити випадковий характер, притаманний даній випадковій вибірці, або визначена аналітично за умов стаціонарності та незалежності процесів:

$$f_{G-L}(p) = f_{\Delta P}(p) = \int_{-\infty}^{\infty} f_{PG}(x) \cdot f_{PL}(p-x) dx = \int_{-\infty}^{\infty} f_{PG}(p-x) \cdot f_{PL}(x) dx, \quad (4.16)$$

де f_{PG} та f_{PL} – відповідно функції щільності розподілу потужностей генерування та навантаження (споживання);

x – незалежний аргумент інтегрування з розмірністю потужності.

При неперервній зміні потужностей генерації та споживання їх точне співпадіння (нульовий баланс) вважається точковою подією з нульовою імовірністю. Наявність буферної потужності (акумулятора) може забезпечувати нульовий баланс з певною імовірністю, а функція розподілу відхилень потужності від потреб матиме помітний пік в нульовій точці.

У виразах для імовірності (4.13), (4.15) часовий інтервал T формально не входить до правих частин; тут мається на увазі, що розподіл імовірності справедливий для цього часового горизонту, тобто для множини можливих реалізацій випадкового процесу певної тривалості. Для стаціонарних процесів довжина інтервалу може бути довільною. Як правило, для отримання стаціонарності з реального процесу енергетичного балансування потрібно виділити суто стохастичну складову, для чого окремо визначити систематичні складові генерації та споживання – сезонну залежність, середній добовий хід, тощо [189].

Як відмічено в [74] в термінах оптимізації гібридної енергосистеми задача мінімізації собівартості електроенергії, наприклад, відноситься до M -моделі. Інші варіанти M -задачі – забезпечення певної кількості енергії, якщо режим її надходження несуттєвий. Якщо ж задоволення попиту важливе в кожен момент часу, ставиться задача пошуку мінімальної по вартості конфігурації енергосистеми, що задовольняла б попит, тобто при обмеженні виду:

$$\sum_i^N p_i(t) + SOC(t) \geq p_L(t), \quad (4.17)$$

де N – кількість;

p_i – потужність генеруючих модулів (вітроустановок, фотопанелей);

SOC – стан зарядки акумуляторної батареї;

p_L – потужність навантаження.

У вигляді M -задачі може формулюватися і потреба в мінімізації втрат споживання ($LPSP$ -критерій) чи втрат енергії (EXC -критерій) при фіксованих обмеженнях. Однак слід враховувати, що у випадку гібридних енергосистем на основі ВДЕ втрати енергії чи споживання спричинені розкидом значень потужності відносно очікуваних значень, тому таку задачу краще формулювати

в термінах D -моделі. D -задача матиме вигляд: при заданому σ_x потрібно знайти таке x_c , яке забезпечує мінімальне значення σ_f .

Можливий варіант, коли мінімальне значення дисперсії досягається надто великою ціною, тоді є сенс говорити про імовірність втрат не вище певного рівня. Це призводить до P -задачі: при заданому σ_x потрібно знайти таке x_c , при якому імовірність $P(f_{min} \leq f(x_c) \leq f_{max})$ досягає максимуму. Значення f_{min} та f_{max} відповідають бажаному діапазону потужностей.

Варіантом P -задачі є забезпечення нормативної частоти струму. Тут є обмеження імовірнісні і абсолютні. В свою чергу коливання частоти пов'язані з небалансом потужності, тому відповідні умови можуть бути перераховані в терміни потужності стосовно досліджуваної енергосистеми. Умови P -задачі частіше можуть фігурувати в якості обмеження, оскільки основною цільовою функцією все ж виступають вартісні показники.

Слід зазначити, що часто в задачах стохастичної оптимізації необхідно спостерігати за змінами математичного очікування і дисперсії одночасно, не допускати перевищення ними заданих значень або допускаючи це перевищення з певною імовірністю [190]. Для вирішення цієї проблеми розглядаються моделі зі змішаними умовами (двокритеріальні та багатокритеріальні задачі) [191], що потребуватиме встановлення ієрархії критеріїв в термінах Парето-оптимальності.

Орієнтування на максимальні відхилення балансу енергії при виборі акумуляторних батарей може призвести до економічно невиправданої їх ємності. При оптимізації за критерієм математичного сподівання доцільно виходити з середнього рівня можливого накопичення, а для P -критерію визначити допустиму імовірність небалансу (надміру чи нестачі потужності). [192] Таким чином, коректне формування вимог до гібридної енергосистеми та вдале формулювання оптимізаційної задачі дозволять забезпечити як економічну привабливість, так і задовільні умови щодо надійності енергозабезпечення споживачів. [192]

Врахування поточного небалансу потужностей вимагає моделювання режимів генерування та споживання енергії як неперервного процесу. Тоді елементарною подією ω (1.13)–(1.18) для задач з обмеженнями по надлишку чи дефіциту потужності має вважатися осереднена в межах досить короткого інтервалу часу $\Delta t = t_{i+1} - t_i$ поточна потужність відповідного джерела чи суми потужностей P_x^i . При використанні методів типу Монте-Карло елементарною подією може бути реалізація випадкового процесу певної скінченної тривалості, наприклад добова складова флуктуацій як випадкова функція часу [193]. Такий підхід можливий в задачах на оптимізацію інтегральних показників, наприклад, вартості чи собівартості. Однак навіть в таких задачах, якщо мова йде про акумулювання енергії чи про комбінування різнотипних джерел енергії, де важливою є послідовність в часі певних значень, бажано розглядати мінімально можливі інтервали часу [185]. На практиці їх тривалість визначається інтервалом вимірювання фактичних значень, що використовуються для статистичної обробки та подальшого математичного моделювання.

4.2 Приклади розрахунку оптимальної структури електротехнічних систем з комбінованою генерацією

Для використання критеріїв, що визначаються формулами (4.13)–(4.15), потрібно оцінити поведінку випадкового процесу, який описує баланс (чи небаланс) генерованої та споживаної потужності:

$$P_{\Delta}(t) = P_G(t) - P_L(t), \quad (4.18)$$

Тут прийнято $P_G = P_R + P_K$,

де $P_R = P_W + P_{PV}$ – потужність відновлюваних джерел енергії, що мають випадкову природу (вітру P_W та сонця P_{PV});

P_K – контрольована потужність (традиційні джерела енергії).

Для моделювання ВДЕ пропонується представлення миттєвої потужності у вигляді осередненого значення $\omega(t)$ для заданого сезону (трендової кривої), середньодобового значення як випадкової величини та поточних короткотермінових змін $U(t)$, що стосуються відхилень від середньої потужності як випадкового процесу. Отже, функція миттєвої потужності в загальному випадку матиме вигляд [189]:

$$P_i(t) = \omega_i(t) + \sigma_i \varepsilon + U_i(t), \quad (4.19)$$

де σ_i – стандартне відхилення середньодобових значень для i -го учасника, ε – стандартна нормально розподілена випадкова величина.

Таке представлення показує добру збіжність з фактичним характером генерації вітроелектричних станцій. Схоже представлення пропонується для фотоелектричних установок [3], [135], хоча як варіант для моделювання випадкового процесу можна використати рівномірно розподілені випадкові величини.

Як показано в [193], аналогічним чином описується поведінка споживаної потужності для широкого кола споживачів, тут нормальний розподіл флуктуацій добре підтверджується наявною статистикою. Однак звичайний режим надходження вітрової та сонячної енергії погано узгоджується зі традиційними потребами в електроенергії, тому для розрахунку критеріїв адекватності енергосистеми потрібно прийняти певні припущення щодо режиму споживання. Природно прийняти, що система містить контрольовані джерела енергії (електромережу, дизель-генератори, малі ГЕС, тощо), плановий графік роботи яких відповідає середньому рівню споживання та додаткової генерації ВДЕ. Це дозволить оцінити вплив стохастичної складової, яка є головним проблемним фактором для вітрової та сонячної енергетики. Отже, приймаємо:

$$P_K(t) = \omega_L(t) - \omega_R(t), \quad P_\Delta(t) = \sigma_W \varepsilon_1 + \sigma_{PV} \varepsilon_2 - \sigma_L \varepsilon_3 + U_W(t) + U_{PV}(t) - U_L(t), \quad (4.20)$$

де за означенням математичне сподівання небалансу рівне нулю: $M[P_\Delta(t)] = 0$;

ε_i – незалежні стандартні випадкові величини.

В силу припущення про нормальність розподілу випадкових флуктуацій результуючий небаланс також матиме нормальний розподіл. Навіть при деякому відхиленні від нормального (що стосується сонця та вітру) сума незалежних чи слабо залежних випадкових величин прямуватиме до нормального розподілу в силу центральної граничної теореми. Отже, для опису функції розподілу імовірності небалансу за прийнятих припущень досить вирахувати величину дисперсії, яка визначається як сума дисперсій складових. Знак окремих складових гратиме роль лише при наявності статистично значимої кореляції між ними; в даному випадку для послідовності синхронних випадкових флуктуацій споживання та генерації така кореляція відсутня [185]. Отже, для формул (5.31)-(5.33) можна вважати:

$$f_{\Delta P}(p) = F'_{\Delta P}(p) = \frac{1}{\sigma_\Delta \sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{p^2}{2\sigma_\Delta^2}\right), \quad \sigma_\Delta = \sqrt{\sum_i \sigma_i^2}, \quad (4.21)$$

де складові дисперсії (середньоквадратичних відхилень) стосуватимуться досліджуваного часового періоду: при моделюванні місячних характеристик враховуються дисперсії всього місячного масиву даних, а для окремих добових реалізацій враховуємо лише дисперсії випадкових флуктуацій $U_i(t)$. Останнє справедливо за наявності надійного прогнозування, здатного передбачити хоча б середні добові показники погодних умов (вітру, хмарності, температури).

Порівняємо різні підходи до моделювання балансу потужності з фактичними даними щодо швидкості вітру, сонячної радіації та споживання електроенергії. Обрано дані 2016 року по Запорізькій області, місяці січень та липень. В якості споживачів розглянуто окремий населений пункт у Запорізькій обл. (одну точку підключення, с.Мордвинівка, Т1), групу населених пунктів

(чотири точки підключення Т1-Т4), та Дніпровську енергосистему (ДнЕС) в цілому; початкові дані частково відображено в роботах [185], [193].

За умов симетрії та нульового середнього значення ряду індексів (4.21)-(4.23) є очевидними – поява надлишкової потужності чи недостатньої енергії мають рівну імовірність:

$$EXC = 1 - F_{\Delta P}(0) = 0,5; \quad LOLP = F_{\Delta P}(0) = 0,5. \quad (4.22)$$

Натомість розмірні показники типу WE та LPS потребують розрахунку, при тому що функція щільності розподілу $f_{\Delta P}(p)$ залежатиме від одного параметра, а саме дисперсії небалансу. Тоді після інтегрування для розподілу Гауса можна отримати:

$$WE(T) = |LSP(T)| = \sigma_{\Delta} T / \sqrt{2\pi} \approx 0,4\sigma_{\Delta} T. \quad (4.23)$$

Тут результати для WE та LPS співпадають в силу симетрії розподілу імовірності.

Порівняння фактичного (за результатами вимірювань) та розрахованого за щільністю розподілу підтверджує справедливість нормального розподілу. Значення розмірних індексів наведено в таблицях 4.1-4.2.

Таблиця 4.1 - Індокси адекватності для Т1 з урахуванням прогнозу за добу

Місяць	Середня потужність, кВт	Стан прогнозу	WE, LPS (T=24 год.), кВт-год				
			W=0, S=0	W=200, S=200	W=200, S=0	W=0, S=200	W=100, S=100
січень	1070	прогноз	340	620	610	370	440
		без прогн.	865	1050	1045	895	910
липень	680	прогноз	345	585	550	400	430
		без прогн.	640	865	840	675	710

За одиницю часу прийнято 0,5 год. (часовий інтервал вимірювань), використано дані за січень та липень, розглянуто варіанти з прогнозуванням погоди за добу та без такого прогнозу. Крім мінливої потужності власне споживачів, враховано умовні потужності ВЕС (W) та СЕС (S) за синхронними фактичними даними про погодні фактори.

Порівняння величин індексів, розрахованих за параметрами розкиду та безпосередньо підрахованих з фактичних вимірів, вказують на збіжність з точністю на рівні $\pm 2\%$, причому відмінності не носять систематичного характеру.

Таблиця 4.2 - Індокси адекватності для суми T1-T4 з урахуванням прогнозу за добу

Місяць	Середня потужність, кВт	Стан прогнозу	WE, LPS (T=24 год.), кВт-год					
			W=0, S=0	W=400, S=400	W=400, S=0	W=0, S=400	W=200, S=200	W=100, S=100
січень	5030	прогноз	1670	1970	2005	1630	1765	1700
		без прогн.	3455	3630	3658	3460	3505	3465
липень	3930	прогноз	1840	2110	2075	1880	1935	1875
		без прогн.	2825	3090	3060	2860	2910	2855

Як видно з таблиць 4.1-4.2, прогнозування середньодобової потужності дозволяє істотно (у півтора-два рази) зменшити обсяги невикористаної енергії. Зі зростанням частки ВДЕ кількість надлишкової чи недостатньої енергії очікувано зростає, однак це зростання відмінне від лінійного. Так, малі відносні потужності ВДЕ практично не впливають на загальну варіативність, їх роль стає помітною при рівнях впровадження понад 20% загальної потужності. При цьому за відсутності прогнозу загальний рівень невизначеності помітно зростає (приблизно в півтора рази), однак додана за рахунок ВДЕ частка варіативності при цьому майже не змінюється в абсолютних показниках, оскільки зменшується її відносний вклад у коливання потужності. Незначним є

також вклад сонячної енергії у загальну невизначеність порівняно з впливом вітрової енергії; тут слід зазначити, що при однакових номінальних потужностях ВЕС та СЕС коефіцієнт використання потужності СЕС приблизно втричі менший. В деяких випадках, зокрема у січні для групи споживачів (див. табл. 4.2), коли частка СЕС була незначною, її наявність навіть дещо знижувала загальний небаланс.

Істотним висновком з наведених результатів є відповідність результатів безпосереднього підрахунку та використання інтегральних формул. Однак ці результати відображають осереднені показники добових рівнів небалансу потужності. Наскільки прийнятним буде застосування функцій щільності розподілу при визначенні імовірних рівнів небалансу, або довірчих інтервалів? Так, імовірність того, що небаланс перевищує рівень p_1 (кВт), визначається формулою:

$$EXC = \int_{p_1}^{\infty} f_{\Delta P}(p) dp = 1 - F_{\Delta P}(p_1) = 1 - \Phi\left(\frac{p_1}{\sigma_{\Delta}}\right). \quad (4.24)$$

Обернена задача дозволяє знайти максимальну потужність небалансу при заданій довірчій імовірності.

Порівняємо розраховані за інтегральними формулами та виміряні (тобто гіпотетичні при певних потужностях ВЕС та СЕС) імовірності для кількох використаних раніше варіантів енергокомплексів.

Розглянемо для прикладу споживання Т1 у січні, довірчу імовірність 0,8 (тобто перший та останній децилі) та рівень небалансу понад 8% від середньої потужності. В таблиці 4.3 наведено дані при врахуванні добового прогнозування, в таблиці 4.4 – без прогнозу (точніше, за багаторічними місячними даними). Тут 80 кВт відповідає квантилю для максимальних потужностей ВДЕ, без ВДЕ – 65 кВт. Оцінювання небалансу по модулю означатиме симетричні рівні надлишкової та недостатньої енергії (в даному випадку $EXC=|LOLP|=0,1$).

В таблицях 4.3а-б наведено результати лише часткового прогнозування; видно, що при даних співвідношеннях потужностей прогноз споживання справляє помітніший ефект на зниження небалансів.

Таблиця 4.3 - Імовірність граничних значень небалансу потужності для споживача Т1 (кВт), прогноз результуючого балансу

Критерій	Спосіб визначення	W=0, S=0	W=200, S=200	W=200, S=0	W=0, S=200	W=100, S=100
σ_{Δ} , кВт	виміри	35,3	64,4	63,3	38,7	45,8
Імовірність 0,8 (кВт)	розрахунок	45	86	81	55	60
	виміри	45	85	83	56	62
$ P_{\Delta} > 80$ кВт (імовірність)	розрахунок	0,012	0,116	0,104	0,030	0,044
	виміри	0,011	0,117	0,109	0,024	0,042

Таблиця 4.3а - Імовірність граничних значень небалансу споживача Т1, прогноз лише ВДЕ

Критерій	Спосіб визначення	W=0, S=0	W=200, S=200	W=200, S=0	W=0, S=200	W=100, S=100
σ_{Δ} , кВт	виміри	90,0	104,9	104,3	91,4	94,6
Імовірність 0,8 (кВт)	розрахунок	115	134	133	117	121
$ P_{\Delta} > 80$ кВт (імовірність)	розрахунок	0,187	0,223	0,222	0,191	0,200

Таблиця 4.3б - Імовірність граничних значень небалансу споживача Т1, прогноз лише споживання

Критерій	Спосіб визначення	W=0, S=0	W=200, S=200	W=200, S=0	W=0, S=200	W=100, S=100
σ_{Δ} , кВт	виміри	35,3	77,4	78,5	40,2	50,6
Імовірність 0,8 (кВт)	розрахунок	45,2	99,072	100,5	51,46	64,8
$ P_{\Delta} > 80$ кВт (імовірність)	розрахунок	0,012	0,151	0,154	0,023	0,057

Таблиця 4.4 - Імовірність граничних значень небалансу потужності споживача T1, без поточного прогнозу

Критерій	Спосіб визначення	W=0, S=0	W=200, S=200	W=200, S=0	W=0, S=200	W=100, S=100
σ_{Δ} , кВт	Виміри	90,0	109,2	109,0	93,0	94,6
Імовірність 0,8 (кВт)	розрахунок	115	141	139	119	121
	Виміри	123	143	144	126	125
$ P_{\Delta} > 80$ кВт (імовірність)	розрахунок	0,187	0,234	0,231	0,195	0,199
	Виміри	0,200	0,242	0,237	0,203	0,210

Порівняння розрахованих та замірених значень свідчить про задовільну точність представлення розподілу як нормального. Помітно, що передбачення середньодобової потужності дозволяє істотно знизити імовірність перевищення заданих рівнів небалансу, тим самим скоротивши потребу у додаткових компенсуючих потужностях (резервних чи акумулюючих).

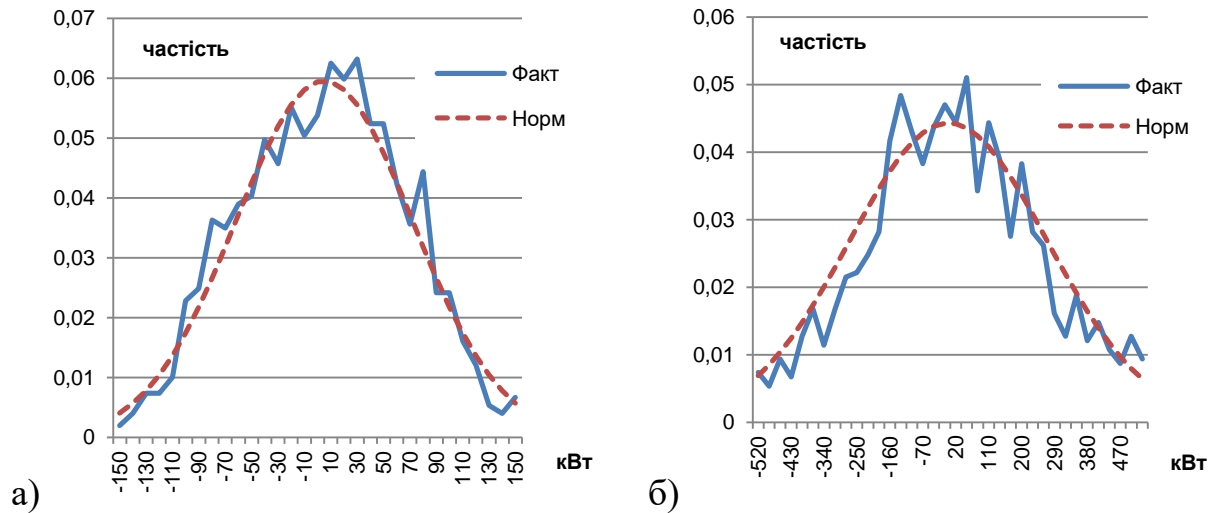
Аналогічно розглянемо непрогнозоване споживання T1-T4 у липні (табл. 4.4). В якості вимірених дано середні значення додатного та від'ємного значень небалансу потужності, оскільки влітку спостерігалася певна асиметрія, а також відхилення від нормального розподілу за параметром ексцесу (рис. 4.1б).

Таблиця 4.5 - Можливості досягнення граничних значень небалансу для групи T1-T4, липень

Критерій	Спосіб визначення	W=0, S=0	W=400, S=400	W=400, S=0	W=0, S=400	W=200, S=200	W=100, S=100
Імовірність 0,8 (кВт)	розрахунок	377	412	408	381	388	381
	Виміри	343-376	385-425	370-425	365-395	364-400	353-395
	(середнє)	360	405	400	380		374
$ P_{\Delta} > 300$ кВт (імовірність)	розрахунок	0,154	0,176	0,173	0,157	0,161	0,157

Вплив СЕС на показники небалансу (див. табл. 4.4) все ще менший від впливу рівної за потужністю ВЕС, незважаючи на літній сезон; очевидно, фактор використання встановленої потужності є вагомим, при тому що і час

дії сонячної енергії обмежений. Зауважимо, що середня поточна потужність СЕС у липні становила 90 кВт, а ВЕС – 110 кВт, при номінальних потужностях 400 кВт. У січні відповідні значення були 14 кВт (СЕС) та 80 кВт (ВЕС) при номінальних потужностях 200 кВт.



а) Споживач Т1, січень, прогноз;

б) Споживачі Т1-Т4, липень, без прогнозу

Рисунок 4.1 - Приклади розподілу небалансів потужності за наявності ВДЕ

Загалом параметричний опис дозволяє розраховувати інтегральні показники відхилень генерованої потужності від потреб споживання з задовільною точністю. Це дозволяє застосовувати індекси адекватності енергосистеми для оптимізації обсягів впровадження відновлюваної енергетики, яка має випадкову природу (вітрової, сонячної). У випадку паралельної роботи з електромережею такої оцінки було б достатньо. Однак важливою опцією локальних енергосистем є можливість накопичення енергії для згладжування різких змін балансу генерації та споживання. Для цього необхідно враховувати не лише загальну кількість різних реалізацій, а й їх послідовність [194]. Предметом дослідження має бути тривалість періодів надлишку чи нестачі потужності, накопичений при цьому обсяг нереалізованої енергії, середня та гранична потреба в компенсуючих потужностях (акумуляванні, допоміжних чи резервних генераторах, тощо). Параметричний

опис не надає такої можливості, на відміну від імітаційного моделювання. Але для коректної моделі належить визначити статистичні характеристики фактичного набору вимірів, вибір яких залежить від обраної моделі [195]. Так, припущення про незалежність послідовних елементарних подій, якими в даному прикладі є 30-хвилинні реалізації процесу генерації/споживання електроенергії, дозволяють розрахувати імовірність таких подій, як повторення кілька разів поспіль значень небалансу одного знаку (це стосується розрахунку індексів типу *LPSP* чи *LOEE*). При симетричності розподілу та відсутності скінченої зони нейтрального (нульового) балансу імовірність події певного знаку становить 0,5, а *n*-кратного повтору цієї події відповідно 2^{-n} . Даний показник важливий при виборі оптимального розміру компенсуючих потужностей. Відповідність заміряного та теоретичного розподілу імовірностей залежить від вибору математичної моделі. Визначимо наскільки незалежною є послідовність спостережених подій. Як видно з рисунку 4.2, наявність тривалих часових проміжків з небалансом одного знаку вища, ніж теоретично мала б бути при повній незалежності суміжних подій.

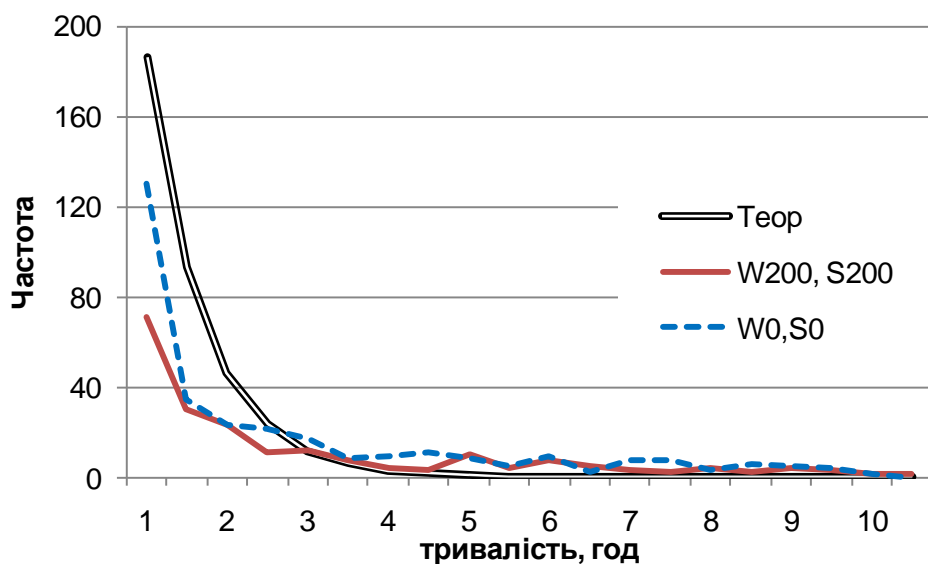


Рисунок 4.2 – Приклади тривалості значень небалансу потужності одного знаку

Отже, поведінка небалансу як випадкового процесу ближча до «вінерівського блукання» [180], аніж до «білого шуму» (згідно з рис.4.3). Це свідчить на користь використання процесу Орнштейна-Уленбека в якості математичної моделі для поточної потужності.

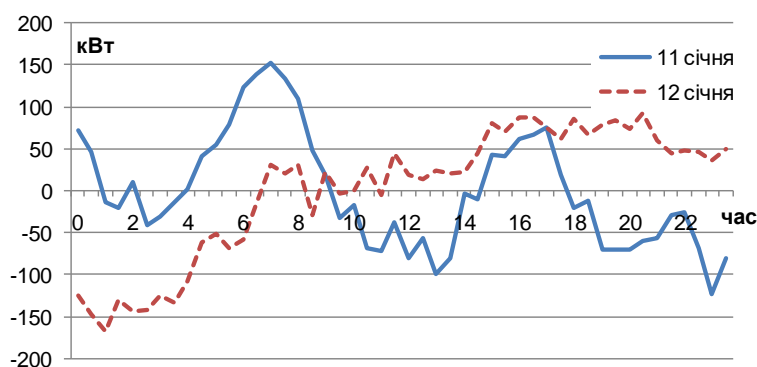


Рисунок 4.3 – Приклади послідовних значень небалансу потужності

Наскільки синхронним є напрям змін генерованої ВДЕ та споживаної потужності, можна судити на фактичному прикладі кількох послідовно взятих днів, рис. 4.4-4.5 (розглянуто січень та липень для споживача М1 та варіантів потужностей ВЕС і СЕС по 200 кВт кожна).

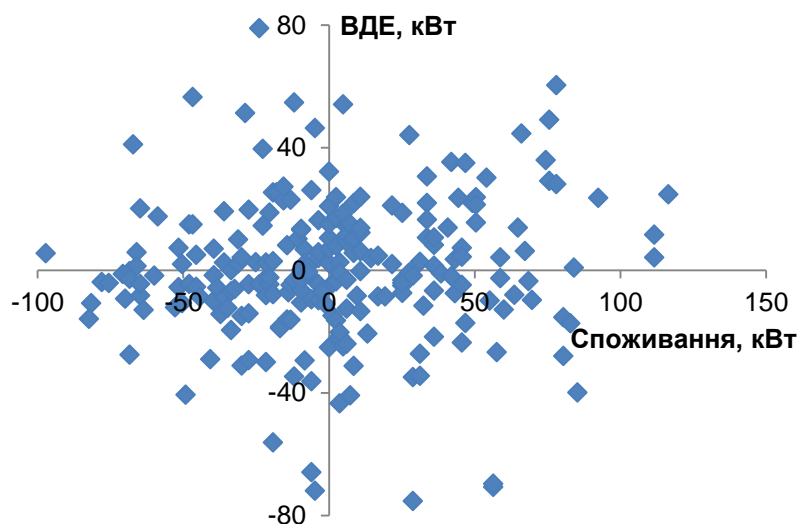


Рисунок 4.4 – Приклади синхронних стрибків потужності ВДЕ та споживання (січень)

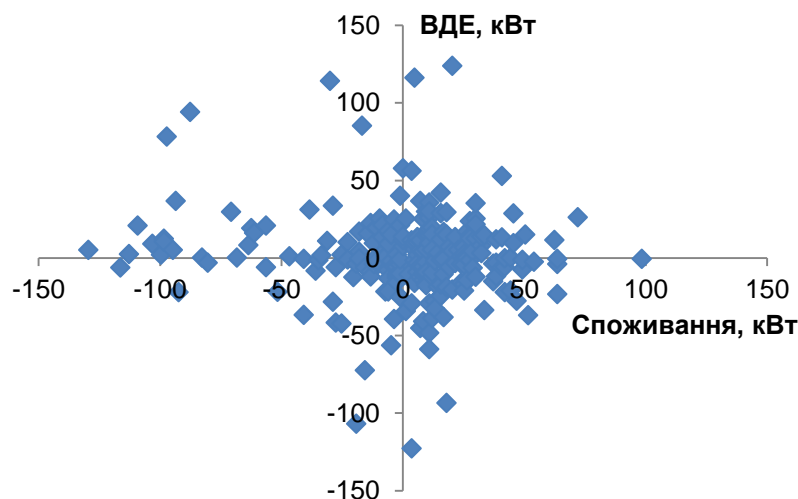
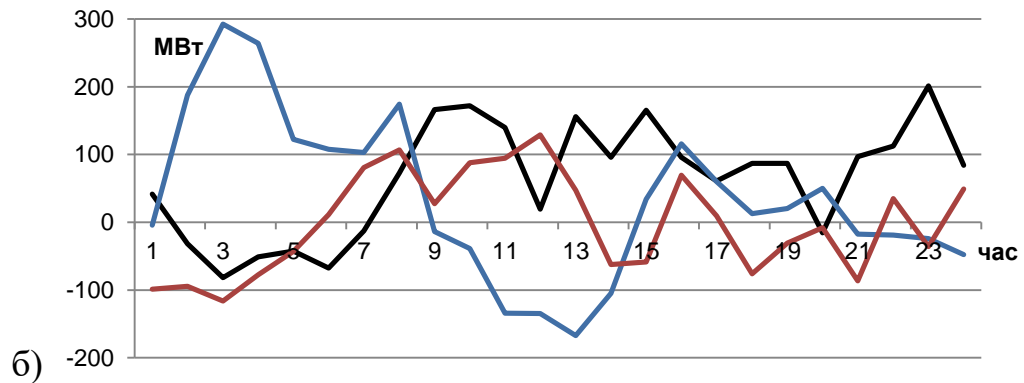
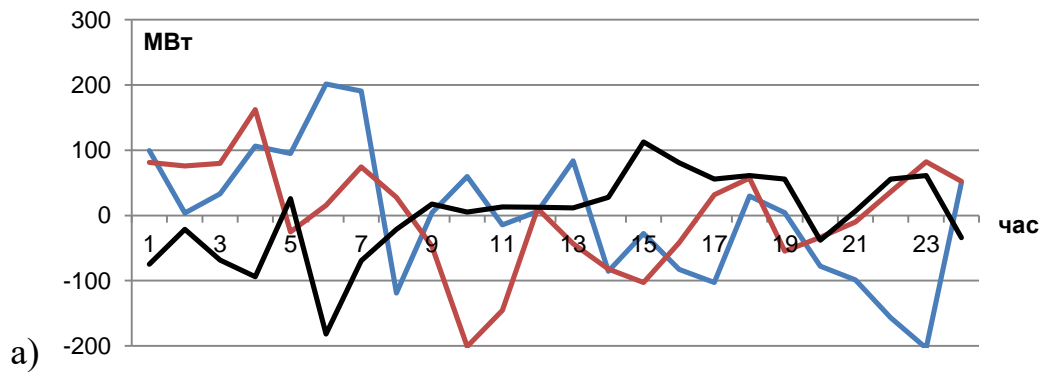


Рисунок 4.5 – Приклади синхронних стрибків потужності ВДЕ та споживання (липень)

Як бачимо, розподіл позитивних подій, тобто змін одного знаку (1-й і 3-й квадранти) та негативних – змін різного знаку (2-й і 4-й квадранти) – приблизно однаковий і має нормальний розподіл. Найбільш негативний момент на рисунку 4.4 – зростання споживання на 60 кВт при падінні вітро-сонячної генерації на 80 кВт або падіння споживання на 70 кВт при зростанні генерації на 40 кВт. Для липня (згідно з рис. 4.5) найбільш негативною подією було падіння споживання на 100 кВт при одночасному зростанні вітро-сонячної генерації на таку ж величину. Приклади розподілу результуючого небалансу наведено на рисунку 4.1 вище. Зростання поточного розриву між потужностями генерації та споживання характерно для енергосистем зі значним рівнем впровадження ВДЕ [196].

Моделювання небалансу потужності як випадкового процесу дозволяє оцінити розмах поточних розривів та розподіл їх імовірності, що дозволить оцінити надійність енергозабезпечення при різних сценаріях впровадження ВДЕ та додаткову потребу в компенсуючих потужностях. Приклади поведінки стохастичної складової потужності Дніпровської ЕС зображено на рисунку 4.6.

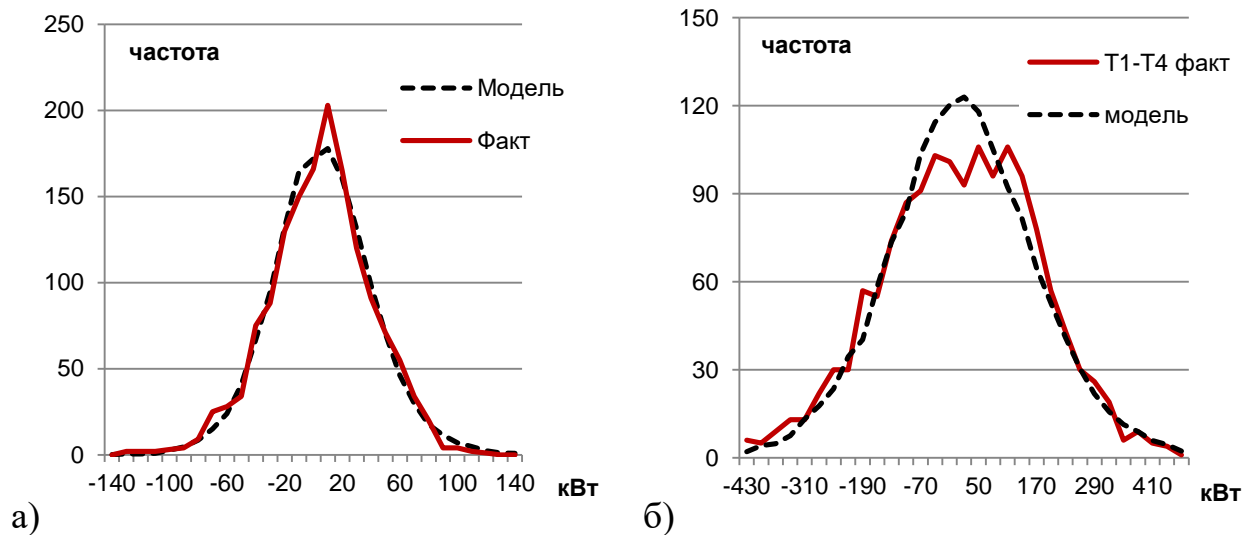


а) фактичні значення;

б) математична модель.

Рисунок 4.6 - Приклади фактичної поведінки (вгорі) стохастичної складової потужності ДнЕС та моделювання процесом Орнштейна-Уленбека

Розглянемо, наскільки близькими є результати моделювання та фактичні (заміряні) значення, на прикладі невеликих споживачів (варіанти Т1 та Т1-Т4). На рисунку 4.7 зображено розподіли небалансів потужності для «чистого» (без ВДЕ) споживання.

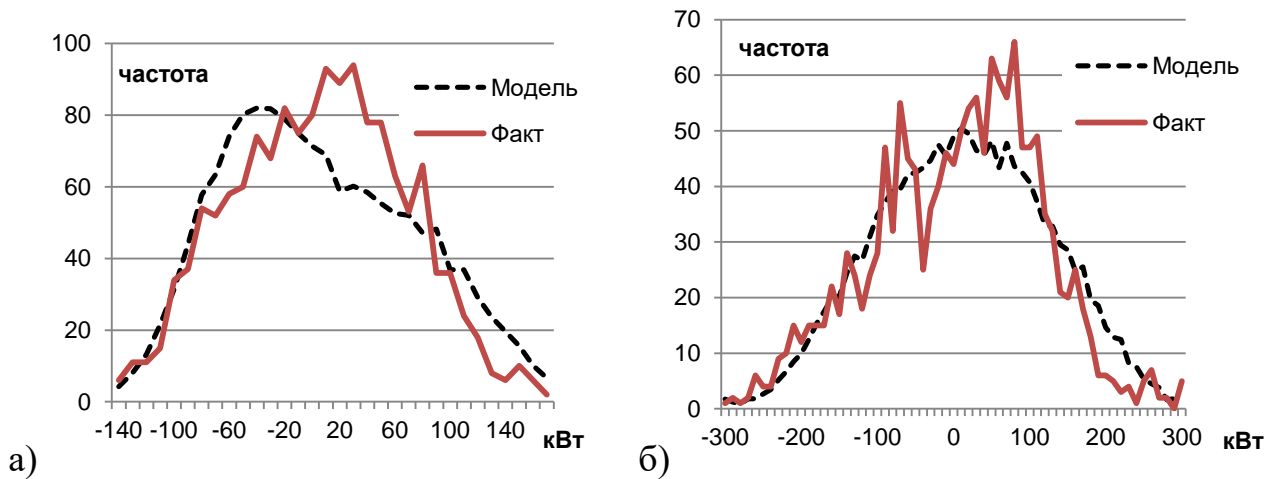


а) для одного споживача Т1; б) та групи споживачів Т1-Т4.

Рисунок 4.7 – Приклади функцій розподілу імовірності небалансу,

При відсутності ВДЕ фактичний та модельований розподіли співпадають майже на всьому діапазоні, крім около нульових значень.

При наявності ВЕС та СЕС можуть виникнути певні особливості моделей. Так, для споживача Т1 при наявності ВЕС 200 кВт модельовані значення стохастичної складової в розглянутому прикладі мали відмінності розподілу порівняно з фактичними при врахуванні можливостей прогнозування на добу (див. рис. 4.8а); без прогнозу характер відмінностей дещо змінився (див. рис. 4.8б). Слід взяти до уваги, що розподіл ВЕС відрізняється від нормального (радіше логнормальний), тому було модельовано швидкість вітру розподілом Вейбула. Фактичний вітер дещо відрізнявся від цього розподілу внаслідок обмеженості фактичної вибірки. При цьому кореляції флуктуацій вітру та споживання не спостерігалось (див. рис. 4.4), а розподіл потужності ВЕС наближався до логнормального. Відмінності факту й моделі помітні в районі малих значень небалансу (до 100 кВт, або до 10% від середнього споживання), проте значні небаланси розподілені подібним чином.

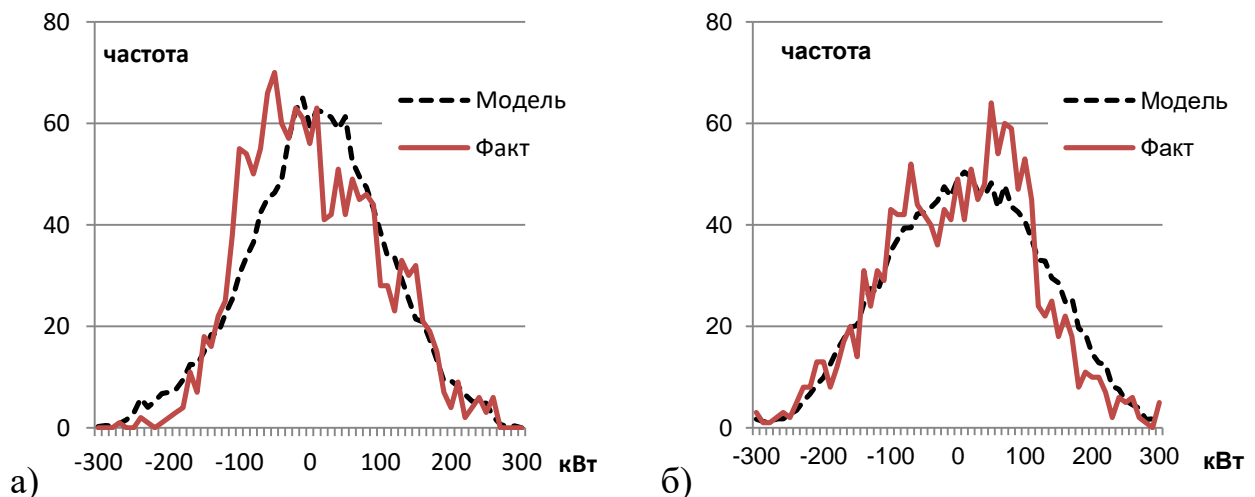


а) -з урахуванням прогнозу;

б) без урахування прогнозу.

Рисунок 4.8 – Приклади розподілу імовірності небалансу при наявності ВЕС 200 кВт,

Замінивши в розглянутому прикладі ВЕС на СЕС, отримаємо дещо інший характер відмінностей факту й моделі (див. рис. 4.9а). Вплив ВЕС тут помітніший, оскільки в даному прикладі розглянуто зимові фактичні дані, коли вітер має вищу енергію, а сонячне випромінювання – нижчу.



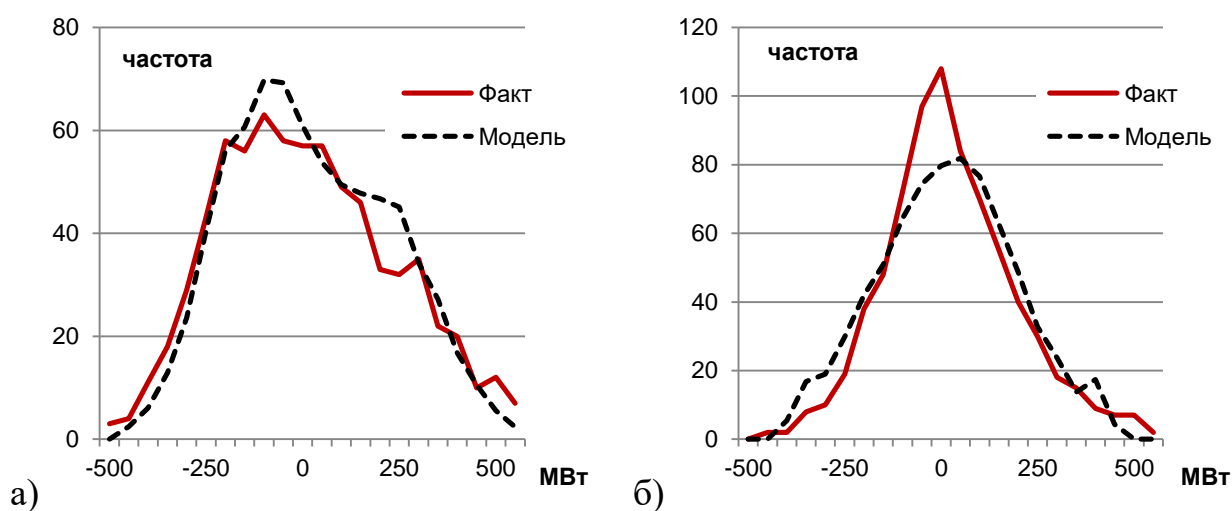
а) при наявності лише СЕС 200 кВт;

б) та ВЕС і СЕС одночасно

Рисунок 4.9 – Приклади розподілу імовірності небалансу без урахування прогнозу

Як бачимо, наявність сонячної генерації в розглянутому прикладі збільшує кількість негативних значень балансу потужності, наявність ВЕС – позитивних. Комбінування ВЕС та СЕС вирівнює розподіл негативних та позитивних значень. В цілому відмінності моделі та заміряних значень помітні в зоні малих небалансів, що мало впливають на адекватність енергосистеми. Натомість значні небаланси моделюються досить достовірно.

Аналогічно виглядають результати моделювання Дніпровської енергосистеми, для якої розглянуто значні обсяги впровадження ВДЕ – по 500 МВт ВЕС та СЕС (див. рис. 4.10).



а) за наявності ВЕС і СЕС по 500 МВт;

б) без ВДЕ

Рисунок 4.10 – Приклади гістограм небалансу ДнЕС без урахування прогнозу

Як видно з рисунка 4.10, наявність ВДЕ збільшує розмах значень небалансу, проте імовірність великих відхилень зростає незначно.

Оскільки фактичні значення частоти розподілу при обмеженому обсязі вибірки (31-й добовій реалізації випадкового процесу) мають різко ламаний вигляд, було б доцільно використовувати гістограми, укрупнені по градаціях, для кращої ілюстрації тенденцій поведінки функції щільності розподілу. В цілому модель більш згладжена через більшу кількість реалізацій (500-1000

проти 30-31). Це дає змогу точніше оцінити імовірність виникнення значних небалансів потужності та їх діапазон.

Таким чином, показники адекватності та надійності енергосистеми отримують імовірнісну оцінку, що забезпечує можливість стохастичної оптимізації системи з урахуванням різних критеріїв та оцінкою ризиків відхилення від нормативних вимог до якості енергозабезпечення.

За результатами даного розділу можна зробити наступні висновки:

- оптимальне співвідношення вітрової та сонячної генерації залежить від кліматичних умов та енергетичних характеристик, зокрема коефіцієнта використання встановленої потужності. Крім того, оптимальність визначатиметься обраним критерієм, який може стосуватися як варіативності, так і сукупної продуктивності, економічної ефективності, тощо;

- важливим фактором є можливість прогнозування поточного споживання електроенергії та інтенсивності вітрової і сонячної енергії. Так, наявність прогнозу хоча б середньодобового рівня потужностей дозволяє в півтора рази збільшити обсяг впровадженої відновлюваної енергії при тому ж рівні стабільності енергопостачання.

Отримані результати, що наведені в четвертому розділі були опубліковані в роботах [74], [94], [106], [197], [198].

5. РОЗРАХУНОК ПОКАЗНИКІВ БАЛАНСОВОЇ НАДІЙНОСТІ ТА ЇХ ДОВІРЧИХ ІНТЕРВАЛІВ ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ ІЗ КОМБІНОВАНОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ

5.1 Сумарна варіативність вітро-сонячної генерації та споживання електроенергії

Природна вимога при побудові комбінованої енергосистеми на базі відновлюваних джерел (ВДЕ) – мінімізація неконтрольованого розкиду значень генерованої потужності при максимізації виробленої енергії. В економічній постановці задачі оптимізації роль і вага середньої потужності ВДЕ та середньоквадратичного відхилення (СКВ) різна, вона визначається вартістю електроенергії і засобів резервування та/чи акумулювання, але кращий результат забезпечує наявність обох критеріїв [199].

Потреба оцінювати саме випадкову складову коливань потужності слідує з різних причин [200]. Значне впровадження ВДЕ, якщо воно не супроводжується достатнім акумулюванням енергії, потребуватиме балансування поточних коливань генерованої енергії. Буде потрібен достатній обсяг резерву для регулювання частоти та забезпечення надійного постачання у випадку швидкої зміни генерації чи навантаження. Баланс споживання електроенергії та регулювання частоти – основні технічні проблеми в енергосистемах зі значним рівнем впровадження вітрової та сонячної енергетики [188]. При цьому зміна частоти в мережі пропорційна зміні регулюючої потужності (залежно від крутизни статичної частотної характеристики), що визначає допустиму зміну потужності [201].

Це ж стосується стійкості енергосистеми. Так, відповідно до СОУ-Н МЕВ [120] вплив перепадів потужності на стійкість визначається за таким показником, як коефіцієнт запасу стійкості з активної потужності в контрольованому перетині (вузлі) електромережі:

$$K_P = (P_{\text{ГР}} - P - \Delta P) / P_{\text{ГР}},$$

де $P_{\text{ГР}}$ – гранично допустима активна потужність, яка передається через перетин;

P – поточний перетік потужності в перетині;

ΔP – амплітуда нерегулярних коливань активної потужності.

Отже, під впливом цих коливань перетік змінюється в межах $P \pm \Delta P$, і саме розмах нерегулярних змін є визначальним при розрахунку запасу стійкості. Як свідчить аналіз статистичних даних, робота ВЕС і СЕС характеризується наявністю деякої середньої потужності та випадкової складової, що є функціями часу. Середня потужність може вважатися добре прогнозованою на короткотривалу перспективу, і вважатися контрольованим параметром [202]. Тоді обмеження мають бути накладені саме на випадкову складову, яка й визначає величину запасу стійкості.

Розглянемо спочатку сумісну роботу вітрової та сонячної станцій незалежно від способу споживання їх енергії (умовно на необмеженого споживача). Для даних по Запорізькій обл. (2016 р.), використаних зокрема в роботі [185], враховано нормовані показники потужності вітрової електростанції (ВЕС) та сонячної (СЕС), сумарна номінальна потужність цих ВДЕ – одиниця. Отже, позначимо: w – відносна частка номінальної потужності ВЕС, а s – відповідно СЕС, при цьому прийнято: $w+s=1$. Тоді значення $w=1$ відповідає наявності лише ВЕС у складі ВДЕ, а $w=0$ – наявності лише СЕС.

Сезонні осереднені показники генерованої потужності (P_c) та середньоквадратичного відхилення (СКВ) сумарної генерації ВЕС та СЕС при різних комбінаціях їх поєднання наведено в таблиці 5.1, а в таблиці 5.1a – аналогічні показники для денного часу.

При врахуванні лише денного часу (наприклад, для енергосистем, потреба в яких переважає в робочі години) природно зростає вага сонячної генерації, особливо в літній час, проте розмах відхилень поточної потужності відносно середнього практично не змінюється. Графічно результати таблиці 6.1

зображені на рисунку 6.1. Крім потужності та відхилень зображено їх пропорцію – коефіцієнт варіації: $C_v = \frac{СКВ}{P_c}$.

Таблиця 5.1 - Показники генерованої потужності ВДЕ (в.о.)

місяць	параметр	w				
		1	0,75	0,5	0,25	0
Січень	P_c	0,41	0,32	0,24	0,16	0,07
	СКВ	0,33	0,24	0,17	0,13	0,16
Квітень	P_c	0,44	0,38	0,32	0,25	0,19
	СКВ	0,36	0,27	0,21	0,21	0,27
Липень	P_c	0,28	0,27	0,26	0,24	0,23
	СКВ	0,27	0,21	0,19	0,22	0,29
Жовтень	P_c	0,57	0,46	0,35	0,24	0,12
	СКВ	0,37	0,28	0,2	0,18	0,21
За рік	P_c	0,425	0,358	0,293	0,223	0,153
	СКВ	0,333	0,25	0,193	0,185	0,233

Таблиця 5.1а - Показники генерованої потужності ВДЕ за денний час (8.00-18.00)

місяць	параметр	w				
		1	0,75	0,5	0,25	0
Січень	P_c	0,37	0,32	0,27	0,22	0,17
	СКВ	0,33	0,24	0,17	0,16	0,21
Квітень	P_c	0,41	0,42	0,42	0,43	0,43
	СКВ	0,37	0,28	0,21	0,21	0,26
Липень	P_c	0,27	0,33	0,39	0,48	0,52
	СКВ	0,27	0,21	0,17	0,18	0,22
Жовтень	P_c	0,57	0,50	0,43	0,36	0,29
	СКВ	0,36	0,27	0,20	0,19	0,25
За рік	P_c	0,405	0,393	0,378	0,373	0,353
	СКВ	0,333	0,25	0,188	0,185	0,235

При врахуванні повної доби мінімальне СКВ середньорічних значень досягається при частці ВЕС на рівні 0,32 загальної потужності ВДЕ, а мінімум коефіцієнта варіації C_v відповідає частці $w=0,56$. Якщо враховувати лише робочі години (8.00-18.00), то мінімум по СКВ – коли частка вітру 0,33

(практично без мін); по C_v – 0,38 (бо середня розрахункова потужність СЕС вища). Отже, якщо за критерій брати лише коефіцієнт варіації потужності як комбінований показник відхилень та середньої потужності, то мінімум досягається при частці ВЕС 0,56 від загальної номінальної потужності ВДЕ.

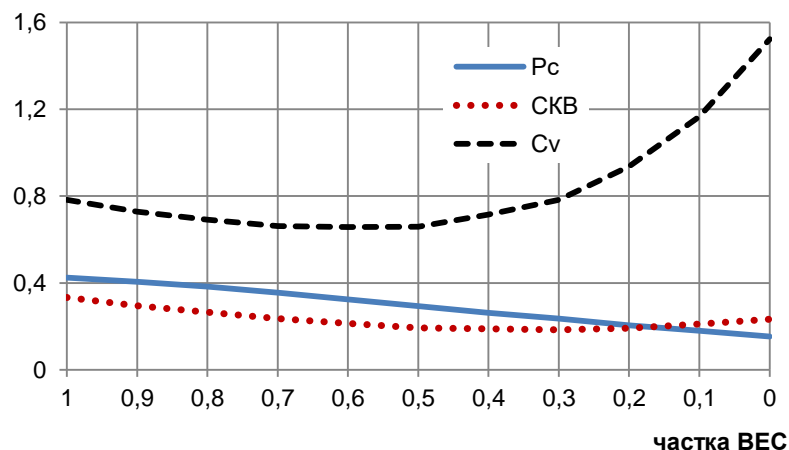


Рисунок 5.1 - Середньорічні показники для повної доби (відносні величини)

Що стосується окремих місяців, то для січня мінімум СКВ досягається при частці ВЕС 0,25, мінімум C_v – при 0,48 (для повної доби). В липні відповідні частки – 0,52 та 0,58.

Тут СКВ (а значить і варіація) визначались стосовно середньомісячних даних щодо потужності ВДЕ. Виокремлення значень традиційного добового ходу як детермінованої величини зменшить загальну дисперсію на константу, зберігши характер відмінностей між різними варіантами конфігурації ВДЕ.

Пошук оптимальних співвідношень потужностей ВЕС і СЕС в першому наближенні виконувався методом «поверхні відгуку» (response surface) [80], в даному випадку кривої, тобто графічно, а уточнення – методом дихотомії (dividing search).

Розглянемо сумісні коливання рівнів генерування електричної енергії від ВДЕ та її споживання різними споживачами (прикладі споживання наведено в [203]).

Рівень поточного споживання електроенергії звичайно має певні відхилення (флуктуації) відносно осередненого графіка. Їх розкид визначає

потребу в компенсуючих потужностях (резервних чи акумулюючих), якщо осереднений графік споживання вважати плановим. Наявність ВДЕ з випадковим графіком генерації впливає на загальну варіативність потреб у традиційному постачанні енергії. Поточне споживання за вирахуванням надходжень від ВДЕ іменують «чистим» навантаженням (net base load) в термінології [130], [204].

Порівняємо розкид випадкових відхилень від осередненого графіка споживання для різних споживачів при варіюванні потужностями ВЕС та СЕС (вважається, що графік навантаження складено з урахуванням осередненого добового ходу ВДЕ). Припускаємо, що прогнозування нема, і осереднення виконано по місячному масиву ретроспективних даних (оскільки оптимальні потужності ВДЕ визначаємо як проектні за результатами попередніх досліджень). Сумарна номінальна потужність ВДЕ розраховується для різних рівнів впровадження, аж до повної потужності споживання. Предметом оптимізації є варіативність навантаження (абсолютна та відносна) залежно від частки ВДЕ та пропорції «ВЕС/СЕС». Метод пошуку оптимальних значень той же, що й для власне ВДЕ.

Формула побудови місячного набору даних про баланс генерації та споживання електроенергії, відповідно до припущення про плановий графік, має вигляд: [132]

$$p_{ij} = (a_{ij} - a_i) - [(w_{ij} - w_i) + (s_{sj} - s_i)], \quad (5.1)$$

де a_x – рівень споживання електроенергії;

w_x та s_x – потужність ВЕС та СЕС відповідно;

i – індекс часу (в даних прикладах крок 30 хв.);

j – номер доби.

p_{ij} – відхилення від графіка навантаження.

Показники ВДЕ з одним індексом – осереднені на певну годину дня (добовий хід), зокрема a_i має відповідати плановому графіку споживання. Тоді $p_i = a_i - w_i - s_i$ відповідає плановому «чистому» навантаженню. Зазначимо, що для ВЕС w_i в даних прикладах практично постійна через відсутність явно вираженого добового ходу.

Розглянемо, як співвідношення вітрової та сонячної складових впливає на загальну потужність ВДЕ та варіативність навантаження. Ці показники виступають критеріями оптимізації, коли необхідно максимізувати заміщення традиційної енергії відновлюваною при мінімальних відхиленнях від графіка споживання. Нехай w – відносна частка номінальної потужності ВЕС, а s – відповідно СЕС, як і вище. Перехід від встановленої (тобто номінальної) до середньої робочої (або ефективної) потужності можливий введенням коефіцієнта використання встановленої потужності ($K_{\text{ввп}}$). Так, якщо сумарна номінальна потужність ВДЕ рівна R (Renewable), а ефективна – r (relative), то

$$r = R(k_w w + k_s s) = R[k_w w + k_s (1 - w)], \quad (5.2)$$

де $k_x = K_{\text{ввп}}$ відповідного ВДЕ, притаманний досліджуваному регіону та порі року.

Тоді розв'язками задачі оптимізації будуть $\text{argmax}_{R,w} r$ та $\text{argmin}_{R,w} D\{p_{i,j}\}$ (двокритеріальна задача) при умові виконання відповідних обмежень. Пріоритетність критеріїв визначатиметься, залежно від потреб, і залежатиме, головним чином, від вартісних показників традиційної й відновлюваної енергії та засобів забезпечення енергобалансу.

В якості комбінованого одиничного критерію може виступати коефіцієнт варіації $C_v = \sigma/r$ як відношення СКВ ($\sigma = \sqrt{D}$) до математичного очікування; його мінімум є результатом як зростання ефективної потужності ВДЕ, так і зменшення варіативності.

Для визначення характеру варіативності «чистого» навантаження обираємо приклади ретроспективних даних для різних споживачів [157] та синхронні метеодані [3], [155].

Приклад 1. Споживач – с. Мордвинівка Т1 (М1); середньорічна потужність 800 кВт.

Прийнято, що середня потужність графіка споживання (тобто регульована генерація) зменшується на середню потужність ВДЕ. Відхилення від графіка вважаються небалансом потужності; розподіл небалансу як випадкової величини вважається нормальним [198]. Зокрема, для січня при відсутності ВДЕ маємо СКВ=90,0 кВт, діапазон зміни флуктуацій від -210 до +190 кВт (з достовірністю не менше 95%, тобто без екстремальних значень як випадкових викидів). Результати оцінки СКВ навантаження для січня наведено в таблиці 6.2. Середня потужність ВДЕ визначається за формулою (6.2).

Таблиця 5.2 - СКВ небалансу потужності для М1, січень (кВт)

R	w										
	1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0
100	96,8	95,55	94,5	93,6	92,7	92,0	91,45	91,0	90,8	90,6	90,65
200	113,0	109,2	105,3	102,2	99,15	96,75	94,85	93,5	92,7	92,4	92,8
300	135,2	128,0	120,7	114,7	108,7	103,85	100,0	97,25	95,7	95,3	96,2
400	161,0	150,1	139,2	129,9	120,5	112,9	106,7	102,2	99,6	99,2	100,9
500	188,8	174,3	159,7	146,9	134,1	123,4	114,5	108,1	104,5	103,9	106,6
600	218,0	199,8	181,5	165,2	148,9	135,0	123,4	114,9	110,0	109,45	113,15
700	247,0	225,3	203,5	183,9	164,2	147,1	132,7	122,0	115,9	115,3	120,2
800	278,5	253,1	227,6	204,4	181,1	160,7	143,4	130,4	123,0	122,35	128,4
900	310	280	251	224	198	174	154	139	130,3	129,5	137
1000	341	308	276	245	215	188	165	148	137,9	137,1	146
1100	372	336	300	266	233	203	177	157	145,8	145,1	155
1200	404	364	325	287	251	218	189	167	154,1	153,3	164,5

Очевидним є зменшення відносної потужності ВДЕ при зменшенні частки ВЕС, це спричинено традиційно вищим коефіцієнтом використання встановленої потужності для вітроустановок порівняно з фотомодулями (для оцінки обрано технічні характеристики сучасного обладнання). Відповідно

змінюється розмах відхилень (рис.5.2) й варіативність енергокомплексу (рис.5.3а). Якщо визначати відносну варіативність як відношення додаткового СКВ до відповідної робочої потужності ВДЕ, характер залежності дещо зміниться (рис.5.3б), хоча оптимальні пропорції збережуться. Так, при зростанні частки ВДЕ в загальній генерації СКВ навантаження зростає прискорено, а відносна варіація (C_{Vr}) – сповільнено.

Для коефіцієнта додаткової варіації прийнято:

$$C_V = (\sigma_R - \sigma_0) / R, \quad C_{Vr} = (\sigma_R - \sigma_0) / r \quad (5.3)$$

де σ – СКВ; індекс R стосується системи з ВДЕ, а 0 – «чиста» енергосистема;

R – номінальна потужність ВДЕ;

r – середня робоча (ефективна) потужність ВДЕ з урахуванням реального $K_{ВВП}$.

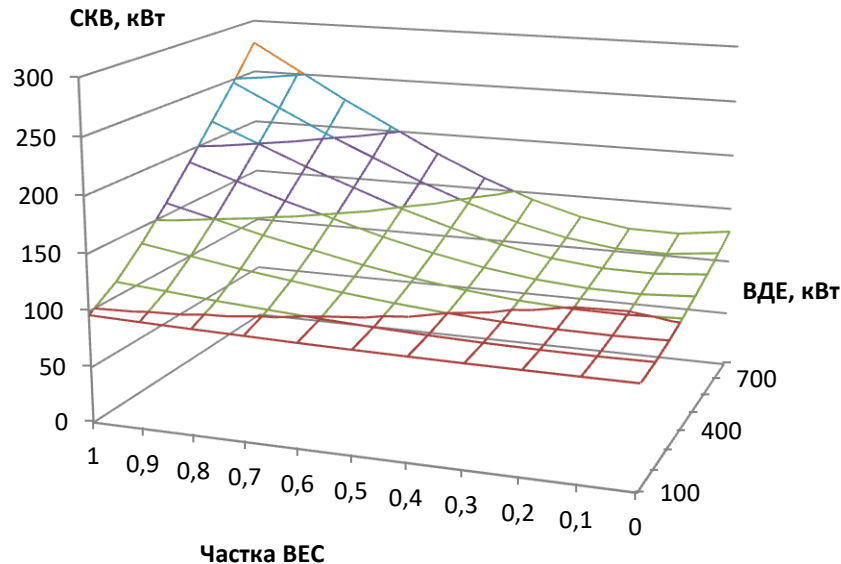


Рисунок 5.2 - Залежність СКВ від загальної потужності ВДЕ та складу ВДЕ (М1, січень)

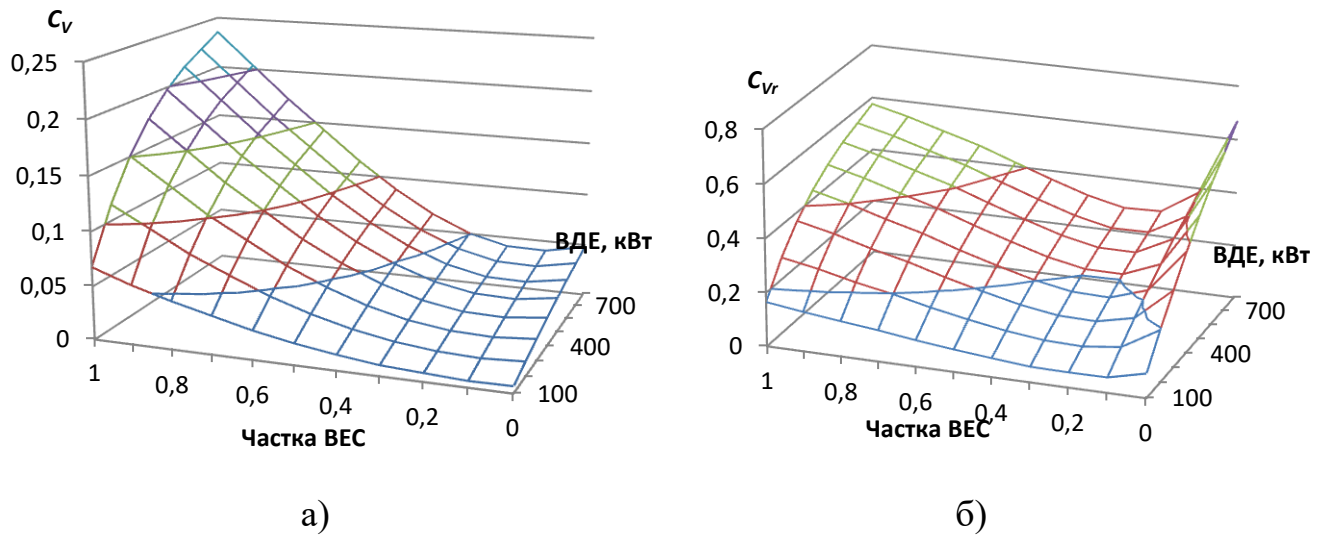


Рисунок 5.3 - Залежність додаткової варіативності C_V (а) та C_{Vr} (б) від частки та складу ВДЕ

За результатами січня зазначимо, що мінімальна абсолютна дисперсія спостерігається при частці ВЕС $w=0,1$ (взимку роль сонячної енергії мінімальна). Відносна варіація мінімальна при частці ВЕС в межах від 0,2 до 0,3 (оптимальна частка ВЕС трохи зростає при збільшенні рівня впровадження ВДЕ, рис. 5.3б).

Розглянемо аналогічні показники за липень, споживач той же (див. табл.6.3). При відсутності ВДЕ матимемо СКВ 66,6 кВт, діапазон змін - 160...+120 кВт.

Таблиця 5.3 - СКВ небалансу потужності для М1, липень (кВт)

R	w										
	1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0
100	70,3	69,5	68,7	68,1	67,6	67,2	66,9	66,7	66,7	66,8	67,0
200	82,9	79,8	76,9	74,4	72,3	70,6	69,3	68,5	68,10	68,2	68,8
300	101,0	95,1	89,6	84,6	80,2	76,5	73,6	71,7	70,77	70,9	72,0
400	122,3	113,4	105,0	97,3	90,3	84,3	79,6	76,2	74,5	74,6	76,4
500	145,3	133,5	122,2	111,7	102,1	93,6	86,8	81,87	79,3	79,2	81,7
600	169,3	154,7	140,6	127,2	114,9	104,0	95,0	88,4	84,8	84,6	87,9
700	194,0	176,5	159,6	143,6	128,6	115,2	103,9	95,6	91,0	90,7	94,7
800	219,2	198,9	179,2	160,4	142,8	126,9	113,5	103,4	97,7	97,2	102,1
1000	264,6	239,5	214,6	192,7	171,9	152,0	134,3	120,7	112,9	112,1	118,6
1200	310	280	250	225	201	177	155	138	128	127	135

Результати для липня зображено на рисунках 5.4-5.5.

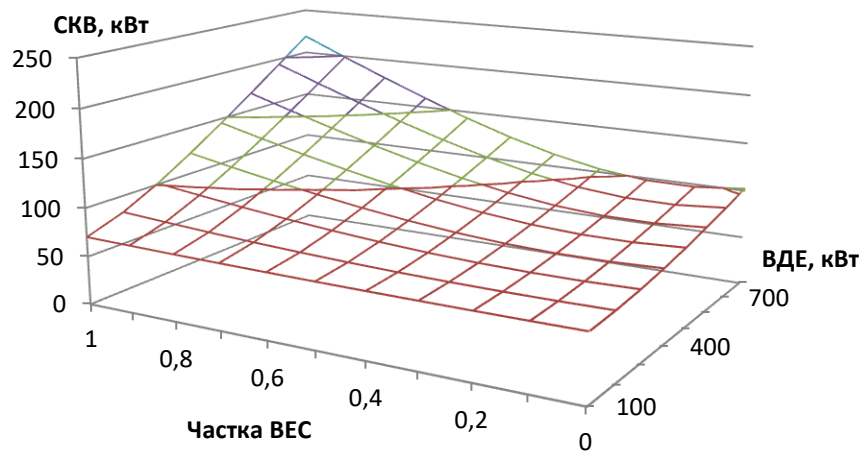


Рисунок 5.4 - Залежність СКВ від потужності ВДЕ та частки ВЕС
(М1, липень)

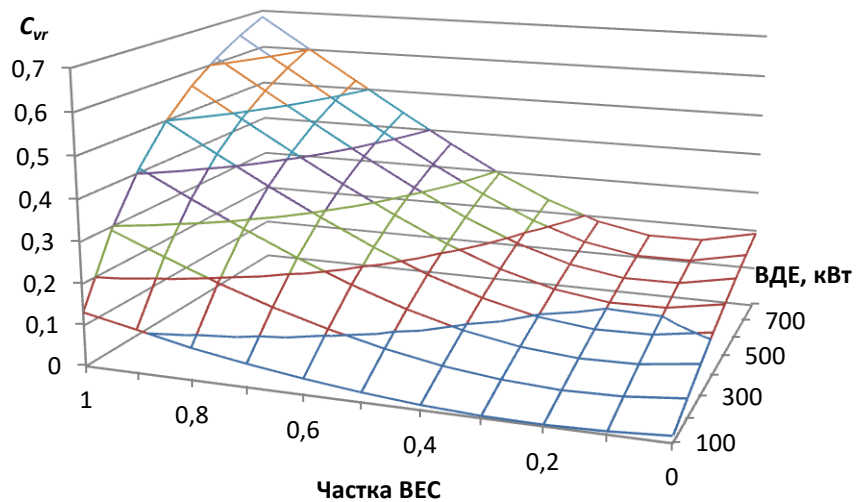


Рисунок 5.5 - Залежність додаткової варіативності від частки та складу ВДЕ
(М1, липень)

Характер залежностей влітку аналогічний зимовому, проте помітно зростання потужності СЕС (поточна потужність ВЕС і СЕС майже однакова), відповідно менше загальне СКВ відхилень від графіка та відносна варіація відновлюваної складової потужностей при зростанні частки СЕС. Оптимальна частка ВЕС на рівні 0,15-0,2.

В міжсезоння значення сонячної та вітрової генерації дещо вирівнюються. Результати розрахунку СКВ для квітня наведено в таблиці 5.4, а жовтня – в таблиці 5.5.

Таблиця 5.4 - СКВ небалансу потужності для М1, квітень (кВт)

R	w										
	1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0
100	65	63	61	60	58	57	56	54,8	54,1	53,7	54
200	88	83	78	73	68	65	61	58,8	57,2	56,6	57
300	116	107	98	90	82	76	70	65,8	63,1	62,3	63
400	146	133	121	110	99	90	81	75,0	71,3	70,6	73
500	176	160	144	130	116	104	92	84,2	79,5	78,9	82
600	210	190	171	153	135	120	105	95,3	89,6	89,2	94
700	240	217	195	174	153	136	119	106,7	100,1	99,9	106
800	271	245	219	195	171	151	132	118,1	110,7	110,6	118
1000	356	320	284	250	217	186	160	140,5	130,1	131,4	144
1200	427	383	340	298	259	222	191	166,5	153,8	155,3	171

Таблиця 5.5 - СКВ небалансу потужності для М1, жовтень (кВт)

R	w										
	1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0
100	73,5	74,4	75,5	76,8	78,3	80,0	81,9	83,9	86,0	88,3	90,7
200	76,2	74,9	73,6	74,1	74,5	76,3	78,9	82,1	86,1	90,5	95,5
300	94,5	88,6	82,7	79,9	77,1	77,1	79,0	82,6	87,8	94,3	101,8
400	121,4	110,6	99,8	92,7	85,5	82,3	82,2	85,2	91,1	99,3	109,3
500	153,5	138,2	122,9	111,3	99,6	92,5	89,3	90,7	96,5	106,0	118,3
600	185,6	165,8	146,0	129,9	113,7	102,6	96,4	96,1	101,9	112,7	127,3
700	220,3	196,4	172,5	152,2	131,9	116,7	107,0	104,4	109,3	120,9	137,6
800	255,0	227,0	199,0	174,5	150,0	130,7	117,6	112,6	116,7	129,1	147,8
1000	326	290	254	220	189	163	143	132,5	134,3	147,7	170
1200	398	350	310	269	230	197	170	154,6	153,8	167,7	193

Жовтень мав деяку відмінність від інших місяців. Так, при малих потужностях ВДЕ сумарний СКВ навіть трохи зменшувався (згідно з рис.5.6а), оптимальна частка ВЕС становила 0,4; при зростанні ВДЕ точка мінімуму СКВ зміщувалася до 0,2. Якщо за критерій брати відносне зменшення варіативності, то точка мінімуму для частки ВЕС зміщувалася від 0,7 при малих рівнях ВДЕ до 0,3 при значних рівнях (згідно з рис.5.6б).

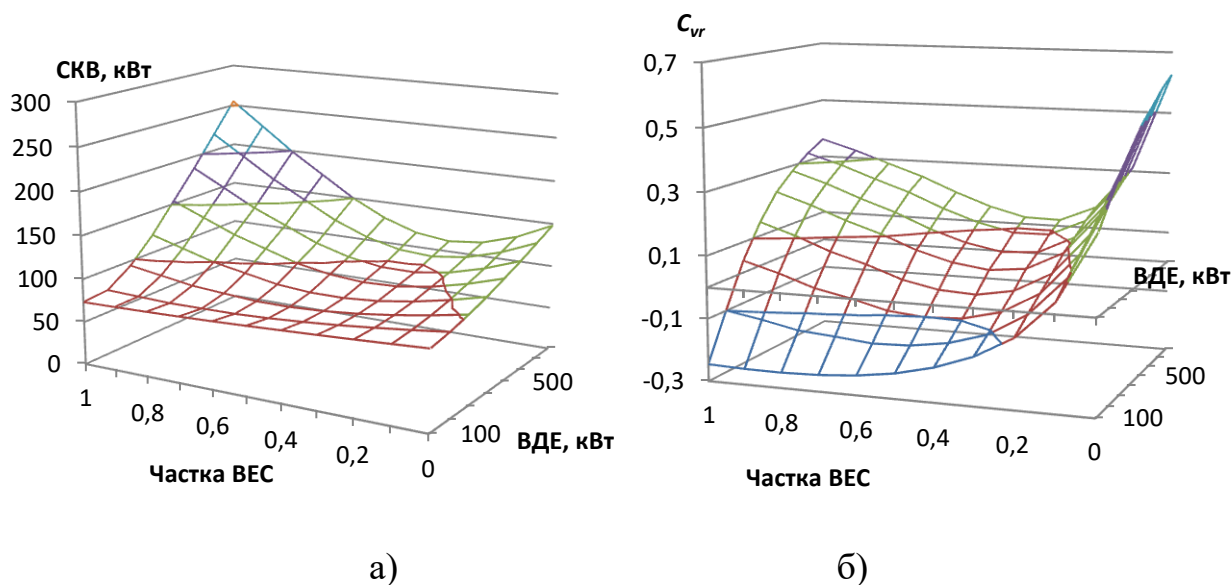


Рисунок 5.6 - Залежність СКВ (а) та додаткової варіативності (б) для М1 у жовтні

Приклад 2. Розглянемо споживача (с. Терпіння Т1) більшої потужності. Середньорічна потужність 1600 кВт. При відсутності ВДЕ місячні показники мінливості: у січні СКВ=177,3 кВт, липні 190,2 кВт; діапазон -450...500 кВт. Показники СКВ при наявності ВДЕ в таблицях 5.6-5.7.

Таблиця 5.6 - СКВ небалансу потужності для Т1, січень (кВт)

R	w										
	1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0
400	216,2	209,3	203,3	198,1	193,9	190,7	188,5	187,5	187,6	188,9	191
800	310	289	269	251	236	223	213	207,6	205,8	208	214
1200	423	387	353	321	292	267	248	235,1	230,0	233,1	244
1600	544	493	445	399	356	319	289	267,7	258,5	262,2	278

Таблиця 5.7 - СКВ небалансу потужності для Т1, липень (кВт)

R	w										
	1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0
400	218	213	208	204	201	198	196	194	193,5	193,3	194
800	285	269	255	242	230	220	212	207	203,8	203,2	205
1200	371	343	318	294	272	253	238	227	220,2	219,1	223
1600	465	426	389	354	322	293	270	252	241,5	239,8	247

Мінімум загального СКВ небалансу спостерігається при тих же частках ВЕС (2,5 взимку, 1,5 влітку), що й для М1. Відносна додаткова варіація при впровадженні ВДЕ має аналогічний вигляд, а мінімум варіації при частці ВЕС 0,3-0,4 взимку та 0,15 влітку (згідно з рис.5.7).

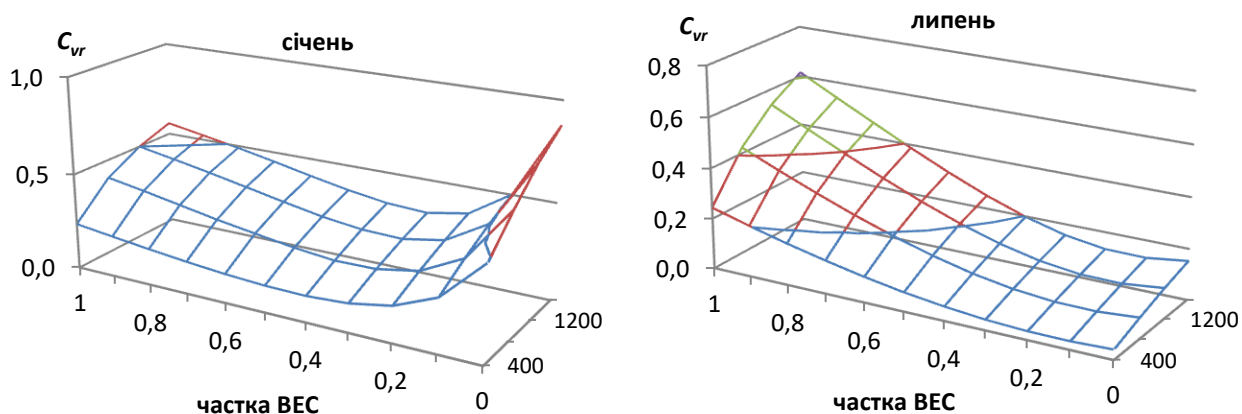


Рисунок 5.7 - Залежність додаткової варіативності від складу ВДЕ (Т1)

В міжсезоння мінливість навантаження без ВДЕ становила: 187 кВт у квітні; 229 кВт у жовтні. Значення СКВ при наявності ВДЕ наведено в таблицях 5.8-5.9.

Таблиця 5.8 - СКВ небалансу потужності для Т1, квітень (кВт)

R	w										
	1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0
400	241	232	224	217	211	206	201	197	194,2	192,6	192
800	339	317	296	277	258	244	230	220	213,7	211,3	213
1200	453	418	382	351	319	294	270	253	242,4	239,8	245
1600	575	525	476	431	387	351	316	292	277,5	275,3	285

Таблиця 5.9 - СКВ небалансу потужності для Т1, жовтень (кВт)

R	w										
	1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0
400	242	237	232	228	225	224	224	224,6	226,6	230	234
800	329	307	287	269	255	243	236	232,9	234,4	240	250
1200	448	409	372	337	307	282	263	252,7	251,5	260	276
1600	580	524	470	419	373	333	301	281,7	276,1	286	309

Графічно для споживача Т1 залежності у жовтні (згідно з рис.5.8) мали вигляд, аналогічний М1 (див. рис.5.7). Певною особливістю була наявність від'ємної додаткової варіації при малих значеннях потужності ВДЕ, тобто мала місце деяка кореляція відхилень потужності ВДЕ та споживання.

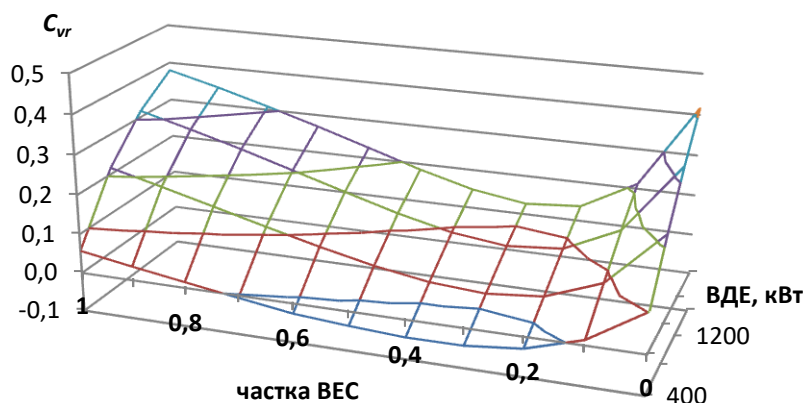


Рисунок 5.8 - Залежність додаткової варіативності від складу ВДЕ (Т1, жовтень)

Приклад 3. В якості споживача розглядається група населених пунктів (Т1-Т4). Середньорічна потужність споживання 4200 кВт. При відсутності ВДЕ відхилення мали СКВ 361 кВт у січні, 294 у липні, 278 у квітні; (діапазон ± 800 кВт). Результати розрахунків мінливості наведено в таблицях 5.10-5.12.

Таблиця 5.10 - СКВ небалансу потужності для Т1-Т4, січень (кВт)

R	w										
	1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0
1000	490	468	448	430	415	402	393	386	382,9	383,2	387
1500	612	572	534	500	470	444	424	410	403,1	403,6	411
2000	749	691	635	583	536	496	463	440	428,6	429,3	442
2500	895	818	744	675	611	555	508	476	458,5	459,3	478
3000	1046	951	859	772	691	619	558	515	492,0	492,9	517
3500	1200	1087	977	872	774	686	612	557	528,3	529,3	560
4000	1356	1225	1098	975	861	756	668	602	567,0	568,1	605

Графічно залежності для показників мінливості мають вигляд, аналогічний попереднім споживачам меншої потужності, і відносні показники

мають близькі значення (максимум C_{vr} на рівні 0,6-0,7 при досягненні ВДЕ потужностей, рівних споживанню).

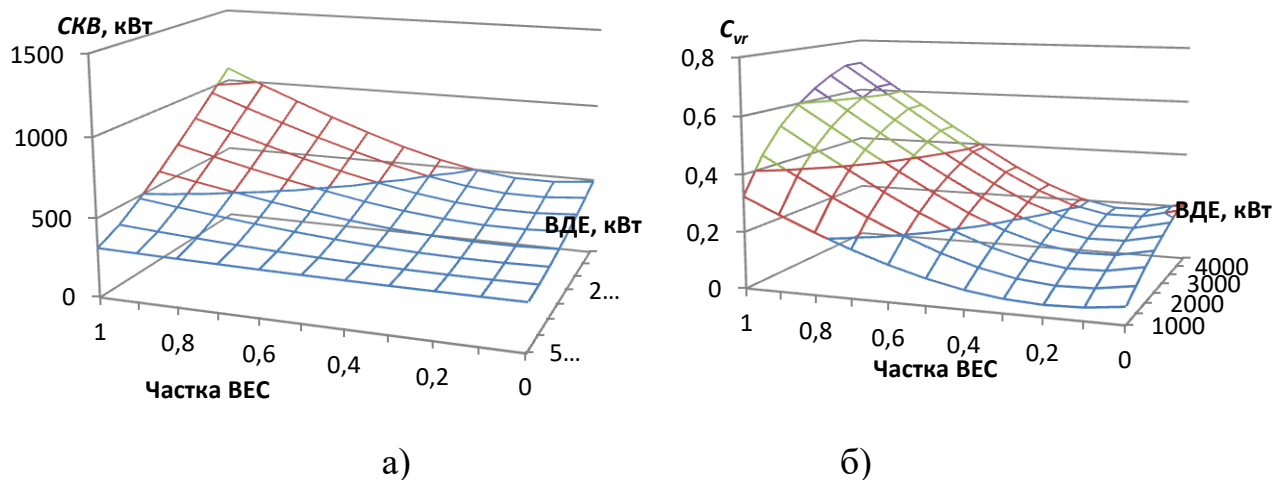


Рисунок 5.9 - Залежність додаткової варіативності від складу ВДЕ (Т1-Т4, січень)

Таблиця 5.11 - СКВ небалансу потужності для Т1-Т4, липень (кВт)

R	w										
	1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0
500	315,7	310,9	306,7	303,2	300,2	298,0	296,4	295,5	295,3	295,8	297,0
1000	384,7	367,9	352,5	338,9	327,2	317,7	310,5	305,9	303,9	304,6	307,9
1500	481,3	450,1	420,9	394,2	370,6	350,6	335,0	324,4	319,3	319,9	326,2
2000	592	546	503	462	425	393	368	350	340,7	341,0	351
2500	710	650	592	538	488	443	407	381	366,9	366,7	380
3000	833	759	687	618	555	498	451	416	397,1	396,3	413
3500	959	870	784	702	626	557	498	455	430,4	428,8	450
4000	1086	983	884	788	699	617	548	496	466,1	463,8	489

Таблиця 5.12 - СКВ небалансу потужності для Т1-Т4, квітень (кВт)

R	w										
	1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0
1000	453	427	401	378,5	356	339	312	300	294	293	297
1500	595,5	552	508,5	469,75	431	400,5	355	333	321	320	335
2000	738	677	616	561	506	462	410	376	358	357	373
2500	892,5	814,25	736	665	594	536,5	471	426	402	400,1	424
3000	1047	951,5	856	769	682	611	537	481	450	450	480
3500	1205,5	1093,25	981	878	775	691	607	540	502	502	539
4000	1364	1235	1106	987	868	771	674	600	557	556	601

5.2 Оптимальні співвідношення потужностей генерації за критерієм варіативності

Оптимальність конфігурації ВДЕ в локальній енергосистемі визначатиметься критерієм, обраним при виборі проектних рішень [70]. З розглянутих співвідношень вітрової та сонячної складових генерування електроенергії можна визначити варіанти з мінімальною дисперсією генерації ВДЕ або з мінімальним відношенням дисперсії до середньої генерованої потужності. При врахуванні мінливого характеру споживання в енергосистемі можна виокремити додаткову мінливість, спричинену заміною частини контрольованої (традиційної, мережевої) генерації на ВДЕ. В цьому випадку можлива деяка кореляція режимів споживання та генерації, тому результуюча варіативність залежатиме від споживача. Однак, як показують дослідження, зокрема наведені вище та в [185], [198], [203] поточні флуктуації споживання та генерації на коротких (до години) часових інтервалах практично незалежні, а коефіцієнти кореляції можуть приймати як позитивні, так і негативні значення з малими (до 0,3) абсолютними величинами. Отже, характер додаткової варіативності внаслідок впливу ВДЕ визначатиметься переважно погодними факторами, властивими даному регіону та залежними від пори року.

Якщо в якості критерію обрано мінімізацію сукупної дисперсії або додаткової варіативності навантаження енергосистеми при впровадженні ВДЕ у складі вітрової та сонячної генерації, то оптимальним рішенням буде певна пропорція вітрової та сонячної складової за середньорічними чи сезонними погодними умовами (як правило, частка ВЕС має складати 10-40% сукупної номінальної потужності ВДЕ залежно від загальної частки ВДЕ). Такий розв'язок при наявності достатніх статистичних даних про погодні фактори знаходиться безпосередньо описаним вище шляхом.

В якості обмеження може бути вимога не перевищити певний рівень дисперсії. Тоді арбітражною зоною розв'язків буде крива горизонтального перетину поверхні відгуків (див. рис. 5.2, 5.4, 5.5 і ін.) на певній висоті. Однак

природнішим виглядає обмеження не по дисперсії (чи СКВ), а по значенням випадкових відхилень (флуктуацій) від графіка навантаження. Якщо таке обмеження задано як максимально допустиме відхилення, то з урахуванням імовірнісної природи ВДЕ воно може виконуватися з певною вірогідністю. Відповідно до гіпотези про нормальний розподіл флуктуацій [203] теоретичні відхилення можуть досягати безконечності, але з нульовою імовірністю. На практиці такі відхилення обмежені; в розглянутих вище прикладах для типових споживачів зафіксовані дані (за винятком екстремальних викидів, кількість яких обмежено як 0,3% випадків) знаходились всередині діапазону ($Q_1 - 1,5 \cdot IQR$; $Q_3 + 1,5 \cdot IQR$), де Q_1 та Q_3 – перший та третій квантілі розподілу; IQR – інтерквартильний розмах. В більшості прикладів розмах відхилень не перевищував $2,5\sigma$. В межах цього діапазону розподіл можна вважати нормальним. Тоді обмеження по абсолютній величині відхилень ($p_{ij} \leq p_0$) можна перевести в обмеження по величині СКВ:

$$\sigma_{\max} = \arg \left\{ \Phi \left(\frac{p_0}{\sigma} \right) = \gamma \right\}, \quad (5.4)$$

де Φ – інтеграл імовірності,

γ – довірча імовірність.

На графіку СКВ (див. рис. 5.6а, 5.9а і ін.) це обмеження матиме вигляд кривої в горизонтальній площині, область під проекцією якої на координатну площину (w, R) містить допустимі розв'язки. Нехай рівняння цієї проекції: $R = \varphi(w)$, тоді оптимальним рішенням буде $w_0 = \arg \{ r'(w) = 0 \}$, або розв'язок рівняння

$$r'(w) = \varphi'(w)[(k_w - k_s)w + k_s] + \varphi(w)(k_w - k_s) = 0, \quad (5.5)$$

де $r(w) = \varphi(w)[k_w w + k_s(1 - w)]$ відповідно до (6.2).

В такій постановці задача оптимізації стає детермінованою.

Як приклад розглянемо споживача М1. Середньорічне навантаження 800 кВт, СКВ відхилень від графіка навантаження (флуктуацій споживання) по сезонах року: 90, 54, 67, 88 (кВт), а розмах флуктуацій протягом року ± 200 кВт. Нехай умови оптимізації: максимум ефективної потужності ВДЕ при обмеженнях на флуктуації навантаження 250 кВт протягом 90% часу, тобто $P\{|p_{ij} - p_i| \leq p_0\} \geq 0,9$, де $p_0 = 250$ кВт. Тут p_0 становить понад 30% середньої річної потужності навантаження. З умови (5.4) випливає: $\Phi(p_0/\sigma) \geq 0,95$ (з урахуванням симетрії розподілу); звідси отримаємо $\sigma_{\max} = 150$ кВт. Для горизонтальних проєкцій з рисунка 5.2 отримаємо графічне зображення функцій $R = \varphi(w)$ (рис. 5.10).

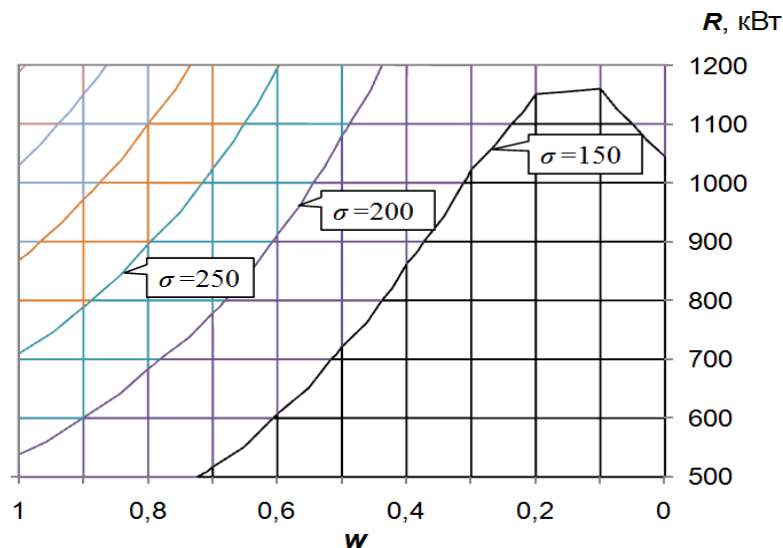


Рисунок 5.10 - Графіки $R = \varphi(w)$ при різних значеннях σ_{\max} (допустимої СКВ)

Аналогічно, знаючи $\varphi(w)$ та використовуючи (5.2), можна побудувати залежності $r(w)$. Криві на рисунку 5.10 відповідають певним (в даному випадку фактичним за січень 2016 р.) значенням продуктивності ВЕС та СЕС, тобто їх $K_{\text{ввл}}$. При інших значеннях k_w та k_s розташування екстремумів кривих змінюватиметься (рис. 5.11).

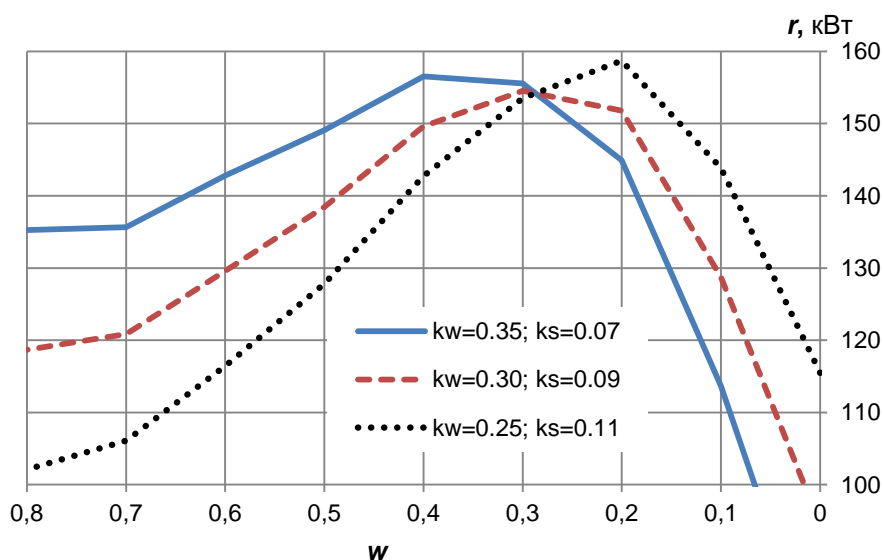


Рисунок 5.11 - Графіки залежності $r(w)$ при різних значеннях $K_{\text{ВВП}}$ ВЕС та СЕС

Для даних січня (згідно з рис.5.2, 5.10) область, для якої СКВ не перевищує 150 кВт, обмежена кривою з максимумом $R=1150$ кВт при частці ВЕС $w=0,12$. Максимум ефективної потужності ВДЕ досягається при частці ВЕС $w_0=0,2-0,4$; абсолютне значення залежить від $K_{\text{ВВП}}$ сонячної та вітрової генерації і знаходиться на рівні $r=155-160$ кВт для існуючих типів електроустановок.

Для січня більш характерним є перший варіант $K_{\text{ВВП}}$ з рисунка 5.11: $k_w=0,4$; $k_s=0,07$. Тоді перевага має надаватись вітровим установкам, приймаючи $w_0=0,4$. При загальній номінальній потужності ВДЕ 1150 кВт це означає 460 кВт ВЕС та 690 кВт СЕС.

Перевіримо таким же чином умови липня. Область, де СКВ менше 150 кВт, обмежена кривою з максимумом $R=1480$ кВт при частці ВЕС $w=0,12$. Для значень $K_{\text{ВВП}}$ липня ($k_w=0,28$; $k_s=0,23$) маємо максимум $r=350$ кВт при частці ВЕС $w_0=0,2$. Тоді це означає 300 кВт ВЕС та 1180 кВт СЕС.

Для квітня $k_w=0,44$; $k_s=0,19$. Для $R=1100$ кВт маємо $r=285$ кВт при $w_0=0,28$.

Для жовтня $k_w=0,5$; $k_s=0,12$. Для $R=1050$ кВт маємо $r=286$ кВт при $w_0=0,44$.

Такими є результати оптимізації для окремих місяців. Якщо треба розрахувати оптимальну конфігурацію для всього року, необхідно брати до уваги весь масив даних, оскільки довірчі межі для розкиду флуктуацій навантаження мають стосуватися всього року. При цьому розподіл флуктуацій протягом року може бути нерівномірним, в окремі місяці їх частка перевищуватиме середньорічний довірчий діапазон. В даному прикладі умова $\Phi(P_0/\sigma) \geq 0,95$ була застосована до кожного місяця, інакше мало б бути попередньо обумовлено можливість сезонної зміни конфігурації системи, тобто часткове обмеження роботи ВДЕ при варіації погодних умов. Отже, в загальному випадку область допустимих значень (w, R) буде обмежена найбільш жорсткими умовами; в даному прикладі це стосується внутрішньої області кривої $\sigma = 150$ для січня (рис. 5.10) на ділянці $(w \geq 0,2)$. Оптимум по критерію максимуму ефективної потужності ВДЕ знаходиться на обмежувальній кривій. Для інтервалу $(0 < w < 0,2)$ жорсткішими будуть обмеження жовтня, але цей інтервал не є оптимальним в кожному місяці (див. рис. 5.12).

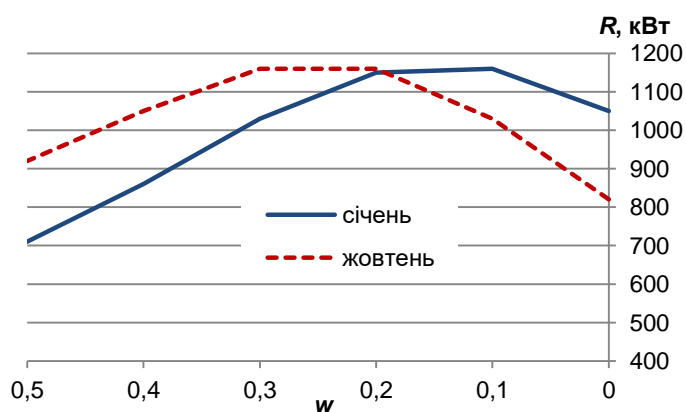


Рисунок 5.12 - Ізолінії R для СКВ $\sigma = 150$ кВт в різні місяці.

Для пошуку оптимального річного значення розглянемо сезонні величини ефективної потужності при заявлених обмеженнях на рівень відхилень від графіка споживання (див. табл. 5.13), враховуючи (2): $r(w) = R[k_w w + k_s(1 - w)]$.

Таблиця 5.13 - Максимальні значення ефективної потужності ВДЕ r та відповідні R при сталому СКВ (кВт)

w	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6
R , кВт	820	1030	1150	1030	860	710	600
Січень	57	101	145	159	156	149	143
Квітень	156	221	276	273	249	224	204
Липень	189	242	276	252	215	181	156
Жовтень	98	163	225	241	234	220	209
Середнє	125,0	181,8	230,5	231,2	213,6	193,5	178

В середньому за рік при номінальній потужності ВДЕ 1050 кВт отримуємо ефективну потужність 235 кВт при частці ВЕС 0,27. Цей результат практично збігається з оцінкою мінімуму відносної варіації (див. рис. 5.3б), яка досягається також при $w_0=0,27$. Отже, оптимальними в даному прикладі будуть потужності 285 кВт ВЕС та 765 кВт СЕС. При цьому річний $K_{\text{ввп}}$ ВДЕ становитиме 0,22, а максимальний (у квітні) – 0,26.

Приведена оцінка не враховує питому вагу окремих місяців, які характеризуються різною ефективною потужністю ВДЕ. Коректніше було б представити повний набір річних даних шляхом складання частоти певних відхилень та визначення інтегральної функції їх розподілу. В цьому випадку осереднюються також значення $K_{\text{ввп}}$; маємо: $k_w=0,40$; $k_s=0,15$. СКВ річного набору даних щодо відхилень (оцінка зроблена по результатах 4-х пір року) при різних варіантах потужностей ВДЕ наведено в таблиці 5.14.

Діапазон допустимих розв'язків при обмеженні флуктуацій розраховується для умов всього року. На рисунку 5.13 зображено ізолінії та області фіксованих значень інтеграла імовірності Φ при різних варіантах (w, R) потужностей ВДЕ. Нижня область відповідає умовам обмеження розмаху відхилень (флуктуацій) $\sigma_{\text{max}}=150$ кВт.

Таблиця 5.14 - СКВ річного набору даних

R, кВт	w						
	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0
200	79,5	78,1	77,1	76,9	77,3	78,4	80,2
400	99,7	93,2	88,1	85,3	84,9	87,0	91,2
600	128,9	116,2	105,7	99,2	97,1	99,8	106,8
800	161,9	143,1	127,1	116,5	112,4	115,5	125,2
1000	199,1	172,9	151,1	135,8	129,1	132,7	145,8
1200	236,3	204,3	176,9	157,0	147,9	151,6	167,2

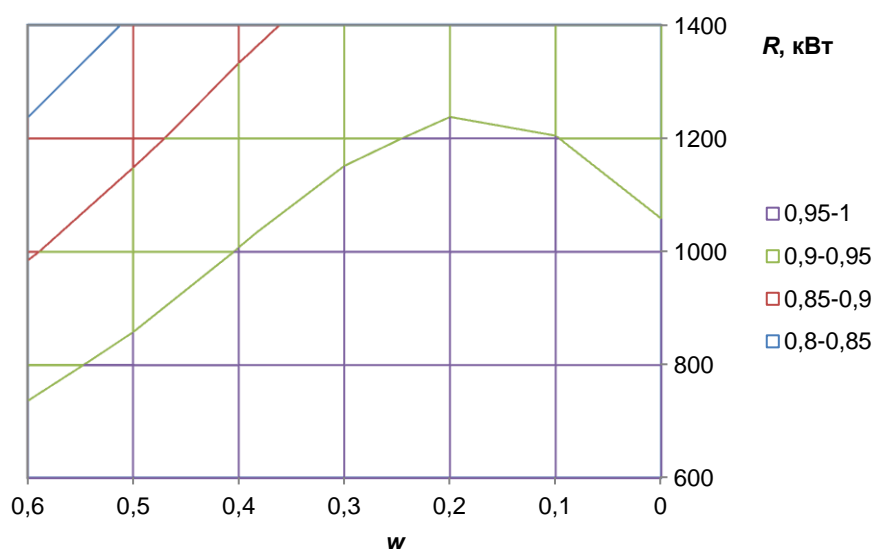


Рисунок 5.13 - Области значень інтегралу імовірності Φ для річних даних

Оцифровані дані рисунка 5.13 для лінії $\Phi=0,95$ наведено в таблиці 5.15.

Таблиця 5.15 - Значення потужностей ВДЕ при умові $\Phi=0,95$

w	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0
R, кВт	740	860	1010	1150	1235	1210	1070
r, кВт	222,0	236,5	252,5	258,7	247,0	211,7	160,5

Тут максимум споживання ВДЕ рівний 259 кВт при $w_0=0,30$. При цьому $R=1150$ кВт, річний $K_{\text{ВВП}}$ ВДЕ становитиме 0,225 (дещо збільшено частку ВЕС порівняно з осередненням по 4-х місяцях з таблиці 5.13). Такий результат дещо перевищує попередній, оскільки допускає нерівномірність розподілу флуктуацій впродовж року.

Оцінка оптимальності виконувалася в припущенні, що графік навантажень побудовано за середньомісячними даними. Визначемо наскільки зміниться результат, якщо графік складатиметься з урахуванням прогнозу на кожен день, причому прогноз стосуватиметься лише середньодобових значень. Для цього до середньомісячного добового ходу вносимо поправку на середньодобове значення розрахункової доби. Результуюча оцінка області значень інтервалу імовірності при тих же обмеженнях на розкид відхилень зображена на рисунку 5.14.

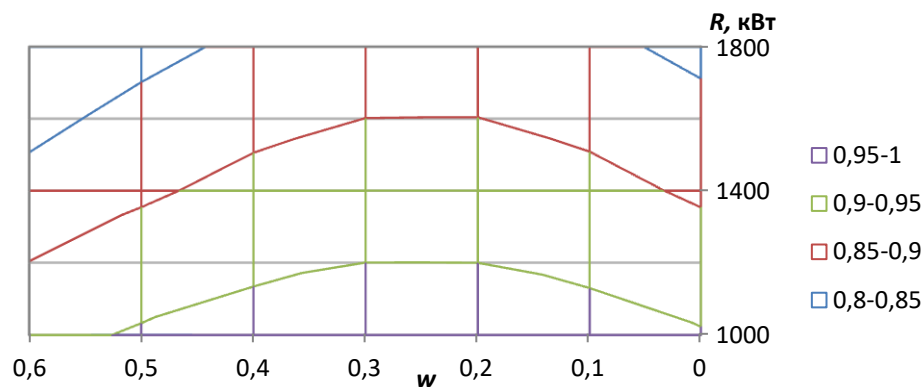


Рисунок 5.14 - Области значень інтегралу імовірності Φ з урахуванням прогнозу на добу

Максимальна допустима потужність ВДЕ при тих же обмеженнях: $R=1550$ кВт при $w_0=0,25$, а оптимальна 1450 кВт при $w_0=0,35$. При цьому максимум споживання ВДЕ рівний 361 кВт, річний $K_{\text{ввп}}$ ВДЕ становитиме $0,25$. Отже, наявність прогнозування споживання та генерації за добу (з забезпеченням середньодобового значення) дозволить на 40% збільшити використання енергії ВДЕ при збереженні обмежень на розкид відхилень від графіка навантаження. Рівень $K_{\text{ввп}}$ також дещо зросте за рахунок збільшення частки ВЕС. Якщо ж потужність ВДЕ збережеться на тому ж рівні, то довірчий інтервал відхилень від графіка зменшиться з 250 кВт до 200 кВт, відповідно зменшиться потреба в компенсуючих потужностях.

Зробимо аналогічний аналіз для прикладу 2: споживача Т1 (с. Терпіння). Для наявних даних середньорічна потужність становила 1600 кВт. При відсутності ВДЕ звична мінливість споживання становила: у січні СКВ=177 кВт (діапазон -435...+330); у липні СКВ=190 кВт, діапазон (-400...+590); у квітні СКВ=187 кВт (-400...+470); у жовтні СКВ=229 кВт (діапазон -520...+470).

Оскільки середня потужність удвічі вища за попередній приклад (М1), обмеження оберемо також удвічі вищі – $p_0 = 500$ кВт. З умови $\Phi(P_0/\sigma) \geq 0,95$ отримаємо $\sigma_{\max} = 300$ кВт. Результати розрахунку СКВ при наявності ВДЕ та побудови ізоліній для номінальної потужності наведено в таблиці 5.16.

Таблиця 5.16 - Ізолінії максимальних значень R для умови $\sigma \leq 300$ (кВт)

w	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	макс
Січень	1840	2070	2120	1960	1700	1450	1250	2130 (1,7)
Квітень	1500	1790	1920	1815	1585	1350	1150	1920 (2)
Липень	2350	2520	2480	2240	1940	1660	1430	2537 (1,3)
Жовтень	1735	1865	1835	1650	1420	1200	1025	1875 (1,3)

Найбільш жорсткі обмеження для R при $w \leq 0,15$ існують для даних квітня, на решті діапазону – жовтня. Максимальні ефективні потужності для цих меж наведено в таблиці 5.17.

Таблиця 5.17 - Максимальні значення ефективної потужності r для споживача Т1 при $\sigma \leq 300$ (кВт)

w	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6
Січень	105	175	231	254	258	252	244
Квітень	285	385	440	437	412	378	349
Липень	345	421	440	404	355	306	267
Жовтень	180	283	360	386	386	372	357
Середнє	229	316	368	370	353	327	304

В середньому за рік при номінальній потужності ВДЕ 1730 кВт отримуємо ефективну потужність 372 кВт при частці ВЕС 0,26. Цей результат близький до оцінки мінімуму відносної варіації для даних жовтня при великих потужностях ВДЕ (див. рис. 5.8).

Отже, оптимальними в даному прикладі будуть потужності 450 кВт ВЕС та 1280 кВт СЕС. При цьому річний $K_{\text{ввп}}$ ВДЕ становитиме 0,22, а максимальний (у квітні) – 0,25.

В цьому прикладі номінальна потужність ВДЕ лише трохи (на 8%) перевищувала середню потужність споживання, тоді як для меншого споживача аналогічна за впливом потужність ВДЕ перевищувала середнє споживання майже на третину. Звичайно, це співвідношення обумовлюється заданими обмеженнями, і, очевидно, воно не є лінійним.

Розглянемо дані прикладу 3 для споживача Т1-Т4. Це сума прикладів 1-2 плюс ще два споживачі. Середньорічна потужність становила 4200 кВт. При відсутності ВДЕ звична мінливість споживання становила: у січні СКВ=361 кВт; у липні СКВ=294 кВт; у квітні СКВ=276 кВт. Діапазон відхилень становив ± 800 кВт. Оскільки середня потужність майже в п'ять разів вища за 1-й приклад (М1), обмеження оберемо також пропорційно – нехай максимальне достовірне відхилення $p_0 = 1250$ кВт. З умови для Φ отримуємо $\sigma_{\text{max}} = 750$ кВт. Результати розрахунку наведено в таблицях 5.18-5.19.

Таблиця 5.18 - Ізолінії максимальних значень R для умови $\sigma \leq 750$ (кВт)

w	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	макс
Січень	5500	6120	6140	5530	4700	3950	3350	6230 (1,5)
Квітень	5160	5650	5670	5190	4500	3820	3250	5740 (1,5)
Липень	7000	7560	7460	6780	5900	5050	4350	7610 (1,4)

Тут мінімум R обмежено квітнем. Початкові дані за жовтень неповні, тому міжсезоння оцінено по квітню, взятому з подвійною вагою (оскільки в попередніх прикладах результати близькі до жовтня).

Таблиця 5.19 - Максимальні значення ефективної потужності r для споживача Т1-Т4 (кВт)

w	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6
Січень	385	600	774	852	855	830	797
Квітень	980	1215	1361	1375	1305	1203	1105
Липень	1610	1777	1790	1661	1475	1288	1131
Середнє	989	1202	1322	1316	1235	1131	1035

В середньому за рік при номінальній потужності ВДЕ 5500 кВт отримаємо ефективну потужність 1330 кВт при частці ВЕС $w=0,25$. Цей результат близький до оцінки мінімуму відносної варіації для даних квітня при великих потужностях ВДЕ (див. рис. 5.15).

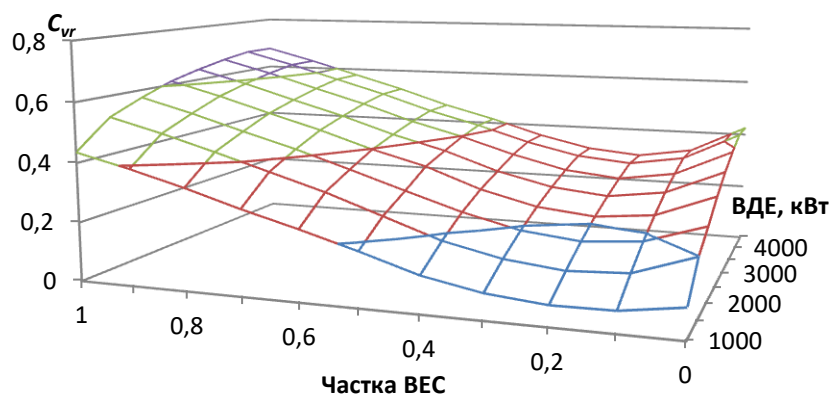


Рисунок 5.15 - Залежність додаткової варіативності від складу ВДЕ (споживач Т1-Т4, квітень)

Отже, оптимальними в даному прикладі будуть потужності 1375 кВт ВЕС та 4125 кВт СЕС. При цьому річний $K_{\text{вВП}}$ ВДЕ становитиме 0,24. В цьому прикладі номінальна потужність ВДЕ також перевищувала середнє споживання майже на третину.

На підставі наведених прикладів можна зробити висновок, що показник відносної варіації C_{vr} може слугувати критерієм оптимізації для співвідношення потужностей сонячної та вітрової станцій. Отримавши значення w та s як розв'язок $\mathop{\text{argmin}}_w C_{vr}(w, R)$ та $w+s=1$, за рівнем допустимих відхилень небалансу

p_0 або їх середньоквадратичного відхилення σ_{\max} (відповідно до обраних умов задачі) можна розрахувати максимально допустимий рівень потужності ВДЕ та коефіцієнт використання встановленої потужності. Стохастичність може бути врахована при встановленні щільності розподілу небалансу потужностей (точніше, імовірних відхилень від графіка) як випадкової величини та встановлені довірчої імовірності, надалі при використанні ретроспективного аналізу метеоданих задача оптимізації є детермінованою і виконується традиційними методами.

Для перспективного моделювання можливих ситуацій потрібно встановити характер розподілу випадкових величин (метеофакторів і рівня споживання) та розраховано параметри розподілу. Далі оптимізація виконується аналогічно, тільки замість відомого набору даних p_{ij} використовується їх імітація та статистична обробка методом Монте-Карло.

Якщо умовою оптимізації є обмеження на розкид відхилень від осередненого графіка споживання, можна аналітично оцінити оптимальні співвідношення різних видів ВДЕ (вітру та сонця) за статистичними даними, які не обов'язково є синхронними; важливо оцінити параметри розподілу імовірності випадкових складових [205].

Якщо в якості обмеження виступає розмах відхилень (p_0) або відповідне СКВ (σ_{\max}), які пов'язані умовою (6.4): $\Phi\left(\frac{p_0}{\sigma_{\max}}\right) = \gamma$, то оцінку мінливості «чистого» навантаження можна здійснити за параметрами розподілу потужності ВДЕ. Нехай прогнозоване значення споживання як осереднений добовий хід вважається відомим і є заданим графіком навантаження, який враховує і осереднені значення ВДЕ. Тоді дисперсія навантаження з урахуванням ВДЕ визначається як сума окремих складових:

$$\sigma_p^2 = D(p_{ij}) = D(a_{ij}) + D(w_{ij}) + D(s_{ij}) + 2[\text{cov}(a, w) + \text{cov}(a, s) + \text{cov}(w, s)]. \quad (5.6)$$

Вважаючи випадкові величини незалежними відповідно до попередніх досліджень (див. розд.3, табл. 3.6), приймаємо їх коваріації рівними нулю. Виходячи з фізичних обмежень на розмах флуктуацій потужностей ВЕС та СЕС, вважаємо їх СКВ пропорційними номінальній потужності:

$$\sigma_w = \alpha_w w R, \quad \sigma_s = \alpha_s s R = \alpha_s (1 - w) R. \quad (5.7)$$

де $\alpha_{w,s}$ – коефіцієнти пропорційності.

Тоді граничні обмеження флуктуацій матимуть вигляд:

$$\sigma_p^2 = \sigma_{\max}^2 = \sigma_a^2 + \sigma_w^2 + \sigma_s^2 = \sigma_a^2 + R^2 [\alpha_w^2 w^2 + \alpha_s^2 (1 - w)^2]. \quad (5.8)$$

Оскільки дисперсія потужності споживача не залежить від рівня впровадження ВДЕ і вважається відомою, то умову щодо обмежень на потужність ВДЕ можна записати у вигляді:

$$R \sqrt{\alpha_w^2 w^2 + \alpha_s^2 (1 - w)^2} = \sqrt{\sigma_{\max}^2 - \sigma_a^2} = \text{Const}, \quad (5.9)$$

а критерієм оптимізації максимум ефективної потужності r , де $r = R[k_w w + k_s (1 - w)]$ відповідно до (5.2). Шукаючи точку екстремуму r як раціональної функції від w , отримаємо:

$$w_0 = \frac{\alpha_s^2 k_w}{k_s \alpha_w^2 + k_w \alpha_s^2}. \quad (5.10)$$

До даного розв'язку входять нормовані імовірнісні параметри лише ВДЕ, незалежно від споживача, які визначаються типом обладнання та потенціалом ВДЕ, притаманним даному регіону та порі року. При цьому вигляд функції щільності розподілу не враховується, важливі лише показники

дисперсії, що є певним спрощенням задачі. Самі дисперсії розраховуються за статистичними даними, що охоплюють декілька років (до трьох).

Якщо означений критерій застосувати до розглянутих вище прикладів, отримаємо для річного обсягу даних $w_0=0,28$ (при значеннях коефіцієнтів $k_w=0,40$; $k_s=0,15$; $\alpha_w=0,33$; $\alpha_s=0,13$). Це досить близько до результатів, отриманих ретроспективним аналізом для різних споживачів; деякі відхилення можуть бути спричинені наявністю кореляції складових балансу, хоч і загалом незначної. Значення для окремих місяців можуть мати більші відмінності внаслідок імовірної кореляції на коротких часових інтервалах, проте річні значення досить стійкі, що важливо, адже проектна експлуатація має тривати роками.

Розглянемо в якості прикладу роботу Дніпровської енергосистеми (ДнЕС), для якої не використовуються синхронні дані про погоду та споживання електроенергії, проте для цих факторів розраховано параметри математичної моделі [168].

Математична модель навантаження в залежності від часу, як випадковий процес, має вигляд [168], [189]:

$$X(t) = X(t_0) \cdot e^{-\beta \cdot \Delta t} + \frac{\sigma^*}{\sqrt{2\beta}} \sqrt{1 - e^{-2\beta \cdot \Delta t}} \cdot \varepsilon, \quad \Delta t = t - t_0. \quad (5.11)$$

Параметри зносу β та волатильності σ^* не є постійними для даного процесу, проте їх поведінка в реальних прикладах не вказує на явну залежність від часу, що дозволяє прийняти гіпотезу стаціонарності. Параметри моделі споживання електроенергії за осередненими даними кількох років дано в таблиці 5.20.

Таблиця 5.20. Параметри моделі споживання електроенергії для ДнЕС

параметр	зима	весна	літо	осінь	рік
β	0,40	0,32	0,50	0,38	0,40
СКВ β	0,30	0,25	0,33	0,28	0,29
σ^* , МВт	90	85	85	86	87
СКВ σ^* , МВт	15	14	17	18	16,3
Потужність, МВт	5600	5000	4700	5200	5100

Приклад 4. Споживач ДнЕС. Середньорічна потужність 5100 МВт. Для обчислення річної ефективності застосовано попередні значення $K_{\text{ввп}}$: для січня $k_w=0,4$; $k_s=0,07$; для квітня $k_w=0,44$; $k_s=0,19$; для липня $k_w=0,28$; $k_s=0,23$; для жовтня $k_w=0,5$; $k_s=0,12$.

Для відхилень від графіка навантаження (флуктуацій) при відсутності ВДЕ у січні маємо СКВ=170 МВт, діапазон відхилень ± 460 МВт (за винятком випадкових викидів); ці ж дані отримуємо за моделлю. Обмеження оберемо відповідно до діапазону відхилень – нехай $p_0 = 500$ МВт. З умови $\Phi(P_0/\sigma) \geq 0,95$ отримаємо $\sigma_{\text{max}} = 300$ МВт. Розрахунок містить понад 1000 реалізацій моделі.

Результати імітаційного моделювання для умов січня наведено в таблиці 5.21.

Таблиця 5.21 - Значення СКВ для споживача ДнЕС, січень (МВт)

ВДЕ	w										
	1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0
1000	376	348	318	290	263	240	220	202	195	190	195
2000	690	620	560	500	447	390	337	292	270	247	252
3000	1030	920	820	710	622	540	467	400	348	319	330
4000	1325	1210	1090	960	840	720	604	510	440	400	415

Для розрахунку ефективної потужності, як раніше, використовується формула (5.2). Мінімум C_{vr} досягається при $w_0=0,25$ (див. рис.5.16).

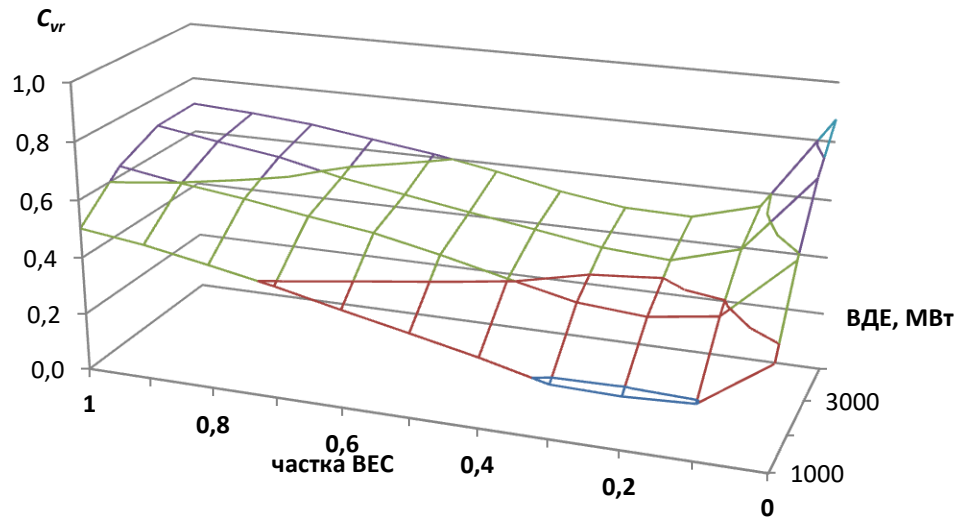


Рисунок 5.16 - Додаткова варіативність від ВДЕ для ДнЕС, січень

Якщо виходити з ізолінії максимальних значень R для умови $\sigma \leq 300$ МВт та визначати екстремум r , отримаємо $w_0=0,3$. Максимальне допустиме значення $R=2700$ МВт, оптимальне по максимуму r : $R=2100$ МВт при $r=260$ МВт.

Вихідні дані для липня: СКВ флуктуацій без ВДЕ 125 МВт, діапазон ± 350 МВт. Розмах відхилень тут становить приблизно $2,7\sigma$, що відповідає діапазону $(Q_1-1,5 \cdot IQR; Q_3+1,5 \cdot IQR)$, як і в січні. Однак абсолютні значення відхилень значно менші січневих, тобто зимові обмеження більш жорсткі. Для міжсезоння СКВ флуктуацій в межах 110-150 МВт, діапазон також ± 350 МВт. Вирізняється квітень, коли СКВ флуктуацій становило 250 МВт, а діапазон ± 500 МВт. Результати для цього місяця наведено в таблиці 5.22.

Таблиця 5.22 - Модель СКВ для квітня, споживач ДнЕС (МВт)

ВДЕ	w										
	1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0
1000	424	400	375	345	323	305	289	273	265	260	265
2000	760	690	620	550	486	435	390	350	320	312	325
3000	1325	1210	1090	960	840	720	604	510	440	400	415

Якщо виходити з ізолінії максимальних значень R для умови $\sigma \leq 300$ МВт та визначати екстремум r , отримаємо $w_0=0,2$. Максимальне допустиме значення $R=1800$ МВт, оптимальне по максимуму r : $R= 1650$ МВт при $r=400$ МВт.

Оцінка за імовірнісними параметрами метеофакторів (5.8), як і раніше, рівна 0,28 при тих же значення $K_{\text{ввп}}$ для ВДЕ. Отже, результати розрахунку за різними методами близькі, якщо спиратись на середні по місяцях дані; деяка розбіжність спричинена відхиленням від лінійності залежностей для додаткової варіативності, спричиненим особливостями конкретного споживача. Однак квітень в досліджуваному році (2016) відзначався значним вітровим та сонячним потенціалом одночасно, тому ефективна потужність ВДЕ була значно вищою січневої при меншій номінальній потужності, з перевагою в бік сонячної генерації, але при значних розмахах додаткових флуктуацій навантаження. Тому для цього місяця слід вводити окремі обмеження, або виходити з більшої кількості перевищень допустимого навантаження при збереженні їх річного обсягу.

За результатами даного розділу можна зробити наступні висновки:

- встановлено, що існують певні співвідношення номінальних потужностей вітрових та сонячних електростанцій, за яких сукупна варіативність генерації є мінімальною. Мінімальна відносна варіативність власне ВДЕ (без урахування споживання) спостерігається за приблизно паритетними встановленими потужностями сонячної та вітрової генерації. Зокрема, при врахуванні повної доби мінімальне середньоквадратичне відхилення досягається при частці ВЕС на рівні 0,32 загальної потужності ВДЕ, а мінімум коефіцієнта варіації відповідає частці ВЕС 0,56;

- при використанні критерію мінімуму варіативності сукупного балансу потужностей генерації та споживання, існують різні оптимальні співвідношення джерел енергії при варіюванні обсягів впровадження відновлюваної енергії. Зокрема, при значному впровадженні ВДЕ (до половини

споживаної потужності) імовірність небалансу в розмірі понад 10% потужності споживання становить 0,10-0,12;

- оптимальні співвідношення потужностей істотно залежать від пори року. Разом з тим характер варіативності подібний для енергокомплексів різного розміру – від окремих населених пунктів до регіональної енергосистеми.

Отримані результати, що наведені в п'ятому розділі були опубліковані в роботах [206], [207]

6 РОЗРАХУНКИ ПОТРЕБ АКУМУЛЮВАННЯ ТА РЕЗЕРВУВАННЯ ЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМАХ З КОМБІНОВАНОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ

6.1 Небаланс енергії та резервування потужностей в електротехнічних системах з комбінованою генерацією на базі ВДЕ

Як відображено в [132], [192] небаланс енергії як інтегральна характеристика небалансу потужності залежить від тривалості та знаку відхилень генерованої потужності від споживаної. Графік накопичених (умовно) обсягів надлишкової та недостатньої енергії дозволяє зробити висновки щодо потреб у акумулюванні енергії. Орієнтування на максимальні відхилення балансу енергії при виборі акумуляторних батарей може призвести до економічно невиправданої їх ємності. При оптимізації за критерієм математичного сподівання доцільно було б виходити з середнього рівня можливого накопичення, за критерієм надійності – виходити з характеру розподілу кумулятивних показників небалансу енергії, тощо. [74]

Вимоги до потужності генерування стосуються повного набору значень імовірного небалансу як множини реалізацій випадкової величини. Величина небалансу потужності при цьому визначається як середнє значення впродовж певного елементарного часового проміжку. При фіксації потужностей ВДЕ частіше використовуються інтервали 10 хв. і 30 хв., для рівнів споживання електроенергії 30 хв. та 1 год. Агрегування даних та приведення до 1-годинного інтервалу дає чисельно рівні значення середнього небалансу потужності (кВт) та відповідно втраченої енергії (кВт-год). При цьому втрата може стосуватися як виробленої енергії (при позитивному небалансі), так і недопоставленої, тобто втрати споживання (при негативному). Якщо планова генерація відбувається по осередненому графіку споживання (як правило, погодинному), то середній небаланс потужностей має бути близьким до нульового, а обсяги втраченої та недопоставленої енергії чисельно рівними.

Резервування потужностей дозволяє уникнути недопоставок енергії, тобто компенсувати негативну складову небалансу. Натомість позитивна частина може бути збережена шляхом акумулювання, яке одночасно слугуватиме і як резерв потужності, при правильному доборі акумулюючих потужностей. У випадку традиційних енергосистем потреба в резерві визначається випадковою складовою споживання енергії, а при наявності ВДЕ генерування також містить випадкову складову, що збільшує імовірність перевищень генерації над споживанням і робить більш актуальним використання технологій акумулювання. Оптимальність параметрів акумулювання може визначатися виходячи з обмежень на імовірність небалансу та допустимі його рівні (технологічна складова), а також брати до уваги вартість генеруючого обладнання та власне енергії, в тому числі враховуючи штрафні санкції за відхилення від графіка споживання (економічна складова).

На відміну від резервування, для якого важливим є розмах відхилень навантаження від графіка, для роботи акумуляторів енергії важлива також послідовність відхилень. Небаланс енергії як інтегральна характеристика небалансу потужності залежить від тривалості та знаку відхилень генерованої потужності від споживаної, а можливість накопичення певної енергії визначає потрібну ємність акумуляторів.

Розглянемо процес, що описує поточні відхилення від середнього значення, як дискретну модель блукання, в якому поточні значення знаходяться в певному коридорі відносно середнього. В узагальненому вигляді такий процес $U(t)$ може бути описано виразом:

$$u_i = \alpha u_{i-1} + \eta \varepsilon_i, \quad (6.1)$$

$$\text{де } u_i = \int_{t_i}^{t_i+\Delta t} U(t) dt.$$

Тут неперервний процес представлено дискретним як послідовність осереднених на елементарному часовому проміжку значень. Такий процес має властивості процесу Орнштейна-Уленбека [180], який описується стохастичним диференціальним рівнянням:

$$dU(t) = -\beta U(t)dt + \sigma \delta W \quad (6.2).$$

При формальному вираженні елементарного «вінерівського шуму» δW (де $W(t)$ – стандартний вінерівський процес) через гаусівське число ε : $\delta W = \varepsilon \sqrt{t}$ – розв’язки рівняння можуть бути записані як для неперервного процесу. Тоді елементи послідовності можна визначати за рекурентною формулою, до якої входить випадкова нормально розподілена (гаусівська) складова:

$$U(t_k) = U(t_{k-1}) \cdot e^{-\beta \cdot \Delta t} + \frac{\sigma}{\sqrt{2\beta}} \sqrt{1 - e^{-2\beta \cdot \Delta t}} \cdot \varepsilon, \quad (6.3),$$

де Δt – елементарний інтервал часу, $\Delta t = t_k - t_{k-1}$;

σ – коефіцієнт волатильності;

β – величина зносу випадкового процесу.

Тут волатильність розглядається як дисперсія відхилень за одиницю часу: $\sigma^2 = \hat{\sigma}^2 / \Delta t$.

Єдиного підходу щодо визначень параметрів процесу σ та β нема [208], [209], загалом їх визначають через статистичні параметри попереднього набору фактичних даних, наприклад [163]:

$$\frac{(1 - e^{-\beta \Delta t})^2}{2(\beta \Delta t - 1 + e^{-\beta \Delta t})} = \frac{\sum U(t_{j+1})U(t_j)}{\sum U(t_j)^2}, \quad \hat{\sigma}^2 = \frac{1}{K-2} \sum_{i=1}^{K-1} [U(t_{i+1}) - U(t_i)]^2.$$

Нехай поточний небаланс потужності описується функцією $U(t)$, що має зазначені вище властивості. Тоді кумулятивний небаланс енергії впродовж доби:

$$\sum_{i=0}^n U(t_i) \Delta t = [U(t_0) \sum_{i=0}^n e^{-i\beta \cdot \Delta t} + \frac{\sigma}{\sqrt{2\beta}} \sqrt{1 - e^{-2\beta \cdot \Delta t}} \sum_{i=1}^n (\varepsilon_i \sum_{j=0}^{n-i} e^{-j\beta \cdot \Delta t})] \Delta t, \quad i=0 \dots n-1, \quad (6.4)$$

де t_i – середина i -го часового інтервалу;

$n \cdot \Delta t = T$ – тривалість доби (24 год);

При переході від суми потужностей небалансів до накопиченого небалансу енергії потрібно враховувати кратність поділу годин, для коректного вживання розмірності (кВт-год). Тому доданки кумулятивного небалансу потужності (98) мають множитися на Δt (год). В прикладах нижче розглядаються 30-хвилинні інтервали часу, тобто $n=48$, $\Delta t=0,5$.

Використаємо позначення для параметрів з (6.1):

$$\alpha = e^{-\beta \cdot \Delta t}; \quad \eta = \frac{\sigma}{\sqrt{2\beta}} \sqrt{1 - e^{-2\beta \cdot \Delta t}}, \quad (6.5)$$

і застосуємо формулу для суми геометричної прогресії: $\sum_{i=0}^k \alpha^i = \frac{1 - \alpha^{k+1}}{1 - \alpha}$.

Тоді для масиву кумулятивних небалансів потужності отримаємо:

$$V_k = \sum_{i=0}^k U(t_i) = U(t_0) \frac{1 - \alpha^{k+1}}{1 - \alpha} + \eta \sum_{i=1}^k \varepsilon_i \frac{1 - \alpha^i}{1 - \alpha} \quad (6.6)$$

З прийнятих позначень очевидно, що $0 < \alpha < 1$. Якщо $\alpha \ll 1$, можна вважати $\alpha^{n+1} \approx 0$; при $\alpha \rightarrow 1$ маємо $\sum_{i=0}^n \alpha^i \rightarrow n + 1$.

Врахуємо, що при складанні незалежних випадкових величин дисперсія суми рівна сумі дисперсій складових. При наявності прогнозування

середньодобових значень споживання, тобто при врахуванні лише поточних відхилень, досяжний кумулятивний небаланс потужностей (осереднених за час Δt) при умові $\alpha < 1$ матиме наступну оцінку дисперсії:

$$D_p\{V_k\} = \frac{\sigma_0^2}{(1-\alpha)^2} + \frac{\eta^2}{2(1-\alpha^2)} \left(n - \frac{2\alpha}{1-\alpha} + \frac{\alpha^2}{1-\alpha^2} \right) \quad (6.7)$$

де σ_0 – СКВ відхилень потужностей, як імовірний розкид початкового значення в момент t_0 (його математичне очікування рівне нулю).

Якщо вважати $U(t_0)$ фіксованим, наприклад, нульовим (бо $M[U(t_0)] = 0$), то $D[U(t_0)] = 0$, інакше враховуємо, що поточна варіативність на кожному інтервалі часу незалежна, але її величина містить початкове значення, що має СКВ σ_0 .

Дисперсія небалансу енергії повинна враховувати також інтервал часу Δt . Наближено маємо дисперсію кумулятивної енергії:

$$D_E \approx \left(\frac{\sigma_0^2}{(1-\alpha)^2} + \frac{n\eta^2}{2(1-\alpha^2)} \right) (\Delta t)^2. \quad (6.8)$$

Це відповідає прогнозованому варіанту, при якому середньодобові значення споживання та генерації відомі заздалегідь, і кумулятивний баланс кожної доби завершується нульовим значенням. Така властивість небалансу потужності випливає з представлення функції миттєвої потужності в загальному випадку у вигляді [163]:

$$P(t) = \omega(t) + \sigma^* \varepsilon + U(t), \quad (6.9)$$

де $\omega(t)$ – осереднене значення для заданого сезону (трендова крива),

σ^* – стандартне відхилення середньодобових значень,

ε – стандартна нормально розподілена випадкова величина.

Тоді $\omega(t)$ визначає плановий графік генерації, відповідний осередненому споживанню, а складова $\sigma^*\varepsilon$ – це поправка на прогноз середньодобового значення. Таке представлення відповідає традиційному розкладу часового ряду (якщо використовувати дискретизацію (6.1)) на трендову, сезонну та випадкову складові [210]. Додатково може бути присутня і циклічна компонента, що відображає повторюваність протягом тривалих циклів (більше року), і відображає особливості певного року.

Для визначення параметрів представлення випадкового процесу $U(t)$ у вигляді (6.1) застосовуються набори фактичних значень, зафіксованих протягом тривалого часу, достатнього для отримання статистично стійких результатів. [132] Оскільки вигляд формули (6.1) відповідає моделі авторегресії з одним параметром (враховуючи марковську природу процесу), можна застосувати відповідну стандартну процедуру розрахунку, де α буде параметром авторегресії, а η – СКВ похибок [174]. Для цього набір даних має бути неперервним і не агрегованим, що досить незручно у випадку структурованого по дням та місяцям набору фактичних даних. Інший шлях – використання стандартних статистичних параметрів типу перших моментів розподілу (математичного очікування, дисперсії) для структурованого набору даних.

Залежність η від СКВ небалансу потужності (σ_0) відповідно до (6.5) лінійна, залежність від α за результатами імітаційного моделювання близька до квадратичної.

Залежність $\frac{\eta}{\sigma_0} = \varphi(\alpha)$ може бути апроксимована виразом

$$\left(\frac{\eta}{\sigma_0}\right)^2 = 1 - \alpha^2 \left(1 - \frac{1}{\sqrt{n}}\right). \quad (6.10)$$

Таку ж оцінку можна отримати аналітично, зокрема в припущенні $\alpha \ll 1$ з (6.1) отримуємо $\eta^2 \approx \sigma_0^2(1 - \alpha^2)$, що практично співпадає з (6.10) при $\alpha < 0,6$. При цьому використано властивість суми незалежних випадкових величин:

$$u_i = u_0 \alpha^i + \eta \sqrt{\frac{1 - \alpha^{2i}}{1 - \alpha^2}} \varepsilon_i, \quad D\{u_i\} = \sigma_0^2 = M\{u_i^2\} \approx \frac{\eta^2}{1 - \alpha^2} \text{ з точністю до } \frac{\alpha^2(1 - \alpha^{2n})}{n(1 - \alpha^2)},$$

враховуючи $M\{u_0\} = M\{\varepsilon\} = 0, M\{\varepsilon^2\} = 1$.

В загальному випадку для визначення СКВ кумулятивного небалансу енергії σ_K можна записати формулу дисперсії можливого небалансу у вигляді:

$$\left(\frac{\sigma_K}{\Delta t}\right)^2 = \left(\frac{1 - \alpha^{n+1}}{1 - \alpha}\right)^2 \sigma_0^2 + \frac{\eta^2}{2(1 - \alpha^2)} \left(n + 1 - 2\frac{1 - \alpha^{n+1}}{1 - \alpha} + \frac{1 - \alpha^{2(n+1)}}{1 - \alpha^2}\right). \quad (6.11)$$

Тут $\sigma_K = \sqrt{D_E}$ (кВт-год). Оскільки відповідно до (6.5) прийнято $\alpha = e^{-\beta \Delta t}$, то $0 < \alpha < 1$. Для випадку сингулярності ($\alpha \rightarrow 1$) граничне значення множника при η^2 в формулі (6.11): $\frac{1}{6}n(n+1)(2n+1)$. Цей результат підтверджується також при імітаційному моделюванні. Таку оцінку можна отримати з розрахунку дисперсії для набору сум $\sum_i^k u_i$ ($k=1\dots n$) у формулюванні (6.1) при $\alpha=1$, як суму арифметичної прогресії виду i^2 . Тоді $u_i = u_0 + \eta \sqrt{i} \cdot \varepsilon$. Модель (6.1) при цьому відображає адитивне незалежне дискретне випадкове блукання, при якому траєкторія процесу може далеко відійти від початкового значення, відповідно загальна варіативність процесу (тобто σ_K) значно перевищить волатильність η . Насправді результатом нормалізації випадкового процесу (6.8) та забезпечення добової циклічності u_i є виконання умови $\sum_i^n u_i = 0$ (див. рис. 6.2), що обмежує розмах відхилень.

Застосування фактичних статистичних показників розкиду σ_0 та σ_K дозволяє розрахувати параметри α, η математичної моделі (6.1), використовуючи залежності (6.9) та (6.10). Однак величина σ_K сама є предметом пошуку при оцінці незбалансованості енергосистеми. Тоді додатково до (6.10) умовою може бути згадана вище процедура пошуку параметра авторегресії

часового ряду. Інший шлях – використання середньоквадратичного значення стрибків потужності за одиницю часу, як параметра волатильності. Отже, якщо розглядати часовий ряд $\delta_i = u_t - u_{t-1}$, то для дисперсії ряду $D\{\delta_i\} = \sigma_\delta^2$ в силу залежностей (6.1) та використання формул для геометричної прогресії і для дисперсії суми незалежних випадкових величин, як зазначено вище, можна отримати оцінки:

$$\eta^2 \geq \frac{1+\alpha}{2} \sigma_\delta^2, \quad \eta^2 \geq (1-\alpha^2) \sigma_0^2, \quad \alpha \approx 1 - \frac{\sigma_\delta^2}{2\sigma_0^2}. \quad (6.12)$$

Статистичні оцінки величин та можна отримати для довільного набору даних з використанням стандартних процедур.

При складанні місячного обсягу кумулятивної енергії окремі дні можна розглядати як незалежні реалізації процесу. Якщо при цьому робити добавку міждобових відхилень (адитивну складову кожної доби), то це може розглядатися як перехід від прогнозованого накопичення (відносно середньодобового споживання) до непрогнозованого – з урахуванням міждобових варіацій. Результируюча дисперсія буде рівна сумі добових, характер розподілу випадкових складових при складанні не грає ролі. [132], [192]

Інший можливий підхід – розглядати місячний обсяг даних як один неперервний процес, тоді кумулятивна сума може визначатися за тими ж формулами (6.11), з відповідним попереднім розрахунком параметрів моделі цього процесу β та σ . Якщо виходити з існуючих формул для волатильності [163], які використовують різниці суміжних значень незалежно від їх відстані до осереднених значень, то довжина розрахункового періоду на результат не впливатиме (бо і раніше бралось осереднене по всіх днях місяця). Отже, коригуватися буде параметр зносу β , формули для розрахунку якого існують різні, дають наближені значення, а чутливість результату значна через наявність дільника $(1-\alpha^2)$. Величина зносу при відсутності поділу на окремі дні має бути значно меншою, оскільки добові значення можуть тривалий час

істотно відрізнятися від середньомісячних, а траєкторія наближатися до «вінерівського блукання» [180]. Вочевидь, підбирати β слід за результатами співставлення з реальними даними. Наразі це будуть не ті параметри, що використовуються в моделі (6.9), оскільки не передбачають наявності середньодобової складової.

Переходячи від відхилень рівня навантаження до кумулятивних обсягів небалансової енергії (з урахуванням часових інтервалів), можна визначити імовірність накопичення та використання надлишкової енергії для різних споживачів і конфігурацій ВДЕ. Приклади споживання наведено зокрема в [185], [203] для Запорізької області, для співставлення рівнів споживання та генерації ВДЕ використано синхронні дані щодо швидкості вітру, сонячної радіації і споживання електроенергії у 2016 р. Враховано нормовані показники потужності сучасних вітрових (ВЕС) та сонячної (СЕС) електростанцій.

Для розглянутих споживачів природний режим споживання (без ВДЕ) характеризується наявністю трендової лінії та випадкових відхилень від неї (флуктуацій поточної потужності). При цьому спостерігається відмінність між середньодобовими рівнями, а розподіл відхилень середньодобових значень відносно середньомісячного тренду має нормальний характер [203]. Якщо осереднений графік споживання вважати плановим, то можна говорити про відхилення від прогнозованого на наступну добу рівня (варіант прогнозування), або про відхилення від традиційного для даної пори року (чи місяця) режиму споживання, тобто про варіант роботи без поточного прогнозування. При цьому прогноз середньодобових значень вважається досить точним, що підтверджується практикою. Про погодинний прогноз наразі не йдеться через невизначеність з досяжною точністю такого прогнозу. Відповідно осереднені дані про потужність ВДЕ також можна вважати плановими чи прогнозованими, а результуючі відхилення від графіка навантаження, складеного з урахуванням ВДЕ (так званого «чистого» навантаження), вважати результуючими поточними небалансами потужності. [132] Тоді випадковий процес відхилень від графіка матиме властивості мартингала. Отже, розглядаємо два варіанти

планування роботи енергосистеми: з щоденним прогнозуванням середньодобових значень, тобто забезпеченням добової циклічності небалансів енергії, та без поточного прогнозування з орієнтацією на середньомісячні дані багаторічних спостережень, тобто забезпеченням місячної циклічності небалансів. Для порівняння розрахункових та фактичних даних використано згадані вище статистичні дані щодо поточного споживання різних споживачів. Зокрема, споживач М1 (окремий населений пункт) має середню потужність 700-1100 кВт залежно від пори року, споживач Т1 (теж населений пункт) – 1500-1800 кВт, споживач Т1-Т4 (група населених пунктів) – 4000-5000 кВт, споживач Дн (регіональна енергосистема) – 4500-5500 МВт.

Розглянемо споживача М1. Приклад гістограм статистичної ймовірності (частоти) відхилень від середнього споживання у січні наведено на рисунку 6.1 (вертикальна вісь для зручності не суміщена з 0-значенням).

Як бачимо, розподіл відхилень (флуктуацій) як при наявності щоденного прогнозу, так і при його відсутності близький до нормального. Результати для липня мають схожу природу, з дещо меншим розмахом значень потужності.

Переходячи до кумулятивних обсягів незбалансованої енергії споживання, тобто навантаження на енергосистему (з урахуванням часових інтервалів), розглянемо імовірність накопичення та використання надлишкової енергії.

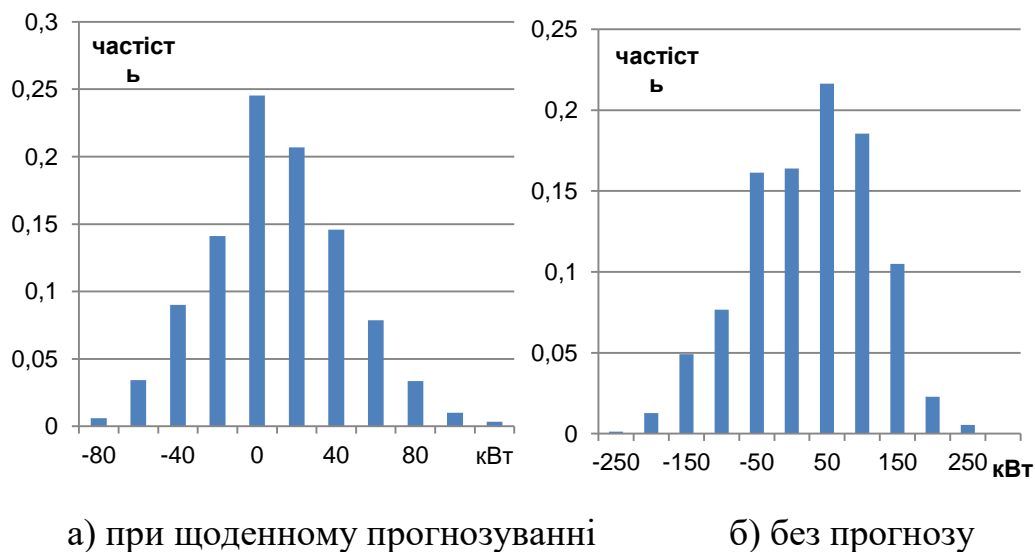


Рисунок 6.1 - Розподіл небалансу потужності (споживач М1, січень)

Спочатку розглянемо варіант щоденного прогнозування, коли добовий баланс зводиться з нульовим підсумком. Приклади зміни кумулятивного небалансу енергії для трьох послідовно взятих днів січня зображено на рисунку 6.2. Очевидно, середні рівні небалансу енергії для різних днів можуть мати різні знаки, залежно від послідовності значень небалансу потужності. На рисунку 6.3 зображено послідовність середньодобових небалансів енергії впродовж місяця, яка очевидно має випадковий характер.

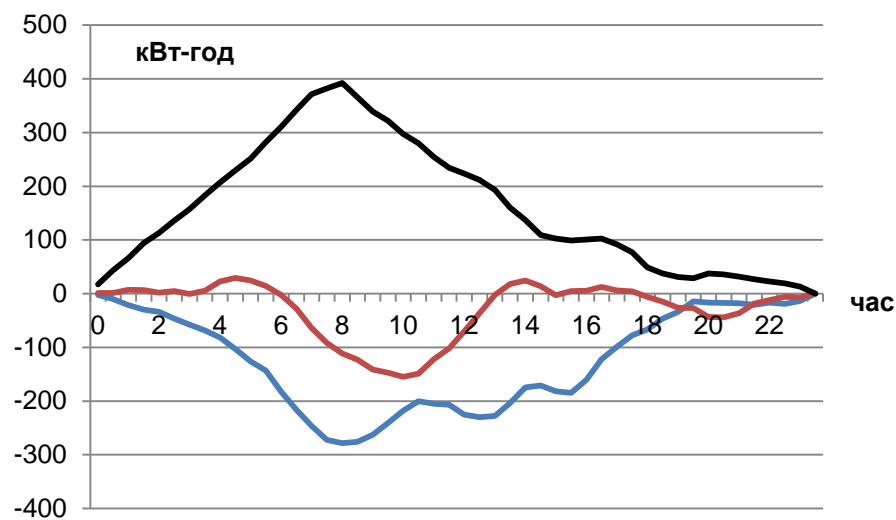


Рисунок 6.2 - Небаланси енергії навантаження протягом доби

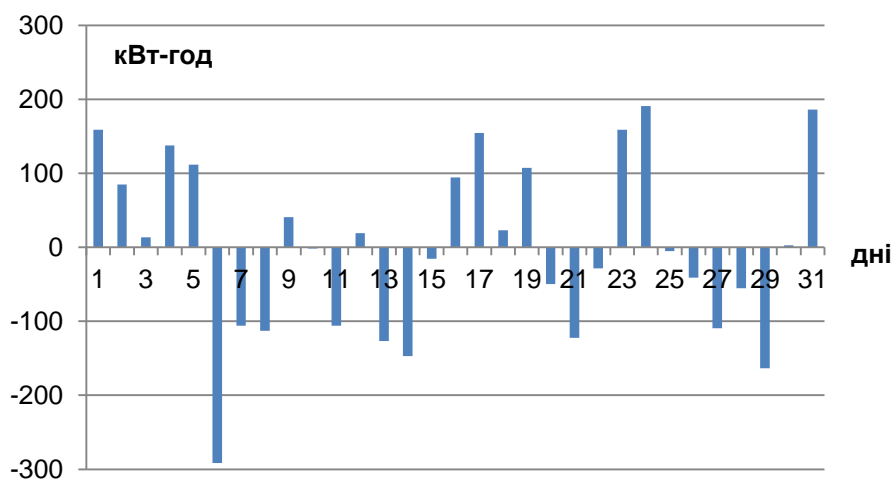


Рисунок 6.3 - Середньодобові небаланси енергії
(М1, січень, добова циклічність)

Розподіл поточних значень кумулятивного небалансу енергії (за умови добової циклічності) зображено на рисунку 6.4. Розподіл близький до нормального.

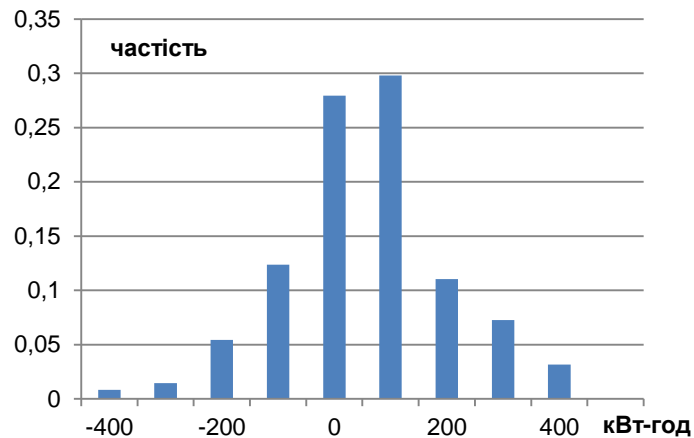
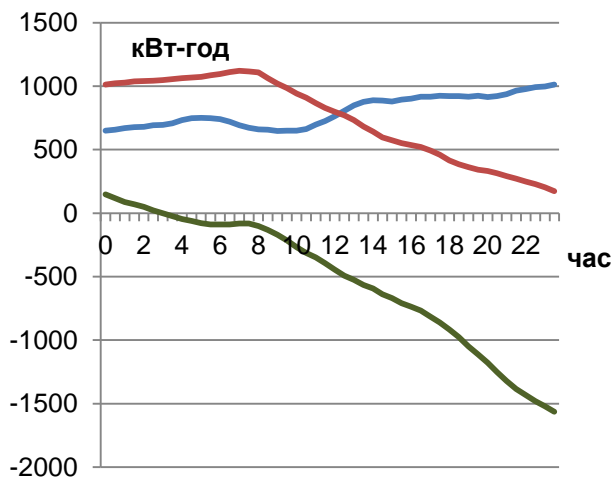


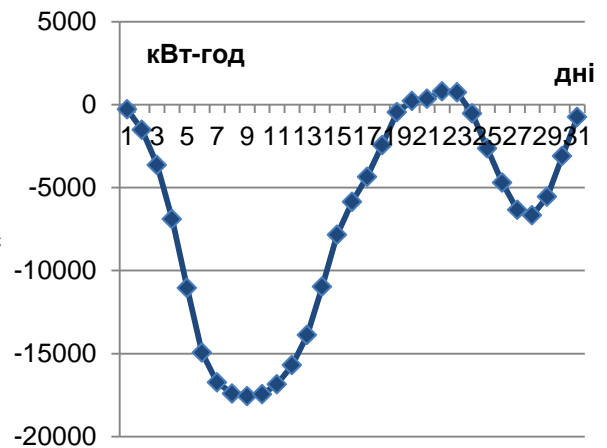
Рисунок 6.4 - Розподіл кумулятивного небалансу енергії (споживач М1, січень)

Отже, наявність щоденного прогнозування приводить до добової циклічності накопичення енергії та сприяє нормальному розподілу значень поточного та кумулятивного небалансів відповідно потужності і енергії.

За умови відсутності поточного прогнозування організація енергосистеми базується на багаторічних статистичних даних, приведених до місячних показників. Отже, плановий графік споживання має відповідати середньомісячним значенням, відповідно отримаємо місячну циклічність небалансів потужності та енергії. Відповідна гістограма для даних за січень зображена на рисунку 6.5.



а) впродовж доби (приклади)



б) впродовж місяця (січень)

Рисунок 6.5 - Кумулятивний небаланс енергії без добового прогнозу (споживач М1)

В даному прикладі на початок місяця спостерігався дефіцит потужності відносно середньомісячних значень, який потім було компенсовано зменшенням навантаження у другій декаді (див. рис. 6.5б). Гістограма поточних рівнів кумулятивного небалансу для варіанту без прогнозу (місячна циклічність) зображено на рисунку 6.6.

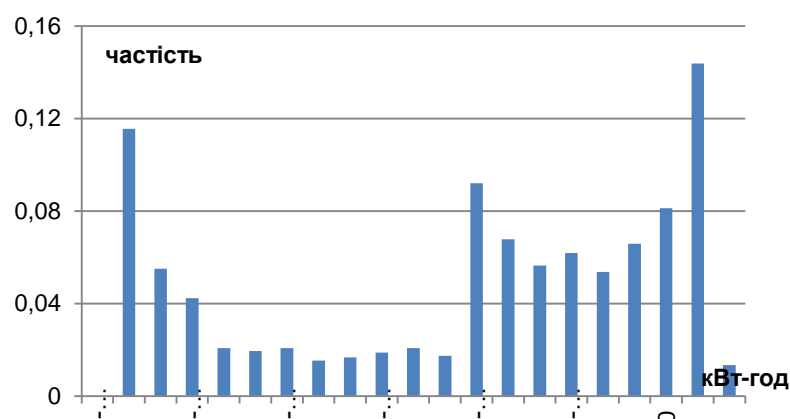
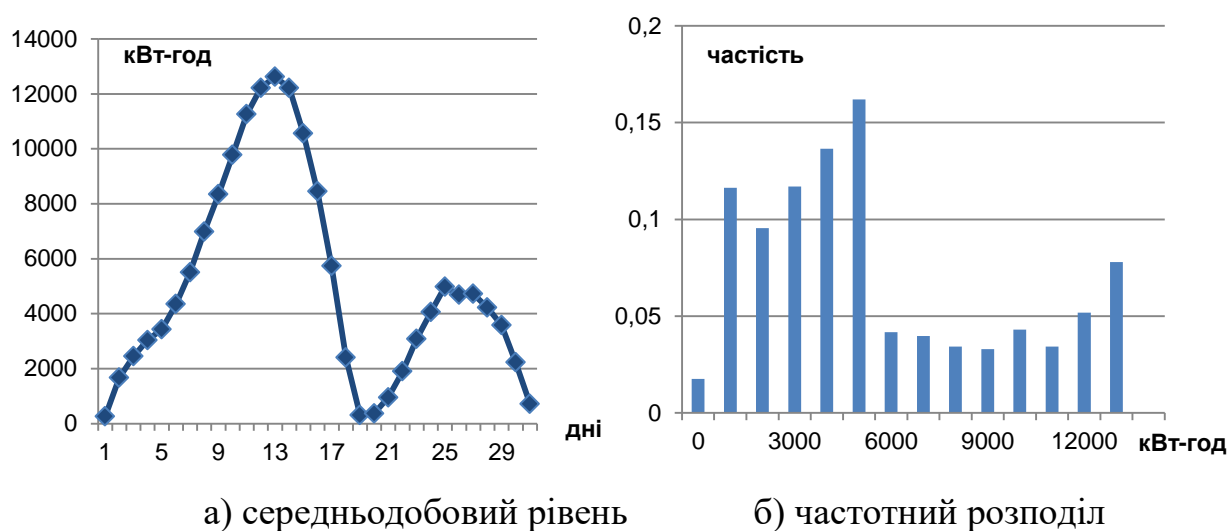


Рисунок 6.6 - Розподіл кумулятивного небалансу без добового прогнозу (М1, січень)

Розподіл в даному випадку несиметричний, відмінний від нормального і скоріше нагадує «білий шум», проте наявні значні відхилення від середнього.

Оскільки діапазон значень (-17800; 1100), то при рівномірному розподілі СКВ мало б становити 5450 (кВт-год), а по факту маємо 9380. Середні значення мали б становити -8350 (кВт-год), по факту є -6900.

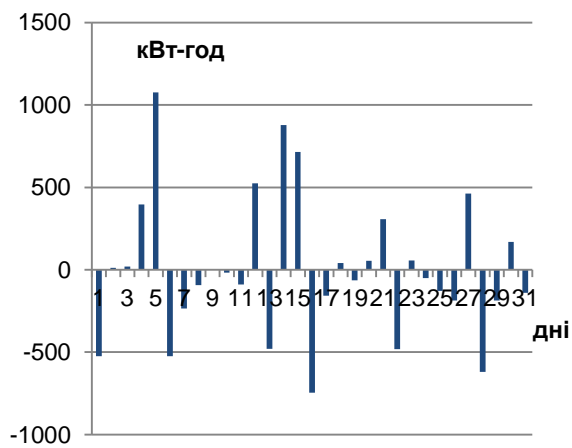
Відповідні характерні результати цього ж споживача для липня (див. рис.6.7):



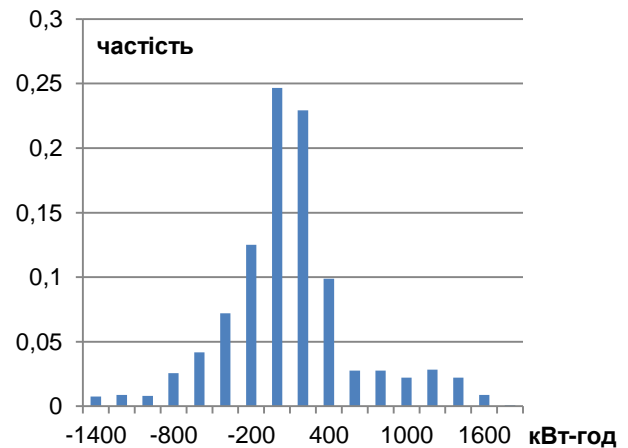
Риснок 6.7 - Кумулятивний небаланс без прогнозу (М1, липень)

Характер гістограми розподілу аналогічний зимовому: діапазон значень (-200; 12700), то при рівномірному розподілі СКВ мало б становити 3720 (кВт-год), а по факту маємо 3790. Середні значення мали б становити 6350 (кВт-год), по факту є 5060. Для літнього місяця кумулятивний небаланс мав переважно позитивні значення (надлишкову генерацію), тобто ситуація протилежна зимовій. Насправді це лише відмінності між першою та другою половинами місяця, тобто знак кумулятивного небалансу залежить від точки відліку.

Для ілюстрації цієї тези порівняємо характер небалансу для сусіднього населеного пункту (споживач Т1). Так, при наявності добового прогнозу розподіл поточних кумулятивних небалансів близький до нормального (див. рис. 6.8).



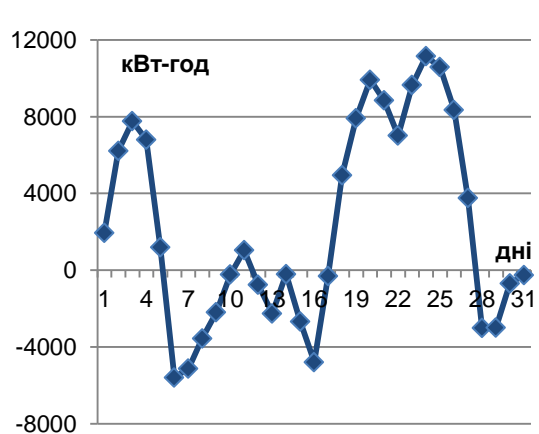
а) середньодобовий рівень



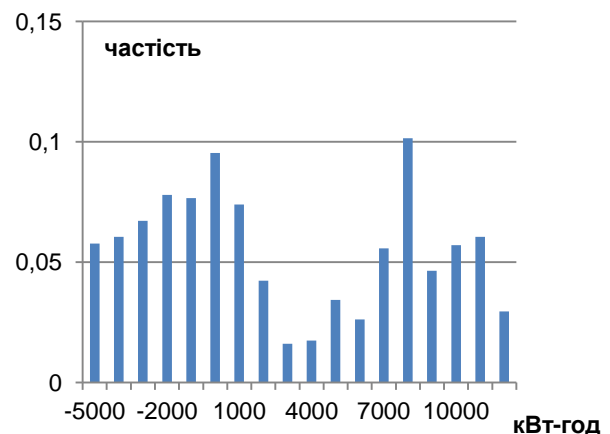
б) частотний розподіл

Рисунок 6.8 - Середньодобові небаланси енергії, прогноз (січень, Т1)

При відсутності щоденного прогнозування і наявності місячної циклічності розподіл небалансу нагадує рівномірний (див. рис.6.9). Діапазон значень (-6100; 11600), при рівномірному розподілі СКВ мало б становити 5110 (кВт-год), а по факту маємо 5320. Середні значення мали б становити 2750 (кВт-год), по факту є 2340.



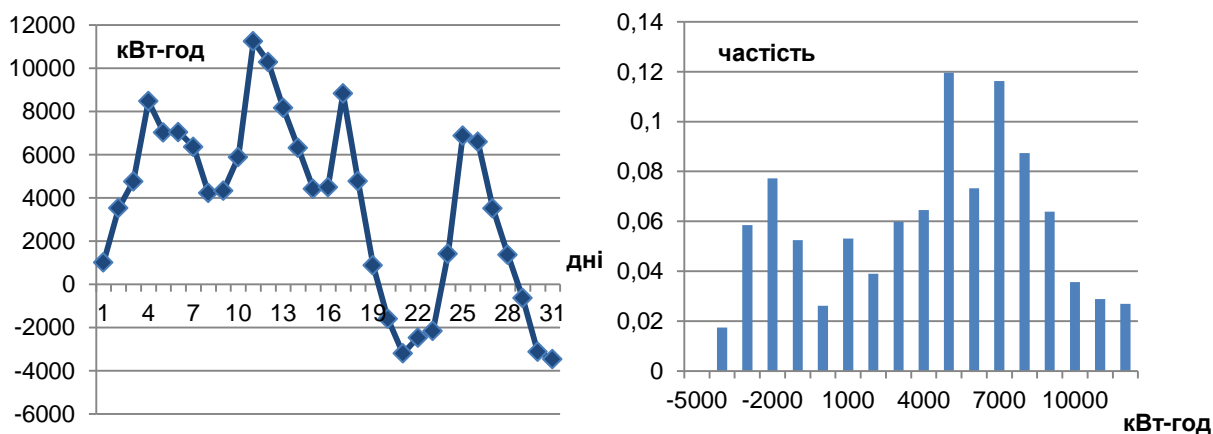
а) середньодобовий рівень



б) частотний розподіл

Рисунок 6.9 - Кумулятивний небаланс без прогнозу (Т1, січень)

Показники літа мають схожий характер (див. рис.6.10).



а) середньодобовий рівень

б) частотний розподіл

Рисунок 6.10 - Кумулятивний небаланс без прогнозу (Т1, липень)

Якщо порівняти характер накопичення незбалансованої енергії, то при синхронному порівнянні погодних умов результати для подібних споживачів суттєво різняться – в одному випадку баланс є переважно від’ємним (згідно з рис. 6.5б), в іншому додатним (згідно з рис. 6.9а), тобто поведінка випадковим чином залежить від початкових умов (точки відліку). Відповідно зміщується діапазон імовірних значень. Натомість характер розподілу для різних випадків схожий, і подібний до рівномірного. Такі ж висновки справедливі для результатів розрахунку небалансів групи споживачів, до якої зокрема входять і згадані вище (група Т1-Т4).

Зокрема при добовій циклічності помітно, що відношення дисперсій небалансу потужності та кумулятивного небалансу (σ_0 / σ_K) близькі для усіх розглянутих випадків (див. табл.6.1). Близькими є також значення α фактичні та розраховані за формулами (6.11)-(6.12), а також за процедурою авторегресії. В таблиці 6.1 наведено також інші результати статистичного аналізу фактичних даних та розрахунку параметрів математичної моделі за формулами (6.10)-(6.12).

Таблиця 6.1 - Характерні показники небалансу потужності та енергії при добовому прогнозі

параметри		споживачі					
		M1		T1		T1-T4	
		січень	липень	січень	липень	січень	липень
початкові	σ_0 (кВт)*	35	34	96	138	166	181
	σ_K (кВт)	152	183	505	750	774	987
	σ_0/σ_K	0,234	0,196	0,204	0,200	0,225	0,195
	Розмах небалансу	$3,1\sigma_0$	$3,3\sigma_0$	$4,0\sigma_0$	$3,9\sigma_0$	$3,0\sigma_0$	$3,1\sigma_0$
	Розмах кумул. небал.	$2,8\sigma_K$	$2,6\sigma_K$	$2,8\sigma_K$	$3,0\sigma_K$	$2,7\sigma_K$	$2,8\sigma_K$
модель	σ_δ (кВт)	21	19	45	79	74	95
	α по ф.(10)	0,84	0,89	0,87	0,87	0,90	0,90
	η (кВт)	22	20	58	84	91	100
	α по ф.(11)	0,84	0,86	0,90	0,86	0,90	0,88

*Розрахунок по середніх добових

Середнє значення небалансу потужності рівне нулю за умовою добової циклічності, тоді як для кумулятивного небалансу середньодобове значення - це випадкова величина (див. рис. 6.2, 6.3), хоча місячний набір даних відповідає нормальному розподілу з нульовим середнім (див. рис. 6.4). Розмах небалансу потужності та кумулятивного небалансу енергії практично відповідає умовам нормальності щодо квантилів розподілу; в таблиці 6.1 наведено значення відхилень від середнього з імовірністю понад 95%. Практично виконується правило трьох сигм для кумулятивного небалансу енергії; небаланс потужності має дещо більший розмах, особливо для споживача T1 – там розподіл дещо відрізняється від нормального по параметру ексцесу. Однак загалом гіпотеза нормальності видається прийнятною.

Наведені в таблиці 6.1 результати стосуються варіанту роботи з добовою циклічністю (при наявності прогнозування). Без щоденного прогнозу матимемо варіант з місячною циклічністю (за умови відомих середньомісячних показників, з результатів багаторічних спостережень). В таблиці 6.2 наведено аналогічні показники цього варіанту роботи. Особливістю математичної моделі варіанту без прогнозу є врахування того факту, що у виразі (6.8) моделюється

не процес $U(t)$, а сума $\sigma^*\varepsilon+U(t)$. Отже, мають враховуватися, крім середнього за добу значення σ_0 , пов'язані між собою СКВ сукупного масиву даних σ_N та міждобова варіативність σ^* (де $\sigma_N = \sqrt{\sigma_0^2 + \sigma^{*2}}$). При цьому різниця між середнім значенням добових СКВ та СКВ місячної сукупності даних буде істотною (на практиці приблизно удвічі).

Отже, моделювання має відбуватися за більшою кількістю параметрів, що враховували б міждобову варіативність. При цьому поведінка впродовж доби не змінюється, отже параметри α , η моделі для змінної $U(t)$ лишаються тими ж, додається адитивна складова $\sigma^*\varepsilon$.

Інший підхід – розглядати місячний набір даних не фрагментовано по днях, а як один часовий ряд великої тривалості, відповідно зі збереженням складу параметрів та їх перерахунком внаслідок збільшення сукупної дисперсії σ_0 . Недоліком такого підходу при імітаційному моделюванні є накопичення похибок на тривалому часовому діапазоні, особливо при великих (близьких до 1) значеннях α .

Таблиця 6.2 - Характерні показники небалансу потужності та енергії при місячному прогнозуванні

параметри	споживачі					
	M1		T1		T1-T4	
	січень	липень	січень	липень	січень	липень
σ_N (кВт)	90	67	177	190	361	294
σ^* (кВт)	83	58	149	131	321	232
σ_K (кВт)	6380	3790	5320	4210	21260	13780
σ_0/σ_K	0,014	0,018	0,033	0,045	0,017	0,021
Кумул. середнє (кВт-г)	-6900	5060	2340	3720	-6860	14100
Розмах небалансу (кВт)	$2,8 \sigma_N$	$3,0 \sigma_N$	$2,9 \sigma_N$	$2,9 \sigma_N$	$2,8 \sigma_N$	$3,2 \sigma_N$
Діапазон кумул. небалансу	$3,1 \sigma_K$	$3,6 \sigma_K$	$3,3 \sigma_K$	$3,7 \sigma_K$	$3,1 \sigma_K$	$3,4 \sigma_K$
Центр кумул. небалансу (кВт-г)	-8300	7000	3500	4000	-9000	5000

Як видно з таблиці 6.2, розподіл потужностей небалансу для повного місячного набору даних (без прогнозування) також відповідає правилу «трьох

сигм», як при нормальному законі. Натомість кумулятивний небаланс має скоріше рівномірний розподіл, для якого розмір діапазону значень має бути пропорційним до $2\sqrt{3}\cdot\sigma_K$; відповідний розмах при нормальному розподілі мав би довірчу імовірність $1-2\Phi(-\sqrt{3})\approx 0,92$, де $\Phi(\cdot)$ – інтеграл імовірності. Параметри α , η визначаються по тих же формулах (6.9)-(6.11), що і для випадку добової циклічності, оскільки визначають поточну поведінку впродовж кожної доби незалежно від інших днів. Діапазон значень кумулятивного небалансу наближено рівний характерному для гіпотези про рівномірний розподіл $(3,4\sigma_K)$; відмінність від рівномірного розподілу виражається у відмінності середнього значення кумулятивного небалансу від центру діапазону значень. Центр діапазону має випадкову природу, залежну зокрема від точки початку відліку, тому імітаційна модель дає значний розкид значень, однак при цьому СКВ небалансу близьке до фактичного. В усякому випадку максимальний кумулятивний небаланс енергії не перевищує означеного діапазону та не менший його половини, оскільки нульове значення входить до діапазону за означенням місячного балансування.

Загалом розмір небалансу енергії при переході від щоденного прогнозування до місячного зростає приблизно 30-кратно, в залежності від початку відліку може бути й меншим, при симетричному відносно нуля розподілі.

Наведене вище стосується традиційного споживання електроенергії, без ВДЕ. Дослідимо, наскільки застосування ВЕС та СЕС впливає на небаланс потужності та накопиченої енергії. Розглянемо сумісну роботу вітрової та сонячної станцій для різних споживачів. Сумарна номінальна потужність цих відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) становить R (кВт), враховано нормовані показники потужності ВЕС та СЕС, сумарна номінальна потужність цих ВДЕ – одиниця. Отже, позначимо: w – відносна частка потужності ВЕС, а s – відповідно СЕС, при цьому $w+s=1$. Варіант прогнозування – щодобовий, що забезпечує добову циклічність накопичення енергії.

Перехід від встановленої (тобто номінальної) до середньої робочої (або ефективної) потужності можливий введенням коефіцієнта використання встановленої потужності ($K_{\text{ВВП}}$). Так, якщо сумарна номінальна потужність ВДЕ рівна R (Renewable), а ефективна – r (relative), то

$$r = R(k_w w + k_s s) = R[k_w w + k_s (1 - w)], \quad (6.13)$$

де k_x – $K_{\text{ВВП}}$ відповідного ВДЕ, притаманний досліджуваному регіону та порі року.

Формула побудови місячного набору даних про баланс генерації та споживання електроенергії, відповідно до припущення про плановий графік, має вигляд:

$$p_{ij} = (a_{ij} - a_{i0}) - [(w_{ij} - w_{i0}) + (s_{sj} - s_{i0})], \quad (6.14)$$

де a_x – рівень споживання електроенергії;

w_x та s_x – потужність ВЕС та СЕС відповідно;

i – індекс часу (в даних прикладах крок 30 хв.);

j – номер доби.

p_{ij} – відхилення від графіка навантаження.

Показники ВДЕ з 0-індексом – осереднені на певну годину дня (добовий хід), зокрема a_{i0} має відповідати плановому графіку споживання. Тоді $p_{i0} = a_{i0} - w_{i0} - s_{i0}$ відповідає плановому «чистому» навантаженню. При підстановці (6.14) у формулу (6.1) індекс j як довільний може бути опущено, з заміною u_i на p_i , оскільки моделювання стосується окремої доби, проте поточні значення попередньо центровані відносно середньодобового значення та добового ходу відповідно до гіпотези про прогнозований графік навантаження та генерації.

Якщо метою розрахунку є визначення дисперсії кумулятивного небалансу енергії (див. 6.8): $D_E \approx \left(\frac{\sigma_0^2}{(1-\alpha)^2} + \frac{n\eta^2}{2(1-\alpha^2)} \right) (\Delta t)^2$, то врахування ВДЕ має відбуватися за рахунок зміни параметрів розкиду сукупного «чистого» навантаження: σ_0 , α , η мають розраховуватися при певних значеннях R , w та s .

При складанні випадкових процесів як набору випадкових величин дисперсія суми визначається формулою:

$$\sigma_{X-Y}^2 = \sigma_X^2 + \sigma_Y^2 - 2\rho_{xy}\sigma_X\sigma_Y.$$

де ρ_{xy} – кореляція процесів (розглядається як кореляція синхронних наборів даних).

Тоді дисперсія навантаження з урахуванням ВДЕ визначається як сума окремих складових:

$$\sigma_{\Sigma}^2 = D(p_{ij}) = D(a_{ij}) + D(w_{ij}) + D(s_{ij}) + 2[\text{cov}(a, w) + \text{cov}(a, s) + \text{cov}(w, s)]. \quad (6.15)$$

Оскільки в означених прикладах певна кореляція (загалом незначна) спостерігалася (див. табл. 6.3, 6.4), це дещо впливало на результуючі показники (див. табл. 6.5). Зазначимо, що кореляція повних значень потужності (див. табл. 6.3) в середньому дещо перевищує кореляцію півгодинних флуктуацій потужності (див. табл. 6.4); останні можна вважати практично незалежними.

Таблиця 6.3 - Кореляція споживання та генерації ВДЕ

місяць	січень	квітень	липень	жовтень
ВЕУ та ФМ	-0,28	-0,08	-0,05	-0,15
М1 та ВЕУ	-0,06	0,03	-0,07	0,23
М1 та ФМ	0,17	0,14	0,30	0,02
М1 та 0,5ВЕУ+0,5ФМ	0,02	0,11	0,18	0,22
Т1-Т4 та ВЕУ	-0,07	-0,01	-0,08	0,22
Т1-Т4 та ФМ	0,16	0,21	0,41	0,12
Т1-Т4 та 0,5ВЕУ+0,5ФМ	0,01	0,12	0,25	0,26

Таблиця 6.4 - Кореляція 30-хвилинних флуктуацій споживання та генерації ВДЕ

місяць	січень	квітень	липень	жовтень
ВЕУ та ФМ	0,07	0,02	0,02	0,16
М1 та ВЕУ	0,21	0,02	0,15	0,14
М1 та ФМ	-0,10	0,04	0,05	-0,19
М1 та 0,5ВЕУ+0,5ФМ	0,16	0,04	0,14	0,02
T1-T4 та ВЕУ	0,17	-0,04	0,12	0,06
T1-T4 та ФМ	-0,21	0,06	0,02	-0,08
T1-T4 та 0,5ВЕУ+0,5ФМ	0,07	0,11	0,11	0,01
М1 та T1	-0,16	-0,09	-0,16	-0,14

При відомих СКВ для вітрової (σ_w) та сонячної (σ_s) складових сумарне СКВ (σ_Σ) небалансу поточної потужності визначатиметься за правилом складання дисперсій випадкових величин. Оскільки кореляція складових незначна, її впливом при великих (співмірних зі споживанням) значеннях потужності ВДЕ (R) можна знехтувати. Так, для споживача М1 у січні різниця між розрахованою без кореляції та фактичною величиною сумарної СКВ складає 12% при потужності ВЕС вп'ятеро меншій середнього споживання до 3% при рівних потужностях; для СЕС відповідно від 5% до також 3%. При цьому розрахункова СКВ для ВЕС вища від фактичної (кореляція 0,21), для СЕС менша (кореляція -0,1), див. табл. 6.4. Оскільки значення та знак кореляції мають випадковий характер, в загальному випадку короткотермінові флуктуації можна вважати незалежними. Тоді $\sigma_\Sigma^2 = \sigma_0^2 + \sigma_w^2 + \sigma_s^2$. Аналогічно можна визначати дисперсію стрибків потужності σ_s^2 за час Δt як суперпозицію незалежних величин, для них кореляція виявилася ще меншою. Тоді формулами (6.12) можна скористатися для визначення параметрів комбінованого випадкового процесу p_{ij} (6.14) при нових значеннях констант, що враховують наявність ВДЕ. Результати розрахунку для різних споживачів наведено в табл. 6.5, 6.6.

Таблиця 6.5 - Фактичні та розраховані параметри роботи для споживача М1 (кВт)

параметр		Склад потужності ВДЕ							
		R=0		R=200 _w +200 _s		R=400 _w		R=400 _s	
		факт	факт	модель	факт	модель	факт	модель	
Січень $\sigma_w=0,22$; $\sigma_{w\delta}=0,1$; $\sigma_s=0,1$; $\sigma_{s\delta}=0,05$	σ_Σ	35	55	76	88	95	55	53	
	$\sigma_{\Sigma\delta}$	21	30	38	43	45	29	29	
	σ_K	152	244	250	465	495	192	207	
	η	22	34	37	55	55	34	33	
	α (y.o.)	0,84	0,85	0,87	0,90	0,89	0,83	0,85	
Липень $\sigma_w=0,2$; $\sigma_{w\delta}=0,09$; $\sigma_s=0,09$; $\sigma_{s\delta}=0,1$	σ_Σ	34	52	69	82	87	49	50	
	$\sigma_{\Sigma\delta}$	19	35	44	42	41	46	44	
	σ_K	183	244	241	410	450	175	170	
	η	20	31	42	49	49	35	40	
	α (y.o.)	0,89	0,77	0,79	0,90	0,89	0,77	0,65	

Тут фактичні для α , η означають необхідні значення в імітаційній моделі (6.1) для забезпечення СКВ середнього (σ_0 чи σ_Σ) і кумулятивного (σ_K загальне). Вплив кореляції істотний для випадків, коли розраховані за гіпотезою про незалежність складових та фактичні розкиди сумарної потужності σ_Σ та $\sigma_{\Sigma\delta}$ помітно різняться.

Таблиця 6.6 - Фактичні та розраховані параметри роботи для споживача Дн15 (МВт)

параметр		Склад потужності ВДЕ							
		R=0		R=600 _w +600 _s		R=1200 _w		R=1200 _s	
		факт	факт	модель	факт	модель	факт	модель	
Січень	σ_Σ	110	185	205	290	275	164	163	
	$\sigma_{\Sigma\delta}$	90	130	100	190	150	122	108	
	σ_K	600	915	1070	1550	1210	630	560	
	η	88	130	112	200	198	125	120	
	α (y.o.)	0,65	0,84	0,86	0,80	0,85	0,72	0,73	
Липень	σ_Σ	81	150	200	244	253	135	135	
	$\sigma_{\Sigma\delta}$	75	132	137	173	131	150	145	
	σ_K	380	640	680	1160	1180	360	350	
	η	69	125	120	170	160	126	121	
	α (y.o.)	0,60	0,72	0,77	0,82	0,87	0,45	0,45	

Результати для споживача Дн мають значний розкид, бо потужність ВДЕ значна порівняно зі звичним небалансом; насправді при таких обсягах ВДЕ показники їх варіативності будуть згладжені через географічну дисперсію. Наприклад, для січня при $\sigma_0=110$ МВт, $\sigma_\delta=90$ МВт співмірна частка вітру: 500 МВт, сонця –1000 МВт, а це вже кілька станцій з певним розосередженням по території та різницею в синхронних погодних даних.

Формули (6.10) - (6.12) дають середні за місяць значення параметрів; однак для кумулятивного небалансу енергії показники окремих діб істотно відрізняються (згідно рис. 6.3) в силу випадкового характеру ходу накопичень. Отже, відмінності між середніми добовими та загальними за місяць показниками спричинені міждобою варіативністю, і за значеннями СКВ небалансу енергії відрізняються приблизно удвічі (для небалансу потужності відмінності не такі значні, і проявляються при $\alpha \rightarrow 1$). Приклади значень варіативності потужності небалансу споживачів та ВДЕ на різних часових інтервалах наведено в таблицях 6.7, 6.8.

Таблиця 6.7 - СКВ складових варіативності поживання (кВт)

споживач	M1		T1		T1-T4	
	січень	липень	січень	липень	січень	липень
міждобове	84	57	146	119	322	227
добове	203	171	296	353	823	799
повне	218	179	332	375	877	829

Таблиця 6.8 - СКВ складових варіативності генерації ВДЕ (у.о.)

споживач	ВЕС		СЕС	
	січень	липень	січень	липень
міждобове	0,24	0,18	0,07	0,05
добове	0,22	0,19	0,14	0,28
повне	0,33	0,27	0,16	0,29

Запропонована математична модель (6.1)-(6.14) дозволяє розрахувати параметри дисперсії небалансів поточної потужності та накопиченого небалансу енергії, що в межах прийнятих гіпотез про характер розподілу цих

випадкових величин дає можливість визначити їх максимальні з заданою імовірністю значення, довірчі інтервали небалансів, тощо. Такі розрахунки потрібні як для визначення індексів надійності енергосистеми та очікуваних втрат енергії й споживання, так і для оптимального вибору систем акумулювання енергії. Зокрема окремо можна сформулювати вимоги щодо досяжної потужності та ємності акумуляторних батарей.

За умови повного збереження тимчасових надлишків енергії потрібна досить велика номінальна потужність та ємність акумулювання, враховуючи наявність значних випадкових «викидів» (екстремальних значень). Оскільки імовірність таких значень мала (див. напр. рис.6.1), доцільним видається застосування довірчих інтервалів при заданій імовірності, чи використання заданих порогових значень. Приклад обмежень на небаланс потужності зображено на рисунку 6.11, де акумулювати пропонується розпочинати при значеннях небалансу понад P_2 (горизонтальна штриховка), а розряджати акумулятори при небалансі нижче P_1 (вертикальна штриховка).

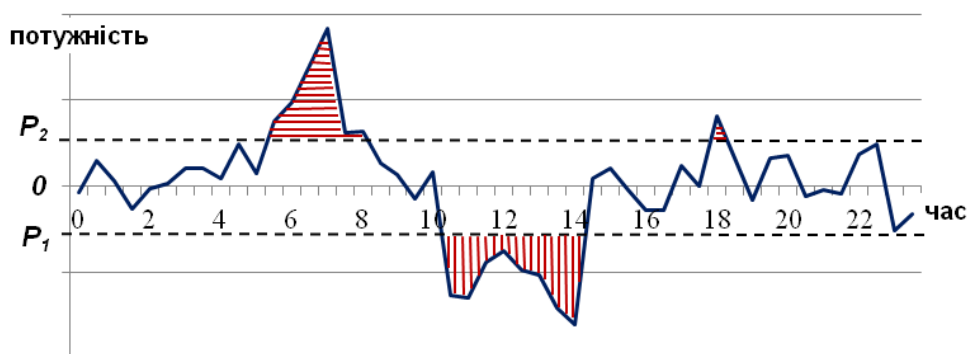


Рисунок 6.11 - Приклад поведінки небалансу потужності впродовж доби

Очевидно, площі заштрихованих областей мають бути рівними, тобто результуючий баланс акумулювання при тривалій роботі прямує до нуля. Це означає рівність накопиченої та використаної повторно енергії (з урахуванням ефективності власне акумуляторів), а імовірність затребуваної поточної

потужності акумуляторів визначається розподілом небалансу (згідно з рис. 6.12).

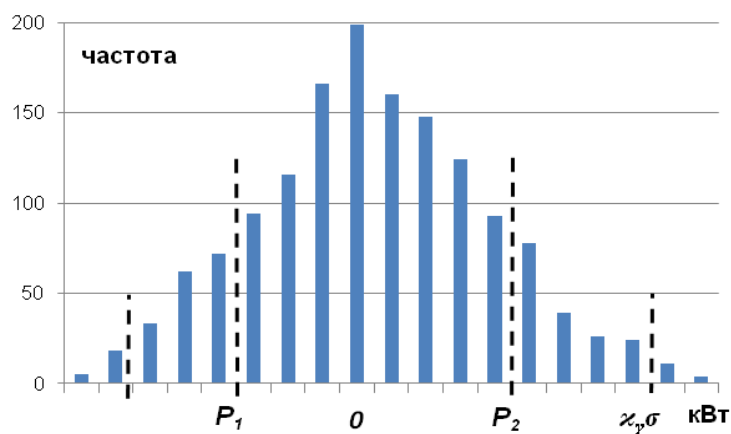


Рисунок 6.12 - Гістограма місячних даних про небаланс потужності

Знаючи функцію щільності розподілу для небалансу потужності $f(p)$, зображену на рисунку 6.12 у вигляді гістограми (вертикальна вісь не суміщена з 0-значенням), можна розрахувати обсяг акумульованої енергії при різних порогових значеннях. Так, з припущення про осереднений графік «чистого» споживання впливає:

$$\int_{-\infty}^{\infty} p f(p) dp = 0; \quad \int_{-\infty}^0 p f(p) dp = \int_0^{\infty} p f(p) dp = E_0/T; \\ \int_{-\infty}^{P_1} p f(p) dp = \int_{P_2}^{\infty} p f(p) dp = E_1/T, \quad (6.16)$$

де E_0 – максимально можлива кумулятивна енергія;

E_1 – доцільна при заданих порогових обмеженнях;

T – досліджуваний часовий інтервал.

Тут якщо задано P_1 , то P_2 визначається з балансу акумулятора (і навпаки), виходячи з неідеальності симетрії розподілу. При цьому E_x визначають максимально досяжні рівні при значеннях кумулятивної енергії, що всі мають однаковий знак на досліджуваному часовому інтервалі, а відповідний

часовий графік є строго випуклою чи ввігнутою кривою (див. рис. 6.2); знакозмінна поведінка дасть відповідно менші значення, залежно від кількості знакозмін.

У випадку використання акумулятора важлива не лише кількість появи певних значень потужності, а й послідовність їх генерування, адже повторно використати можна лише попередньо накопичену енергію (згідно з рис. 6.11). Тому для визначення параметрів акумуляування поточна генерована потужність визначається не як випадкова величина, а як випадковий процес (6.1) в режимі реального часу. Знання функції розподілу дає лише граничні значення, до того ж її точне аналітичне визначення є складним і не завжди доступним. Проте математична модель випадкового процесу типу (6.1) чи (6.3) дозволяє застосувати методи імітаційного моделювання та статистичних випробувань (методи Монте-Карло). Такі підходи застосовуються, коли є достатня база фактичних даних для розрахунку параметрів випадкового процесу [134]. Для імітаційного підходу використовуються параметри α , η ; для аналітичного визначення достатньо знати параметри розкиду власне небалансу потужності (σ_{Σ}) і кумулятивного небалансу (σ_K) при певній гіпотезі про характер їх розподілу. Так, відповідно до гіпотези про нормальний розподіл небалансів теоретичні відхилення можуть досягати безконечності, але з нульовою імовірністю. На практиці такі відхилення обмежені; в розглянутих вище прикладах для типових споживачів зафіксовані дані (за винятком екстремальних викидів, кількість яких обмежено як 0,3% випадків) знаходились всередині діапазону ($Q_1 - 1,5 \cdot IQR$; $Q_3 + 1,5 \cdot IQR$), де Q_1 та Q_3 – перший та третій квартилі розподілу; IQR – інтерквартильний розмах (див. рис.7.13).

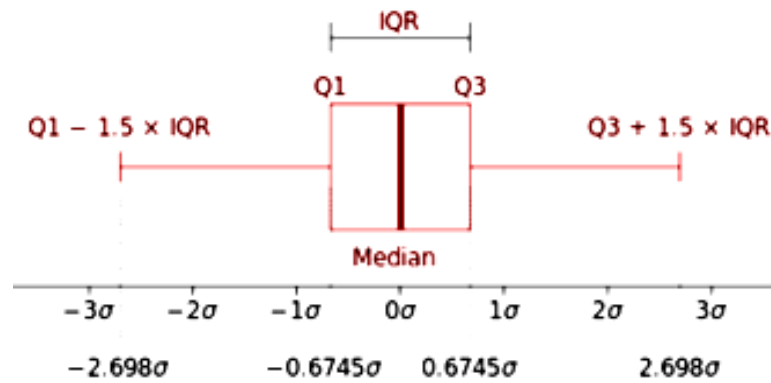


Рисунок 6.13 - Показники нормального розподілу

В більшості прикладів розмах відхилень не перевищував $2,8\sigma$. В межах цього діапазону розподіл можна вважати нормальним. Отже, при виборі акумуляторів їх номінальна потужність може оцінюватися за величиною $\kappa_\gamma \sigma_\Sigma$, а ємність – $\kappa_\gamma \sigma_K$, де κ_γ – квантиль порядку γ , тобто $Prob\{p_i < \kappa_\gamma \sigma\} = \gamma$. Якщо встановлено допустиме порогове значення небалансу, то необхідна потужність акумуляції становить $(\kappa_\gamma \sigma_\Sigma - P_2)$, див. рис.6.12. Відповідно до формул (6.10) – (6.12) зміниться потреба у ємності при зменшенні σ_Σ на P_2/κ_γ . Така оцінка є лінеаризованою, і дозволяє порівнювати різні варіанти обмежень та конфігурації енергосистеми.

При іншому характері розподілу, наприклад для гіпотези про рівномірний розподіл при відсутності щоденного прогнозу (див. табл.6.2), діапазон значень кумулятивного небалансу наближено рівний $3,4\sigma_K$; максимальний кумулятивний небаланс енергії залежно від випадкового центру розподілу не перевищує означеного діапазону та не менший його половини. Загалом такий варіант потребує значно більших акумуляюючих потужностей і є економічно невиправданим порівняно з щодобовим прогнозуванням, однак знання показників розкиду значень (σ_K) також дозволить оцінити потребу в акумуляції при різних довірчих ймовірностях γ .

Приклади фактичних значень кумулятивного небалансу енергії для різних споживачів та потужності ВДЕ наведено в таблиці 6.9.

Таблиця 6.9. СКВ небалансу енергії σ_k при добовому прогнозуванні (кВт-год)

споживач		M1		T1		T1-T4	
R, кВт	w	січень	липень	січень	липень	січень	липень
0	-	152	183	505	748	774	987
400	1,0	465	410	654	831	815	1100
	0,5	244	244	543	765	767	1010
	0	192	175	542	749	803	979
800	1,0	952	772	1048	1056	1108	1250
	0,5	474	399	680	828	840	1040
	0	278	196	600	756	847	974
1200	1,0	1447	1149	1505	1355	1513	1450
	0,5	720	577	871	927	976	1085
	0	381	239	673	770	904	972
1600	1,0	1944	1529	1982	1688	1961	1730
	0,5	970	761	1088	1051	1152	1170
	0	490	294	757	791	971	978

Зростання частки ВДЕ очікувано збільшує варіативність небалансу, причому вітрова енергія справляє більший вплив порівняно з сонячною (див. табл. 6.9). Тут грають роль і вища відносна потужність ВЕС при однаковій з СЕС номінальній, і тривалість дії (вночі СЕС не працює). Разом з тим, при малій абсолютній потужності СЕС може мати навіть позитивний вплив, зменшуючи сукупне СКВ небалансу енергії, наприклад, при $w=0$ (тобто $s=1$) у липні для споживачів M1 і T1-T4.

Зростання варіативності небалансу при впровадженні ВДЕ за відсутності щоденного прогнозу (при місячній циклічності) на прикладі споживача M1 у січні наведено в таблиці 6.10. Параметри при відсутності ВДЕ наведено в таблиці 6.2 вище. При цьому діапазон значень небалансу очікувано зростає (див. табл. 6.11), а його центр дещо зміщується (див. рис. 6.6, 6.14).

Таблиця 6.10 - СКВ кумулятивного небалансу енергії для М1, січень
(кВт-год)

R, кВт	w				
	1	0,7	0,5	0,3	0
0	6380				
400	8008	7338	6936	6579	6142
800	10092	8547	7639	6874	6112
1200	12404	9916	8451	7253	6292
1600	14839	11387	9344	7704	6665

Як бачимо, ефект зниження варіативності при наявності СЕС також має місце в даному прикладі (варіант $w=0$ при $R \leq 1600$ в табл.6.10).

Таблиця 6.11 - Кумулятивний небаланс енергії при $R = 1200$ кВт для М1,
(кВт-год)

параметр		w				Без ВДЕ
		1	0,5	0,3	0	
січень	мінімум	-37100	-26100	-22000	-20600	-17800
	максимум	20900	7300	1900	820	1100
	середнє	-8320	-8410	-8440	-8500	-6900
	СКВ	12400	8450	7250	6290	6380
липень	мінімум	-7000	-2700	-1800	-800	0
	максимум	30500	18500	13800	14700	12600
	середнє	8650	7290	6740	5930	5060
	СКВ	9700	5450	4390	4500	3790

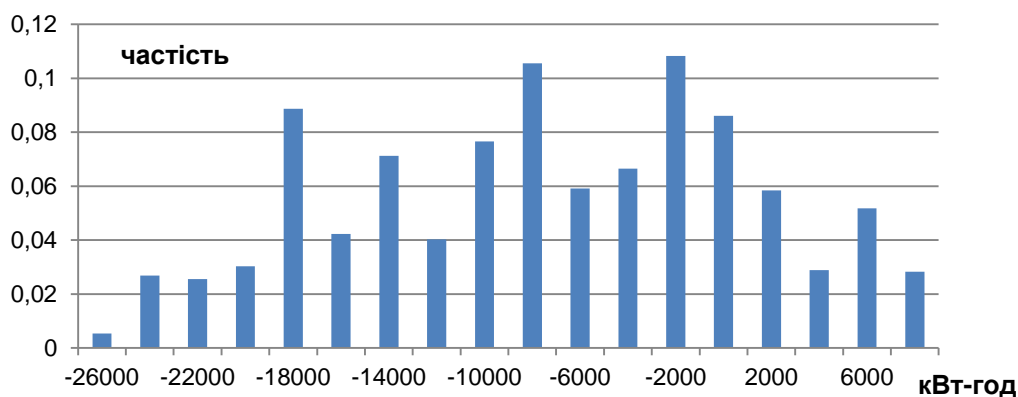


Рисунок 6.14 - Розподіл кумулятивного небалансу без добового прогнозу (М1, січень) при $R=1200$ кВт, $w=0,5$.

Розглянемо приклади вибору акумуляторів за різних умов роботи енергосистеми.

Нехай традиційне споживання має параметри $\sigma_0=35$ кВт, $\sigma_K=152$ кВт-год (споживач М1, місяць січень), прогнозування щоденне. Для довірчої імовірності $\gamma=0,9$ при нормальному розподілі маємо $|\kappa|_{0,9} = \kappa_{0,95}=1,64$. Отже, гарантоване з імовірністю не нижче 90% збереження надлишкової енергії для забезпечення нульового балансу потужності потребує ефективної ємності акумуляування 250 кВт-год та потужності 60 кВт.

При наявності ВДЕ, наприклад, при $R=400$ кВт, $w=0,5$ матимемо $\sigma_\Sigma=55$ кВт, $\sigma_K=244$ кВт-год (див. табл. 6.5). Тоді за тої ж довірчої імовірності $\gamma=0,9$ матимемо потребу в ефективній ємності акумуляування 400 кВт-год та потужності 90 кВт. Отже, додаткова потреба в потужності акумуляування складе 30 кВт, або 8% від потужності ВДЕ. Однак обсяг втраченої енергії при цьому зростає, оскільки зріс розмах (СКВ) небалансу. Зокрема, обсяг не акумуляованої енергії можна визначити за формулою:

$$E_{na} = \Delta t \int_{\chi_x}^{\infty} p f_{\Delta P}(p) dp = \Delta t \cdot I(\chi_x), \quad (6.17)$$

де $\chi_x = \kappa_\gamma \sigma_x$ – межа довірчого інтервалу.

Тут функція щільності розподілу $f_{\Delta P}(p)$ залежить від σ_x – фактичного СКВ небалансу потужності; $I(\cdot)$ – функція, що визначає математичне сподівання нормальної випадкової величини на обмеженому зліва інтервалі; за означенням $I(-\infty)=0$. Тоді довірчу імовірність, що забезпечує однакову надійність енергопостачання (або однакову втрату енергії), тобто умову $E_0(T)=E_\Sigma(T)$, можна визначити з трансцендентного рівняння:

$$\int_{\chi_0}^{\infty} p f_{\Delta 0}(p) dp = \int_{\chi_\Sigma}^{\infty} p f_{\Delta \Sigma}(p) dp, \text{ або } I(\chi_0) = I(\chi_\Sigma). \quad (6.18)$$

Тут $f_{\Delta 0}(p) \rightarrow N(0, \sigma_0)$, $f_{\Delta \Sigma}(p) \rightarrow N(0, \sigma_{\Sigma})$, тобто розподіли близькі до нормального за результатами попередніх розділів. Індекс «0» стосується, як і раніше, традиційної енергосистеми, а « Σ » – системи, до якої додано відновлювані джерела енергії.

Так, при прийнятих вище значеннях параметрів розподілу (споживач М1, січень) отримаємо: якщо $\gamma_0=0,9$ при відсутності ВДЕ, то для $w=0,5$ і $R=400$ кВт потрібно обрати $\kappa_{\Sigma}=1,90$ при тому ж рівні втрат енергії. Тоді потрібна потужність акумулювання становитиме 105 кВт, або додаткових 45 кВт (11% потужності ВДЕ). Отже, для збереження обсягу втрат енергії при впровадженні ВДЕ межі довірчого інтервалу мають бути розширені, що потребуватиме зростання акумулюючих потужностей.

Приклади зміни кумулятивного небалансу енергії (σ_K) для даного варіанту споживання при різних рівнях використання ВДЕ та порогових обмеженнях зображено на рисунку 6.15 та наведено в таблиці 6.12. Як видно на рисунку 6.15, зростання частки ВДЕ спочатку слабо впливає на загальну варіативність небалансу, і лише при перевищенні певного порогу спричиняє її суттєве зростання.

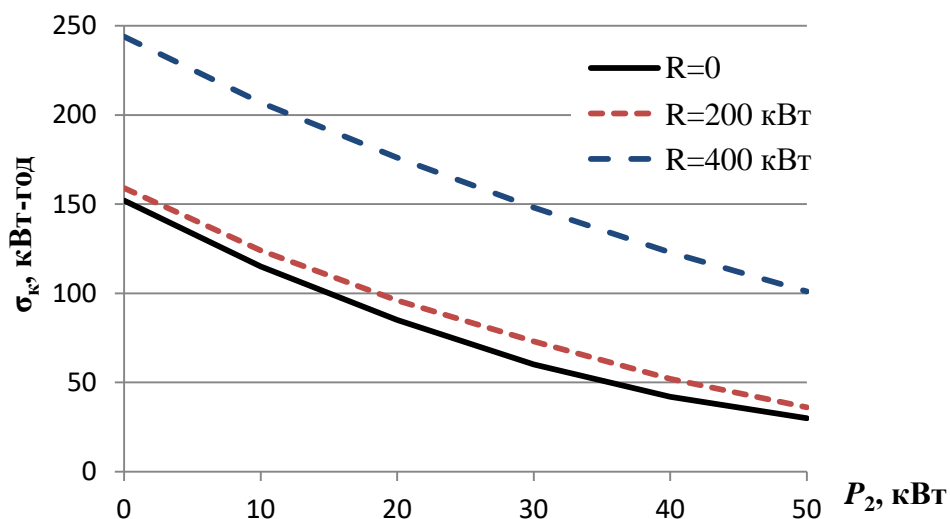


Рисунок 6.15 - СКВ кумулятивної енергії небалансу при обмеженнях P_2 ($w=0,5$)

Таблиця 6.12 - Кумулятивний небаланс енергії при різних обмеженнях (кВт-год)

$R, \text{кВт}$	w	$P_2, \text{кВт}$					
		0	10	20	30	40	50
0	-	152	115	85	60	42	30
200	1,0	240	201	168	140	117	97
	0,5	159	124	96	73	52	36
	0	163	126	98	76	61	50
400	1,0	465	422	382	346	314	285
	0,5	244	207	176	148	123	101
	0	192	165	145	131	121	112

Отже, за відомими показниками мінливості процесів споживання та генерації електроенергії, отриманими з оцінки статистичних даних, можна підібрати характеристики акумулювання для надійного енергозабезпечення з заданою імовірністю. [132] Можлива також обернена задача – для заданої ємності акумулювання A_K знайти довірчу імовірність запобігання небалансу енергії: $\gamma = \Phi(A_K/\sigma_K)$, де $\Phi(\cdot)$ – інтеграл імовірності. Пропоновані залежності є лінеаризованими, хоча на практиці спостерігається деяка нелінійність (див. рис. 6.15). Крім того, при оцінці кількості збереженої енергії потрібно враховувати нелінійну характеристику процесів акумулювання, втрати при процесах зарядки та розрядження, відповідність швидкодії акумулювання (крутизни характеристики) та градієнту зміни потужності небалансу [144]. Ці уточнення мають стосуватися конкретного типу акумулюючого пристрою. Натомість ідеалізована схема дозволяє оцінити порядок величин, їх взаємозалежність, та порівнювати різні варіанти побудови енергосистеми при різних рівнях її локалізації. [132], [192]

6.2 Економічна складова використання енергії ВДЕ в електротехнічних системах з комбінованою генерацією

6.2.1 Постановка задачі оптимізації за економічними показниками

Головною економічною умовою при побудові локальної енергосистеми виступає, як правило, мінімізація собівартості електроенергії [211], [212]. Однак у випадку застосування ВДЕ важливим є також досягнення певних показників надійності енергозабезпечення, враховуючи мінливу природу генерації ВЕС та СЕС. Якщо показником надійності виступають зазначені в розділі 5 індекси, то фізичним їх вираженням може слугувати дисперсія значень генерованої потужності (для довільного споживача) або результуючого небалансу енергії (у випадку заданого режиму споживання). Економічним вираженням небалансу є вартість балансуєчих (акумуляуючих) потужностей, пропорційних стандартному відхиленню.

В якості вихідних даних до економічної оцінки ВДЕ у складі локальної енергосистеми зазвичай використовуються історичні (статистичні) дані про споживання та кліматичні фактори, що сприяють відновлюваній генерації, при цьому фіксуються погодинні середні дані та їх девіації (СКВ), [213]. Енергетичні потреби ЛЕС задовольняються за допомогою комплексу на базі відновлюваної енергетики (фотоелектричні та вітрові установки), автономної керованої генерації (дизель-генератор та ін.), засобів акумуляування енергії, електромережі. Компонування такої енергосистеми передбачає дотримання певних вимог щодо балансової надійності. Особливістю дослідження, на відміну від традиційних робіт, є включення невизначеності споживання та виробництво електроенергії з відновлюваних джерел енергії, застосування статистичного підходу та імітаційне генерування випадкових процесів для стохастичної оптимізації витрат на енергозабезпечення ЛЕС.

Як зазначено в розділі 5, в якості цільової функції оптимізації гібридної енергосистеми розглядають вартісну складову, тобто цільова функція є сумою

всіх чистих теперішніх вартостей, що в загальному випадку включають капітальні витрати, вартість демонтажу, витрати на експлуатацію та технічне обслуговування. Оскільки однією з цілей відновлюваної енергетики є зменшення витрат традиційного палива та екологічна безпека, одним з критеріїв має бути збільшення частки ВДЕ, а до витрат відносять також екологічну складову, тобто вартість компенсації шкідливих викидів. Що стосується обмежень, то їх складову в частині надійності можна виразити в термінах допустимих девіацій небалансу або ж мінімізацію небалансу вважати одним з критеріїв.

У загальному випадку вартісна цільова функція математичної моделі для електричної системи в [213] пропонується у вигляді:

$$f(T) = \sum_{t=1}^T Cost_t = \sum_{t=1}^T \left\{ \sum_{i=1}^{N_g} [u_i(t)E_{G,i}(t)C_{G,i}(t)] + \sum_{j=1}^{N_s} [u_j(t)E_{S,j}(t)C_{S,j}(t)] + u_l(t)E_{grid}(t)C_{grid}(t) \right\} \rightarrow \min. \quad (6.19)$$

Тут T – загальний часовий проміжок як кількість одиничних інтервалів часу. Для виробництва електроенергії (перша сума у фігурних дужках) позначено: N_G – число генеруючих одиниць; u_i – індикаторна функція як стан i -ої одиниці ($u_i=1$ – ВКЛ, $u_i=0$ – ВИКЛ); $E_{G,i}$ – енергія від i -ї одиниці; $C_{G,i}$ – відповідна вартість енергії. Генераторні одиниці – це ВЕС, СЕС, традиційні генератори. Для зберігання енергії (друга сума в дужках): N_s – кількість пристроїв накопичення енергії; $E_{S,j}$ – використана ємність j -го пристрою; $C_{S,j}$ – вартість енергії j -го пристрою. При купівлі електроенергії з електромережі (третья складова): u_l – індикатор роботи з мережею; E_{grid} – електроенергія, отримана з мережі; C_{grid} – вартість одиниці енергії, придбаної з мережі.

В загальній постановці вартісні показники змінюються в часі, на відміну від формули (6.19). При заміні змінних показників їх математичним сподіванням, тобто переходу до осереднених значень, ця задача стає детермінованою і в переважній кількості досліджень саме так і вирішується.

Однак для показників надійності істотним є не лише середнє значення генерації та споживання (тобто енергобалансу), а й показники їх варіації (дисперсія, щільність розподілу, граничні відхилення).

Отже, система з відновлюваними джерелами енергії дозволяє зменшити вартість (власне собівартість) електроенергії за рахунок оптимального підбору обладнання. Однак невизначеність, пов'язана з відновлюваними енергетичними ресурсами, може спричинити ненадійне виробництво електроенергії, що в свою чергу призведе до невизначеності експлуатаційних витрат. Додатковим джерелом невизначеностей є змінний характер споживання електроенергії. Таким чином, експлуатаційні витрати на виробництво електроенергії можуть бути досить непередбачуваними. Тому потрібен статистичний аналіз, що включає оцінку стохастичності процесів, оскільки детермінований розрахунок може дати помилкове уявлення про ймовірні витрати та потенційну економію. [214]

Оскільки стохастичність ВДЕ обумовлює ризик залишитися без достатнього енергопостачання або істотно знижує надійність останнього, виникає проблема виміру ризику і його впливу на вартість енергії [214] - [216]. Природною реакцією на наявність ризику є прагнення використовувати одночасно різні види енергії – диверсифікувати обладнання ВДЕ. Зі збільшенням числа елементів (обладнання ВДЕ) зменшується загальний розмір ризику. Інший шлях ослаблення впливу ризику полягає в управлінні ризиком. Це можливо, наприклад, за допомогою точного розрахунку поєднання встановлених потужностей кожного з видів ВДЕ. Однак тільки коли ризик може бути оцінений у вигляді статистичного показника, управління ризиком отримує надійне обґрунтування. При статистичному аналізі ризик часто вимірюється за допомогою такої стандартної характеристики, як дисперсія чи пов'язане з нею середньоквадратичне відхилення. Оптимізація за показником СКВ розглядалася в розділі 5. Дана характеристика визначає імовірні відхилення від середніх значень. Чим вони більші, тим вище розсіювання показників навколо середнього і, отже, значнішим є ступінь ризику. Перевагою

СКВ є те, що при близькості реального розподілу до нормального, про що йшлося в розділах 3 й 4, цей параметр може бути використаний для визначення меж, в яких із заданою вірогідністю слід очікувати значення випадкової змінної (див. рис.6.12), в нашому випадку небалансу потужностей (5.1). Зазначимо також важливість врахування кореляції різних процесів. Тоді другою цільовою функцією, поряд з (6.19), буде дисперсія небалансу потужностей (6.8):

$$\sigma_{\Sigma}^2 = D(p_{ij}) \rightarrow \min. \quad (6.20)$$

Якщо говорити про двокритеріальну оптимальність конфігурації ЛЕС, то собівартість отриманої з ВДЕ електроенергії має порівнюватися з альтернативним безризиковим джерелом (електромережею для комбінованих систем чи керованим джерелом типу дизель-генератора в автономних системах). Графічна інтерпретація пошуку оптимального рішення зображена на рисунку 6.16, де застосовано математичну модель Дж.Тобіна (див. [214]):

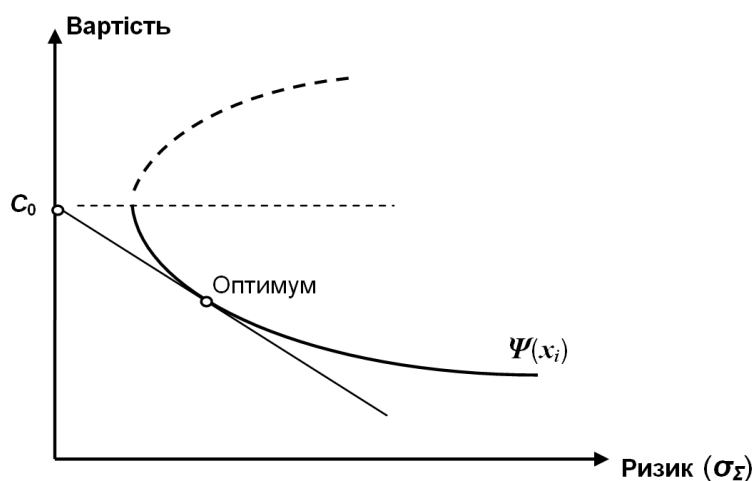


Рисунок 6.16 – Інтерпретація пошуку оптимальної конфігурації ЛЕС

Точки кривої $\Psi(x_i)$, що є огинаючою області значень стану ЛЕС, задаються вектор-функцією $\Psi(w, R, k_w, k_s, \sigma_{\Sigma}, \sigma_{\max} \dots)$, див. розділ (5), який описує конфігурацію та стан ЛЕС з різнотипними ВДЕ (аналог кривої ризику-доходу Марковіца [217], але задача на мінімум вартості, а не максимум доходу).

Кожна точка кривої $f(x_i)$ стосується певної конфігурації ЛЕС та показників енергетичної ефективності окремих ВДЕ, і визначає вартість генерованої електроенергії та рівень ризику (тобто дисперсію відносно середніх значень). Якщо через C_0 позначити точку безризикової вартості, то оптимальною буде конфігурація ЛЕС, що відповідає точці «Оптимум», отриманій через дотичну з точки C_0 до кривої стану (модель оптимального фінансового портфеля по Дж.Тобіну) [218]. За означенням це задача опуклого програмування, яка розв'язується стандартними методами. В такій постановці вважається, що більш дешеві конфігурації мають вищий ступінь ризику. Це дещо суперечить тому факту, що енергія ВДЕ в даний час дещо дорожча, ніж отримана з електромереж. Однак безризикова вартість енергії для автономних ЛЕС містить паливну складову, та й мережева енергія має враховувати екологічні платежі (вуглецевий податок), вартість власне мережевої інфраструктури, соціальні стимули, тощо.

Іншим формулюванням задачі є багатокритеріальний метод побудови оптимуму, в тому числі двокритеріальний (див. рис. 6.17):

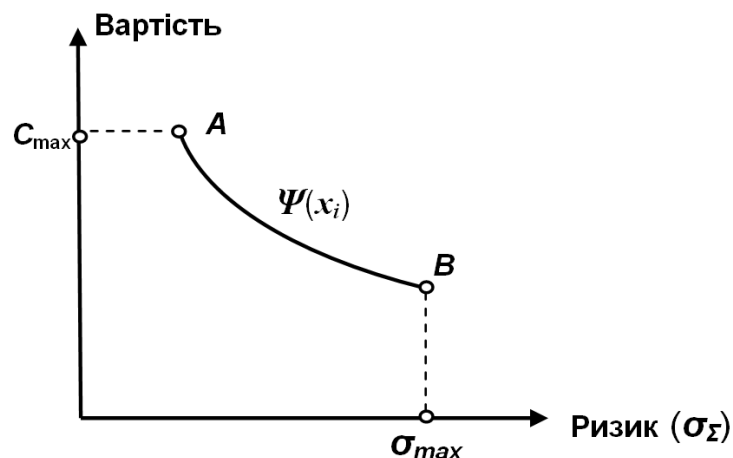


Рисунок 6.17 – Пошук оптимальної ЛЕС за двома критеріями

На рисунку 6.17 через C_{\max} та σ_{\max} позначено максимально допустимі значення вартості та ризику. Тоді точки A , B є оптимальними при пріоритеті

критерію вартості чи ризику відповідно, а при відсутності ранжування критеріїв крива AB є зоною арбітражних рішень.

Крім зазначених, можуть бути інші критерії, наприклад максимальне впровадження певного виду генерації, мінімальне використання мереж чи традиційного палива, швидка окупність проекту, тощо [219]. Методом пошуку оптимальної конфігурації ЛЕС може бути як встановлення пріоритетності критеріїв (цільового програмування) чи вагових коефіцієнтів, так і інші способи розв'язання вирішення багатовимірних задач для пошуку парето-оптимальних рішень. У випадку залежних від часу параметрів можна застосувати осереднені значення або розглядати динамічні моделі (рівняння Белмана і ін.). Крім того, при виборі кількості енергетичних модулів ми маємо справу з дискретним (цілочисельним) програмуванням.

Зазначимо, що критерій ризику також може мати вартісне вираження, наприклад, вартість резервної (балансуючої) потужності та отриманої енергії, чи штрафні санкції за небаланс. В цьому випадку задача оптимізації стає однокритеріальною і є класичною задачею лінійного програмування.

6.2.2 Особливості визначення вартості електроенергії ВЕС

Аналіз витрат на виробництво електроенергії ВЕС – одна з важливих складових аналізу ефективності відповідного інвестиційного проекту, особливо на попередній стадії оцінки ефективності, коли можливо проаналізувати лише його витратність. Методику розрахунку економічної ефективності ВЕС запропоновано в Інституті відновлюваної енергетики НАН України [220], [221].

Показник середньої собівартості продукції корисно застосовувати для порівняння ефективності різних варіантів виробництва однакової продукції (в нашому випадку — різних технологій генерації електроенергії).

Позначення вихідних параметрів розрахунку середньої собівартості електроенергії ВЕС подано в таблиці 6.15.

Основні припущення моделі наступні: інвестиції здійснюються лише один раз, перед початком реалізації проекту; проект реалізується за рахунок власних коштів інвестора; значення параметрів інвестиційного проекту (див. табл. 6.16) не змінюється протягом терміну реалізації проекту.

Середня собівартість електроенергії ВЕС:

$$C_{\text{в}} = \frac{S_{\text{в}}}{E_T} = \frac{iP + T_y \frac{\omega}{100} iP}{T_y YkP} = \frac{i}{Yk} \left(\frac{\omega}{100} + \frac{1}{T_y} \right), \quad (6.21)$$

де $S_{\text{в}}$ – сума витрат (капітальних та експлуатаційних) на реалізацію проекту; [222, 223];

E_T – виробіток електроенергії за термін експлуатації.

Оскільки прийнято припущення, згідно якого ВЕС будується інвестором за власні кошти, без залучення кредиту, то витрати на обслуговування боргу не враховано.

Таблиця 6.15 – Параметри економічної моделі

Показник	Одиниця виміру	Позначення
Номінальна потужність ВЕС	кВт	P
Термін реалізації проекту	років	T_y
Норматив річних експлуатаційних витрат (O&M)	% від суми інвестицій	ω
Коефіцієнт використання номінальної потужності КВНП (т.ж. $K_{\text{ВВП}}$)	—	k
Питомі інвестиції в проект	€/кВт	i
Кількість годин в році	год	Y

Зауважимо також, що відповідно до поданої моделі середня собівартість електроенергії ВЕС не залежить від номінальної потужності ВЕС. Насправді ж, в загальному випадку діє закон економії витрат зі збільшенням масштабу

проекту. В той же час, формула (6.20) залишається наближено вірною за умови незначущості фіксованих витрат по відношенню до величин змінних витрат.

На рисунку 6.18 подано спайдер-діаграму чутливості середньої собівартості електроенергії ВЕС до зміни значень факторів, що на неї впливають. На цій діаграмі аргументом є відносне (y %) відхилення значення фактора від заданого реалістичного базового, ординатою є відповідне відносне відхилення собівартості електроенергії ВЕС.

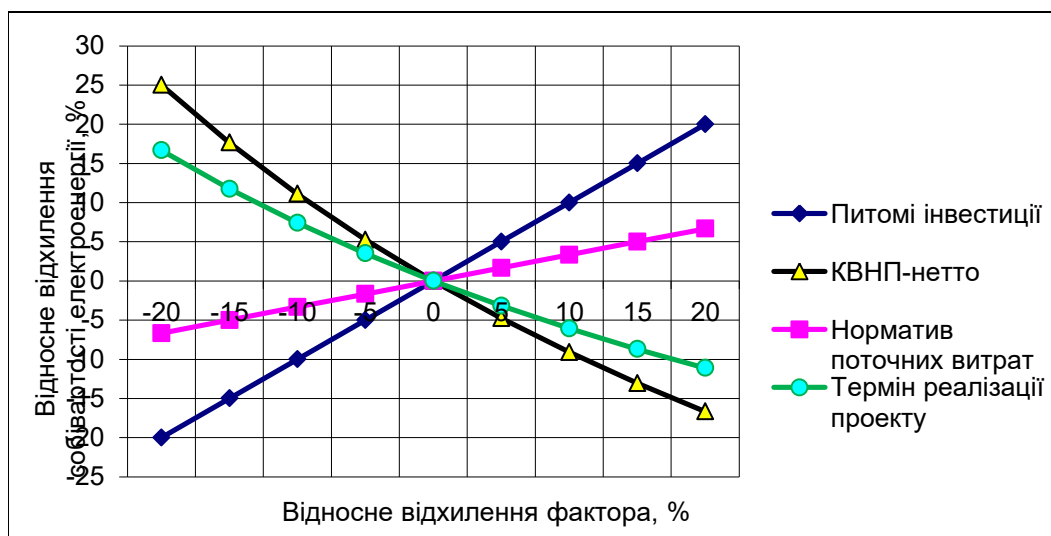


Рисунок 6.18 - Спайдер-діаграма чутливості середньої собівартості електроенергії ВЕС

Побудована спайдер-діаграма дозволяє наочно порівняти чутливість середньої собівартості електроенергії ВЕС до зміни значень факторів. Так, середня собівартість найбільш чутлива до змін значень питомих інвестицій і КВНП. Збільшення першого на 1% призводить до збільшення середньої собівартості електроенергії ВЕС на 1%, а збільшення другого на 1% призводить до зменшення середньої собівартості ВЕС на 1%. Найменш чутливою середня собівартість електроенергії ВЕС є до нормативу річних витрат на експлуатацію ВЕС. Для випадку залучених коштів витрати на обслуговування боргу збільшують частку поточних витрат аналогічно до витрат на експлуатацію; в

силу зазначеної вище особливості собівартість електроенергії мало чутлива до параметрів кредитування.

Приклад розрахунку економічних показників ВЕС розглянуто на прикладі моделі ВЕУ Vestas V110-2.0 MW

Розраховані показники виробітку електроенергії для ВЕУ типу V110-2.0MW подано в таблиці 6.16.

Таблиця 6.16 – Показники виробітку електроенергії для ВЕУ V110-2.0MW

Показник	Одиниця виміру	Значення
Річний виробіток електроенергії ВЕС, брутто	тис. кВт·год	
<i>середнє значення</i>		4361
мінімум		2905
максимум		5992
розмах		3086
середнє квадратичне відхилення		944
коефіцієнт варіації	%	21,6
Середній КВНП ВЕС, брутто	—	0,249
Частка втрат електроенергії	%	4.8
Середній КВНП ВЕС, нетто	—	0,237
<i>Середній річний виробіток електроенергії ВЕС, нетто</i>	тис. кВт·год	4150

Для оцінки економічної ефективності використання ВЕУ взято наступні витратні параметри: питомі інвестиції – 1200 €/кВт, норматив експлуатаційних витрат – 1,5% від суми інвестицій в рік [224]. Податкові показники відповідають податковому законодавству України. В таблиці 6.18 подано результати розрахунків прогнозних показників ефективності для чотирьох сценаріїв: ставка податку на прибуток відповідно до податкового законодавства України – 18% і 0% (можливе застосування податкової пільги до соціального проекту) та норма дисконтування грошових потоків 0% і 5%.

Таблиця 6.17 – Розрахункові показники ефективності ВЕС за 25 років

№	Параметр	Одиниця виміру	Ставка податку на прибуток			
			18%		0%	
			Норма дисконтування			
			0%	5%	0%	5%
Витрати						
1	Сума інвестицій	€ млн.	2,4			
2	Експлуатаційні витрати	€ млн.	0,9			
3	Загальна сума витрат	€ млн.	3,3			
4	Собівартість електроенергії	€/кВт·год	3,18			
5	Приведена собівартість електроенергії (<i>LCOE</i>)	€/кВт·год	3,75	4,97	3,18	4,19
Енергетика						
6	Річний виробіток електроенергії	млн кВт·год	4,15			
7	Загальний виробіток електроенергії	млн кВт·год	103,8			
Економічна ефективність						
8	Виручка від реалізації електроенергії	€ млн.	10,57			
9	Чиста приведена вартість (<i>NPV</i>)	€ млн.	5,94	2,36	7,27	3,05
10	Внутрішня норма рентабельності (<i>IRR</i>)	%	13,8		15,7	
11	Термін повернення інвестицій (<i>PBP</i>)	років	6,8	8,6	6,2	7,6
Суспільно-соціальна ефективність (порівняно з ТЕС)						
12	Запобігання викидів парникових газів	тис. т	103,8			
13	Запобігання викидів діоксиду сірки	тис. т	1,8			
14	Запобігання викидів оксидів азоту	тис. т	0,24			
15	Запобігання викидів золи	тис. т	0,46			
16	Економія води	млн. м ³	0,2			

Дані результати отримано для конкретного проекту в Україні. Наскільки близькими вони є до світової практики, можна порівняти наприклад з дослідженнями міжнародної організації IRENA [225]. Для оншорних (наземних) вітростанцій середня собівартість електроенергії у 2018 р. становила 0,056 дол.США/кВт-год (діапазон змін 0,044–0,100).

Середньозважена приведена вартість енергії (*LCOE*) для ВЕС, введених у експлуатацію в 2018 році в Китаї та Сполучених Штатах, становила 0,048 дол.США/кВт-год (китайські ВЕС мають нижчий $K_{ВВП}$, проте й меншу вартість). Середнє значення *LCOE* в Бразилії становило 0,061 дол./кВт-год, у Франції - 0,076, в Німеччині 0,075, в Індії 0,062 та Великій Британії – 0,063 дол.США/кВт-год. 2018 рік характеризувався зниженням собівартості на 13%, при тому що загальне здешевлення за попередні 10 років становило 25% [226]. Український показник (3,2-5,0 €ц/кВт-год) є близьким до світового рівня, і ґрунтується на максимально сприятливих умовах будівництва та експлуатації, включаючи вибір обладнання (так, світовий рівень питомих інвестицій у 2018 р. становив в середньому близько 1500 дол.США/кВт, коливаючись в межах 1200-2400 дол.).

6.2.3 Приклад техніко-економічного розрахунку будівництва СЕС

За діючим законодавством держава гарантує суб'єкту господарювання, який виробляє електричну енергію з енергії сонячного випромінювання, продаж електроенергії за пільговим тарифом. Тариф на електричну електроенергію для фотоелектричних станцій, введених в експлуатацію у 2019 році, складає 15,0 €ц/кВт·год. Зазначений «зелений» тариф діє до 1 січня 2030 року.

Середньорічний потенціал сонячної енергії в Україні ($1230 \text{ кВт}\cdot\text{год}/\text{м}^2$) вважається досить високим. В умовах клімату України сонячні системи працюють круглий рік. СЕС працює в автоматичному режимі: при появі прямого або розсіяного сонячного випромінювання фотоелектричні модулі починають генерувати електричну енергію, при певному мінімальному навантаженні (згідно параметрів інверторів) включаються інвертори і перетворюють вироблену електричну енергію постійного струму в змінний струм напругою 0,4 кВ. При зниженні інсоляції і падінні навантаження на

інверторах до певної межі, ввечері або при значній хмарності та інших несприятливих погодних умовах, робота станції припиняється.

Розрахунок продуктивності фотоелектричної станції виконано на прикладі робіт Інституту відновлюваної енергетики НАН України, з використанням інформаційної системи PVGIS. Прийнята у розрахунку модель для обраної площадки на місцевості оцінює три складові сонячного випромінювання – пряме, дифузне і відбите для реальних умов глобальної освітленості на горизонтальних або похилих поверхнях. Прийняті у розрахунку показники:

- номінальна потужність СЕС – 7,8 МВт;
- матеріал модулів – кристалічний кремній;
- втрати електроенергії, пов’язані з температурою – 8,5%;
- втрати електроенергії внаслідок ефектів віддзеркалення – 3,1%;
- інші втрати (електричні кабелі, інвертори і т.д.) – 1,0%;
- сумарні втрати з урахуванням понижуючих факторів – 12,3%;
- установка модулів стаціонарна, кут нахилу до горизонту 30°.

За результатами розрахунку, відпуск електроенергії з шин СЕС на обраній площадці становить 9,4 млн. кВт·год/рік.

Для оцінки ефективності інвестиційного проекту виділено п’ять ключових параметрів, значення яких можуть суттєво впливати на ефективність проекту (див. табл. 6.18).

Таблиця 6.18 - Сценарії значень параметрів інвестиційного проекту СЕС

№	Параметр	Од. вим.	Значення
1	Норма дисконтування грошових потоків	%	10
2	Термін експлуатації СЕС	років	7
3	Коефіцієнт використання номінальної потужності (КВНП) СЕС	—	0,14
4	Питомі інвестиції (без ПДВ)	€/кВт	663
5	Частка власних інвестицій	%	100

Значення КВНП СЕС визначено виходячи з аналізу енергетичного потенціалу площадки СЕС. Термін експлуатації 7 років використано з урахуванням бажаної окупності проекту; фізичний строк експлуатації зазвичай оцінюють в 20 років. В таблиці 6.19 подано значення параметрів, які є фіксованими для інвестиційного проекту СЕС.

Таблиця 6.19 - Фіксовані параметри інвестиційного проекту

№	Параметр	Од. вим.	Значення
1	Ставка податку на прибуток	%	18
2	Потужність СЕС	МВт	7,8
3	Вартість будівельно-монтажних робіт від вартості обладнання	%	11
4	Норматив експлуатаційних витрат	% інв./рік	0,86
5	Надбавка до тарифу за використання вітчизняного обладнання	%	5
6	Коефіцієнт викидів парникових газів	г/кВт·год.	750
7	Вартість квоти на викиди парникових газів	€/т	20

Розрахунки величини притоку грошових коштів виконані для двох сценаріїв: без урахування обсягу продажу квоти на компенсацію викидів CO₂, а також з річним доходом від продажу квоти на компенсацію викидів.

За означених початкових умов отримано наступні фінансові показники:

Таблиця 6.20 - Розрахунок величини притоку грошових (без ПДВ)

Тариф на електричну енергію з урахуванням надбавки, €/кВт·год	0,158
Капітальні витрати на будівництво СЕС, млн.Євро	5,16
Річний відпуск електроенергії з шин СЕС, млн.кВт·год	9,40
Товарна продукція, млн.Євро	1,48
Річні витрати на експлуатацію СЕС, тис.Євро	44,45
Податок на дохід суб'єкта господарювання, млн.Євро	0,26
Річний обсяг притоку грошових коштів, млн.Євро	1,18
Річний обсяг зменшення викидів CO ₂ , тис.т	7,05
Річний дохід за компенсацію викидів CO ₂ , млн.Євро	0,14
Загальний річний дохід, млн.Євро	1,58
Податок на дохід суб'єкта господарювання, млн.Євро	0,28
Річний обсяг величини притоку грошових коштів (з урахуванням обсягу продажу компенсації викидів CO ₂), млн.Євро	1,29

У таблиці 6.20 тариф на електричну енергію СЕС прийнято за умови введення об'єкта СЕС в експлуатацію до 31 грудня 2019 року.

Отже, за умови продажу електроенергії за «зеленим» тарифом проект СЕС має наступні фінансові показники:

- за 7 років експлуатації СЕС показник IRR складає 15 %;
- з нормою дисконтування 10%, показник чистої приведеної вартості проекту (NPV) дорівнює близько 0,94 млн. Євро;
- термін повернення інвестицій СЕС складає близько чотирьох років.

Собівартість отриманої з СЕС електроенергії, при умові повної амортизації обладнання за 7 років, становитиме 8,3 €/кВт·год, а з урахуванням податку на прибуток та компенсацій за запобігання викидам – 10,2 €/кВт·год.

Порівняння зі світовою практикою можна виконати за даними IRENA [225]. Останні роки спостерігається значне здешевлення обладнання та відповідно собівартості електроенергії. Так, для мережевих СЕС середня приведена вартість енергії *LCOE* знизилась від 0,37 дол. США/кВт-год у 2010 р. до 0,085 дол. США/кВт-год у 2018 р., всього на 77%, причому за останній рік – на 13%. Середньозважена вартість встановленого обладнання становила 1200 дол. США/кВт, змінюючись в широких межах. За оцінками, Індія мала найнижчі загальні встановлені витрати на нові СЕС, на рівні 793 дол. США/кВт. В Китаї та в Італії питомі витрати у 2018 р. становили 879 дол. (на 23% менше, ніж у 2017 році) і 870 дол. (на 9% нижче) відповідно. З основних ринків сонячних фотоелектричних установок у 2018 році Японія мала найвищі питомі витрати у розмірі 2101 дол. США/кВт. Загальні витрати в США та Австралії скоротилися на 16% і 20% відповідно між 2017 і 2018 рр., але залишаються відносно високими – близько 1500 дол. Щодо собівартості енергії, в Китаї рівень *LCOE* знижується з темпами 20% щорічно, досягши 0,067 дол.США/кВт-год у 2018 р. Падіння в Індії склало 21% (до 0,063 дол.), у США – 18% (до 0,082 дол.), а в Японії – на 1%, до 0,153 дол.США/кВт-год. Середній *LCOE* нових проектів СЕС у Німеччині збільшився приблизно на 2% у порівнянні з аналогічним періодом минулого 2017 року, що було зумовлено

незначним зростанням капітальних витрат. Отже, для вітчизняних проектів показники вартості знаходяться в межах світового цінового діапазону.

6.2.4 Приклади розрахунку економічних показників для електротехнічних систем з комбінованою генерацією

Приклади розрахунку економічних показників для електротехнічних систем з комбінованою генерацією показані в [216]. Собівартість електроенергії, отриманої з ВДЕ, визначається для кожного типу обладнання і певних кліматичних умов, тобто для конкретного проекту ЛЕС може вважатися величиною детермінованою. Ризики проекту полягають в небезпеці втратити частину енергії чи не забезпечити потреби споживача. Зростання дисперсії як міри ризику відбувається при збільшенні частки випадкової складової, тобто ВДЕ. Зниження собівартості можливе, якщо ВДЕ заміщають більш вартісне джерело енергії. Однак при цьому може зрости частка втраченої енергії, що зменшує обсяг корисної (використаної) енергії при тих же витратах, тим самим збільшуючи її собівартість. При використанні систем акумулювання енергії обсяг корисної енергії зберігається (за винятком втрат в акумуляторах), дисперсія зменшується, але зростає вартість обладнання, що також веде до росту собівартості енергії.

Отже, параметрами вектора стану ЛЕС $f(x_i)$ (згідно з рис. 6.16-17) будуть показники $K_{\text{ВВП}}$, зокрема k_w та k_s як сталі, а обсяг і пропорції ВДЕ R , w вважаються змінними; змінною буде також потужність та ємність системи акумулювання енергії. Сталою може вважатись варіативність (СКВ) власне споживання енергії σ_0 , а результуюча варіативність небалансу енергії σ_Σ є похідною від попередніх параметрів. Допустимі величини ризику та собівартості енергії (σ_{max} , C_{vmax}) відносяться до обмежень задачі оптимізації.

Якщо деякі (тестові) собівартості відомі, то вони згідно з (6.21) обернено пропорційні до $K_{\text{ВВП}}$, тоді при довільних значеннях енергетичної ефективності собівартість можна визначити з відповідної пропорції, наприклад для ВЕС:

$C_{\mathcal{E}_w} = C_{\mathcal{E}_w^0} k_w^0 / k_w$, де індексом «0» позначено тестові значення. При різних комбінаціях вітрової та сонячної генерації результуюча собівартість отриманої електроенергії буде залежати від їх пропорції та відповідних $K_{\text{ВВП}}$, за умови того ж обладнання та фінансових умов, а саме:

$$C_{\mathcal{E}_\Sigma} = \frac{C_{\mathcal{E}_w^0} k_w^0 w + C_{\mathcal{E}_s^0} k_s^0 (1-w)}{k_w w + k_s (1-w)}.$$

Тут собівартість як питомий показник не залежить від номінальної потужності обладнання, з урахуванням наведених в р.7.3.2 зауважень стосовно постійної та змінної складових вартості експлуатації. Отже, для довільної комбінації вітро-сонячних установок даного типу можна визначити результуючу собівартість електроенергії в різних погодних умовах (наприклад, для різних сезонів чи територій). При цьому варіативність (СКВ) генерації майже лінійно пропорційна номінальній потужності, тобто відносна СКВ ($C_v = \sigma/R$) в даних умовах залежатиме лише від показника пропорції w , за винятком малих значень R , де помітним є вплив варіацій споживання (див. табл. 6.21). [216]

В таблиці 6.21 наведено значення відносної варіативності (коефіцієнта варіації, віднесеного не до середньої, а до номінальної потужності) для локального споживача, за аналогією з таблиці 5.4, але з урахуванням добового прогнозування.

На рис. 6.19 зображено множину станів ЛЕС $\Psi(x_i)$ при різних пропорціях ВДЕ в термінах кривої ризику-доходу Марковіца (в даному випадку їх аналогом є варіативність та собівартість). В якості початкових даних використано дані з пп. 6.2.2, 6.2.3 ($C_{\mathcal{E}_w^0} = 3,2$; $C_{\mathcal{E}_s^0} = 8,3$), а варіативність і КВВП притаманні різним місяцям впродовж року.

Таблиця 6.21 Варіативність C_v небалансу потужності для М1 при добовому прогнозуванні, квітень

R, кВт	w						
	1	0,8	0,6	0,4	0,3	0,2	0
100	0,387	0,368	0,356	0,350	0,350	0,352	0,360
200	0,263	0,232	0,209	0,197	0,195	0,197	0,210
400	0,223	0,186	0,155	0,136	0,133	0,135	0,151
600	0,218	0,177	0,144	0,122	0,119	0,120	0,138
800	0,215	0,174	0,140	0,118	0,113	0,115	0,133
1000	0,215	0,173	0,138	0,115	0,111	0,112	0,131
1200	0,214	0,173	0,137	0,114	0,110	0,111	0,130

При цьому потужність ВДЕ постійна (для прикладу взято R=800 кВт для споживача М1 з попереднього розділу). Тоді лише w (частка вітрової потужності) є змінним параметром, а показники КВВП залежать від пір року. Вони також можуть бути змінними параметрами множини станів, якщо йтиметься про вибір обладнання ВДЕ з різними енергетичними характеристиками.

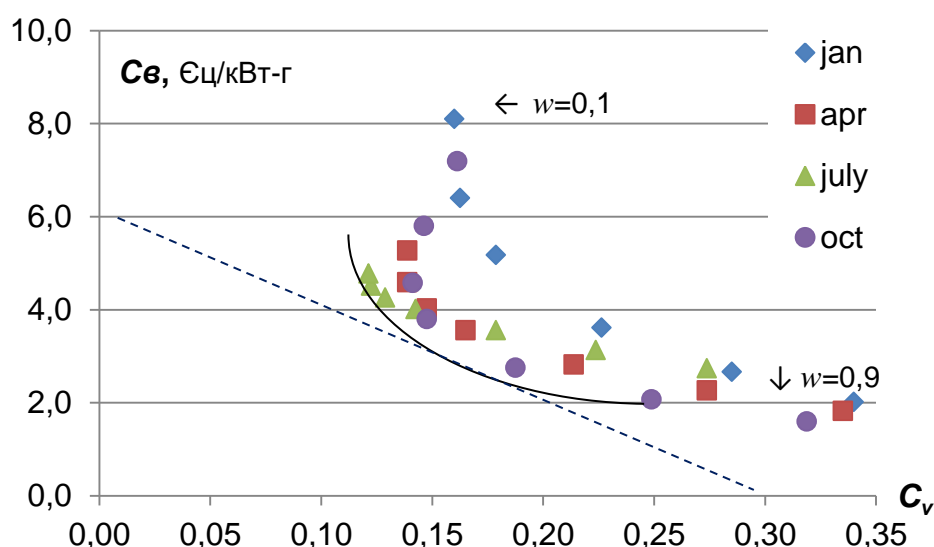


Рисунок 6.19 – Множина значень ризику-доходу для різних станів ЛЕС

Обвідна множини станів на рис. 6.19 характеризує найкращі варіанти роботи ЛЕС, по суті їх граничні значення. Однак помітно, що за винятком зими більшість станів має близькі значення. Отже, нижню обвідну можна вважати

лінією оптимальних значень. Якщо за точку C_0 (див. рис. 6.16) взяти ординату мінімального значення варіативності, то відповідно до методу Дж.Тобіна точкою оптимуму має бути пропорція $w=0,8$ з показниками $C_B=2,5$ €/кВт·год, $C_V=0,17$. Мова йде про собівартість електроенергії, отриманої від ВДЕ, а варіативність стосується загального балансу споживання. Тобто при відсутності ВДЕ ($R=0$) C_V відповідає власне варіативності споживання, а C_B стає невизначеною.

Так виглядає оптимізація по критеріях собівартості та ризику для даного прикладу, в якому не встановлено обмежень на значення критеріїв. Наявність обмежень у вигляді $C_B < C_{Bmax}$ чи $C_V < C_{Vmax}$ приводить до появи арбітражної зони оптимальних розв'язків, як на рис. 6.17.

Якщо в якості прикладу використати дані моделювання поведінки регіональної енергосистеми (ДнЕС), то результати оптимізації за аналогічних погодних умов будуть досить близькими до локальної системи (див. табл. 6.19 як аналог табл. 6.22 та рис. 6.20), оскільки мова йде про питомі показники.

На рис. 6.20 зображено множину значень ризику-доходу для різних конфігурацій ЛЕС (варіюють загальна потужність ВДЕ та пропорція «вітер-сонце»). Значення варіативності взято як для квітня, коли значення КВВП були близькі до середньорічних. Обвідна знизу множини значень є лінією можливих оптимальних значень. Помітно, що зростання загальної потужності ВДЕ зменшує відносну варіативність, прийняту як міру ризику. Очевидно, абсолютні показники варіативності при цьому зростатимуть, що має вплинути на потребу в регулюючих потужностях.

Якщо в якості показника собівартості враховувати наявність акумулюючих потужностей у складі капітальних витрат, то собівартість зростатиме пропорційно вартості акумуляторів, а варіативність зменшуватиметься як обернено пропорційна потужності акумуляторів.

Таблиця 6.22 - Моделювання C_v для ДнЕС, квітень, добовий прогноз

R , МВт	w						
	1	$0,8$	$0,6$	$0,4$	$0,3$	$0,2$	0
500	0,288	0,264	0,246	0,238	0,238	0,240	0,254
1000	0,231	0,195	0,168	0,153	0,151	0,153	0,170
1500	0,220	0,181	0,150	0,131	0,129	0,131	0,149
2000	0,217	0,177	0,144	0,123	0,120	0,122	0,140
2500	0,215	0,174	0,140	0,119	0,116	0,117	0,136
3000	0,214	0,173	0,139	0,117	0,113	0,115	0,133

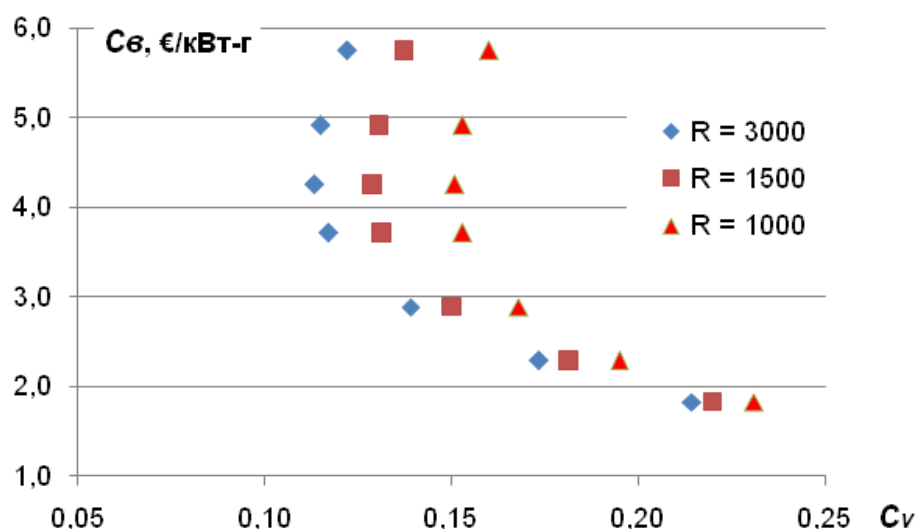


Рисунок 6.20 – Множина значень ризику-доходу для ДнЕС

Оскільки зазначені вартість та потужність пов'язані лінійно, то на діаграмі типу рисунка 6.17 арбітражна зона AB буде близькою до прямої. Оптимальні значення будуть цілком визначатися заданими обмеженнями. Однак загальна потреба в акумуляторах визначатиметься як додатковою варіативністю при введенні ВДЕ до енергосистеми, так і заданою вимогою до надійності, а ці залежності є нелінійними (див. напр. табл. 6.22).

Вимоги щодо надійності можна сформулювати в термінах квантилів розподілу кумулятивної енергії небалансу, яка потребує акумулявання (як на рис. 6.12, але щодо кумулятивних показників). Тут доцільним є використання тези про нормальність розподілу небалансу. Тоді відповідні квантили κ_γ з

довірчою імовірністю γ матимуть значення: $|k|_{0,8} = \kappa_{0,9} = 1,29$; $|k|_{0,9} = \kappa_{0,95} = 1,64$; $|k|_{0,95} = \kappa_{0,975} = 1,96$; $|k|_{0,99} = \kappa_{0,995} = 2,58$.

Візьмемо для прикладу дані щодо варіативності ДнЕС (див. табл. 6.22) при значенні $R=2000$ МВт (такий рівень впровадження ВДЕ є вагомим, але реальним). Потреби в акумулюванні визначаються через додане за рахунок ВДЕ СКВ кумулятивної енергії: $\kappa_{\gamma}(\sigma_K - \sigma_K^0)$, де індекс «0» стосується іманентної варіативності споживання при відсутності ВДЕ (в даному прикладі $\sigma_K^0 = 570$ кВт-год).

Показники щодо доданої за рахунок ВДЕ варіативності з різними довірчими рівнями наведено в табл. 6.23.

Таблиця 6.23 - Моделювання σ_K для ДнЕС, добовий прогноз (МВт-год)

w	1	$0,8$	$0,6$	$0,4$	$0,3$	$0,2$	$0,1$	0
$\gamma = 0,80$	2012	1484	993	593	452	370	391	477
$\gamma = 0,90$	2558	1886	1263	754	574	471	497	607
$\gamma = 0,95$	3058	2254	1509	902	686	563	594	725
$\gamma = 0,99$	4025	2967	1987	1187	903	740	782	955

Для вартості капітальних вкладень у системи ВДЕ прийнято: для ВЕС 1200 €/кВт, для СЕС 700 €/кВт, для акумуляторних батарей (АКБ) приблизно 200 €/кВт-год (вартість за ємністю). Слід врахувати також, що термін експлуатації акумуляторів приблизно удвічі коротший порівняно з іншим обладнанням. Для забезпечення заданого рівня надійності (тобто довірчої імовірності) можна вирахувати вартість капіталовкладень у АКБ при заданому рівні ВДЕ. Оптимальну конфігурацію ВДЕ-АКБ можна обрати за методом «поверхні відгуку». Величину коефіцієнта зростання загальної вартості обладнання $k_{\text{кап}}$ за рахунок введення акумулюючих потужностей при різних рівнях надійності та конфігурації ВДЕ зображено на рисунку 6.21.

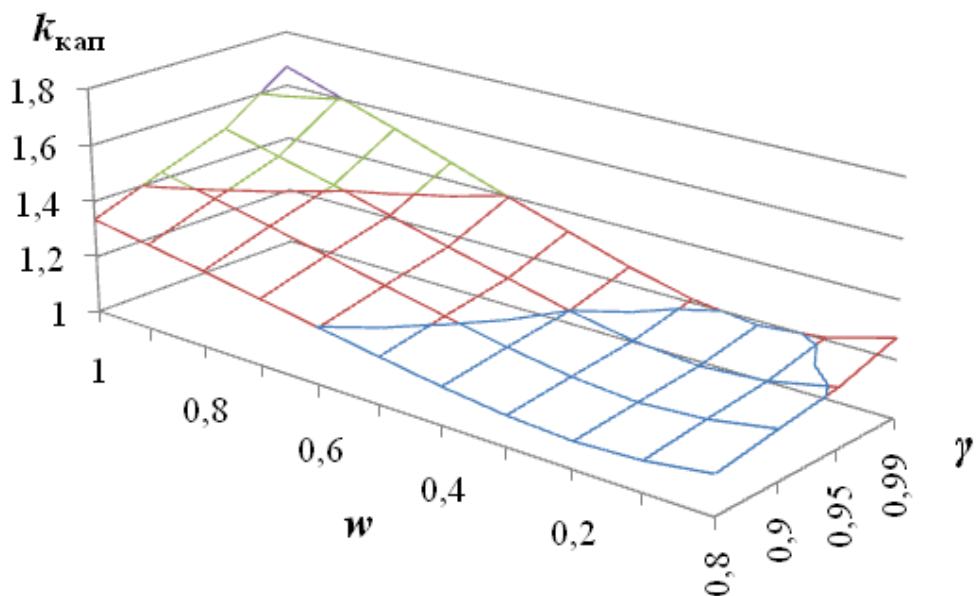


Рисунок 6.21 – Множина значень зростання вартості ВДЕ-АКБ для ДнЕС

Поведінка показника вартості обладнання схожа на аналогічні графіки стосовно варіативності ВДЕ (розділ 4), оскільки потреба в акумуляторах зростає зі збільшенням неконтрольованих коливань потужності; іншим фактором є зростання вимог до надійності енергозабезпечення. Зокрема, в наведеному прикладі для регіональної енергосистеми потреба в ємності акумуляторів становила 10-15% від добової продуктивності ВДЕ, а потужності на рівні четверті встановленої потужності ВДЕ при забезпеченні високого рівня надійності (понад 95% гарантованого забезпечення). Дані співвідношення можуть різнитися для різних режимів проживання, пiр року, типу обладнання. При цьому враховується можливість завчасного передбачення рівнів споживання та генерації та надійність роботи традиційних (керованих) джерел енергії.

За результатами даного розділу можна зробити наступні висновки:

- оптимізація вибору обладнання дає змогу знизити рівень капітальних витрат на 25-35% при тій же надійності. Узгоджений по надійності вибір акумуляторів дозволяє зменшити їх ємність у 7-10 разів порівняно з вимогою резервувати повну добову продуктивність ВДЕ. Так, для розглянутого прикладу – Дніпровської енергосистеми – впровадження 2 ГВт потужностей

ВДЕ завдяки пропонованій оптимізації можна заощадити 700-900 млн.€ капіталовкладень, при прийнятих значеннях вартості;

- загальний характер поведінки параметрів, за якими можна оптимізувати енергосистему з ВДЕ, в безрозмірних параметрах має схожий вигляд незалежно від масштабу – як для окремого населеного пункту, так і для їх групи чи регіональної енергосистеми в цілому. Різниця полягає в конкретних числових показниках, що застосовуються в математичній моделі, та в результуючих співвідношеннях;

- метою оптимізації можуть слугувати як технічні параметри (допустимі значення небалансу потужності відповідно до вимог забезпечення частоти та напруги в мережі певної енергосистеми, чи показники надійності та рівнів втрат при забезпеченні конкретного споживача), наведені в розділі 3, так і економічні (розділ 5) – загальна вартість проекту впровадження ВДЕ, собівартість отриманої енергії, тощо;

- оскільки дані висновки ґрунтуються як на імітаційному моделюванні, так і на безпосередній перевірці шляхом реаналізу статистичних даних як сполучної ланки між спостереженнями та моделюванням, можна вважати достатньо адекватною запропоновані математичні моделі представлення випадкових процесів, що описують балансування споживання та генерації електроенергії з використанням вітрової та сонячної енергетики;

- перелік задач, які можуть вирішуватися в рамках запропонованих моделей, стосується переважно питань оптимізації енергосистем на базі відновлюваної енергетики, оцінки результатів експлуатації таких систем, розрахунку очікуваних показників при постановці задач енергопостачання та передпроектних досліджень. Головною метою має бути забезпечення надійності постачання та якості енергії, енергетичної та економічної ефективності.

Отримані результати, що наведені в шостому розділі були опубліковані в роботах [132], [216].

ВИСНОВКИ

У роботі вирішена важлива науково-прикладна проблема розробки методів і засобів підвищення якості електропостачання споживачів та ефективності проектних рішень в електротехнічних системах з комбінованою генерацією на базі відновлюваних джерел енергії шляхом оптимізації їх структури на основі системного аналізу. Отримано наступні результати:

1. Встановлено фактори, які впливають на якість електропостачання електротехнічних систем з комбінованою генерацією, а саме: статистичні параметри випадкового процесу генерації ВДЕ, що описують стан енергобалансу, визначають темп змін, їх розмах, щільності розподілу випадкових значень, довірчі інтервали допустимих параметрів.

2. Виявлено поведінку метеофакторів, притаманних досліджуваному регіону (приморським областям на півдні України), та відповідної потужності ВЕС і СЕС як випадкових величин, визначено закони розподілу їх імовірності з урахуванням сезонних змін з використанням багаторічних даних метеорологічних спостережень з різною часовою дискретністю. Зокрема, досліджено імовірний розкид значень небалансу для різних конфігурацій ВСЕС протягом денного часу. Так за довірчої ймовірності 0,95 зменшується розкид небалансу (відхилення від середнього) на 16% для однотипних генерацій (тільки ВЕС або СЕС), та на 20% для змішаної генерації. По показнику коефіцієнта варіації майже для всіх розглянутих варіантів коефіцієнт варіації небалансів сумісної генерації нижчий, ніж однотипної.

3. Розроблена і досліджена узагальнена математична модель процесів генерування та споживання електроенергії в енергосистемах з потужними ВЕС та СЕС, яка містить формалізацію випадкових чинників, а саме: флуктуацій потужності, спричинених погодними факторами та нерівномірним режимом споживання, що забезпечує розробленій моделі високий рівень точності і адекватності. Середні похибки при порівнянні результатів моделювання з експериментальними даними становили 1-3%.

4. Встановлено поведінку параметрів, що характеризують споживання електроенергії різними споживачами, в тому числі малими підприємствами, окремими населеними пунктами, групами населених пунктів, регіональною енергосистемою в цілому на основі статистичної обробки фактичних багаторічних даних. Досліджено закони розподілу імовірності та побудовано функції щільності розподілу, що описують випадкову складову навантаження на електроенергетичну систему, завдяки чому формалізовано задачу розрахунку поточного балансу потужностей. Достовірність отриманих результатів підтверджується співставленням даних математичного моделювання та фактичних даних спостереження.

5. Встановлено, що існує відмінність в оптимальних співвідношеннях потужностей ВЕС та СЕС для цілодобових процесів споживання та лише для робочих годин, оскільки аналогічним чином зростає роль сонячної генерації. При цьому мінімальна відносна варіативність власне ВДЕ (без урахування варіативності споживання) спостерігається за приблизно паритетними встановленими потужностями сонячної та вітрової генерації. Зокрема, при врахуванні повної доби мінімальне середньоквадратичне відхилення середньорічних значень досягається при частці ВЕС на рівні 0,32 загальної потужності ВДЕ, а мінімум коефіцієнта варіації відповідає частці ВЕС 0,56.

6. Встановлено критерії, що визначають збалансованість енергосистеми з розосередженою генерацією на основі ВДЕ мінливої природи (вітрової та сонячної), та досліджено фактори, які спричинені наявністю ВДЕ і врахуванням випадкової природи генерації, зокрема встановлено оптимальні співвідношення різних джерел енергії при варіюванні обсягів впровадження відновлюваної енергії. Так, при значному впровадженні ВДЕ (до половини споживаної потужності) імовірність небалансу понад 10% споживання становить 0,10-0,12.

7. Розв'язано багатокритеріальну оптимізаційну задачу формування структури генерації електроенергії, зокрема побудовано різні варіанти цільових функцій та системи обмежень відповідно до вимог, що задаються до електротехнічних систем з комбінованою генерацією, та запропоновано шляхи

знаходження оптимальних розв'язків з урахуванням собівартості електроенергії та рівня ризиків енергозабезпечення. Зокрема встановлено, що для зимових місяців відносні показники небалансу потужності мінімальні при частці ВЕС в межах 0,2-0,3; влітку внаслідок зростання ролі СЕС оптимальна частка ВЕС знаходиться на рівні 0,15-0,2.

8. Розроблено методи розрахунку показників якості постачання електричної енергії та їх довірчих інтервалів для електротехнічних систем з високим рівнем впровадження вітро-сонячної генерації, на підставі яких розроблено алгоритми розрахунків щодо використання систем резервування та акумулювання енергії в комплексі з ВДЕ для забезпечення визначеної якості енергопостачання. Так, для даних січня область, для якої середньоквадратичне відхилення небалансу в окремому населеному пункті не перевищує 150 кВт, обмежена кривою з максимумом сумарної встановленої потужності ВСЕС 1150 кВт при частці ВЕС 0,12. Максимум ефективної потужності ВДЕ досягається при частці ВЕС 0,2-0,4; абсолютне значення залежить від коефіцієнта використання встановленої потужності сонячної та вітрової генерації і знаходиться на рівні 155-160 кВт для існуючих типів електроустановок.

9. Виконано практичні розрахунки для конкретних прикладів споживання, які вказують на можливість забезпечення заданих вимог щодо якості енергопостачання з використанням порівняно невеликих потужностей системи резервування та акумулювання енергії, ємність якої не перевищує 10-15% добової продуктивності ВДЕ у складі вітро-сонячних станцій.

10. Отримані результати дозволяють забезпечити високу енергетичну ефективність використання відновлюваної генерації за рахунок збалансованої генерації та споживання; при оптимізації потужностей різних типів ВДЕ практично удвічі може бути знижений рівень незбалансованої потужності, що є технічним ефектом використання результатів роботи. Економічний ефект використання результатів роботи забезпечується за рахунок оптимізації вибору обладнання та дає змогу знизити рівень капітальних витрат на 25-35% при тій же надійності. Зокрема узгоджений за надійністю вибір акумуляторів дозволяє

зменшити їх ємність у 7-10 разів порівняно з вимогою резервувати повну добову продуктивність ВДЕ. Так, для розглянутого прикладу – Дніпровської енергосистеми – впровадження 2 ГВт потужностей ВДЕ завдяки пропонованій оптимізації можна заощадити 700-900 млн.€ капіталовкладень, при прийнятих значеннях вартості.

Рекомендації за результатами роботи використані Інститутом відновлюваної енергетики НАН України, у Запорізькій обласній державній адміністрації, Мелітопольській районній раді, Мелітопольських високовольтних електромережах ПАТ «Запоріжжяобленерго» та кафедрою відновлюваних джерел енергії факультету електроенерготехніки та автоматики Національно технічного університету України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського».

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Антипов Є. О. Комбінована система енергозабезпечення споживачів із застосуванням традиційних та альтернативних джерел і акумуляторів енергії. *Енергетика і автоматика*. 2015. № 1. С. 72-81.
2. Лисенко О. В. Розрахунок параметрів математичної моделі споживання електричної енергії. *Науковий вісник Таврійського державного агротехнологічного університету*. Мелітополь, 2018. Вип. 8, т. 2. DOI: 10.31388/2220-8674-2018-2-28.
3. Кузнецов М. П., Лисенко О. В. Оцінка характеристик вітрового режиму півдня України для потреб вітроенергетики. *Науковий вісник НУБіП України. Сер. Техніка та енергетика АПК*. 2017. Вип. 261. С. 195-202.
4. Дерев'янку Д. Г. Оцінювання ефективності регулювання енергетичних процесів в локальних електротехнічних системах з джерелами розосередженої генерації: дис... канд. тех. наук: 05.09.03. Київ: Київський політехнічний інститут, 2016. 177 с.
5. Кармазін О.О. Балансова надійність електроенергетичних систем в умовах зростання частки відновлюваної енергетики: дис... канд. тех. наук: 05.14.08. Київ: Інституті відновлюваної енергетики Національної академії наук України, 2019. 130 с.
6. Огляд аналітичних робіт міжнародних енергетичних організацій щодо стану та сценаріїв розвитку світової енергетичної сфери з прогнозом інвестування в енергоефективність: Аналітично-статистична доповідь. Київ, 2018. Вип. 6. 95 с. URL: https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/06/2.-rozvyt_svit_energet_sfery.pdf (дата звернення: 06.08.2019).
7. BP Statistical Review of World Energy 2017 = BP Статистичний огляд світової енергетики за 2017 р. 52 р. URL: <http://large.stanford.edu/courses/2018/ph241/kuet2/docs/bp-2017.pdf> (дата звернення: 06.08.2019).

8. Енергоефективні технології та відновлювальні джерела енергії. Практичний посібник із впровадження компоненту з енергоефективності проекту МРГ-II. 2012. Червень. 72 с. URL: <https://rozvytok.in.ua/library/117-> (дата звернення: 06.08.2019).

9. Renewables 2018 Global Status Report (GSR) / REN21. <https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/08/Full-Report-2018.pdf> (дата звернення: 03.09.2019).

10. REMAP – 2030. Перспективи розвитку відновлюваної енергетики в Україні до 2030 року: інформаційний матеріал. 2015. Квітень. 57 с. URL: https://saee.gov.ua/sites/default/files/UKR%20IRENA%20REMAP%20_%202015.pdf (дата звернення: 03.09.2019).

11. World Energy Outlook 2017. Всесвітній енергетичний прогноз за 2017 р. Короткий огляд / IEA. URL: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2017> (дата звернення: 03.09.2019).

12. BP Energy Outlook 2017 edition = Світовий огляд енергетики 2017 / BP. 2017. 104 р. URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2017.pdf> (дата звернення: 03.09.2019).

13. Global Energy Transformation: A Roadmap to 2050 = Світова трансформація енергетики. Дорожня карта до 2050 р. / IRENA. 2018. 76 р. URL: http://energytransition.in.ua/wp-content/uploads/2018/12/IRENA_Report_GET_2018.pdf (дата звернення: 03.09.2019).

14. European Smart Grid. 2011. URL: <http://www.smartgrids.eu/> (дата звернення: 03.09.2019).

15. Wind in Power 2017. Annual combined onshore and offshore wind energy statistics = Енергія вітру в енергосистемі 2017. Річна статистика щодо морських та наземних вітроустановок / WindEurope. 2018. 26 р. URL: <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Statistics-2017.pdf> (дата звернення: 03.09.2019).

16. Next generation wind and solar power. From cost to value = Наступне покоління вітрової та сонячної енергії. Від вартості до цінності / IEA. 2016. 182 p. URL: http://generatoras.cl/media/page-files/209/Next_Generation_Windand_Solar_PowerFrom_Cost_to_ValueFull_Report.pdf (дата звернення: 03.09.2019).

17. Getting wind and sun onto the grid. A Manual for policy makers = Інтеграція сонячної та вітрової енергетики до мережі. Посібник для керівництва / IEA. 2017. 69 p. URL: <https://euagenda.eu/upload/publications/untitled-77295-ea.pdf> (дата звернення: 03.09.2019).

18. Power-Industry Transition, Here and Now: Wind and Solar Won't Break the Grid / IEEFA. 2018. 79 p. URL: http://ieefa.org/wp-content/uploads/2018/02/Power-Industry-Transition-Here-and-Now_February-2018.pdf (дата звернення: 03.09.2019).

19. Подолання обмежень для максимального впровадження поновлюваної енергії. URL: http://cigre.org.ua/files/cigre-_527.pdf. (дата звернення: 08.09.2019).

20. IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems (Gold Book). *IEEE Std 493-1997 [IEEE Gold Book]*. P. 1-464. 31 Aug. 1998. DOI: 10.1109/IEEESTD.1998.89291.

21. Будько В.И., Кудря С.А., Пепелов А.В. Современное состояние и развитие возобновляемой энергетики. //Международный научный журнал Альтернативная энергетика и экология. – 2017. - №4. – С. 6: 130-141.

22. Будько В. І. та ін. Економічні аспекти реалізації автономних зарядних станцій електромобілів на основі вітроелектричних установок// Відновлювана енергетика. – 2019. - №1 (56). – С. 45-50.

23. Torriti J., Hassan M. G., Leach M. Demand response experience in Europe: Policies, programmes and implementation. *Energy*. 2010. Vol. 35, № 4. P. 1575–1583. DOI: 10.1016/j.energy.2009.05.021.

24. Щодо перспектив використання альтернативних джерел енергії на Сході України: Аналітична записка / Національний інститут стратегічних

досліджень. URL: <http://www.niss.gov.ua/articles/1174/> (дата звернення: 03.09.2019).

25. Департамент статистики України. URL: <http://ukrstat.gov.ua> (дата звернення: 03.09.2019).

26. Гелетуха Г. Г., Железна Т. А., Баштовий А. І. Аналіз енергетичних стратегій країн ЄС та світу і ролі в них відновлюваних джерел енергії. Частина 1. *Промышленная теплотехника*. 2016. Т. 38, № 2. С. 56-64. DOI: <https://doi.org/10.31472/ihe.2.2016.07>.

27. Звіти НКРЕКП. URL: <http://www.nerc.gov.ua> (дата звернення: 03.09.2019).

28. Про ринок електричної енергії : Закон України від 13 квітня 2017 року № 2019-VIII. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19> (дата звернення: 03.09.2019).

29. Кириленко О. В., Праховник А. В. Енергетика сталого розвитку: виклики та шляхи побудови. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. Київ, 2010. Спецвипуск. С. 10–16.

30. Кириленко О. В., Павловський В. В., Лук'яненко Л. М. Технічні аспекти впровадження джерел розподільної генерації в електричних мережах. *Технічна електродинаміка*. 2011. № 1. С. 46–53.

31. Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими / Т. М. Базюк та ін.; за ред. О. В. Кириленка. Київ: Ін-т електродинаміки НАН України, 2016. 400 с.

32. Worldwide Survey of Network-driven Demand-side Management Projects. Research Report. No 1. Task XV of the International Energy Agency Demand Side Management Programme. Second Edition. 2008. 415 p. URL: http://www.efa.com.au/Library/David/Published%20Reports/2008/IEADSMTaskXVResearchReport1_Secondedition.pdf (дата звернення: 03.09.2019).

33. Волков Э. П. Развитие Единой национальной электрической сети России. *Известия Российской академии наук. Энергетика*. 2012. № 5. С. 3-12.

34. Интеллектуальные электроэнергетические системы: элементы и режимы / под ред. А. В. Кириленко. Киев: Ин-т электродинамики НАН Украины, 2014. 408 с.

35. EPRI's IntelliGridSM initiative. URL: [http:// intelligrid.epri.com](http://intelligrid.epri.com) (дата звернення: 08.09.2019).

36. The Modern Grid Initiative Version 2.0., Conducted by the National Energy Technology Reliability, January 2007. URL: <http://www.net1.doe.gov/smartgrid/> (дата звернення: 15.09.2019).

37. Стогній Б. С., Кириленко О. В., Денисюк С. П. Інтелектуальні електричні мережі електроенергетичних систем та їхнє технологічне забезпечення. *Технічна електродинаміка*. 2010. № 6. С. 44-50.

38. Lasseter R. MicroGrids. *IEEE PES Winter Meeting*. 2002. Vol. 1. P. 305–308.

39. Особливості ОЕС України та науково-технічні проблеми забезпечення її розвитку / Б. С. Стогній та ін. *Технічна електродинаміка. Проблеми сучасної електротехніки*. 2010. № 1. С. 25–30.

40. Dawidziuk J. Место и роль силовой электроники в сбережении электроэнергии в Польше. *Технічна електродинаміка. Силова електроніка та енергоефективність*. 2007. № 2. С. 9–14.

41. Лежнюк П. Д., Кулик В. В., Ковальчук О. А. Оптимальне керування розосередженими джерелами енергії в локальній електричній системі. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. Київ. 2011. Спецвипуск, ч. 1. С. 48–55.

42. NIST Releases Report on Smart Grid Development / National Institute of Standards and Technology (USA) – Recognized Standards for Inclusion In the Smart Grid Interoperability Standards Framework, Release 1.0. URL: https://www.nist.gov/system/files/documents/smartgrid/Report_to_NIST_August10_2.pdf (дата звернення: 15.09.2019).

43. European Smart Grids Technology Platform / European Commission. Directorate-General for Research Sustainable Energy System, EUR 22040, 2006. 44

p. URL: https://ec.europa.eu/research/energy/pdf/smartgrids_en.pdf (дата звернення: 15.09.2019).

44. Еволюція інтелектуальних електричних мереж та їхні перспективи в Україні / Б. С. Стогній та ін. *Технічна електродинаміка*. 2012. № 5. С. 52-67.

45. Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими / Т. М. Базюк та ін.; за ред. О. В. Кириленка. Київ: Ін-т електродинаміки НАН України, 2016. 400 с.

46. Zang H., Chandorkar M., Venkataramanan G. Development of Static Switchgear for Utility Interconnection in a Microgrid. *Power and Energy Systems PES*. 2003. P. 25-26.

47. Mariam L., Basu M., Conlon M. F. A Review of Existing Microgrid Architectures. *Journal of Engineering*. 2013. DOI: 10.1155/2013/937614.

48. Петергеря Ю. С., Жуйков В. Я., Терещенко Т. О. Інтелектуальні системи забезпечення енергозбереження житлових будинків: навч. посібник. Київ: Медіа-ПРЕС, 2008. 258 с.

49. Нормативно-правове регулювання якості напруги в електричних мережах з джерелами розсередженої генерації. Київ: Інститут електродинаміки НАН України, 2018. 161 с.

50. Собчук Д. С. Комплексне оцінювання надійності функціонування розподільних електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії. *Енергетика та комп'ютерно-інтегровані технології в АПК*. 2016. № 1 (4). С. 9-12.

51. ГОСТ 13109–97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. [Дата введения 1999-01-01]. Москва: ИПК Издательство стандартов, 1999. 35 с.

52. Integral index of operation quality for evaluation of impact of distributive generation sources on electric network modes / P. D. Lezhniuk et al. *Advances in Science and Technology Research Journal*. 2017. Vol. 11, № 2. P. 65–71. DOI: 10.12913/22998624/70760.

53. Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council of 13th July 2009 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC. OJ L 211, 14.08.2009. P. 55-93.

54. ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. [Дата введения 1999-01-01]. Москва: Стандартинформ, 2006. 31 с. (Международный стандарт).

55. Циганенко Б. В., Кирик В. В. Підвищення показників якості електропостачання в розподільних електричних мережах. *Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті*: матеріали XVII Міжнар. наук.-практ. конф., 29-30 вересня 2016 р. Київ: НТУУ КПІ, 2016. С. 157-162.

56. Черемисин Н. М., Романченко В. И. Системный подход в обосновании стратегии рационального проектирования ВЛ Украины. *Энергетика и электрификация*. 1999. № 8. С. 28-35.

57. Обоскалов В. П. Надежность обеспечения баланса мощности электроэнергетических систем. Екатеринбург: УГТУ УПИ. 2002. 210 с.

58. ДСТУ EN 50160:2014. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (EN 50160:2010, IDT). [Чинний від 2014-10-01]. Київ: Мінекономрозвитку України, 2014. 32 с.

59. ГОСТ 23875–88. Качество электрической энергии. Термины и определения. [Дата введения 1989-07-01]. Москва: Издательство стандартов, 1989. 15 с.

60. СОУ-Н ЕЕ40.1-37471933-55:2011. Методика вимірювання якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення. [Чинний від 2012-01-29]. Київ, 2012. 104 с.

61. Варецький Ю. О., Горбань В. М., Пазина Я. С. Зміни напруги в електричній мікромережі з гібридною електростанцією. *Вісник Національного університету «Львівська політехніка». Електроенергетичні і електромеханічні системи*. 2016. № 840. С. 17–23.

62. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кулик В. В. Вплив відновлюваних джерел енергії на функціонування розподільних електричних мереж. *Енергетика та електрифікація*. 2015. № 1. С. 8–12.

63. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Собчук Д. С. Оцінювання впливу джерел відновлюваної енергії на забезпечення балансової надійності в електричній мережі. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2013. № 6. С. 45–47.

64. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Собчук Д. С. Оцінювання впливу на якість функціонування локальної електричної системи відновлюваних джерел електроенергії. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка. Сер. Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження АПК України*. Харків, 2013. Вип. 141. С. 8-10.

65. Комар В. О., Ковальчук О. А., Кузьмик О. В. Вплив розосередженого генерування на якість функціонування розподільних електричних мереж. *Технічна електродинаміка*. 2012. № 2. С. 34–35.

66. Комар В. О., Кузьмик О. В. Дослідження впливу відновлюваних джерел електричної енергії на режим роботи розподільних електричних мереж. *Підвищення рівня ефективності енергоспоживання в електротехнічних пристроях і системах*: зб. Матеріалів V Міжнар. наук.-техн. конф., 26-28 травня 2016 р. Луцьк: ЛуцНТУ, 2014. С. 116–117.

67. Комар В. О., Лесько В. О. Балансова надійність електричних систем і вплив на неї відновлюваних джерел енергії. *Екологічна безпека та відновлювані джерела енергії*: зб. доповідей Міжнар. наук.-техн. конф., 24-25 травня 2017 р. Вінниця: ВНТУ, 2017. С. 98–101.

68. Кузнецов В. Г., Шполянський О. Г., Яремчук Н. А. Узагальнений показник якості енергії в електричних мережах і системах. *Технічна електродинаміка*. 2011. № 3. С. 46–52.

69. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Собчук Д. С. Підвищення якості електропостачання шляхом розбудови відновлюваних джерел електроенергії: монографія. Луцьк: Луцький НТУ, 2015. 136 с.

70. VDE-AR-N 4105:2011-08 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz.

71. Engineering recommendation G38. Issue 1. Recommendations for the connection type rested small-scale embedded generators (up to 16 A per phase) in parallel with public low-voltage distribution network. Energy Networks Association, 2012.

72. Engineering recommendation G38. Issue 3. Amendment 1. Recommendations for the connection of generating plant to the distribution system of licensed distribution network operators. Energy Networks Association, 2014.

73. Воропай Н. И., Иванова Е. Ю. Методы обоснования развития электроэнергетических систем и компаний в рыночных условиях. *Известия РАН. Энергетика*. 2006. № 3. С. 28–36.

74. Лисенко О. В. Постановка задачі оптимізації для комбінованої енергосистеми. *Праці Таврійського державного агротехнологічного університету*. Мелітополь, 2019. Вип. 19, т. 2. С. 208-215. DOI: 10.31388/2078-0877-19-2-208-215.

75. Многокритериальная оценка альтернативных вариантов интеграции источников распределенной генерации в распределительные сети / А. Ф. Жаркин и др. *Электронное моделирование*. 2016. Т. 38, № 1. С. 99–112.

76. Васько В.П., Васько П.Ф. Динамика нагрузочных режимов работы ветроэлектрической установки, обусловленная порывами ветра. *Вісник Донбаської державної академії будівництва і архітектури*. Зб. наук. праць. 2001. № 4 (29). С. 140–144.

77. Concept of Accumulation of Energy from Photovoltaic and Wind Power Plants by Means of Seawater Pumped Hydroelectric Energy Storage / P. Vasko, A. Verbovij ,A. Moroz, S. Pazych, M. Ibragimova, L. Sahno // 2019 IEEE 6th International Conference on Energy Smart Systems (2019 IEEE ESS). April 17-19, 2019. Kyiv, Ukraine, pp. 188-191, doi: 10.1109/ESS.2019.8764167

78. Васько П.Ф., Пазич С.Т. Моделирование динамики навантажувальних режимів роботи гідронасосної станції з електроприводом за живлення від вітроелектричної установки з синхронним генератором // Відновлювана енергетика. – 2020. – № 1. – С. 61–73.

79. Будько В. І. Розроблення математичної моделі роботи автономної зарядної станції електромобілів від вітроелектричних установок. // Відновлювана енергетика. - 2017. - № 3.- С. 6-13.

80. Okinda V. O., Odero N. A. A review of techniques in optimal sizing of hybrid renewable energy systems. *IJRET: International Journal of Research in Engineering and Technology*. 2015, Vol. 4, № 11, P. 153-163. DOI: 10.15623/ijret.2015.0411027.

81. Оцінювання балансової надійності в мережах з сонячними електричними станціями шляхом аналізу імовірнісних характеристик генерування / П. Д. Лежнюк та ін. *Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті: матеріали XVII міжнар. наук.-практ. конф.*, 29-30 вересня 2016 р. Київ: НАНУ, 2016. С. 300-304.

82. ГОСТ 27.002-89. Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения. [Дата введения 1990-07-01]. Москва: Издательство стандартов, 1990. 37 с.

83. Цветков Е. В. Оптимизация параметров электростанций и линий электропередачи при планировании развития энергосистем. *Труды ВНИИЭ*. 1967. Вып. 30. С. 5–10.

84. Эндрэни Дж. Моделирование при расчетах надежности в электроэнергетических системах / пер с англ. Москва: Энергоатомиздат, 1983. 336 с.

85. Billinton R., Li W. Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods. New York: Springer Science+Business Media, 1994. 361 p.

86. Кузнецов М. П., Лисенко О. В., Мельник О. А. Особенности стохастической оптимизации гибридных энергосистем на базе ВДЕ. *Відновлювана енергетика*. 2018. № 2. С. 5-16.

87. Annex C: Reliability Standard Methodology / Department of Energy & Climate Change. 2013. 11 p. URL: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/223653/emr_consultation_annex_c.pdf (дата звернення: 15.09.2019).

88. Чукреев Ю. Я., Чукреев М. Ю. Сравнительный анализ вероятностных показателей балансовой надежности и методических принципов их определения при управлении развитием электроэнергетических систем. *Известия Коми научного центра УрО РАН*. Сыктывкар, 2012. Вып. 3(11). С. 76-81.

89. Interim Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms, Report from the Commission. Brussels, 2016. 162 p.

90. Гитман М. Б. Введение в стохастическую оптимизацию: учеб. пособие. Пермь: Изд-во ПНИПУ, 2014. 104 с. URL: http://mmsp.pstu.ru/userfiles/Posobie/Gitman_Vvedenie_v_stohasticheskuyu_optim.pdf (дата звернення: 15.09.2019).

91. Зейлигер А. Н., Лисочкина Т. В., Хабачев Л. Д. Экономические основы оптимизации и проектирования энергетических систем: учебное пособие. Ленинград: ЛПИ, 1977. 74 с.

92. Ковальов О. І., Шпак О. Л. Багатокритеріальне оцінювання якості постачання електроенергії. *Стандартизація, сертифікація, якість*. 2010. № 4 (65). С. 60–63.

93. A modified honey bee mating optimization algorithm for multiobjective placement of renewable energy resources / T. Niknam et al. *Applied Energy*. 2011. Vol. 88, № 12. P. 4817–4830. DOI: 10.1016/j.apenergy.2011.06.023.

94. Лисенко О. В. Постановка задачі оптимізації для побудови комбінованих енергосистем з відновлюваними джерелами енергії.

Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті: матеріали XX Міжнар. наук.-практ. конф., 15-16 травня 2019 р. Київ, 2019. С. 66-68.

95. Assessment Stability Generation of Solar Power Plants in the Problems of Providing Balance Reliability / P. D. Lezhniuk et al. *Sciences of Europe*. 2016. Vol. 4, № 9. P. 90–96.

96. Lezhniuk P. D., Komar V. O., Sobchuk D. S. Method for Determination of Optimal Installed Capacity of Renewable Sources of Energy by the Criterion of Minimum Losses of Active Power in Distribution System. *Energy and Power Engineering*. 2014. Vol. 6, № 3. P. 37–46. DOI: 10.4236/epe.2014.63005.

97. Lezhnyuk P. D., Komar V. O., Petrushenko O. Yu. Criterial modeling of Markov processes in the problems of automatic control systems functioning quality evaluation. *Nauka i Studia*. 2014. № 3 (113). P. 42–48.

98. Арзамасцев Д. А., Липес А. В., Мызин А. Л. Модели и методы оптимизации развития энергосистем. Свердловск: УПИ, 1976. 146 с.

99. Арзамасцев Д. А., Липес А. В., Мызин А. Л. Модели оптимизации развития энергосистем: учебник. Москва: Высшая школа, 1987. 272 с.

100. Биллингтон Р., Аллан Р. Оценка надежности электроэнергетических систем; пер. с англ. В. А. Туфанова; под. ред. Ю. А. Фокина. Москва: Энергоатомиздат, 1988. 287 с.

101. Гордиевский И. Г., Лордкипанидзе В. Д. Оптимизация параметров электрических сетей. Москва: Энергия, 1978. 144 с.

102. Кулик В. В., Магас Т. Є., Малогулко Ю. В. Оптимальне керування розосередженими джерелами електроенергії з асинхронними генераторами засобами Smart Grid. *Наукові праці ВНТУ*. 2011. № 4. С. 1–6. URL: <http://praci.vntu.edu.ua/article/view/1404/999> (дата звернення: 30.10.2019).

103. Лежнюк П. Д, Комар В. О., Кравчук С. В. Узгодження графіків генерування відновлюваних джерел енергії та навантаження засобами морфометричного аналізу. *Wspolpraca Europejska / European Cooperation*. Warszawa. 2016. № 9 (16). P. 26–35.

104. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кравчук С. В. Визначення оптимальної потужності резерву для забезпечення балансової надійності локальної електричної системи. *Вісник Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут»*. Сер. Нові рішення в сучасних технологіях. Харків, 2016. № 42. С. 69–75.

105. Кузьмін І. В. Критерії оцінки ефективності, якості та оптимальності складних систем. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 1994. № 1 (2). С. 5–9.

106. Лисенко О. В. Оцінка оптимальності побудови енергосистеми з використанням відновлюваних джерел енергії. Енергозабезпечення технологічних процесів: збірник тез доповідей VIII Міжнародної науково-практичної конференції пам'яті І. І. Мартиненка 13-14 червня 2019 року, Мелітополь, 2019. С. 63.

107. Лежнюк П. Д., Гайдамака В. М. Натурно-імітаційне моделювання з використанням критеріального методу в оптимальному керуванні електроненергетичними системами. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2003. № 1. С. 37–41.

108. СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.156:2009. Основні вимоги щодо регулювання частоти та потужності в ОЕС України. Настанова. [Чинний від 2009-05-23]. Київ: Мінпаливенерго України, 2009. 56 с.

109. Оптимізація режимів розподільних електричних мереж в умовах зростання частки розосередженого генерування / П. Д. Лежнюк та ін. *Вісник Харківського Національного технічного університету сільського господарства ім. Петра Василенка*. Сер. Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження АПК України. Харків, 2012. Вип. 129. С. 29–32.

110. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Собчук Д. С. Определение оптимальной установленной мощности возобновляемых источников энергии в распределительной сети по критерию минимума потерь активной мощности. *Наукові праці Донецького національного технічного університету* Сер. Електротехніка і енергетика. 2014. № 1 (16). С. 130–135.

111. Наконечний С. І., Савіна С. С. Математичне програмування: навч. посібник. Київ: КНЕУ, 2003. 452 с.

112. Ермаков С. М. Метод Монте-Карло и смежные вопросы. Москва: Наука, 1975. 472 с.

113. Вимоги до вітрових та сонячних фотоелектричних електростанцій потужністю більше 150 кВт щодо приєднання до зовнішніх електричних мереж / НКРЕ України, AF-MERCADOS EMI спільно з EXERGIA, RAMBOLL. 2011. Жовтень. 43 с. URL: http://www.uself.com.ua/fileadmin/documents/Wind_and_Solar_PV_Tech_Req_Final_Version_Ukrainian.pdf (дата звернення: 15.09.2019).

114. ГКД 341.003.001.001-2000. Під'єднання об'єктів вітроенергетики до електричних мереж. Порядок та вимоги. [Чинний від 2000-06-01]. Київ, 2001. 21 с.

115. СОУ НЕК 341.001:2019. Вимоги до вітрових та сонячних електростанцій при їх роботі паралельно з об'єднаною енергетичною системою України. [Чинний від 2019-01-28]. Київ, 2019. 33 с.

116. IEC 62053-21: Electricity metering equipment (ac) – Particular requirements. Part 21: Static meters for active energy.

117. ГКД 341.003.001.002-2000. Правила проектування вітрових електричних станцій. Зміни. [Чинний від 2017-04-15]. Київ, 2017. 53 с.

118. ГКД 341.004.001-94. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 6-750кВ. / МИНЭНЕРГО Украины. Харьков: Индустрия, 2011. 76 с.

119. Беляев А. В. Защита, автоматика и управление на электростанциях малой энергетики. Часть 1. Москва: Энергопрогресс, 2010. 84 с. (Библиотека электротехника). 2

120. СОУ-Н МЕВ 40.1.00100227-68:2012. Стійкість енергосистеми. Керівні вказівки. [Чинний від 2012-10-21]. Київ, 2012. 36 с.

121. Кириленко О. В., Лук'яненко Л. М., Гончаренко І. С. Стохастический метод определения оптимальных мест подключения и мощности источников распределённой генерации. *Технічна електродинаміка*. 2017. № 1. С. 62-70. 1

122. Проблеми інтеграції відновлювальних джерел електроенергії в "слабкі" електричні мережі / О. В. Кириленко та ін. *Технічна електродинаміка*. 2012. № 3. С. 25-26. 1

123. Кириленко О. В., Павловський В. В., Лук'яненко Л. М. Технічні аспекти впровадження джерел розподільної генерації в електричних мережах. *Технічна електродинаміка*. 2011. № 1. С. 46-53.

124. Васько П.Ф., Васько В.П., Даниленко О.І., Долюк В.В. Експериментальні дослідження режимів генерування та споживання реактивної потужності серійною вітроелектричною установкою з асинхронним генератором // Відновлювана енергетика. – 2008. – № 1. – С. 34–38.

125. Васько П.Ф. Розрахунок показників технічної ефективності застосування вітроелектричних установок за результатами строкових вимірювань швидкості вітру // *Технічна електродинаміка*, 2001. – №6. – С. 45 – 49.

126. Брыль А. А., Васько П. Ф., Пекур П. П. Определение технических показателей эффективности использования ветроэлектрических агрегатов в Украине // *Энергетика и электрификация*. — 1995. — № 2. — С. 48—51.

127. Кузнецов М. П. Фактори впливу вітрової енергетики на стійкість енергосистеми. *Відновлювана енергетика*. 2015. № 2. С. 51-55.

128. Васько П.Ф., Вербовий А.П., Пазич С.Т. Реалізація стохастичної моделі поздовжньої складової швидкості вітру для задач вітроенергетики // *Відновлювана енергетика*. – 2017. – №3 – С. 54–61

129. Павловський В. В., Ленга О. В., Вишневський М. В. Дослідження стійкості режимів енергосистем з потужними сонячними та вітроелектростанціями. *Методологічні питання*. 2012. 22 с. URL: <https://docplayer.net/36860350-Doslidzhennya-stiykosti-rezhimiv-energositsem-z->

potuzhnimi-sonyachnimi-ta-vitroelektrostantsiyami-metodologichni-pitannya.html
(дата звернення: 15.09.2019).

130. Olsson M., Perninge M., Soder L. Modeling real-time balancing power demands in wind power systems using stochastic differential equations. *Electric Power Systems Research*. 2010. Vol. 80, № 8. P. 966-974. DOI: 10.1016/j.epsr.2010.01.004.

131. Perninge M. Modeling the uncertainties involved in net transmission capacity calculation. Licentiate Thesis, KTH, Stockholm, 2009. 115 p. URL: <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:216539/FULLTEXT01.pdf> (дата звернення: 20.09.2019).

132. Кузнецов М. П., Лисенко О. В. Характер балансування потужності в локальній енергосистемі з відновлюваними джерелами енергії. *Науковий вісник Таврійського державного агротехнологічного університету*. Мелітополь, 2019. Вип. 9, т. 1. DOI: 10.31388/2220-8674-2019-1-17.

133. Кузнецов М. П. Моделювання параметрів роботи енергосистеми, які носять випадковий характер. *Відновлювана енергетика*. 2012. № 3. С. 5–9.

134. Кузнецов М. П. Деякі особливості автономної роботи вітрової та сонячної електростанцій. *Відновлювана енергетика*. 2016. № 2. С. 15-21.

135. Кузнецов М. М. Моделювання спільної роботи вітрової та сонячної електростанцій. *Відновлювана енергетика*. 2016. № 1. С. 12-16.

136. Arthur Y. D., Gyamfi K. B., Appiah S. K. Probability Distributional Analysis of Hourly Solar Irradiation in Kumasi-Ghana. *International Journal of Business and Social Research (IJBSR)*. 2013. Vol. 3, № 3. P. 63-75. DOI: 10.18533/ijbsr.v3i3.57.

137. Soubdhan T., Emilion R., Calif R. Classification of daily solar radiation distributions using a mixture of Dirichlet distributions. *Aricle soumis a Solar Energy*. 2008. 16 p. URL: <https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-00289567> (дата звернення: 30.10.2019).

138. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кравчук С. В. Оцінювання стабільності генерування сонячних електростанцій в задачі забезпечення балансової

надійності. Наукові праці ВНТУ. 2016. № 2. С. 1-8. URL: <https://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/471/469> (дата звернення: 20.09.2019).

139. Дідур В. А., Лисенко О. В., Адамова С. В. Сучасна енергетика: стан, проблеми, перспективи розвитку *Праці Таврійського державного агротехнологічного університету*. Мелітополь, 2016. Вип. 16, т. 2. С. 113-120.

140. Лисенко О. В., Адамова С. В. Аналіз світового досвіду використання відновлюваних джерел енергії. *Праці Таврійського державного агротехнологічного університету*. Мелітополь, 2018. Вип. 8, т. 1. С. 326-333.

141. Лисенко О. В. Аналіз можливості використання відновлюваних джерел енергії для підвищення якості електропостачання в сільськогосподарському виробництві. *Науковий вісник Таврійського державного агротехнологічного університету*. Мелітополь, 2018. Вип. 8, т. 2. DOI: 10.31388/2220-8674-2018-2-29.

142. Кузнецов М. П., Лисенко О. В. Аналіз потенціалу відновлюваних джерел енергії на територіях непридатних для сільськогосподарського виробництва. *Енергоефективність та енергозбереження: економічний, техніко-технологічний та екологічний аспекти: колективна монографія / за заг. ред. П. М. Макаренка, О. В. Калініченка, В. І. Аранчій*. Полтава, 2019. С. 116-120.

143. Кузнецов Н. П., Лысенко О. В. Вероятностные аспекты использования возобновляемых источников энергии на пустующих и непригодных для сельского хозяйства территориях. *World Science: Proceedings of the III International Scientific and Practical Conference World Science*. 2017. Vol. 2, № 7(23), P. 45-51.

144. Кузнецов М. П., Лисенко О. В. Оцінка градієнтів генеруючої потужності вітроенергетичних установок. *Науковий вісник Таврійського державного агротехнологічного університету*. Мелітополь, 2017. Вип. 7, т. 1. С. 3-10.

145. Лисенко О. В. Энергетическая оценка ветрового потенциала юга Украины. *International academy journal Web of Scholar*. 2018. № 3(21), Vol. 1. С. 9–12.

146. Кузнецов М. П. Методи оцінки випадкових параметрів роботи енергосистем з інтегрованими вітровими електростанціями. *Відновлювана енергетика*. 2014. № 1. С. 59–64.

147. Bollen M. H. J., van Casteren J. F. L., Schmieg M. E. Reliability assessment in electrical power systems: the Weibull-Markov stochastic model. *IEEE Transactions on Industry Applications*. 2000. Vol. 36, № 3. P. 911–915.

148. van Casteren J. F. L. Assessment of Interruption Costs in Electric Power Systems using the Weibull-Markov Model: Thesis for the degree of Doctor of Philosophy. Göteborg, 2003. 146 p.

149. Carta J. A., Ramirez P., Bueno. C. A joint probability density function of wind speed and direction for wind energy analysis. *Energy Conversion and Management*. 2008. Vol. 49, № 6. P. 1309–1320. DOI: 10.1016/j.enconman.2008.01.010.

150. Кузнецов М. П. Імовірнісні характеристики потужності вітроелектричних станцій у складі електроенергетичної системи: автореф. дис. ... д-ра техн. наук: 05.14.08. Київ: Ін-т відновлюв. енергетики, 2015. 39 с.

151. ГОСТ Р ИСО 5479-2002. Статистические методы. Проверка отклонения распределения вероятностей от нормального распределения. [Дата введения 2002-07-01]. Москва: Издательство стандартов, 2002. 26 с.

152. ДСТУ-Н Б В.1.1-27:2010. Захист від небезпечних геологічних процесів, шкідливих експлуатаційних впливів, від пожежі. Будівельна кліматологія. [Чинний від 2011-11-01]. Київ: Мінрегіонбуд України, 2011. 127 с.

153. Величко С. А. Енергетика навколишнього середовища України (з електронними картами): навчально-методичний посібник. Харків: Харківський національний університет імені В.Н.Каразіна, 2003. 52 с.

154. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кравчук С. В. Оцінювання імовірнісних характеристик генерування сонячних електростанцій в задачі інтелектуалізації

локальних електричних систем. *Вісник НТУ «ХП»*. Сер. Нові рішення в сучасних технологіях. Харків, 2016. № 18 (1190). С. 92–100. DOI:10.20998/2413-4295.2016.18.14.

155. Кузнецов Н. П., Лысенко О. В. Статистический анализ энергетических показателей солнечной радиации (на примере данных Токмакской солнечной электростанции). *Проблемы региональной энергетики*. Кишинев, 2017. № 2(34). С. 139-147.

156. Кузнецов М. П., Лисенко О. В. Статистичний аналіз енергетичних показників сонячної радіації за даними Токмакської СЕС Запорізької області. *Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті: матеріали XVIII міжнар. наук.-практ. конф., 27-29 вересня 2017 р.* Київ: НТУУ КПІ, 2017. С. 324-327.

157. ISO 5479:1997. Statistical interpretation of data - Tests for departure from the normal distribution.

158. Лисенко О. В., Назаренко І. П. Статистичний аналіз потенціалу спільної роботи вітрової та сонячної електростанцій. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка*. Харків, 2017. Вип. 186. С. 21-22.

159. Лисенко О. В. Статистичний аналіз сумарної дії вітрової та сонячної енергії. *Topical Problems of Modern Science: Proceedings of the II International Scientific and Practical Conference, 18 November 2017. Warsaw, 2017. Vol. 1. P. 6-12.*

160. Лисенко О. В. Аналіз спільної роботи вітрової та сонячної електростанцій. *Цілі сталого розвитку третього тисячоліття: виклики для університетів наук про життя: матеріали Міжнар. наук.-практ. конф., 23–25 травня 2018 року.* Київ, 2018. Т. 5. С. 54-56.

161. Прикладная статистика: Классификация и снижение размерности / С. А. Айвазян и др. Москва: Финансы и статистика, 1989. 607 с.

162. Королев В. Ю. Вероятностно-статистический анализ хаотических процессов с помощью смешанных гауссовских моделей. Декомпозиция

волатильности финансовых индексов и турбулентной плазмы. Москва: МГУ, 2008. 375 с.

163. Кузнецов Н. П. Математическое моделирование работы ветровых электростанций. *Альтернативная энергетика и экология*. 2013. № 3. С. 79–83.

164. Шефтель З. Г. Теорія ймовірностей: монографія. Київ: Наукова думка, 1994. 274 с.

165. Кузнецов М. П. Методи оцінки випадкових параметрів роботи енергосистем з інтегрованими вітровими електростанціями. *Відновлювана енергетика*. 2014. № 1. С. 59-64.

166. Лисенко О. В., Адамова С. В. Аналіз характеристик вітрового потенціалу півдня України для потреб вітроенергетики за даними вимірів на Ботіївській ВЕС. *Проблеми сучасної енергетики і автоматикив системі природокористування (теорія, практика, історія, освіта): матеріали VI Міжнар. наук.-техн конф., 15-19 травня 2017*. Київ: НУБіП, 2017. С. 38-41.

167. Кузнецов М. П., Лисенко О. В. Можливості короткотермінового прогнозування сонячної енергії. *Відновлювана енергетика*. 2017. № 1 (48). С. 25-32.

168. Кузнецов М. П., Лисенко О. В. Імовірнісне моделювання потужності електро-енергетичного комплексу у складі вітрової та сонячної електростанцій. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2018. Вип. 50. С. 37-41.

169. Єдиний державний веб-портал відкритих даних. URL: <http://data.gov.ua> (дата звернення: 20.09.2019).

170. Вентцель Е. С. Теория вероятностей. 9-е изд. Москва: Academia, 2003. 576 с.

171. Бендат Д., Пирсол А. Прикладной анализ случайных данных. Москва: Мир, 1989. 540 с.

172. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кравчук С. В. Врахування нестабільності генерування енергії відновлюваними джерелами в задачі вирівнювання добового графіка електричних навантажень. *Вісник Харківського національного*

технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка. Харків, 2016. Вип. 176. С. 15-18.

173. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кравчук С. В. Узгодження графіків генерування відновлюваних джерел енергії та електричного навантаження в локальній електричній системі. Енергетика та комп'ютерно-інтегровані технології в АПК. 2016. № 2. С. 30-37.

174. Миллер Б. М., Панков А. Р. Теория случайных процессов в примерах и задачах. Москва: Физматлит, 2002. 320 с.

175. Кузнецов Н. П. Оценка влияния ВЭС на размер резервных мощностей энергосистемы. *Альтернативная энергетика и экология*. 2014. № 15. С. 50-54.

176. Кузнецов М. П. Особливості моделювання потужності вітрових електростанцій, розташованих на обмеженій території. *Відновлювана енергетика*. 2014. № 4. С. 57-61.

177. Лисенко О. В. Дослідження стаціонарності процесів споживання електричної енергії в електричних мережах. *Електротехнічні та комп'ютерні системи*. 2018. № 28 (104). С. 134-141.

178. Приймак М. В. Метод пуассонівського періодичного білого шуму в задачах моделювання стохастично періодичних вхідних потоків енергосистем. *Праці Інституту електродинаміки НАН України. Енергоефективність*. Київ, 2000. С. 76–81.

179. Боровиков В. П., Ивченко Г. И. Прогнозирование в системе STATISTICA в среде Windows. Москва: Финансы и статистика, 2006. 368 с.

180. Степанов С. С. Стохастический мир. Электронная версия книги. 376 с. URL: <http://www.synset.com/ru> (дата звернення: 20.09.2019).

181. Справочник по теории вероятностей и математической статистике / В. С. Корольук и др. Москва: Наука, 1985. 640 с.

182. Горбань И. И. Феномен статистической устойчивости. Киев: Наукова думка, 2014. 444 с.

183. Лисенко О. В. Розрахунок параметрів математичної моделі споживання електричної енергії. *Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті: матеріали XIX міжнар. наук.-практ. конф.*, 26-28 вересня 2018 р. Київ, 2018. С. 103-106.

184. Модель потребления электрической энергии для энергосистем Украины различного уровня локальности / Н. П. Кузнецов, О. В. Лысенко, А.Б. Чебанов. *Проблемы региональной энергетики*. 2019. № 3(44). С. 31-42. DOI: 10.5281/zenodo.3562195.

185. Лисенко О. В. Оцінка випадкових властивостей рівнів споживання електроенергії. *Відновлювана енергетика*. 2018. № 1. С. 26-35.

186. Розен В. П., Іншеков Є. М., Калінчик І. В. Оптимізація процесів вироблення електроенергії комбінованою електроенергетичною системою. *Енергетика*. 2013. № 1. С. 20-26.

187. Кузнецов М.П. Економічний критерій побудови комбінованої енергосистеми з відновлюваними джерелами енергії / М.П. Кузнецов // *Відновлювана енергетика та енергоефективність у ххі столітті : Матеріали XXI міжнародної науково-практичної конференції 14–15 травня 2020 р. / Київ. – 2020.*

188. Кузнецов М. П., Ужейко С. О. Імовірнісні аспекти використання відновлюваних джерел енергії в зоні відчуження Чорнобильської АЕС. *Відновлювана енергетика*. 2016. № 3. С. 6-12.

189. Кузнецов Н. П. Особенности моделирования мощности ветроэлектрических станций. *Альтернативная энергетика и экология (ISJAEE)*. 2014. № 23. С. 44-48.

190. Моисеев Н. Н., Иванилов Ю. П., Солярова Е. М. Методы оптимизации. Москва: Наука, 1978. 346 с.

191. A modified honey bee mating optimization algorithm for multiobjective placement of renewable energy resources / T. Niknam et al. *Applied Energy*. 2011. Vol. 88, № 12. P. 4817-4830. DOI: 10.1016/j.apenergy.2011.06.023.

192. Лисенко О.В. Небаланс енергії та резервування потужностей в системах електропостачання з ВДЕ / О. В. Лисенко // Сучасні наукові дослідження на шляху до євроінтеграції : Матеріали міжнародного науково-практичного форуму 21-22 червня 2019 року / Мелітополь. – 2019. – С. 249-250

193. Кузнєцов М. П. Побудова математичної моделі режиму споживання електроенергії. *Відновлювана енергетика*. 2017. № 4. С. 33-42.

194. Майн Х., Осаки С. Марковские процессы принятия решений. Москва: Наука, 1977. 176 с.

195. Трончук А. А., Угрюмова Е. М. Математические модели и эволюционный метод решения задач стохастической оптимизации. *Вісник Харківського національного університету імені В. Н. Каразіна. Сер. Математичне моделювання. Інформаційні технології. Автоматизовані системи управління*. 2012. № 1015, вип. 19. С. 292-305.

196. How do Wind and Solar Power Affect Grid Operations: The Western Wind and Solar Integration Study / D. Lew et al. Conference Paper. Bremen, October 14–15, 2009. 7 p. URL: <https://digital.library.unt.edu/ark:/67531/metadc926524/> (дата звернення: 30.10.2019).

197. Lysenko O., Kuznetsov M., Chebanov A., Adamova S. Hybrid Power System Stochastic Optimization. *Modern Development Paths of Agricultural Production*. 2019. P. 385-394. DOI: 10.1007/978-3-030-14918-5_40.

198. Кузнєцов М. П., Лисенко О. В. Оцінка балансу потужності комбінованих енергосистем. *Відновлювана енергетика*. 2018. № 4. С. 6-14.

199. Mathematical modeling of operation quality of electric grid with renewable sources of electric energy / P. Lezhniuk et al. 2017 International Conference on Modern Electrical and Energy Systems (MEES). 2017. P. 324–327. DOI: 10.1109/MEES.2017.8248923.

200. Обмеження потужності відновлюваних джерел енергії за умовами приєднання до електричної мережі / В. В. Павловський та ін. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2016. Вип. 43. С. 18-23.

201. СОУ-Н ЯЕК 04.156:2009. Основні вимоги щодо регулювання частоти та потужності в ОЕС України. Настанова. [Чинний від 2009-05-23]. Київ: Мінпаливенерго, 2009. 54 с.
202. Кузнецов М. П. Вплив вітрової енергетики на статичну стійкість енергосистеми. *Відновлювана енергетика*. 2015. № 3. С. 5-9.
203. Кузнецов М. П. Побудова математичної моделі режиму споживання електроенергії. *Відновлювана енергетика*. 2017. № 4. С. 33-42.
204. Varetsky Y., Hanzelka Z. Stochastic modeling of a hybrid renewable energy system. *Технічна електродинаміка*. 2016. № 2. С. 58–62. DOI: 10.15407/techned2016.02.058.
205. Providing fixed level of electric energy supply quality in conditions of renovation of power distribution electrical networks with renewable energy sources / P. Lezhnyuk et al. *Electrical and Computer Engineering (UKRCON)*, 2017 IEEE First Ukraine Conference, 29 May-2 June 2017. P. 379–383. DOI: 10.1109/UKRCON.2017.8100514.
206. Оптимизация соотношения мощностей ветровых и солнечных электростанций / Н. П. Кузнецов, В. Н. Смертюк, О. В. Лысенко, Д. Н. Нестерчук, С. В. Адамова. *Проблемы региональной энергетики*. 2018. № 3(38). С. 127-140. DOI: 10.5281/zenodo.2222378.
207. Кузнецов М. П., Лисенко О. В., Мельник О. А. До оптимального комбінування вітрових та сонячних електростанцій. *Відновлювана енергетика*. 2019. № 1. С. 10-19.
208. Бухбиндер Г. Л., Чистилин К. М. Эмпирическая модель стохастической волатильности финансовых флуктуаций. *Доклады VI Всероссийской конференции молодых ученых по математическому моделированию и информационным технологиям*, 29-30 октября 2005 г., Кемерово / Омский государственный университет. URL: <http://www.ict.nsc.ru/ws/YM2005/9466/chistilin.htm> (дата звернення: 20.09.2019).
209. Engle R. F., Patton A. J. What good is a volatility model? *Quantitative Finance*. 2001. № 1. P. 237-245. DOI:10.1088/1469-7688/1/2/305.

210. Халафян А. А. STATISTICA 6: статистический анализ данных: учебник. Москва: Бином-Пресс, 2008. 512 с.
211. Айвазян В. Г., Захарин А. Г. К вопросу о пересмотре и уточнении основных положений технико-экономических расчетов в энергетике. *Технико-экономические расчеты в энергетике*. Москва, 1965. С. 3–23.
212. Арзамасцев Д. А. Об учете фактора времени и критерий экономической эффективности капиталовложений для энергетических систем. *Известия вузов. Энергетика*. 1968. № 2. С. 114–118.
213. Tran T. T. D., Smith A. D. Stochastic Optimization for Integration of Renewable Energy Technologies in District Energy Systems for Cost-Effective Use. *Energies*. 2019. Vol. 12, № 3. P. 533-562. DOI:10.3390/en12030533.
214. Велькин В. И. Методология расчета комплексных систем ВИЭ для использования на автономных объектах: монография. Екатеринбург: УрФУ, 2015. 226 с.
215. Захарин А. Г., Браилов В. П., Денисов В. И. Методы экономического сравнения вариантов в энергетике по принципу минимума приведенных затрат. Москва: Наука, 1971. 172 с.
216. Лисенко О. В., Мельник О. А., Нестерчук Д. М. Оцінка показників комбінованої локальної енергосистеми з накопиченням енергії. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка. Сер. Технічні науки*. 2019. Вип. 203. С. 34-39.
217. Markowitz H. M. Portfolio selection. *Journal of Finance*. 1952. Vol. 7, № 1. P. 77-91. DOI: 10.1111/j.1540-6261.1952.tb01525.x.
218. Tobin J. The Theory of Portfolio Selection / F. H. Hahn (eds), F. R. P. Brechling (eds). *The Theory of Interest Rate*. London: Macmillan, 1965. P. 3-51.
219. Черемісін М. М., Романченко В. І. Економічні розрахунки в інженерній діяльності (на прикладах задач електроенергетики). Харків: Факт, 2006. 168 с.

220. Точений В. А., Резцов В. Ф., Тучинський Б. Г. Моделювання і аналіз собівартості електроенергії вітрової електростанції. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2010. № 1. С. 3-10

221. Анализ и моделирование затрат ветровой электростанции на производство электроэнергии / Б. Г. Тучинский и др. *Альтернативная энергетика и экология*. 2012. № 7. С. 68-76.

222. ГКД 340.000.001-95. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Загальні методичні положення. [Чинний від 1995-03-01]. Київ: Держстандарт, 1995. 34 с.

223. ГКД 340.000.002-97. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми і електричні мережі. [Чинний від 1998-01-01]. Київ: Держстандарт, 1997. 54 с.

224. The Power to Change: solar and wind cost reduction potential to 2025 / IRENA. 2016. 112 p. URL: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2016/IRENA_Power_to_Change_2016.pdf (дата звернення: 30.10.2019).

225. Renewable Power Generation Costs in 2018 / International Renewable Energy Agency. 2019. 88 p. URL: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/May/IRENA_Renewable-Power-Generations-Costs-in-2018.pdf (дата звернення: 30.10.2019).

226. Solutions to integrate high shares of variable renewable energy (Report to the G20 Energy Transitions Working Group (ETWG)) / International Renewable Energy Agency. 2019. 28 p. URL; https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Jun/IRENA_G20_grid_integration_2019.pdf (дата звернення: 30.10.2019).

ДОДАТОК А - РЕКОМЕНДАЦІЇ, ЩОДО РОЗРАХУНКУ ОПТИМАЛЬНИХ ПОКАЗНИКІВ ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ З КОМБІНОВАНОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ ЗІ ЗНАЧНОЮ ЧАСТКОЮ ВПРОВАДЖЕННЯ ВІТРО-СОНЯЧНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ

Початковими даними є інформація про фактичні погодні фактори (швидкість вітру та рівень сонячної радіації) для обраного регіону, отримані за тривалий (кілька років) час. Ці дані можуть бути агреговані та представлені в параметричному вигляді. Наприклад, для моделювання швидкості вітру застосовується розподіл Вейбула. Приклади фактичних значень для певної висоти вимірювань (див. табл. 2.1-2.2):

Таблиця А.1 - Параметри вітрового потоку

Місяць	Середнє V_c , м/с	СКВ σ , м/с	Параметри Вейбула	
			γ	β , м/с
січень	7,43	3,46	1,94	8,40
квітень	7,98	3,59	2,34	9,00
липень	6,23	2,62	2,51	7,01
жовтень	9,32	4,14	2,37	10,52

Крім оцінки стохастичного розподілу характеристик власне вітру для вітроенергетики важливим є енергетичний потенціал вітрових потоків. Реальні енергетичні характеристики сучасних вітроелектричних установок (ВЕУ) мають суттєво нелінійну характеристику. Вироблена ВЕУ за певний час T електроенергія (2.3):

$$E_w = T \int_0^{\infty} P(v) f(v) dv \text{ (кВт. год)}, \quad (1)$$

де $P(v)$ – енергетична характеристика ВЕУ, кВт (крива потужності);
 $f(v)$ – функція щільності розподілу швидкості вітру.

Для оцінки потенційної продуктивності ВЕУ з відповідною висотою осі ротора можна розрахувати середню потужність за розподілом Вейбула або по фактичних значеннях швидкості вітру шляхом реаналізу.

Важливою характеристикою вітрового режиму є темп зміни швидкості вітру за короткий часовий проміжок. Для стабільної роботи електричної мережі показовим є темп зміни генеруючої потужності. Наявні метеодані дають можливість оцінити зміну потужності ВЕУ (в умовних одиницях, або в долях номінальної потужності), див. табл. 2.5-2.6:

Таблиця А.2 - Показники розподілу стрибків потужності ВЕУ

Місяць	ΔP_{\max}	ΔP_{\min}	σ	max 99%	min 99%	max 95%	min 95%
січень	0,40	-0,42	0,062	0,25	-0,23	0,16	-0,17
квітень	0,49	-0,55	0,066	0,27	-0,26	0,17	-0,16
липень	0,36	-0,48	0,061	0,25	-0,24	0,15	-0,14
жовтень	0,66	-0,66	0,060	0,25	-0,23	0,14	-1,45

В розглянутих прикладах отриманий фактичний розподіл відповідає нормальному за критерієм симетрії.

Аналіз деяких параметрів відносної потужності сонячної радіації в досліджуваному районі, за даними 2016 р., наведено в таблиці 2.10. Крім середнього значення k_s та його середньоквадратичного відхилення (СКВ) визначено також нормалізоване відхилення (СКВ k_t), що визначає варіативність сонячної радіації відносно поточного середнього значення на даний час доби, а не середньомісячного чи добового. Нормалізована потужність фактично відображає стан прозорості повітря (рівня хмарності). Аналіз освітленості дозволяє оцінити імовірність значних стрибків потужності, виражених через k_s .

Таблиця А.3- Показники розподілу стрибків потужності ФМ

Місяць	$\Delta k_{s \max}$	$\Delta k_{s \min}$	σ	$\pm 99\%$	$\pm 95\%$
січень	0,49	-0,47	0,104	0,27	0,20
квітень	0,63	-0,64	0,147	0,38	0,29
липень	0,65	-0,67	0,155	0,40	0,30
жовтень	0,57	-0,63	0,133	0,34	0,26

В конкретному прикладі розглядаються річні записи швидкості вітру та сонячної інсоляції, отримані за кілька років в суміжних районах Запорізької області. Ці дані можна використати для оцінки стохастичних параметрів, побудови математичної моделі та імітаційного моделювання різних конфігурацій генеруючих потужностей.

Математична модель миттєвої потужності ВЕС представлена у вигляді осередненого значення (трендової кривої), середньодобового значення як випадкової величини та поточних короткотермінових змін як випадкового процесу (2.11):

$$P(t) = \omega(t) + \sigma \cdot \varepsilon + U(t), \quad (2)$$

де ε – стандартна нормально розподілена випадкова величина;

$U(t)$ – випадковий процес, параметри якого розраховуються за аналізом стрибків потужності.

Математична модель поточного рівня сонячної радіації як випадкового процесу, змінного в часі впродовж доби, має вигляд (2.15):

$$y_i(t_j) = u_i(t_j)[1 + C_v \cdot \varepsilon(i)] + k \cdot 0,5 \cdot [u_i(t_j) + y_i(t_{j-1})] \cdot [x(j) - 0,5] \leq Y_i(t_j), \quad (3)$$

де C_v – коефіцієнт варіації середньодобового рівня;

$x(j)$ – рівномірно розподілена випадкова величина ($0 < x < 1$);

k – емпіричні значення, характерні для сезону та місцевості. Поточне значення потужності фотоелектричної станції не може бути від'ємним і перевищувати максимально досяжного для даної пори доби.

Для розрахунку параметрів математичної моделі використовуються результати статистичного аналізу вітрової та сонячної енергії. Розраховані параметри наведено в таблицях 2.23-2.24.

Для перевірки адекватності моделі сумісної роботи сонячної і вітрової електростанцій порівнюються результати, отримані моделюванням сумарної потужності, та суміщення річного обсягу фактичних синхронізованих даних.

При цьому сумарний виробіток енергії за моделлю відрізняється від фактично можливої на 1,5-2,5%.

Для виявлення можливостей узгодження генерації енергії ВДЕ зі споживанням потрібні аналогічні дослідження графіків навантаження споживачів. Простий розгляд даних щодо споживання електричної енергії свідчить, що у рівнях споживаної потужності простежуються певні закономірності, проте присутня і цілком випадкова складова у вигляді хаотичних відхилень від загального тренду.

Для побудови математичної моделі навантажень на електроенергетичну систему виконується статистичний аналіз показників споживання різними групами споживачів. Представлення функції миттєвої потужності навантаження аналогічне представленню вітрової енергії, групи споживачів має вигляд (3.13):

$$P^{(i)}(t) = \omega^{(i)}(t) + \sum_{j=1}^n \sigma_{ij} \varepsilon_j + U^{(i)}(t), \quad (4)$$

де параметри σ_{ij} у системі рівнянь (4) визначаються з урахуванням часткової кореляції окремих потужностей. Встановлено, що середньодобові значення можуть частково корелювати, тоді як миттєві флуктуації $U^{(i)}(t)$ є незалежними.

При моделюванні випадкового процесу лінійною декомпозицією для опису поточних флуктуацій краще орієнтуватися на різницю суміжних значень ряду, тобто диференційований часовий ряд. При використанні авторегресії це відповідає проінтегрованій моделі, що включає зворотнє перетворення різницевого ряду. Параметри моделі можуть бути визначені за повним річним набором даних, або враховувати сезонні зміни.

Математичне моделювання динамічної системи, що включає синхронні процеси генерування та споживання електроенергії, можливе, якщо опис обох процесів виконано в однакових термінах. Для процесу споживання пропонується модель на базі стохастичних процесів. Важливим кроком при цьому є забезпечення стаціонарності досліджуваного процесу. Необхідна стаціонарність досягається застосуванням декомпозиції процесу, як випадкової функції, з урахуванням реальної циклічності процесів споживання електричної енергії.

Оптимальне співвідношення окремих елементів в комбінованих енергосистемах на основі ВДЕ визначається з урахуванням багатьох факторів, а саме: забезпеченості традиційними джерелами енергії; кліматичними (метеорологічними) умовами; структурою систем енергопостачання і енергоспоживання; вимогами до якості електричної і теплової енергії та надійності забезпечення; вимогами до графіка енергопостачання; екологічними та економічними факторами, тощо.

Поєднання фотоелектричних панелей і вітрових установок підвищує загальну вихідну енергію, а система накопичення енергії повинна забезпечувати безперервне живлення і перекрити можливий дефіцит електроенергії з відновлюваних джерел. В якості таких систем можуть бути батарея акумуляторів, ємності з воднем та паливні елементи і т.д. При наявності довгострокових даних про погоду, зокрема щодо сонячної радіації і швидкості вітру, задача оптимального підбору генеруючих потужностей є цілком детермінованою, і зазвичай її розв'язання зводиться до методів лінійного програмування.

У загальному випадку оптимізаційні задачі можуть бути розбиті на три групи: детерміновані, сформовані в умовах неповноти інформації, і істотно стохастичні задачі. Окремим випадком стохастичного є статистичний опис. Ця форма опису використовується тоді, коли вдається оцінити лише вибірки деякої випадкової величини (в практичних завданнях так найчастіше і буває), на

підставі якої і будуються відповідні емпіричні характеристики (щільність розподілу, функція розподілу, тощо).

Стохастичні задачі розрізняються за цільовими функціями, по характеру обмежень і по виду рішення. В якості цільової функції може бути використано:

математичне очікування деякої функції (M-критерій); дисперсія деякої функції (D-критерій); імовірність попадання розв'язку в деяку область (P-критерій); мінімальне (максимальне) значення деякої функції від розв'язку – ММ-модель; комбінація будь-якої сукупності відповідних моделей, і т.ін.

Оцінка оптимальності побудови енергосистеми потребує критеріїв, які характеризували б відповідність поставленим вимогам. Загалом можна розглядати баланс потужності та баланс енергії. Базовими показниками адекватності генерування стосовно рівня споживання вважаються такі індекси, як очікувана втрата навантаження *LOLE* та інші (див. розділ 1).

Наскільки близькими є результати моделювання та фактичні (замірні) значення, можна спостерігати на прикладі окремих споживачів. При відсутності ВДЕ фактичний та модельований розподіли співпадають майже на всьому діапазоні, крім околу нульових значень. Наявність сонячної генерації збільшує кількість негативних значень балансу потужності, наявність ВЕС – позитивних. Комбінування ВЕС та СЕС вирівнює розподіл негативних та позитивних значень. В цілому відмінності моделі та замірних значень помітні в зоні малих небалансів, що мало впливають на адекватність енергосистеми. Натомість значні небаланси моделюються досить достовірно. Таким чином, показники адекватності та надійності енергосистеми отримують імовірнісну оцінку, що забезпечує можливість стохастичної оптимізації системи з урахуванням різних критеріїв та оцінкою ризиків відхилення від нормативних вимог.

Для моделювання можливих ситуацій потрібно встановити характер розподілу випадкових величин (метеофакторів і рівня споживання) та розрахувати параметри розподілу. Далі для оптимізації використовуються не статистичні дані, а їх імітаційне моделювання та статистична обробка методами

Монте-Карло. Це дозволяє в якості початкових використовувати статистичні дані, які не обов'язково є синхронними; важливо оцінити параметри розподілу імовірності випадкових складових.

Якщо в якості обмеження виступає розмах відхилень (p_0) або відповідне СКВ (σ_{\max}), які пов'язані умовою: $\Phi\left(\frac{p_0}{\sigma_{\max}}\right) = \gamma$, то оцінку мінливості можна здійснити за параметрами нормального розподілу (Φ – інтеграл імовірності).

В якості прикладу розглядається зокрема споживання с. Мордвинівка: середньорічна потужність 800 кВт (700-1100 кВт залежно від пори року). Прийнято, що середня потужність графіка споживання (тобто регульована генерація) зменшується на середню потужність ВДЕ. Відхилення від графіка вважаються небалансом потужності; розподіл небалансу як випадкової величини вважається нормальним. Зокрема, для січня при відсутності ВДЕ маємо СКВ споживання 90,0 кВт, діапазон зміни флуктуацій від -210 до +190 кВт (з достовірністю не менше 95%, тобто без екстремальних значень як випадкових викидів). СКВ відхилень від графіка навантаження (флуктуацій споживання) по сезонах року: 90, 54, 67, 88 (кВт), а розмах флуктуацій протягом року ± 200 кВт.

Потужність ВДЕ визначається як описано вище (використано фактичні дані про метеофактори та математична модель поточної потужності ВДЕ). Зниження відносної потужності ВДЕ при зменшенні частки ВЕС спричинено традиційно вищим коефіцієнтом використання встановленої потужності для вітроустановок порівняно з фотомодулями. За результатами січня зазначимо, що мінімальна абсолютна дисперсія спостерігається при частці ВЕС $w=0,1$ (взимку роль сонячної енергії мінімальна). Відносна варіація мінімальна при частці ВЕС в межах від 0,2 до 0,3 (оптимальна частка ВЕС трохи зростає при збільшенні рівня впровадження ВДЕ).

Нехай умови оптимізації: максимум ефективної потужності ВДЕ при обмеженнях на флуктуації протягом 90% часу. Для даних січня область, для якої СКВ не перевищує 150 кВт, обмежена кривою з максимумом $R=1150$ кВт

при частці ВЕС $w=0,12$. Максимум ефективної потужності ВДЕ досягається при частці ВЕС $w_0=0,2-0,4$; абсолютне значення залежить від $K_{\text{ВВИ}}$ сонячної та вітрової генерації і знаходиться на рівні $r=155-160$ кВт для існуючих типів електроустановок. Аналогічно визначаються результати оптимізації для інших місяців. Якщо треба розрахувати оптимальну конфігурацію для всього року, необхідно брати до уваги весь масив даних, оскільки довірчі межі для розкиду флуктуацій навантаження мають стосуватися всього року. При цьому розподіл флуктуацій протягом року може бути нерівномірним, в окремі місяці їх частка перевищуватиме середньорічний довірчий діапазон.

Оптимальність параметрів акумулювання може визначатися виходячи з обмежень на імовірність небалансу та допустимі його рівні (технологічна складова), а також брати до уваги вартість генеруючого обладнання та власне енергії, в тому числі враховуючи штрафні санкції за відхилення від графіка споживання (економічна складова).

На відміну від резервування, для якого важливим є розмах відхилень навантаження від графіка, для вибору акумуляторів енергії важлива також послідовність відхилень. Небаланс енергії як інтегральна характеристика небалансу потужності залежить від тривалості та знаку відхилень генерованої потужності від споживаної, а можливість накопичення певної енергії визначає потрібну ємність акумуляторів.

Опис поточних відхилень від середнього значення як дискретної моделі блукання дозволяє побудувати алгоритм розрахунку потрібного акумулювання параметричним чи імітаційним методами. Досяжний кумулятивний небаланс потужностей (осереднених за час Δt) матиме оцінку дисперсії (6.7), (6.8):

$$D_p\{V_k\} = \frac{\sigma_0^2}{(1-\alpha)^2} + \frac{\eta^2}{2(1-\alpha^2)} \left(n - \frac{2\alpha}{1-\alpha} + \frac{\alpha^2}{1-\alpha^2} \right), \quad (5)$$

а для дисперсії кумулятивної енергії одержимо оцінку:

$$D_E \approx \left(\frac{\sigma_0^2}{(1-\alpha)^2} + \frac{n\eta^2}{2(1-\alpha^2)} \right) (\Delta t)^2. \quad (6)$$

де σ_0 – СКВ відхилень потужностей, як імовірний розкид початкового значення в момент t_0 (його математичне очікування рівне нулю);

α , η – узагальнені параметри математичної моделі, що визначаються через введені раніше показники волатильності та зносу (дифузії): $\alpha = e^{-\beta \cdot \Delta t}$;

$$\eta = \frac{\sigma}{\sqrt{2\beta}} \sqrt{1 - e^{-2\beta \cdot \Delta t}}.$$

Для оцінки параметрів можна використати залежності (6.12):

$$\eta^2 \geq \frac{1+\alpha}{2} \sigma_\delta^2, \quad \eta^2 \geq (1-\alpha^2) \sigma_0^2, \quad \alpha \approx 1 - \frac{\sigma_\delta^2}{2\sigma_0^2}, \quad (7)$$

де σ_δ – СКВ різницевого ряду, тобто стрибків потужності за одиницю часу.

Фактичні значення α , η використовуються також в імітаційній моделі для забезпечення СКВ потужності середнього (σ_0) і кумулятивного (σ_K). Статистичні оцінки величин можна отримати для довільного набору даних з використанням стандартних процедур. При складанні місячного обсягу кумулятивної енергії окремі дні можна розглядати як незалежні реалізації процесу. Якщо при цьому робити добавку міждобових відхилень (адитивну складову кожної доби), то це може розглядатися як перехід від прогнозованого накопичення (відносно середньодобового споживання) до непрогнозованого – з урахуванням міждобових варіацій.

Для розглянутого прикладу розподіл відхилень (флуктуацій) потужності як при наявності щоденного прогнозу, так і при його відсутності близький до нормального. Особливістю математичної моделі варіанту без прогнозу є врахування того факту, що моделюється не поточне відхилення від середнього

як процес $U(t)$, а сума з середньодобовим значенням: $\sigma^*_{\varepsilon} + U(t)$. Загалом розмір небалансу енергії при переході від щоденного прогнозування до місячного зростає приблизно 30-кратно.

В даному прикладі при щоденному прогнозуванні споживання має параметри $\sigma_0=35$ кВт, $\sigma_K=152$ кВт-год (січень). Для довірчої імовірності $\gamma=0,9$ при нормальному розподілі маємо квантиль нормального розподілу $|\kappa|_{0,9} = \kappa_{0,95}=1,64$. Отже, гарантоване з імовірністю не нижче 90% збереження надлишкової енергії для забезпечення нульового балансу потужності потребує ефективної ємності акумулювання 250 кВт-год та потужності 60 кВт. При наявності ВДЕ, наприклад, потужністю 400 кВт, при частці ВЕС $w=0,5$ матимемо $\sigma_0=55$ кВт, $\sigma_K=244$ кВт-год. Тоді за тією ж довірчою імовірністю матимемо потребу в ефективній ємності акумулювання 400 кВт-год та потужності 90 кВт. Отже, додаткова потреба в потужності акумулювання складе 30 кВт, або 8% від встановленої потужності ВДЕ.

Головною економічною умовою при побудові локальної електротехнічної системи з комбінованою генерацією виступає, як правило, мінімізація собівартості електроенергії. Однак у випадку застосування ВДЕ важливим є також досягнення певних показників надійності, що забезпечується системами акумулювання енергії. Собівартість отриманої з ВДЕ електроенергії має порівнюватися з альтернативним безризиковим джерелом. Якщо в складі показника собівартості враховувати наявність акумулюючих пристроїв, то собівартість зростатиме пропорційно потужності ВДЕ (за існуючих цін), а варіативність (і ризик) зменшуватиметься обернено пропорційно до потужності акумуляторів. Оптимальне співвідношення визначатиметься вимогами до якості енергопостачання. При цьому для регіональної енергосистеми результати оптимізації за аналогічних погодних умов будуть досить близькими до локального електротехнічної системи з комбінованою генерацією на базі ВДЕ, оскільки мова йде про питомі показники.

ДОДАТОК Б - МАТЕРІАЛИ, ЯКІ ПІДТВЕРДЖУЮТЬ ВИКОРИСТАННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДИСЕРТАЦІЇ



ЗАПОРІЗЬКА ОБЛАСНА ДЕРЖАВНА АДМІНІСТРАЦІЯ

просп. Соборний, 164, м. Запоріжжя, 69107, тел. / факс: (061) 224-63-81

E-mail: adm@zoda.gov.ua, сайт: www.zoda.gov.ua, код згідно з ЄДРПОУ 00022504

від 20.05 2020 р. № 08-32/1275 На № _____ від _____ 20__ р.

Спеціалізована вчена рада
при Таврійському державному
агротехнологічному
університеті імені Дмитра
Моторного

ДОВІДКА

про впровадження результатів дисертаційної роботи
Лисенко Ольги Валеріївни стосовно рекомендацій, щодо визначення
реальної потреби в резервних та маневрових потужностях для досягнення
енергетичної та економічної ефективності в електротехнічних системах з
комбінованою генерацією в Запорізькій області

Дисертаційна робота Лисенко Ольги Валеріївни присвячена дослідженню впливу значного рівня впровадження відновлювальних джерел енергії на проблему забезпечення енергетичного балансу, запропоновані рекомендації щодо визначення реальної потреби в резервних та маневрових потужностях для досягнення енергетичної та економічної ефективності в електротехнічних системах з комбінованою генерацією.

Результати роботи були використані при розрахунку техніко-економічних обґрунтувань розвитку електротехнічних систем з комбінованою генерацією на базі відновлюваних джерел енергії у Запорізькій області.

Впровадження рекомендацій, за результатами дисертаційної роботи Лисенко О.В., дозволяє точніше оцінити фактичні небаланси генерації та споживання електричної енергії в реальному масштабі часу, шляхом врахування стохастичних особливостей роботи відновлюваних джерел енергії (сонячної та вітрової) в кліматичних умовах південних районів України, та вирішити проблему забезпечення реальної потреби в резервних та маневрових потужностях для досягнення енергетичної та економічної ефективності в електротехнічних системах з комбінованою генерацією при перспективному плануванні розвитку енергетики області.

Перший заступник голови

Іван ФЕДОРОВ

Віктор Захарчук 239 02 60

«ЗАТВЕРДЖУЮ»

Директор

Інституту відновлюваної енергетики

НАН України,

чл.-кор. НАНУ, д.т.н., професор

С.О.Кудря



АКТ

використання наукових і практичних результатів дисертаційної роботи
доцента Таврійського державного агротехнологічного університету
імені Дмитра Моторного, канд. техн. наук
Лисенко Ольги Валеріївни

Дисертаційна робота Лисенко О.В. на тему «Наукові основи підвищення енергетичної ефективності та якості електропостачання в електротехнічних системах з комбінованою генерацією» присвячена дослідженню впливу режимів генерації вітрових та сонячних електростанцій на показники роботи комплексних електроенергетичних систем. Ряд досліджень даної роботи виконано відповідно до договору про спільну діяльність між Таврійським державним агротехнологічним університетом ім.Д.Моторного та Інститутом відновлюваної енергетики НАН України.

О.В.Лисенко вперше досліджено характер залежності змін потужностей генерації сонячної і вітрової енергії та споживання електроенергії енергосистемами різного рівня локальності як випадкових процесів, що дозволило побудувати адекватну математичну модель процесу балансування потужностей, формалізовано та сформульовано ряд задач стохастичної оптимізації комбінованих енергосистем, що використовують різні типи відновлюваних та традиційних джерел енергії, та ряд інших задач. На підставі виконаних досліджень вирішено актуальну проблему забезпечення енергетичної ефективності та якості електропостачання в енергосистемах з комбінованою генерацією при використанні відновлюваної енергетики. Результати досліджень створюють достатню наукову базу для визначення впливу ВДЕ на якість забезпечення електричною енергією комплексних енергосистем.

Отримані наукові та практичні результати дисертаційної роботи використано в Інституті відновлюваної енергетики при виконанні науково-дослідних робіт з шифром «Комплекс-М» (ДР № 0117U000703) та «Комплекс-3» (ДР № 0118U003385).

Завідувач відділу комплексних
енергосистем ІВЕ НАНУ,
докт. техн. наук

М.П. Кузнецов

«ЗАТВЕРДЖУЮ»

Декан факультету
електроенергетичної та автоматики
Національного технічного університету
України "Київський політехнічний
інститут імені Ігоря Сікорського",
д.т.н., професор


О.С. Яндутький

АКТ

**використання наукових і практичних результатів
дисертаційної роботи доцента Таврійського державного агротехнологічного
університету ім. Д.Моторного, канд. техн. наук
Лисенко Ольги Валеріївни**

Акт складено в тому, що наукові та практичні результати дисертаційної роботи Лисенко О.В. на тему «Наукові основи підвищення енергетичної ефективності та якості електропостачання в електротехнічних системах з комбінованою генерацією» використано на кафедрі відновлюваних джерел енергії факультету електроенергетичної та автоматики Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського» при виконанні НДР «Комплексні системи енергозабезпечення автономних об'єктів на базі використання відновлюваних джерел енергії» (тема №2037, № ДР 0117U004325).


В дисертаційній роботі досліджено вплив вітрових та сонячних електростанцій на режими роботи електроенергетичних систем. Побудовано математичну модель енергетичного балансу систем з комбінованою генерацією, що враховують випадковий характер режимів генерування та споживання енергії, вирішено ряд задач щодо забезпечення енергетичної та економічної ефективності систем з відновлюваними джерелами енергії шляхом стохастичної оптимізації їх структури та режимів роботи.

Отримані О.В.Лисенко наукові результати використано в курсі навчальної дисципліни «Комплексне використання відновлюваних джерел енергії» при підготовці бакалаврів за спеціальністю 141-Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, згідно освітньої-професійної програми підготовки бакалаврів «Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії».

Заст.зав.каф. ВДЕ,
д.т.н., доцент


В.І. Будько

Доц. каф. ВДЕ
к.т.н., доцент


В.М. Кириленко

«ЗАТВЕРДЖУЮ»
голова Мелітопольської районної ради
О.М. Мордик
2020р.



АКТ

впровадження результатів дисертаційної роботи доцента
Таврійського державного агротехнологічного університету
імені Дмитра Моторного
Лисенко Ольги Валеріївни
стосовно **оптимальної конфігурації електроенергетичних систем з
комбінованою генерацією в умовах зростання частки відновлюваної
енергетики в Мелітопольському районі Запорізької області**

Дисертаційна робота Лисенко О.В. присвячена дослідженню впливу генерації вітрових та сонячних електростанцій на показники балансової надійності електроенергетичних систем. Запропонована методологія розрахунку показників роботи електротехнічних систем з комбінованою генерацією на базі відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) дозволяє визначити оптимальний склад генеруючих потужностей та забезпечити мінімізацію небалансів потужності при дотриманні відповідних вимог до надійності енергопостачання.

Основні результати роботи було використано при розробленні техніко-економічних обґрунтувань розвитку відновлюваної енергетики у Мелітопольському районі Запорізької області.

Впровадження результатів дисертаційної роботи Лисенко О.В. дозволяє підвищити ефективність роботи електроенергетичних системи, шляхом врахування реального мінливого характеру роботи відновлюваних джерел енергії (сонячної та вітрової) в кліматичних умовах південних районів України та визначення оптимальних обсягів впровадження ВДЕ при перспективному плануванні розвитку енергетики району.

Заступник голови
Мелітопольської районної ради

Л.В. Шляхтіна

«ЗАТВЕРДЖУЮ»
Директор
Мелітопольські високовольні
електромережі
ПАТ «Запорізькоенерго»
С.Ю. Лукачина
2020р.

АКТ

впровадження результатів дисертаційної роботи доцента
Таврійського державного агротехнологічного університету
імені Дмитра Моторного
Лисенко Ольги Валеріївни
стосовно **визначення впливу ВДЕ на якість забезпечення електричною
енергією електротехнічних систем з комбінованою генерацією різного
рівня локальності в Мелітопольському районі Запорізької області**

Дисертаційна робота Лисенко О.В. присвячена дослідженню впливу режимів роботи вітрових та сонячних електростанцій на показники балансової надійності електроенергетичних систем з комбінованою генерацією. Зокрема, досліджено характер змін поточної потужності вітро-сонячної генерації та споживання електроенергії в електротехнічних системах різного рівня локальності (автономних, селищних, регіональних) за реальних кліматичних умов регіону, виявлено властивості швидкоплинних змін як незалежних випадкових процесів, що дозволяє адекватно моделювати енергетичний баланс математичними методами.

Основні результати роботи було використано при обґрунтуванні потреби в резервних та маневрових потужностях для досягнення енергетичної та економічної ефективності в електротехнічних системах з комбінованою генерацією при плануванні розвитку електричних мереж на території Мелітопольського району Запорізької області.

Впровадження результатів дисертаційної роботи Лисенко О.В. дозволяє заздалегідь оцінити вплив відновлюваних джерел енергії на режими роботи енергосистеми, оптимізувати структуру генеруючих потужностей, оцінити економічну ефективність електротехнічних систем з комбінованою генерацією традиційних та відновлюваних джерел енергії.

Головний інженер



В.Д. Івашина



ЗАТВЕРДЖУЮ

Ректор Таврійського державного
агротехнологічного університету
імені Дмитра Моторного
д.т.н., проф. В.В. КЮРЧЕВ
_____ 2020 р.

АКТ

про використання результатів дисертаційної роботи Лисенко О.В.
на тему «Наукові основи підвищення енергетичної ефективності та якості
електропостачання в електротехнічних системах з комбінованою генерацією».

Ми, представники Таврійського державного аграрного університету імені Дмитра Моторного в особі декана факультету енергетики і комп'ютерних технологій, професора Назаренко І.П. та завідувача кафедри електроенергетики і автоматизації професора Діордієва В.Т. склали даний акт про використання результатів дисертаційної роботи Лисенко О.В. із розробки наукових основ підвищення енергетичної ефективності та якості електропостачання в електротехнічних системах з комбінованою генерацією.

Результати теоретичних досліджень та практичних методів, а також розроблені Лисенко О.В. на їх основі рекомендації щодо визначення впливу ВДЕ на якість забезпечення електричною енергією електротехнічних систем різного рівня локальності, використовуються кафедрою електроенергетики і автоматизації при викладанні таких дисциплін, як «Основи електропостачання», «Вітроелектроенергетика».

/Декан факультету енергетики і
комп'ютерних технологій,
професор

Ігор НАЗАРЕНКО

Завідувач кафедри електроенергетики
і автоматизації, професор

Володимир ДІОРДІЄВ