НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ ІМЕНІ ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»
МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ ІМЕНІ ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»
МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису

Клен Катерина Сергіївна

УДК 621.314

ДИСЕРТАЦІЯ

ТЕОРЕТИЧНІ ЗАСАДИ ПОБУДОВИ СИСТЕМ КЕРУВАННЯ ПЕРЕТВОРЮВАЧАМИ НА БАЗІ ЕНТРОПІЙНОЇ ДИВЕРГЕНЦІЇ

Спеціальність 05.09.12 – Напівпровідникові перетворювачі електроенергії

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

К.С. Клен

Науковий консультант Жуйков Валерій Якович, доктор технічних наук, професор

Київ-2025

АНОТАЦІЯ

Клен К.С. Теоретичні засади побудови систем керування перетворювачами на базі ентропійної дивергенції. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису. Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора технічних наук за спеціальністю 05.09.12 «Напівпровідникові перетворювачі електроенергії». – Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського», Київ, 2025.

У дисертаційній роботі отримала подальший розвиток теорія керування напівпровідниковими перетворювачами, які є невід'ємною частиною сучасних локальних систем електроживлення, побудована на основі застосування аналогу принципу невизначеності Гейзенберга, розрахунку ентропійної дивергенції та врахування особливостей потоків енергії генерації та споживання. Доведено , шо врахування вказаних особливостей при побудові систем керування перетворювачами дозволяє підвищити загальну ефективність локальних систем електроживлення. Отримані результати у сукупності є теоретичним узагальненням та новим вирішенням важливої науково-прикладної проблеми підвищення ефективності використання енергії первинного потоку у локальних системах електроживлення з напівпровідниковими перетворювачами.

У <u>першому розділі</u> проаналізовано умови підвищення ефективності використання електроенергії у локальних системах електроживлення з установками на основі відновлюваних джерел енергії засобами перетворювальної техніки. Показано, що для підвищення ефективності необхідно впроваджувати інтелектуальні механізми керування розподіленими енергетичними ресурсами та їх систему інтеграцію з використанням накопичувачів електричної енергії, що дозволить зменшити частку нерегульованого навантаження в системі.

При цьому важливою задачею є реалізація керування напівпровідниковими перетворювачами у локальних системах електроживлення з установками на основі відновлюваних джерелам енергії та накопичувачами з врахуванням значної розмірності простору даних, різнорідності їх потоків, а

також – забезпеченням гарантованого електроживлення навантаження протягом наперед визначеного інтервалу часу.

Показано, що реалізація ефективного керування перетворювачами у локальних системах електроживленням обумовлює необхідність створення відповідного математичного базису, який включає: 1) застосування аналогу принципу невизначеності Гейзенберга; 2) залучення положень теорії ентропійного та фрактального аналізу; 3) розвиток теорії моментних перетворень та теорії мартингалів, та створення на його основі ефективних алгоритмів і систем керування.

У другому розділі проведено математичне моделювання структури потоку первинної енергії. Показано, що на основі врахування аналогу принципу невизначеності Гейзенберга для ефективного керування локальною системою електроживлення необхідно мати два канали керування: за базовим інтервалом для забезпечення необхідного рівня енергії для заряду накопичувача та за мінімальною тривалістю інтервалу спостереження для забезпечення необхідного рівня максимально можливої енергії, що отримується від відновлюваних джерел.

Показано, що при випадковому характері підключення навантаження або зміни потужності джерела енергії на інтервалі спостереження флуктуації електромагнітних процесів у локальній системі електроживлення відповідають Вінеровському процесу, що переводить систему до режиму нестійкої роботи. Для підтримання стійкої роботи таких систем необхідно мати деякий заздалегідь відомий додатковий запас величини енергії, що визначається відповідно до закону повторного логарифму, і використовується при підключенні навантаження або зміні потужності вхідного джерела енергії.

Обґрунтовано застосування інтегральних оцінок зміни параметрів системи, що не потребують значної кількості обчислень для зниження розмірності простору даних зі збереженням корисної інформації про систему. Однією з таких інтегральних оцінок потужності сонячного випромінювання на поверхні сонячних батарей є віртуальна щільність хмарного покриву, що розраховується на основі методу зворотного перетворення та перетворення Фур’є. Крім того, параметри потоків первинної енергії, такі як інтенсивність

випромінювання та швидкість вітру, можна визначати опосередковано на основі супровідних даних про температуру повітря, тиск та вологість, за допомогою кореляційного аналізу.

Показано, що врахування фрактальної природи процесів генерації та споживання енергії дозволяє підвищити точність прогнозування потужності у локальних системах електроживлення.

Третій розділ присвячений особливостям керування перетворювачами на основі розрахунку ентропійної дивергенції. Показано, що реалізація прогнозного керування локальною системою електроживлення з використанням першої вибіркової ентропії, як інтегральної характеристики стану системи, дозволяє оцінювати та порівнювати випадкові процеси генерації, споживання та накопичення енергії, не знаходячи законів їх розподілу.

Наведено формули теорії моментів для побудови відновлюючого та прогнозуючого поліному, які дозволяють з похибкою, що не перевищує 23% виконувати прогнозування часового розподілу ентропії Шеннона для потужності споживання. Підвищення точності прогнозування на 11% досягається шляхом врахування фрактальної природи процесу споживання енергії та використання при розрахунках ентропії Реньї.

Для прогнозування потужності на виході сонячних батарей запропоновано новий метод об’єднання найближчих сусідів та кластеризації *k*-середніх, який дозволяє досягти більшої точності порівняно з класичним методом найближчих сусідів, і в середньому на 25% зменшити похибку прогнозування.

Запропоновано спосіб керування зарядно-розрядним пристроєм накопичувача на основі використання функції ентропійної дивергенції, який дозволив на 3% підвищити ефективність використання накопичувача за рахунок зменшення тривалостей інтервалів часу, коли накопичувач повністю заряджений та повністю розряджений.

У четвертому розділі проаналізовано вплив подвійної структури потоків енергії генерації та споживання на розрахунок ентропійної дивергенції. Показано, що застосування додаткового накопичувача, який забезпечує детерміноване значення енергії споживання, зменшує величину довірчого

інтервалу та дозволяє підвищити мінімальну необхідну енергію заряду, що дозволяє обирати меншу ємність основного накопичувача.

Врахування статистичної залежності функцій зміни енергії на виході відновлюваного джерела енергії та навантаження вказує на необхідність використання для розрахунку ентропійної дивергенції, замість ентропії Больцмана чи Шеннона, умовної ентропії для поточних розподілів потоків енергії генерації та споживання.

Показано, що для забезпечення ефективної роботи накопичувача, в якому ширина зона керованої роботи визначається величиною похибки прогнозування швидкості вітру, необхідно отримувати дані з меншою дискретністю та обирати метод прогнозування швидкості вітру, що забезпечує мінімальну похибку прогнозування.

Наведено формули для розрахунку імовірностей перезаряду та надмірного розряду накопичувача з використанням теорії мартингалів, що дозволяють для формування сигналів керування при розрахунку ентропійної дивергенції враховувати ентропії перезаряду та надмірного розряду накопичувача.

У п’ятому розділі описано новий спосіб керування зарядно-розрядним пристроєм накопичувача електроенергії у локальній системі електроживлення, заснований на визначенні різниці ентропійних дивергенцій зі сторони джерела та навантаження, що дозволяє зменшити тривалості інтервалів часу, коли накопичувач є некерованим. Сигнал керування ключем, що комутує накопичувач, формується відповідно до алгебраїчної різниці між значеннями ентропійної дивергенції потоку енергії на виході відновлюваного джерела та значеннями ентропійної дивергенції потоку енергії, що споживає навантаження. Якщо значення ентропійної дивергенції джерела перевищує значення ентропійної дивергенції навантаження, накопичувач заряджається, виступаючи в ролі додаткового навантаження. Якщо значення ентропійної дивергенції джерела менше за значення ентропійної дивергенції навантаження, накопичувач розряджається, виступаючи в ролі додаткового джерела. У випадку, коли ключ завжди замкнутий, накопичувач завжди підключений до системи, і працює у буферному режимі, забезпечуючи роботу відновлюваного джерела енергії в

режимі відбору максимальної енергії. У випадку, коли ключ завжди розімкнутий, накопичувач відключений від системи.

Для реалізації вказаних особливостей керування розроблено програмне забезпечення, що дозволяє реалізовувати прогнозне керування локальною системою електроживлення на основі розрахунку ентропійної дивергенції.

Шостий розділ містить інформацію щодо особливостей керування процесами генерації, накопичення та споживання енергії у локальних системах електроживлення. Врахування аналогу принципу невизначеності Гейзенберга, принципу синергетичного розвитку та когнітивності керування вказує на необхідність створення нового найвищого рівня ієрархії керування, який реалізує принцип преемптивного керування, який реалізує випереджуючим чином усунення загрози руйнування системи і локалізацію технічних об'єктів, що породжують загрозу, тобто відбувається перезавантаження системи після деякого часу тривалої роботи, під час якої реалізується прогнозне контекстно-залежне керування системою.

Показано, що інтеграція в контекст інформації, що надходить від різнотипних відновлюваних джерел енергії, накопичувачів та споживачів, дозволяє отримати модель поточного стану реальної локальної системи електроживлення, на підставі якої системою керування може бути згенеровано необхідне керуюче рішення для перетворювачів параметрів електричної енергії з множини можливих рішень.

У роботі вирішена наукова технічна проблема підвищення ефективності використання енергії у локальних системах електроживлення з установками на основі відновлюваних джерел енергії за рахунок розробки теоретичних засад керування напівпровідниковими перетворювачами, заснованих на аналогові принципу невизначеності Гейзенберга, ентропійному аналізі потоків енергії генерації та споживання з врахуванням їх подвійної структури та фрактальної природи.

Уперше розроблено спосіб керування зарядно-розрядним пристроєм накопичувача на основі визначення різниці ентропійних дивергенцій потоків енергії на виході установки на основі відновлюваного джерела енергії та

навантаження, що дозволяє зменшити тривалості інтервалів часу, коли накопичувач є некерованим: повністю зарядженим або повністю розрядженим.

Результати роботи впроваджено: при вдосконаленні програми прогнозування генерації електричної енергії сонячними фотоелектричними станціями ТОВ «Пролог Соларінвест», ТОВ «Енерджилайн» та ТОВ «Енрегосервісплюс»; для створення методик і рекомендацій щодо підвищення ефективності використання електроенергії в системах з установками на основі відновлюваних джерел енергії громадською організацією «Асоціація науковців України»; в учбовий процес в Національному технічному університеті України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського» при викладанні дисциплін «Теорія інформації», «Пристрої перетворювальної техніки», «Електронні системи керування та регулювання».

Ключові слова: аналог принципу невизначеності Гейзенберга, Вінеровський процес, ентропійний аналіз, локальні системи електроживлення, перетворювачі електроенергії, фрактальний аналіз.

ABSTRACT

Klen K.S. Theoretical principles of construction of converter control systems based on entropy divergence. – Manuscript. The dissertation of doctor of technical sciences on a specialty 05.09.12 “Semiconductor power converters”. – National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”, Kyiv, 2025.

In the dissertation work, the theory of semiconductor power converters control, which are an integral part of modern local power supply systems, is further developed/ The theory is built on the basis of the application of the Heisenberg uncertainty principle, the calculation of entropy divergence and taking into account the characteristics of energy generation and consumption flows. It has been proven that taking into account the specified features when building converter control systems allows to increase the overall efficiency of local power supply systems. The obtained results as a whole are a theoretical generalization and a new solution to an important scientific and applied problem of increasing the efficiency of primary flow energy use in local power supply systems with semiconductor power converters.

The first chapter analyzes the conditions for increasing the efficiency of electricity use in local power supply systems with installations based on renewable energy sources by means of converter technology. It is shown that in order to increase efficiency, it is necessary to implement intelligent mechanisms for managing distributed energy resources and their system integration using electric energy storage, which will reduce the share of unregulated load in the system.

At the same time, an important task is the implementation of control of semiconductor converters in local power supply systems with installations based on renewable energy sources and storage devices, taking into account the significant size of the data space, the heterogeneity of their flows, as well as ensuring the guaranteed power supply of the load during a predetermined time interval.

It is shown that the implementation of effective control of converters in local power supply system's necessitates the creation of an appropriate mathematical basis, which includes: 1) application of Heisenberg uncertainty principle's analogue; 2) involving the provisions of the theory of entropy and fractal analysis; 3) the development of the theory of moment transformations and the theory of martingales, and the creation of effective algorithms and control systems based on it.

In the second chapter, mathematical modeling of the primary energy flow structure is carried out. It is shown that, on the basis of taking into account the Heisenberg uncertainty principle's analogue, for effective control of the local power supply system, it is necessary to have two control channels: for the basic interval to ensure the necessary level of energy for the battery charge and for the minimum duration of the observation interval to ensure the necessary level of the maximum possible energy obtained from renewable sources.

It has been shown that with the random nature of the load connection or power source power change during the observation interval, the fluctuations of electromagnetic processes in the local power supply system correspond to the Wiener process, which brings the system to the mode of unstable operation. To maintain the stable operation of such systems, it is necessary to have some previously known additional reserve of the amount of energy, which is determined according to the law

of the repeated logarithm, and is used when connecting the load or changing the power of the input energy source.

The use of integral estimates of changes in system parameters, which do not require a significant number of calculations to reduce the dimensionality of the data space while preserving useful information about the system, is substantiated. One such integral estimate of solar radiation power on the surface of solar panels is the virtual density of cloud cover, which is calculated based on the inverse and Fourier transform methods. In addition, parameters of primary energy fluxes, such as radiation intensity and wind speed, can be determined indirectly from the accompanying data on air temperature, pressure and humidity, using correlation analysis.

It is shown that taking into account the fractal nature of energy generation and consumption processes allows to increase the accuracy of power forecasting in local power supply systems.

The third chapter is devoted to the features of converter control based on entropy divergence calculation. It is shown that the implementation of predictive control of the distributed generation system using the first sample entropy as an integral characteristic of the system state allows to evaluate and compare the random processes of energy generation, consumption and storage without finding the laws of their distribution.

Formulas of the theory of moments for the construction of the restoring and forecasting polynomial are given, which allow with an error not exceeding 23% to forecast the time distribution of the Shannon entropy for the consumption power. An 11% increase in forecasting accuracy is achieved by taking into account the fractal nature of the energy consumption process and using it in the Renyi entropy calculations.

For forecasting the output power of solar panels, a new method of combining nearest neighbors and *k*-means clustering is proposed, which allows to achieve greater accuracy compared to the classical method of nearest neighbors, and to reduce the prediction error by 25% on average.

Control method for the charge-discharge device of the storage device based on the use of the entropy divergence function is proposed, which allowed to increase the

efficiency of the use of the storage device by 3% due to the reduction of the time intervals when the storage device is fully charged and fully discharged.

In the fourth chapter, the influence of the dual structure of energy flows of generation and consumption on the calculation of entropy divergence is analyzed. It is shown that the use of an additional storage device, which provides a deterministic value of energy consumption, reduces the value of the confidence interval and allows to increase the minimum necessary charge energy, which allows choosing a smaller capacity of the main storage device.

Taking into account the statistical dependence of the energy change functions at the output of the renewable energy source and the load indicates the need to use for the calculation of entropy divergence, instead of Boltzmann or Shannon entropy, conditional entropy for the current distributions of energy flows of generation and consumption.

It is shown that in order to ensure the efficient operation of the accumulator, in which the width of the zone of controlled operation is determined by the magnitude of the wind speed forecasting error, it is necessary to obtain data with a lower discreteness and choose a wind speed forecasting method that provides a minimum forecasting error.

Formulas for calculating the probabilities of overcharging and excessive discharge of the storage device using the theory of martingales are presented, which allow for the formation of control signals when calculating the entropy divergence to take into account the entropies of overcharging and excessive discharge of the storage device.

The fifth chapter describes a new way of controlling the charge-discharge device of the electricity storage in the local power supply system, based on the determination of the difference in entropy divergences from the source and load side, which allows to reduce the duration of the time intervals when the storage is uncontrolled. The key control signal that switches the storage is formed according to the algebraic difference between the values of the entropy divergence of the energy flow at the output of the renewable source and the values of the entropy divergence of the energy flow consuming the load. If the value of the entropy divergence of the source exceeds the

value of the entropy divergence of the load, the accumulator is charged, acting as an additional load. If the value of the entropy divergence of the source is less than the value of the entropy divergence of the load, the accumulator is discharged, acting as an additional source. In the event that the key is always closed, the storage device is always connected to the system, and works in buffer mode, ensuring the operation of the renewable energy source in the mode of maximum energy extraction. If the key is always unlocked, the drive is disconnected from the system.

To implement the specified control features, software was developed that allows you to implement predictive control of the local power supply system based on entropy divergence calculation.

The sixth chapter contains information on the features of managing the processes of generation, storage and consumption of energy in local power supply systems. Taking into account the Heisenberg uncertainty principle's analogue, principle of synergistic development and cognitive control indicates the need to create a new highest level of the control hierarchy, which implements the principle of preemptive control, which implements in an anticipatory manner the elimination of the threat of system destruction and the localization of technical objects that generate the threat, that is, the system is restarted after some time of long work, during which predictive context-dependent control of the system is implemented.

It is shown that integration into the context of information coming from various types of renewable energy sources, accumulators and consumers allows to obtain a model of the current state of a real local power supply system, on the basis of which the control system can generate the necessary control solution for converters of electric energy parameters from a set of possible solutions.

The manuscript solves the scientific and technical problem of increasing the efficiency of the use of primary flow energy in local power supply systems based on the construction of a theory of control of semiconductor converters based on the Heisenberg uncertainty principle, entropy analysis of primary energy flows and consumption energy, taking into account their dual structure and fractal nature.

For the first time, a method of controlling the charging-discharging device of the storage device has been developed based on the determination of the difference in

entropy divergences of the energy flows at the output of the renewable energy source and the load, which allows to reduce the duration of time intervals when the storage device is uncontrolled: fully charged or fully discharged.

The results of the work were implemented: when improving the program for forecasting the generation of electrical energy by solar photovoltaic stations of Prolog Solarinvest LLC and Energyline LLC; to create methods and recommendations for increasing the efficiency of electricity use in systems with renewable energy sources by the public organization «Association of Scientists of Ukraine»; in the educational process at the National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute” while teaching the disciplines “Theory of Information”, “Power Converters”, “Electronic systems for operation and control”.

Keywords: entropy analysis, fractal analysis, Heisenberg uncertainty principle, local power supply systems, semiconductor power converters, Wiener process.

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА

Монографія:

1. В.Я. Жуйков, Л.М. Лук'яненко, Д.А. Миколаєць, К.С. Осипенко та ін. Підвищення ефективності систем з відновлюваними джерелами енергії. – К.: Кафедра, 2018. – 368 с. ISBN 978-617-7301-48-5. (*Здобувачем розроблено принципи керування напівпровідниковими перетворювачами у локальних системах електроживлення на основі використання аналогу принципу невизначеності Гейзенберга*)

Публікації у фахових виданнях:

2. Жуйков В.Я., Клен (Осипенко) К.С. Принцип невизначеності Гейзенберга при оцінці рівня енергії, що генерується відновлюваними джерелами. – Технічна електродинаміка. – 2017. – № 1. С. 10-16. (*Здобувачем запропоновано принцип інтервального керування системою електроживлення*) (Scopus)

3. Клен К.С., Жуйков В.Я. Вплив статистичного характеру параметрів елементів системи на рівень заряду накопичувача. – Технічна електродинаміка. – 2019. – № 1. С. 16-20. (*Здобувачем запропоновано при синтезі законів керування враховувати статистичну залежність функцій потужності на виході відновлюваного джерела енергії та навантаження)* (Scopus)

4. Клен К.С., Жуйков В.Я. Вплив стохастичного характеру енергії в системах розосередженої генерації на їхню стійкість. – Технічна електродинаміка. – 2020. № 3. С. 62-68. (*Здобувачем доведена відповідність флуктуацій потоків енергії у системі електроживлення Вінеровському процесу*) (Scopus)

5. Клен К.С., Жуйков В.Я. Ентропійний аналіз систем розосередженої генерації. – Вісті вищих учбових закладів. Радіоелектроніка – 2021. Том 64(10). С. 644–656. (*Здобувачем запропоновано керування накопичувачем здійснювати на основі розрахунку функції ентропійної дивергенції*) (Scopus)

6. Клен К.С., Седляров Є.В. Алгоритм підвищення точності прогнозування вихідної потужності сонячної електростанції при застосуванні методу найближчих сусідів. – Вісник НТУУ «КПІ». Серія радіотехніка.

Радіоапаратобудування. – 2024. №95. С. 1-9. (*Здобувачем запропоновано для прогнозування потужності на виході сонячної батареї використовувати метод кластеризації*) (Web of Science)

7. Жуйков В.Я., Клен (Осипенко) К.С. Лінеаризація функції зміни параметрів потоку первинної енергії дискретними функціями Франкліна. – Електроніка та зв'язок. – 2016. Том 21, №4(93). С. 33-37. (*Здобувачем застосовано математичний апарат функцій Франкліна для апроксимації функцій зміни потоків первинної енергії*)

8. V. Zhuikov, K. Klen (Osypenko) Approximation of equivalent source parameters change function by Franklin functions. – Computational problems of electrical engineering. – 2016. Vol. 6, No. 1. P. 49-54. (*Здобувачем застосовано математичний апарат функцій Франкліна для відновлення функцій зміни потоків первинної енергії*)

9. Клен (Осипенко) К.С. Визначення віртуальної щільності хмар із застосуванням методу зворотного перетворення. – Електроніка та зв'язок. – 2017. Том 22, №3(98). С. 55-60.

10. Жуйков В.Я., Клен (Осипенко) К.С. Оцінка фрактальної розмірності та передавальної функції хмар. – Мікросистеми, електроніка та акустика. – 2017. Том 22, №5. С. 13-19. (*Здобувачем запропоновано використання віртуальної щільності як інтегральної оцінки зміни параметрів хмарного покриву*)

11. V. Zhuikov, K. Klen (Osypenko) Principle of preemptive control in Smart Grid. – Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2017. – № 3 (49). С. 50-54. (*Здобувачем розроблено принцип преемптивного керування локальною системою електроживлення)*

12. V. Zhuikov, K. Klen (Osypenko) Determination of cloud cover parameters. – Computational problems of electrical engineering. – 2017. Vol. 7, No. 2. P. 97-102. (*Здобувачем запропоновано використання передавальної функції хмар як інтегральної оцінки зміни параметрів хмарного покриву*)

13. Клен (Осипенко) К.С. Розрахунок імовірності отримання енергії заряду/розряду акумулятора на основі використання теорії мартингалів. – Мікросистеми, електроніка та акустика. – 2018. Том 23, №2(103). С. 37-41.

14. Клен К.С., Куцаченко Є.Р. Імітаційне моделювання руху проекцій хмар над площиною сонячної електростанції. – Мікросистеми, електроніка та акустика. – 2018. Том 23, №6. С. 42-47. (*Здобувачем розглянуто особливості випливу параметрів хмарного покриву на величину енергії, що отримується від сонячних батарей*)

15. Клен К.С., Мартинюк В.І. Лінійні функції на базі функцій Уолша. – Мікросистеми, електроніка та акустика. – 2019. Том 24, №1. С. 29-34. (*Здобувачем застосовано математичний апарат лінійних функцій на базі функцій Уолша для апроксимації та відновлення функцій зміни потоків первинної енергії*)

16. Клен К.С., Яременко М.К. Оцінка рівня енергії вітрового потоку за супровідними даними. – Мікросистеми, електроніка та акустика. – 2019. Том 24, №2. С. 56-63. (*Здобувачем запропоновано для прогнозування потужності на виході вітрогенератора використовувати методи кореляційного аналізу*)

17. Клен К.С., Жуйков В.Я., Корчака М.О. Відновлення даних у Micro Grid методом емпіричних ортогональних функцій. – Мікросистеми, електроніка та акустика. – 2019. Том 24, №3. С. 33-38. (*Здобувачем запропоновано використання математичного апарату емпіричних ортогональних функцій для відновлення даних потужності сонячного випромінювання*)

18. Клен К.С., Жуйков В.Я., Сукач Р.В. Програма для моделювання хмарного покриву над сонячною електростанцією. – Мікросистеми, електроніка та акустика. – 2019. Том 24, №4. С. 18-24. (*Здобувачем розроблено програмне забезпечення для моделювання хмарного покриву*)

19. K. Klen, V. Martynyuk, M. Yaremenko. Prediction of the wind speed change function by linear regression method. – Computational problems of electrical engineering. – 2019. Vol. 9, No. 2. P. 28-33. (*Здобувачем запропоновано для прогнозування потужності на виході вітрогенератора використовувати методи регресійного аналізу*)

20. Клен К.С., Мартинюк В.І., Жуйков В.Я. Моделювання хмарного покриву на основі супутникових знімків. – Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України. – 2020. – № 56. С. 24-27. (*Здобувачем*

запропоновано проводити моделювання хмарного покриву на основі супутникових знімків)

21. Клен К.С., Яременко М.К., Жуйков В.Я. Вибір методу прогнозування потужності заряду/розряду накопичувача у системі з вітрогенератором. – Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України. – 2020. № 57. С. 35-41. (*Здобувачем запропоновано для прогнозування потужності заряду/розряду накопичувача використовувати методи регресійного аналізу*)

22. Клен К.С., Збронський О.Г., Жуйков В.Я. Розрахунок віртуальної щільності хмари на основі перетворення Фур'є. – Мікросистеми, електроніка та акустика. – 2020. Том 25, №3. С. 36-40. (*Здобувачем запропоновано для розрахунку віотуальної щільності хмар використовувати перетворення Фур'є*)

23. Клен К.С. Перша вибіркова ентропія як функція стану системи розосередженої генерації. – Мікросистеми, електроніка та акустика. – 2021. Том 26, №1. С. 288315-1 – 288315-6.

24. Мартинюк В.І., Клен К.С., Жуйков В.Я. Визначення параметрів схем заміщення сонячних панелей за експериментальними даними. – Мікросистеми, електроніка та акустика. – 2021. Том 26, №2. С. 237316-1 – 237316-9. (*Здобувачем розглянуто особливості визначення параметрів схем заміщення сонячних батарей*)

25. Яременко М.К., Клен К.С., Жуйков В.Я. Вплив величини похибки прогнозування швидкості вітру на вибір кількості акумуляторів системи балансування. – Мікросистеми, електроніка та акустика. – 2021. Том 26, №3. С. 237245-1 – 237245-7. (*Здобувачем описана залежність ширини зони керованої роботи акумулятора від величини похибки прогнозування*)

26. Клен К.С., Марченко Р.С. Прогнозування потужності навантаження у MicroGrid методом множинної регресії. – Мікросистеми, електроніка та акустика. – 2022. Том 27, №1. С. 236697–1 – 236697–7. (*Здобувачем запропоновано для прогнозування потужності навантаження використовувати методи регресійного аналізу*)

27. Клен К.С., Мирошніченко М.В. Прогнозування потужності на виході сонячної панелі. – Мікросистеми, електроніка та акустика. – 2022. Том 27, №2.

С. 237737–1 – 237737–5. (*Здобувачем запропоновано для прогнозування потужності на виході сонячної батареї використовувати методи регресійного аналізу*)

28. Клен К.С., Андрієнко Р.Є. Імітаційне моделювання автономної системи електроживлення на основі сонячних панелей в режимі реального часу. – Мікросистеми, електроніка та акустика. – 2022. Том 27, №3. С. 268903-1 – 268903-7. (*Здобувачем розроблена модель автономної системи електроживлення з сонячною батареєю*)

29. Клен К.С., Яременко М.К. Вплив зміни потужності вітру та потужності навантаження на ємність системи балансування. – Мікросистеми, електроніка та акустика. – 2023. Том 28, №3. С. 290932.1–290932.9. (*Здобувачем розроблено метод врахування впливу потужності вітроустановки на розмір накопичувача для балансування енергії в системі*)

30. Клен К.С., Навроцький В.О., Жуйков В.Я. Simulation modeling of the power supply system taking into account the stochastic nature of energy generation and consumption processes. – Computational problems of electrical engineering. – 2023. Vol. 13, No. 2. P. 15 – 22. (*Здобувачем запропоновано принцип керування накопичувачем з врахуванням стохастичного характеру потоків енергії генерації та споживання*)

Публікації у міжнародних виданнях:

31. Kateryna Klen, Valery Zhuikov. Approximation and prediction of wind speed change function. – Present problems of power system control. Autumn 2018. P. 35-47. (*Здобувачем розглянуто особливості керування накопичувачем у системі електроживлення з вітрогенератором*)

32. K. Klen, V. Martynyuk, M. Yaremenko. Prediction of primary energy flow considering its stochastic nature. – Maszyny Elektryczne – Zeszyty Problemowe Nr 1/2021 (125). P. 107-110. (*Здобувачем запропоновано враховувати стохастичний характер потоку первинної енергії при його прогнозуванні*)

33. K. Klen, M. Yaremenko. Influence of the expected wind speed fluctuation on the number of batteries of the balancing system. – Power Electronic and Drives, vol. 7 (42), 2022. P. 187-196. *Здобувачем розроблено метод врахування впливу*

потужності вітроустановки та потужності навантаження на розмір накопичувача для балансування енергії в системі (Web of Science)

Матеріали конференцій:

34. K. Klen, V. Martynyuk. Estimation of Parameters of Photovoltaic Modules Based on Ideality Factor Variation. – 2022 IEEE 41st International Conference on Electronics and Nanotechnology, ELNANO 2022 – Proceedings, 2022. P. 692–696. (*Здобувачем запропоновано врахування зміни коефіцієнту ідеальності при розрахунку параметрів сонячних батарей*)

35. K. Klen, M. Yaremenko. The Effect of Wind Speed Change on the Payback Period of Batteries. – 2022 IEEE 41st International Conference on Electronics and Nanotechnology, ELNANO 2022 – Proceedings, 2022. P. 667–671. (*Здобувачем запропоновано врахування впливу зміни швидкості вітру на строк служби накопичувачів*)

36. K. Klen, Y. Sedliarov. Selection of the K Parameter in the K-Nearest Neighbor Algorithm for Solar Power Prediction. – Conference on Information and Telecommunication Technologies and Radio Electronics (UkrMiCo) – Proceedings, 2023. P. 306-311. (*Здобувачем запропоновано для прогнозування потужності на виході сонячної батареї використовувати метод k-середніх*)

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, ОДИНИЦЬ ВИМІРЮВАННЯ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ 22
ВСТУП..... 25
РОЗДІЛ 1. ПРИНЦИПИ КЕРУВАННЯ ПЕРЕТВОРЮВАЧАМИ У ЛОКАЛЬНИХ СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОЖИВЛЕННЯ..... 32
1.1. Структура та класифікація систем з установками на основі відновлюваних джерел енергії..... 32
1.2. Методи підвищення ефективності використання електроенергії засобами перетворювальної техніки 48
1.3. Зменшення розмірності простору даних з врахуванням структури потоків енергії 58
1.4. Математичні засади керування перетворювачами 66
Висновки до розділу 1 84
РОЗДІЛ 2. МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ СТРУКТУРИ ПОТОКУ ПЕРВИННОЇ ЕНЕРГІЇ..... 86
2.1. Особливості реалізації інтервального керування 86
2.2. Ідентифікація моделі потоку первинної енергії..... 100
2.3. Природничі властивості складових структури потоку 112
2.4. Врахування фрактальної природи потоків енергії 129
Висновки до розділу 2 139
РОЗДІЛ 3. КЕРУВАННЯ ПЕРЕТВОРЮВАЧАМИ НА ОСНОВІ РОЗРАХУНКУ ЕНТРОПІЙНОЇ ДИВЕРГЕНЦІЇ..... 141
3.1. Вибіркові ентропії потоків первинної енергії..... 141
3.2. Прогнозування електроспоживання на основі ентропійного аналізу 151
3.3. Підвищення точності прогнозування потужності генерації при об’єднанні методу найближчих сусідів та кластеризації..... 162
3.4. Принципи побудови систем керування на основі розрахунку ентропійної дивергенції..... 175
Висновки до розділу 3 203

РОЗДІЛ 4. ВПЛИВ ПОДВІЙНОЇ СТРУКТУРИ ПОТОКІВ ЕНЕРГІЇ НА РОЗРАХУНОК ЕНТРОПІЙНОЇ ДИВЕРГЕНЦІЇ 205
4.1. Оцінка ентропійної дивергенції з врахуванням умовної ентропії зі сторони установки на основі відновлюваного джерела енергії та навантаження 206
4.2. Вплив величини зони керованої роботи накопичувача на зону розрахунку дивергенції 216
4.3. Використання теорії мартингалів при розрахунку ентропійної дивергенції 224
Висновки до розділу 4 230
РОЗДІЛ 5. КЕРУВАННЯ ЗАРЯДНО-РОЗРЯДНИМ ПРИСТРОЄМ НАКОПИЧУВАЧА НА ОСНОВІ ВИЗНАЧЕННЯ РІЗНИЦІ ЕНТРОПІЙНИХ ДИВЕРГЕНЦІЙ 232
5.1. Система керування накопичувачем 232
5.2. Алгоритм формування сигналів керування накопичувачем 235
5.3. Імітаційне моделювання електричних процесів в системі з накопичувачем 245
5.4. Узагальнений алгоритм керування локальною системою електроживлення 251
Висновки до розділу 5 273
РОЗДІЛ 6. ПЕРСПЕКТИВИ КЕРУВАННЯ ПРОЦЕСАМИ ГЕНЕРАЦІЇ, НАКОПИЧЕННЯ ТА СПОЖИВАННЯ ЕНЕРГІЇ 274
6.1. Принцип преемптивного керування 274
6.2. Контекстно-залежне керування 283
6.3. Керування накопичувачем на основі застосування теорії ігор 291
Висновки до розділу 6 299
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ 300
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ 302
ДОДАТОК А. СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ ТА ВІДОМОСТІ ПРО АПРОБАЦІЮ РОБОТИ 327

ДОДАТОК Б. АНАЛІТИЧНІ ВИРАЗИ ТА ГРАФІКИ АПРОКСИМУЮЧИХ ОРТОГОНАЛЬНИХ ФУНКЦІЙ 334
ДОДАТОК В. МАТРИЦЯ ТА ГРАФІКИ КОЕФІЦІЄНТІВ КОРЕЛЯЦІЇ 344
ДОДАТОК Г. ЗНАЧЕННЯ ІМОВІРНОСТЕЙ ТА ЕНТРОПІЙ 348
ДОДАТОК Ґ. КОД ПРОГРАМНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ 350
ДОДАТОК Д. ДОКУМЕНТИ, ЩО ПІДТВЕРДЖУЮТЬ ВПРОВАДЖЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДИСЕРТАЦІЙНОЇ РОБОТИ 391

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, ОДИНИЦЬ ВИМІРЮВАННЯ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

$БВЕ_{real}$, $БВЕ_{ideal}$ – блоки визначення ентропії поточного та заданого розподілів потоків енергії генерації та споживання;

БПЕ, БПН – блоки пам'яті, в яких зберігаються значення потужності заданого розподілу потоку генерації та заданого розподілу потоку споживання відповідно;

$БВЕД_{E}$, $БВЕД_{H}$ – блоки визначення ентропійної дивергенції зі сторони джерела та зі сторони навантаження;

БВР – блок визначення різниці між ентропійними дивергенціями зі сторони джерела та навантаження;

ВЕС – вітроелектрична станція;

ВЕУ – вітроелектрична установка;

ВДЕ – відновлюване джерело енергії;

ВКФ – перетворення Віленкіна-Крестенсона;

ДН – давач напруги;

ДС – давач струму;

І – інвертор;

К – керований ключ, що комутує накопичувач з пристроєм;

Н – навантаження;

З/Р – зарядно-розрядний пристрій;

РЕ – релейний елемента, що формує сигнал керування ключем;

СБ – сонячна батарея;

СК – система керування;

СКІ-перетворення – симетричне перетворення на кінцевих інтервалах;

ФЕС – фотоелектрична станція;

ФЕУ – фотоелектрична установка;

ШІП – широтно-імпульсний перетворювач;

BMS – battery management system (система керування накопичувачем);

α – кут нахилу сонячних батарей;

C_P – коефіцієнт потужності;

d – показник бажаності;

D – фрактальна розмірність;

D_d – ентропійна дивергенція;

D_{nd} – ентропійна дивергенція для випадку рівної апріорної імовірності;

f_i – сукупність параметрів потоків первинної енергії та навколишнього середовища;

H – ентропія Шеннона;

I_d^* – середнє значення струму ШІП;

ΔI^* – амплітуда пульсації змінної складової струму ШІП;

$I(\mathrm{z})$ – інтенсивність сонячного променю;

I_0 – початкове значення інтенсивності;

m_k – момепнти;

$\mu(\vec{z})$ – коефіцієнт лінійного поглинання;

$p(z)$ – проекція хмари вздовж лінії розповсюдження випромінювання;

P – активна потужність;

$P_{ВЕУ}$ – потужність вітроелектричної установки;

$P_{ВЕУном}$ – номінальна потужність вітроелектричної установки;

R – радіус вітроколеса;

$R(q)$ – ентропія Реньї;

Q – реактивна потужність;

S – повна потужність;

$v_в$ – швидкість вітру;

$v_{в\min}$ – мінімальна швидкість вітру;

$v_{в\max}$ – максимальна швидкість вітру;

$v_{вном}$ – номінальна швидкість вітру;

$V_{хм}$ – лінійна швидкість руху хмар;

V_c – швидкість зміщення Сонця;

$wal_n(x)$ – функції Уолша;

$W_l(t)$ – лінійні функції на базі функцій Уолша;

$W(t)$ – траєкторії процесу Вінера;

$W_{ВЕУ}$ – енергія, що генерується вітроелектричною установкою;

W_{Σ} – сумарна енергія, що генерується установками на основі відновлюваних джерелам;

$W_{СБ}$ – енергія, що генерується сонячною батареєю;

W_{max} – максимально можлива енергія;

$W_{Н}$ – енергія, що споживається навантаженням;

W_0 – втрати енергії;

β – кут нахилу лопаті;

ρ – густина повітря;

λ – відношення швидкості обертання лопаті до швидкості вітру.

ВСТУП

Актуальність теми. Сучасний сталий розвиток енергетики в світі реалізують підвищенням енергетичної ефективності завдяки використанню традиційних енергоресурсів та більш широкому залученню до енерговиробництва економічно ефективних і екологічно «чистих» енергетичних ресурсів відновлюваних джерел енергії. Доступність значної частини невідновних ресурсів зменшується через їх вичерпний потенціал, зростання вартості їх видобування і транспортування, негативний екологічний і соціальний вплив. У теперішній час підвищену увагу фахівців в галузі електроніки та електротехніки привертають традиційні та новітні вимоги до енергетики: забезпечення стійкості в умовах кризових явищ; створення нових технологій генерування; зберігання і передавання електроенергії; перехід до організації «інтелектуального» керування в енергетиці; створення автономних джерел енергії.

В роботах Шидловського А.К., Стогнія Б.С., Кириленка О.В., Кудрі С.О., Кузнєцова М.П., Рєзцова В.Ф., Долбні В.Т., Сокола Є.І., Буткевича О.Ф., Липківського К.О., Юрченка М.М., Жуйкова В.Я., Ямненко Ю.С., Стахіва П.Г., Денисова О.І., Жемерова Г.Г., Wang Jian, Jiangdong Liu, Xiaojuan Han розроблено основи теорії керування напівпровідниковими перетворювачами у локальних системах електроживлення, спрямовані на забезпечення роботи установок на основі відновлюваних джерел енергії в режимі відбору максимальної потужності та реалізацію раціонального використання енергії накопичувача. Однак, виконати обидві задачі керування одночасно неможливо, оскільки відбір максимальної енергії від установки на основі відновлюваного джерела енергії реалізують в точці, а раціональне використання енергії накопичувача забезпечують на деякому часовому інтервалі. Зазначена особливість подібна принципу невизначеності Гейзенберга, і потребує розробки теоретичних засад інтервального керування перетворювачами в локальних системах електроживлення.

Для раціонального використання енергії первинного потоку у локальних системах електроживлення, як розімкнутих відкритих системах з деякими

ентропійними характеристиками: по-перше, потоку первинної енергії на вході системи та, по-друге, потоку енергії, що споживається навантаженням, необхідно мінімізувати розбіжність між цими потоками завдяки визначенню ентропійної дивергенції, як інтегральної характеристики оцінки ступеню варіативності процесів генерації, споживання та накопичення енергії.

Оскільки існуючі підходи до розробки теоретичних засад керування перетворювачами залишають місце для підвищення ефективності використання потоків енергії генерації та споживання завдяки врахуванню їх особливостей, а саме – фундаментальної подвійної структури (у вигляді стійкого тренду та флуктуацій, що відповідають Вінеровському процесу) та фрактальної природи, то розробка системного підходу до керування напівпровідниковими перетворювачами на основі застосування аналогу принципу невизначеності Гейзенберга, розрахунку ентропійної дивергенції та врахування особливостей потоків енергії генерації та споживання є окремою актуальною задачею.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дослідження за темою дисертаційної роботи виконувалися на кафедрі електронних пристроїв та систем Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського» за темами, які фінансувалися: 1) Міністерством освіти і науки України: «Теоретичні засади обробки дискретних функцій з модульним аргументом та використання їх для моніторингу біотелеметричних показників людини в надзвичайних ситуаціях» (№ ДР 0115U000352, 2017 – 2018 рр.); «Розробка неінвазивної пасивної акустичної системи нового покоління для вимірювання критичних фізіологічних параметрів головного мозку та внутрішнього вуха людини» (№ ДР 0118U003533, 2018 – 2019 рр.), «Система енергозабезпечення високочастотних вентильно-індукторних двигунів дрона з багатокомірковими перетворювачами і просторово-часовою модуляцією» (№ ДР 0120U102131, 2020 – 2021 рр.); 2) за рахунок зовнішнього інструменту допомоги Європейського Союзу для виконання зобов'язань України у Рамковій програмі Європейського Союзу з наукових досліджень та інновацій "Горизонт 2020": «Smart-моніторинг ефективності функціонування локальних систем енергозабезпечення з

альтернативними джерелами енергії» (№ ДР 0123U102848, 2023 – 2024 рр.). У перерахованих науково-дослідних роботах автором зроблено обґрунтування задач дослідження та розроблено теоретичні основи енергоефективного керування перетворювачами у системах електроживлення.

Мета та задачі дослідження. Метою дисертаційної роботи є розробка теоретичних засад керування напівпровідниковими перетворювачами, заснованих на аналогові принципу невизначеності Гейзенберга, ентропійному аналізі потоків енергії генерації та споживання з врахуванням їх подвійної структури та фрактальної природи, для вирішення проблеми підвищення ефективності використання енергії у локальних системах електроживлення з установками на основі відновлюваних джерел енергії.

Поставлена мета вимагає вирішення наступних наукових задач:

1. Аналіз функціонування локальних систем електроживлення з установками на основі відновлюваних джерел енергії та напівпровідниковими перетворювачами за оцінювання ефективності розподілу енергії між накопичувачами та навантаженнями.

2. Реалізація інтервального керування перетворювачами у локальних системах електроживлення із врахуванням аналогу принципу невизначеності Гейзенберга.

3. Розробка алгоритмів керування перетворювачами у локальних системах електроживлення для розподілу потоків енергії за флуктуаціями, що відповідають Вінеровському процесу.

4. Реалізація керування режимами роботи перетворювачів за принципом ентропійної дивергенції для мінімізації розбіжності потоку первинної енергії на вході системи та потоку енергії, що споживає навантаження.

5. Розробка алгоритмів прогнозного керування перетворювачами з врахуванням фрактальної природи процесів генерації та споживання енергії.

6. Створення моделей та проведення комп’ютерного моделювання роботи системи електроживлення з врахуванням стохастичних параметрів потоків енергії генерації та споживання для підтвердження адекватності запропонованих моделей та правочинності запропонованої теорії.

7. Розробка та практична реалізація алгоритмів керування перетворювачами для подальшого впровадження в локальних системах електроживлення.

Об'єктом дослідження є процеси перетворення енергії у локальних системах електроживлення з установками на основі відновлюваних джерел енергії.

Предметом дослідження є режимні параметри роботи систем керування напівпровідниковими перетворювачами у локальних системах електроживлення.

Методи дослідження мають комплексний характер і складаються з теоретичної складової з використанням експериментальних даних та комп'ютерного моделювання. У теоретичних дослідженнях використано: математичні основи теорії ортогональних функцій для апроксимації та відновлення даних потужності генерації та споживання; ентропійний та фрактальний аналіз, теорію мартингалів для керування накопичувачем в системах електроживлення; теорію моментів для прогнозування електроспоживання. Дослідження виконувались з використанням експериментальних даних у комп'ютерних моделях у середовищі MatLab Simulink.

Наукова новизна отриманих результатів полягає в наступному:

1. Вперше запропоновано метод інтервального керування перетворювачами локальної системи електроживлення на основі врахування аналогу принципу невизначеності Гейзенберга, що дозволило в 2 рази зменшити кількість інтервалів спостереження, на кожному з яких забезпечується відбір максимальної енергії від установок на основі відновлюваних джерел.

2. Вперше розроблено метод прогнозування потужності генерації сонячних батарей на основі об'єднання методів найближчих сусідів та кластеризації *k*-середніх, що дозволяє зменшити середню абсолютну похибку прогнозування до 4%.

3. Вперше розроблено метод керування перетворювачами для розподілу енергії між накопичувачами та навантаженням у локальних системах електроживлення з установками на основі відновлюваних джерел енергії на

основі розрахунку ентропійної дивергенції, що дозволило на 3% підвищити ефективність використання енергії первинного потоку в системі.

4. Вперше доведено, що врахування фрактальної природи процесів генерації та споживання енергії при розрахунку імовірнісних моментів при прогнозуванні часового розподілу ентропії Шеннона та Реньї дозволяє на 11% підвищити точність прогнозування потужності споживання.

Практичне значення одержаних результатів. Отримані результати є теоретичною базою для створення ефективних систем керування перетворювачами у локальних системах електроживлення. Практичне значення результатів:

1. На основі теорії моментів розроблено алгоритм прогнозування та відновлення часового розподілу потужності споживання на основі розрахунку ентропії Шеннона та Реньї з підвищеною точністю.

2. Створено новий спосіб керування зарядно-розрядним пристроєм накопичувача у локальних системах з установками на основі відновлюваних джерел енергії на основі визначення різниці ентропійних дивергенцій зі сторони джерела та навантаження, що дозволяє щонайменше у 2 рази зменшити тривалості інтервалів часу, коли накопичувач є повністю зарядженим або розрядженим.

3. На основі теорії мартингалів розроблено алгоритм оцінки кількості енергії, яка може виявитись надмірною при заряді накопичувача та кількості енергії, що може виявитись недостатньою при його розряді, що дозволяє визначити імовірності перезаряду та надмірного розряду накопичувача за умови відсутності BMS-системи.

4. Розроблено алгоритм та програмну реалізацію розрахунку та формування керуючих імпульсів зарядно-розрядного пристрою накопичувача в локальній системі електроживлення з установкою на основі відновлюваного джерела енергії.

Одержані результати є готовими для використання у вигляді програмних блоків систем керування перетворювачами локальних систем електроживлення з установками на основі відновлюваних джерел енергії.

Результати роботи використовуються для вдосконалення програми прогнозування генерації електричної енергії сонячними фотоелектричними станціями ТОВ «Пролог Соларінвест» та ТОВ «Енерджилайн» та для створення методик і рекомендацій щодо підвищення ефективності використання електроенергії в системах з установками на основі відновлюваних джерел енергії громадською організацією «Асоціація науковців України». Також результати досліджень викладаються в рамках дисциплін «Теорія інформації», «Пристрої перетворювальної техніки», «Електронні системи керування та регулювання» при підготовці фахівців за спеціальністю 171 «Електроніка» в Національному технічному університеті України «Київський політехнічний інституті імені Ігоря Сікорського».

Особистий внесок автора. Усі методи, алгоритми, висновки та рекомендації, що містяться у дисертації, належать особисто автору.

Три роботи написано автором одноосібно [8, 12, 22].

У наукових працях, опублікованих у співавторстві, здобувачу належать: у роботах [1, 2, 5, 10] автором розроблено принципи керування потоками енергії у локальних системах електроживлення на основі використання аналогу принципу невизначеності Гейзенберга та ентропійного аналізу; у [3, 4, 30, 32] – запропоновано при побудові систем керування враховувати стохастичний характер процесів генерації та споживання енергії; у [6, 16, 19, 21, 25, 26, 36] – запропоновано для прогнозування потужності на виході установок на основі відновлюваних джерел та навантаження використовувати методи регресійного, кореляційного аналізу та кластеризації; у [7, 8, 15 ,17] – розроблено математичний апарат лінійних функцій на базі функцій Уолша та функцій Франкліна для апроксимації та відновлення функцій зміни потоків первинної енергії; у [12, 22] – запропоновано використання віртуальної щільності та передавальної функції хмар як інтегральних оцінок зміни параметрів хмарного покриву; у [14, 18, 20, 24, 27, 28, 34] – розглянуто особливості випливу параметрів хмарного покриву на величину енергії, що отримується від сонячних батарей; у [29, 31-33, 35] – розглянуто особливості керування накопичувачем у локальних системах електроживлення.

Апробація результатів дисертації. Основні положення дисертаційної роботи доповідалися і обговорювалися на: наукових семінарах «Напівпровідникові перетворювачі в пристроях промислової електроніки» секції «Перетворення параметрів електричної енергії» НАН України (м. Київ, 2020 – 2022 рр.); міжнародних науково-технічних конференціях: «Проблеми сучасної електротехніки (м. Київ, 2018, 2020 рр.), «Smart-технологіі в енергетиці та електроніці» (м. Лазурне, 2017 – 2021 рр.), «IEEE International Conference on Electronics and Nanotechnology», ELNANO (м. Київ, 2022 р.), «IEEE International Conference on Information and Telecommunication Technologies and Radio Electronics», UkrMiCo (м. Київ, 2023 р.), International conference Generacja-Przesył-Wykorzystanie GPW (м. Вроцлав, 2017 – 2023 рр.).

Публікації. Основні положення дисертації опубліковано у 36 наукових працях, у тому числі: 1 монографії, 32 статтях у наукових фахових виданнях (з них 3 статті у виданнях іноземних держав, 5 статей у виданнях України, які включені до міжнародних наукометричних баз Scopus та Web of Science, 3 статті без співавторів), 3 тезах доповідей в збірниках матеріалів конференцій.

Структура та обсяг дисертації. Дисертація складається із змісту, вступу, 6 розділів, висновків, списку використаної літератури із 235 найменувань та 5 додатків. Загальний обсяг роботи становить 395 сторінок, у тому числі 244 сторінки основного тексту, 129 рисунків та 43 таблиці.

РОЗДІЛ 1. ПРИНЦИПИ КЕРУВАННЯ ПЕРЕТВОРЮВАЧАМИ У ЛОКАЛЬНИХ СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОЖИВЛЕННЯ

1.1. Структура та класифікація систем з установками на основі відновлюваних джерел енергії

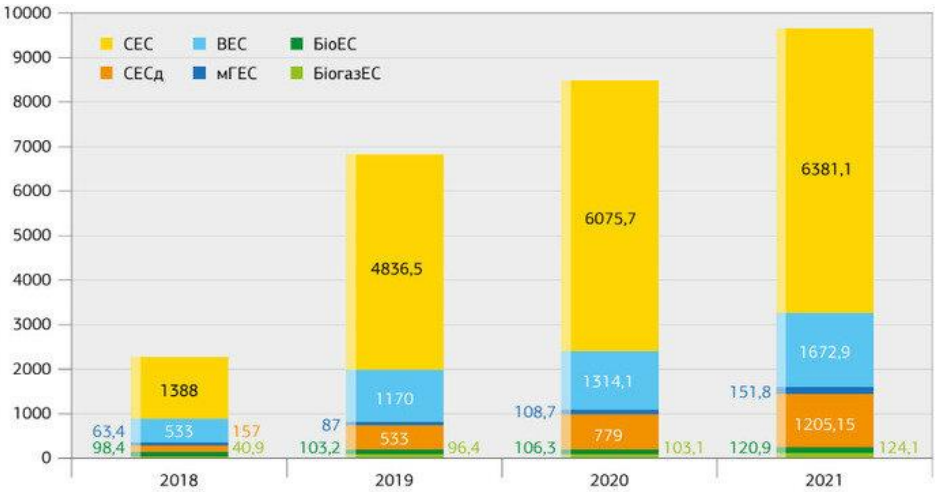
В останні десятиліття спостерігається зростання частки відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) [1 – 5] у загальному енергобалансі багатьох країн світу, що обумовлено необхідністю усунення енергетичної нестабільності країн, пов'язаної з енергетичними кризами; зменшенням обсягів шкідливих викидів, що утворюються в процесі використання традиційних енергоносіїв; поступовим зменшенням кількості викопних джерел енергії (вугілля, газу та нафти); постійно зростаючим попитом на споживанням електроенергії; значними втратами електроенергії на довгих лініях [6 – 10].

Новою задачею, яка виникла на сучасному рівні розвитку науки і техніки, є орієнтація енергетики на максимальне задоволення потреб кінцевого споживача – людини та надання їй різноманітних і зручних енергетичних послуг для підвищення комфорту життя [11, 12]. Актуальним є створення систем керування розподілом електроенергії у системах електроживлення з установками на основі відновлюваних джерел енергії з метою підвищення ефективності її використання, мінімізації витрат користувача та максимізації його прибутку. Прагнення до створення максимально комфортних умов життя людини призвело до суттєвого наповнення систем керування різноманітним програмним забезпеченням, що повинно враховувати не тільки технічні характеристики встановленого обладнання та економічні фактори, а також реалізовувати алгоритми прогнозного керування зі змінним горизонтом прогнозу та заданою точністю прогнозування.

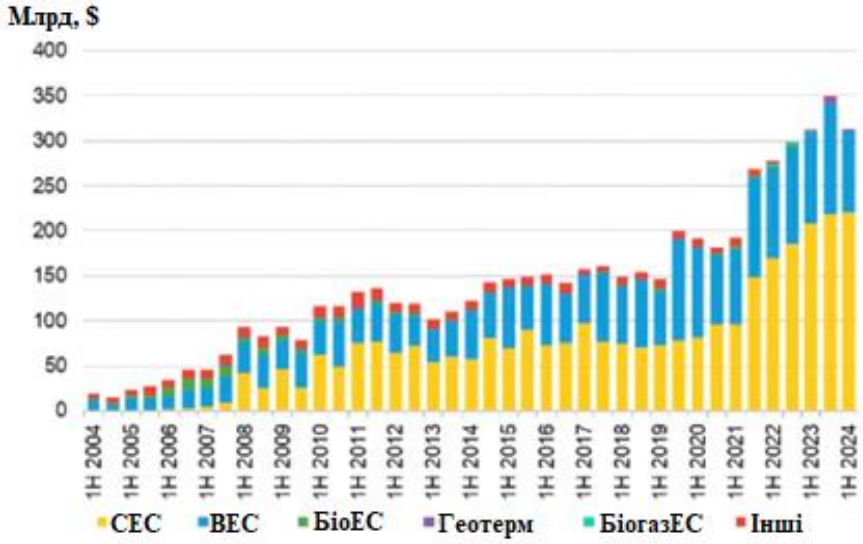
З 2011 по 2021 рік частка відновлюваних джерел енергії зросла з 20% до 28% світового постачання електроенергії, в тому числі частка енергії сонця та вітру зросла з 2% до 10%. До 2040 року заплановано до 40 % світової електроенергії виробляти із відновлюваних джерел, українські плани –

збільшити відсоток з 4 % до 25 % до 2035 року. Станом на 2023 рік більше чверті електроенергії вироблено на основі відновлюваних джерел. Сумарна встановлена потужність ВДЕ у 135 країнах світу сягнула 3,146 ТВт, 156 країн мають закони, що регулюють сектор відновлюваної енергетики [13].

Ефективність систем відновлюваної енергетики швидко зростає (рис. 1.1, а), тоді як вартість знижується [14], переважна більшість нововстановленої електроенергетичної потужності в усьому світі є відновлюваною [15].



а)



б)

Рис. 1.1. Графіки збільшення встановленої потужності (а) та інвестицій (б) відновлюваних джерел енергії

За десять років з 2010 по 2019 рр. світові інвестиції в потужності відновлюваної енергетики, за винятком великої гідроенергетики, склали

2,7 трильйона доларів США (рис. 1.1, б), серед яких 818 мільярдів доларів – інвестиції Китаю; 392,3 мільярда доларів – США; 210,9 мільярда доларів – Японії; 183,4 мільярда доларів – Німеччини; 126,5 мільярда доларів – Великобританії [16], що у чотири рази більше, ніж об'єм інвестицій за 2000 – 2009 рр.

Основні характеристики сонячної та вітрової енергетики наведені у табл. 1.1.

Таблиця 1.1. Основні характеристики сонячної та вітрової енергетики

Характеристика	**Сонячна енергетика**	**Вітрова енергетика**
Сумарна встановлена потужність	1,6 ТВт (2023)	0,73 ТВт (2022)
Щорічний приріст потужності	26% (2012-2021)	13% (2012-2021)
Частка світового виробництва електроенергії	5,5% (2023)	7,8% (2023)
Середня вартість мегават-години	$ 38,343 (2019)	$ 30,165 (2019)
Первинні технології	Фотоелектричне та термодинамічне перетворення енергії сонячного випромінювання	Електромеханічне перетворення енергії вітру

Щорічна встановлена потужність сонячної енергетики становить 505 ГВт, що становить близько 2% електроенергії виробленої у світі. Згідно з дослідженням 2021 року глобальний потенціал виробництва електроенергії сонячними батареями, встановленими на дахах, оцінюється в 27 ПВт·год на рік за ціною від $ 40 (Азія) до $ 240 за МВт-год (США, Європа). Однак його практична реалізація залежатиме від наявності та вартості масштабованих накопичувачів електроенергії [17 – 23].

Прогнозується, що до 2050 року сонячна енергетика стане найбільшим у світі джерелом електроенергії, зі збільшенням встановленої потужності фотоелектричних установок до 4,6 ТВт, з яких більше половини буде встановлено в Китаї та Індії. На сьогодні найбільшою у світі фотоелектричною

станцією є Сонячний парк Tengger Desert Solar Park потужністю 1,5 ГВт у Китаї [24].

У 2022 році встановлена потужність вітрової енергетики досягла понад 2,3 ТВт·год електроенергії, що становить понад 7,8% світової електроенергії [25 – 30]. Встановлена потужність вітрової електроенергії в світі перевищила 1,17 ТВт за рахунок встановлених за 2021 рік 100 ГВт у Китаї та США [31, 32].

У звіті IEA за травень 2023 року прогнозується, що відновлювані джерела енергії залишаться конкурентоспроможними у 2024 році, незважаючи на зростання витрат, оскільки витрати на викопне паливо зростають набагато швидше [33]. У звіті прогнозується встановлення майже 500 ГВт сонячних фотоелектричних установок у 2024 році. У червні 2023 року виконавчий директор IEA Фатіх Бірол заявив, що країни повинні інвестувати більше у відновлювані джерела енергії, щоб «послабити тиск на споживачів через високі ціни на викопне паливо, зробити наші енергетичні системи більш безпечними та підштовхнути світ до досягнення наших кліматичних цілей» [34].

У системі «споживач – відновлюване джерело енергії» найважливішим завданням є збереження балансу між виробництвом і споживанням енергії, який порушується внаслідок зміни погодних умов, при якій змінюється потужність сонячних батарей і вітрогенераторів, а споживання електроенергії від погоди може не залежить або змінюється в протилежний бік. Підключення відновлюваних джерел енергії до існуючої розподільчої мережі за допомогою перетворювачів електричної енергії негативно впливає на якість напруги, надійність та стійкість енергосистем, що обумовлено стохастичним характером вихідної потужності ВДЕ та навантаження [35 – 41]. Зменшення такого впливу досягається шляхом розділення існуючої мережі на відповідні зони з окремими системами керуванням. Такі зони в подальшому можуть формувати кластери потоків енергії та інформації, що дозволяє усунути проблеми інтеграції ВДЕ в існуючі енергосистеми.

В Україні усі учасники ринку електричної енергії зобов’язані повідомляти та дотримуватись своїх погодинних графіків вироблення та/або споживання електричної енергії відповідно до обсягів купленої та/або проданої

електроенергії, та несуть фінансову відповідальність за небаланси [42]. З 2021 р. власники установок з ВДЕ в Україні несуть відповідальність за небаланси в рамках балансуючої групи гарантованого покупця. Зокрема, вони відшкодовують гарантованому покупцю вартість врегулювання небалансів: для об'єктів на основі ВДЕ із встановленою потужністю більше 1 МВт – до 100% вартості з 01 січня 2022 р.; для об'єктів із встановленою потужністю менше 1 МВт – до 10% з подальшим збільшенням на 10% щороку до 100% у 2030 р.

Відповідно до Закону України «Про внесення змін до деяких законів України щодо удосконалення умов підтримки виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії» [43] з 2022 року запроваджується повна відповідальність за небаланс фактичних та прогнозованих графіків виробництва електроенергії для всіх виробників з ВДЕ. Це створює економічні стимули для підвищення точності прогнозування графіків генерації електричної енергії та сприяє розвитку сектору балансуючих потужностей. При цьому розмір допустимої похибки прогнозування повинен складати для вітрових електростанцій – 10%, для сонячних електростанцій – 5%.

Поступова відмова від потужних центральних електростанцій і суттєве збільшення частки децентралізованої генерації в енергосистемах з використанням умови балансування можлива за умови впровадження інтелектуальних механізмів керування розподіленими енергетичними ресурсами та їх системної інтеграції з використанням накопичувачів електричної енергії, що дозволить зменшити частку нерегульованого навантаження в системі.

До 1990-х років для підвищення прибутку великі електростанції розташовували або поблизу родовищ корисних копалин, або у віддалених місцях з міркувань безпеки, що віддаляло їх від споживачів електроенергії як електрично, так і географічно [44]. На таких електростанціях однонаправлений потік виробленої електроенергії направлявся по лініях електропередач від генеруючих станцій (Г1, Г2, …, Гn) до точок розподілу. Починаючи з 1990-х років, будівництво великих енергосистем не заохочувалося через збільшення викидів CO_2, через енергетичну недостатність та відсутність надійного постачання та транспортування електроенергії [45]. У теперішній час більшість

урядів країн фінансово заохочують енергетичні компанії до використання енергії відновлюваних джерел, оскільки станції на основі ВДЕ – невеликі генератори, що підключаються безпосередньо до розподільчих мереж, і утворюють вузли розосередженої генерації (ВРГ1, ВРГ2, …, ВРГn), в яких споживачам надається прямий доступ до виробництва електроенергії (рис. 1.2).

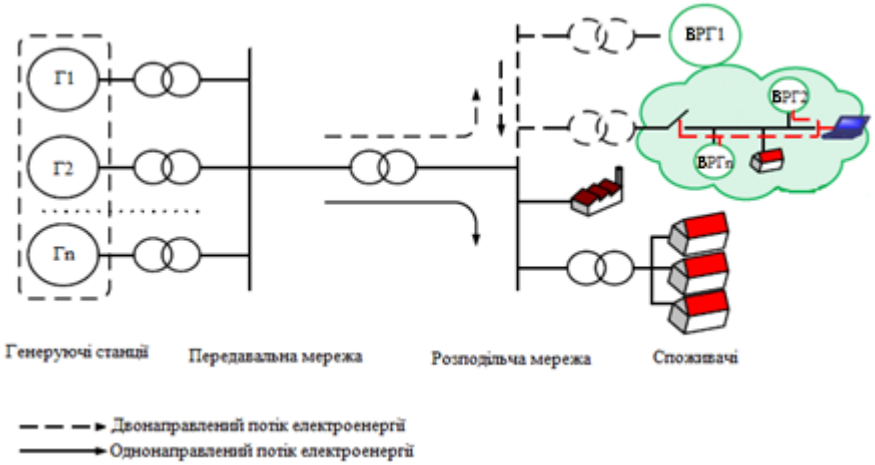


Рис. 1.2. Схема, що пояснює принципи побудови традиційної енергетичної мережі

Доцільність використання механічної, сонячної, вітрової, теплової енергії, енергії біомаси, океанів, припливів для перетворення в електричну обумовлює появу локальної ізольованої системи розосередженої генерації Microgrid – електричної мережі невеликої потужності (до 100 МВт), що складається з енергетичних вузлів розосередженої генерації та окремих груп навантажень, та може працювати координовано та контрольовано, як будучи приєднаною до основної енергосистеми, так і в ізольованому режимі [46 – 50]. У такій системі за рахунок наявності накопичувача електроенергії, що є невід’ємною складовою частиною системи, потік виробленої електроенергії є двонаправленим, на відміну від традиційної мережі.

Спрощена схема, що пояснює концепцію мережі Microgrid наведена на рис. 1.3, а її характеристики в порівнянні з традиційною системою розосередженої генерації представлені в табл. 1.2.

Таблиця 1.2. Характеристики Microgrid в порівнянні з традиційною системою розосередженої генерації

Характеристика	**Microgrid**	**Традиційна система розосередженої генерації**
Активна участь споживачів	Споживачі залучені, інформовані та беруть активну участь	Споживачі не інформовані і беруть пасивну участь
Забезпечення якості електроенергії	Швидке вирішення проблем якості електроенергії	Повільна реакція на проблеми з якістю електроенергії
Топологія	Мережева	Зазвичай радіальна
Генерація електроенергії	Централізована та розосереджена, використання відновлюваних джерел енергії	Централізована
Обмежена площа	Так	Ні
Широке використання відновлюваних джерел енергії	Так	Ні
Децентралізована система керування	Так	Так
Покращена якість енергії	Так	Ні
Системи моніторингу	Так	Ні
Стійкість	Висока	Низька
Система накопичення енергії	Наявна	Не наявна / Наявна
Динамічне ціноутворення	Так	Так / Ні
Безперебійне джерело живлення	Так	Ні
Керований та координований режим	Так	Ні
Низький вплив на навколишнє середовище	Так	Ні
Можливість модернізації мережі	Так	Ні
Покращена інтеграція	Так	Ні
Задоволення потреб кінцевого споживача	Так	Так

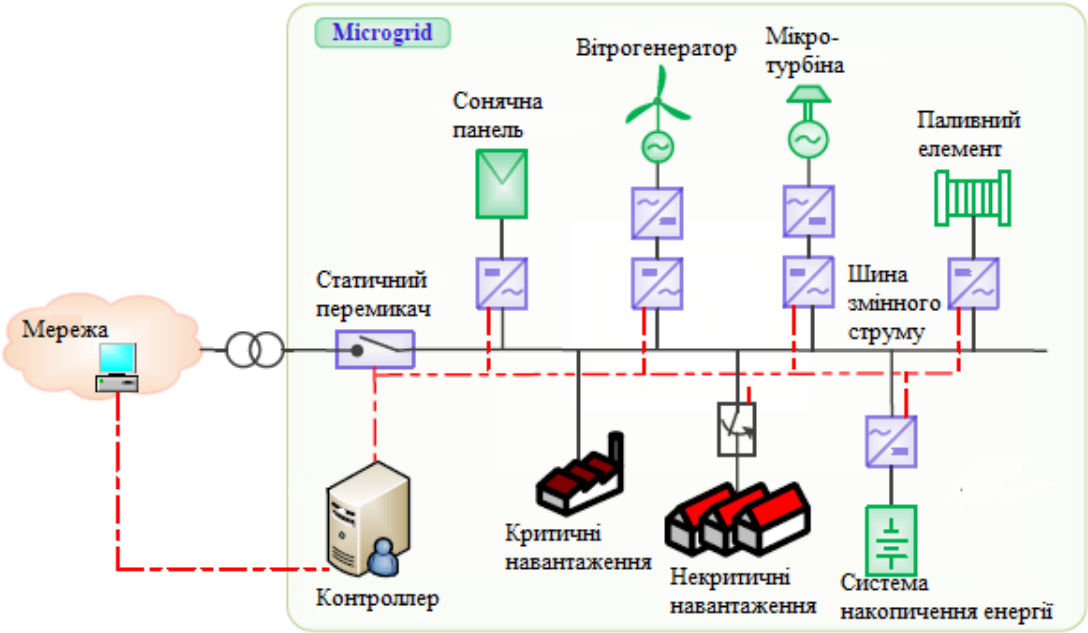


Рис. 1.3. Схема мережі Microgrid

При порушенні енергопостачання у мережах Microgrid на відміну від традиційної системи електроживлення, в якій генератори від'єднуються від зовнішньої мережі, частини системи – вузли розосередженої генерації переходять в ізольований режим за рахунок високошвидкісних розподільчих пристроїв, наприклад статичних перемикачів.

Таким чином, використання мереж Microgrid дозволяє забезпечити: 1) надійність електропостачання незалежно від мережевих відключень; 2) стабільність ціни на електроенергію, яка захищає від коливань ринку; 3) енергоефективність – збальшення ККД системи; 4) безпеку електропостачання – захист від зовнішніх втручань; 5) охорону навколишнього середовища – використання ВДЕ; 6) масштабованість – по горизонталі (зростання населення) та по вертикалі (збільшення електроспоживання).

У табл. 1.3 наведено приклади існуючих у Європі мереж Microgrid [51 – 56].

Таблиця 1.3. Приклади існуючих у Європі систем Microgrid

Місце розташування	**Потужність**	**Тип мережі**	**Тип відновлюваних джерел**	**Тип накопичувача**
Бронсберг, Нідерланди	315 кВт	змінного струму	фотоелектричні станції	Акумулятор
Штайнвег, Німеччина	150 кВт	змінного струму	фотоелектричні станції, теплові електростанції	Акумулятор
Цесі Ріцерка, Італія	100 кВт	постійного струму	фотоелектричні станції, вітрові електростанції, дизель-генератори, теплові електростанції	Акумулятор
Борнхольм, Данія	80 кВт	змінного струму	вітрові електростанції, дизель-генератори	немає
Кітнос, Греція	53 кВт	змінного струму	фотоелектричні станції, дизель-генератори	Акумулятор
Центр альтернативних технологій, Уельс, Велика Британія	20 кВт	змінного струму	фотоелектричні станції, вітрові електростанції, гідроелектро-станції	Акумулятор

З табл. 1.3 видно, що більшість мереж Microgrid є мережами змінного струму, в усіх системах присутні сонячні батареї та накопичувачі енергії у вигляді акумуляторів, що дозволяє забезпечити виконання умов стабільності, балансу, компенсації декаплінгу з можливістю прогнозування потужності з різними горизонтами прогнозу.

Мережі Microgrid дозволяють споживачам брати активну участь в оптимізації та підвищенні ефективності функціонування систем електроживлення за рахунок використання розумних лічильників та накопичувачів електроенергії, а також перегляду моделей споживання на основі даних про споживану електроенергію та її вартість.

До основних функцій Microgrid відносять наступні:

1) обмін даними про виробників та споживачів електроенергії через мережу Інтернет та їх обробка за допомогою інформаційних технологій;

2) інтеграція численних об’єктів генерації невеликої потужності;

3) балансування флуктуацій вихідної потужності, які виникають в результаті використання відновлюваних джерел енергії;

4) зміна конфігурації системи для підвищення надійності та ефективності, а також для запобігання появи аварійних ситуацій;

5) використання датчиків, засобів зв’язку та обробки інформації синхронізованих у часі;

6) використання гнучких систем передачі змінного струму (FACTS), регуляторів фазового кута, послідовних конденсаторів та низькоімпедансних надпровідників;

7) регульовані параметри захисних реле (струм, напруга), які можуть змінюватися в режимі реального часу за сигналами локальних давачів або системи керування;

8) автоматичне відключення та зміна конфігурації пошкоджених елементів мережі (розподільчих пристроїв або ліній електропередачі) через давачі, елементи керування, перемикачі та комунікаційні системи;

9) онлайн моніторинг та аналіз стану обладнання, його продуктивності для виявлення критичних ситуацій.

В табл. 1.4 наведено класифікацію Microgrid за рівнем генерації електроенергії, номінальними значеннями напруги та типовими площами [57].

Локальна система електроживлення малої потужності характеризується наступними ознаками:

1) обмеженою потужністю споживання порядку десятків-сотень кВт;

2) територіальною обмеженістю – зосередженістю всіх електротехнічних пристроїв на невеликій площі;

3) наявністю людини (користувача або оператора), яка здатна вносити зміни в функції керування окремих підсистем або всього вузла, які мають найвищий пріоритет.

Таблиця 1.4. Класифікація Microgrid за рівнем генерації електроенергії

№ з/п	Назва	Рівень генерації	Приклад використання розосередженої генерації	Номінальне значення напруги в системі	Типова площа (км^2)
1.	Системи електрифікації сільських районів	до 100 МВт	Системи генерування у сільській місцевості	34,5 кВ	15-90
2.	Підстанція	5-20 МВт, > 20 МВт	Районні підстанції енергосистем	13,2 кВ	5-30
3.	Об'єкт з декількома навантаженнями	< 2 МВт, 2-5 МВт	Підстанції в лікарнях, школах, готельних комплексах	4,8 кВ	1-10
4.	Локальна система електроживлення малої потужності	до 100 кВт	Підстанції в окремих приватних будинках населених пунктів	480 В	< 0,1

Незалежно від кількості та типів наявних установок з відновлюваними джерелами енергії, загальної енергії споживання еквівалентного навантаження W_H, зовнішніх умов навколишнього середовища, а також наявності накопичувачів, які приймають надлишок або компенсують недостатність енергії, що виробляється, можливі наступні режими роботи локальної система електроживлення малої потужності:

1. Сумарна енергія, що виробляється установками з відновлюваними джерелами $W_\Sigma = W_{ВЕУ} + W_{СБ}$, дорівнює максимально можливій енергії W_{max}, і повністю віддається у навантаження: $W_\Sigma = W_{max} = W_H$.

2. Енергія, що виробляється установками з відновлюваними джерелами, перевищує енергію навантаження: $W_\Sigma = W_{max} > W_H$.

2.1. Якщо накопичувачі не повністю заряджені, то надлишок енергії витрачається на їх заряд.

2.2. Якщо накопичувачі заряджені повністю, енергія використовується неефективно, і система підходить до критичної точки роботи.

3. Енергії, що виробляється установками з відновлюваними джерелами, недостатньо для живлення навантаження: $W_{\Sigma} = W_{max} < W_{H}$.

3.1. Недостатність енергії компенсується за рахунок накопичувачів, що виступають в ролі додаткових генераторів у випадку, якщо вони не повністю розряджені.

3.2. Якщо накопичувачі повністю розряджені, то енергії не вистачає для забезпечення потреб споживачів, і система підходить до критичної точки з реалізацією почергового відключення споживачів у відповідності до пріоритетів.

4. Енергія, що виробляється установками з відновлюваними джерелами, еквівалентна сумі втрат енергії у локальній системі (W_0): $W_{\Sigma} = W_{max} < W_0$.В цьому режимі локальна система відключається.

Особливості підключення та параметри елементів локальної системи електроживлення наведені у таблиці 1.5.

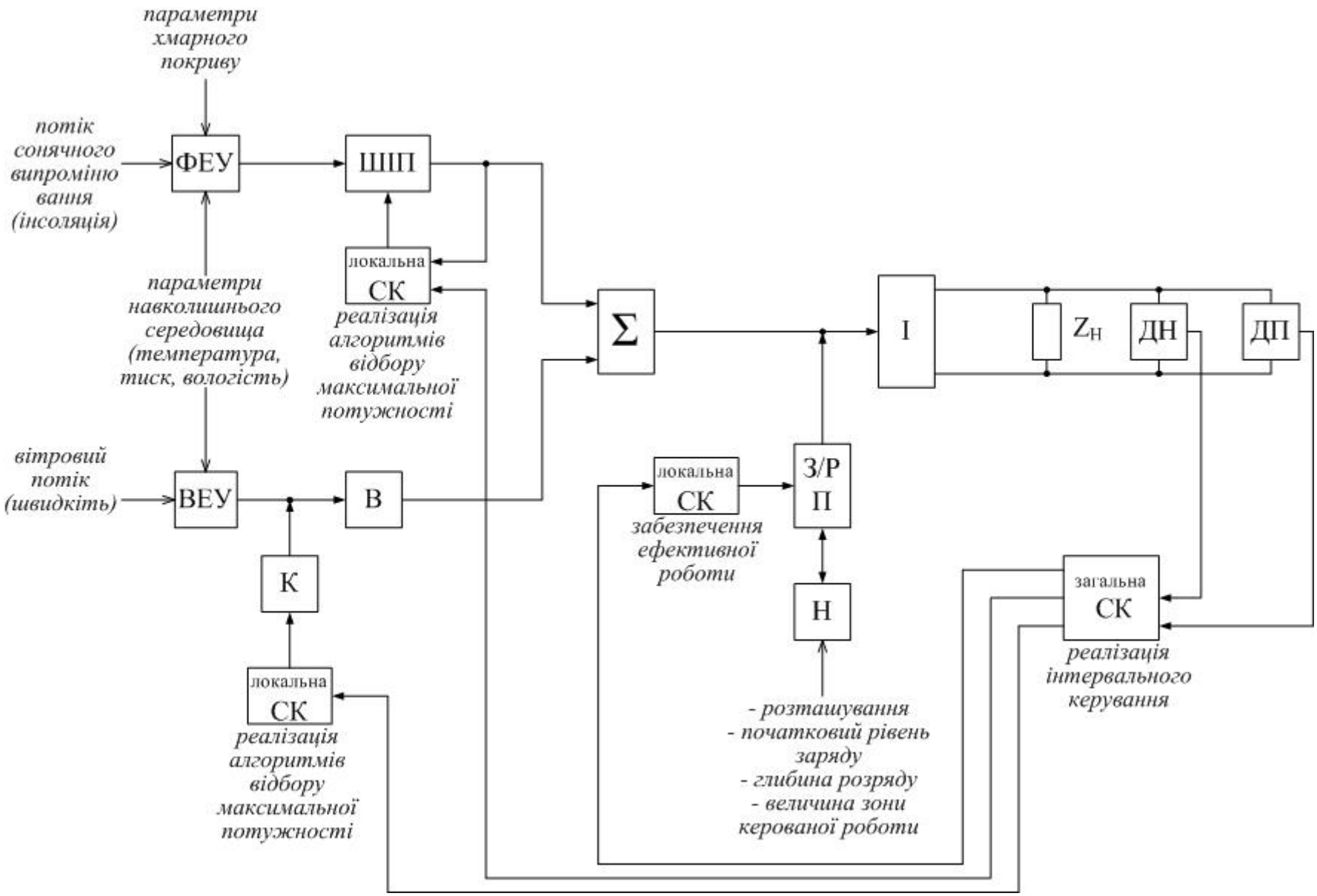
У порівнянні з повністю автоматичними традиційними системами електроживлення, Microgrid характеризується присутністю людини, що обумовлює наявність та вплив суб’єктивних факторів – втручання в процес функціонування електротехнічного обладнання та вплив дій людини на робочі режими всієї системи [58]. Наявність людського фактору додатково збільшує обсяг даних, що підлягають аналізу та обробці. До аномальних режимів у Microgrid можна віднести: 1) аварійні випадки; 2) вихід технічних параметрів за допустимі межі; 3) незвичну активність, нетипову поведінку людини – «людський фактор». Наявність «людського фактору» веде до великої кількості можливих сценаріїв, які підлягають обробці та подальшому використанню в якості навчальної вибірки при побудові алгоритмів керування Microgrid.

Таблиця 1.5. Особливості підключення та параметри локальних систем електроживлення

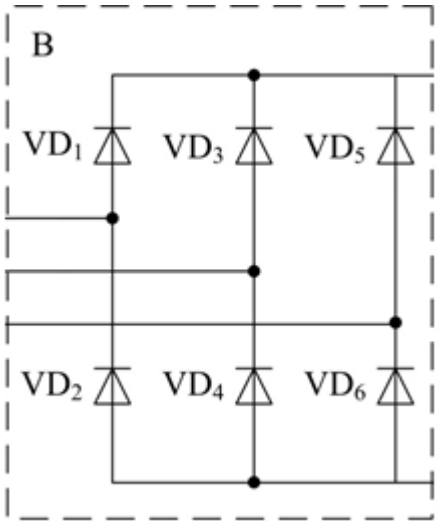
<table>
<tr><th>№ з/п</th><th colspan="2">Елемент локальної системи електроживлення</th><th>Підключення</th><th>Параметри потоку первинної енергії</th><th>Вплив зовнішніх факторів</th><th>Імовірність розрахунку статистичних характеристик</th></tr>
<tr><td>1.</td><td rowspan="2">Відновлюване джерело енергії</td><td>Вітроелектрична установка</td><td>Одиничний або у складі вітроелектростанції</td><td>Швидкість вітру, флуктуації</td><td rowspan="5">Параметри навколишнього середовища (температура, вологість, тиск, хмарність)</td><td rowspan="5">Так (для процесів генерації, споживання та накопичення): математичне очікування, дисперсія, кореляційний момент</td></tr>
<tr><td>2.</td><td>Сонячна батарея</td><td>Одинична або у складі сонячної електростанції</td><td>Інтенсивність сонячного випромінювання (пряме, сумарне, розсіяне)</td></tr>
<tr><td>3.</td><td rowspan="2">Накопичувач</td><td>Режим заряду</td><td rowspan="2">Загальний або окремі накопичувачі для підсистем генерації та споживання</td><td rowspan="2">В залежності від наявного в системі відновлюваного джерела енергії</td></tr>
<tr><td>4.</td><td>Режим розряду</td></tr>
<tr><td>5.</td><td colspan="2">Навантаження</td><td>Загальне або окреме для кожного генератора</td><td>В залежності від наявного в системі відновлюваного джерела енергії</td></tr>
</table>

Приклад структурної схеми локальної системи електроживлення зображено на рис. 1.13, а, де ФЕУ – фотоелектрична установка; ВЕУ – вітроелектрична установка; Н – накопичувач; Z_H – навантаження змінного струму; В – випрямляч, принципова схема якого зображена на рис. 1.13, б; К – компенсатор; ШІП – широтно-імпульсний перетворювач, принципова схема якого зображена на рис. 1.13, в; І – інвертор; ∑ – суматор енергії в загальному вузлі на постійному струмі; З/Р П – зарядно/розрядний пристрій накопичувача (в якості розрядного пристрою використовується понижуючий перетворювач, ідентичний зображеному на рис. 1.13, в, а в якості зарядного пристрою – підвищуючий перетворювач, принципова схема якого зображена на рис. 1.4, г); ДН – давач напруги; ДП – давач потужності; локальна СК – система керування окремими перетворювачами; загальна СК – система керування локальною системою електроживлення, яка розраховує режими роботи кожного генератора та формує задаючі впливи.

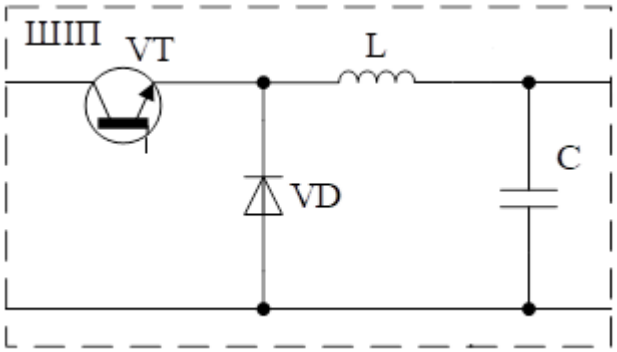
Для вирішення задачі реалізації енергоефективного керування перетворювачами у локальних системах електроживлення необхідно розробити теорію, яка включає: 1) побудову математичних моделей потоків первинної енергії з врахуванням їх фрактальної природи; 2) реалізацію керування перетворювачами на основі ентропійного аналізу; 3) алгоритм та систему керування накопичувачем з врахуванням подвійної структури потоку даних у системі електроживлення.


параметри хмарного покриву
потік сонячного випромінювання (інсоляція)
ФЕУ
ШІП
локальна СК
реалізація алгоритмів відбору максимальної потужності
параметри навколишнього середовища (температура, тиск, вологість)
вітровий потік (швидкість)
ВЕУ
В
К
локальна СК
реалізація алгоритмів відбору максимальної потужності
Σ
І
$Z_Н$
ДН
ДП
локальна СК
забезпечення ефективної роботи
З/Р П
Н
- розташування
- початковий рівень заряду
- глибина розряду
- величина зони керованої роботи
загальна СК
реалізація інтервального керування

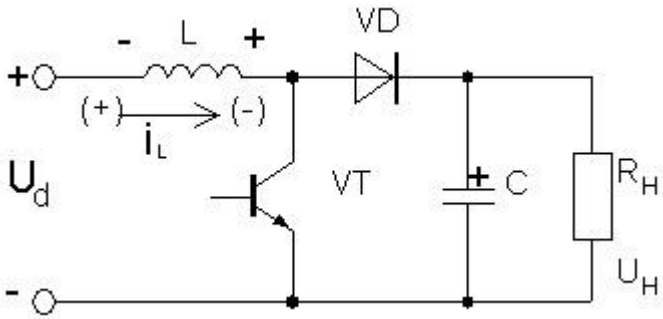
а)



б)



в)



г)

Рис. 1.13. Приклад структурної схеми локальної системи електроживлення (а); принципова схема випрямляча на виході вітрогенератора (б); принципова схема широтно-імпульсного перетворювача на виході сонячної батареї (в); принципова схема зарядно/розрядного пристрою накопичувача (г)

1.2. Методи підвищення ефективності використання електроенергії засобами перетворювальної техніки

Завдання інтеграції аналогової енергосистеми з цифровою інформаційною інфраструктурою за рахунок забезпечення ефективної роботи аналого-орієнтованої системи та отримання якісної інформації з метою прийняття рішень цифро-орієнтованої системи керування вирішуються засобами перетворювальної техніки для узгодження параметрів електричної енергії. Пристрої силової електроніки є необхідними складовими локальної системи електроживлення, системи керування якими здійснюють налаштування аналогової енергосистеми, прогнозування поведінки інформаційної системи та об'єднання енерго- та інформаційної систем в єдиний інформаційний простір з обов'язковим забезпеченням комфортності користувача [59 – 61].

Існує декілька варіантів підключення станцій на основі відновлюваних джерел у системах електроживлення: безпосередньо до навантаження або загальної мережі; за допомогою перетворювача / інвертора; з проміжною ланкою постійного струму (рис. 1.5) [62]. Доцільність використання кожного з типів підключень залежить від типу станції з ВДЕ та призначення генеруючого обладнання.

Рис. 1.5. Структурна схема підключення станцій на основі ВДЕ до систем електроживлення

Безпосереднє підключення станції з ВДЕ до навантаження або мережі використовується для вітроустановок з двигуном змінного струму. Через свою простоту така схема часто використовується для під'єднання станцій з ВДЕ малої і середньої потужності, хоча при її використанні ускладнюється регулювання обсягу енергії, що відбирається від ВДЕ і погіршує значення параметрів якості генерованої електроенергії. Для відбирання необхідного

обсягу енергії до установки на основі ВДЕ під'єднують перетворювач постійної напруги, а гнучке регулювання параметрів якості електроенергії здійснюється інвертором. За умови під'єднання декількох установок з ВДЕ до загального навантаження або до мережі через спільний інвертор використовують їх паралельне з'єднання.

Ефективне використання енергії у локальній системі електроживлення досягається засобами перетворювальної техніки, які, з одного боку, забезпечують роботу установок з відновлюваними джерелами в режимі відбору максимальної енергії при зміні величини потоку первинної енергії (інтенсивності сонячного випромінювання, швидкості вітру), а з іншого – забезпечують режим роботи накопичувача електроенергії з точки зору мінімізації подвійної втрати енергії при його заряді/розряді та подовження ресурсу його експлуатації [63 – 65].

Відбір максимальної енергії від сонячної батареї. При виконанні умови реалізації відбору максимальної енергії сонячна батарея працює в точці відбору максимальної потужності (точка 1 на рис. 1.6) [66 – 68].

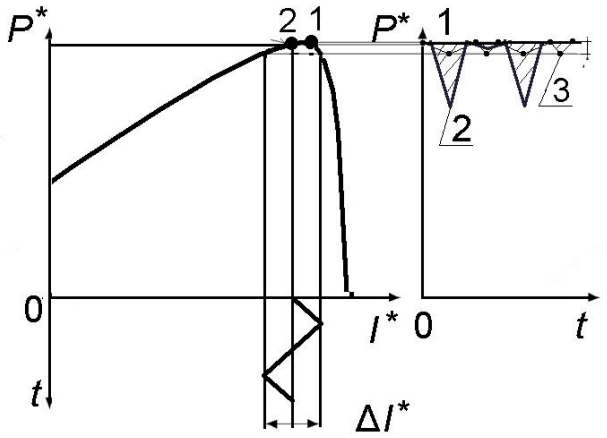


Рис. 1.6. Ілюстрація режимів роботи сонячної батареї

Зі зміною зовнішніх умов та режиму роботи навантаження забезпечення виконання умови відбору максимальної енергії здійснюється вибором відповідного середнього значення струму I_d^* широтно-імпульсного перетворювача, що підключений на виході сонячної батареї, та амплітуди пульсації його змінної складової ΔI^*, значення яких нормуються струмом

короткого замикання СБ [69]. Наявність несиметричної пульсації потужності сонячної батареї (крива 2 на рис. 1.5) обумовлює необхідність змінювати значення параметрів I_d^* та ΔI^* для забезпечення регулювання потужності сонячної батареї в діапазоні від нуля до одиниці $P^* = 0...1$, причому одне значення вихідної потужності P^*, окрім точки $P^* = 1$, забезпечується нескінченною множиною режимів роботи сонячної батареї за значеннями параметрів I_d^* та ΔI^*.

Таким чином, робота сонячної батареї в режимі відбору максимальної потужності обумовлюється зміною значень параметрів широтно-імпульсного перетворювача, що виконує функцію регулятора напруги, струму або потужності. Основні характеристики перетворювачів, що використовуються у системах з сонячними батареями, представлені у табл. 1.6.

Незалежно від топології, перетворювач у системах з сонячними батареями крім реалізації відбору максимальної енергії повинен також забезпечувати, за потреби, синхронізацію з існуючою мережею, контроль напруги у шині постійного струму та контроль активної та реактивної потужності.

Класифікація найбільш поширених методів відбору максимальної потужності від сонячних батарей наведена на рис. 1.7 [70 – 75].

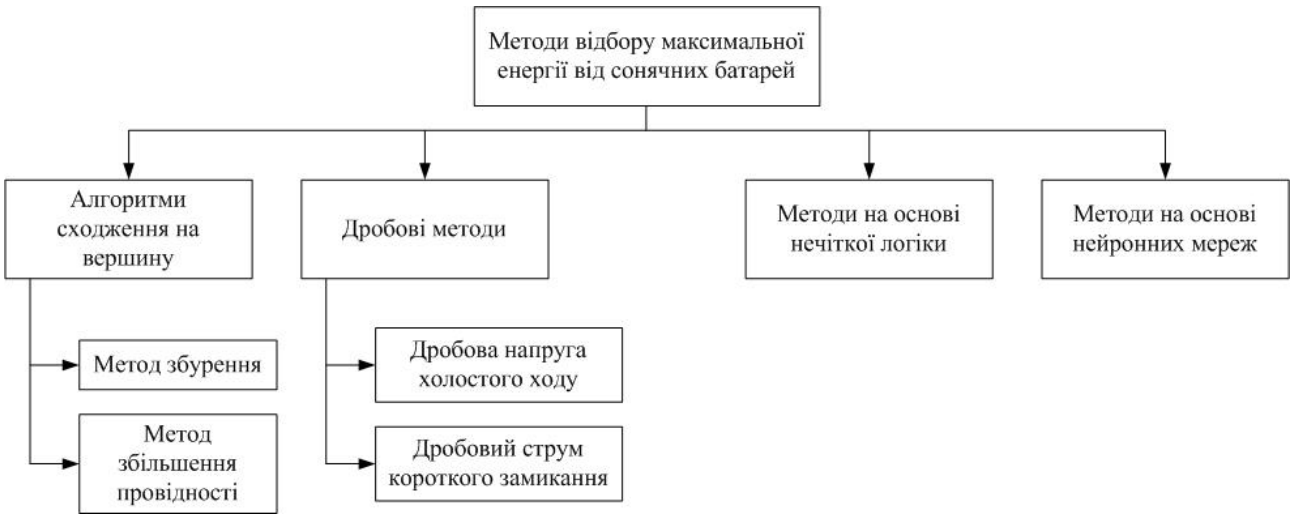


Рис. 1.7. Класифікація найбільш поширених методів відбору максимальної потужності від сонячних батарей

Табл. 1.6. Основні характеристики перетворювачів, що використовуються у конфігураціях систем з сонячними батареями

Тип інвертора	Потужність	Вартість	Пристрої	Переваги	Недоліки
Центральний інвертор	<1.6 МВт	Низька	IGBT	Проста схемна реалізація, єдина система керування	Втрати енергії, зменшена вихідна потужність, необхідність у відсікаючих діодах
Лінійний інвертор	<10 кВт	Середня	MOSFET/IGBT	Окремі алгоритми відбору максимальної потужності, зменшена кількість проводів ліній передачі постійного струму	Висока кількість компонентів, декілька систем керування
Багатолінійний інвертор	<500 кВт	Середня	MOSFET/IGBT	Окремі алгоритми відбору максимальної потужності, єдина система керування	Середня кількість компонентів, повійне перетворення енергії
Інвертор змінного струму	<300 Вт	Висока	MOSFET	Відсутні проводи ліній передачі постійного струму, високий рівень вихідної потужності	Найбільша кількість компонентів, одна система керування на кожен модуль

Для забезпечення ефективного використання енергії первинного потоку сонячного випромінювання необхідно реалізовувати керування системою з врахуванням не лише тренду цього потоку, але й з врахуванням флуктуацій, адже їх наявність призводить до виходу системи з зони стійкої роботи [76].

Відбір максимальної енергії від вітроелектричної установки забезпечується шляхом ефективного керування її вихідною потужністю у деякому обмеженому діапазоні зміни швидкості вітру від мінімальної $v_{в\min}$, при якій вітроколесо починає обертатися, до максимальної $v_{в\max}$, при якій забезпечується безпечна робота вітроустановки. Номінальну потужність вітроустановки ($P_{ВЕУном}$) отримують при певному номінальному значенні швидкості вітру $v_{вном}$. Існує чотири основні області роботи вітроустановки, як показано на рис. 1.8. Перша та четверта області розташовані лівіше $v_{в\min}$ та правіше $v_{в\max}$, відповідно, де вітроколесо слід зупинити та відключити установку від мережі. Друга область знаходиться між $v_{в\min}$ та $v_{вном}$, де система керування вітроустановки реалізує алгоритми відбору максимальної потужності. Третя область знаходиться в межах від $v_{вном}$ до $v_{в\max}$, де необхідно обмежити вироблення потужності до рівня номінальної, щоб уникнути пошкодження турбіни.

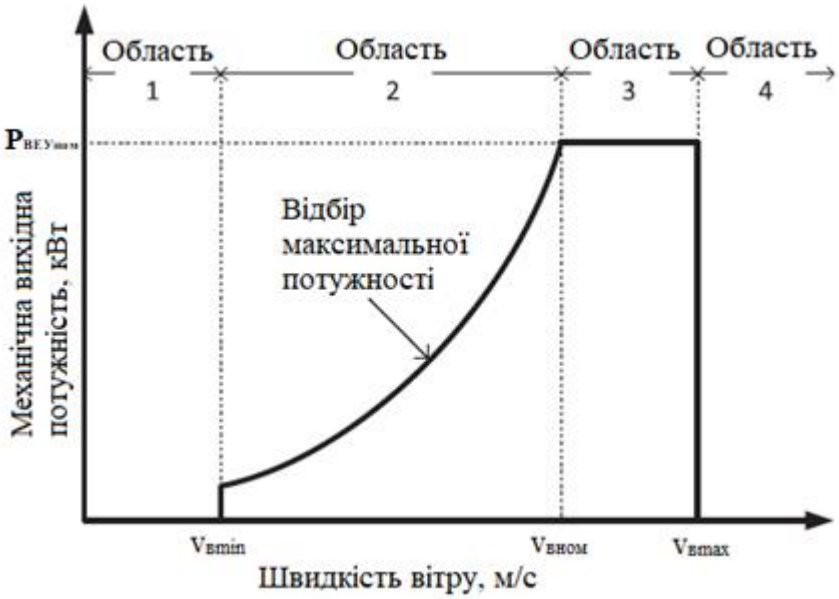


Рис. 1.8. Характеристики потужності вітроустановки

Залежність потужності $P_{ВЕУ}$ вітроелектричної установки від швидкості вітру та інших параметрів описується формулою [77]:

$$P_{ВЕУ} = \frac{1}{2} C_P \rho \pi R^2 v_в^{\ 3}, \tag{1.1}$$

де ρ – густина повітря, R – радіус вітроколеса, C_P – коефіцієнт потужності. При заданому значенні швидкості вітру вихідна потужність вітрогенератора залежить від значення коефіцієнта потужності, густини повітря та параметрів вітроколеса. Коефіцієнт потужності вітроколеса є функцією відношення швидкості обертання лопаті до швидкості вітру (λ) та кута нахилу лопаті (β) [78]:

$$C_P(\lambda, \beta) = k_1 \left(k_2 \frac{1}{\lambda_i} - k_3 \beta - k_4 \beta^{k_5} - k_6 \right) \exp^{\left(-k_7 \frac{1}{\lambda_i}\right)}, \tag{1.2}$$

де $\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0{,}08\beta} - \frac{0{,}035}{1 + \beta^3}$.

Густина повітря та параметри вітроколеса, визначені його конструкцією, є постійними величинами. Отже, для вітроколеса з фіксованим кутом нахилу лопаті потужність в основному залежить від значення коефіцієнта потужності, що в свою чергу залежить від швидкості обертання ротора вітроколеса. Отже, вихідна потужність вітроустановки буде максимальною, коли коефіцієнт потужності приймає максимальне значення. Для конкретного значення швидкості вітру існує лише одне оптимальне значення швидкості ротора, при якому коефіцієнт потужності приймає максимальне значення ($C_P^{\max}$), а відношення швидкості обертання лопаті до швидкості вітру – оптимальне значення (λ_{opt}), що дозволяє максимізувати вихідну потужність вітрогенератора.

Оскільки зі зміною швидкості вітру змінюється швидкість обертання вітроколеса, за якої потужність на валу вітроколеса є максимальною, необхідно узгодити характеристики зміни потужності вітроколеса та електричного генератора в залежності від швидкості обертання, загальний вигляд яких наведено на рис. 1.9 [79].

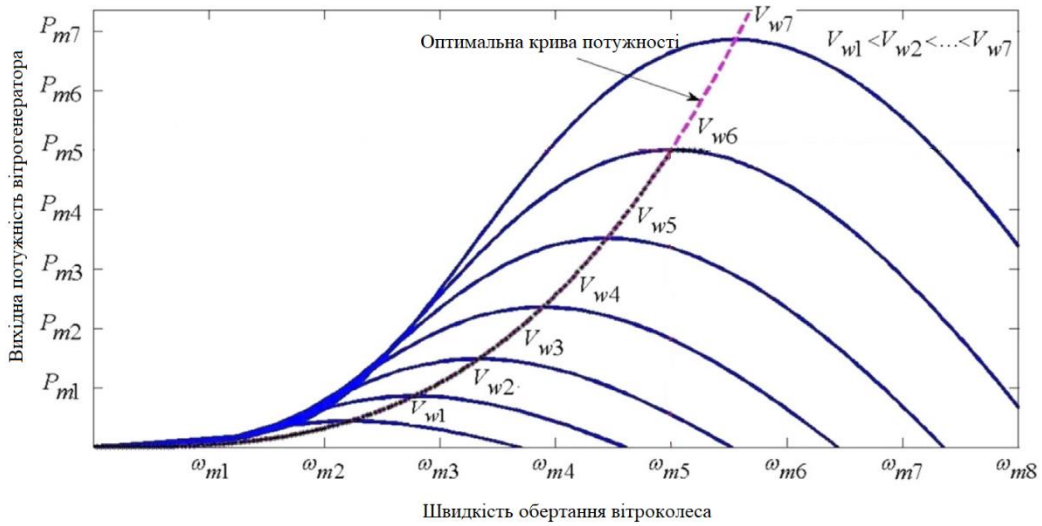


Рис. 1.9. Характеристики потужності вітроколеса та електричного генератора

Методи відбору максимальної потужності у системах з вітроустановкою поділяються на три окремі групи [80 – 84]: 1) методи непрямого керування потужністю орієнтовані на оптимізацію механічної потужності; 2) методи прямого керування потужністю безпосередньо максимізують вихідну електричну потужність генератора; 3) новітні вдосконалені методи, які не відносяться до попередніх груп. Також методи відбору максимальної потужності класифікують за типом генератора, що використовується у вітроустановці [85, 86]: 1) методи для синхронних генераторів з постійними магнітами; 2) методи для індукційних генераторів типу більчиної клітки; 3) методи для електрогенераторів з подвійним живленням. Огляд існуючих методів відбору максимальної потужності у системах з вітрогенератором наведено у табл. 1.7.

Аналіз описаних методів відбору максимальної потужності у системах з вітроустановкою показує, що найбільш перспективними є метод сходження на вершину, метод нечіткої логіки та варіації адаптивних та гібридних методів, але вони не враховують флуктуації потоку первинної енергії вітру.

Табл. 1.7. Огляд існуючих методів відбору максимальної потужності від вітроелектричних установок

	Метод	Опис	Переваги	Недоліки
Прямі	Відношення швидкості обертання лопаті до швидкості вітру (TSR)	На основі відслідковування оптимального співвідношення між швидкістю обертання ротора та швидкістю вітру	- Швидкий - Простий у реалізації	- Необхідна наявність давача швидкості вітру - Є неефективним для вітроустановок малої потужності
	Оптимального крутного моменту (OT)	На основі регулювання механічного моменту для досягнення оптимального значення	- Швидкий - Простий у реалізації	- Необхідна наявність давача швидкості обертання ротора - Необхідно знати оптимальне значення крутного моменту
	Зворотного зв’язку за потужністю (PSF)	Відстеження згенерованої потужності та забезпечення її оптимального значення	- Швидкий - Простий у реалізації - Стабільність живлення	- Необхідна наявність давачів швидкості вітру та швидкості обертання ротора датчики швидкості - Необхідно знати криву потужності
Непрямі	Сходження на вершину (HCS)	Вимірювання та оцінка реакції системи до зміни керованого параметра	- Простий у реалізації - Не потребує наявності давачів	Фіксований крок призводить до нестабільності крутного моменту
	Збільшення провідності (INC)	На основі вимірювання згенерованої потужності	- Простий у реалізації - Не потребує наявності давачів	Низька швидкість збіжності

	На основі оптимального відношення (ORB)	На основі відомих функцій згенерованої потужності та струму	- Простий у реалізації - Не потребує наявності давачів	Необхідно знати залежність потужності від струму
	Гібридний	Поєднує різні методи керування	Висока швидкість збіжності	Важче реалізувати, ніж негібридні методи
Інші	Нечіткої логіки (FLC)	На основі контролерів нечіткої логіки	- Висока швидкість збіжності - Надійна робота при змінних параметрах вітрового потоку	- Важко реалізувати - Потребує розроблених логічних правил - Складніші контролери
	Нейронних мереж	На основі нейронних мереж	- Висока швидкість збіжності - Надійна робота при змінних параметрах вітрового потоку	- Потребує навчання мережі - Складні контролери
	Адаптивний	Адаптація до змінних умов навколишнього середовища	- Висока швидкість збіжності - Надійна робота при змінних параметрах вітрового потоку	- Потребує навчання - Складні контролери
	Багатоваріантний метод збурення	Використання контрольованих збурень і спостереження за реакцією системи	- Немає потреби у навчанні - Надійна робота при змінних параметрах вітрового потоку	- Низька швидкість збіжності - Застосовується для вітроустановок великої потужності

Ефективне використання енергії накопичувача. Оскільки у локальних системах електроживлення накопичувачі електричної енергії виконують не тільки функцію запасу енергії, а й використовуються для забезпечення ефективної роботи всієї системи, необхідно забезпечити умови раціонального використання енергії накопичувача при заряді та розряді в режимах, які подовжують ресурс експлуатації та гарантують мінімальні втрати енергії [87, 88].

З метою прогнозування використання мінімально необхідної частки енергії, що накопичується в накопичувачі та віддається в навантаження, доцільно використовувати добові часові характеристики генерації енергії з відновлюваних джерел ($W_{СБ}$, $W_{ВЕУ}$), сумарної згенерованої енергії (W_{Σ}) та енергії споживання ($W_{Н}$) (рис. 1.10). Величини енергій представлені у відносних одиницях W^{*}, де за базисну прийняте максимальне значення згенерованої енергії. За обраний проміжок часу середні рівні енергій, що генеруються та споживаються, дорівнюють один одному.

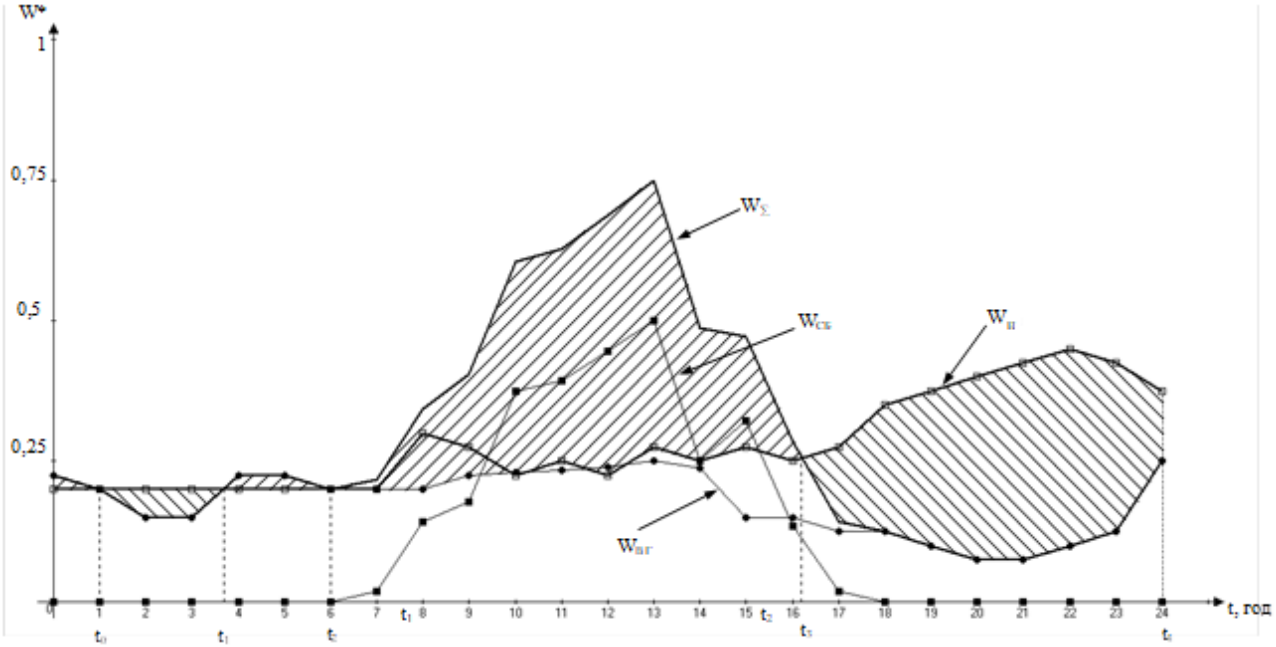


Рис. 1.10. Добові характеристики генерації та споживання енергії

На інтервалах часу 0 – t_0, t_1 – t_2 , t_2 – t_3 (див. рис. 1.10) рівень енергії, що генерується з відновлюваних джерел вищий за рівень енергії споживання, отже надлишок енергії передається в накопичувач. На інтервалах t_0 – t_1 та t_3 – t_4 рівень

енергії, що генерується з відновлюваних джерел нижчий за рівень енергії споживання, отже накопичувач розряджається на навантаження. Для продовження строку експлуатації накопичувача необхідно зменшувати глибину його заряду та розряду.

Таким чином, ефективне використання електроенергії у локальних системах електроживлення досягається пристроями перетворювальної техніки не лише в частині забезпечення відбору максимальної енергії від установок на основі відновлюваних джерел, а й забезпечення ефективної роботи накопичувача за умови керування як за трендом, так і за флуктуаціями потоків первинної енергії.

1.3. Зменшення розмірності простору даних з врахуванням параметрів структури потоків енергії

Аналіз характеристик генерації та споживання окремих пристроїв та всієї локальної системи електроживлення в цілому дає можливість сформувати керуючі впливи для наближення поточного режиму роботи до заданого, що визначається: ефективним використанням енергії первинних потоків; забезпеченням відбору максимальної енергії відновлюваних джерел; ефективним використанням накопичувачів; забезпеченням необхідних параметрів якості напруги на навантаженні; мінімізацією втрат та вартості електроенергії, тобто переходом в більш ефективний з точки зору використання енергії режим роботи.

На рис. 1.11 зображено схему формування простору різнорідних даних у локальних системах електроживлення з усановками на основі відновлюваних джерел енергії.

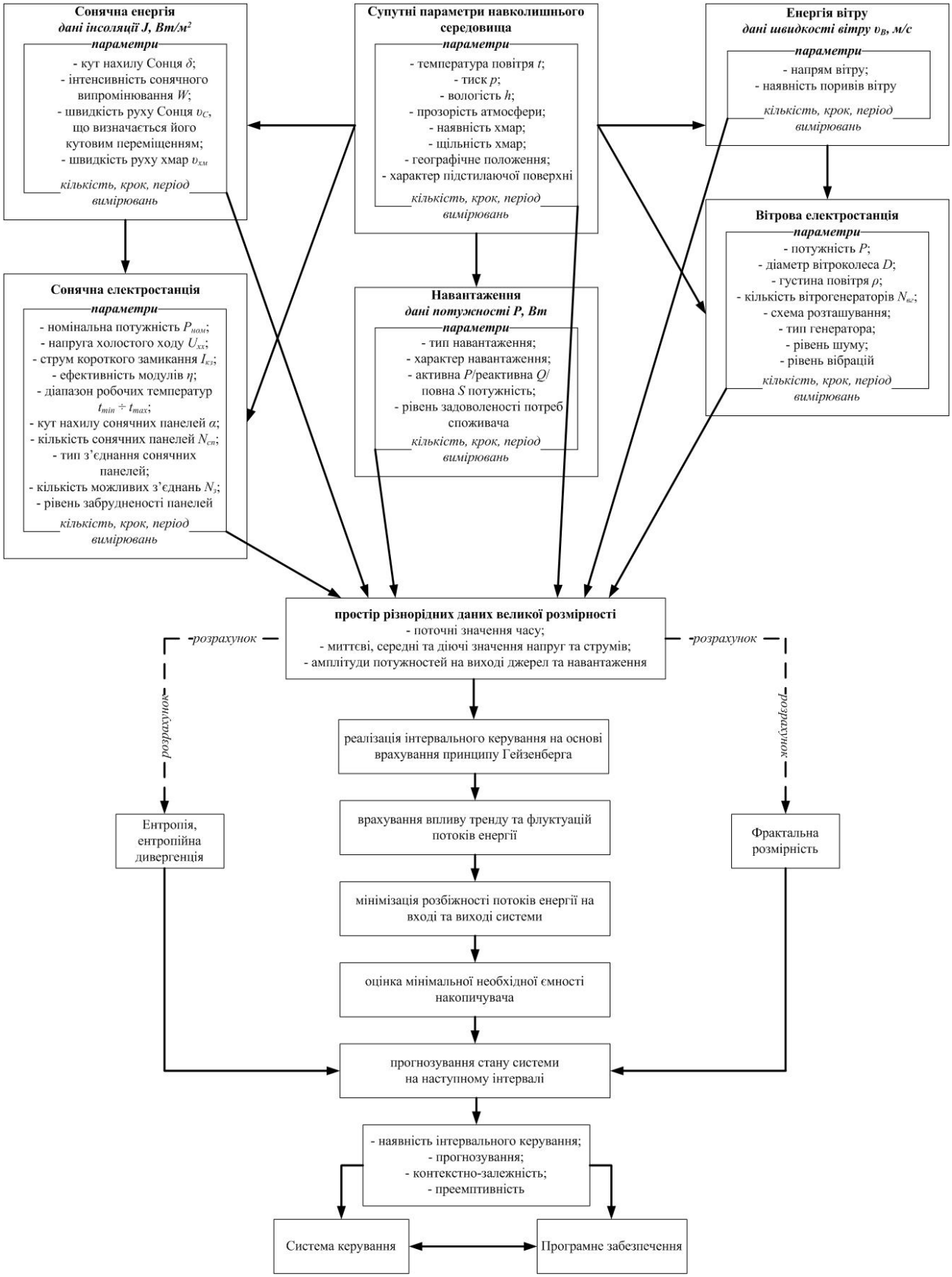


Рис. 1.11. Схема формування простору різнорідних даних у локальних системах електроживлення

При розробці системи керування процесами генерації, споживання та накопичення енергії у локальних системах електроживлення розглядаються наступні часові залежності, параметри та сигнали, які характеризують їх роботу:

- дані потужності навантаження за певні проміжки часу (доба, місяць, рік або інший інтервал часу);

- дані потужності на виході окремих установок на основі відновлюваних джерел та їх сукупності за певні проміжки часу;

- середні значення енергії генерації та споживання;

- зміни кількості генераторів та навантажень, що беруть участь у процесах генерації та споживання енергії, в кожний момент часу;

- інформаційні сигнали пристроїв щодо їх поточного стану: режиму та рівня споживання, моменти вмикання-вимикання, виконувані функції та інтервали роботи.

Кількість параметрів потоків первинної сонячної енергії та вітру, що надходять на вхід сонячних та вітрових електростанцій, відповідно, та супутніх параметрів навколишнього середовища є значною, враховуючи їх взаємний вплив та кореляцію. При цьому дані є різнорідними, оскільки числові дані є безрозмірними відносно деяких базових величин, а суб'єктивні дані споживачів щодо рівня задоволеності їх потреб переводяться у числові за допомогою функції бажаності. Тому для реалізації відповідних алгоритмів керування необхідно провести попередню обробку даних для їх нормалізації [89], в результаті якої відбувається приведення вихідних даних до необхідного діапазону та розподілу (рис. 1.12):

1) кожен параметр нормується відносно свого максимального значення, і представляється у відносних одиницях;

2) всі параметри приводяться до однієї мінімальної розмірності по вісі часу (наприклад, Δt_{f_1}) за рахунок знаходження проміжних значень на інтервалах вимірювання $\Delta t_{f_i} > \Delta t_{f_1}$;

3) якщо в певні проміжки часу дані відсутні, виконується екстраполяція та відновлення даних існуючими методами.

Якщо в якості установки з відновлюваним джерелом енергії розглядати сонячну електростанцію, то потужність на її виході визначається сукупністю параметрів потоку первинної сонячної енергії, параметрів навколишнього середовища та параметрів сонячних батарей, до якої належать: 1) f_1 – рівень випромінювання на поверхні сонячних батарей; 2) f_2 – температура повітря; 3) f_3 – вологість h; 4) f_4 – прозорість атмосфери; 5) f_5 – наявність хмар; 6) f_6 – щільність хмар; 7) f_7 – кількість сонячних батарей $N_{сп}$; 8) f_8 – кут їх нахилу α; 9) f_9 – тип з'єднання сонячних батарей; 10) f_{10} – кількість можливих з'єднань батарей $N_з$; 11) f_{11} – рівень забрудненості сонячних батарей.

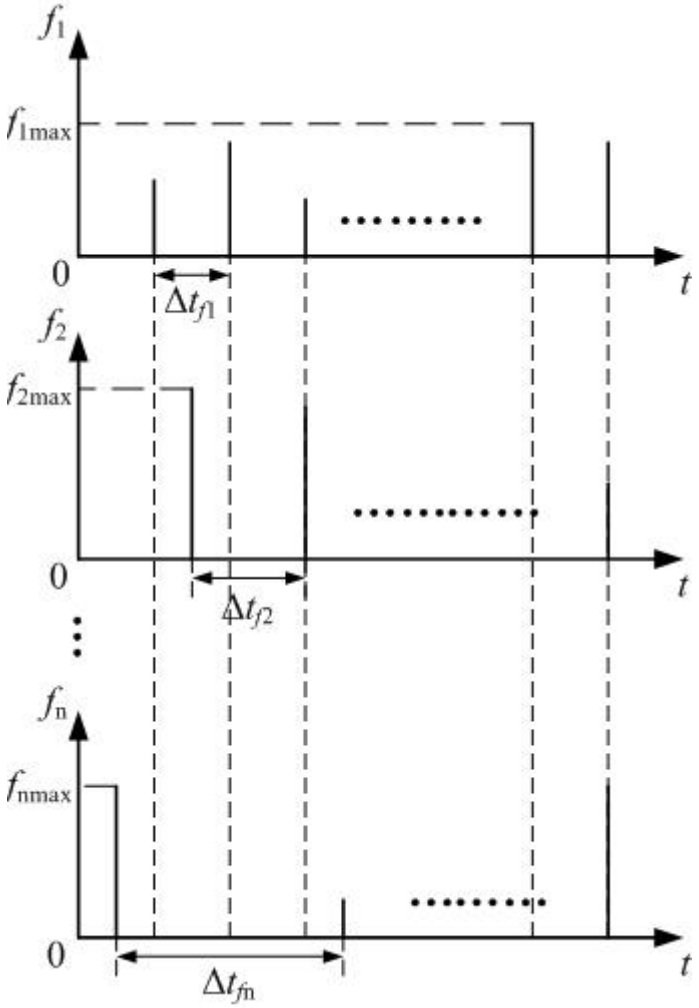


Рис. 1.12. Ілюстрація співвідношень між параметрами потоків первинної енергії, що визначають потужність на виході установок на основі відновлюваних джерел

Вимірювання перелічених параметрів здійснюються в часі з різною дискретністю, наприклад дані сонячного випромінювання отримуються з дискретністю в 1 хвилину ($\Delta t_{f_1} = 1\,хв$), дані навколишнього середовища з дискретністю в 1 годину ($\Delta t_{f_2} = \Delta t_{f_3} = \Delta t_{f_4} = 1\,год$), а дані про рівень забрудненості отримуються раз на добу ($\Delta t_{f_{11}} = 24\,год$). Для узгодження графіків зміни параметрів необхідно проводити інтерполяцію функцій поліномами Лагранжа або Ньютона всередині інтервалів $\Delta t_{f_i} > \Delta t_{f_{\min}}$, де $\Delta t_{f_{\min}}$ – мінімальна тривалість інтервалу вимірювання. У випадку відсутності даних на деяких інтервалах часу за рахунок несправностей давачів інформації, для їх відновлення необхідно застосовувати методи відновлення даних.

Враховуючи всі параметри потоку первинної сонячної енергії, навколишнього середовища та сонячних батарей, потужність на виході сонячної електростанції визначається лінійним рівнянням множинної регресії:

$$P_{СБ} = \alpha_0 + \sum_{i=1}^{11} \alpha_i f_i + \sum_{i,j=1}^{11} \alpha_{ij} f_i f_j + \sum_{i,j,k=1}^{11} \alpha_{ijk} f_i f_j f_k + \sum_{i,j,k,l=1}^{11} \alpha_{ijkl} f_i f_j f_k f_l +$$

$$+ \sum_{i,j,k,l,m=1}^{11} \alpha_{ijklm} f_i f_j f_k f_m + \sum_{i,j,k,l,m,n=1}^{11} \alpha_{ijklmn} f_i f_j f_k f_m f_n + \sum_{i,j,k,l,m,n,o=1}^{11} \alpha_{ijklmno} f_i f_j f_k f_m f_n f_o +$$

$$+ \sum_{i,j,k,l,m,n,o,p=1}^{11} \alpha_{ijklmnop} f_i f_j f_k f_m f_n f_o f_p + \sum_{i,j,k,l,m,n,o,p,q=1}^{11} \alpha_{ijklmnopq} f_i f_j f_k f_m f_n f_o f_p f_q +$$

$$+ \sum_{i,j,k,l,m,n,o,p,q,r=1}^{11} \alpha_{ijklmnopqr} f_i f_j f_k f_m f_n f_o f_p f_q f_r +$$

$$+ \sum_{i,j,k,l,m,n,o,p,q,r,s=1}^{11} \alpha_{ijklmnopqrs} f_i f_j f_k f_m f_n f_o f_p f_q f_r f_s$$

в якому необхідно враховувати не лише взаємний вплив кожного параметра на всі інші, а й оцінювати значимість коефіцієнтів рівняння множинної регресії α, і знаходити кореляційні співвідношення між ними, що вимагає значних обчислювальних потужностей.

На одному інтервалі вимірювання число сполучень зі всіх параметрів [90], що впливають на потужність сонячної електростанції, розраховується за наступною формулою:

$$Q_{СБ} = 2^n \sum_{m=1}^{n} C_n^m , \qquad (1.3)$$

де n – кількість параметрів зі сторони джерела; $C_n^m = \frac{n(n-1)...[n-(m-1)]}{m!}$ – кількість сполучень з n елементів по i; множник 2 визначає, чи впливає параметр на значення потужності, чи ні. Якщо на одному інтервалі вимірювання, що дорівнює, наприклад, 1 хвилині, враховувати всі 11 параметрів, що впливають на потужність сонячної електростанції, число сполучень $Q_{СБ} = 4192256$. На інтервалі, що дорівнює добі, кількість сполучень параметрів зростає до 6 мільярдів.

Серед параметрів, що визначають потужність навантаження (y_1 – тип навантаження; y_2 – характер навантаження; y_3 – активна P/ реактивна Q/ повна S потужність) необхідно виділити окрему групу параметрів y_4 – рівень задоволеності потреб споживача, оскільки тут ставляться вимоги щодо забезпечення умов комфортного функціонування (налаштування режимів роботи обладнання, зацікавленість в безперебійному раціональному керуванні електроспоживанням з найкращим співвідношенням ціна/якість). Ці параметри є нечисловими і виражаються у шкалі бажаності, де критеріями виступають особисті відчуття людини.

Для оцінки рівня задоволеності потреб кінцевого споживача у безрозмірних величинах використовуються шкала та функція бажаності Харрінгтона (табл. 1.8, рис. 1.13).

Показник бажаності d розраховується за наступною формулою:

$$d = e^{-\left(e^{-Y'}\right)}, \tag{1.4}$$

де Y' – результат лінійної трансформації змінної характеристики Y , $Y' = -1$, якщо Y дорівнює нижній граничній нормі, і $Y' = 1$, якщо Y дорівнює верхній граничній нормі.

Таблиця 1.8. Співвідношення між кількісними значеннями безрозмірної шкали і психологічним сприйняттям людини

Бажаність	**Оцінки за шкалою бажаності**
Відмінно	1 – 0,8
Добре	0,8 – 0,63
Задовільно	0,63 – 0,37
Погано	0,37 – 0,2
Дуже погано	0,2 – 0

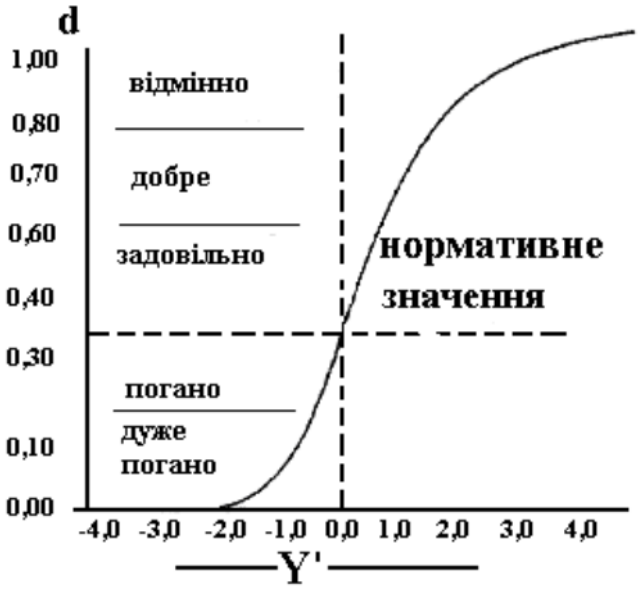


Рис. 1.13. Графік функції Харрінгтона

На інтервалі, що дорівнює добі, число сполучень зі всіх параметрів, що впливають на потужність навантаження, розраховується за наступною формулою:

$$Q_H = 2^k \sum_{l=1}^{k} C_k^l, \tag{1.5}$$

де k – кількість параметрів навантаження; $C_k^l = \dfrac{k(k-1)...[k-(l-1)]}{l!}$ – кількість сполучень з k елементів по j; множник 2 визначає, чи впливає параметр на значення потужності, чи ні, і дорівнює $Q_H = 345600$.

Зі збільшенням кількості джерел, навантажень та параметрів, що визначають потужність на їх виході, число сполучень параметрів значно зростає, що вказує на необхідність роботи з простором даних великої розмірності, що потребує значних обчислювальних потужностей та спеціальних алгоритмів обробки даних. Тому виникає необхідність зниження розмірності простору даних зі збереженням корисної інформації про систему за рахунок застосування

інтегральних оцінок зміни параметрів системи, що не потребують значної кількості обчислень.

Однією з таких інтегральних оцінок потужності сонячного випромінювання на поверхні сонячних батарей є віртуальна щільність хмарного покриву, що розраховується на основі методу зворотного перетворення та перетворення Фур'є, і дозволяє врахувати такі параметри сонячних батарей та навколишнього середовища, як: географічну широту місцевості, пору року та час доби, прозорість атмосфери, наявність хмар, характер підстилаючої поверхні, кут нахилу сонячних батарей, їх забрудненість, а також співвідношення швидкості зміщення Сонця υ_C та швидкості руху хмар $\upsilon_{хм}$.

Крім того, параметри потоків первинної енергії, такі як інтенсивність випромінювання та швидкість вітру, можна визначати опосередковано на основі супровідних даних про температуру повітря, тиск та вологість, за допомогою кореляційного аналізу.

Також для зменшення об'єму обчислень доцільно, враховуючи подвійну структуру процесів зміни параметрів необхідно при формуванні алгоритмів керування розділити їх на:

- трендостійкі процеси, з керуванням на базовому інтервалі за середнім значенням енергії на ньому;

- флуктуації, що відповідають Вінеровському процесу, з керуванням на інтервалі спостереження за наявними відхиленнями.

Розробка способів енергоефективного керування процесами генерації, накопичення та споживання електричної енергії у локальних системах електроживлення потребує комплексного підходу до створення систем керування з урахуванням значної розмірності простору даних, різнорідності їх потоків, а також – забезпеченням гарантованого електроживлення навантаження протягом наперед визначеного інтервалу часу.

1.4. Математичні засади керування перетворювачами

Розглядаючи процеси генерації, споживання та накопичення енергії, що протікають у локальній системі електроживлення, можна виділити наступні основні задачі, виконання яких повинна забезпечувати загальна система керування:

1. Реалізація інтервального керування перетворювачами у локальних системах електроживлення з врахуванням стохастичного характеру потоків первинної енергії.

2. Розробка алгоритмів керування перетворювачами у локальних системах електроживлення за флуктуаціями, що відповідають Вінеровському процесу.

3. Мінімізація розбіжності потоку первинної енергії на вході системи та потоку енергії, що споживається навантаженням, із застосуванням математичного апарату розрахунку ентропійної дивергенції.

4. Визначення мінімальної необхідної ємності та тривалості інтервалу активної роботи накопичувача у системі, на якому накопичувач не заряджається і не розряджається повністю.

5. Розробка алгоритмів прогнозного керування перетворювачами з врахуванням фрактальної природи процесів генерації та споживання енергії.

6. Організація взаємодії між окремими пристроями у складі локальної системи електроживлення.

Під час виконання основних задач керування виникає додаткова задача апроксимації та відновлення даних потужності генерації та споживання при їх попередній обробці.

Розподіл задач, підзадач керування та математичні методи, що забезпечують їх виконання, наведено у таблиці 1.9.

Таблиця 1.9. Розподіл задач керування та математичні методи, що забезпечують виконання цих задач

№ з/п	Задача керування	Підзадачі керування	Математичний апарат
1.	Реалізація інтервального керування з врахуванням стохастичного характеру потоків первинної енергії.	1. Визначення співвідношення тривалостей базового інтервалу та інтервалу спостереження.	1. Аналог принципу невизначеності Гейзенберга. 2. Теорія імовірностей.
2.	Розробка алгоритмів керування перетворювачами за флуктуаціями, що відповідають Вінеровському процесу.	1. Визначення умов стійкої роботи системи з врахуванням відповідності флуктуацій процесів генерації та споживання енергії Вінеровському процесу.	1. Метод точкових відображень. 2. Закон повторного логарифма.
3.	Мінімізація розбіжності потоків енергії на вході та виході системи із застосуванням математичного апарату розрахунку ентропійної дивергенції.	1. Розрахунок різних видів ентропій. 2. Розрахунок ентропійних дивергенцій потоків енергії генерації, споживання та накопичення.	1. Методи розрахунку ентропій різних видів. 2. Ентропійний аналіз.
4.	Визначення мінімальної необхідної ємності та тривалості інтервалу активної роботи накопичувача.	1. Оцінка рівня мінімального заряду накопичувача у системі та його необхідної ємності. 2. Розрахунок імовірності перезаряду та надмірного розряду накопичувача. 3. Визначення величини зони керованої роботи накопичувача. 4. Зменшення тривалостей інтервалів часу, коли накопичувач перезаряджений або повністю розряджений.	1. Теорія мартингалів. 2. Регресійний аналіз.
5.	Розробка алгоритмів прогнозного керування перетворювачами з врахуванням фрактальної	1. Розрахунок моментів функції зміни потужності. 2. Розрахунок фрактальної розмірності графіків генерації та споживання.	1. Методи прогнозування часових рядів. 2. Методи розрахунку фрактальної розмірності.

	природи процесів генерації та споживання енергії.	3. Прогнозування потужності на виході відновлюваних джерел енергії та потужності споживання.	3. Пряме та зворотнє моментне перетворення.
6.	Організація взаємодії між окремими пристроями.	1. Реалізація принципу контекстно-залежного керування. 2. Реалізація принципу преемптивного керування.	1. Онтологічний аналіз.

Для реалізації задач керування необхідно розробити фундаментальні теоретичні засади керування перетворювачами, заснованих на аналогові принципу невизначеності Гейзенберга, ентропійному аналізі потоків первинної енергії та енергії споживання з врахуванням їх подвійної структури та фрактальної природи, для вирішення проблеми підвищення ефективності використання енергії первинного потоку у локальних системах електроживлення.

Аналог принципу невизначеності Гейзенберга. Різнорідні дані, що надходять від відновлюваних джерел енергії, навантаження та навколишнього середовища, мають подвійну структуру (це трендостійкі процеси з наявними флуктуаціями, що відповідають Вінеровському процесу), яку необхідно враховувати при побудові алгоритмів керування локальною системою електроживлення, адже раціональне використання енергії накопичувача реалізується за рахунок середніх значень потужності на виході установок на основі ВДЕ та навантаження, а положення робочої точки на зовнішній характеристиці відновлюваного джерела для забезпечення його роботи в режимі відбору максимальної енергії визначається величиною флуктуацій процесів генерації та споживання енергії.

Враховуючи аналог принципу невизначеності Гейзенберга, показано, що для реалізації ефективного керування системою електроживлення необхідно мати два канали керування – за максимальною тривалістю базового інтервалу для забезпечення необхідного рівня енергії для заряду накопичувача та за мінімальною тривалістю інтервалу спостереження для забезпечення необхідного рівня максимально можливої енергії, що отримується від установок на основі відновлюваних джерел.

Наявність флуктуацій процесів генерації та споживання енергії, що описуються Вінеровським процесом, викликає коливання системи електроживлення в околі точки рівноваги, і може призвести до виходу системи із зони стійкої роботи. Для підтримання стійкої роботи системи та зменшення впливу процесу зміни енергії, шо відповідає Вінеровському процесу, необхідно мати деякий заздалегідь відомий додатковий запас величини енергії в

накопичувачі, і використовується при підключенні навантаження або зміні потужності вхідного джерела енергії.

Закон повторного логарифма дозволяє визначити, що з імовірністю, що дорівнює одиниці, майже всі траєкторії процесу Вінера $W(t)$ залишаються всередині «труби», що розширюється між кривими $\pm(1+\varepsilon)\sqrt{2t\mathrm{LogLog}t}$ (для будь-якого $\varepsilon > 0$, починаючи з деякого $t_0(\varepsilon,\omega)$). В той же час з імовірністю, що дорівнює одиниці, вони нескінченно часто «вискакують» з «труби» з границею $\pm(1-\varepsilon)\sqrt{2t\mathrm{LogLog}t}$ (рис. 1.14) [91]: $\limsup\limits_{t\to\infty}\dfrac{W(t)}{\sqrt{2t\mathrm{LogLog}t}}=1$, $\liminf\limits_{t\to\infty}\dfrac{W(t)}{\sqrt{2t\mathrm{LogLog}t}}=-1$.

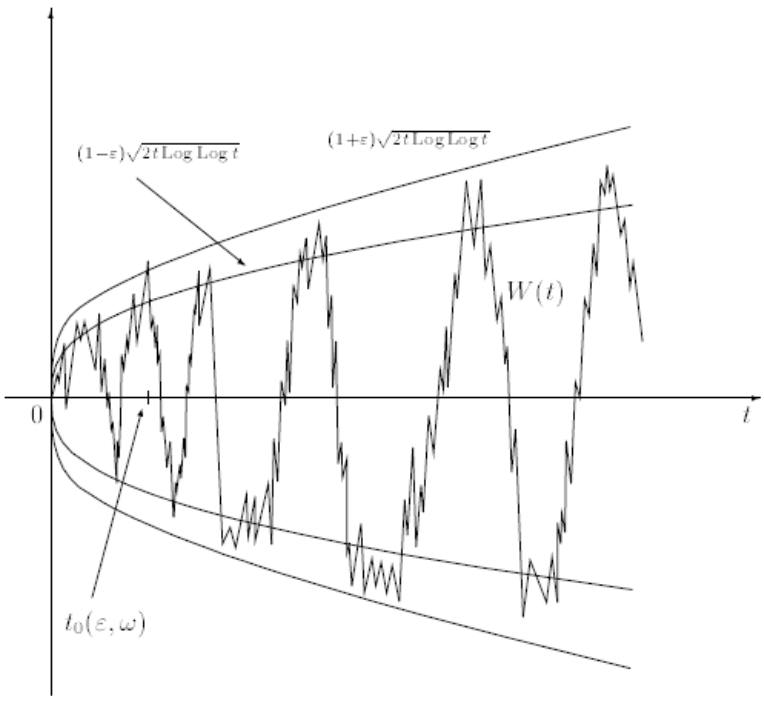


Рис. 1.14. Границі траєкторій процесу Вінера

Таким чином, за допомогою закону повторного логарифму можна оцінити величину мінімального та максимального відхилення положення локальної системи електроживлення від точки спокою.

Ентропійний аналіз. Окрім виконання умов балансу енергії, у локальних системах електроживлення повинні виконуватись умови балансу статистичних

моментів: значення імовірнісних моментів, зокрема ентропії, часового розподілу потоків первинної енергії на вході системи повинні дорівнювати значенням часового розподілу потоків енергії споживання на виході системи.

Застосування ентропії як міри неповноти інформації локальної системи електроживлення дозволяє не тільки детальніше зрозуміти специфічні особливості тієї чи іншої характеристики системи, а й оцінити адекватність інструментарію, що використовується при прогнозному моделюванні. Величина значення ентропії характеризує те, як далеко система, що розглядається, відхилилася від упорядкованого, структурованого стану і як наблизилася вона до безладного, повністю хаотичного, безструктурного, однорідного вигляду [92, 93].

Ентропія, як міра порядку/хаосу, вивчалася в системах різної природи: це і ентропія Клаузіуса в термодинаміці, і ентропія Больцмана в статистичній фізиці, і ентропія Шеннона в теорії інформації, і ентропія Колмогорова в теорії динамічних систем, і ентропія фон Неймана в квантовій механіці [94]. У таблиці 1.10 наведено математичний опис та особливості різних видів ентропії.

Особливістю побудови системи керування для забезпечення ефективної роботи локальних систем електроживлення, як відкритих систем, за рахунок досягнення еволюції до рівноважного стану, є визначення ентропійних характеристик процесів генерації та споживання енергії. Для аналізу статистичної взаємодії елементів таких систем виконується розрахунок ентропійної дивергенції, що враховує не тільки рівномірний, але й довільний характер розподілу імовірностей.

Таблиця 1.10. Математичний опис та особливості різних видів ентропії

№ з/п	Вид ентропії	Математичний опис	Особливості
1.	Ентропія Клаузіуса	$S=(1/k)\int dQ/T$, де $k=1{,}38\cdot 10^{-23}\left[Дж/К\right]$ – стала Больцмана.	Приріст ентропії визначається як зміна теплової енергії dQ, віднесена до абсолютної температури T, і інтеграл $S_1(V_1,T_1)-S_2(V_2,T_2)=\int dQ/T=Q_1/T_1-Q_2/T_2=0$ не залежить від шляху інтегрування в просторі змінних (V,T). Інтеграл Клаузіуса S є функцією стану системи.
2.	Ентропія Больцмана	$S=k\log P$, де P – статистична вага макростану системи, що дорівнює числу способів, яким може бути реалізований даний макростан.	Логарифм числа P рівноймовірних мікростанів термодинамічної системи має всі властивості термодинамічної ентропії Клаузіуса. Ентропія Больцмана характеризує інформацію про систему, якої бракує.
3.	Ентропія Гіббса	$S=-k\int_{\Gamma} F(X)\log F(X)d\Gamma+S_0$, де $F(X)$ – густина ймовірності станів по фазовому 6N-мірному Г-простору статистико-фізичної системи; $X-6N$ – координата цього простору.	Ентропія Гіббса носить більш загальний характер у порівнянні з ентропією Больцмана, оскільки формально враховує кореляцію станів.

4.	Ентропія Шеннона	$H = -\sum_{i=1}^{n} p_i \log_2 p_i$, де n – кількість символів, з яких може складатись повідомлення (алфавіт). Якщо N – кількість всіх переданих і прийнятих символів у повідомленні, то $p_i = m_i / N$ – ймовірність появи i-го символа у повідомленні, m_i – кількість зустрічей i-го символа в повідомленні.	Ентропія Шеннона – це кількість інформації, що припадає на одне елементарне повідомлення джерела, яке виробляє статистично незалежні повідомлення.
5.	Ентропія Колмогорова	$K = \lim_{dt \to 0} \lim_{\varepsilon \to 0} \lim_{n \to \infty} \frac{K(n)}{ndt}$, де $K(n) = -\sum_{i=0}^{n} f\left(u_i(t_n)\right) \ln f\left(u_i(t_n)\right)$ – міра апріорної невизначеності значення параметру системи, $f\left(u_i(t_n)\right)$ – сумісна імовірність того, що в момент часу t_0 значення параметру системи знаходилось у комірці ε з номером 0, в комірці 1 – в момент часу $t_1 = t_0 + dt$, і т.д. до моменту часу $t_n = t_0 + ndt$.	Ентропія Колмогорова (К-ентропія) – це ентропія ергодичних випадкових процесів з граничним розподілом імовірності з густиною $f(x)$. Вона дає оцінку швидкості втрати інформації і може розглядатись як міра «пам'яті» системи, або міра швидкості «забування» початкових умов. Її також можна розглядати як міру хаотичності системи. Для процесу «без пам'яті» $K \to \infty$, а у випадку регулярного процесу $K \to 0$. Чим менше значення K, тим більше детермінованою є система.

6.	Ентропія Реньї	$R(q)=\frac{1}{1-q}\ln\left(\sum_{i=1}^{N(\varepsilon)} p_i^q\right)$, $\sum_{i=1}^{N(\varepsilon)} p_i^q=1$, де $p_i=N_i/N(\varepsilon)$, N_i – кількість елементів системи, у i-му елементі ε-розбиття, $N(\varepsilon)$ – загальна кількість елементів заданого ε-розбиття, константа q може приймати будь-які значення.	Ентропія Реньї – q-момент міри ε-розбиття (покриття).
7.	Ентропія Тсалліса	$T_q=k\frac{1-\sum_{i=1}^{N} p_i^q}{q-1}$, $\sum_{i=1}^{N} p_i=1$, $q\in R$, $k>0$, де $p_i=N_i/N(\varepsilon)$; N_i – кількість елементів системи, що містяться у i-му елементі ε-розбиття; $N(\varepsilon)$ – загальна кількість елементів заданого ε-розбиття; k – розмірна константа.	Ентропія Тсалліса не є адитивною. Якщо дві системи A та B незалежні, то: $\frac{T_q(A+B)}{k}=\frac{T_q(A)}{k}+\frac{T_q(B)}{k}+(1-q)\frac{T_q(A)T_q(B)}{k^2}$.

8.	Ентропія фон Неймана	$S = -\sum_{i=1}^{n} \rho_i \log \rho_i = \\ = -Tr\left(\rho_i \log \rho_i\right)$, де ρ_i – матриця густини ймовірності, $Tr\left(\rho_i\right)$ – оператор густини – невід'ємний ермітів оператор з одиничним слідом в просторі станів.	Ентропія фон Неймана пов'язана з інформацією про квантову систему, що описується матрицею густини.

Фрактальний аналіз. Підвищення точності прогнозування потужності генерації та споживання досягається шляхом врахування фрактальної природи процесів генерації та споживання енергії в часі, адже поруч із критичною точкою роботи системи флуктуації різної амплітуди стають рівноімовірними. Розрахунок фрактальної розмірності процесів дозволяє проводити аналіз стабільності та стійкості локальної системи електроживлення та прогнозувати наближення зміни трендів цих процесів. Існує декілька методів фрактального аналізу, які раніше застосовувалися для економічних систем [95 – 99], і спрямовані на оцінку стабільності та стійкості аналізованої системи.

Фрактальний аналіз – це метод виявлення єдиного чисельного параметра для характеристики часового ряду – фрактальної розмірності D або D_f (розмірність Хаусдорфа) [100 – 102]:

$$D = \lim_{\delta \to 0} \frac{\ln N}{\ln \delta}, \tag{1.6}$$

де N – параметр структури (міра); δ – параметр масштабу. Графік залежності $\ln N(\delta)$ від $\ln \delta$ – пряма лінія з кутовим коефіцієнтом – D.

За Мандельбротом [103], для фрактальних об’єктів фрактальна розмірність має бути більше топологічної: $D > d_t$, що характеризує ускладнення множини. Якщо це крива, з топологічною розмірністю рівною 1, то криву можна ускладнити шляхом нескінченного числа згинань і розгалужень настільки, що її фрактальна розмірність наблизиться до двох. Тобто крива, що складається з ліній розмірністю 1, як цілісний об’єкт не зможе існувати поза площиною. По суті визначення фрактальної розмірності відображає властивість масштабної інваріантності розглянутої множини.

За умови, що фрактальна розмірність лежить в межах $1 < D < 1{,}5$ часові ряди процесів генерації енергії мають довготривалу кореляцію, їх тренд є стійким [104]. Близьке до одиниці значення фрактальної розмірності вказує на швидке закінчення поточного тренду. При $D = 1{,}5$ поведінка локальної системи електроживлення є стохастичною, і добре описується класичними

статистичними методами [105]. При $1{,}5 < D < 2$ з наближенням значення до 2, часові ряди стають нелінійними, система електроживлення переходить у нестійкий стан [106].

Таким чином, розраховуючи фрактальну розмірність, можна визначити критичні точки роботи локальної системи електроживлення, що передують зміні тренду, різкому стрибку або обвалу показників часових рядів процесів генерації та споживання енергії.

Теорія моментів. В класичній проблемі моментів необхідно знайти функцію $\sigma(t)$, що визначається послідовністю чисел $m_k = \int_{-\infty}^{\infty} t^k d\sigma(t)$, $d\sigma(t) = \sigma'(t)dt = f(t)$, $k = 0,1,2,...$ [107, 108]. Проблема моментів, що застосовується у задачах аналізу, спостереження та керування динамічними об'єктами [109] формулюється наступним чином:

$$m_k = m_k\left\{ f(t) \right\} = \int_a^b h_k(t) f(t) dt, \tag{1.7}$$

де $h_k(t)$ – моментні функції k-го порядку, і дозволяє вирішувати лінійні стаціонарні та нестаціонарні диференційні рівняння, відновлювати оригінал функції по її зображенню, аналізувати системи з розподіленими параметрами [110]. Також моменти мають практичне значення при побудові прогнозуючих пристроїв [111].

Функції $f(t)$, $t \in (a,b)$, що представляються у вигляді вектора $\vec{m}_N = \left[m_0,...,m_N \right]$, елементи якого визначаються за формулою (1.7), утворюють моментний простір $\mu_N^{(a,b)}$, індукований системою Чебишева $\left\{ t^n \right\}_O^N$ [112].

Прямим моментним перетворенням N-го порядку $\Theta_N\left\{ f_1(\tau) \right\}$ функцій $f_1(\tau) = f\left(\tau(b-a) + a \right)$, де $\tau \in (0,1)$, називається операція визначення складових вектора:

$$m_N\left\{ f_1(\tau) \right\} = \left[m_0\left\{ f_1(\tau) \right\},...,m_n\left\{ f_1(\tau) \right\},...,m_N\left\{ f_1(\tau) \right\} \right], \tag{1.8}$$

відповідно до виразу $m_n = m_n\{f(t)\} = \int_0^{(b-a)} f(t+a)t^n dt$, де $m_n\{f_1(\tau)\} = m_n\{f(t)\}/(b-a)^{n+1}$, що вказує на взаємооднозначність інтервалів (0, 1) та (a,b).

Зворотним моментним перетворенням $\Theta_N^{-1}\{\vec{m}_N\}$ називається операція відновлення функції $f_1(\tau)$ за її вектором $m_N\{f_1(\tau)\}$ на основі ряду:

$$f_1(\tau) \approx \sum_{k=0}^{K} c_k \varphi_k(\tau),\ K \le N, \tag{1.9}$$

де c_k – відповідні числові коефіцієнти, $\varphi_k(\tau) \in \{\varphi_k(\tau)\}_O^K$ – базові функції, що задовольняють умову $\underset{k=\overline{0,K}}{\forall} \varphi_k(\tau), \tau \in (0,1) \underset{n=\overline{0,N}}{\exists} \left| m_n\{\varphi_k(\tau)\} \right| < \infty$. Для відновлення функції $f_1(\tau)$ за допомогою степеневих поліномів доцільно застосовувати ортогональні системи поліномів Лежандра [113], Уолша та Хаара [114, 115].

Застосовуючи моменте перетворення до локальної системи електроживлення, можна відновити імовірнісний розподіл процесів генерації та споживання енергії виконати його прогнозування на наступний інтервал спостереження.

Теорія мартингалів описує процеси коливання рівня енергії на виході установок на основі відновлюваних джерел відносно її середнього значення і, відповідно, дозволяє визначити послідовність відхилення кількості енергії, що потрапляє на заряд або розряд накопичувача, що є випадковими, і їх математичне очікування на наступному інтервалі спостереження дорівнює значенню процесу на поточному інтервалі [116, 117]. Це означає, що в кінці інтервалу керування «виграш» по енергії буде мінімальним, або відсутнім, якими б ефективними не були стратегії керування. Проте застосування теорії мартингалів дозволяє розрахувати імовірності отримання кількості енергії, що направлена на заряд накопичувача, та кількості енергії, що отримується при його розряді, які в подальшому враховуються при реалізації прогнозного керування локальною системою електроживлення.

Апроксимація та відновлення даних потужності генерації та споживання з використанням ортогональних функцій. Нормалізація даних потужності генерації та споживання при їх попередній обробці, в результаті якої дані приводяться до необхідного діапазону та розподілу, відбувається за рахунок їх апроксимації, екстраполяції та відновлення на інтервалах спостереження.

Серед існуючих методів апроксимації найбільш часто вживаними при передачі даних в локальних системах електроживлення є перетворення Фур'є, Уолша та Хаара, кожне з яких має низку переваг. Наприклад, застосування перетворень Уолша дозволяє значно спростити і прискорити обробку інформації. Широке використання перетворень Уолша в прикладних задачах спирається на можливість їх обчислення за допомогою швидких алгоритмів, що мають істотно меншу обчислювальною складність в порівнянні з класичними алгоритмами перетворень.

Система неперервних функцій Уолша в оригінальній нумерації визначається наступним чином [118]:

$$wal_0(x) = 1;$$

$$wal_n(x) = \prod_{i=0}^{m-1} r_i(x)^{n_i^{gray}}, \tag{1.10}$$

де n_i^{gray} – значення i-го розряду номера функції Уолша n в коді Грея, m – рівень сигналу.

На рис. 1.15 зображено систему неперервних функцій Уолша розмірністю $N = 8$ в оригінальній нумерації, аналітичні вирази яких наведені в табл. 1.11.

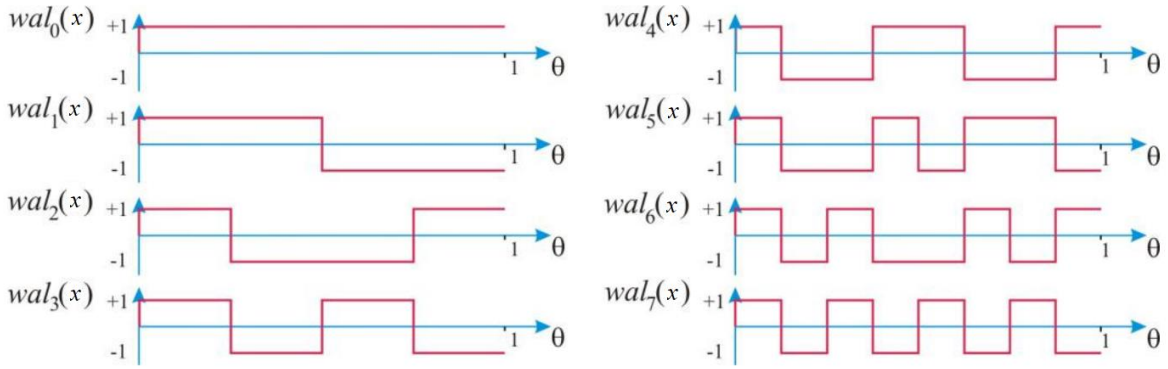


Рис. 1.15. Графіки функцій Уолша в упорядкуванні Уолша при $N = 8$

Таблиця 1.11. Вирази для функцій Уолша при $N = 8$

Номер n функції Уолша	n^{bin}	n^{gray}	**Формула функції Уолша**
0	000	000	$wal_0(x) = 1$
1	001	001	$wal_1(x) = r_0(x)$
2	010	011	$wal_2(x) = r_0(x) r_1(x)$
3	011	010	$wal_3(x) = r_1(x)$
4	100	110	$wal_4(x) = r_1(x) r_2(x)$
5	101	111	$wal_5(x) = r_0(x) r_1(x) r_2(x)$
6	110	101	$wal_6(x) = r_0(x) r_2(x)$
7	111	100	$wal_6(x) = r_2(x)$

Розглянуті функції впорядковані за кількістю знакозмін, проте при використанні даних функцій в електронно-обчислювальних машинах здобули поширення інші способи впорядкування.

Дискретні функції Уолша є дискретизованими по часу неперервними функціями, які визначаються за допомогою співвідношення:

$$W_n(k) = (-1)^{\sum_{i=0}^{m-1} n_i k_i} = \prod_{i=0}^{m-1} (-1)^{n_i k_i} , \qquad (1.11)$$

де n – номер функції, $k = 0,1,2...,m-1$ – номер відліку, m – рівень сигналу, n_i – i -й розряд у двійковому записі номеру функції n, k_i – i-й розряд у двійковому записі номеру відліку k.

На рис. 1.16 наведено графіки отриманих дискретних функцій Уолша при довжині сигналу $N = 2^3 = 8$ за допомогою використання рекурентного співвідношення, що значно скорочує кількість розрахунків.

$$H_3 = \begin{bmatrix} H_2 & H_2 \\ H_2 & -H_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & -1 & 1 & -1 & 1 & -1 & 1 & -1 \\ 1 & 1 & -1 & -1 & 1 & 1 & -1 & -1 \\ 1 & -1 & -1 & 1 & 1 & -1 & -1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & -1 & -1 & -1 & -1 \\ 1 & -1 & 1 & -1 & -1 & 1 & -1 & 1 \\ 1 & 1 & -1 & -1 & -1 & -1 & 1 & 1 \\ 1 & -1 & -1 & 1 & -1 & 1 & 1 & -1 \end{bmatrix}.$$

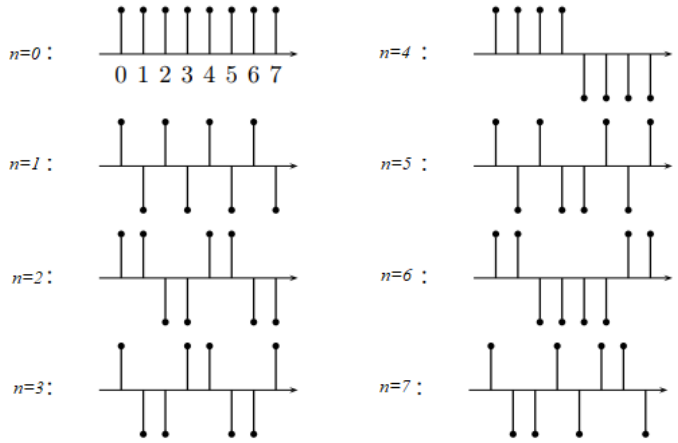


Рис. 1.16. Графіки дискретних функцій Уолша при довжині сигналу $N = 2^3 = 8$

Однак функції Уолша не враховують лінійної зміни параметрів джерела енергії, еквівалентного установці з ВДЕ, тому для апроксимації графіку зміни потоку первинної енергії доцільно використовувати лінійні наближення, наприклад, функції Франкліна, що дозволить забезпечити необхідну точність та зменшити трудомісткість розрахунків.

Функції Франкліна [119] будуються відповідно до наведених нижче виразів:

$$f_0 = 1,$$

$$f_{n+1} = \frac{\upsilon_{n+1} - \sum_{i=1}^{n} f_i \int_0^1 f_i(t) \cdot \upsilon_{n+1}(t)dt}{\pm\sqrt{\int_0^1 f_{n+1}^2(t)dt}}, \qquad (1.12)$$

де i – номер функції Франкліна; υ_i – набір функцій, визначених на інтервалі зміни змінної $0 \le t \le 1$:

$$\upsilon_0 = 1$$
$$\upsilon_1 = t$$
$$\upsilon_2 = \begin{cases} 0, t \le \frac{1}{2} \\ t - \frac{1}{2}, t \ge \frac{1}{2} \end{cases}, \qquad (1.13)$$
$$\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots$$
$$\upsilon_i = \begin{cases} 0, t \le a_i \\ t - a_i, t \ge a_i \end{cases}$$

де $a_i = \left(2i - 1 - 2^k\right)/2^k$, k – найбільший степінь 2 у $2i-1$. Таким чином a_i являє собою i-й член послідовності $0, \frac{1}{2}, \frac{1}{4}, \frac{3}{4}, \frac{1}{8}, \frac{3}{8}, \frac{5}{8}, \frac{7}{8}, \frac{1}{16} \ldots$

Дискретне представлення функцій Франкліна має наступний вигляд:

$$f_0(n) = 1,$$

$$f_{n+1}(n) = \frac{\upsilon_{n+1}(n) - \sum_{i=1}^{n} f_i(n) \sum_{j=0}^{N-1} f_i(n) \cdot \upsilon_{n+1}(n)}{\pm\sqrt{\sum_{j=0}^{N-1} f_{n+1}^2(n)}}, \qquad (1.14)$$

де j – номер відліку; $\upsilon_i(n)$ – набір дискретних функцій, визначених на інтервалі зміни змінної $0 \le n \le N-1$, подібних неперервним функціям у виразі (1.10). Дискретні значення функцій Франкліна можуть не співпадати з точками розриву неперервних функцій.

У випадку, коли функція зміни потоку первинної енергії є періодичною, для кусково-лінійної апроксимації використовувати лінійні функції на базі функцій Уолша, оскільки функції Франкліна є неперіодичними та несиметричними.

Відновлення даних у локальних системах електроживлення здійснюється методами інтерполяції, регресії та усереднення, але при цьому не враховуються фізичні особливості даних [120]. Для врахування цих особливостей використовуються фізико-математичні моделі, в яких дані відновлюються математичними методами після підстановки даних про об’єкт у фізичну модель,

як це робиться, наприклад, в методі синтезу метеорологічних даних [121]. При використанні двовимірних масивів – матриць для опису даних, для відновлення використовуються методи перетворення матриць, наприклад, метод на основі використання емпіричних ортогональних функцій [122, 123].

Комбінація математичних положень теорії імовірностей, мартингалів, моментів, ентропійного, фрактального, кореляційного та регресійного аналізу, апроксимації ортогональними функціями, методів прогнозування часових рядів, онтологічного аналізу, та їх застосування для побудови алгоритмів керування дозволить створити єдину ефективну систему керування локальною системою електроживлення, яка забезпечуватиме її надійне функціонування з реалізацією відбору максимальної енергії від відновлюваних джерел та ефективним використанням енергії накопичувача в залежності від поставленої задачі.

Висновки до розділу 1

Зважаючи на відмічене вище та проведений аналіз наукових праць, враховуючи суттєве збільшення частки децентралізованої генерації в локальних системах електроживлення з установками на основі відновлюваних джерел енергії та необхідність впровадження інтелектуальних механізмів керування розподіленими енергетичними ресурсами та їх системної інтеграції з використанням перетворювачів та накопичувачів електричної енергії, необхідно вирішити наступні задачі даного дисертаційного дослідження:

- проаналізувати функціонування локальних систем електроживлення з установками на основі відновлюваних джерел енергії та напівпровідниковими перетворювачами з точки зору оцінки ефективності розподілу енергії між накопичувачами та навантаженням;

- реалізувати інтервальне керування перетворювачами у локальних системах електроживлення із врахуванням аналогу принципу невизначеності Гейзенберга;

- розробити алгоритми керування перетворювачами у локальних системах електроживлення для розподілу потоків енергії за флуктуаціями, що відповідають Вінеровському процесу;

- реалізувати керування режимами роботи перетворювачів за принципом ентропійної дивергенції для мінімізації розбіжності потоку первинної енергії на вході системи та потоку енергії, що споживається навантаженням;

- розробити алгоритми прогнозного керування перетворювачами з врахуванням фрактальної природи процесів генерації та споживання енергії;

- створення моделей та проведення комп’ютерного моделювання роботи системи електроживлення з врахуванням стохастичних параметрів потоків енергії генерації та споживання для підтвердження адекватності запропонованих моделей та правочинності запропонованої теорії;

- розробити та реалізувати алгоритми інтервального керування перетворювачами для подальшого впровадження в локальних системах електроживлення.

РОЗДІЛ 2. МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ СТРУКТУРИ ПОТОКІВ ПЕРВИННОЇ ЕНЕРГІЇ

2.1. Особливості реалізації інтервального керування

Ефективність роботи локальних систем електроживлення, побудованих на основі установок з відновлюваними джерелами енергії, залежить від багатьох факторів, серед яких найбільш значущими є: по-перше, необхідність забезпечення відбору максимальної енергії від установок на основі відновлювальних джерел в кожний конкретний момент часу; по-друге, необхідність визначення середнього значення енергії, що генерується установками на основі ВДЕ, на деякому базовому інтервалі [124]. Використання спеціальних методів та алгоритмів пошуку координат робочої точки на кривій навантаження дозволяє забезпечити відбір максимальної енергії від установок на основі ВДЕ [125, 126], а раціональне використання енергії накопичувача забезпечується шляхом накопичення енергії на інтервалах спостереження, на яких рівень енергії, що генерується установками на основі ВДЕ, перевищує середнє значення, і повернення енергії в систему на інтервалах, коли рівень енергії, що генерується, нижчий за середнє значення [127, 128].

Робота установок на основі відновлюваних джерел в режимі відбору максимальної енергії забезпечується накопичувачем за рахунок підтримання рівності внутрішнього опору еквівалентного джерела та опору навантаження. Наявність флуктуацій процесів генерації та споживання енергії порушує цю рівність, що необхідно враховувати при розробці алгоритмів керування.

Виходячи з цього, навіть при рівномірному споживанні енергії виникає задача одночасної реалізації як відбору максимальної енергії, так і забезпечення умови раціонального використання енергії накопичувача. Однак, застосовуючи аналог принципу невизначеності Гейзенберга до локальних систем електроживлення (див. розділ 1.4), можна стверджувати, що принципово неможливо на обраному інтервалі спостереження одночасно з мінімальною

похибкою визначати: 1) положення робочої точки на зовнішній характеристиці установки на основі відновлюваного джерела для забезпечення роботи в режимі відбору максимальної енергії; 2) середнє значення енергії для забезпечення ефективної роботи накопичувача [129].

Для забезпечення ефективної роботи систем необхідно визначати тривалість інтервалу спостереження та кількість інтервалів спостереження на базовому інтервалі для реалізації двоканального керування при зміні потоку первинної енергії: як за відбором максимальної енергії від установок на основі відновлюваних джерел, так і за реалізацією раціонального використання енергії накопичувача.

З метою прогнозування кількості мінімально необхідної частки енергії, що зберігається в накопичувачі та віддається в навантаження, доцільно використовувати деякий базовий інтервал часу, в якості якого доцільно обирати добу, тиждень, місяць та ін. Наприклад, масив даних добових часових характеристик, отриманих з метеостанції, розташованої у аеропорту Бориспіль, м. Київ, містить 49 значень швидкості ν вітрового потоку, що знімаються кожні 30 хвилин [130]. Перехід до енергії вітрового потоку здійснюється відповідно до виразу:

$$W_{ВП}(k) = \sum_{i=1}^{k} C_P \frac{\rho \pi R_{ВК}^2 \nu_i^3}{2} \cdot \Delta t_k, \; k \in 0..N-1,$$

де ρ – густина повітря; $R_{ВК}$ – радіус вітроколеса; C_P – коефіцієнт потужності, N – кількість відліків на базовому інтервалі.

При побудові ефективних алгоритмів керування перетворювачами локальних системам електроживлення необхідно попередньо проводити упереджувальну оцінку рівнів вихідної потужності установок на основі відновлюваних джерел енергії та навантаження за умови зміни потоків первинної енергії, що потребує апроксимації функцій зміни цих потоків.

При апроксимації дискретних функцій найбільш часто використовуються або кусково-постійні наближення з використанням ортонормованих систем Уолша та Хаара, або нелінійні наближення Чебишева, Лежандра та ін., однак

кусково-постійні наближення є недостатньо точними, а застосування кусково-нелінійних наближень пов'язане з додатковою складністю при виведенні аналітичних виразів.

Апроксимація ортогональними функціями. Апроксимація кусково-лінійними наближеннями, наприклад функціями Франкліна, дозволяє забезпечити необхідну точність та зменшити трудомісткість розрахунків. Формули, що описують перші 9 функцій повної ортонормованої неперервної $\{R_i(t)\}$ та дискретної $\{R_i(n)\}$ систем Франкліна на інтервалі спостереження t = 24 год, та їх графічне представлення наведені в табл. Б. 1 та Б.2 додатку Б [131].

Підвищення точності наближення з одночасним зменшенням кількості апроксимуючих функцій можливе на основі використання операції m-зсуву, застосування якої до конкретної функції істотно змінює її вигляд, що дозволяє підібрати таку функцію, яка найкраще підходить до ряду, що апроксимується [132]. При застосуванні операції m-зсуву 9 значень аргументу представляються числом 3^2 і значення аргументу розбиваються на 3 блоки зі значеннями 0, 1, 2. При m-зсуві на 0, 1, 2 відліки зсув здійснюється в межах кожного блоку, при зсуві на 4 відліки зсуваються не тільки значення функції всередині блоку, а й самі блоки [133]. Ця властивість дозволяє підібрати функції, які реалізують наближення з меншою похибкою. У табл. Б.3 наведені мінімальні значення похибок апроксимації для різних функцій Франкліна з різною величиною m-зсуву. У другому стовпці табл. Б.3 наведено порядок зміни аргументу при операції m-зсуву.

Лінійне наближення функцій зміни потоків первинної енергії ортогональними функціями Франкліна з застосуванням m-зсуву дозволяє мінімізувати похибку та кількість апроксимуючих функцій для реалізації керування, що забезпечує збільшення рівня енергії, що може бути отримана від відновлюваних джерел.

У зв'язку з тим, що апроксимація проводиться для кінцевого набору даних на кінцевому інтервалі доцільно виконати перехід до функцій Франкліна на

кінцевому інтервалі [134]. Загальна формула для отримання дискретних функцій Франкліна на кінцевому інтервалі має наступний вигляд:

$$f_0 = 1,$$

$$f_{n+1} = \frac{\upsilon_{n+1} - \sum_{i=1}^{n}{}_{\bmod N} f_i \otimes \sum_{j=0}^{N-1}{}_{\bmod N} f_i(n) \otimes \upsilon_{n+1}(n)}{\pm\sqrt{\sum_{j=0}^{N-1}{}_{\bmod N} f_{n+1}(n) \otimes f_{n+1}(n)}}, \tag{2.1}$$

де i – номер функції Франкліна; j – номер відліку; N – кількість відліків на інтервалі спостереження; $\otimes$ – знак множення за модулем; υ_i – набір дискретних функцій, визначених на інтервалі зміни змінної $0 \le n \le N-1$:

$$\begin{aligned}
&\upsilon_0 = 1,\\
&\upsilon_1 = n,\\
&\upsilon_2 = \begin{cases} 0, n \le (N-1)/2 \\ n-(N-1)/2, n \ge (N-1)/2 \end{cases},\\
&\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\\
&\upsilon_i = \begin{cases} 0, n \le a_i \\ n - a_i, n \ge a_i \end{cases}
\end{aligned} \tag{2.2}$$

де $a_i = \left(2i-1-2^k\right)/2^k$, k – найбільший степінь 2 у $2i-1$. Таким чином a_i являє собою i-й член послідовності 0, $(N-1)/2$, $(N-1)/4$, $3(N-1)/4$, $(N-1)/8$, $3(N-1)/8$, $5(N-1)/8$, $7(N-1)/8$, $(N-1)/16$ …

Зображення $\Phi_N(R)$ прямого перетворення Франкліна дискретної функції, визначеної на кінцевому інтервалі N визначається як:

$$\Phi_N(R) = \frac{1}{N} F_N y(n), \tag{2.3}$$

де F_N – матриця базисних функцій розмірності $N \times N$; $y(n)$ – вектор-стовпець значень дискретної функції зміни потоку первинної енергії розмірності $N \times 1$.

Зворотнє перетворення Франкліна дискретної функції, визначеної на кінцевому інтервалі N визначається як:

$$y(n) = F_N^{-1} \Phi_N(R), \tag{2.4}$$

де F_N^{-1} – зворотня матриця базисних функцій.

Точність апроксимації підвищується як шляхом збільшення кількості апроксимуючих функцій, так і шляхом збільшення кількості відліків вихідної функції. При збільшенні кількості апроксимуючих функцій спостерігається нерівномірність наближення та зменшення похибки апроксимації. Незважаючи на ці особливості, застосування функцій Франкліна дозволяє отримати необхідне лінійне наближення.

Широке використання перетворень Уолша в прикладних задачах, засноване в можливості їх обчислення за допомогою швидких алгоритмів, які мають істотно меншу обчислювальною складність в порівнянні з класичними алгоритмами перетворень. Враховуючи неперіодичність та несиметрію функцій Франкліна, доцільно для уникнення цих недоліків побудувати систему ортонормованих лінійних функцій на базі функцій Уолша:

$$W_l(t) = \begin{cases} W_{l0}(t) = 1 \\ W_{ln}(t) = \sqrt{3} wal_{nk}(nt - k) \end{cases}, \tag{2.5}$$

де n – номер функції; wal_{nk} – значення n-ої функції Уолша на k-му інтервалі розбиття, $\{n,k\} = 0...2^m - 1$.

Для обробки сигналів, отриманих експериментальним шляхом, найбільший інтерес представляють дискретні функції на основі на лінійних функцій на базі функцій Уолша [135]:

$$W_{dn}(k) = \begin{cases} 1, \quad W_{ln}(k) = \dfrac{\sqrt{3}}{2}, \\ -1, \quad W_{ln}(k) = -\dfrac{\sqrt{3}}{2}, \\ 0, \quad W_{ln}(k) \neq \dfrac{\sqrt{3}}{2}, W_{ln}(k) \neq -\dfrac{\sqrt{3}}{2} \end{cases}, \tag{2.6}$$

де $W_{ln}(k)$ – значення лінійної функції Уолша під номером n на k-му інтервалі розбиття.

Виходячи з виразу (2.6) дискретні лінійні функції Уолша матимуть вид звичайних дискретних функцій Уолша. Кожен відлік дискретної функції буде розташований на початку зв'язаного з ним елементу неперервної функції. Вираз (2.6) підходить для побудови дискретних функцій, упорядкованих за будь-якою системою: Уолша, Пелі, Адамара.

Аналітичні формули та графіки перших 8 функцій системи неперервних функцій на базі функцій Уолша, упорядкованих за кількістю знакозмін, наведені у табл. Б.4.

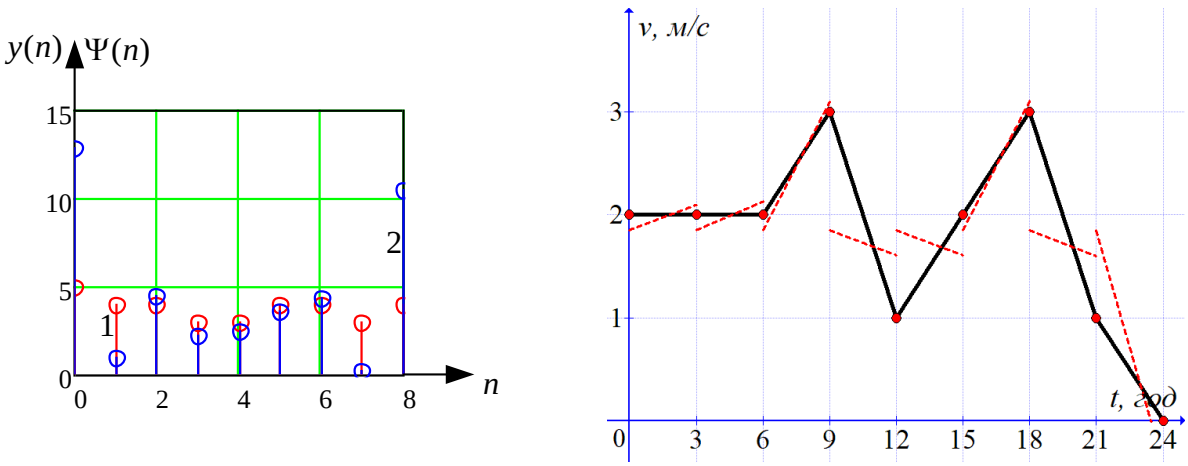
Загальний вигляд функції, наближеної за допомогою функцій Уолша:

$$y'(x) = \sum_{i=0}^{N-1} c_i W_{li}\left(\frac{x}{t}\right), \tag{2.7}$$

де $c_i = \frac{1}{T}\int_0^1 y(x) W_{li}\left(\frac{x}{T}\right)dx$ – коефіцієнт розкладання для i-ої функції Уолша $W_{li}(x)$.

Отриману лінійну систему доцільно використовувати при апроксимації процесів, які мають лінійний або близький до лінійного характер, наприклад, функцію зміни швидкості вітру або функцію зміни величини сонячного випромінювання. Також при збільшенні кількості функцій в спектрі апроксимуючої функції збільшується вміст високочастотних гармонік. Тому при збільшенні частоти сигналу, який підлягає апроксимації, доцільно збільшувати розмірність системи. Зміна розмірності системи функцій впливає на частотний спектр апроксимуючого сигналу, що в свою чергу також впливає на похибку апроксимації.

Як при апроксимації функції зміни швидкості вітру функціями Франкліна (рис. 2.1, а), так і при апроксимації функціями на базі функцій Уолша (рис. 2.1, б), на кінцях інтервалу відхилення апроксимуючих значень є найбільшим, що є подібним явищу Гіббса [136]. Для зменшення похибки апроксимації доцільно відкидати значення на кінцях інтервалу. При врахуванні значень з 2-го по 6-е середньоквадратична похибка значно зменшується – при апроксимації функціями на базі функцій Уолша – з 88% до 33%.



а) б)

Рис. 2.1. Результат розкладання функції зміни швидкості вітру: у дискретний ряд Франкліна (а); за допомогою лінійних функцій на базі функцій Уолша (б)

У випадку, коли функція зміни потоку первинної енергії є періодичною, для кусково-лінійної апроксимації доцільно використовувати лінійні функції на базі функцій Уолша. В іншому випадку – функції Франкліна.

В таблиці 2.1 наведено значення коефіцієнтів ряду при розкладанні функції $W_{ВП}(k)$ в дискретний ряд Франкліна.

Таблиця 2.1. Значення коефіцієнтів ряду при розкладанні функції $W_{ВП}(t)$

C_0	C_1	C_2	C_3	C_4	C_5	C_6	C_7	C_8
3,51	-0,531	-0,286	0,212	0,224	0,266	-0,16	-0,101	0,181

На рис. 2.2 показано результат розкладання функції $W_{ВП}(t)$ у дискретний ряд Франкліна за 9-ма функціями (крива 1), її тренд (крива 2) та її середнє значення (крива 3) з середньоквадратичною похибкою апроксимації $\Delta = \sqrt{\frac{1}{N}\sum_{n=0}^{N-1}\left(W_{ВП}(t) - \Psi_{ВП}(t)\right)^2} = 12{,}5\%$. Звичайно, при збільшенні кількості функцій ряду Франкліна точність апроксимації підвищується.

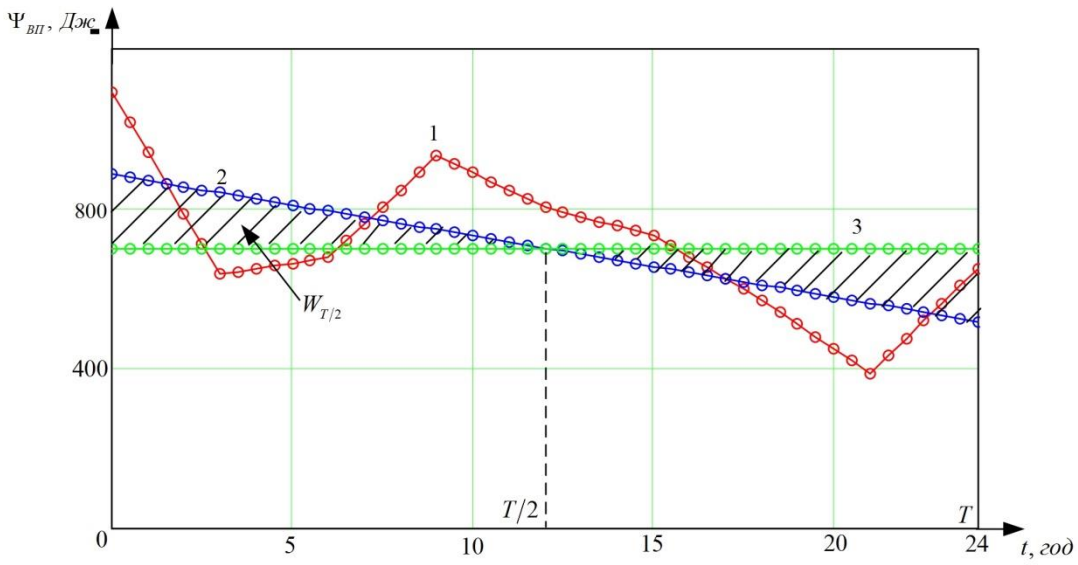


Рис. 2.2. Результат розкладання функції $W_{ВП}(t)$ у дискретний ряд Франкліна за 9-ма функціями (крива 1), її тренд (крива 2) та її середнє значення (крива 3)

Оскільки для визначення рівнів максимально можливої енергії, яку можна відібрати від установки на основі відновлюваного джерела, та енергії для заряду накопичувача необхідно розглядати весь інтервал спостереження, і враховуючи, що тренд функції $W_{ВП}(t)$ є лінійним, припустимо, що потужність первинного потоку змінюється за лінійним законом $P_{ВП}(t) = P_0 + k_P t$, де $k_P = \left(P_T - P_0\right)/T$, з середнім значенням $P_{ср} = \left(P_T - P_0\right)/2$, де P_0, P_T – значення потужності у моменти часу $t = 0$, $t = T$. Такий підхід дозволить порівняти рівні максимально можливої енергії, яку можна відібрати від установки на основі відновлюваного джерела, та енергії для заряду накопичувача при зменшенні тривалості інтервалу спостереження з 1 (тривалість інтервалу спостереження дорівнює тривалості базового інтервалу) до 1/48 для прикладу, що розглядається.

За умови, що тривалість інтервалу спостереження дорівнює тривалості базового інтервалу *T*, енергія $W_{T/2}$ заряду накопичувача визначається за формулою:

$$W_{T/2} = \int_0^{T/2} P_{ВП}(t)dt = P_0 T/2 + k_P/2\left(T/2\right)^2. \qquad (2.8)$$

Максимально можлива потужність установки на основі відновлюваного джерела визначається за умови, що установка працює в режимі відбору максимальної енергії:

$$P_{\max}(t) = \frac{E^2(t) \cdot R_H(t)}{\left(R_i + R_H(t)\right)^2}, \tag{2.9}$$

де $E(t) = E_0 + k_E t$ – напруга еквівалентного генератора установки на основі відновлюваного джерела, де $k_E = \left(E_T - E_0\right)/T$, E_0, E_T – значення напруги у моменти часу $t = 0$, $t = T$; R_i – внутрішній опір еквівалентного генератора установки на основі відновлюваного джерела, значення якого визначаються у моменти рівності потужності первинного вітрового потоку та середнього значення потужності навантаження; $R_H(t) = R_0 T/t$ – опір навантаження, де R_0 – початкове значення опору у момент часу $t = 0$.

Тоді максимально можлива енергія $W_{\max}$, що отримується від установки на основі відновлюваного джерела, на інтервалі спостереження T дорівнює:

$$W_{\max} = \frac{T^3}{R_0} \int_0^1 \frac{\tau\left(E_0/T + k_E \tau\right)^2}{\left(2\tau + 1\right)^2} d\tau, \tag{2.10}$$

де $\tau = t/T$ – безрозмірна змінна.

Зі зменшенням тривалості інтервалу спостереження до T/n (для спрощення приймемо, що базовий інтервал ділиться на рівні частини) енергія $W_{T/n}$ заряду накопичувача на n інтервалах визначається за формулою:

$$W_{T/n} = \sum_{n=1}^{\infty} P_0 T/n + k_P/2\left(T/n\right)^2, \tag{2.11}$$

а максимально можлива енергія $W_{\max_n}$ установки на основі відновлюваного джерела за формулою:

$$W_{\max_n} = \frac{T^3}{R_0} \sum_{n=1}^{\infty} \sum_{i=1}^{n} \int_{(i-1)T/n}^{iT/n} \frac{\tau\left(E_0/T + k_E \tau\right)^2}{\left(2n\tau/(2i-1) + 1\right)^2} d\tau, \tag{2.12}$$

де i – номер інтервалу спостереження.

На рис. 2.3 показано залежності величин енергії заряду накопичувача (крива 1) та максимально можливої енергії, яку можна отримати від установки на основі відновлюваного джерела (крива 2), від кількості інтервалів спостереження n на базовому інтервалі.

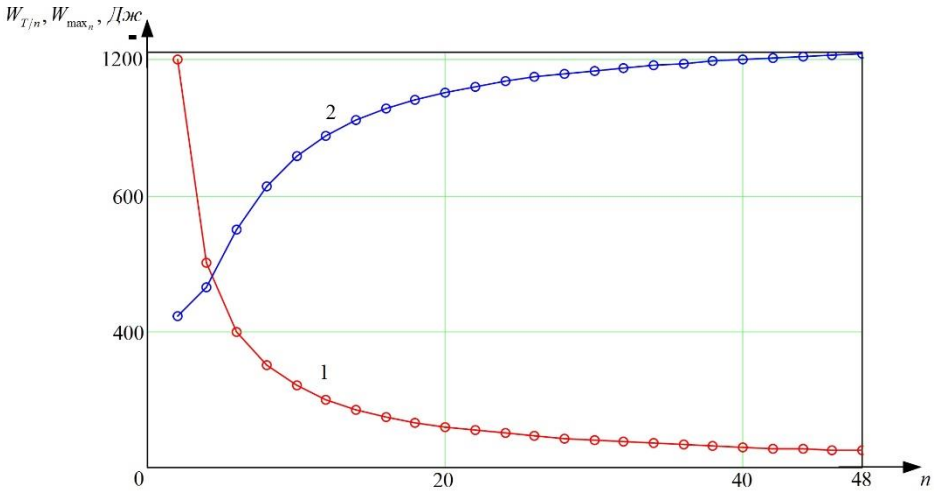


Рис. 2.3. Залежності величин енергії заряду накопичувача (крива 1) та максимально можливої енергії, яку можна отримати від установки на основі відновлюваного джерела (крива 2), від кількості інтервалів спостереження n на базовому інтервалі

Врахування аналогу принципу невизначеності Гейзенберга при керуванні локальною системою електроживлення вказує на необхідність розглядання як базового інтервалу, так і мінімального інтервалу спостереження для визначення положення робочої точки, оскільки, розглядаючи базовий інтервал T, середнє значення енергії на цьому інтервалі визначається точно, і є можливість точно визначити рівень енергії для заряду накопичувача, однак неможливо точно визначити положення робочої точки для забезпечення роботи уствновки на основі відновлюваного джерела в режимі відбору максимальної енергії. І навпаки, знаючи з достатньою точністю положення робочої точки (мінімальну тривалість інтервалу спостереження), неможливо точно визначити середнє значення енергії і, відповідно, рівень енергії для заряду накопичувача. Тому інтервальне керування є принципово необхідним.

На рис. 2.4 наведено схему моделі системи електроживлення, що складається з сонячної батареї, представленої еквівалентним керованим джерелом напруги, накопичувача з зарядно-розрядним пристроєм та навантаження, в якій реалізовано принцип інтервального керування. Широтно-імпульсний перетворювач на виході сонячної батареї працює на короткотривалому інтервалі спостереження з частотою 15 кГц, а зарядно-розрядний пристрій накопичувача, що складається з понижуючого та підвищуючого широтно-імпульсних перетворювачів, працює на довготривалому інтервалі спостереження з частотою 1,5 кГц.

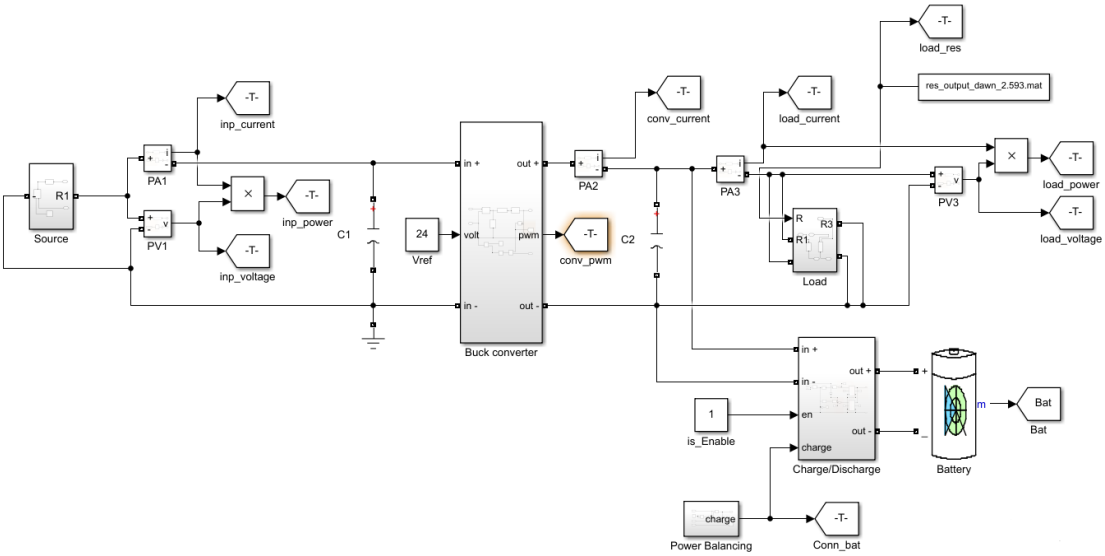
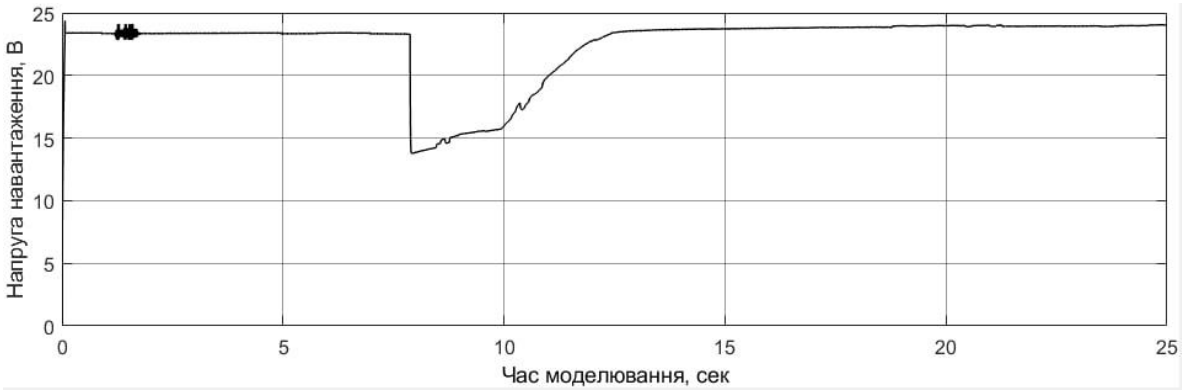
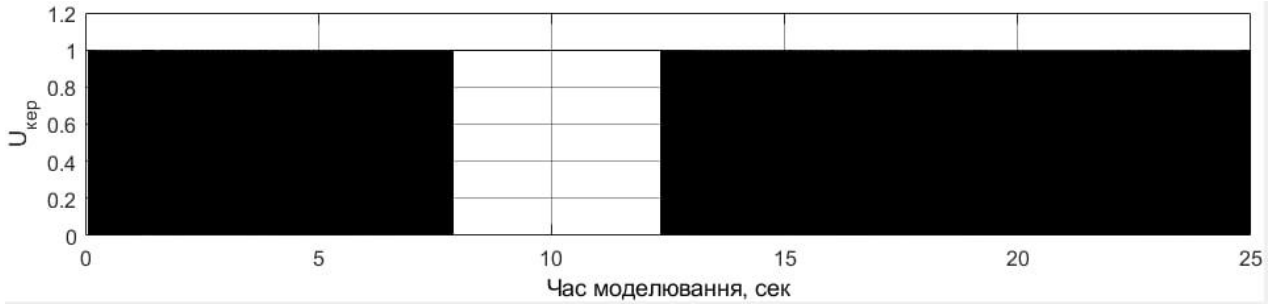


Рис. 2.4. Схема моделі локальної системи електроживлення

На рис. 2.5 наведено часові діаграми зміни напруги на навантаженні, а також сигналів керування ШІП сонячної батареї та зарядно-розрядного пристрою накопичувача.



а)



б)

в)

Рис. 2.5. Часові діаграми зміни напруги на навантаженні (а), сигналів керування ШІП сонячної батареї (б) та зарядно-розрядного пристрою накопичувача (в)

Видно, що описаний метод інтервального керування дозволяє реалізувати стабілізацію напруги на навантаженні з одночасним виконанням умови відбору максимальної енергії від установки на основі відновлюваного джерела енергії на інтервалі спостереження та забезпеченням середнього значення енергії для керування накопичувачем на базовому інтервалі.

Визначення оптимального числа інтервалів спостереження та кількості апроксимуючих функцій на інтервалі. Для реалізації керування перетворювачами локальної системи необхідно знати функцію зміни потоку первинної енергії у часі, що будується на основі даних метеопрогнозу та обробки бібліотеки метеоданих для інтервалу часу, що розглядається. Наближення функції може здійснюватись як з використанням максимальної кількості інтервалів спостереження, так і з використанням максимальної кількості апроксимуючих функцій, однак для спрощення алгоритмів керування бажано зменшувати кількість як інтервалів так і функцій зі збереженням заданої точності, тому виникає задача визначення оптимального співвідношення між

вказаними величинами. Для розрахунку необхідної кількості функцій Франкліна та інтервалів спостереження при апроксимації графіку зміни енергії первинного потоку скористаємося наступним підходом: вважаючи, що функція $W_{ВП}(t)$ відома з бібліотеки метеорологічних даних, її апроксимацію функціями Франкліна на n інтервалах можна представити у вигляді суми лінійних складових вигляду:

$$\Psi_{ВП}(t) = \sum_{i=1}^{n}\sum_{j=1}^{m} C_{ij} R_{ij}(t), \tag{2.13}$$

де m – кількість апроксимуючих функцій на n інтервалах, j – номер базисної функції.

Оптимальне значення співвідношення між n та m виберемо виходячи з умови забезпечення мінімального середньоквадратичного відхилення δ_i наближення функції $W_{ВП}(t)$, яке на i-му інтервалі спостереження визначається з виразу:

$$\delta_i^2 = \int_{t_{i-1}}^{t_i} \left[W_{ВП}^2(t) - \sum_{j=1}^{m} \left(C_{ij} R_{ij}(t) \right)^2 \right] dt. \tag{2.14}$$

Функцію $W_{ВП}(t)$ у виразі (2.14) замінимо її лінійним наближенням в точці t_{i-1}. Тоді

$$W_{ВП}(t) = W_1 + \left(t - t_{i-1}\right) W_2, \tag{2.15}$$

де $W_1 = W_{ВП}(t)\big|_{t=t_{i-1}}$, $W_2 = dW_{ВП}(t)/dt\big|_{t=t_{i-1}}$. Похідну функції $dW_{ВП}(t)/dt$ будемо визначати як кінцеву різницю першого порядку у вузлі t_i : $dW_{ВП}(t)/dt\big|_{t=t_{i-1}} = W_{ВП}(t_{i+1}) - W_{ВП}(t_i)$.

Перенесемо початок координат в точку з координатами $\left(W_1, t_{i-1}\right)$. Замінимо функцію $\left[C_{ij} R_{ij}(t) - W_2 \right]$ деяким середнім значенням W_{CPij}, а суму $\sum_{j=1}^{m} W_{CPij}$ представимо у вигляді:

$$mW_2 = \sum_{j=1}^{m} W_{CPij}, \tag{2.16}$$

звідки $W_2 = \sum_{j=1}^{m} W_{CPij} / m$. Враховуючи перенесення початку координат в точку (W_1, t_{i-1}), підставляючи вирази (2.15) та (2.16) в (2.14) і припускаючи, що $t - t_{i-1} \approx T/n$, знаходимо

$$\delta_i^2 = \frac{W_1 T^3}{3n^3} - \frac{m W_2 T}{n}. \tag{2.17}$$

Покладемо, що відхилення апроксимації функції на базовому інтервалі пропорційне сумі відхилень апроксимації на всіх інтервалах спостереження, тобто $\delta^2 \approx n\delta_i^2$.

Для вирішення задачі вибору числа апроксимуючих функцій m та інтервалів n при умові $nm \le N$, або $nm - N = 0$, де N – наперед задане число, скористаємося методом Лагранжа [135] і отримаємо систему рівнянь

$$\begin{cases} -2W_1 T^3 / 3n^3 + \lambda m = 0; \\ -W_2 T + \lambda n = 0, \end{cases} \tag{2.18}$$

з якої знайдемо

$$n = \frac{2}{3} \frac{T^2}{N} \frac{W_1}{W_2}. \tag{2.19}$$

При визначенні числа інтервалів та апроксимуючих функцій Франкліна за умови, що функція W_1 приймає середнє значення $W_{1CP} = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^{N-1} W_{1n}$, а функція W_2 мінімальне значення $W_{2\min} = \min_{[0;T]} W_2$ на базовому інтервалі T = 24 год з кількістю відліків N = 48, отримаємо $n = 28$, $m = 2$. За умови рівномірного поділу на інтервали спостереження ($n = 24$) з кількістю апроксимуючих функцій на кожному інтервалі $m = 2$, отримаємо результат розкладання функції $W_{ВП}(t)$ у ряд Франкліна $\Psi'_{ВП}(t)$, зображений на рис. 2.6.

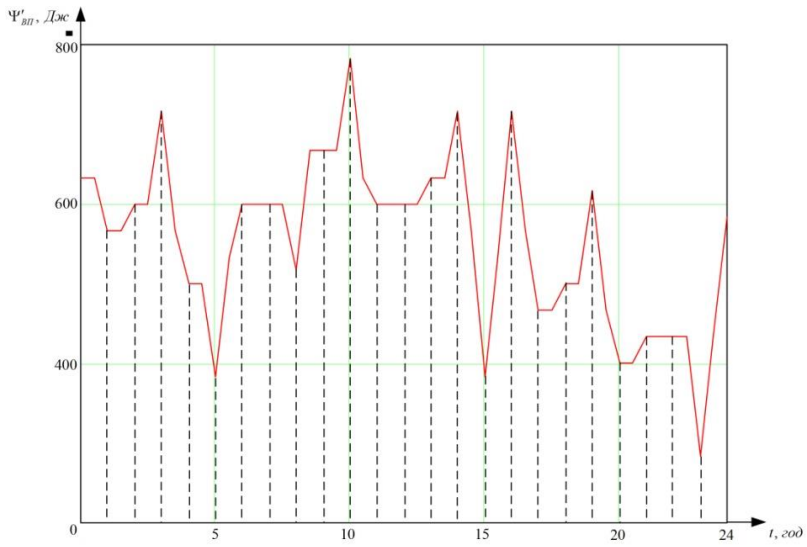


Рис. 2.6. Результат розкладання функції $W_{ВП}(t)$ у ряд Франкліна за умови рівномірного поділу на інтервали спостереження

Відповідно до формули (2.11) при зменшенні кількості n інтервалів спостереження $(t_i - t_{i-1})$в k разів кількість апроксимуючих функцій m на кожному інтервалі збільшується в k^2 разів.

Запропонований підхід дозволяє зменшити кількість інтервалів спостереження в два рази, на кожному з яких забезпечується відбір максимальної енергії від установок на основі відновлюваних джерел, а рівень енергії заряду накопичувача визначається на базовому інтервалі. Злами на кожному з інтервалів спостереження апроксимуючої кривої свідчать про необхідність зміни режиму роботи установок на основі відновлюваних джерел, що потребує відповідних реакцій системи керування.

2.2. Ідентифікація моделі потоку первинної енергії

При розробці алгоритмів керування потоками енергії генерації та споживання у локальних системах електроживлення однією з основних задач є моніторинг параметрів досліджуваних потоків, а саме – виокремлення та опис основних характерних особливостей часових рядів зміни енергії; підбір

відповідної математичної моделі; прогнозування майбутніх значень параметрів потоків за попередніми спостереженнями; а також аналіз часових рядів.

Застосування аналогу принципу невизначеності Гейзенберга до керування потоками енергії у локальних системах дозволяє записати наступне обмеження виду [138]:

$$\Delta W \cdot \Delta t \le C_W, \tag{2.20}$$

де ΔW – деякі (наприклад, середньоквадратичні) значення величин енергії генерації чи споживання, які вимірюються або фіксуються з певною точністю, і використовується для керування; Δt – мінімальне значення інтервалу спостереження, для якого вимірюється значення енергій; величини C_W – деякі константи, що мають розмірність моменту імпульсу – [енергія]×[час] (Дж·с) (аналогічно сталій Планка), і є функціоналом дії, що визначає траєкторію системи. Знак ≤ обумовлений обмеженістю максимального рівня енергії, яку можна отримати від джерела, до 50% за умови рівності внутрішнього опору джерела та опору навантаження.

На рис. 2.7 зображено часові залежності зміни енергії генерації та споживання. Знаючи точне значення енергії генерації $W_{Г1}$, $W_{Г2}$ та енергії споживання W_{C1}, W_{C2} у моменти часу t_1 та t_2 практично неможливо визначити величину дії цих енергій на інтервалі Δt, і навпаки знаючи з достатньою точністю величину дії цих енергій на інтервалі Δt неможливо точно визначити значення енергії генерації $W_{Г1}$, $W_{Г2}$ та енергії споживання W_{C1}, W_{C2} у моменти часу t_1 та t_2.

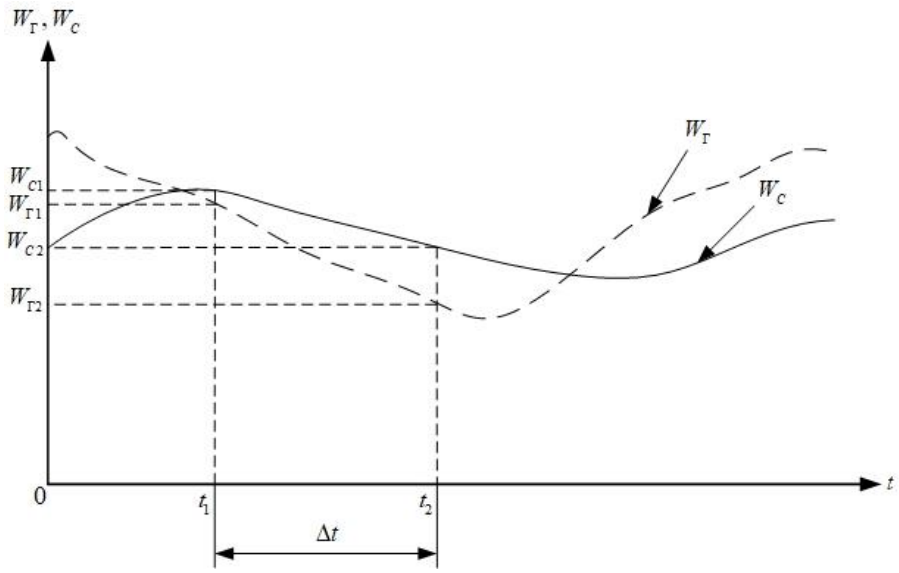


Рис. 2.7. Часові залежності зміни енергії генерації та споживання

Процес зміни енергії у локальних системах електроживлення має подвійну структуру і складається з основного тренду та флуктуацій, що відповідають Вінеровському процесу з математичним очікуванням, рівним нулю, та дисперсією, рівною одиниці [139]:

$$W = \varepsilon \cdot \sqrt{t}\,, \tag{2.21}$$

де ε – незалежні нормально розподілені випадкові величини (рис. 2.8), такі, що $W_1 = f\left(W_0, t_0, t_1, \varepsilon_1\right)$, $W_2 = f\left(W_1, t_1, t_2, \varepsilon_2\right)$, $W_3 = f\left(W_2, t_2, t_3, \varepsilon_3\right)$, …., де інтервали часу $t_i - t_{i+1}$ є довільними.

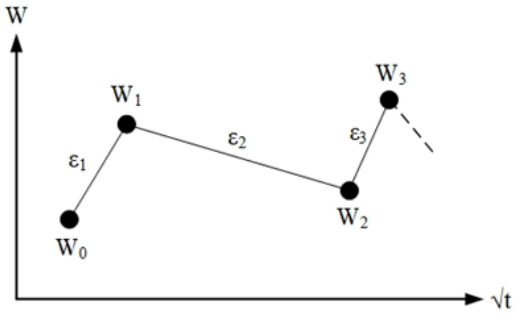
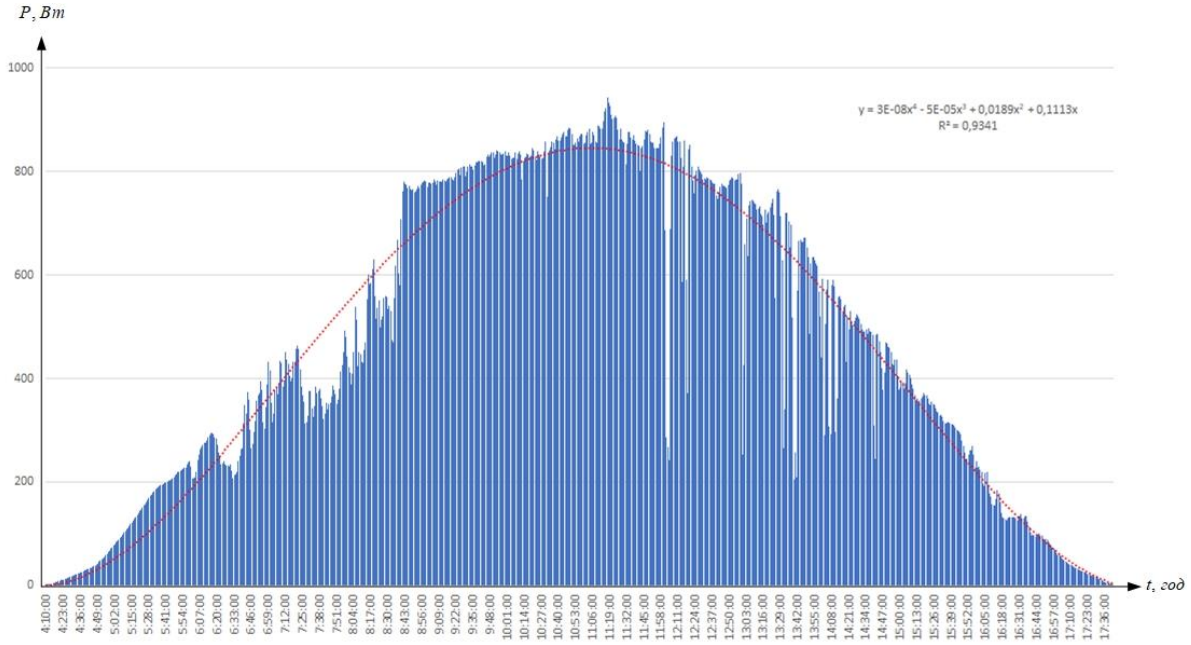


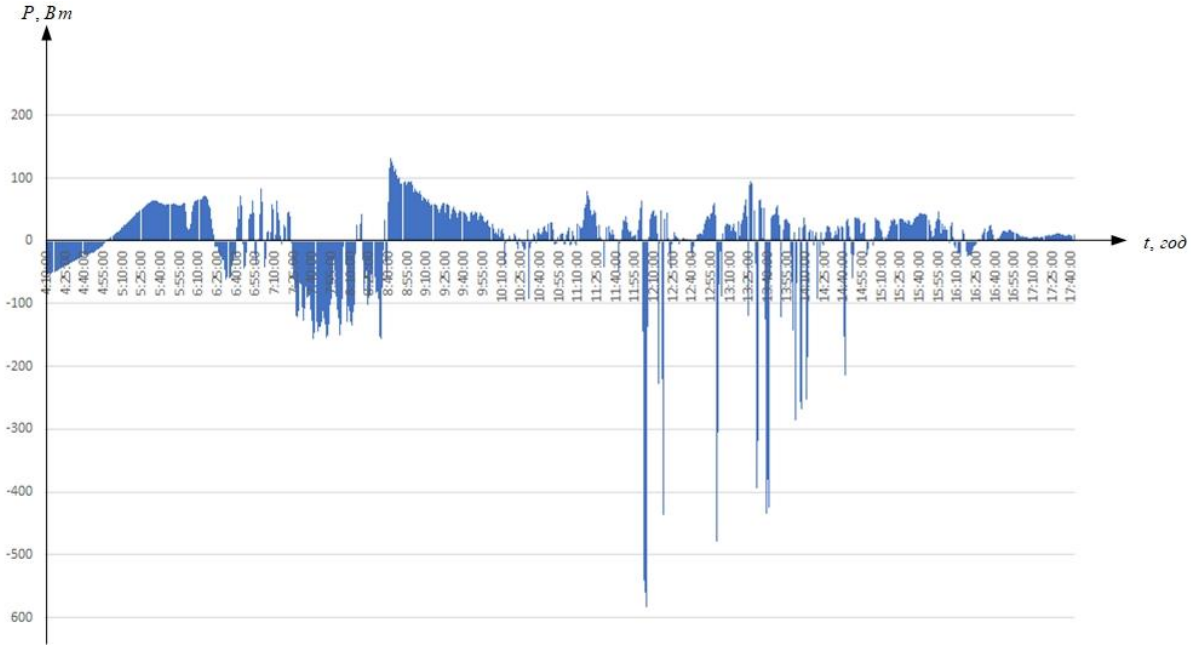
Рис. 2.8. Один з можливих варіантів вигляду Вінеровського процесу

На рис. 2.9, а зображено графік зміни потужності на виході сонячних батарей для 18 квітня 2018 року (синя крива), дані для побудови якої отримані з лабораторії LARES Загребського технічного університету, м. Загреб, Хорватія

[140], та її поліноміальний тренд (червона крива), отриманий за поліномом 4-го порядку, а на рис. 2.9, б – флуктуації процесу зміни потужності відносно лінії тренду для часового інтервалу 04:10 – 17:42.



а)



б)

Рис. 2.9. Графік зміни потужності на виході сонячних батарей: а) тренд; б) флуктуації

Як видно з рисунку, частина енергії, що припадає на флуктуації, що відповідають Вінеровському процесу, для інтервалу, що розглядається, становить 4,5%, що при керуванні за флуктуаціями дозволяє на вказану величину підвищити рівень енергії первинного потоку. Відсутність врахування флуктуацій призводить до збільшення встановленої потужності системи, що є економічно недоцільним.

Оскільки Вінеровський процес є масштабно інваріантним та самоподібним, то для дослідження поведінки локальної системи електроживлення у точці рівноваги **A** розіб'ємо інтервал спостереження Δt на $n = \lceil \Delta t / \Delta t_{\min} \rceil$ підінтервалів, де $\lceil \ \rceil$ – ціла частина від ділення, $\Delta t_{\min}$ – мінімальна тривалість інтервалу спостереження; а від величини ΔW перейдемо до безрозмірної величини $\Delta_W = \Delta W / W_{\max}$, де $W_{\max}$ – максимальне значення енергії в локальній системі електроживлення.

Вирази для величини енергії на n-му та $n+1$-му інтервалах відповідно до виразу (2.21) записуються наступним чином:

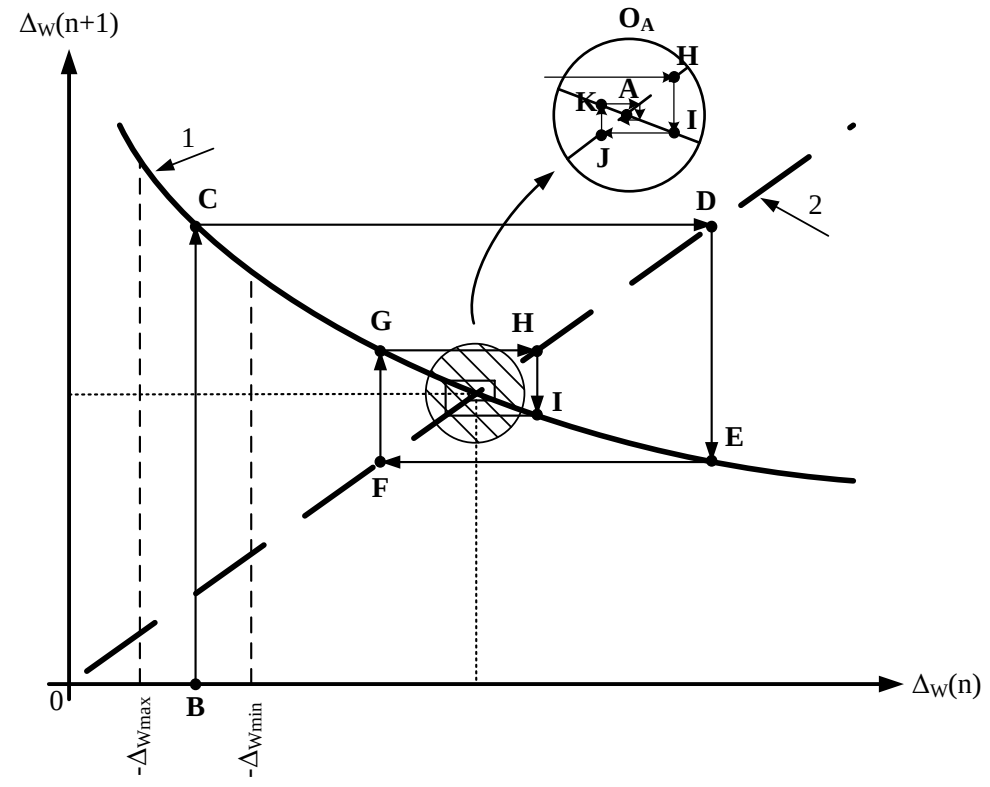
$$\Delta_W(n) = C_W / \sqrt{n}, \ \Delta_W(n+1) = C_W / \sqrt{(n+1)}. \tag{2.22}$$

Знайдемо першу різницю між цими виразами

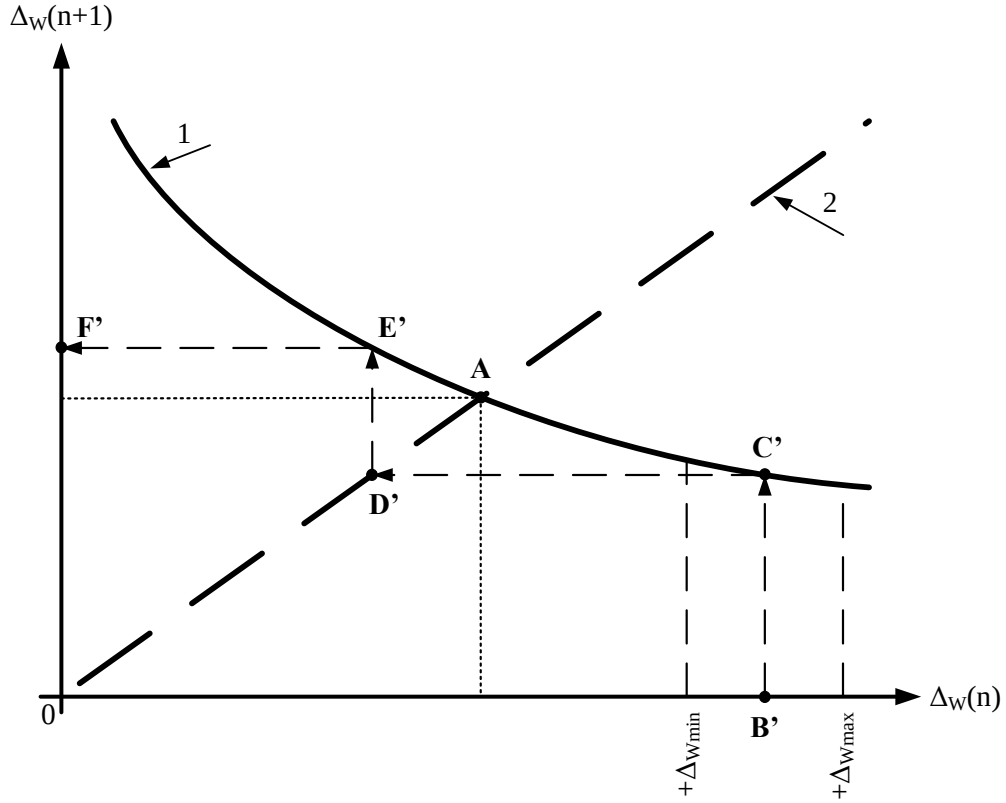
$$\Delta(\Delta_W) = \Delta_W(n+1) - \Delta_W(n) = C_W \left(1/\sqrt{n+1} - 1/\sqrt{n}\right). \tag{2.23}$$

Додавши першу різницю $\Delta(\Delta_W)$ до $\Delta_W(n)$ отримаємо $\Delta_W(n+1) = \Delta_W(n) / \sqrt{n+1}$, тобто загальний вигляд виразу (2.23) відповідає Вінеровському процесу, представленому у дискретній формі запису.

Для дослідження процесу коливання точки рівноваги системи за наявності Вінеровського процесу скористаємося діаграмою Ламерея [141] та побудуємо дискретне відображення цього процесу (рис. 2.10 а, б).



а)



б)

Рис. 2.10. Дискретне відображення Вінеровського процесу: а – процес стійкий; б – процес нестійкий

На рис. 2.10 а, б крива 1 відповідає процесу, що описується рівнянням $\Delta_W(n+1)=\Delta_W(n)/\sqrt{n+1}$, а крива 2 – пропорційній зміні енергії при зміні тривалості інтервалу спостереження.

Як видно з рис. 2.10, процес зміни енергії є стійким зліва від точки **A** (переходи **B-C-D-E-F-G-H-I-J-K-A**, позначені суцільною лінією) (а), і нестійким справа від точки **A** (переходи **B'-C'-D'-E'-F'**, позначені штриховою лінією) (б). Умова стійкості залежить від знаку похідної у точці **A** процесу зміни енергії, який є Вінеровським, і викликає коливання системи в околі цієї точки, що може виводити систему із зони стійкої роботи. Враховуючи втрати енергії за рахунок її дисипації, точка **A** перетворюється в деяку область $\mathbf{O_A}$, і система може не набувати властивостей нестійкості, якщо коливання, обумовлені Вінеровським процесом, не виходять за область $\mathbf{O_A}$.

Для оцінки стійкості локальної системи електроживлення необхідно оцінити похідну процесу зміни енергії у системі. Для цього скористаємось правилом диференціювання стохастичних процесів. Оскільки цей процес вважаємо Вінеровським, то для його диференціювання використовуємо формулу Іто [142]:

$$dF=\left[\frac{\partial F}{\partial t}+a\left(\Delta_W,t\right)\frac{\partial aF}{\partial \Delta_W}+\frac{1}{2}b^2\left(\Delta_W,t\right)\frac{\partial^2 F}{\partial \Delta_W{}^2}\right]dt+b\left(\Delta_W,t\right)\frac{\partial F}{\partial \Delta_W}dw_t, \qquad (2.24)$$

де $F\left(\Delta_W,t\right)$ – деяка стохастична функція зміни енергії; Δ_W – випадковий процес зміни енергії; $dw_t=\varepsilon\sqrt{dt}$ – нескінченно малий Вінеровький шум; функція $a\left(\Delta_W,t\right)$ – коефіцієнт зносу, що характеризує відхилення центру розподілу процесу; функція $b\left(\Delta_W,t\right)$ – коефіцієнт волатильності, квадрат якого $b^2\left(\Delta_W,t\right)$ називають дифузією, що характеризує швидкість зміни дисперсії процесу.

Якщо розрахунки проводити лише для основного тренду процесу зміни енергії без врахування флуктуацій, то диференціал функції $F\left(\Delta_W,t\right)$, в яку підставили рішення $\Delta_W=\Delta_W\left(t\right)$ рівняння $d\Delta_W=a\left(\Delta_W,t\right)dt$, має вигляд:

$$dF = \frac{\partial F}{\partial t} dt + \frac{\partial F}{\partial \Delta_W} d\Delta_W = \left(\frac{\partial F}{\partial t} + a\left(\Delta_W, t\right) \frac{\partial F}{\partial \Delta_W} \right) dt . \qquad (2.25)$$

На відміну від цього співвідношення, в детерміновану частину рівняння (2.24) входить функція дифузії та друга похідна по Δ_W . Ці доданки характеризують коливання процесу зміни енергії, і означають вихід системи з зони стійкої роботи. Тобто зміна середньоквадратичного відхилення та амплітуди коливань Вінеровського процесу у часі впливає на стійкість системи.

Оскільки похідна процесу зміни енергії в точці **A** залежить від змінних Вінеровського процесу, то доцільно оцінити величину мінімального та максимального відхилення системи від точки спокою. За властивістю Вінеровського процесу, він є недиференційованим, але для опису його геометричних властивостей можна застосувати закон повторного логарифму, і визначити верхню F_1 та нижню F_2 границі для траєкторій процесу [143]:

$$F_1 = \left(1+\xi\right) w_t \left(2\Delta_t \ln\ln\Delta_t\right)^{-1/2}, \; F_2 = \left(1-\xi\right) w_t \left(2\Delta_t \ln\ln\Delta_t\right)^{-1/2} \qquad (2.26)$$

Траєкторія Вінеровського процесу починаючи з деякого моменту часу на деякому інтервалі Δt майже напевно з імовірністю, що дорівнює одиниці, знаходиться у області, яка обмежена кривими $\left(F_1, -F_1\right)$, і в той же час виходить за межі області $\left(F_2, -F_2\right)$. В околі нуля Вінеровський процес веде себе схожим чином за локальним законом повторного логарифму, що призводить до розміщення його траєкторій з зонах $\left(F_1', -F_1'\right)$ та $\left(F_2', -F_2'\right)$ та переходу до змінної $\left(\Delta_t\right)^{-1}$:

$$F_1' = \left(1+\xi\right) w_t \left(2\Delta_t \ln\ln(1/\Delta_t)\right)^{-1/2}, \; F_2' = \left(1-\xi\right) w_t \left(2\Delta_t \ln\ln(1/\Delta_t)\right)^{-1/2}. \qquad (2.27)$$

Таким чином на інтервалі спостереження Δt максимальне та мінімальне відхилення коливань Вінеровського процесу описується прямими $F_1', -F_1'$ та $F_2', -F_2'$ (рис. 2.11).

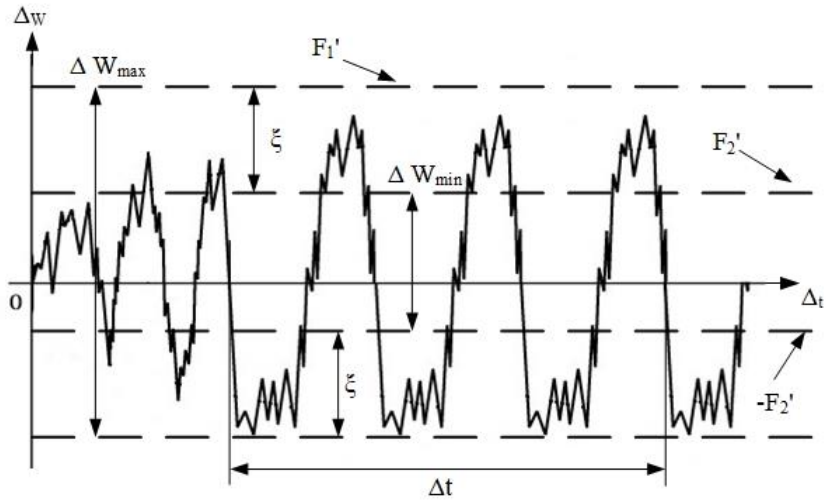


Рис. 2.11. Максимальне та мінімальне відхилення коливань Вінеровського процесу

З імовірністю, що дорівнює одиниці, коливання енергії в системі перевищують рівень $\pm\Delta W_{\min}$, але не перевищують рівень $\pm\Delta W_{\max}$. При відхиленні більше ніж на $+\Delta W_{\max}$, $+\Delta W_{\min}$ система стає нестійкою (див. рис. 2.10). Параметр ξ трактується як довірчий інтервал зміни рівня енергії, наприклад 3σ при нормальному законі розподілу. З рис. 2.10 видно, що процес зміни енергії у локальних системах електроживлення на всьому інтервалі спостереження є нестійким, абсолютного балансу енергії в системі немає, а система може переходити зі стійкого стану у нестійкий хаотичним чином.

Застосовуючи описані міркування до даних зміни енергії на виході сонячних батарей, отриманих з лабораторії LARES, бачимо, що 67% даних більше нуля знаходяться в межах (4÷7) відносних одиниць енергії, і 53% даних менше нуля знаходяться у межах (-2÷-5) відносних одиниць енергії (рис. 2.12), що підтверджує міркування про знаходження траєкторій Вінеровсього процесу з імовірністю близькою до одиниці у певних зонах, і дозволяє це враховувати при формуванні алгоритмів керування перетворювачами локальної системи електроживлення.

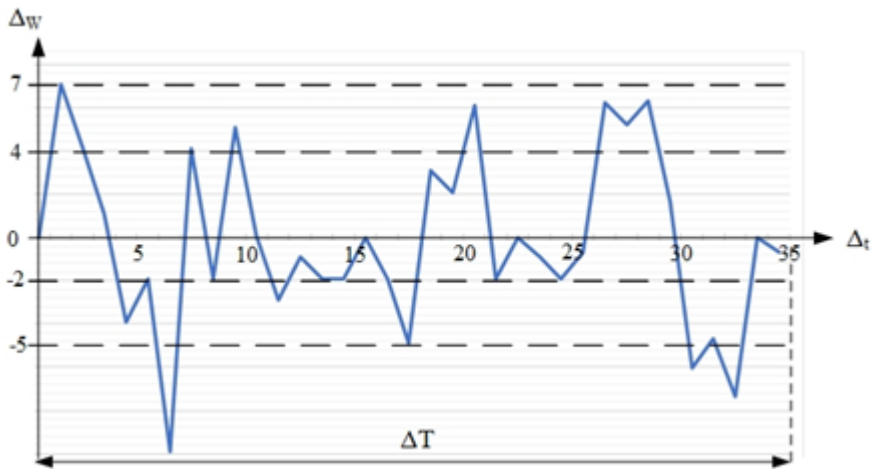


Рис. 2.12. Максимальне та мінімальне відхилення коливань Вінеровського процесу для даних, отриманих з лабораторії LARES

Оскільки в останні десятиліття знижуються втрати енергії у локальних системах електроживлення та підвищується їхня ефективність, що зменшує радіус області $\mathbf{O_A}$, зростає імовірність виходу таких систем з зони стійкої роботи та виникнення аварійних режимів. Для зниження впливу флуктуацій процесу зміни енергії, що пов'язані зі зміною навантаження або зміною рівня енергії, що генерується установками на основі відновлюваних джерел, необхідно у локальних системах встановлювати накопичувачі енергії, які б компенсували зміну енергії в діапазоні $\Delta W_{\min} \div \Delta W_{\max}$ до величини, меншої ніж радіус області $\mathbf{O_A}$ (рис. 2.10).

При цьому швидкість спрацьовування системи керування накопичувачем повинна бути хоча б на один порядок вище, ніж частота флуктуацій. Нехтування необхідністю зменшення флуктуацій випадкових процесів генерації та споживання енергії у локальних системах електроживлення призводить до того, що у системах керування заздалегідь присутній нестійкий блок, що, як правило, не враховується при розрахунку стійкості загальної замкненої системи.

Для підтвердження теоретичних викладок, досліджено електромагнітні процеси у локальній системі електроживлення, що складається з сонячної батареї, яка представлена еквівалентним джерелом напруги з внутрішнім опором (рис. 2.13), та широтно-імпульсного перетворювача (ШІП), що включений на її

виході для забезпечення роботи у режимі відбору максимальної енергії, за умови підключення випадковим чином додаткового активного навантаження. Дослідження проведено за допомогою програмного пакету Matlab R2020a Simulink© у точці, близькій до точки рівноваги, в якій Rвн ≈ Rн = 0,975 Ом. Зазначимо, що при відсутності додаткового навантаження система є стійкою і автоколивання відсутні.

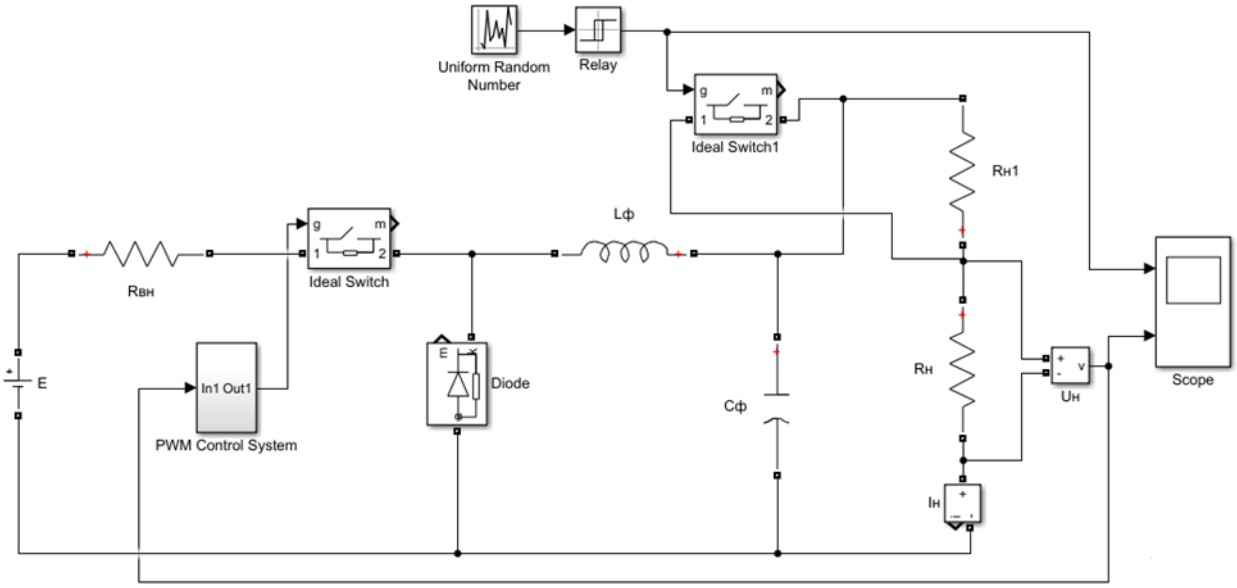


Рис. 2.13. Модель локальної системи електроживлення

Модель, зображена на рис. 2.13, містить наступні елементи: E = 10 В – еквівалентне джерело напруги з внутрішнім опором Rвн = 1 Ом; Ideal Switch – ключ ШІП; Rн = 0,975 Ом – активне навантаження; Ideal Switch1 – ключ, що підключає додаткове активне навантаження Rн1 = 0,05 Ом випадковим чином; Diode – напівпровідниковий діод; Lф =1 мГн, Cф =1 мФ – індуктивність та ємність фільтра; PWM Control System – система керування широтно-імпульсним перетворювачем зі стабілізацією вихідної напруги, схему моделі якої зображено на рис. 2.14; Uniform Random Number – генератор випадкової послідовності; Relay – релейний блок; вимірювачі миттєвих значень струму ($I_н$) та напруги ($U_н$) на навантаженні; Scope – блок для спостереження зміни напруги на навантаженні та імпульсів керування ключем додаткового навантаження.

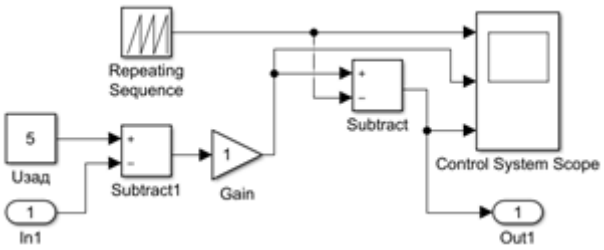


Рис. 2.14. Модель системи керування широтно-імпульсним перетворювачем зі стабілізацією вихідної напруги

Модель реалізує ШІМ II роду з опорною пилкоподібною напругою. На рис. 2.14 позначено: *U*зад = 5– задаюче значення напруги; In1 – сигнал зворотнього зв'язку; Out1 – керуючий сигнал; Subtract – елемент віднімання; Gain – ланка підсилення; Repeating Sequence – генера--тор пилкоподібної напруги з амплітудним значенням $U_{ГПН}$=2,5 В та періодом *T*=10 мкс; Control System Scope – блок для спостереження зміни напруги ГПН, сигналу похибки та результату порівняння.

Часові залежності напруги та струму в навантаженні при значенні коефіцієнта підсилення у колі зворотнього зв'язку *K* = 1, отримані в результаті моделювання, та імпульси керування ключем додаткового навантаження наведені на рис. 2.15.

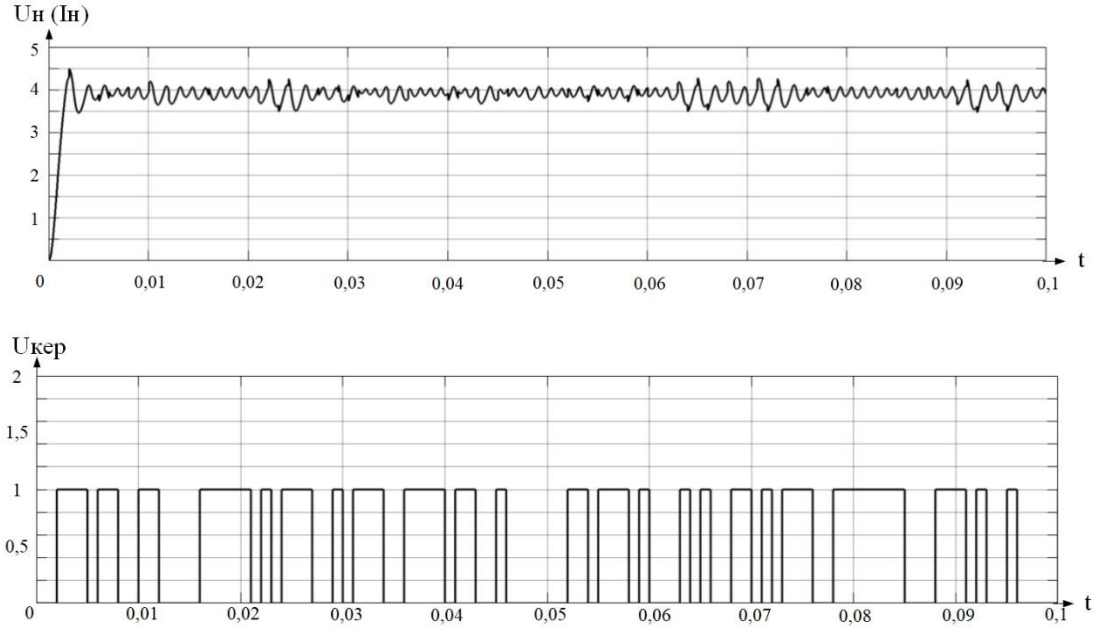


Рис. 2.15. Часові залежності напруги та струму в навантаженні при значенні коефіцієнта підсилення у колі зворотнього зв'язку *K* = 1

Видно, що з підключенням випадковим чином додаткового активного навантаження, система переходить до режиму нестійкої роботи. Переведення системи у режим стійкої роботи можливе шляхом підключення паралельно навантаженню накопичувача з зарядно-розрядним пристроєм.

2.3. Природничі властивості складових структури потоку

Розглядаючи струм на виході установок на основі відновлюваних джерел енергії, зокрема сонячних батарей, як кінцевий результат проходження потоку первинної енергії через зовнішнє середовище, доцільно оцінити вплив цього середовища на величину енергії генерації. Одним з кроків такої ідентифікації є визначення щільності та передавальної функції хмар, від величини яких залежить величина енергії, що потрапляє на поверхню сонячних батарей (див. розділ 1.3).

Величина енергії, яку можна отримати від сонячної електростанції, визначається загальною площею сонячних батарей, коефіцієнтом корисної дії та середньомісячною питомою інтенсивністю сонячного випромінювання, що потрапляє на горизонтальну поверхню. Інтенсивність, в свою чергу, суттєво залежить від географічної широти місцевості, пори року та часу доби, прозорості атмосфери, наявності хмар, характеру підстилаючої поверхні та інших факторів.

Визначення віртуальної щільності хмар. Сонячна електростанція є набором сонячних батарей – дискретних комірок, кількість яких залежить від потужності електростанції, тому доцільно було б проводити розрахунки для дискретної моделі. Однак коли розглядаються великі електростанції, такі, як, наприклад, електростанція Talatan Solar Park [144], площа якої складає 420 км^2, враховуючи, що площа проекції хмари (наприклад, купчастої) в середньому сягає 100000 м^2, можна використовувати неперервну модель. Під площею проекції хмари в загальному випадку розуміється кількість затінених хмарою комірок.

Оскільки поперечні розміри сонячного променю значно менші за повздовжні, промінь характеризується інтенсивністю $I(z)$ в кожній конкретній точці на промені. При проходженні квантів сонячного випромінювання через хмару сумарна інтенсивність випромінювання I, що розраховується на одиницю площі поверхні, перпендикулярної напрямку розповсюдження випромінювання, зменшується за законом Бера [145]:

$$I(z) = I_0 e^{-\int_0^z \mu(\vec{z})dz}, \tag{2.28}$$

де z – координата точки на прямій, вздовж якої розповсюджується випромінювання; I_0 – початкове значення інтенсивності, тобто інтенсивність випромінювання, що потрапляє в атмосферу Землі; $\mu(\vec{z})$ – коефіцієнт лінійного поглинання, що є функцією трьох просторових координат (x, y, z), які утворюють радіус-вектор $\vec{z}$. Значення коефіцієнта $\mu(\vec{z})$ розраховуються в точках на прямій, паралельній осі Oz і корелюють зі значеннями щільності хмари в точках вектора $\vec{z}$ [146]. Величина амплітуди інтенсивності сонячного випромінювання, що пройшло крізь хмару, обернено пропорційна щільності хмари.

Логарифм відношення інтенсивності випромінювання, що потрапляє на сонячну батарею, до початкової інтенсивності будемо називати проекцією хмари вздовж лінії розповсюдження випромінювання:

$$p(z) = -\ln \frac{I(z)}{I_0}, \tag{2.29}$$

або, враховуючи формулу (2.28):

$$p(z) = \int_0^z \mu(\vec{z})dx. \tag{2.30}$$

Для знаходження щільності хмари необхідно мати набір її проекцій для всіх можливих положень хмари в координатах x, y, z.

Підключення перетворювача (в загальному випадку – імпульсного регулятора) до кожної елементарної комірки сонячної електростанції (під

елементарною коміркою будемо розуміти окрему сонячну батарею) забезпечує реалізацію 2-го та 3-го методів оцінки рівня енергії, що потрапляє на поверхню сонячних батарей з подальшим підсумовуванням енергії в загальному вузлі [147, 148]. При проходженні хмари над сонячною електростанцією частина батарей затіняється, і загальний рівень енергії зменшується. В залежності від співвідношення лінійної швидкості руху хмар $V_{хм}$ та швидкості зміщення Сонця V_c, можливі такі випадки:

1. лінійна швидкість руху хмари значно більша за швидкість зміщення Сонця: $V_{хм} >> V_c$. Тоді на деякому інтервалі (наприклад, 1 год) положення Сонця вважається фіксованим (рис. 2.16, а), тобто лінії променів *A – A*, *A' – A'*, *A" – A"* зберігають свою колінеарність, тоді як проекція хмари переміщується на відстань *h*;

2. лінійна швидкість руху хмари значно менша за швидкість зміщення Сонця: $V_{хм} << V_c$. Тоді лінії променів змінюються з *A – A* на *B – B* з кутом зміщення Сонця θ, який змінюється в заздалегідь визначених межах $\theta_{min} < \theta < \theta_{max}$ (рис. 2.16, б);

3. лінійна швидкість руху хмар та швидкість зміщення Сонця, є величинами одного порядку: $V_{хм} \approx V_c$. Цей випадок поєднує в собі особливості попередніх двох випадків.

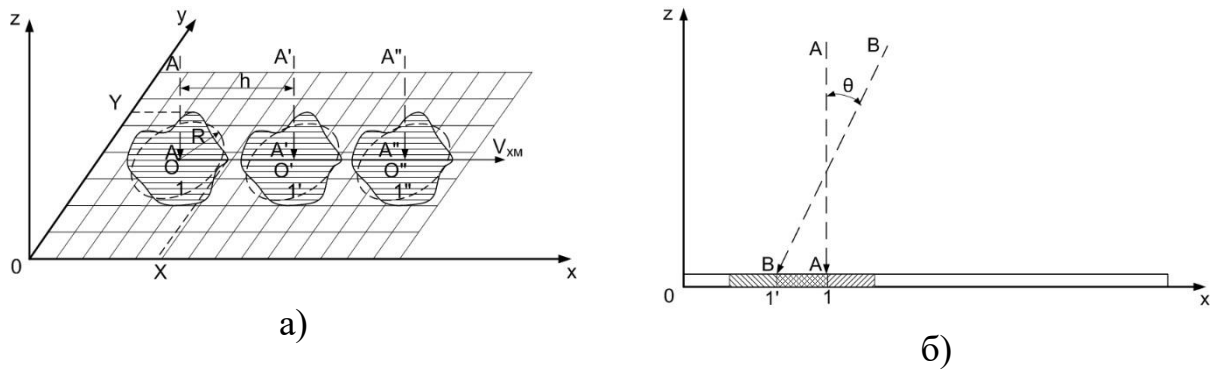


Рис. 2.16. Проекції хмари на сонячну батарею: а) за умови $V_{хм} >> V_c$; б) за умови $V_{хм} << V_c$

Для спрощення розрахунків форму проекції хмари апроксимуємо колом деякого радіусу R з центром в точці *O*.

Оскільки сумарна інтенсивність сонячного випромінювання визначається потоком прямого сонячного випромінювання, що проходить через хмару; поглиненим потоком; потоком, відбитим поверхнею Землі; потоком, перевідбитим від поверхні хмари, а також наведеним потоком від інших об'єктів на поверхні, то для спрощення розрахунків будемо використовувати деяку еквівалентну віртуальну щільність хмар, яка буде враховувати як величину прямого, так і величину відбитого випромінювання. Для визначення віртуальної щільності існує декілька методів, одним з яких є метод зворотного перетворення, який дозволяє визначити щільність об'єкту за набором його проекцій на деяку площину [149].

Адаптація методу зворотного перетворення. За умови, що лінійна швидкість руху хмари значно більша за швидкість зміщення Сонця схема розрахунку віртуальної щільності хмари за набором її проекцій при застосуванні методу зворотного перетворення полягає у наступному.

На сонячній батареї обираємо початкову декартову систему координат *Oxyz* з центром *O*. Сонячне випромінювання розповсюджується вздовж вісі Oz. При $z = 0$ початкова проекція хмари 1 знаходиться в площині *Oxy*, при чому центр координат співпадає з центром проекції (рис. 2.17). Оскільки положення Сонця вважається фіксованим, тобто розглядається пучок колінеарних променів і кут зміщення Сонця $\theta = 0$, наступна проекція хмари 1' розраховується у системі координат $O\chi\gamma$, центр якої переноситься у точку *O'* з координатами (*a*, *b*), напрям вісі $O\chi$ співпадає з напрямом вісі Ox, напрям вісі $O\gamma$ співпадає з напрямом вісі Oy. Положення нової системи відносно початкової визначається наступними рівняннями:

$$\begin{cases} \chi = x - a \\ \gamma = y - b \end{cases}.$$

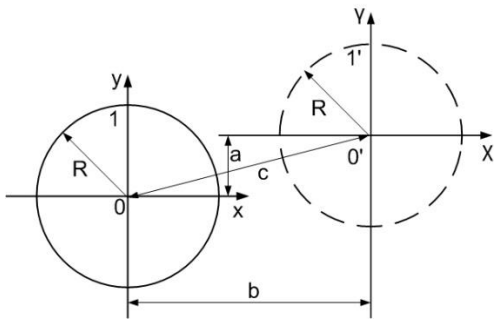


Рис. 2.17. Схема розрахунку віртуальної щільності хмари за умови, що $V_{хм} >> V_c$

Відповідно до формули (2.33), інтенсивність сонячного випромінювання на площині сонячної батареї при $z = 0$ визначається наступним чином:

$$I(x, y) = I_0 e^{-\int_0^x \int_0^y \mu(x-\chi, y-\gamma) d\chi d\gamma} . \qquad (2.31)$$

При подальших розрахунках приймаємо, що поза хмарою $\mu = 0$, і інтеграл у формулі (2.31) розраховується лише по відрізку, що розташований всередині площини кола.

Запишемо вираз для проекції хмари на сонячну батарею наступним чином:

$$p(x, y) = \int_0^x \int_0^y \mu(x-\chi, y-\gamma) d\chi d\gamma . \qquad (2.32)$$

Враховуючи, що зміна функції $\mu(x, y, z)$ на одиницю відстані по осі Oz визначається оператором $p_z = \frac{d}{dz}$, і застосовуючи зворотнє перетворення [150], отримаємо наступний вираз для коефіцієнта лінійного поглинання хмари:

$$\mu(x, y, z) = \int_0^\infty p(x, y) e^{j(p_z x + p_z y)} dp_z , \qquad (2.33)$$

який і визначає її щільність.

Середнє значення коефіцієнта лінійного поглинання на інтервалах $0 \div X$, $0 \div Y$, де X та Y – граничні розміри проекції хмари, визначається наступним чином:

$$\bar{\mu}(x, y, z) = \frac{1}{X} \frac{1}{Y} \int_0^X \int_0^Y \int_0^\infty p(x, y) e^{j(p_z x + p_z y)} dx dy dp_z . \qquad (2.34)$$

Для знаходження тренду зміни віртуальної щільності хмари на базовому інтервалі необхідно розраховувати математичне очікування величини віртуальної щільності та його відхилення на кожному з обраних інтервалів фіксації положення хмари.

Для випадку, коли лінійна швидкість руху хмари значно менша за швидкість зміщення Сонця приймемо, що зміщення Сонця вздовж вісі Oy є незначним. Тоді відносно нерухомої системи координат Oxz введемо рухому систему $O\zeta\xi$, вісь $O\varsigma$ якої направлена, як показано на рис. 2.18.

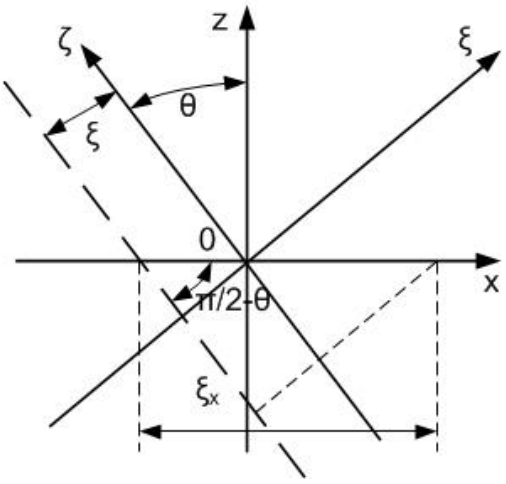


Рис. 2.18. Схема розрахунку віртуальної щільності хмари за умови, що $V_{хм} << V_c$

Положення рухомої системи відносно нерухомої визначається кутом θ:

$$\begin{cases} \zeta = z\cos\theta + x\sin\theta \\ \xi = -z\sin\theta + x\cos\theta \end{cases}. \tag{2.35}$$

Інтенсивність сонячного випромінювання для деякого значення координати y проекції хмари визначається кутом зміщення θ поточного променю відносно початкового:

$$I(\xi, y, \theta) = I_0 \exp\left(-\int_0^Z \mu(x, y, z) d\varsigma \right), \tag{2.36}$$

де Z – верхня границя хмари.

Кут повороту системи координат θ залежить від кутового положення Сонця (часу доби), кута нахилу сонячної батареї та від географічних координат

сонячної електростанції, адже атмосфера Землі краще відбиває косі сонячні промені, тому значення потужності випромінювання на екваторі і в середніх широтах набагато більші ніж в високих, і тому в екваторіальних регіонах кут нахилу батарей буде значно меншим, ніж у регіонах, ближчих до полюсів.

Набір проекцій хмари на вісь $O\xi$ визначається наступним чином:

$$p(\xi, y, \theta) = \int_0^Z \mu(x, y, z) d\varsigma . \tag{2.37}$$

Враховуючи, що вісь $O\xi$ повернена відносно вісі Ox на кут $\frac{\pi}{2} - \theta$, рівняння проекції ξ_x вісі $O\xi$ на вісь Ox записується наступним чином:

$$\xi_x = -z + x\mathrm{ctg}\theta . \tag{2.38}$$

Тоді, позначивши набір проекцій хмари через $p(\xi_x, y, \theta)$ і враховуючи, що $\frac{d\theta}{dx} = \omega_x$ – зміна кута повороту системи координат на одиницю відстані по осі Ox, отримаємо наступний вираз для розрахунку коефіцієнта лінійного поглинання:

$$\mu(x, y, z) = \int_0^\infty p(\xi_x, y, \theta) e^{j\omega_x \xi_x} d\omega_x , \tag{2.39}$$

який як і у попередньому випадку визначає віртуальну щільність хмари.

У випадку, коли лінійна швидкість руху хмари та швидкість зміщення Сонця є величинами одного порядку, необхідно враховувати особливості, притаманні попереднім двом випадкам. За умови, що зміщення Сонця вздовж вісі Oy є незначним, аналогічні розрахунки доцільно проводити у новій системі координат:

$$\begin{cases} \zeta = z\cos\theta + x\sin\theta \\ \xi = -z\sin\theta + x\cos\theta \\ \gamma = y - b \end{cases} \tag{2.40}$$

з використанням операторів $\frac{d}{dz}$ та $\frac{d}{dx}$.

Запропонована методика дозволяє на основі застосування методу зворотного перетворення визначити коефіцієнт лінійного поглинання і, відповідно, віртуальну щільність хмари за даними інтенсивності сонячного випромінювання, що потрапляє на поверхню сонячних батарей.

Розрахунок віртуальної щільності хмари на основі перетворення Фур'є. Фіксація зменшення величини інтенсивності сонячного випромінювання визначається давачами освітленості, встановленими у шаховому порядку з деяким кроком Δl (рис. 2.19) [151]. Нехай проекція хмари O затіняє деяку частину сонячної електростанції. На давачах освітленості 11, 21, 22, 31, 32, 33, 41, 42, 51 спостерігається зменшення інтенсивності сонячного випромінювання, пропорційне щільності хмари. Якщо швидкість вітру $V_{хм}$ відома, можна обчислити час переміщення T хмари над площиною сонячної електростанції і відповідно визначити кількість давачів розташованих вздовж вектора $\vec{z}$ її переміщення, які необхідні для розрахунку щільності хмари.

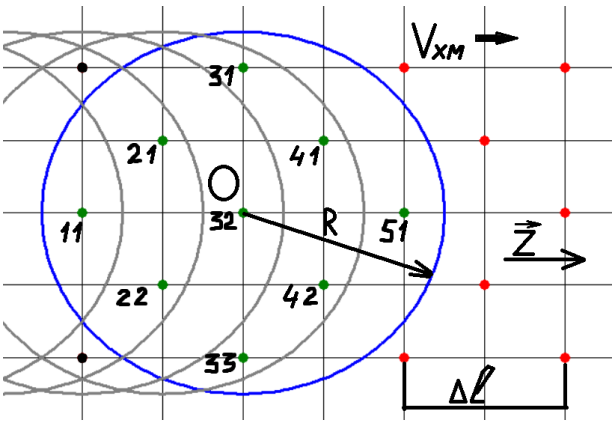


Рис. 2.19. Схема положення давачів освітленості відносно хмари на площині сонячної електростанції

Припустимо, що напрям вітру відомий, і через деякий час Δt ті ж самі значення інтенсивності сонячного випромінювання з'являться на наступній групі давачів, позначених на рис. 2.19 червоним кольором. Це дає змогу спрогнозувати можливий рівень енергії генерації сонячної електростанції та сформувати відповідні сигнали керування перетворювачами, які забезпечують

роботу сонячних батарей в режимі відбору максимальної енергії. Одночасно виконується корекція розрахунку віртуальної щільності хмари на даному кроці.

При розрахунку віртуальної щільності хмари представимо хмару як фільтр, через який проходить сонячне випромінювання. Тоді функція зміни інтенсивності випромінювання на кожному з n давачів $f_n(t)$ задається формулою:

$$f_n(t) = \int_0^t h_n(t-\tau) \cdot s_n(\tau) d\tau \,, \tag{2.41}$$

де $h_n(t-\tau)$ – функція зміни щільності хмари, що чисельно дорівнює кількості сонячного випромінювання, що пройшло крізь хмару; $s_n(\tau)$ – функція зміни величини сонячного випромінювання.

Для визначення оригіналу функції щільності хмари використаємо зворотне перетворення Фур'є [150]:

$$h(t) = \frac{1}{N} \sum_{k=0}^{N-1} H(k) e^{j\frac{2\pi nk}{N}} \,, \tag{2.42}$$

де $H(k) = \dfrac{F(k)}{S(k)}$ – зображення функції зміни щільності хмари; $F(k) = \sum_{n=0}^{N-1} f_n(t) e^{-j\frac{2\pi nk}{N}}$ – зображення функції зміни інтенсивності випромінювання; k – номер вимірювання значення інтенсивності сонячного випромінювання ($k \in [0, N-1]$); N – кількість давачів, розташованих вздовж вектора $\vec{z}$.

Нехай в початковий момент часу проекція хмари затіняє давач 11, як показано на рис. 2.19. Знаючи відстань між давачами Δl = 100 *м* та швидкість вітру $V_{хм}$ = 0,17 *м/с,* розрахуємо час , за який проекція хмари перейде з давача 11 на давач 32: $\Delta t = \dfrac{100}{0{,}17} = 600c$.

Оскільки давачі розташовані в шаховому порядку, наступні будуть отримані через 300 с, бо відстань до лінії давачів 21-22 становить $\dfrac{\Delta l}{2}$. Знаючи

час Δt та приймаючи, що радіус проекції хмари R = 250 *м*, отримуємо, що кількість давачів, розташованих вздовж вектора $\vec{z}$, N = 5. Знаючи кількість вимірювань значень інтенсивності, запишемо вираз для прямого дискретного перетворення Фур'є функції зміни інтенсивності сонячного випромінювання на давачах, скориставшись формулою Ейлера для (2.41), отримуємо:

$$F(k) = x_{11}(\cos(0) - j\sin(0)) + x_2(\cos(\frac{2\pi k}{5}) - j\sin(\frac{2\pi k}{5})) +$$
$$+x_3(\cos(\frac{4\pi k}{5}) - j\sin(\frac{4\pi k}{5})) + x_4(\cos(\frac{6\pi k}{5}) - j\sin(\frac{6\pi k}{5})) +,$$
$$+x_{51}(\cos(\frac{8\pi k}{5}) - j\sin(\frac{8\pi k}{5}))$$

де x_{11}, x_{51} – значення функції зміни інтенсивності на давачах 11 та 51; x_2, x_3 та x_4 – середнє значення груп давачів (21-22), (31-32-33) і (41-42) відповідно.

Підставивши в даний вираз $k \in [0,4]$, отримуємо таблицю значень функції $F(k)$. У таблиці 2.2 наведено перші 5 значень функції $F(k)$.

Таблиця 2.2. Перші 5 значень функції $F(k)$

k	*F(k)*				
0	1217	1233	1250	1271	1278
1	-39,9	-33	-40,7	-48,4	-36,5
2	-7,69	-9,09	-8,54	-12,83	-9,12
3	-16,9	-10,5	-5,23	-2,81	-7,13
4	-82,3	-80	-80,3	-81,7	-69,7

На інтервалі проходження хмари над площиною сонячної електростанції значення функції зміни інтенсивності сонячного випромінювання $s(\tau)$ приймаємо постійним і рівним середньому значенню інтенсивності на даному інтервалі, $s(\tau) = 690 Вт / м^2$. В області зображень $S(k)$=690.

В таблиці 2.3 наведено значення функції зміни щільності хмари $H(k)$.

Таблиця 2.3. значення функції зміни щільності хмари $H(k)$

№ з/п	1	2	3	4	5
$H(k)$	1,55	1,59	1,62	1,63	1,67

Застосовуючи зворотне дискретне перетворення Фур'є, знайдемо оригінал функції зміни щільності хмари $h(t)$ за формулою (2.42):

$$h(t) = \frac{1}{5}(H(0)(\cos(0) + j\sin(0))).$$

Отримані значення заносимо до табл. 2.4.

Таблиця 2.4. значення функції зміни щільності хмари *h(t)*

№ з/п	1	2	3	4	5
h(t)	0,31	0,32	0,32	0,33	0,33

На рис. 2.20 зображено 3D модель віртуальної щільності хмари відповідно до площі її проекції на давачі сонячної електростанції. Різним відтінком синього кольору показані кожні 10% щільності, які на самому рисунку позначені десятковим дробом.

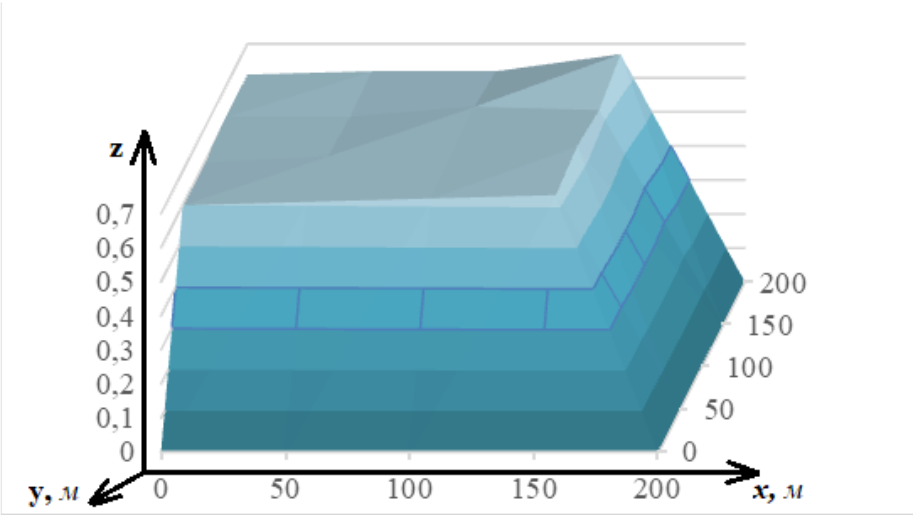


Рис. 2.20. 3D модель віртуальної щільності хмари відповідно до площі її проекції на давачі сонячної електростанції

Як видно з рис. 2.20, щільність хмари змінюється в межах від 0,6 до 0,7, що при більш точних розрахунках складає від 59% до 68%. Оскільки функцію зміни інтенсивності випромінювання вважаємо періодичною, то функція зміни щільності хмари на наступній частині поверхні сонячних батарей буде приймати значення, наведені у табл. 2.4. Це передбачення функції зміни щільності хмари дозволяє спрогнозувати потужність на виході сонячної електростанції та

виробити відповідні сигнали керування перетворювачами, що забезпечують роботу сонячних батарей в режимі відбору максимальної енергії, залежно від умов навколишнього середовища.

Запропонована методика дозволяє за допомогою методу зворотного дискретного перетворення Фур'є визначати віртуальну щільність хмари за даними величини сонячного випромінювання, яке потрапляє на сонячні батареї.

Визначення передавальної функції хмари. При проходженні сонячного випромінювання через хмару інтенсивність випромінювання зменшується за законом Бера, де значення коефіцієнта лінійного поглинання корелюють зі значеннями щільності хмари в точках прямої розповсюдження випромінювання. Хмарний покрив може бути одношаровим або багатошаровим з розташуванням хмар на різній висоті – від десятків метрів до десятків кілометрів – з різною формою. Для оцінки впливу множини різнорідних параметрів хмарного покриву на величину енергії на виході сонячної електростанції, використовується інтегральний параметр – еквівалентна віртуальна щільність хмари, що враховує як величину прямого, так і величину відбитого сонячного випромінювання [152, 153].

Для визначення віртуальної щільності хмари представимо хмару як фільтр з деякою передавальною функцією, через який проходить сонячне випромінювання. Передавальна функція хмари визначається відношенням величини інтенсивності сонячного випромінювання на виході хмари до величини інтенсивності сонячного випромінювання на вході. Величини інтенсивностей сонячного випромінювання на виході та на вході хмари є функціями просторових координат (x, y) та часу. Час вимірювання вхідної $I_0(x, y, t)$ та вихідної $I(x, y, t)$ інтенсивностей випромінювання Δt обирається з наступних умов:

$$\begin{cases} \Delta t \cdot V_{хм} << X \\ \Delta t \cdot V_{хм} << Y \end{cases}, \tag{2.43}$$

при чому $\Delta t << T_x$, $\Delta t << T_y$, де T_x та T_y – час, за який проекції хмари проходять відстані X та Y відповідно, які визначаються максимальними розмірами сонячної електростанції.

Застосовуючи перетворення Лапласа, переходячи з області оригіналів в область зображень, отримаємо:

$$\begin{aligned} L\{I_0(x,y,t)\} &\Rightarrow I_0(p_x, p_y, p) \\ L\{I(x,y,t)\} &\Rightarrow I(p_x, p_y, p) \end{aligned}, \tag{2.44}$$

де p_x, p_y, p – оператори d/dx, d/dy та d/dt відповідно.

Передавальна функція хмари визначається наступним чином:

$$W(p_x, p_y, p) = \frac{I(p_x, p_y, p)}{I_0(p_x, p_y, p)}. \tag{2.45}$$

Оскільки величина інтенсивності сонячного випромінювання на вході хмари $I_0(p)$ по всій площині є рівномірною і постійною, то вважатимемо, що за часом:

$$I_0(p) = \frac{I_{0\max}}{p}. \tag{2.46}$$

За просторовими координатами x та y величину інтенсивності сонячного випромінювання на вході хмари вважатимемо рівною її середньому значенню на інтервалі Δt.

Аналогічно величину інтенсивності сонячного випромінювання на виході хмари $I(p)$ вважатимемо постійною:

$$I(p) = \frac{I_{\max}}{p}. \tag{2.47}$$

Тоді передавальна функція хмари визначається наступним чином:

$$W(p_x, p_y) = \frac{I_{\max}(p_x, p_y)}{I_{0\max}(p_x, p_y)}. \tag{2.48}$$

Для знаходження оригіналу передавальної функції в координатах (x, y) застосуємо до передавальної функції $W(p_x, p_y)$ зворотнє перетворення Лапласа:

$$w(x,y)=L^{-1}\left\{W(p_x,p_y)\right\}=\frac{1}{X}\frac{1}{Y}\int_{-\infty}^{\infty}\int_{-\infty}^{\infty}W(p_x,p_y)e^{p_x x+p_y y}dp_x dp_y\,. \qquad (2.49)$$

Враховуючи, що сонячне випромінювання на вході хмар I_0 є постійною величиною в координатах (x,y), для знаходження вагової функції достатньо взяти похідну по координатам (x,y) від функції $w(x,y)$.

Оскільки сонячні батареї складаються з окремих комірок, то при розрахунках доцільно перейти до дискретних значень.

Мінімальні лінійні розміри проекції хмари на площину сонячної батареї визначаються з кроком $n_x=\lfloor x/\Delta x\rfloor$, $n_x=1\ldots N_x$, $n_y=\lfloor y/\Delta y\rfloor$, $n_y=1\ldots N_y$, де Δx та Δy – лінійні розміри елементарної комірки, $N_x=\lfloor X/\Delta x\rfloor$ та $N_y=\lfloor Y/\Delta y\rfloor$ – кількість елементарних комірок сонячної батареї по осям Ox та Oy відповідно; $\lfloor\ \rfloor$ – ціла частина від ділення. Згідно з теоремою Котельникова, похибка визначення лінійних розмірів сонячної батареї не перевищуватиме значень $2n_x$ та $2n_y$.

Оскільки для знаходження передавальної функції хмари необхідно виконувати обробку двомірного масиву даних інтенсивності сонячного випромінювання, розглянемо двомірне перетворення Віленкіна-Крестенсона (ВКФ) для функції двох змінних n_x та n_y, визначених на інтервалах $N_x\cong m_1^{n_1}$, $N_y\cong m_2^{n_2}$ відповідно, де m_1, n_1, m_2, n_2 – деякі цілі числа. При таких довжинах інтервалів кількість синусних та косинусних складових базисних функцій рівна m_1 та m_2 відповідно, що зменшує об’єм обчислень, які необхідні при переході від оригінала до зображення і навпаки.

Пряме ВКФ-перетворення на інтервалі $N=N_xN_y$ матиме вигляд:

$$W(\nu_x,\nu_y)=\frac{1}{N}\sum_{n_x=0}^{N_x-1}\cdot\sum_{n_y=0}^{N_y-1}w(n_x,n_y)\times f_W(\nu_x,\nu_y,n_x,n_y)\,, \qquad (2.50)$$

де $w(n_x,n_y)$ та $W(\nu_x,\nu_y)$ – дискретні значення оригіналу та зображення передавальної функції хмари; величини ν_x та ν_y можна трактувати як число

обертів, яке виконають вектори дискретних експоненційних функцій на інтервалах N_x та N_y відповідно [134].

Базисні функції двомірного перетворення Віленкіна-Крестенсона визначаються виразом:

$$f_W(\nu_x,\nu_y,n_x,n_y)=\exp\left(j2\pi\sum_{s=1}^{n_1}\frac{n_x^{(s)}\nu_x^{(s)}}{m_1}\right)\underset{m}{\times}\exp\left(j2\pi\sum_{s=1}^{n_2}\frac{n_y^{(s)}\nu_y^{(s)}}{m_2}\right), \qquad (2.51)$$

де $n_x^{(s)}$, $\nu_x^{(s)}$ – розрядні компоненти в m_1-ічному представленні величин n_x та ν_x ; $n_y^{(s)}$, $\nu_y^{(s)}$ – розрядні компоненти в m_2-ічному представленні величин n_y та ν_y; $\underset{m}{\times}$ – знак *m*-кронекерівського добутку матриць.

Базисні функції $f_W(\nu_x,\nu_y,n_x,n_y)$ представляються у матричному вигляді:

$$f_{WN}=f_{WN_x}\underset{m}{\times}f_{WN_y}, \qquad (2.52)$$

де f_{WN_x} та f_{WN_y} – матриці базисних функцій одномірного ВКФ-перетворення на інтервалах N_x та N_y відповідно.

$$f_{WN_x}=\begin{array}{c|cccc|}
 & & \overset{n_x}{\rightarrow} & & \\
 & 0 & 1 & \dots & m_1^{n_1}-1 \\
\nu_x\downarrow\ 0 & f_W(0,0) & f_W(0,1) & \dots & f_W(0,m_1^{n_1}-1) \\
1 & f_W(1,0) & f_W(1,1) & \dots & f_W(1,m_1^{n_1}-1) \\
\dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\
m_1^{n_1}-1 & f_W(m_1^{n_1},0) & f_W(m_1^{n_1},1) & \dots & f_W(m_1^{n_1}-1,m_1^{n_1}-1)
\end{array}$$

$$f_{WN_y}=\begin{array}{c|cccc|}
 & & \overset{n_y}{\rightarrow} & & \\
 & 0 & 1 & \dots & m_2^{n_2}-1 \\
\nu_y\downarrow\ 0 & f_W(0,0) & f_W(0,1) & \dots & f_W(0,m_2^{n_2}-1) \\
1 & f_W(1,0) & f_W(1,1) & \dots & f_W(1,m_2^{n_2}-1) \\
\dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\
m_2^{n_2}-1 & f_W(m_2^{n_2},0) & f_W(m_2^{n_2},1) & \dots & f_W(m_2^{n_2}-1,m_2^{n_2}-1)
\end{array}$$

Зворотнє перетворення записується наступним чином:

$$w(n_x,n_y)=\sum_{\nu_x=0}^{N_x-1}\cdot\sum_{\nu_y=0}^{N_x-1}W(\nu_x,\nu_y)\times f_W{}^*(\nu_x,\nu_y,n_x,n_y), \qquad (2.53)$$

де $f_W{}^*(\nu_x,\nu_y,n_x,n_y)$ – комплексно-спряжені базисні функції.

Комплексний характер функцій ВКФ-перетворення та неоднаковий вигляд прямого та зворотного перетворень ускладнюють застосування цього методу, однак при цьому зберігається інформація про фазу, тобто напрям руху хмари.

Якщо ця інформація не є важливою, тоді доцільно використовувати симетричне перетворення на кінцевих інтервалах (СКІ-перетворення) [152], базисні функції якого для випадку двох змінних описуються наступним рівнянням:

$$\varphi(\nu_x,\nu_y,n_x,n_y)=\mathrm{cas}\left(\frac{2\pi}{m_1}\sum_{s=1}^{n_1}n_x{}^{(s)}\nu_x{}^{(s)}\right)\circ\mathrm{cas}\left(\frac{2\pi}{m_2}\sum_{s=1}^{n_2}n_y{}^{(s)}\nu_y{}^{(s)}\right), \qquad (2.54)$$

де $\circ$ – знак операції «основна дія».

Таким чином, знаходження віртуальної щільності (методами зворотного перетворення та Фур'є) та передавальної функції хмари (методами ВКФ та СКІ) дозволяє вирішити завдання оцінки тренду зміни потоку первинної сонячної енергії для подальшого прогнозування потужності на виході сонячних батарей на основі використання параметрів активності Сонця. При цьому ВКФ-перетворення використовується у випадках, коли необхідно враховувати напрям руху хмари, а СКІ-перетворення у випадках, коли розмір проєкції хмари значно перевищує розмір сонячної електростанції, або хмарний покрив є суцільним.

Оцінка рівнів потоків первинної енергії за супровідними даними. У локальних системах електроживлення, в яких в якості джерел електроенергії використовуються вітроустановки оцінку тренду функції зміни швидкості вітру доцільно проводити на основі супровідних даних навколишнього середовища, зокрема тиску та температури [155], наявність лінійної статистичної залежності між якими визначається коефіцієнтом кореляції Пірсона [156].

Враховуючи аналог принципу невизначеності Гейзенберга, розмір вибірки має безпосередній вплив як на її достовірність та відтворюваність, так і на

статистичний зв'язок величин у ній та значущість цього зв'язку. Значущість коефіцієнтів кореляції оцінюється за допомогою *t*–критерію Стьюдента [157]: статистичний зв'язок між величинами вважається значущим, якщо розраховане значення критерію $t_{роз}$ більше за табличне $t_{таб}$, і не вважається значущим, якщо розраховане значення менше за табличне. Порівнюючи розраховане і табличне значення, можна з імовірністю $P=(1-\alpha)\cdot 100\%$ стверджувати про існування чи відсутність статистичного взаємозв'язку.

У табл. В.1 додатку В наведено значення коефіцієнтів кореляції та *t*–критерію Стьюдента для даних навколишнього середовища та швидкості вітру за 19.02.2019 – 27.02.2019 у м. Київ [158]. Для прикладу, що розглядається, табличне значення критерію Стьюдента дорівнює $t_{таб}=2{,}0739$. З таблиці видно, що усі коефіцієнти, за винятком головної діагоналі, є значущими, з чого можна зробити висновок, що взаємозв'язок між температурою, тиском та швидкістю вітру існує.

На рис. В.1 а, б, в зображено залежність коефіцієнта кореляції між температурою та швидкістю вітру від часу для розмірів вибірки 8, 16 та 32. Оптимальними вважатимемо розміри вибірки 24-38, оскільки при такому розмірі вибірки графік зміни коефіцієнта кореляції не є періодичним.

Припускаючи, що часові ряди швидкості вітру, тиску та температури є стаціонарними, а їх нормовані автокореляційні функції зображено на рис. В.2, отримуємо, що їх імовірнісні характеристики не змінюються у часі.

Результати апроксимації кореляційних функцій між швидкістю вітру та температурою та між швидкістю вітру та тиском рядом Фур'є наведені на рис. В.3 а, б, а амплітуди гармонік ряду Фур'є – у табл. В.2 та В.3.

На рис. 2.21 наведено графік часової залежності коефіцієнта зв'язку між коефіцієнтом кореляції швидкості вітру та часу і коефіцієнтом кореляції тиску та швидкості вітру, з якого видно, що він протягом всього інтервалу спостереження близький до 1, що говорить про те, що значення зв'язані між собою приблизно лінійною залежністю.

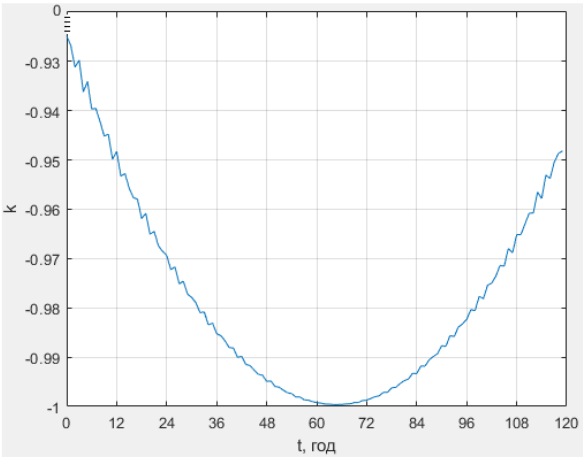


Рис. 2.21. Графік коефіцієнта зв'язку між коефіцієнтом кореляції швидкості вітру та коефіцієнтом кореляції швидкості вітру та тиску від часу

Прогнозування значень швидкості вітру проводиться наступним чином: у точках, де коефіцієнт кореляції (рис. В.3, а, б) має значуще значення 0,5 або вище [159], апроксимовані графіки екстраполюються на заданий час вперед, після чого отримується 2 екстрапольованих значення коефіцієнту кореляції – між швидкістю вітру та тиском та між швидкістю вітру та температурою, і швидкість вітру підбирається з заданою точністю таким чином, щоб отримати екстрапольовані коефіцієнти кореляції.

Даний підхід передбачає вибір конкретних супровідних метеоданих на певному інтервалі прогнозування τ, коефіцієнт кореляції швидкості вітру з якими на даному інтервалі може вважатися значимим та буде достатньо високим, та може бути виконаний у вигляді цифрової схеми або у вигляді програмного забезпечення для мікроконтролера.

2.4. Врахування фрактальної природи потоків енергії

Застосування поняття фрактального аналізу до прогнозування функції зміни потоків первинної енергії у локальних системах електроживлення дозволяє описати динаміку досліджуваних процесів, виявити зв'язок між об'єктами та явищами, що визначають поведінку досліджуваної системи, і дають можливість з достатньою точністю спрогнозувати можливі тенденції розвитку таких систем.

Фрактальний аналіз включає в себе сукупність методів дослідження поведінки локальних систем електроживлення за допомогою знання властивостей про фрактальну природу окремих їх елементів.

Не зважаючи на хаотичність і безладність характеру, поведінку фракталу можливо передбачити, беручи до уваги самоподібність електроенергетичних явищ. Самоподібність означає, що частини одного великого фракталу пов'язані з цілим, тобто, якщо зменшувати фрактал, можна побачити, що кожна його окремо взята частина повторює сама себе і весь фрактал в цілому. Тобто, різні часові інтервали будуть самоподібними. З властивості самоподібності фракталу випливає висновок, що енергетичні фрактали володіють «пам'яттю» про свої «початкові умови». Таким чином, фрактальний аналіз стверджує, що майбутні значення енергії та потужності генерації, споживання та накопичення залежать від попередніх змін.

Фрактальна розмірність хмар. Оскільки проекції хмар на площину сонячних електростанцій є самоподібними фрактальними об'єктами з сильно «порізаною» формою, розглянемо методику визначення фрактальної розмірності таких об'єктів. Припустимо, що: по-перше, над сонячною електростанцією потужністю від сотень МВт до одиниць ГВт, що вказує на її значну площу, існують невеликі за відносними розмірами купчасті хмари; по-друге, у просторі між хмарами знаходиться нерівномірна імла. При проходженні хмар над сонячною електростанцією деяка частина батарей затіняється хмарою, а інша частина нерівномірною імлою, і на поверхні сонячної електростанції утворюється проекція хмари (рис. 2.22). Оскільки розглядається випадок, коли лінійна швидкість руху хмар значно більша за швидкість зміщення Сонця, яка визначається його кутовим переміщенням, то на деякому інтервалі положення Сонця приймається фіксованим, у той час, як хмари та їх проекції переміщуються на деяку відстань.

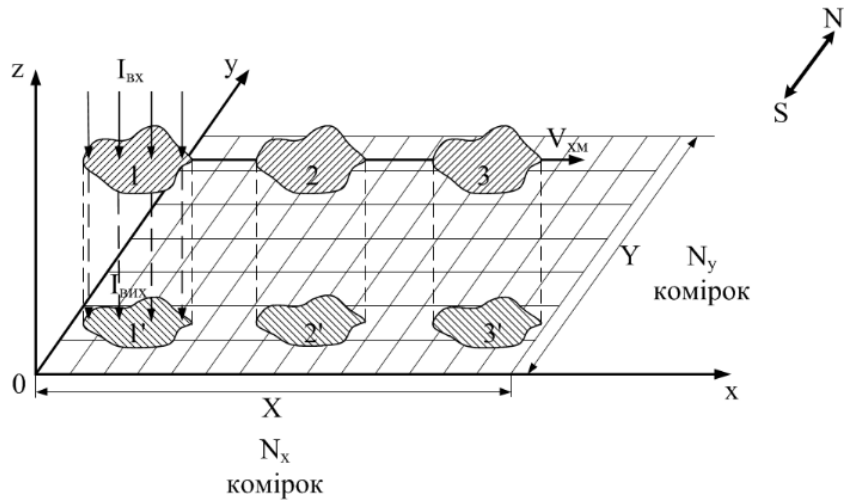


Рис. 2.22. Схематичне зображення проекцій хмари на сонячну електростанцію

Межа між окремими проекціями купчастих хмар у імлі визначається як середнє значення відстані між сусідніми проекціями хмар. В отриманих межах частина сонячних батарей генерує більшу енергію, а частина батарей значно меншу, що вказує на можливість використання поняття фрактальної розмірності D_0 проекції області хмарного покриву на окремі ділянки сонячної електростанції:

$$D_0 = \frac{\ln N_0}{\ln N}, \tag{2.55}$$

де N_0 – кількість елементарних комірок сонячних батарей, затінених хмарою; N – загальна кількість елементарних комірок сонячних батарей у кожній з виокремлених ділянок сонячної електростанції.

Величина фрактальної розмірності приймає цілі значення для простих геометричних об’єктів (для гладкої двомірної поверхні $D_0 = 2$), і нецілі значення для самоподібних фрактальних об’єктів з сильно «порізаною» формою. У випадку, коли поверхня ділянки сонячної електростанції повністю покрита хмарами, або хмар над поверхнею немає, фрактальна розмірність ділянки $D_0 = 2$. У всіх інших випадках $D_0 < 2$. Ділянки сонячної електростанції, для яких значення фрактальної розмірності є близькими, вважатимемо самоподібними.

Значення фрактальної розмірності проекції області хмарного покриву на окремі ділянки сонячної електростанції залежать від двох факторів. По-перше, від загального середнього значення інтенсивності сонячного випромінювання, що проходить між хмарами. Ця інтенсивність залежить від прозорості повітря, яка при імлі чи тумані зменшується, і відповідно зменшується різниця між інтенсивностями випромінювання до хмари та після неї. По-друге, від обраного значення різниці між інтенсивностями випромінювання до і після хмари. Для одного і того ж фізичного стану хмари значення фрактальної розмірності ділянки сонячної електростанції можуть бути різними.

Оскільки одним з кроків визначення фрактальної розмірності проекції області хмарного покриву на окремі ділянки сонячної електростанції є підрахунок кількості затінених елементарних комірок, необхідно розробити методику визначення стану комірки.

Для визначення того, чи затінена комірка сонячної батареї, використаємо функцію належності, або S-подібну криву, яка дозволяє визначити стан комірки в залежності від величини інтенсивності сонячного випромінювання (рис. 2.23) і розраховується наступним чином:

$$f_s(I^*) = \frac{1}{1 + e^{-\left(I^* + I^*_{пор}\right)}}, \tag{2.56}$$

де $I^* = I/I_0$ – відносна інтенсивність сонячного випромінювання, $I^* \in 0...I_{\max}$; I та I_0 – інтенсивність випромінювання, що потрапляє на сонячну батарею та в атмосферу Землі відповідно; $I^*_{пор}$ – порогове значення інтенсивності; $I_{\max}$ – максимальне значення інтенсивності на поверхні сонячної батареї. Якщо величина інтенсивності сонячного випромінювання, що потрапляє на комірку сонячної батареї, менша за деяке порогове значення $I^*_{пор1}$, $I^*_{пор2}$, комірка вважається затіненою. В іншому випадку – не затіненою. Вибір порогового значення інтенсивності для конкретної сонячної електростанції визначається максимальним рівнем енергії, що потрапляє на поверхню сонячних батарей, та алгоритмами роботи.

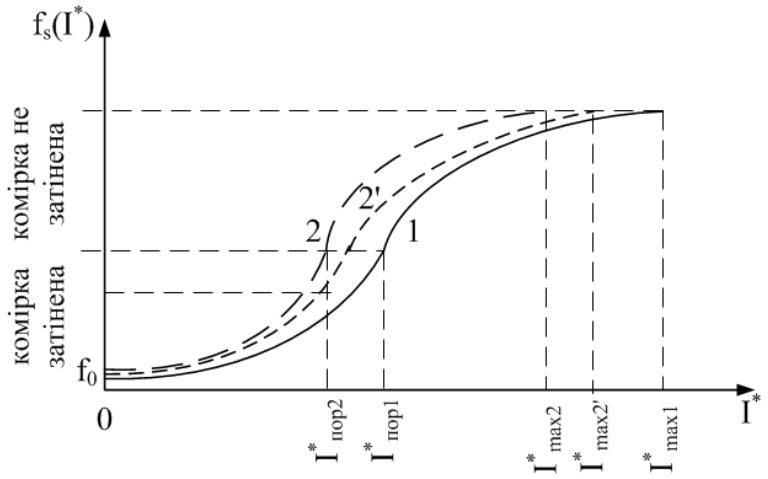


Рис. 2.23. Функція визначення стану комірки в залежності від величини інтенсивності сонячного випромінювання: крива 1 – повітря є прозорим; крива 2, 2’ – повітря є непрозорим, наявний туман чи імла; $f_0 = 1/(1+e^{-I^*_{пор}})$ – значення функції належності при $I^* = 0$

Як видно з рис. 2.23, у випадку, коли повітря є непрозорим, може змінюватись або величина порогового значення інтенсивності випромінювання, яка пов’язана з величиною струму, що генерує система (крива 2), або діапазон значень функції $f_s(I^*)$, які відносяться, наприклад, до стану затіненої комірки, при чому величина порогового значення інтенсивності $I^*_{пор2}$ залишається незмінною (крива 2’).

S-подібна крива може також використовуватись для оцінки меж проекцій хмар за градієнтом імли між хмарами.

Фрактальна розмірність графіків зміни енергії. Оскільки часовий ряд зміни потужності споживання $W_L(t)$ представлений графіком на площині, то простором його вкладення є поверхня – декартова система координат. Фрактальну розмірність D графіка такого ряду визначають за допомогою клітинкового методу [160]. Суть цього методу полягає в тому, що при розрахунку розмірності Хаусдорфа замість куль використовують набір прямокутних сіток з різними розмірами клітинок переважно у формі квадрата. Для кожної сітки

підраховують кількість клітинок, що покривають хоча б одну точку ламаної лінії графіка. Використовуючи формулу:

$$D = \lim_{\varepsilon \to 0} \frac{\log n(\varepsilon)}{\log\left(\frac{1}{\varepsilon}\right)} \tag{2.57}$$

для кожного значення кількості клітинок заданого розміру, будують у логарифмічному масштабі графік залежності кількості $n(\varepsilon_i)$ від розміру клітинки ε_i, де i = 1, 2, … відповідає розміру сітки. Далі, для цієї залежності будують графік функції $\log n(\varepsilon_i) = f\left(\log(\varepsilon_i)\right)$ в логарифмічному масштабі. Відзначені на графіку точки апроксимують прямою лінією методом найменших квадратів. Отримане рівняння прямої має вигляд:

$$\log y = -k \log x + b, \tag{2.58}$$

де x та y є логарифмічними координатами, а додатне значення параметра k відповідає значенню фрактальної розмірності D даного часового ряду $W_L(t)$.

Суть алгоритму клітинкового методу полягає в тому, що на графік часового ряду зміни потужності споживання накладається набір сіток з клітинками розміром $\varepsilon_x \times \varepsilon_y$, причому візуально варто забезпечити для них квадратну форму, тобто $\varepsilon_x \cong \varepsilon_y$, а розмір клітинок ε не повинен бути меншим за найменшу відстань між двома сусідніми рівнями часового ряду, тому шкала значень номерів вертикальних ліній сітки на осі абсцис для включення двох значень рівнів має позначки 1, 3, 5, …., для трьох значень – 1, 4, 7, … , для чотирьох відповідно, 1, 5, 9, … і т.д. Розміри клітинок підбираються так, щоб вони виглядали квадратами і вкладалися між поділками шкали ординат і, таким чином розмір клітинки приводиться до одиниць значень рівнів часового ряду.

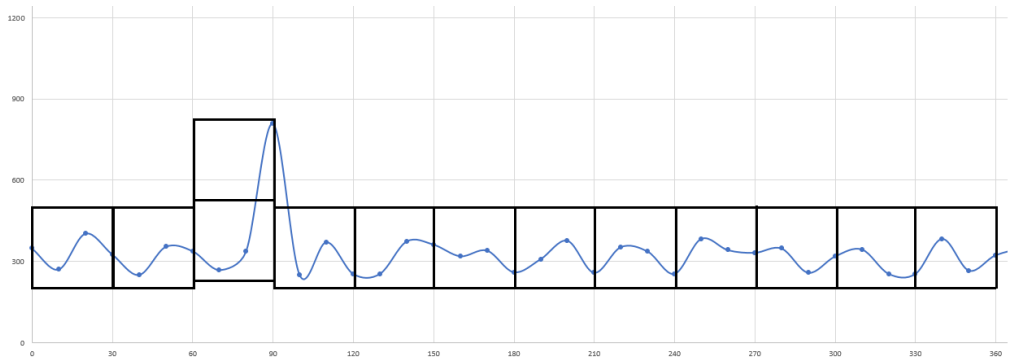
Оскільки розмір клітинок ε по осі ординат відомий і відповідає відстані між двома сусідніми номерами по осі абсцис, а шкала ординат починається з нуля, то значення кількості цілих клітинок на інтервалі абсциси, що дорівнює також ε, дорівнює $k_{\max} = \frac{y_{\max}}{\varepsilon}$, заокругленому до найближчого більшого цілого.

Натомість, кількість цілих клітинок, що знаходяться нижче від клітинки зі значенням $y_{\min}$, визначається як $k_{\min} = \frac{y_{\min}}{\varepsilon}$, заокруглене до найближчого найменшого цілого. Отже, кількість клітинок у стовпці дорівнює різниці заокруглених значень $k_{\max} - k_{\min}$. Таким чином загальна кількість клітинок $n(\varepsilon_i)$ кожної сітки, в яких локалізоване графічне зображення часового ряду визначається так:

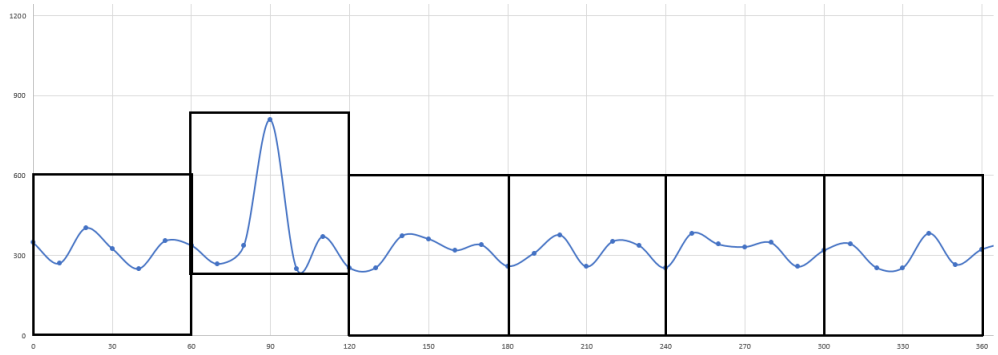
$$n(\varepsilon_i) = \sum_{i=1}^{n/\varepsilon_i} \left(k_{i\max} - k_{i\min} \right). \tag{2.59}$$

Якщо в такому стовпці більше ніж два значення, то розглядається лише їх розмах, тобто максимальне і мінімальне значення.

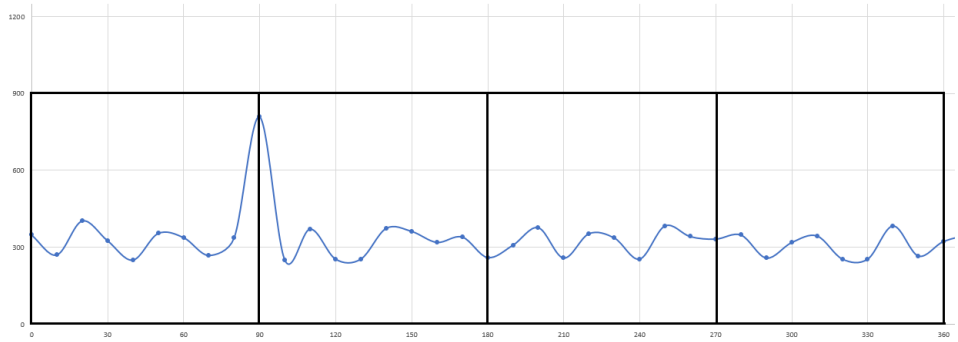
На рис. 2.24, а – г наведено приклад накладання сітки з клітинками різного розміру на графік зміни потужності споживання для 13 травня 2022 року. Початковий мінімальний розмір клітинки обирається не меншим за найменшу відстань між двома сусідніми числовими значеннями часового ряду. Для обраної дати мінімальна різниця між двома значеннями становить 68. Далі знаходимо розмір клітинки – для цього години переводимо в хвилини, в результаті маємо по осі абсцис значення часу в хвилинах від 0 до 1440 хв, а по осі ординат значення потужності споживання. Після чого по осі ординат обираємо розмір не менший ніж 68, і у відповідність знаходимо розмір по осі абсцис, щоб в результаті отримати сітку у вигляді клітинки. В результаті маємо розмір клітинки по осі ординат ε_y = 100, а по осі абсцис ε_x = 10. Далі підбираємо значення кроку вздовж осі абсцис, де варто обирати за кількістю рівнів, що охоплюються клітинками сіток, тобто кількістю значень що потрапляють в один рівень. Мінімальна кількість значень що охоплюються рівнями дорівнює двом. Отже, щоб задовільнити мінімальний розмір кроку, клітинка повинна мати розміри ε_y = 200 на ε_x = 20, для потрапляння двох точок в один рівень.



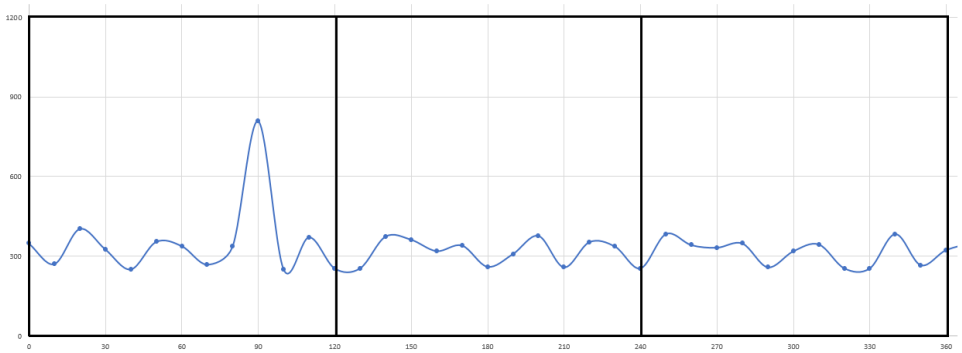
а)



б)



в)



г)

Рис. 2.24. Приклад накладання на графік зміни потужності споживання сітки з клітинками різного розміру: а) ε_y = 30; б) ε_y = 60; в) ε_y = 90; г) ε_y = 120

У табл. 2.5 наведено результати розрахунку кількості клітинок для кожного кроку (ε_y = 30, 60, 90, 120, 150) та загальної кількість клітинок (за формулою 2.31), а також логарифми цих значень.

Табл. 2.5. Значення кількості клітинок для кожного кроку зміни розміру клітинки

Розмір клітинки		**Кількість клітинок**	
ε_i	$\log(\varepsilon_i)$	$n(\varepsilon_i)$	$\log(n(\varepsilon_i))$
30	5,704	139	4,935
60	6,397	59	4,078
90	6,802	40	3,689
120	7,09	26	3,258
150	7,313	19	2,944

На рис. 2.25 зображено у логарифмічних координатах графік, побудований по даним табл. 2.5 (другий та четвертий стовпчик), та його апроксимація прямою лінією методом найменших квадратів.

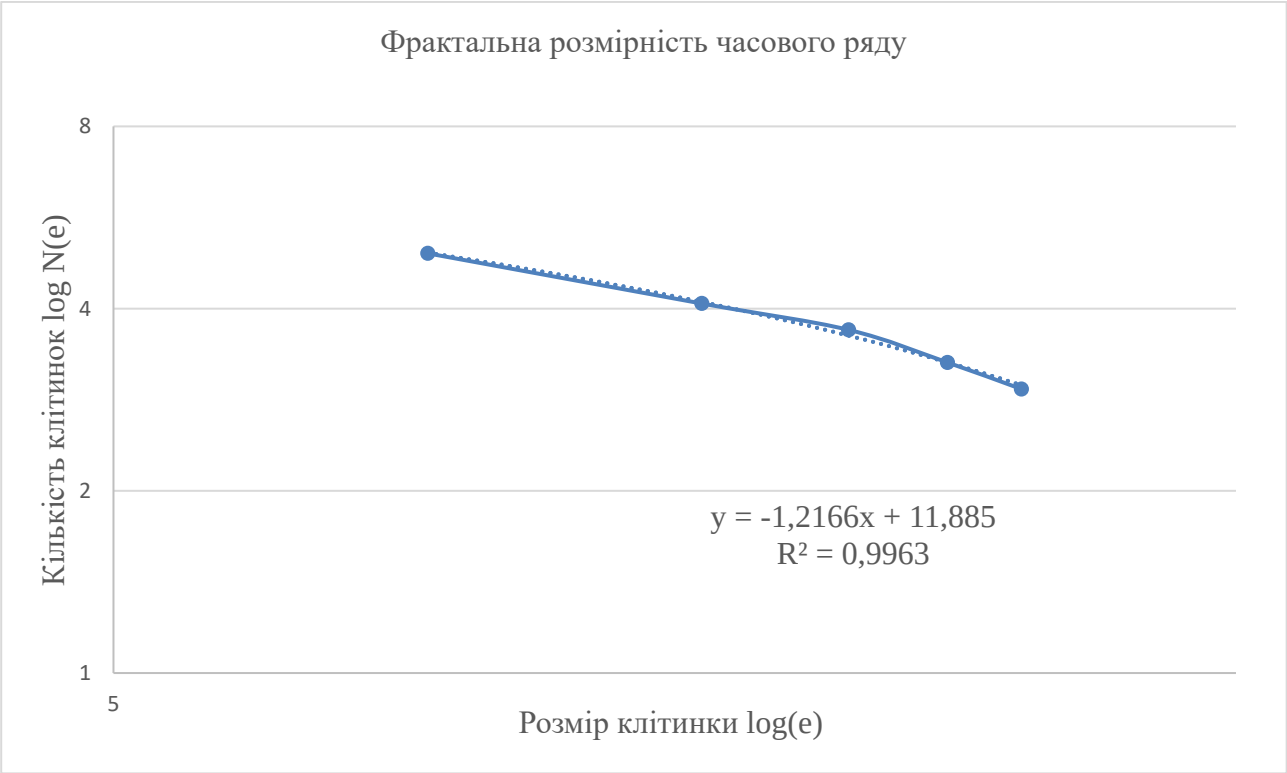


Рис. 2.25. Регресія кількості клітинок у логарифмічній системі координат

Рівняння апроксимації має наступний вигляд:

$$y = -1,2166 \cdot x + 11,885,$$

де додатній кутовий коефіцієнт відповідає значенню фрактальної розмірності, а висока якість апроксимації підтверджується близьким до одиниці значенням коефіцієнта детермінації R^2 = 0,9963.

Врахування фрактальної природи процесів генерації та споживання енергії дозволяє підвищити точність прогнозування потужності у локальних системах електроживлення.

Висновки до розділу 2

1. На основі застосування лінійного наближення графіку зміни енергії первинного потоку функціями Франкліна та врахування аналогу принципу невизначеності Гейзенберга для ефективного керування локальною системою електроживлення необхідно мати два канали керування: за базовим інтервалом для забезпечення необхідного рівня енергії для заряду накопичувача та за мінімальною тривалістю інтервалу спостереження для забезпечення необхідного рівня максимально можливої енергії, що отримується від установок на основі відновлюваних джерел.

2. Апроксимація кусково-лінійними наближеннями дозволяє забезпечити необхідну точність та зменшити трудомісткість розрахунків. У випадку, коли функція зміни потоку первинної енергії є періодичною, для кусково-лінійної апроксимації доцільно використовувати лінійні функції на базі функцій Уолша. В іншому випадку – функції Франкліна.

3. Врахування впливу явища Гіббса при апроксимації як функціями Франкліна, так і функціями на базі функцій Уолша вказує на необхідність відкидання значень на кінцях інтервалу. Це дозволяє зменшити середньоквадратичну похибку апроксимації у 5 разів при апроксимації функціями Франкліна та майже у 3 рази при апроксимації функціями на базі функцій Уолша.

4. Запропонований підхід визначення оптимального числа інтервалів спостереження та кількості апроксимуючих функцій на інтервалі дозволяє зменшити кількість інтервалів спостереження в два рази, на кожному з яких забезпечується відбір максимальної енергії від установок на основі відновлюваних джерел, а рівень енергії заряду накопичувача визначається на базовому інтервалі. Злами на кожному з інтервалів спостереження апроксимуючої кривої свідчать про необхідність зміни режиму роботи відновлюваних джерел, що потребує відповідних реакцій системи керування.

5. Для підтримання стійкої роботи систем електроживлення, флуктуації електромагнітних процесів у яких відповідають Вінеровському процесу, необхідно мати деякий заздалегідь відомий додатковий запас величини енергії, що визначається відповідно до закону повторного логарифму, і використовується при підключенні навантаження або зміні потужності вхідного джерела енергії. Встановлення будь-якого накопичувача повністю не компенсує процес зміни енергії, що відповідає Вінеровському процесу, але суттєво зменшує його вплив, що дозволяє більш ефективно використовувати енергію відновлюваних джерел.

6. Знаходження віртуальної щільності методом зворотного перетворення та методом перетворення Фур'є та передавальної функції хмар методами ВКФ та СКІ дозволяє оцінити тренд зміни потоку первинної сонячної енергії для подальшого прогнозування потужності на виході сонячних батарей не тільки за величиною потужності сонячного випромінювання, а і з врахуванням інтегральних характеристик хмарного покриву.

7. Для підвищення точності прогнозування потужності на виході вітроустановки за супровідними даними необхідно обирати розмір вибірки метеоданих з інтервалу 14–18 або 28–38, оскільки при такій кількості спостережень характер залежності коефіцієнтів кореляції метеоданих від часу має найменш випадковий характер.

8. Розрахунок фрактальної розмірності процесів генерації та споживання енергії вподальшому використовується для розрахунку статистичних параметрів локальних систем електроживлення.

РОЗДІЛ 3. КЕРУВАННЯ ПЕРЕТВОРЮВАЧАМИ НА ОСНОВІ ЕНТРОПІЙНОЇ ДИВЕРГЕНЦІЇ

Окрім виконання умов балансу енергії, у локальних системах електроживлення з напівпровідниковими перетворювачами повинні виконуватись умови балансу статистичних моментів: значення імовірнісних моментів часового розподілу потоків первинної енергії на вході системи мають дорівнювати значенням часового розподілу потоків енергії споживання на виході системи.

Особливістю побудови системи керування для забезпечення ефективної роботи локальних системах електроживлення, як відкритих систем, за рахунок досягнення еволюції до рівноважного стану, є визначення ентропійних характеристик процесів генерації та споживання енергії. Для аналізу статистичної взаємодії елементів таких систем виконується розрахунок ентропійної дивергенції, що враховує не тільки рівномірний, але й довільний характер розподілу імовірностей.

3.1. Вибіркові ентропії потоків первинної енергії

Визначити ступінь варіабельності процесів генерації, споживання та накопичення енергії в локальних системах електроживлення та дослідити їх еволюцію можна шляхом оцінки розподілу ймовірностей параметрів системи [161, 162]. Для вирішення цього завдання використовують ентропійний аналіз, що базується на використанні різних видів ентропій [163, 164]: ентропії Больцмана, ентропії Шенона, ентропії Колмогорова, ентропії Тсаллеса та ін., в основі яких лежить поняття елементарної ентропії вибірки, або вибіркової ентропії (першої – для розподілу амплітуд; другої – для часового розподілу). Оскільки середня потужність в замкненій системі залишається незмінною при еволюції системи до стану рівноваги, а її ентропія зростає і залишається незмінною при досягненні рівноважного стану, потужність, на відміну від

ентропії, не може служити мірою невизначеності систем електроживлення. Тому визначення тренду зміни ентропії, тобто зміни стану рівноваги (нерівноваги) системи доцільно використовувати як показник можливої очікуваної потужності на виході відновлюваних джерел енергії у системах електроживлення. Оскільки розрахунок першої вибіркової ентропії є більш простим та наочним, актуальною є задача її застосування як параметру, що характеризує процеси генерації, споживання та накопичення енергії для забезпечення керування перетворювачами локальних систем для реалізації їх ефективних режимів роботи [165].

Перша вибіркова ентропія, як різновид ентропії Шенона H [166], кількісно характеризує довільний розподіл будь-якого параметру системи.

Якщо у системі відбуваються будь-які зміни, то змінюються розподіли її параметрів. Відповідно, змінюється величина ентропії. Тобто, перша вибіркова ентропія є функцією стану системи, оскільки кількісно характеризує міру невизначеності значень параметрів системи. Для локальних систем електроживлення першу вибіркову ентропію використаємо для оцінки відхилення даних розподілів амплітуд потужності на виході сонячних батарей та параметрів навколишнього середовища від ідеальних.

Перша вибіркова ентропія характеризує варіабельність процесу зміни потужності сонячних батарей та параметрів навколишнього середовища. При нульовій варіабельності (амплітуда не змінюється з часом) ентропія дорівнює нулю, а при максимальній варіабельності вибірки (всі рівні рівномірно заповнені) ентропія досягає свого максимального значення $\log_2(n)$, де n – число рівнів. Висока варіабельність свідчить про нестабільність процесу зміни інтенсивності сонячного випромінювання, тиску, температури повітря, вологості, швидкості та напряму вітру. Знак тренду першої вибіркової ентропії, якщо тренд чітко проглядається, вказує на напрям еволюції процесу, і використовується для короткотривалого прогнозування.

Визначимо першу вибіркову ентропію потужності на виході сонячних батарей, вважаючи інші параметри навколишнього середовища незмінними. Для

цього з N значень величини потужності, що розглядаються, знаходимо мінімальне $P_{\min}$ та максимальне $P_{\max}$ значення. Цей діапазон амплітуд ($P_{\min} \div P_{\max}$) розбиваємо на n підінтервалів таким чином, щоб величина інтервалу ΔP була не менша ніж довірчий інтервал даних спостережень, і один елемент d цього покриття дорівнював $d = \left(P_{\max} - P_{\min}\right)/n$. Далі знаходимо число значень потужності $\{P_k\}$, що потрапили в кожний з підінтервалів, і визначаємо імовірність p_i потрапляння значення з вибірки в підінтервал i : $p_i = P_i / A$, де $A = \sum_{i=0}^{N} P_i$ – норма вибірки. Зрозуміло, що $\sum_{i=1}^{n} p_i = 1$. Перша вибіркова ентропія розраховується за формулою:

$$H = -\sum_{i=1}^{n} p_i \log_2 p_i . \tag{3.1}$$

Першу вибіркову ентропію розрахуємо для ідеальної та реальної добових кривих потужності на виході сонячних батарей.

Для проведення порівняльного аналізу необхідно визначити «еталонну» ентропію. Як «еталонну» будемо використовувати першу вибіркову ентропію «ідеальної» добової кривої потужності сонячного випромінювання. У випадку, коли в якості відновлюваного джерела розглядається сонячна батарея, а інтервалом спостереження є доба, граничний закон розподілу потоку сонячного випромінювання визначається добовою ідеальною кривою сонячного випромінювання [167], для побудови якої необхідно розрахувати величину сонячного випромінювання Землі W_{CB}:

$$W_{CB} = \frac{J_0}{\rho^2} \cdot (\sin\delta \cdot \sin\varphi + \cos\delta \cdot \cos\varphi \cdot \cos\omega), \tag{3.2}$$

де W_{CB} – потік сонячного випромінювання на перпендикулярну сонячним променям площу земної поверхні; $J_0 = 1367\ Вт/м^2$ – сонячна стала; ρ – відносна відстань до Сонця; φ – географічна широта Землі; ω – часовий кут Сонця, який відраховується від опівдня; δ – кут нахилу Сонця.

Не дивлячись на те, що функція (3.2) задана аналітично і є детермінованою, для проведення порівняльного аналізу вважатимемо, що дані для побудови ідеальної добової кривої сонячного випромінювання отримані шляхом вимірювання потужності на виході сонячних батарей за ідеальних умов – в ясний сонячний день за відсутності розсіювання випромінювання в атмосфері.

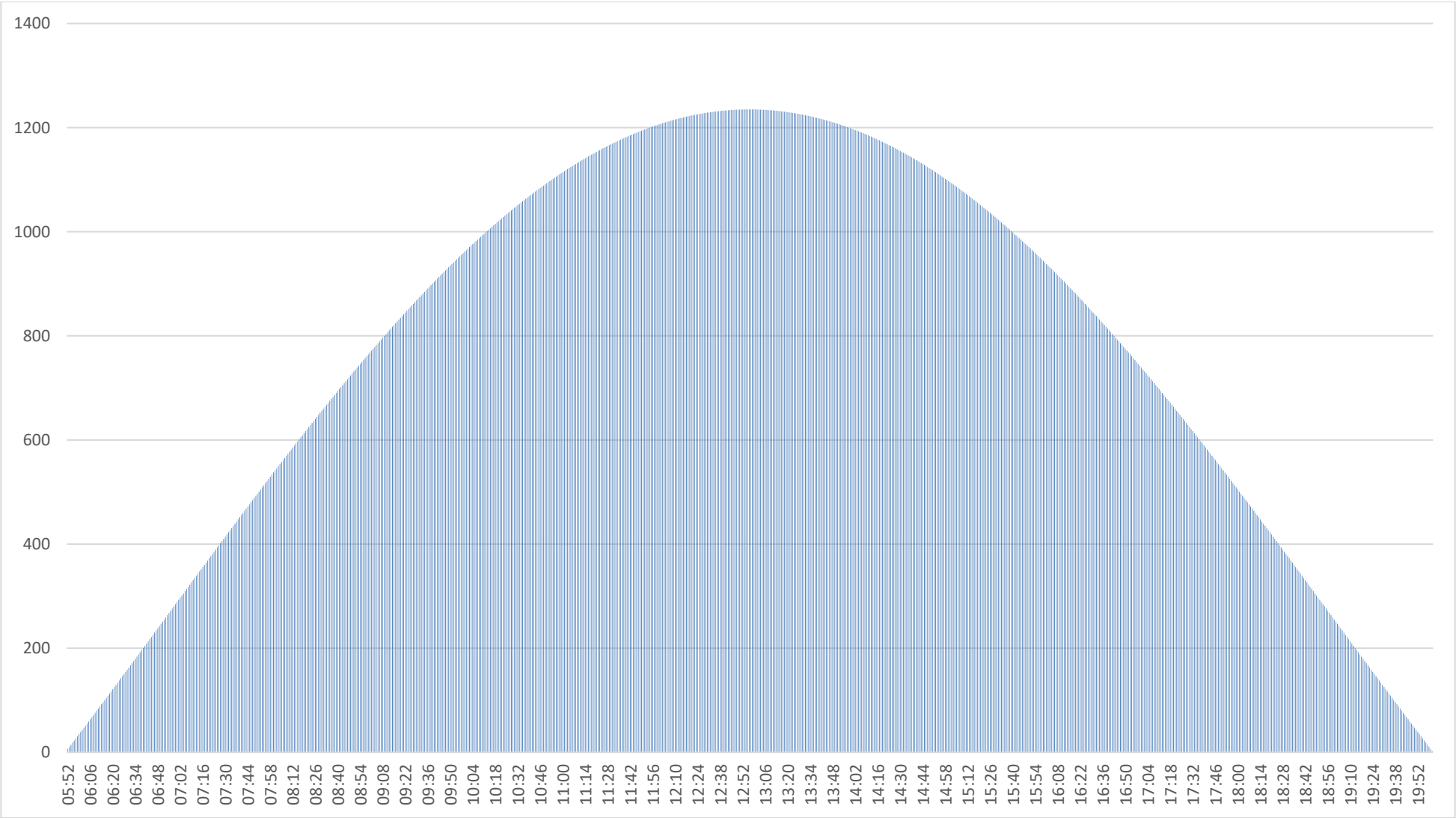
На рис. 3.1, а зображено ідеальну добову криву сонячного випромінювання, а на рис. 3.1., б – реальну криву для 02 травня 2019 року для м. Загреб, Республіка Хорватія (45° 815′ північної широти, 15° 983′ східної довготи) з дискретністю в 1 хвилину.

Значення першої вибіркової ентропії ідеальної кривої потужності сонячного випромінювання в залежності від кількості підінтервалів розбиття наведені у таблиці 3.1.

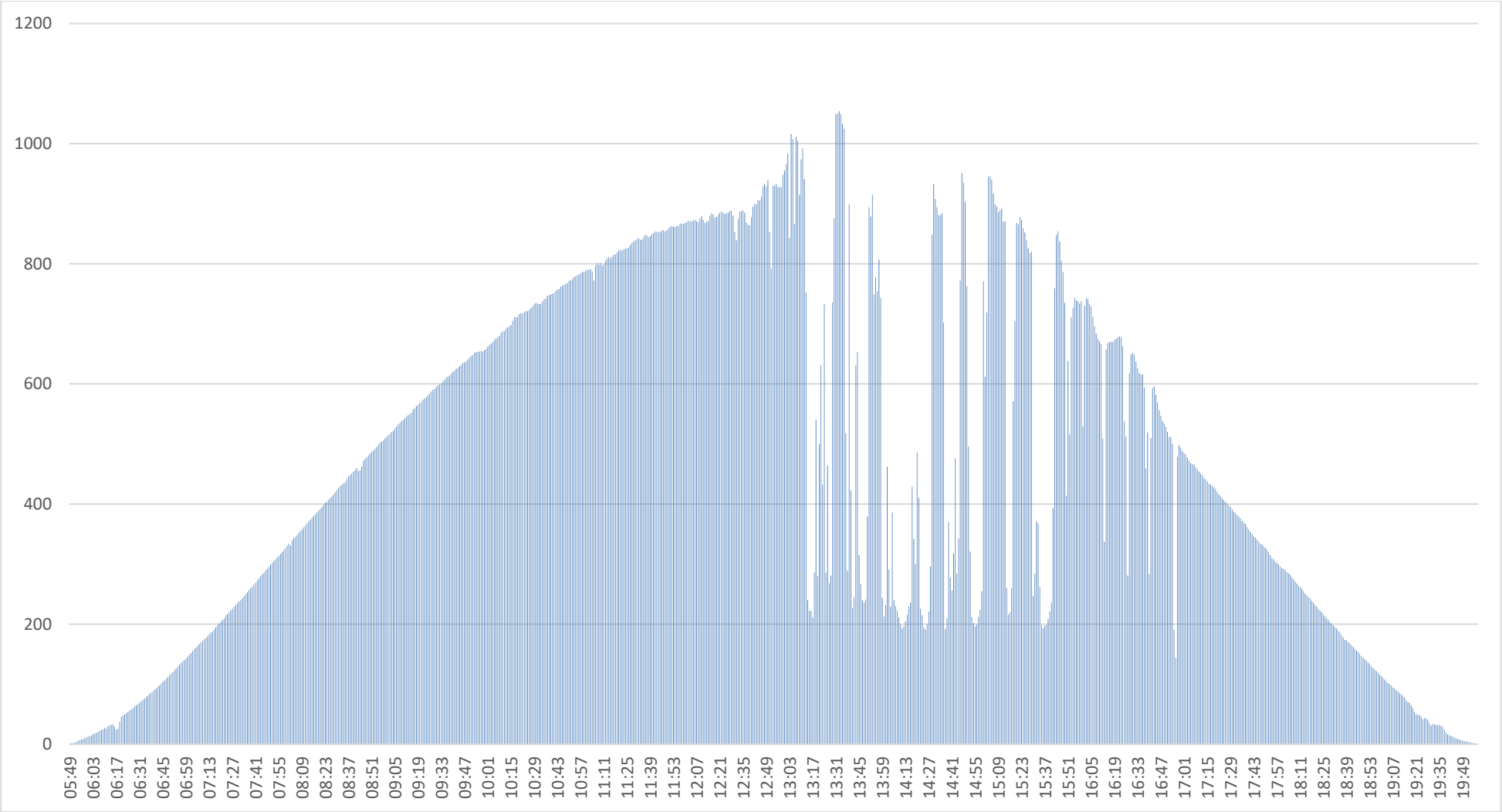
Таблиця 3.1. Значення першої вибіркової ентропії ідеальної кривої потужності сонячного випромінювання в залежності від кількості підінтервалів розбиття

Кількість підінтервалів, *n*	86400	17280	8640	2880	1440	960	720
Перша вибіркова ентропія ідеальної кривої потужності	6,591	4.982	4,289	3,219	2,542	2,126	1,846

Як вихідні для розрахунків ентропії зі сторони джерела використовуються дані потужності на виході сонячних батарей, отримані з лабораторії LARES Загребського технічного університету, м. Загреб, Хорватія [140]. Дані отримуються з дискретністю в 1 хвилину, і за добу отримується 86400 значень потужності.


1400
1200
1000
800
600
400
200
0
05:52
06:06
06:20
06:34
06:48
07:02
07:16
07:30
07:44
07:58
08:12
08:26
08:40
08:54
09:08
09:22
09:36
09:50
10:04
10:18
10:32
10:46
11:00
11:14
11:28
11:42
11:56
12:10
12:24
12:38
12:52
13:06
13:20
13:34
13:48
14:02
14:16
14:30
14:44
14:58
15:12
15:26
15:40
15:54
16:08
16:22
16:36
16:50
17:04
17:18
17:32
17:46
18:00
18:14
18:28
18:42
18:56
19:10
19:24
19:38
19:52

a)



б)

Рис. 3.1. Добові криві сонячного випромінювання: а) ідеальна крива; б) крива, побудована для даних, отриманих з лабораторії LARES

На рис. 3.2 наведено графік зміни потужності на виході сонячних батарей для тижня з 27 квітня по 03 травня 2019 року, а у таблиці 3.2 – частину даних для 02 травня для інтервалу часу з 11:29 до 11:38.

Таблиця 3.2. Частина даних потужності на виході сонячної батареї для 02 травня 2019 року

Дата	02 травня 2019 року									
Час	11:29	11:30	11:31	11:32	11:33	11:34	11:35	11:36	11:37	11:38
Значення потужності, Вт	837	839	841	843	840	840	844	848	847	844

Значення першої вибіркової ентропії потужності на виході сонячної батареї для 2 травня 2019 року в залежності від кількості підінтервалів розбиття *n* наведені у таблиці 3.3. «Неідеальність» кривої потужності на виході сонячних батарей (різниця між значеннями першої вибіркової ентропії реальної та ідеальної кривих наведена у таблиці 3.3) призводить до зменшення першої вибіркової ентропії, що свідчить про збільшення варіабельності процесу генерації енергії.

Таблиця 3.3. Значення першої вибіркової ентропії в залежності від кількості підінтервалів розбиття

Кількість підінтервалів, *n*	86400	17280	8640	2880	1440	960	720
Перша вибіркова ентропія на виході сонячної батареї	6,442	4,917	4,233	3,154	2,469	2,08	1,804

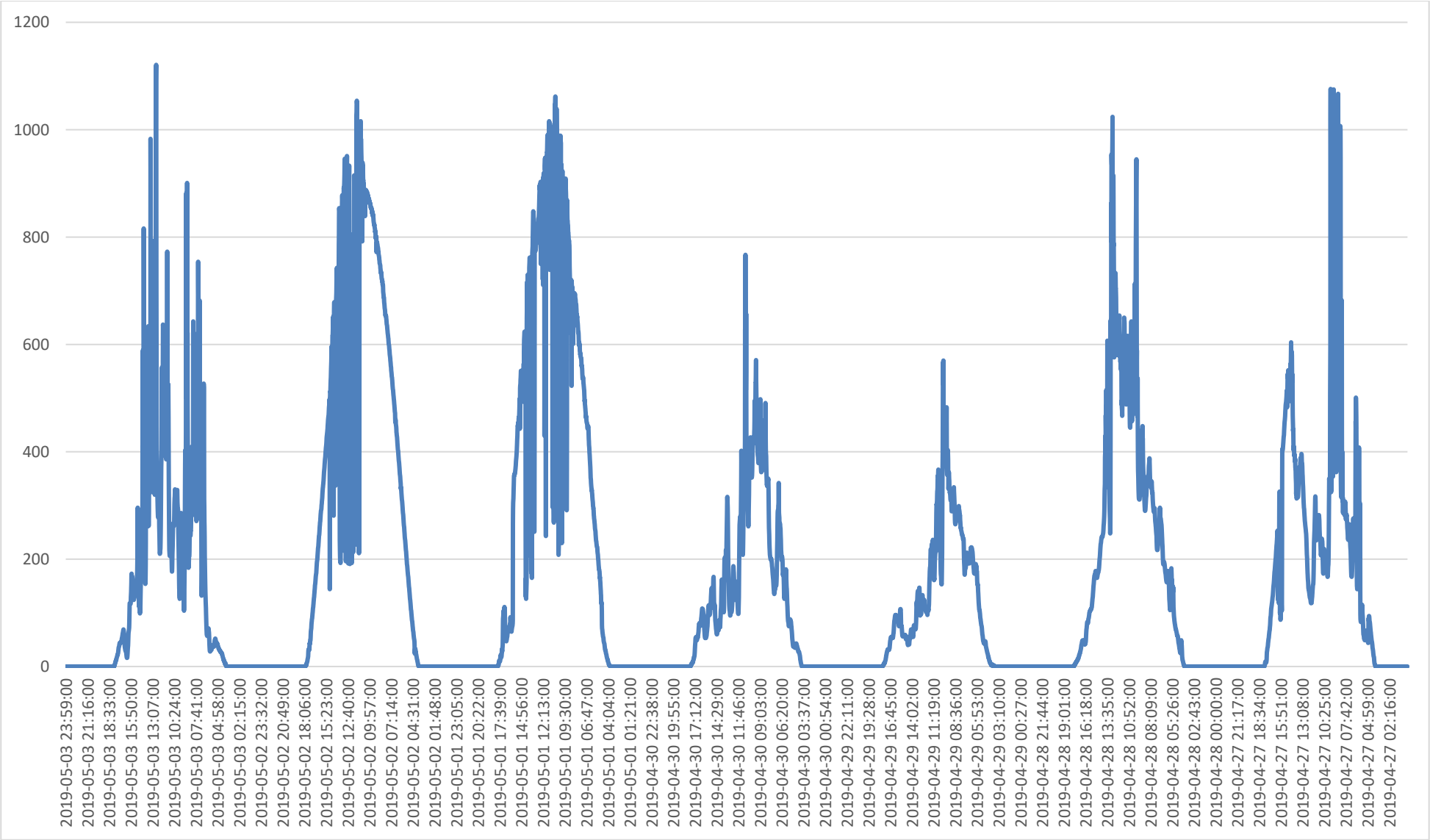


Рис. 3.2. Графік зміни потужності на виході сонячних батарей

Ще одним методом оцінки «неідеальності» кривої потужності є знаходження різниці між даними потужності реальної та ідеальної кривих з подальшим розрахунком ентропії (таблиця 3.4).

Таблиця 3.4. Значення різниці ентропій та ентропії різниці між значеннями потужності реальної та ідеальної кривих в залежності від кількості підінтервалів розбиття

Кількість підінтервалів, *n*	86400	17280	8640	2880	1440	960	720
Різниця ентропій	0,149 (2.26%)	0,065 (1,3%)	0,056 (1,3%)	0,065 (2,02%)	0,073 (2,87%)	0,046 (2,16%)	0,042 (2,27%)
Ентропія різниці	1,343	4,714	4,033	2,879	2,158	1,664	1,483

Для корекції реального розподілу потужності на виході сонячних батарей і наближення його до ідеального необхідно використовувати накопичувач електричної енергії з ентропією, рівною за модулем ентропії сонячних батарей, але взятою з протилежним знаком. Це необхідно для того, щоб у моменти часу, коли рівень енергії, що генерують сонячні батареї менший за рівень енергії ідеальної кривої, накопичувач розряджався і виступав додатковим генератором; а у моменти часу, коли рівень енергії, що генерують сонячні батареї більший за рівень енергії ідеальної кривої, накопичувач заряджався і виступав додатковим споживачем.

Розрахуємо значення першої вибіркової ентропії потужності на виході сонячних батарей для тижня з 27 квітня по 03 травня 2019 року (див. рис. 3.2). Зміна величини першої вибіркової ентропії наведена на рис. 3.3.

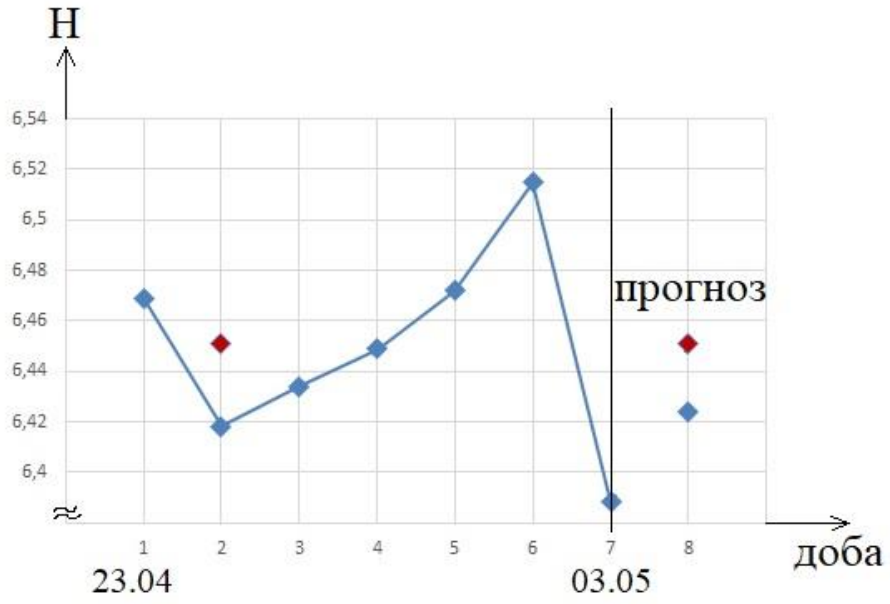


Рис. 3.3. Зміна величини першої вибіркової ентропії за тиждень

Використовуючи попередні значення, за допомогою лінійної інтерполяції Ньютона вперед та назад, спрогнозуємо значення першої вибіркової ентропії на 8ий день (04 травня 2019 року) та 2ий день (28 квітня 2019 року) (червоні точки на рис. 3.2). Похибка прогнозування першої вибіркової ентропії для 8-го дня складає 4%, а для 2-го дня – 7%. У випадку значних відхилень даних від тренду, похибка прогнозування зростає майже у 2 рази, однак для зменшення величини похибки прогнозування можна виконувати послідовно з корекцією на кожному інтервалі прогнозування.

Реалізація прогнозного керування локальною системою електроживлення з використанням першої вибіркової ентропії, як інтегральної характеристики стану системи, дозволяє оцінювати та порівнювати випадкові процеси генерації, споживання та накопичення енергії, не знаходячи законів їх розподілу. А визначення тренду зміни ентропії доцільно використовувати як показник можливої очікуваної потужності на виході сонячних батарей.

3.2. Прогнозування електроспоживання на основі ентропійного аналізу

Компанії, що займаються постачанням електроенергії, зобов'язані звітувати про планове електроспоживання на добу вперед [168 – 170]. Результатом такого планування є плановий погодинний графік електроспоживання. Відхилення планового графіку в більшу або меншу сторону призводить до того, що компанія несе додаткові фінансові втрати на закупівлю об'ємів електроенергії, яких не вистачає по більш високих цінам, або ж продажу надлишкових об'ємів електроенергії по більш низькій ціні.

Часова залежність споживання електричної енергії у локальних системах електроживлення характеризується наявністю «пікових» інтервалів з перевищенням деякого граничного рівня споживання, та інтервалів «недовантаженості», коли значення енергії споживання значно нижче граничного. Так, для більшості приватних будинків, спостерігаються піки споживання енергії у ранкові [t_1, t_2] та вечірні [t_3, t_4] години, а у денний та нічний час споживання енергії мінімальне (див. рис. 3.4) [171 – 173].

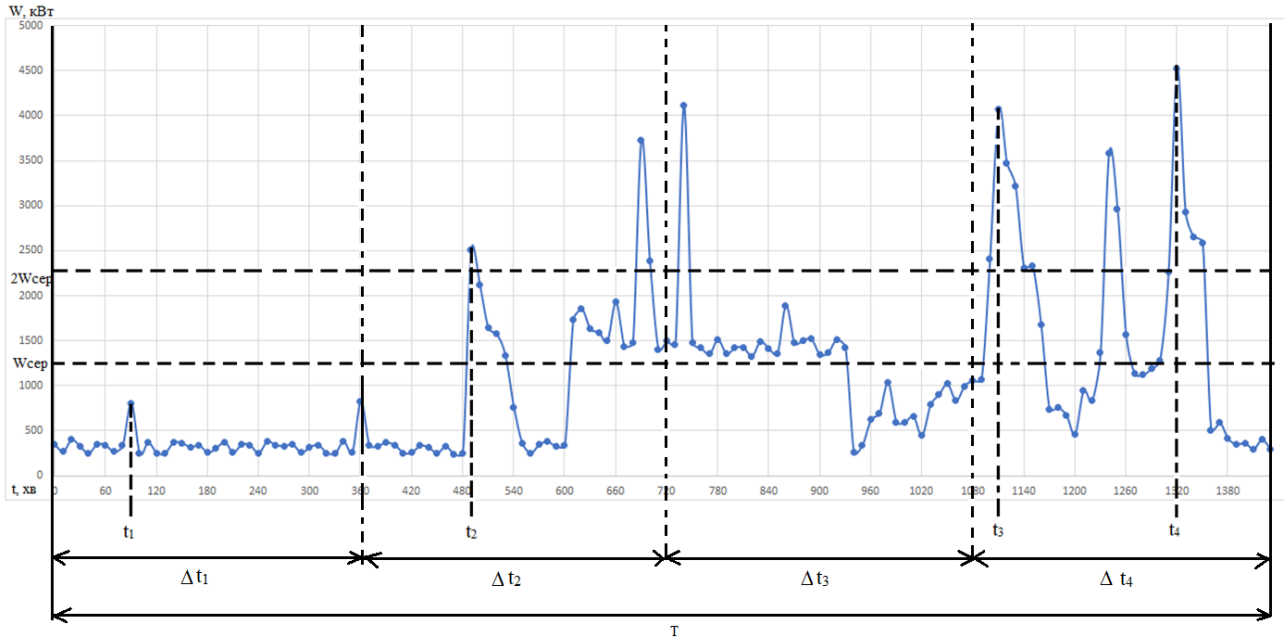


Рис. 3.4. Характерний графік електроспоживання у приватному будинку, розташованого у Нідерландах, для 13 травня 2010 року [174]

Для забезпечення ефективного використання первинної енергії у локальних системах електроживлення необхідно, щоб встановлена ємність накопичувача електричної енергії була достатньою як для забезпечення середнього значення потужності споживання, так і для балансування потужності на інтервалах пікового споживання, що потребує підвищення точності як короткострокового (на інтервалах спостереження Δt_j) так і довгострокового (на базовому інтервалі T) прогнозування потужності споживання [175].

Графіки споживання електричної енергії у локальних системах електроживлення відносяться до класу нестаціонарних випадкових процесів, статистичні характеристики яких визначаються за окремими реалізаціями, які характеризуються загальним детермінованим трендом [176, 177]. Найпоширенішим підходом при прогнозуванні графіків електроспоживання є декомпозиція процесу зміни потужності споживання $P(t)$ на дві складові трендову $P_D(t)$ (детерміновану і нестаціонарну) і залишкову $P_R(t)$ (випадкову і стаціонарну) [178 – 180]:

$$P(t) = P_D(t) + P_R(t). \tag{3.3}$$

Завдання прогнозування графіку електроспоживання зводиться до роздільного прогнозування трендової і випадкової складових, а потім подальшого об’єднання цих прогнозів.

При прогнозуванні детермінованої складової графіку електроспоживання широко використовуються методи, засновані на ортогональних розкладаннях: розкладання в ряд Фур’є, використання функцій Уолша, Хаара та поліномів Лежандра, метод Л-функцій та головних компонент [181, 182].

Моменти за Стільєсом [183] на i-му інтервалі спостереження Δt_i (див. рис. 3.4) визначаються як функціонали:

$$m_k^i = \int_0^\infty t^k d\sigma(t),\ k = 0, 1, 2, \ldots, \tag{3.4}$$

де m_k^i – момент k-го порядку для функції $\sigma(t)$, $d\sigma(t) = \sigma'(t)dt = f(t)$. В класичній проблемі моментів необхідно знайти функцію $\sigma(t)$, яка визначається

послідовністю чисел m_k^j , $k = 0, 1, 2, \ldots$ Якщо функція $\sigma(t)$ є дискретною, то формула для обчислення моментів наступна:

$$m_k^i = \sum_{i=0}^{\infty} (i\tau)^n f(i\tau), \tag{3.5}$$

де $i \in (0 \ldots \infty)$ – номер відліку.

Застосовуючи моментне перетворення для відновлення імовірнісних процесів споживання енергії у локальних системах електроживлення на базовому інтервалі $T = r \cdot \Delta t$ (див. рис. 3.4) та розглядаючи в якості функції $f(i\tau)$ ентропію Шеннона, отримуємо вираз, що описує часовий розподіл імовірнісних моментів $m_k^T \{ f(p) \}$:

$$m_k^T = T \sum_{j=0}^{r} (jT)^k \times \left(-\sum_{i=0}^{q} p^n (i\tau, jT) \ln p(i\tau, jT) \right), \; k = 0, 1, 2, \ldots \tag{3.6}$$

де $f(p) = \ln p$ – функція дискретного аргументу; $p(i\tau)$ – розподіл імовірності процесу споживання енергії у часі на кожному з i інтервалів спостереження Δt; q – кількість вимірювань потужності споживання на кожному інтервалі спостереження Δt; $m_0 = p \ln p$ – імовірнісний момент нульового порядку, що відповідає інформаційній ентропії Шеннона. Тобто, ентропія Шеннона використовується для відновлення процесів споживання енергії у локальних системах електроживлення на базовому інтервалі T.

Для відновлення функції $f(p)$ аргументу p за її вектором $m_k^T \{ f(p) \}$ використовується зворотнє моментне перетворення $\Theta_N^{-1} \{ \vec{m}_N \}$:

$$f(p) \approx \sum_{k=0}^{K} c_k \varphi_k(p), \; K \le N, \tag{3.7}$$

де c_k – відповідні числові коефіцієнти, $\varphi_k(p) \in \{ \varphi_k(p) \}_O^K$ – базові функції, що задовольняють умову $\underset{k=\overline{0,K}}{\forall} \varphi_k(p), p \in (0,1) \; \underset{n=\overline{0,N}}{\exists} \left| m_n \{ \varphi_k(p) \} \right| < \infty$.

Для відновлення функції $f(p)$ на кожному з i інтервалів спостереження використовується ортогональна система поліномів Лежандра, елементи якої розраховуються відповідно до виразу [182]:

$$P_k(p)=\left(\frac{1}{k!}\right)\frac{d^k}{d\left(p\right)^k}\left(p^2-p\right),\ p\in(0,1),\ k=0,1,2... \qquad (3.8)$$

де $P_k(p)$ – k-й елемент системи поліномів Лежандра, приведений до інтервалу (0,1). Відмітимо, що помноживши кожний елемент $P_k(p)$ на $1/\sqrt{2k+1}$, отримаємо ортогональну систему $\left\{P'_k(p)\right\}_0^\infty, P'_k(p)=P_k(p)/\sqrt{2k+1}$, елементи якої для k = 0, 1, 2, 3, 4 наведено в табл. 3.5, а матрицю зображень W_4^k – в табл. 3.6.

Таблиця 3.5. Поліноми Лежандра

Елемент системи	**Рівняння**
$P'_0(p)$	1
$P'_1(p)$	$(2p-1)/\sqrt{3}$
$P'_2(p)$	$(6p^2-6p+1)/\sqrt{5}$
$P'_3(p)$	$(20p^3-30p^2+12p-1)/\sqrt{7}$
$P'_4(p)$	$(70p^4-140p^3+90p^2-20p+1)/\sqrt{9}$

Таблиця 3.6. Матриця зображень

1	0	0	0	0
$\frac{1}{2}$	$\frac{1}{2\sqrt{3}}$	0	0	0
$\frac{1}{3}$	$\frac{1}{2\sqrt{3}}$	$\frac{1}{6\sqrt{5}}$	0	0
$\frac{1}{4}$	$\frac{3\sqrt{3}}{20}$	$\frac{1}{4\sqrt{5}}$	$\frac{1}{20\sqrt{7}}$	0
$\frac{1}{5}$	$\frac{2}{5\sqrt{3}}$	$\frac{2}{7\sqrt{5}}$	$\frac{1}{10\sqrt{7}}$	$\frac{1}{70\sqrt{9}}$

Наведена матриця зображень дозволяє відновити функцію що описує зміну ентропії Шеннона $f(p)$ за вектором моментів четвертого порядку $m_4\left\{f\left(p\right)\right\}$ з використанням формули 3.7, де $\varphi_k(p')=P'_k(p)$.

Відновлення часової залежності моментів на інтервалах спостереження для всього базового інтервалу дозволяє виконати прогнозування на деякий базовий інтервал для забезпечення ефективного використання первинної енергії за рахунок корекції ємності накопичувача.

Демонстрацію описаного підходу розглянемо на конкретному прикладі прогнозування потужності споживання. В якості вихідних даних для розрахунків використовуються дані потужності споживання приватного будинку, отримані з 2007 по 2010 рік з дискретністю в 10 хв [174]. Базовий інтервал дорівнює добі.

Для розрахунку імовірнісних моментів, необхідно отримати розподіл імовірностей p_i процесу споживання у часі, для чого проводиться оцінка щільності імовірності у вигляді гістограми за таким алгоритмом:

1. Визначаються мінімальний $x_{\min}$ та максимальний $x_{\max}$ елементи реалізації вибірки.

2. Визначається розмах варіювання $\Delta = x_{\max} - x_{\min}$.

3. Визначається кількість інтервалів гістограми за формулою Стерджесса [182] $K \approx 1 + 3{,}32 \lg N$, де N – об'єм вибірки.

4. Визначається крок гістограми $\Delta x = \dfrac{\Delta}{K}$.

5. Підраховуються частоти потрапляння $N(\Delta x)$ елементів реалізації вибірки в кожен з інтервалів гістограми.

6. Для кожного інтервалу гістограми будуються стовпчики висотою $\hat{p}(x) = \dfrac{N(\Delta x)}{N \cdot \Delta x}$.

Тоді імовірність потрапляння елемента реалізації вибірки x_i у відповідний інтервал гістограми визначається за формулою:

$$p(x_i) = \frac{N_i(\Delta x)}{N}, \tag{3.9}$$

а ентропія Шеннона за формулою:

$$H = -\sum_i p(x_i) \ln p(x_i), \tag{3.10}$$

де значення ентропії розраховуються в кінці кожної години.

Результати розрахунку значень імовірностей та ентропії Шеннона для 13 травня 2010 року наведені в табл. Г.1 Додатку Г.

Значення перших п'яти імовірнісних моментів m_0^T, m_1^T, m_2^T, m_3^T, m_4^T, розрахованих на базовому інтервалі за формулою (3.6), наведено в табл. 3.7.

Таблиця 3.7. Розраховані значення імовірнісних моментів Шеннона

Момент	**Значення**
m_0^T	40,986
m_1^T	484,088
m_2^T	7433,809
m_3^T	128663,896
m_4^T	2384076,562

Методика відновлення розподілу ентропії з використанням системи поліномів Лежандра є наступною.

1. Обчислюються числові коефіцієнти ряду c_k шляхом множення матриці зображень W_4^k на вектор моментів $m^T\left\{f\left(mt\right)\right\}$:

$$c_k = \left(W_4^k\right)^{-1} \cdot \left(m_k^T\right)^T = \begin{pmatrix} 40,986 \\ 1,606 \cdot 10^3 \\ 9,333 \cdot 10^4 \\ 6,233 \cdot 10^6 \\ 4,486 \cdot 10^8 \end{pmatrix}.$$

2. Знайдений вектор числових коефіцієнтів множиться на систему поліномів Лежандра, і отримується відновлюючий поліном:

$$f(p) = 1,1116 \cdot 10^{10} \cdot p^4 - 2,2183 \cdot 10^{10} \cdot p^3 + 1,4217448 \cdot 10^{10} \cdot p^2 - \\ -3,146336 \cdot 10^9 \cdot p + 1,56349 \cdot 10^8.$$

3. Шляхом підстановки в отриманий поліном значення імовірностей за обрану добу, отримується відновлений часовий розподіл ентропії.

На рис. 3.5 наведено розраховані (суцільні криві), відновлений (штрихова крива) та прогнозований (штрих-пунктирна крива) часові розподіли ентропії Шеннона для потужності споживання для 13 та 14 травня 2022 р. Прогнозування на наступну добу виконано з використанням даних потужності за попередню добу.

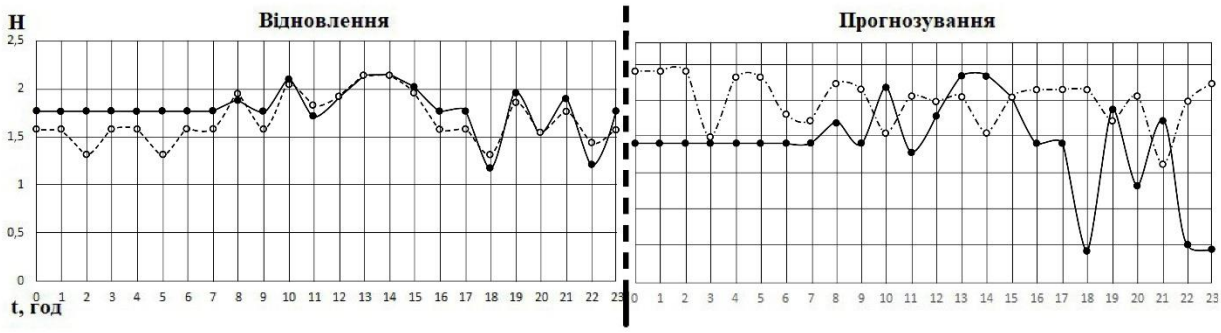


Рис. 3.5. Часові розподіли ентропії Шеннона: розраховані (суцільні криві); відновлений (штрихова крива); прогнозований (штрих-пунктирна крива)

Середня абсолютна похибка відновлення часового розподілу ентропії за допомогою моментних перетворень для прикладу, що розглядається, складає 9,08%, а середня абсолютна похибка прогнозування – 22,53%.

Таким чином, похибка відновлення часового розподілу ентропії Шеннона для потужності споживання з використанням теорії моментів не перевищує 10%, що дозволяє використовувати описаний підхід до прогнозування часового розподілу ентропії потужності споживання.

Врахування фрактальної природи процесу споживання енергії. Дослідження показали, що покращення точності прогнозування потужності споживання досягається шляхом врахування фрактальної природи процесу споживання енергії, що потребує перейти від розрахунку інформаційної ентропії Шеннона до розрахунку ентропії Реньї.

Враховуючи фрактальну розмірність кривої потужності споживання, значення ентропії Реньї для потужності споживання, розраховуються за формулою:

$$R(D) = \frac{1}{1-D} \ln\left(\sum_{i=1}^{N(\varepsilon)} p_i^D \right), \tag{3.11}$$

де D – фрактальна розмірність досліджуваної кривої потужності споживання (див. табл. Г.1, 4 стовпчик), розрахована за формулою (2.30); ε – розмір елементарної комірки, а $n(\varepsilon)$ – кількість таких комірок, необхідних для покриття кривої зміни потужності.

Фрактальна розмірність кривої потужності для 13 травня 2010 року, розрахована клітинковим методом, дорівнює 1,2166.

Відновлюючий поліном розподілу ентропії Реньї з використанням імовірнісних моментів, розрахованих за формулою:

$$m_k^T = T\sum_{j=0}^{r}\left(jT\right)^k \times \frac{1}{1-D}\left(\ln\sum_{i=0}^{q} p^D(i\tau, jT)\right), \qquad (3.12)$$

має наступний вигляд:

$$f(p) = 2,7206666\cdot 10^{10}\cdot p^4 - 5,4295935\cdot 10^{10}\cdot p^3 + 3,480449\cdot 10^{10}\cdot p^2 - \\ -7,70347969\cdot 10^9\cdot p + 3,828930223\cdot 10^8 .$$

Підставляючи в отриманий поліном значення імовірностей, отримуємо відновлений та прогнозований часові розподіли ентропії Реньї (рис. 3.6).

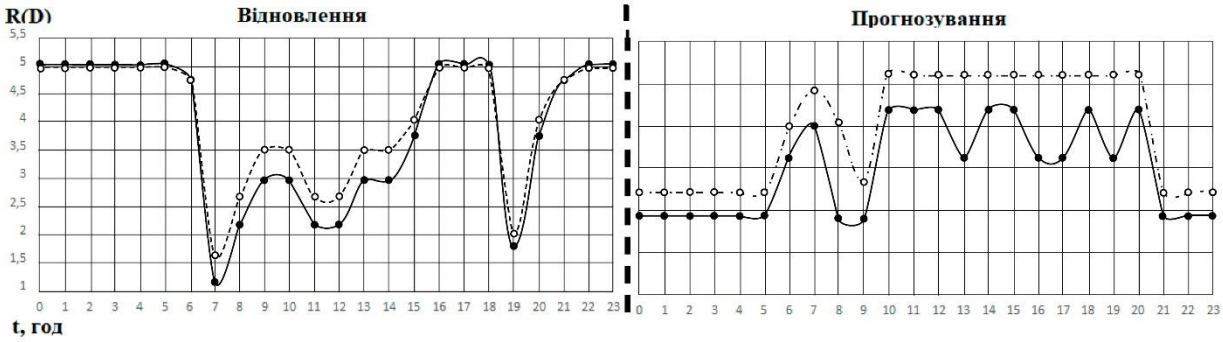


Рис. 3.6. Часові розподіли ентропії Реньї: розраховані (суцільні криві); відновлений (штрихова крива); прогнозований (штрих-пунктирна крива)

Середня абсолютна похибка відновлення часового розподілу ентропії Реньї за допомогою моментних перетворень для прикладу, що розглядається, складає 8,35%, а похибка прогнозування – 20,12%, що покращує точність прогнозу на 11% у порівнянні з використанням ентропії Шеннона.

Пошук статистично схожих інтервалів. Для прогнозування електроспоживання пропонується виконувати пошук статистично схожих інтервалів, що дозволить обрати наступний інтервал з послідовності та вважати, що часовий розподіл потужності споживання є аналогічним. Враховуючи нерівномірний характер споживання енергії по годинам доби, доцільно виконувати розбиття доби на декілька інтервалів, і прогнозувати

енергоспоживання на кожному з інтервалів окремо. Природнім є розбиття на 4 інтервали: нічний, ранковий, денний та вечірній, що дозволяє врахувати як інтервали пікових навантажень, так і інтервали, на яких потужність споживання є практично незмінною.

Приклад розбиття доби 14 травня 2010 року на 4 рівні інтервали по 6 годин наведено на рис. 3.7. Для кожного проміжку розраховується фрактальна розмірність, та значення ентропії Реньї, після чого знаходяться імовірнісні моменти та будується відповідний відновлюючий поліном.

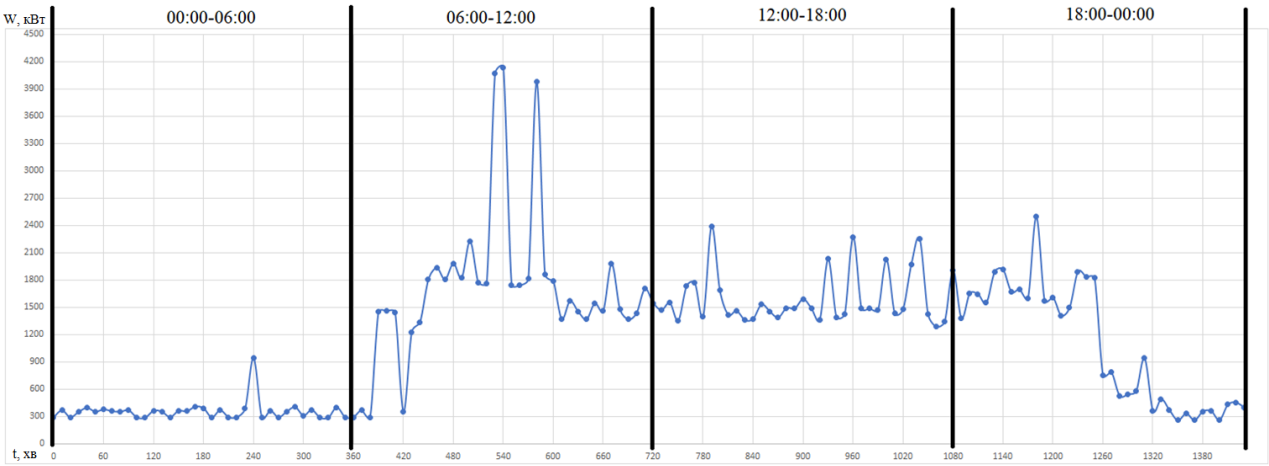


Рис. 3.7. Приклад розбиття доби на рівні часові інтервали

Прогнозування значень часового розподілу ентропії відбувається наступним чином: для кожного конкретного часового проміжку обраної доби знаходиться статистично схожий інтервал, відновлюючий поліном якого використовується для прогнозування. Пошук статистично схожих інтервалів реалізується за допомогою знаходження та порівняння відсоткової різниці для математичного очікування та дисперсії даних потужності споживання для обраного інтервалу обраної доби та інтервалів діб, обраних з бази даних для порівняння [185]. В ході дослідження встановлена допустима відсоткова різниця між значеннями математичного очікування та дисперсії даних обраної та схожих діб становить 14%.

В табл. 3.8 наведено значення математичного очікування та дисперсії для інтервалів 14 травня 2010 року.

Таблиця 3.8. Значення математичного очікування та дисперсії

№ інтервалу	Час	Математичне очікування	Дисперсія
1	00:00-06:00	356,057	11569,105
2	06:00-12:00	1699,289	722799,041
3	12:00-18:00	1584,922	79461,951
4	18:00-00:00	1096,378	441362,549

Отримані дані порівнюються з базою даних та знаходяться інтервали з інших діб, що є подібними до інтервалів обраної доби: для першого інтервалу 14.05.2010 подібним є перший інтервал 14.03.2007; для другого – другий інтервал 12.05.2010; для третього – третій інтервал 14.02.2010; для четвертого – четвертий інтервал 19.11.2010. Значення фрактальної розмірності, вигляд відновлюючих поліномів, а також значення моментних функцій для знайдених інтервалів наведені в табл. Г.2 Додатку Г.

На рис. 3.8 зображено результат прогнозування часового розподілу ентропії Реньї для потужності споживання для 14 травня 2022 року з використанням алгоритму пошуку статистично схожих інтервалів.

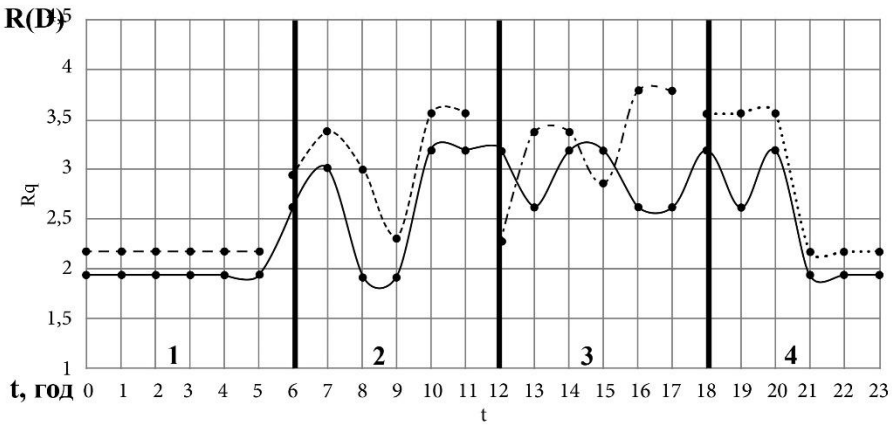


Рис. 3.8. Часові розподіли ентропії Реньї: розрахований (суцільна крива); прогнозований для інтервалу 1 (штрихова крива), для інтервалу 2 (пунктирна крива), для інтервалу 3 (штрих-пунктирна крива), для інтервалу 4 (точкова крива)

Середня абсолютна похибка прогнозування з використанням описаного алгоритму складає 19,1%, що дозволяє на 5% підвищити точність прогнозування у порівнянні з прогнозуванням без розбиття на окремі інтервали.

Для того, щоб виконати перехід від часового розподілу ентропії до часового розподілу потужності споживання на конкретному часовому інтервалі, необхідно розрахувати імовірнісні моменти для заданого часового інтервалу, за їх значеннями знайти схожий інтервал, та вважати, що часовий розподіл потужності споживання є аналогічним з деякою похибкою.

На рис. 3.9 зображено графіки зміни потужності споживання для першого інтервалу доби 14 травня 2010 року (синя крива) та схожого за імовірнісними моментами інтервалу 04 травня 2010 року (помаранчева крива). Ця схожість за імовірнісними характеристиками дозволяє припустити, що графіки енергоспоживання у ці дні будуть подібними, не зважаючи на наявність піку потужності споживання для 14 травня 2010 року, і його відсутність для 04 травня 2010 року.

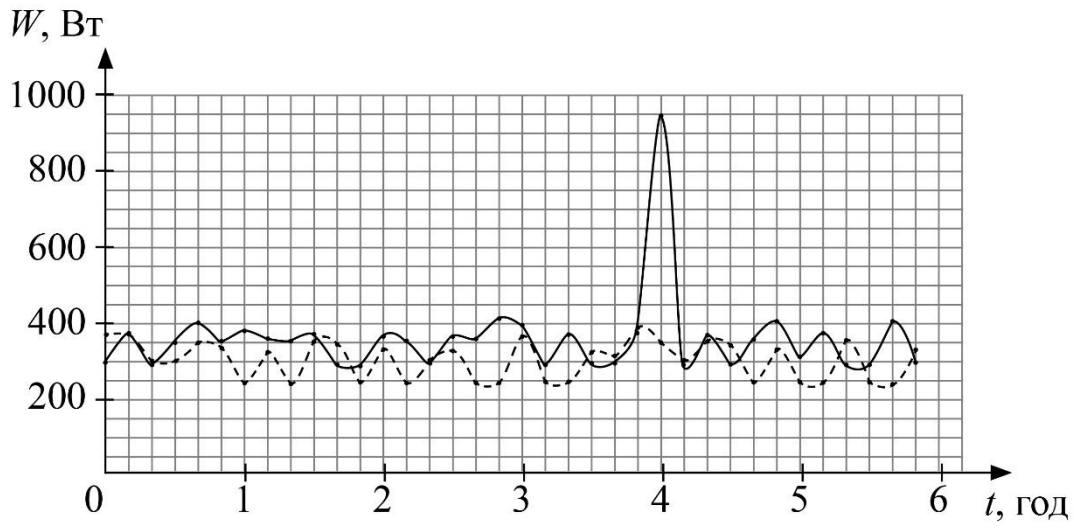


Рис. 3.9. Графіки зміни потужності споживання для першого інтервалу 14 травня 2010 року (суцільна крива) та 04 травня 2010 року (пунктирна крива)

Середня абсолютна похибка відновлення часового розподілу потужності споживання з врахуванням піку складає 18,7%, а без врахування піку – 16,9%, що свідчить про те, що прогноз є достатньо точним. При цьому на пік потужності припадає 11% енергії споживання. Отже, наявність піків споживання необхідно враховувати при подальшому аналізі шляхом збільшення кількості імовірнісних моментів, що розраховуються.

Запропонована методика відновлення часового розподілу потужності споживання реалізується розробленим програмним забезпеченням, що працює згідно алгоритму, що складається з наступних основних етапів:

1. Завантаження даних потужності споживання.

2. Визначення доби, для якої потрібно виконати прогнозування енергоспоживання.

3. Розбиття доби на часові інтервали.

4. Розрахунок фрактальної розмірності клітинковим методом, ентропії Реньї за формулою (5) та імовірнісних моментів за формулою (6) для обраних часових інтервалів.

5. Визначення фрактальною розмірністю, ентропією Реньї та імовірнісними моментами подібної послідовності інтервалів, що передують інтервалам обраної доби.

6. Вибір статистично схожих інтервалів.

7. Побудова графіків зміни потужності споживання в часі.

Таким чином, розроблений підхід для прогнозування потужності навантаження на основі розрахунку ентропії Реньї в обрану добу дозволяє отримати графік зміни кривої потужності споживання.

3.3. Підвищення точності прогнозування потужності генерації при об’єднанні методу найближчих сусідів та кластеризації

Оскільки потужність на виході сонячних батарей як установок на основі відновлюваних джерел енергії має імовірнісний характер, то для інтеграції сонячної енергетики у загальну мережу та ефективного використання енергії первинного потоку, необхідно підвищувати точність прогнозування потужності з горизонтом прогнозу в 24 години з відносною похибкою, що не перевищує 5% [186].

Метод найближчих сусідів, як метод прогнозування потужності на виході сонячних батарей, не потребує значних обчислювальних ресурсів, є простим у

використанні та може працювати з непослідовними часовими рядами, що є суттєвими перевагами над популярними в останній час нейронними мережами та прогнозними моделями групи ARIMA [187].

Моделі створені на основі даних про погодні умови та відповідні значення вихідної потужності з сонячної електростанції в Китаї [188]. Ці дані містять параметри навколишнього середовища, такі як: загальна сонячна радіація (англ. total solar irradiance), пряма нормальна сонячна радіація (англ. direct normal irradiance), сумарна горизонтальна сонячна радіація (англ.global horizontal irradiance), температура зовнішнього середовища, тиск та вологість повітря і відповідні цим умовам значення вихідної потужності у МВт. У [188] наявні дані про 8 сонячних електростанцій та 6 вітрових електростанцій з 01.01.2019 до 31.12.2020 з дискретністю 15 хвилин. Для створення моделей обрана сонячна електростанція потужністю 50 МВт що має найменшу кількість втрачених даних. Загалом, перша сонячна електростанція містить 70176 точок параметрів навколишнього середовища та відповідних значень виробленої електроенергії.

Для всіх моделей важливим етапом є очищення даних від точок, що сильно відрізняються від загальної вибірки, які ще називають викидами. Такі точки будуть перешкоджати ефективному навчанню моделей та знижувати їх точність прогнозування. У статті використані вже оброблені дані з [188], де застосовувався стандартний міжквартильний розмах, де все що знаходиться вище за 1,5 міжквартильних розмахи від 75-го процентилю та нижче за 1,5 міжквартильних розмахи від 25-го процентилю вважається викидами.

Перед використанням даних у моделі необхідно провести їх попередню обробку. Для методів що базуються на відстанях між точками, такими як метод найближчих сусідів та метод к-середніх, необхідно застосувати масштабування вхідних параметрів для коректного розрахунку відстаней між точками. Масштабування буде проводитися методом стандартизації, яка приводить дані до діапазону від -1 до 1, де середнє значення даних прийняте за 0 і середнє квадратичне відхилення має значення 1. Стандартизація проводиться з використанням наступної формули:

$$x_i' = \frac{(x_i - \mu)}{\sigma}, \tag{3.13}$$

де x_i – параметри навколишнього середовища та вихідна потужність сонячної електростанції перед масштабуванням, x' – параметри навколишнього середовища та вихідна потужність сонячної електростанції після масштабування; μ – середнє значення даних x_i перед масштабуванням, σ – середнє квадратичне відхилення даних x_i перед масштабуванням.

Для оцінки точності прогнозів моделей необхідно розділити дані на тренувальні та тестові групи, де тренувальні мають більший об’єм і використовуються для навчання моделей, а тестові мають невеликий об’єм та використовуються для перевірки моделей. У цій статті тестові групи мають кількість даних на 3 дні, 7 днів та 70 днів для оцінки можливостей прогнозування на короткостроковому та середньостроковому горизонтах прогнозу.

Метод найближчих сусідів є непараметричним методом керованого навчання, що використовує відстані між точками тестової групи та найближчими до них точками тренувальної групи для вирішення задач класифікації чи регресії. Недоліком цього методу є значення параметру *k*, що визначає кількість сусідів, тобто кількості точок тренувальної групи, до якої розраховуються відстані. Зазвичай цей параметр визначається емпірично або обирається таким, щоб для перевірочної групи значення похибки було мінімальним, і це значення використовується для подальшої роботи методу. Це призводить до неточної моделі прогнозу, бо кількість сусідів для різних груп тестових точок буде різною. Проблема вибору значення параметру *k* полягає у неможливості визначити похибку прогнозування без наявних реальних та прогнозованих значень. Для вирішення проблеми вибору значення *k*, при якому похибка прогнозування мінімальна, у цьому розділі статті наведено алгоритм вибору кількості сусідів, що базується на визначенні зміни середнього значення відстаней між точками тестової та тренувальної груп а, також наведено метод зменшення похибки прогнозування за допомогою попередньої кластеризації тренувальних та тестових даних методом *k*-середніх (англ. *k*-means clustering).

Для порівняння класичного методу найближчих сусідів з методом об'єднання найближчих сусідів та кластеризації *k*-середніх значення *k*, тобто кількість сусідів, буде обрано таким, що похибка прогнозу буде мінімальною.

Спочатку визначається відстань між точками тестової групи та точками тренувальної групи за допомогою формули Евклідової відстані:

$$d(x', y') = \sqrt{\sum_{i=1}^{n} (y_i' - x_i')^2}\,, \tag{3.14}$$

де x' – масштабована точка з тренувальної групи, y' – масштабована точка з тестової групи, n – число вимірів точки даних. Евклідова відстань дозволяє визначити найкоротший шлях між двома точками, тим самим визначаючи схожість двох точок між собою. Розрахунок залежної змінної, яка у нашому випадку є змінною вихідної потужності сонячної електростанції, проводиться з використанням формули середньої арифметичної зваженої значень потужності сусідів тестової точки. Вага обчислюється за наступною формулою:

$$\omega_i = \frac{1}{d_i}, \tag{3.15}$$

де d_i – Евклідова відстань між тестовою точкою і її сусідом. Тоді формула середньої арифметичної зваженої набуває вигляд:

$$\overline{P} = \frac{\sum_{i=1}^{n} \omega_i P_i}{\sum_{i=1}^{n} \omega_i}, \tag{3.16}$$

де P_i – значенням вихідної потужності сонячної електростанції сусіда. Таким чином, чим далі сусід знаходиться від тестової точки, тим менше його вклад в обчислення залежної змінної тестової точки.

На рис. 3.10 зображено приклад визначення вихідної потужності точки А.

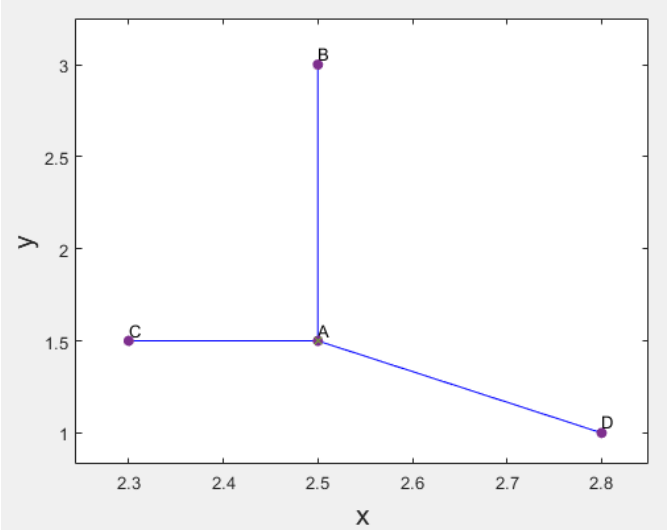


Рис. 3.10. Приклад визначення вихідної потужності точки А

Точка А є точкою параметрів навколишнього середовища з тестової групи з кількістю сусідів 3, точки B, C, D є сусідами і точками параметрів навколишнього середовища з тренувальної групи. Сині лінії між точками позначають Евклідову відстань між точками. Значення вихідної потужності точки А записується як:

$$P_A = \frac{P_B\omega_B + P_C\omega_C + P_D\omega_D}{\omega_B + \omega_C + \omega_D}. \tag{3.17}$$

Застосування кластеризації методом *k*-середніх, що створює кластери тренувальної групи, точки яких схожі за значеннями параметрів навколишнього середовища, дозволяє зменшити похибку прогнозування потужності на виході сонячної батареї. Алгоритм роботи методу *k*-середніх наведено на рис. 3.11.

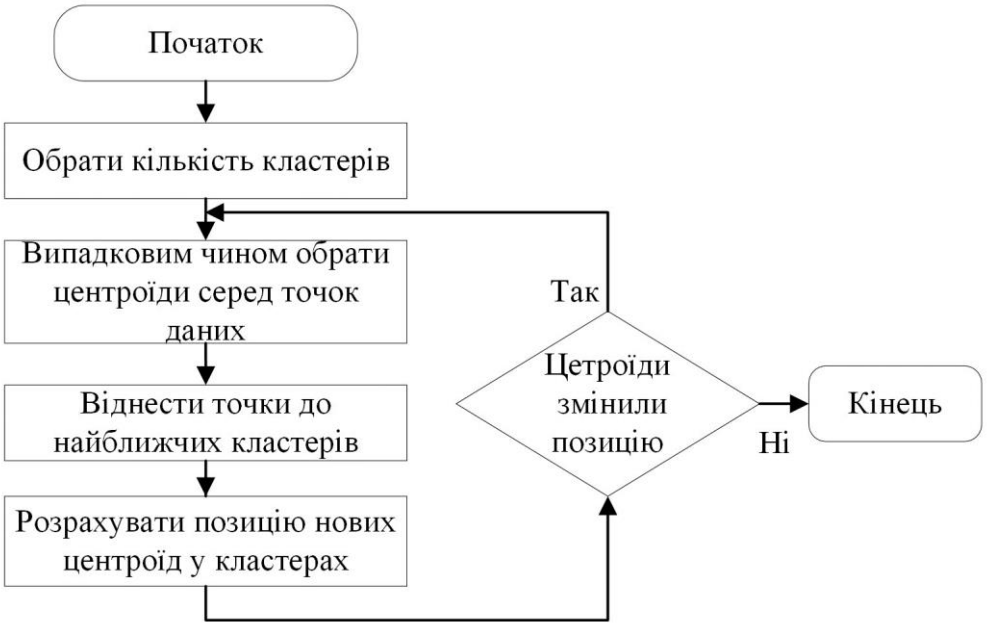


Рис. 3.11. Алгоритм роботи методу *k*-середніх

Точки тестової групи розподіляються по кластерам за допомогою визначення Евклідової відстані від тестової точки до кожної з центроїд кластерів, точка розподіляється у кластер, відстань до центроїди якого є найменшою. Далі проводиться алгоритм пошуку оптимальних значень кількості сусідів з мінімальними похибками прогнозу в рамках кожного кластеру, що дозволяє провести індивідуальний вибір кількості сусідів для кожного кластеру і виключити вплив точок одного кластеру на кількість сусідів іншого кластеру. Регресія методом найближчих сусідів проводиться в рамках кожного кластеру з подальшим відновленням часового ряду тестової групи точок і створенням прогнозу залежної змінної за алгоритмом класичного методу найближчих сусідів.

Кластер обирається за допомогою коефіцієнту силуету для визначення якості проведеної кластеризацію. Чим вищий коефіцієнт силуету, тим більше точка даних схожа на свій кластер в порівнянні з іншими кластерами. Значення силуету знаходяться в діапазоні від -1 до 1, де 1 означає що об’єкт добре підходить під свій кластер, -1 означає що взагалі не підходить в свій кластер. Формула для визначення коефіцієнту силуету наступна:

$$s(i) = \frac{b(i) - a(i)}{\max\{a(i), b(i)\}}, \tag{3.18}$$

де i – номер точки даних, $a(i)$ – середня відстань між точкою даних та іншими точками у власному кластері, $b(i)$ – середня відстань від точки даних до точок в іншому найближчому кластері.

На рис. 3.12 зображено результат обчислень значень силуету для шести кластерів.

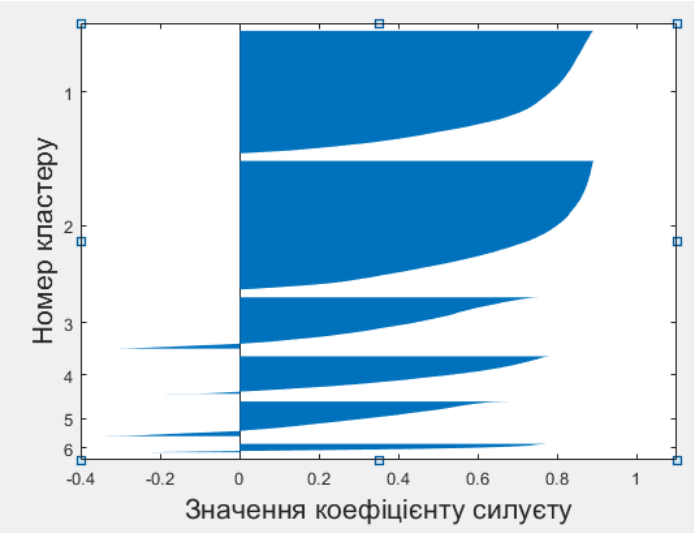


Рис. 3.12. Графік зміни коефіцієнту силуету для кожного кластеру параметрів навколишнього середовища

Шість кластерів мають найбільше середнє значення силуету, тому така кількість кластерів обрана для проведення кластеризації.

Горизонт прогнозування був обраний як перші 1, 3 та 7 днів, що виділені з загального набору даних в якості тестової групи, всі інші дані використані як тренувальна група.

У якості похибок прогнозування використані корінь з середньоквадратичної похибки:

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N}(A_i - F_i)^2}, \tag{3.19}$$

середньоквадратичну похибку:

$$MSE = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N}(A_i - F_i)^2, \tag{3.20}$$

середню абсолютну похибку:

$$MAE = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N}\left|A_i - F_i\right| \tag{3.21}$$

та середню відносну похибку:

$$MAPE = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N}\frac{\left|A_i - F_i\right|}{A_i}\times 100\%, \tag{3.22}$$

що використовуються для оцінки точності прогнозу [189 – 191], де A_i – реальні значення, а F_i – прогнозовані значення, N – кількість точок прогнозу.

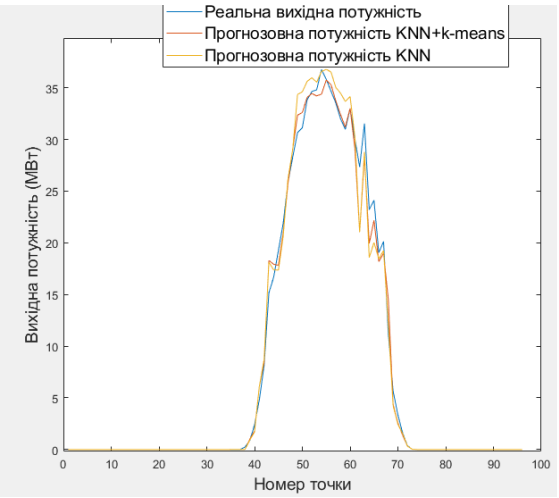
Кількість сусідів обиралась такою, щоб похибка MAPE була мінімальною, усі інші похибки розраховувались при цьому ж значенні кількості сусідів.

Результати розрахунку похибок наведені у таблиці 3.9.

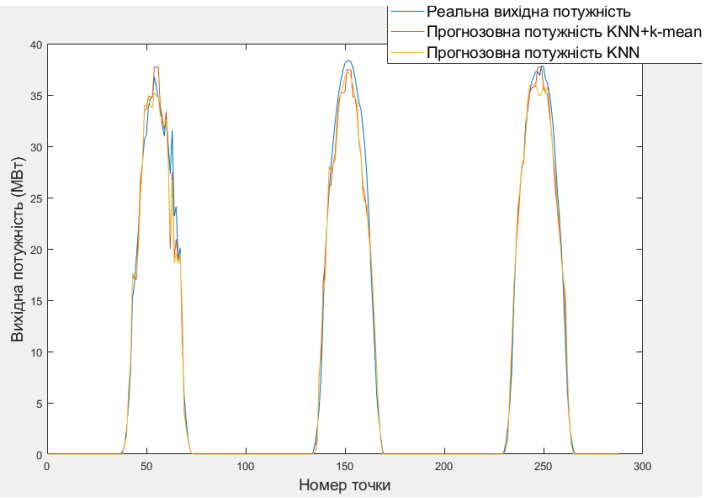
Таблиця 3.9. Результати розрахунку похибок

Метод	**Горизонт прогнозу, дні**	**MSE**	**RMSE**	**MAPE, %**	**MAE**
найближчих сусідів	1	1,67	1,29	4,6 %	0,58
	3	1,49	1,22	5,80 %	0,57
	7	6,82	2,61	8,14%	1,21
найближчих сусідів + *k*-середніх	1	1,14	1,07	4,22 %	0,43
	3	1,50	1,23	5,75 %	0,56
	7	6,62	2,57	8,04 %	1,19

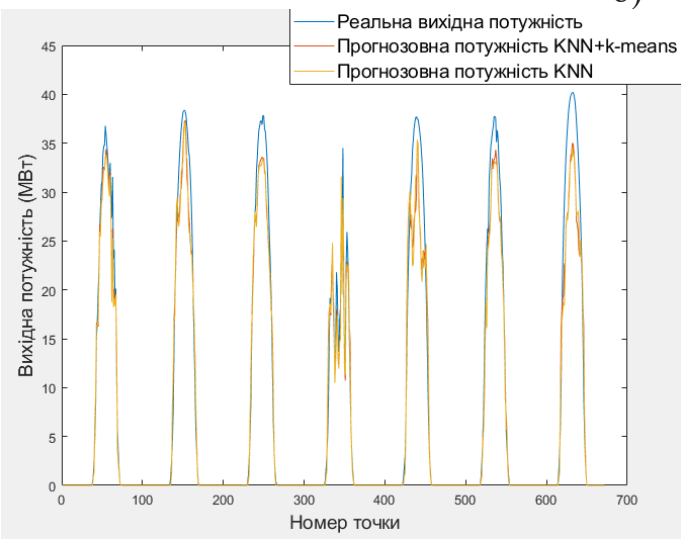
На рис. 3.13 а, б, в наведено результати прогнозу методом найближчих сусідів та методом найближчих сусідів + *k*-середніх для горизонтів прогнозу 1, 3 та 7 днів відповідно.



а)



б)



в)

Рис. 3.13. Часові залежності вихідної потужності, отримані в результаті прогнозування методами KNN та KNN+k-means для горизонту прогнозу: на добу (а); на три доби (б); на сім діб (в)

Метод об’єднання найближчих сусідів та кластеризації *k*-середніх дозволяє досягти більшої точності порівняно з класичним методом найближчих сусідів: похибки MSE, RMSE, MAPE, MAE зменшились на 0,5348, 0,2265, 0,38%, 0,1448 відповідно при прогнозі на 24 години. В результаті отримано модель прогнозу, яка має похибки MSE = 1,1396, RMSE = 1,0675, MAPE = 4,22%, MAE = 0,4332 відповідно при горизонті прогнозу 24 години.

Для практичної реалізації методу об’єднання найближчих сусідів та кластеризації *k*-середніх створену модель системи електроживлення з сонячною

батареєю за допомогою програмного пакету Matlab R2020a Simulink®, схема якої наведена на рис. 3.14.

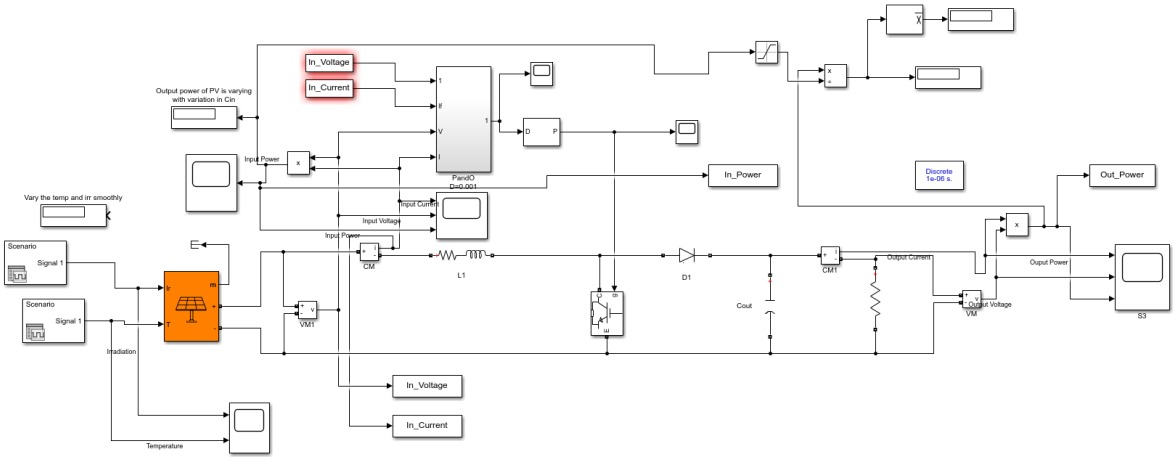


Рис. 3.14. Схема моделі системи електроживлення з сонячною батареєю

На вхід сонячної батареї подаються значення погодних параметрів загального сонячного випромінювання та температури навколишнього середовища через блоки Scenario. Блок сонячної батареї має наступні параметри, наведені на рис. 3.15.

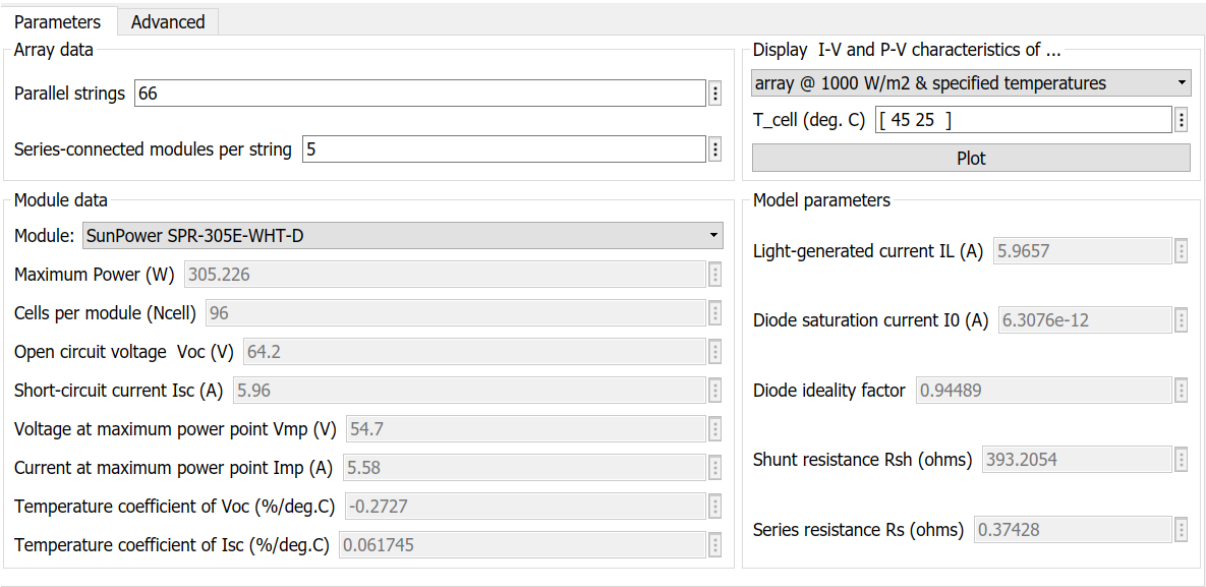


Рис. 3.15. Параметри сонячної батареї

Модель схеми блоку керування ключем перетворювача постійної напруги наведена на рис. 3.15. Для відбору максимальної потужності з сонячної панелі

використовується алгоритм керування ключем що має назву збурення та спостереження (англ. Perturb and Observe).

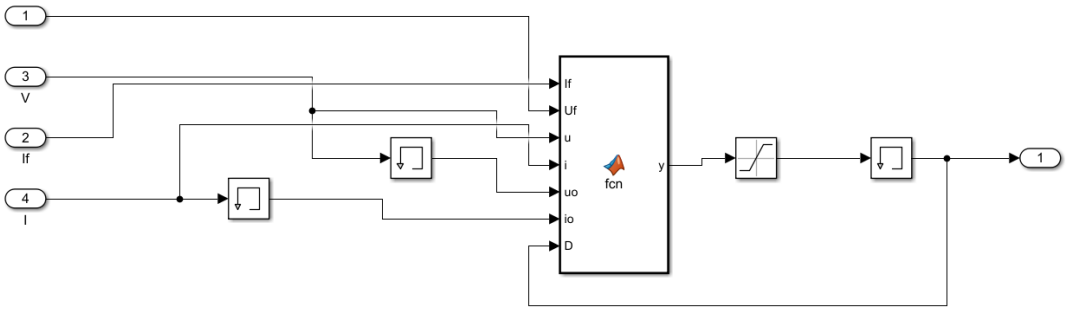


Рис. 3.16. Модель схеми блоку керування ключем перетворювача постійної напруги

На рис. 3.17 показано часові залежності потужності на вході та виході перетворювача як результат моделювання його роботи впродовж одного дня. Відношення потужності на виході до потужності на вході перетворювача складає 0,985.

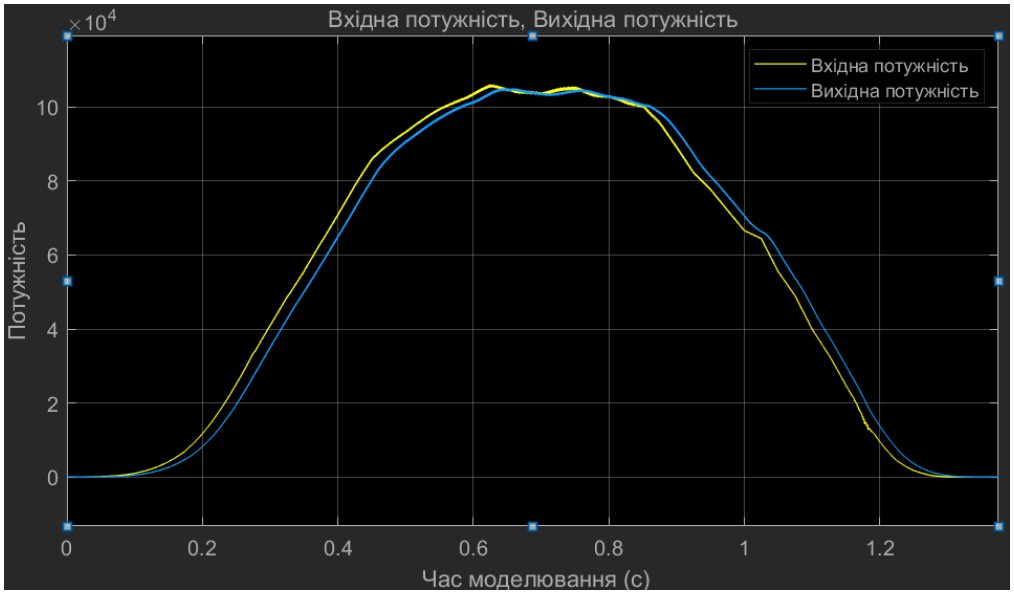
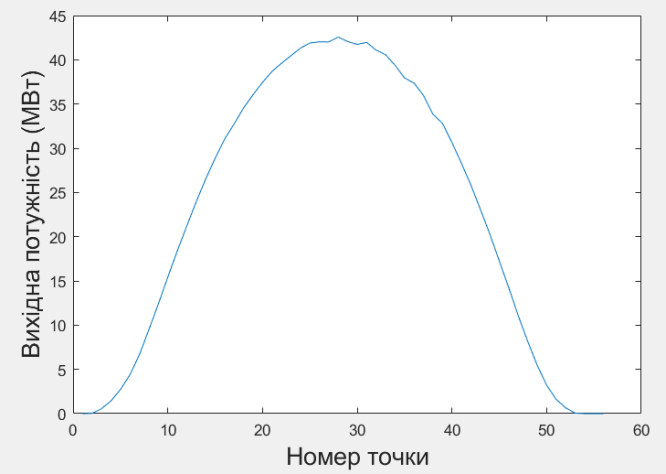


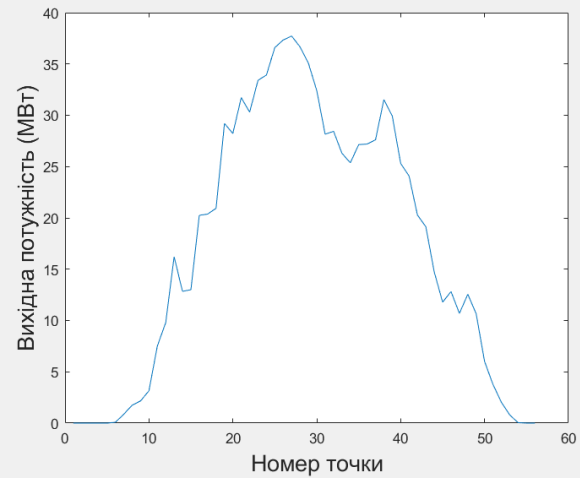
Рис. 3.17. Часові залежності вхідної та вихідної потужності перетворювача

Для визначення точності прогнозування запропонованим методом об’єднання кластеризації та методу найближчих сусідів на вхід блоку сонячної батареї подано значення загального сонячного випромінювання та температури навколишнього середовища, після чого значення вихідної потужності та

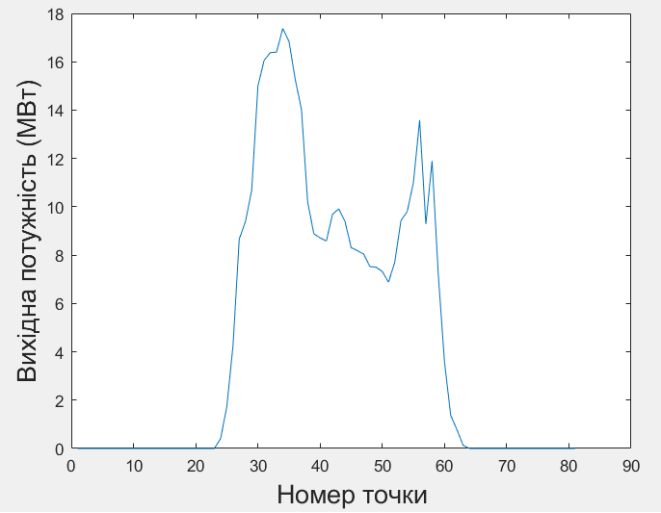
значення параметрів навколишнього середовища дискретизувалися. В результаті на кожні 24 години отримується 276 спостережень. Було накопичено спостереження за 30 днів, а також збережено три дні в якості контрольної групи, де кожен день відповідає одній з трьох характеристик: ясний день без хмарності, невеликі хмари, великі перешкоди для проходження сонячних променів. Графіки вихідної потужності сонячної батареї для контрольних днів наведені на рис. 3.18.



а)



б)

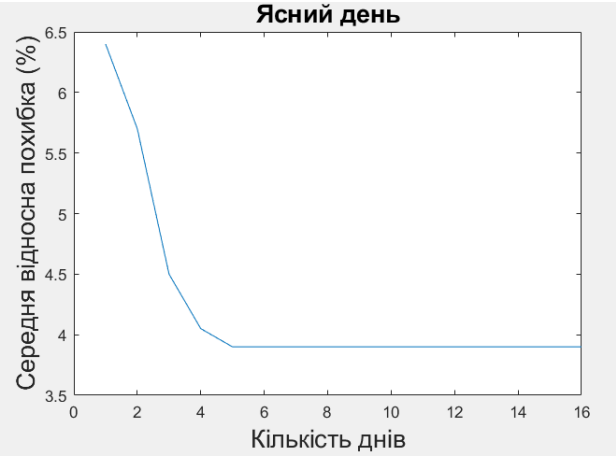


в)

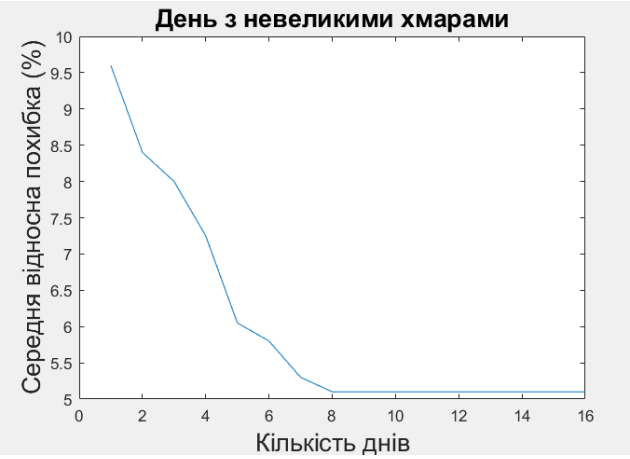
Рис. 3.18. Графіки потужності на виході сонячної батареї для: ясного дня (а); дня з невеликим хмарами (б); дня з великими перешкодами для проходження сонячних променів (в)

Після накопичення даних було поступово проведено прогнозування вихідної потужності перетворювача, де тренувальна група була поступово збільшена з кроком в один день. В результаті обробки отриманих даних було виведено наступну залежність, що наведена на рис. 3.19 між точністю

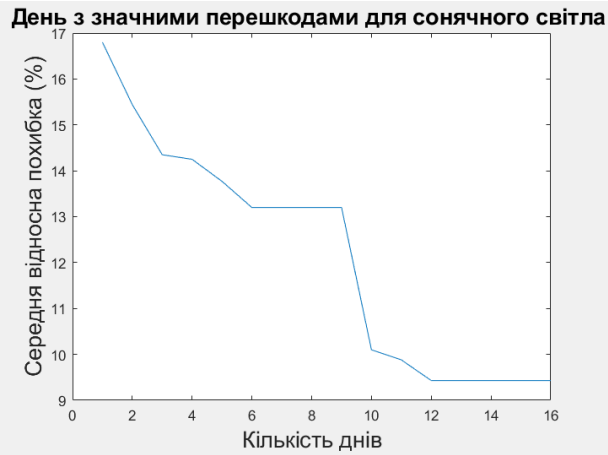
прогнозування за допомогою методу об’єднання найближчих сусідів та кластеризації *k*-середніх і кількістю днів в тренувальній групі.



а)



б)



в)

Рис. 3.19. Графіки залежності абсолютної похибки прогнозування від кількості днів для ясного дня (а); дня з невеликим хмарами (б); дня з великими перешкодами для проходження сонячних променів (в)

Як видно з рис. 3.19, після певної кількості днів в тренувальній групі значення середньої відносної похибки не змінюється. Це пов’язано з тим, що коли біля точки, для якої робиться прогнозування, з’являються сусіди, що дають мінімальну похибку, скільки б не було додано днів до тренувальної групи, поки не з’являться сусіди ближчі за попередні, значення похиби не зміниться. Як приклад, на рис. 3.19, а значення похибки незмінне після 5 днів в тренувальній групі. Це означає, що кожен день після восьмого не додав до тренувальної групи ближчих сусідів до точок прогнозування. Для випадку рис 3.19, б ця кількість днів була 8. Для дня з значними перешкодами для сонячного світла на етапі

кількості днів від 6 до 9 похибка була незмінною, але потім мінімальна похибка була після 12-го дня. Середня відносна похибка для ясного дня складає 3.9%, для дня з невеликими хмарами 5.1%, для дня з значними перешкодами для сонячного світла похибка склала 9.41%.

3.4. Принципи побудови систем керування на основі розрахунку ентропійної дивергенції

Локальна система електроживлення як складна статистична відкрита макросистема [192 – 196] є апріорно неоднорідною за імовірністю, тобто стани, в які вона переходить за рахунок зміни задаючих впливів та за рахунок керування зміною станів пристроїв перетворення параметрів електричної енергії, є нерівноімовірними, і окремо взятий елемент може мати різну вихідну імовірність заселення будь-якої комірки фазового простору. Причинами несиметричності умов розміщення елементів є наявність декількох існуючих паралельно розподілів (генерації або споживання), що впливають на процес, що розглядається [197]. Оскільки для систем електроживлення основний постулат статистичної механіки – постулат рівної апріорної імовірності мікростанів – не діє, тому роль ентропії, як функції, що однозначно відображає імовірність макростану, виконує більш загальна характеристика – ентропійна дивергенція [198], що є зручним інструментом аналізу статистичної взаємодії елементів систем електроживлення.

Принцип застосування поняття ентропійної дивергенції успішно застосовується для аналізу фізичних макросистем, і може бути поширений для ентропійного аналізу локальних систем електроживлення, розглядаючи ентропійну дивергенцію як функцію, що враховує не тільки рівномірний (як ентропія Больцмана), але й – довільний характер розподілу апріорної імовірності.

Розподіл носіїв та ресурсів в локальній системі електроживлення. Нехай локальна система електроживлення складається з двох підсистем:

підсистеми генерації з кількістю «носіїв»-генераторів N_G ; та підсистеми споживання з кількістю «носіїв»-споживачів N_L (рис. 3.20). В кожній підсистемі нерівномірно розподілена кількість E «ресурсів» – енергії. Окремо взятому носію властива індивідуальна порція ресурсів ε , що характеризує індивідуальний стан носія: окремий генератор генерує кількість енергії ε_G, а окремий споживач – споживає кількість енергії ε_L. Множина всіх можливих станів носія утворює простір індивідуальних станів. Якщо він дискретний, то індивідуальний стан являє собою комірку даного простору. Для генераторів енергії діапазон зміни координати ε_G розіб'ємо на M_G інтервалів (комірок) малого розміру $\Delta\varepsilon_G$ зі значеннями ε_{G1} , ε_{G2} , …, ε_{GM_G} . Деякій *i*-й комірці відповідає кількість n_{Gi} «носіїв-генераторів» з однаковою індивідуальною порцією «ресурсу генерації» ε_{Gi} і, відповідно, об'єм «ресурсів генерації» $E_{Gi} = n_{Gi} \cdot \varepsilon_{Gi}$. Аналогічно для споживачів діапазон зміни координати ε_L розіб'ємо на M_L інтервалів (комірок) малого розміру $\Delta\varepsilon_L$ зі значеннями ε_{L1}, ε_{L2} , …, ε_{LM_L} . Деякій *j*-й комірці відповідає кількість n_{Lj} «носіїв-споживачів» з однаковою індивідуальною порцією «ресурсу споживання» ε_{Lj} і, відповідно, об'єм «ресурсів споживання» $E_{Lj} = n_{Lj} \cdot \varepsilon_{Lj}$.

З врахуванням прийнятих позначень запишемо рівняння балансів «носіїв» та «ресурсів» для підсистем локальної системи електроживлення:

1) баланс «носіїв»

$$\sum_{i=1}^{M_G} n_{Gi} = N_G \,,\ \sum_{j=1}^{M_L} n_{Lj} = N_L \,,$$

2) баланс «ресурсів»

$$\sum_{i=1}^{M_G} E_{Gi} = \sum_{i=1}^{M_G} n_{Gi} \cdot \varepsilon_{Gi} = E_G \,,\ \sum_{j=1}^{M_L} E_{Lj} = \sum_{j=1}^{M_L} n_{Lj} \cdot \varepsilon_{Lj} = E_L \,,\ E_G = E_L \,,$$

де $M_G = \varepsilon_{GM_G} / \Delta\varepsilon_G$ – загальна кількість комірок генерації, $\Delta\varepsilon_G$ – обраний фіксований розмір комірки генерації; ε_{GM_G} – максимальне значення координати у просторі індивідуальних станів генерації; $M_L = \varepsilon_{LM_L} / \Delta\varepsilon_L$ – загальна кількість

комірок споживання, $\Delta\varepsilon_L$ – обраний фіксований розмір комірки споживання; ε_{LM_L} – максимальне значення координати у просторі індивідуальних станів споживання.

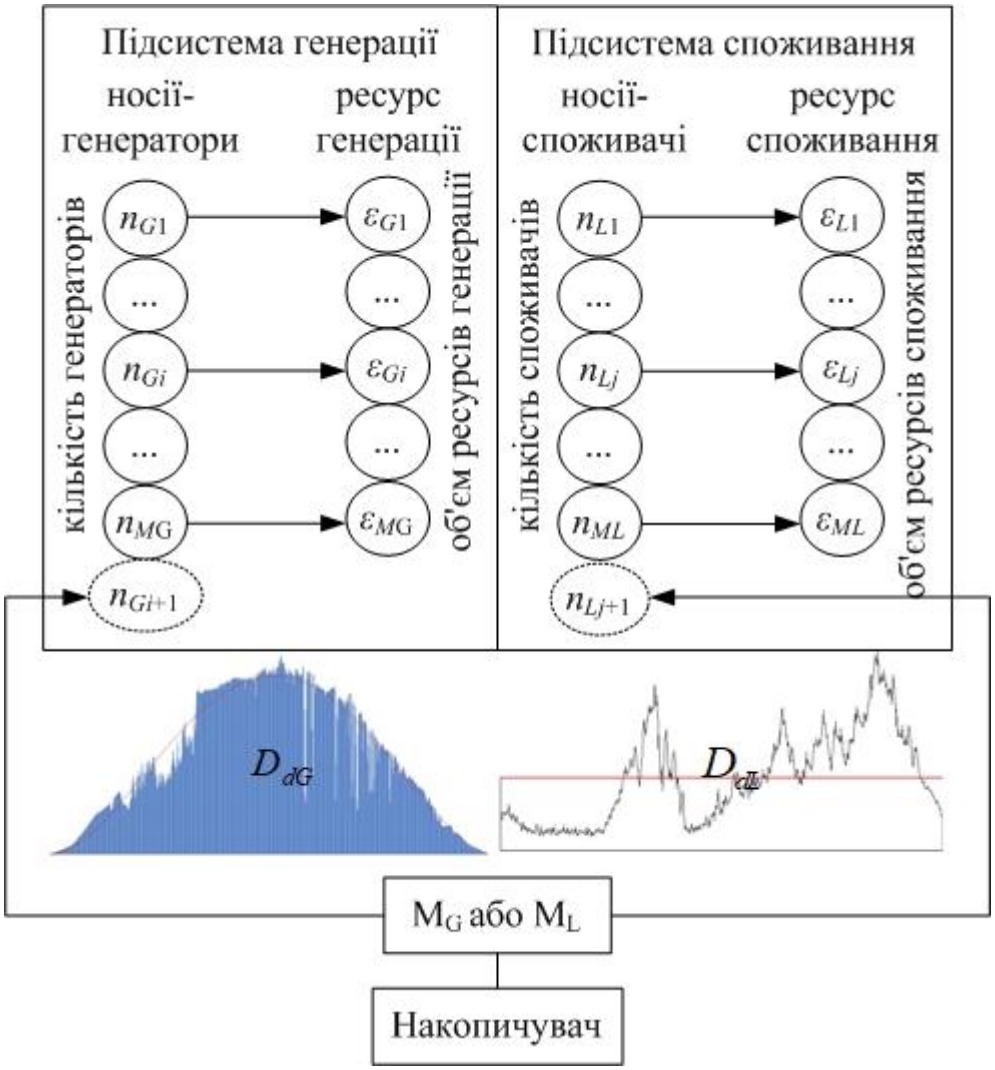


Рис. 3.20. Розподіл «носіїв» та «ресурсів» у підсистемах генерації та споживання локальної системи електроживлення

Ефективна робота локальної системи електроживлення забезпечується шляхом виконання балансів «носіїв», «ресурсів» та енергії у кожний конкретний момент часу. При цьому слід враховувати, що в локальній системі електроживлення з довільною кількістю джерел та навантажень розподіл як ресурсів генерації, так і ресурсів споживання є змінним у часі.

Імовірності мікро- та макростанів локальної системи електроживлення. За рахунок зміни задаючих впливів та керування зміною

станів пристроїв перетворення параметрів електричної енергії та їх технічних систем за: 1) режимами роботи; 2) параметрами пристроїв; 3) стійкістю; 4) прийняттям рішень щодо рівня комфорту, локальна система електроживлення переходить у новий мікростан – можливу комбінацію індивідуальних станів повної множини елементів системи. При зміні станів локальних систем електроживлення за: 1) прийняттям рішень щодо станів вузлів, зв'язків, тарифів; 2) керуванням станом вузлів, зв'язків, тарифів; 3) забороною на прийняття рішень, локальна система електроживлення переходить у новий макростан – множину відмінних мікростанів, що відтворюють ідентичні контрольовані макроскопічні характеристики системи.

Нехай P_{Gk} : $\left\{p_{G1k}, p_{G2k}, \ldots, p_{GM_Gk}\right\}$, $\sum_{i=1}^{M_G} p_{Gik} = 1$ – множина апріорних імовірностей розміщення одного (першого) генератора з N_G генераторів серед M_G комірок на *k*-му інтервалі. В даному випадку вважаємо, що розміщення кожного наступного елемента є незалежною подією. Декартовий добуток $\overbrace{P_{Gk} \times P_{Gk} \times \ldots \times P_{Gk}}^{N_G} = P_{Gk}^{N_G}$ містить інформацію про імовірність будь-якої з $M_G^{N_G}$ комбінацій сумісного розміщення N_G генераторів серед M_G комірок. Їх повний набір визначає множину імовірностей всіх можливих мікростанів підсистеми генерації енергії.

Аналогічно і для підсистеми споживання енергії на *l*-му інтервалі: повний набір декартових добутків $\overbrace{P_{Ll} \times P_{Ll} \times \ldots \times P_{Ll}}^{N_L} = P_{Ll}^{N_L}$, де P_{Ll} : $\left\{p_{L1l}, p_{L2l}, \ldots, p_{LM_Ll}\right\}$, $\sum_{j=1}^{M_L} p_{Ljl} = 1$ – множина апріорних імовірностей розміщення одного (першого) споживача з N_L споживачів серед M_L комірок, визначає множину імовірностей всіх можливих мікростанів підсистеми споживання енергії.

У загальному випадку, коли N_G елементів генерації ($n_{G1}, n_{G2}, \ldots n_{GM_G}$, $\sum_{i=1}^{M_G} n_i = N_G$) розподіляються по M_G коміркам, а N_L елементів споживання

($n_{L1}, n_{L2}, \ldots n_{LM_L}$, $\sum_{j=1}^{M_L} n_j = N_L$) – по M_L коміркам, число комбінацій реалізації такого розподілу, тобто статистична вага кожного макростану підсистеми генерації та споживання, відповідно, визначається наступним чином:

$$W_G\left(n_{G1}, \ldots n_{GM_G}\right) = \frac{N_G!}{n_{G1}! \cdots n_{GM_G}!}, \tag{3.23}$$

$$W_L\left(n_{L1}, \ldots n_{LM_L}\right) = \frac{N_L!}{n_{L1}! \cdots n_{LM_L}!}. \tag{3.24}$$

Імовірності цих макростанів, відповідно, дорівнюють:

$$Q_G\left(n_{G1}, \ldots n_{GM_G}; p_{G1k}, \ldots p_{GM_Gk}\right) = \frac{N_G!}{n_{G1}! \cdots n_{GM_G}!} \cdot p_{G1k}^{n_{G1}} \cdots p_{GM_Gk}^{n_{GM_G}}, \tag{3.25}$$

$$Q_L\left(n_{L1}, \ldots n_{LM_L}; p_{L1l}, \ldots p_{LM_Ll}\right) = \frac{N_L!}{n_{L1}! \cdots n_{LM_L}!} \cdot p_{L1l}^{n_{L1}} \cdots p_{LM_Ll}^{n_{LM_L}}. \tag{3.26}$$

У випадку, коли апріорні імовірності розміщення генераторів та споживачів є однаковими, $p_{Gik} = const = \frac{1}{M_G}$, $p_{Ljl} = const = \frac{1}{M_L}$, імовірності макростанів визначаються так:

$$Q_G\left(n_{G1}, \ldots n_{GM_G}\right) = \frac{N_G!}{n_{G1}! \cdots n_{GM_G}!} \cdot \frac{1}{M_G^{N_G}}, \tag{3.27}$$

$$Q_L\left(n_{L1}, \ldots n_{LM_L}\right) = \frac{N_L!}{n_{L1}! \cdots n_{LM_L}!} \cdot \frac{1}{M_L^{N_L}}. \tag{3.28}$$

Імовірності мікро- та макростанів підсистем генерації та споживання локальної системи електроживлення дозволяють оцінити ступінь варіабельності процесів генерації, споживання та накопичення енергії.

Ентропійна дивергенція як інтегральна характеристика макростану системи. Як для «носіїв»-генераторів так і для «носіїв»-споживачів запишемо вирази ентропійної дивергенції D_d за Деласом:

$$D_{dG}\left(n_{G1},\ldots n_{GM_G};\, p_{G1k},\ldots p_{GM_Gk}\right)=\frac{-\ln Q\left(n_{G1},\ldots n_{GM_G};\, p_{G1k},\ldots p_{GM_Gk}\right)}{N_G}=$$
$$=-\sum_{i=1}^{M_G}\frac{n_{Gi}}{N_G}\ln p_{Gik}-\frac{S_G}{N_G}, \tag{3.29}$$

$$D_{dL}\left(\, n_{L1},\ldots n_{LM_L};\, p_{L1l},\ldots p_{LM_Ll}\right)=\frac{-\ln Q\left(\, n_{L1},\ldots n_{LM_L};\, p_{L1l},\ldots p_{LM_Ll}\right)}{N_L}=$$
$$=-\sum_{j=1}^{M_L}\frac{n_{Lj}}{N_L}\ln p_{Ljl}-\frac{S_L}{N_L}, \tag{3.30}$$

$\frac{S_G}{N_G}=-\sum_{i=1}^{M_G}\frac{n_{Gi}}{N_G}\ln\frac{n_{Gi}}{N_G}$, $\frac{S_L}{N_L}=-\sum_{j=1}^{M_L}\frac{n_{Lj}}{N_L}\ln\frac{n_{Lj}}{N_L}$, де S_G та S_L – ентропія Больцмана для генераторів та споживачів, відповідно.

Наведені вирази для розрахунку ентропійних дивергенцій співпадають з виразом для розрахунку дивергенції Кульбака-Лейблера [199], і чисельно дорівнюють статистичній відстані між поточними та гранично допустимими розподілами потоків енергії генерації та споживання.

Для випадку рівних апріорних імовірностей ентропійні дивергенції D_{nd} генераторів та споживачів – це різниці між максимально можливими значеннями ентропій генерації $\ln M_G$ та споживання $\ln M_L$, та їх поточними значеннями S/N_G та S/N_L:

$$D_{ndG}\left(n_{G1},\ldots n_{GM_G};\, p_{G1k},\ldots p_{GM_Gk}\right)=\ln M_G-\frac{S_G}{N_G}, \tag{3.31}$$

$$D_{ndL}\left(\, n_{L1},\ldots n_{LM_L};\, p_{L1l},\ldots p_{LM_Ll}\right)=\ln M_L-\frac{S_L}{N_L}. \tag{3.32}$$

Таким чином, максимум ентропій генерації та споживання відповідає мінімуму ентропійних дивергенцій.

Якщо розподіл апріорних імовірностей розміщення елементів генерації та споживання задається множинами P_{Gk} : $\left\{p_{G1k}, p_{G2k},\ldots, p_{GM_Gk}\right\}$ та P_{Ll} : $\left\{p_{L1l}, p_{L2l},\ldots, p_{LM_Ll}\right\}$ відповідно, то за умов $\sum_{i=1}^{M_G}n_{Gi}=N_G$, $\sum_{j=1}^{M_L}n_{Lj}=N_L$ максимум

імовірностей макростанів підсистем локальної системи електроживлення $Q_G\left(n_{G1},\ldots n_{GM_G};\, p_{G1k},\ldots p_{GM_Gk}\right)$, $Q_L\left(\, n_{L1},\ldots n_{LM_L};\, p_{L1l},\ldots p_{LM_Ll}\right)$ відповідає таким розподілам числа елементів $\left(n_{G1}, n_{G2},\ldots n_{GM_G}\right)_{\max}$, $\left(\, n_{L1}, n_{L2},\ldots n_{LM_L}\right)_{\max}$ при яких для кожної комірки генерації та кожної комірки споживання виконуються рівності $(n_{Gi})_{\max} = p_{Gik}N_G$, $(n_{Lj})_{\max} = p_{Ljl}N_L$.

У цьому випадку максимальні значення, які приймають статистичні ентропії Больцмана дорівнюють:

$$S_{G\max} = -N_G \cdot \sum_{i=1}^{M_G} p_{Gik} \ln p_{Gik}\,, \tag{3.33}$$

$$S_{L\max} = -N_L \cdot \sum_{j=1}^{M_L} p_{Ljl} \ln p_{Ljl}\,. \tag{3.34}$$

У випадку рівних апріорних імовірностей, коли $p_{Gik} = const = 1/M_G$, $p_{Ljl} = const = 1/M_L$, максимум ентропій Больцмана рівний:

$$S_{G\max} = N_G \cdot \ln M_G, \tag{3.35}$$

$$S_{L\max} = N_L \cdot \ln M_L\,. \tag{3.36}$$

Умовний максимум імовірностей макростанів $Q_{G\max}$ та $Q_{L\max}$ за наявності умов $\sum_{i=1}^{M_G} n_{Gi} = N_G$, $\sum_{j=1}^{M_L} n_{Lj} = N_L$ досягається у випадку рівності нулю ентропійної дивергенції $\left(D_d\right)_{\min} = 0$.

У кожен момент часу окрім балансу «носіїв» та «ресурсів» у системі електроживлення повинен виконуватись баланс статистичних моментів – ентропійна дивергенція за Деласом зі сторони генераторів повинна дорівнювати ентропійній дивергенції за Деласом зі сторони споживачів:

$$D_{d_G}\left(n_{G1},\ldots n_{GM_G};\, p_{G1k},\ldots p_{GM_Gk}\right) = D_{d_L}\left(n_{L1},\ldots n_{LM_L};\, p_{L1l},\ldots p_{LM_Ll}\right). \tag{3.37}$$

Виконання цього балансу забезпечує накопичувач електроенергії (див. рис. 3.20), функція керування зарядним струмом якого визначається як різниця

ентропійних дивергенцій за Деласом зі сторони генераторів та споживачів для випадків різних та однакових апріорних імовірностей:

$$f_{керd} = D_{d_G}\left(n_{G1},\ldots n_{GM_G};\, p_{G1k},\ldots p_{GM_Gk}\right) - D_{d_L}\left(n_{L1},\ldots n_{LM_L};\, p_{L1l},\ldots p_{LM_Ll}\right) = \\ = -\sum_{i=1}^{M_G}\frac{n_{Gi}}{N_G}\ln p_{Gik} - \frac{S_G}{N_G} - \left(-\sum_{j=1}^{M_L}\frac{n_{Lj}}{N_L}\ln p_{Ljl} - \frac{S_L}{N_L}\right), \quad (3.38)$$

$$f_{керnd} = D_{ndG}\left(n_{G1},\ldots n_{GM_G};\, p_{G1k},\ldots p_{GM_Gk}\right) - D_{ndL}\left(n_{L1},\ldots n_{LM_L};\, p_{L1l},\ldots p_{LM_Ll}\right) = \\ = \ln M_G - \frac{S_G}{N_G} - \left(\ln M_L - \frac{S_L}{N_L}\right). \quad (3.39)$$

У випадку, коли навантаження в системі стаціонарне, і ентропійна дивергенція зі сторони навантаження дорівнює нулю, для корекції реального розподілу енергії на виході установки на основі відновлюваного джерела енергії і наближення його до ідеального необхідно використовувати накопичувач електричної енергії з функцією зарядного струму, що змінюється у відповідності до ентропійної дивергенції потоку первинної енергії, взятої з протилежним знаком. Це необхідно для того, щоб у моменти часу, коли рівень енергії, що генерує установка на основі відновлюваного джерела енергії менший за рівень енергії ідеальної кривої, накопичувач розряджався і виступав додатковим генератором; а у моменти часу, коли рівень енергії, що генерує установка на основі відновлюваного джерела енергії більший за рівень енергії ідеальної кривої, накопичувач заряджався і виступав додатковим споживачем.

Приклад розрахунку ентропійної дивергенції в системі електроживлення. Розглянемо локальну систему електроживлення, яка складається з установки на основі відновлюваного джерела енергії, накопичувача та навантаження. Кожен з об’єктів може знаходитись лише у двох станах: джерело або генерує або не генерує енергію; накопичувач, якщо виступає в ролі генератора, або розряджається або не розряджається; накопичувач, якщо виступає в ролі навантаження, або заряджається або не заряджається; навантаження або споживає або не споживає енергію (табл. 3.10). Розподіл «носіїв» в описаній системі наведено на рис. 3.21.

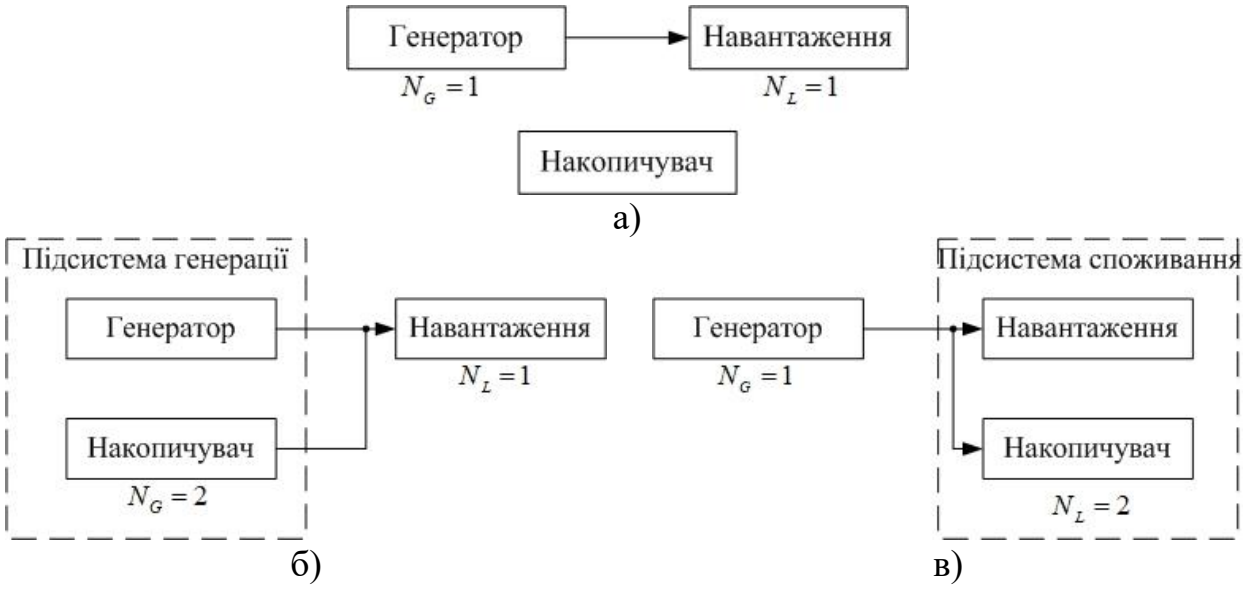


Рис. 3.21. Розподіл «носіїв» у системі з одним генератором та навантаженням: а – накопичувач не підключений до системи; б – накопичувач виступає в ролі генератора; в – накопичувач виступає в ролі навантаження

Таблиця 3.10. Імовірності станів об’єктів локальної системи електроживлення

Об’єкт	**Стан**	**Імовірність**
Установка на основі відновлюваного джерела	генерує	p_{G1}
	не генерує	p_{G0}
Накопичувач в ролі генератора	розряджається	p_{G1}
	не розряджається	p_{G0}
Накопичувач в ролі навантаження	заряджається	p_{L1}
	не заряджається	p_{L0}
Навантаження	споживає	p_{L1}
	не споживає	p_{L0}

Відповідно до попередньо наведених міркувань, простір індивідуальних станів підсистеми генерації складається з двох комірок $M_G = 2$ з апріорними імовірностями $P_G : \{p_{G0}, p_{G1}\}$, в які повинні довільним чином заселитися або один (у випадку, коли накопичувач виступає в ролі навантаження) ($N_G = 1$), або два (у випадку, коли накопичувач виступає в ролі генератора енергії) носія-генератора ($N_G = 2$).

Аналогічно, простір індивідуальних станів підсистеми споживання також складається з двох комірок $M_L = 2$ з апріорними імовірностями $P_L : \{p_{L0}, p_{L1}\}$, в які повинні довільним чином заселитися або два (у випадку, коли накопичувач виступає в ролі навантаження) ($N_L = 2$), або один (у випадку, коли накопичувач виступає в ролі генератора енергії) носій-споживач ($N_L = 1$).

Спочатку розглянемо випадок, коли накопичувач в системі виступає як генератор енергії. Тоді декартовий добуток $\overbrace{P_G \times P_G}^{N_G} \times \overset{N_L}{P_L} = P_G^2 \times P_L^1$ дозволяє визначити значення імовірності мікростанів системи $2^2 \times 2^1 = 8$:

$$\underbrace{\overbrace{p_{G0}p_{G0}p_{L0}}^{мікростан}}_{макростан\,(3,0)};$$

$$\underbrace{\overbrace{p_{G0}p_{G0}p_{L1}}^{мікростан}, \overbrace{p_{G0}p_{G1}p_{L0}}^{мікростан}, \overbrace{p_{G1}p_{G0}p_{L0}}^{мікростан}}_{макростан\,(2,1)};$$

$$\underbrace{\overbrace{p_{G0}p_{G1}p_{L1}}^{мікростан}, \overbrace{p_{G1}p_{G0}p_{L1}}^{мікростан}, \overbrace{p_{G1}p_{G1}p_{L0}}^{мікростан}}_{макростан\,(1,2)};$$

$$\underbrace{\overbrace{p_{G1}p_{G1}p_{L1}}^{мікростан}}_{макростан\,(0,3)}.$$

Групи рівноімовірних мікростанів складають 4 макростани системи. Кількість мікростанів, що входять до кожної групи, визначає статистичну вагу макростану:

$$W(3,0) = 1,\ W(2,1) = 3,\ W(1,2) = 3,\ W(0,3) = 1.$$

Якщо прийняти, що апріорні імовірності розміщення генераторів та навантажень однакові ($p_{G0} = p_{L0} = p_0$, $p_{G1} = p_{L1} = p_1$), то імовірності макростанів – сума імовірностей множини всіх мікростанів, що можуть відтворити макростан, визначаються наступним чином:

$$Q(3,0) = p_0^3,\ Q(2,1) = 3p_0^2 p_1^1,\ Q(1,2) = 3p_0^1 p_1^2,\ Q(0,3) = p_1^3,$$

і нормуються в одиницю.

Коли накопичувач в системі виступає як навантаження, декартовий добуток $\overset{N_G}{P_G} \times \overbrace{P_L \times P_L}^{N_L} = P_G^1 \times P_L^2$ дозволяє визначити значення імовірності мікростанів системи $2^1 \times 2^2 = 8$:

$$\underbrace{\overbrace{p_{G0}p_{L0}p_{L0}}^{мікростан}}_{макростан\,(3,0)};$$

$$\underbrace{\overbrace{p_{G0}p_{L0}p_{L1}}^{мікростан}, \overbrace{p_{G0}p_{L1}p_{L0}}^{мікростан}, \overbrace{p_{G1}p_{L0}p_{L0}}^{мікростан}}_{макростан\,(2,1)};$$

$$\underbrace{\overbrace{p_{G0}p_{L1}p_{L1}}^{мікростан}, \overbrace{p_{G1}p_{L0}p_{L1}}^{мікростан}, \overbrace{p_{G1}p_{L1}p_{L0}}^{мікростан}}_{макростан\,(1,2)};$$

$$\underbrace{\overbrace{p_{G1}p_{L1}p_{L1}}^{мікростан}}_{макростан\,(0,3)}.$$

Групи рівноімовірних мікростанів також складають 4 макростани системи з відповідними статистичними вагами: $W(3,0)=1$, $W(2,1)=3$, $W(1,2)=3$, $W(0,3)=1$, та імовірностями макростанів $Q(3,0)=p_0^3$, $Q(2,1)=3p_0^2p_1^1$, $Q(1,2)=3p_0^1p_1^2$, $Q(0,3)=p_1^3$, які теж нормуються в одиницю.

Оскільки макростани системи мають однакові імовірності, то значення загальної ентропійної дивергенції в системі для всіх її макростанів, розраховані за формулами (3.29), (3.30) зведені в табл. 3.11.

Таблиця 3.11. Значення ентропійної дивергенції для різних макростанів за умов різних та однакових апріорних імовірностей

Макростан	**Імовірність макростану** Q	**Значення ентропійної дивергенції** D_d	**Значення ентропійної дивергенції** D_{nd}
макростан (3,0)	p_0^3	$-\ln\left(p_0^3\right)/3$	$-\ln\left(p^3\right)/3$
макростан (2,1)	$3p_0^2p_1^1$	$-\ln\left(3p_0^2p_1^1\right)/3$	$-\ln\left(3p^3\right)/3$
макростан (1,2)	$3p_0^1p_1^2$	$-\ln\left(3p_0^1p_1^2\right)/3$	$-\ln\left(3p^3\right)/3$
макростан (0,3)	p_1^3	$-\ln\left(p_1^3\right)/3$	$-\ln\left(p^3\right)/3$

Значення ентропійної дивергенції, розраховані за рівняннями (3.29), (3.30), для різних макростанів локальної системи електроживлення, що розглядалася, за умов різних ($p_0 = 0{,}4$, $p_1 = 0{,}6$) та однакових ($p_0 = p_1 = 0{,}5$) апріорних імовірностей, наведені у табл. 3.12.

Таблиця 3.12. Значення ентропійної дивергенції для різних макростанів локальної системи електроживлення за умов різних та однакових апріорних імовірностей

Макростан	**Імовірність макростану** Q	**Значення ентропійної дивергенції** D_d	**Значення ентропійної дивергенції** D_{nd}
макростан (3,0)	0,064	0,916	0,693
макростан (2,1)	0,288	0,144	0,057
макростан (1,2)	0,432	0,01	0,057
макростан (0,3)	0,216	0,51	0,693

Необхідною і достатньою умовою максимума імовірності макростану $Q = Q_{\max}$ є мінімум ентропійної дивергенції $D_d = \left(D_d\right)_{\min}$. Таким чином, для локальної системи електроживлення найменш імовірним є макростан (3,0), в якому жоден з генераторів не генерує, а жоден зі споживачів не споживає енергію; а найбільш імовірним – макростан (1,2), в якому хоча б один генератор генерує, і хоча б один споживач споживає енергію.

Запропоновану методику розрахунку ентропійних дивергенцій у локальній системі електроживлення застосуємо для системи з довільною кількістю генераторів p, накопичувачів енергії q та навантажень r, структурна схема якої зображена на рис. 3.22.

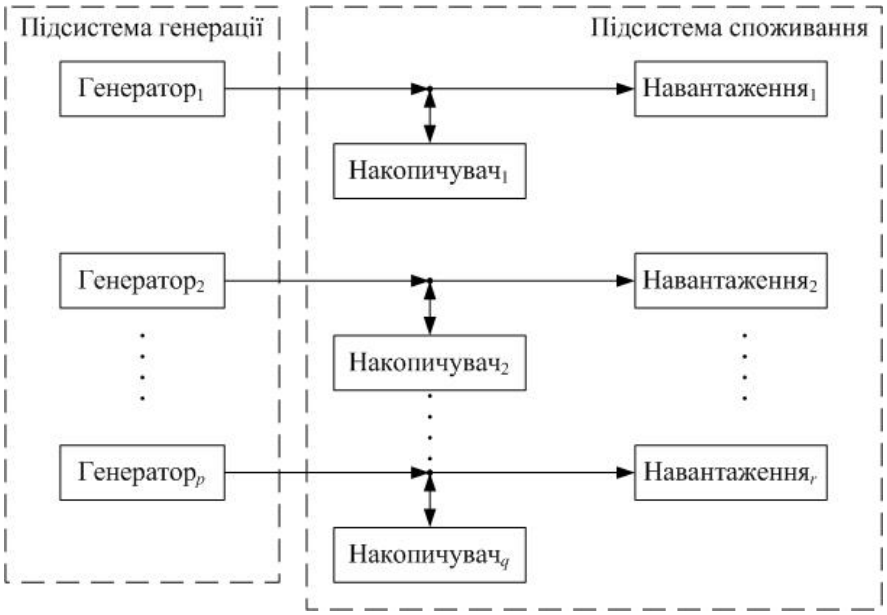


Рис. 3.22. Структурна схема системи електроживлення з довільною кількістю елементів

В залежності від співвідношень енергій генерації та споживання в системі можливі наступні режими її роботи (рис. 3.23):

1) всі q накопичувачів виступають в ролі споживачів енергії, і є частиною підсистеми споживання (рис. 3.23, а);

2) всі q накопичувачів виступають в ролі генераторів енергії, і є частиною підсистеми генерації (рис. 3.23, б);

3) всі накопичувачі об’єднані в один накопичувач з еквівалентною сумарною ємністю, який виступає в ролі споживача енергії, і є частиною підсистеми споживання (рис. 3.23, в);

4) всі накопичувачі об’єднані в один накопичувач з еквівалентною сумарною ємністю, який виступає в ролі генератора енергії, і є частиною підсистеми генерації (рис. 3.23, г);

5) частина s ($s < q$) накопичувачів виступає в ролі споживачів енергії, і є частиною підсистеми споживання, а частина $(q - s)$ накопичувачів виступає в ролі генераторів енергії, і є частиною підсистеми генерації (рис. 3.23, ґ);

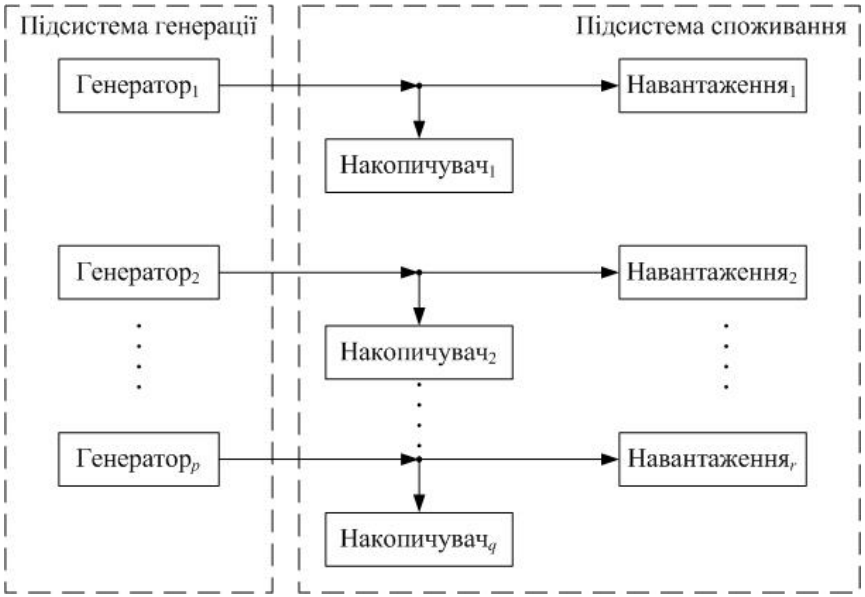
6) частина s ($s < q$) накопичувачів об’єднані в один накопичувач з еквівалентною сумарною ємністю, який виступає в ролі споживача енергії, і є

частиною підсистеми споживання, а частина $(q-s)$ накопичувачів виступає в ролі генераторів енергії, і є частиною підсистеми генерації (рис. 3.23, д);

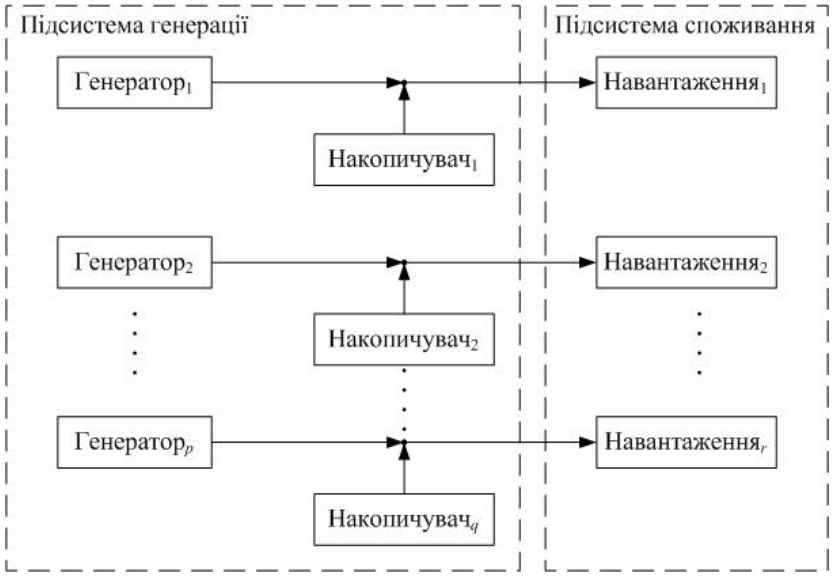
7) частина s $(s<q)$ накопичувачів виступає в ролі споживачів енергії, і є частиною підсистеми споживання, а частина $(q-s)$ накопичувачів об'єднані в один накопичувач з еквівалентною сумарною ємністю, який виступає в ролі генератора енергії, і є частиною підсистеми генерації (рис. 3.23, е).

Формули для розрахунку статистичної ваги кожного макростану, його імовірності, а також ентропійних дивергенцій генераторів та споживачів за Деласом для кожного режиму роботи системи електроживлення наведені в табл. 3.13.

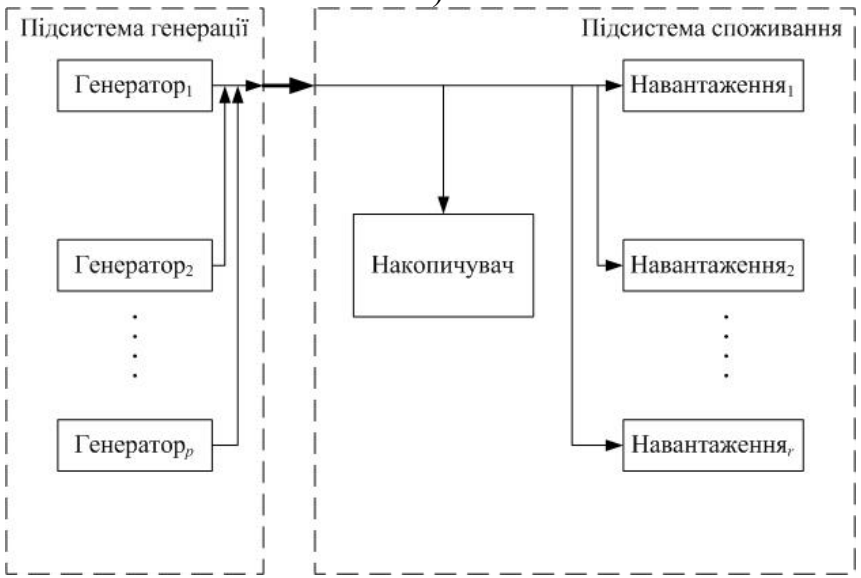
Описана методика дозволяє розрахувати статистичну вагу кожного макростану, його імовірності, а також ентропійні дивергенції генераторів та споживачів за Деласом для кожного режиму роботи системи електроживлення з довільною кількістю генераторів, накопичувачів енергії та навантажень.


Підсистема генерації
Підсистема споживання
Генератор$_1$
Генератор$_2$
Генератор$_p$
Накопичувач$_1$
Накопичувач$_2$
Накопичувач$_q$
Навантаження$_1$
Навантаження$_2$
Навантаження$_r$

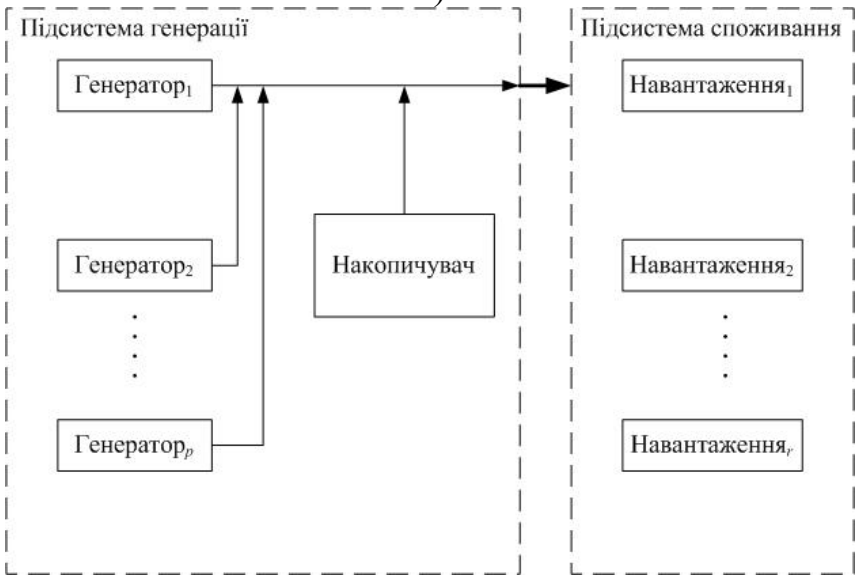
а)


Підсистема генерації
Підсистема споживання
Генератор$_1$
Генератор$_2$
Генератор$_p$
Накопичувач$_1$
Накопичувач$_2$
Накопичувач$_q$
Навантаження$_1$
Навантаження$_2$
Навантаження$_r$

б)


Підсистема генерації
Підсистема споживання
Генератор$_1$
Генератор$_2$
Генератор$_p$
Накопичувач
Навантаження$_1$
Навантаження$_2$
Навантаження$_r$

в)


Підсистема генерації
Підсистема споживання
Генератор$_1$
Генератор$_2$
Генератор$_p$
Накопичувач
Навантаження$_1$
Навантаження$_2$
Навантаження$_r$

г)

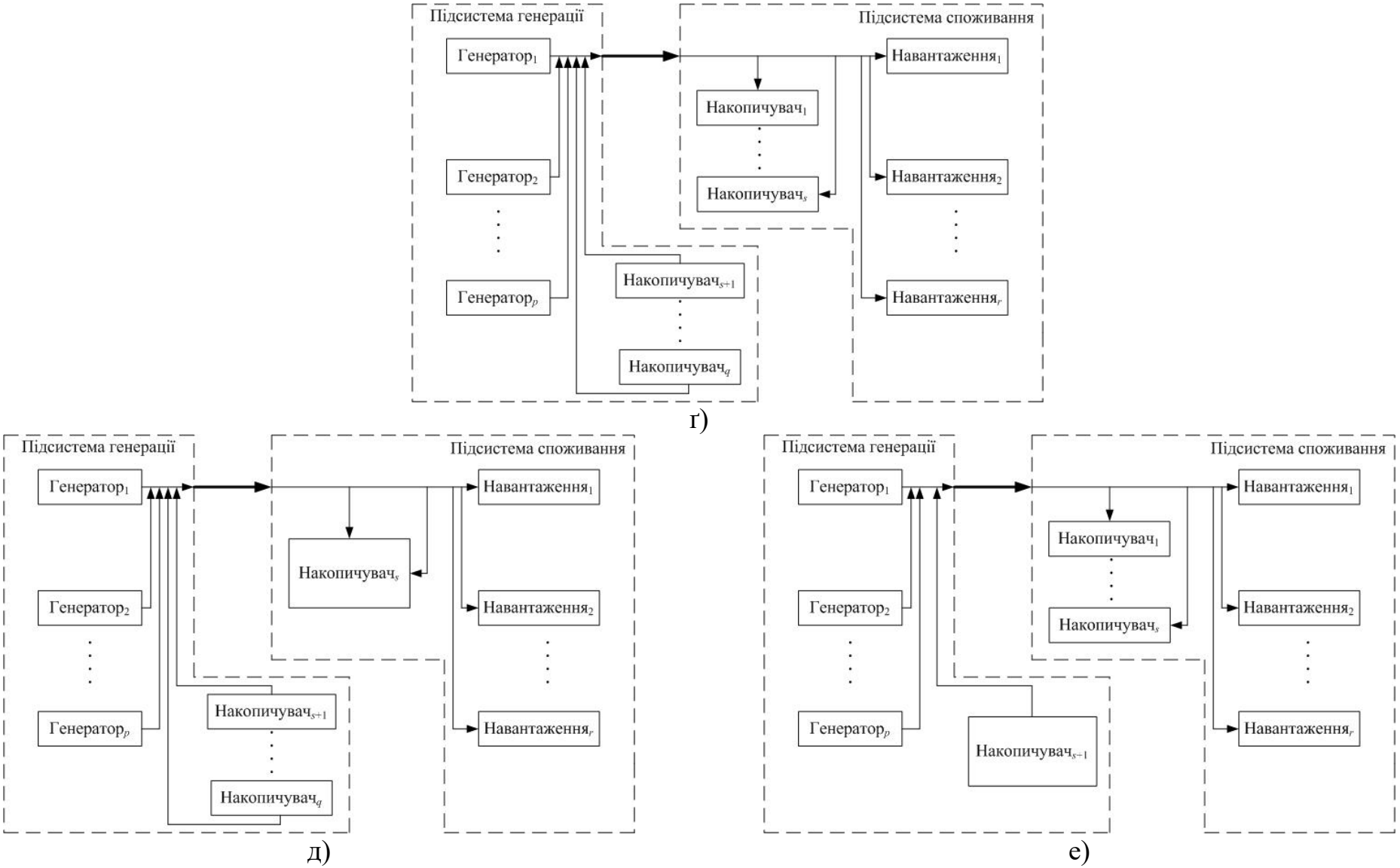


Рис. 3.23. Структурні схеми режимів роботи системи електроживлення в залежності від співвідношень енергій генерації та споживання

Таблиця 3.13. Формули для розрахунку статистичної ваги макростанів, їх імовірностей, ентропійних дивергенцій генераторів та споживачів за Деласом

Режим роботи	**Формули для розрахунку**
1. Всі накопичувачі виступають в ролі споживачів енергії	- статистична вага макростану $W\left(n_{G1},\ldots n_{Gp},n_{L1},\ldots n_{L(r+q)}\right)=\dfrac{\left(p+(r+q)\right)!}{\left(n_{G1}!\cdots n_{Gp}!\right)+\left(n_{L1}!\cdots n_{L(r+q)}!\right)}$ - імовірність макростану для різних апріорних імовірностей $Q\left(n_{G1},\ldots n_{Gp},n_{L1},\ldots n_{L(r+q)};\,p_{G1},\ldots p_{Gp},p_{L1},\ldots p_{L(r+q)}\right)=\dfrac{\left(p+(r+q)\right)!}{\left(n_{G1}!\cdots n_{Gp}!\right)+\left(n_{L1}!\cdots n_{L(r+q)}!\right)}\cdot p_{G1}^{n_{G1}}\cdots p_{Gp}^{n_{Gp}}\cdot p_{L1}^{n_{L1}}\cdots p_{L(r+q)}^{n_{(r+q)}}$ - імовірність макростану для однакових апріорних імовірностей $Q\left(n_{G1},\ldots n_{Gp},n_{L1},\ldots n_{L(r+q)}\right)=\dfrac{\left(p+(r+q)\right)!}{\left(n_{G1}!\cdots n_{Gp}!\right)+\left(n_{L1}!\cdots n_{L(r+q)}!\right)}\cdot\dfrac{1}{M_G^{p}}\cdot\dfrac{1}{M_L^{(r+q)}}$ - ентропійна дивергенція генераторів для різних апріорних імовірностей $D_d\left(n_{G1},\ldots n_{Gp};\,p_{G1},\ldots p_{Gp}\right)=\dfrac{-\ln Q\left(n_{G1},\ldots n_{Gp};\,p_{G1},\ldots p_{Gp}\right)}{p}=-\sum_{i=1}^{M_G}\dfrac{n_{Gi}}{p}\ln p_{Gi}-\dfrac{S_G}{p}$ - ентропійна дивергенція генераторів для однакових апріорних імовірностей $D_{nd}\left(n_{G1},\ldots n_{Gp};\,p_{G1},\ldots p_{Gp}\right)=\ln M_G-\dfrac{S_G}{p}$ - ентропійна дивергенція споживачів для різних апріорних імовірностей $D_d\left(n_{L1},\ldots n_{L(r+q)};\,p_{L1},\ldots p_{L(r+q)}\right)=\dfrac{-\ln Q\left(n_{L1},\ldots n_{L(r+q)};\,p_{L1},\ldots p_{L(r+q)}\right)}{(r+q)}=-\sum_{j=1}^{M_L}\dfrac{n_{Lj}}{(r+q)}\ln p_{Lj}-\dfrac{S_L}{(r+q)}$ - ентропійна дивергенція споживачів для однакових апріорних імовірностей $D_{nd}\left(n_{L1},\ldots n_{L(r+q)};\,p_{L1},\ldots p_{L(r+q)}\right)=\ln M_L-\dfrac{S_L}{(r+q)}$

2. Всі накопичувачі виступають в ролі генераторів енергії	- статистична вага макростану $W\left(n_{G1},\ldots n_{G(p+q)},n_{L1},\ldots n_{Lr}\right)=\dfrac{\left((p+q)+r\right)!}{\left(n_{G1}!\cdots n_{G(p+q)}!\right)+\left(n_{L1}!\cdots n_{Lr}!\right)}$ - імовірність макростану для різних апріорних імовірностей $Q\left(n_{G1},\ldots n_{Gp},n_{L1},\ldots n_{L(p+q)};p_{G1},\ldots p_{Gp},p_{L1},\ldots p_{L(r)}\right)=\dfrac{\left((p+q)+r\right)!}{\left(n_{G1}!\cdots n_{G(p+q)}!\right)\left(n_{L1}!\cdots n_{Lr}!\right)}\cdot p_{G1}^{n_{G1}}\cdots p_{Gp}^{n_{G(p+q)}}\cdot p_{L1}^{n_{L1}}\cdots p_{Lr}^{n_r}$ - імовірність макростану для однакових апріорних імовірностей $Q\left(n_{G1},\ldots n_{G(p+q)},n_{L1},\ldots n_{Lr}\right)=\dfrac{\left((p+q)+r\right)!}{\left(n_{G1}!\cdots n_{G(p+q)}!\right)+\left(n_{L1}!\cdots n_{Lr}!\right)}\cdot\dfrac{1}{M_G^{(p+q)}}\cdot\dfrac{1}{M_L^r}$ - ентропійна дивергенція генераторів для різних апріорних імовірностей $D_d\left(n_{G1},\ldots n_{G(p+q)};p_{G1},\ldots p_{G(p+q)}\right)=\dfrac{-\ln Q\left(n_{G1},\ldots n_{G(p+q)};p_{G1},\ldots p_{G(p+q)}\right)}{p}=-\sum_{i=1}^{M_G}\dfrac{n_{Gi}}{(p+q)}\ln p_{Gi}-\dfrac{S_G}{(p+q)}$ - ентропійна дивергенція генераторів для однакових апріорних імовірностей $D_{nd}\left(n_{G1},\ldots n_{G(p+q)};p_{G1},\ldots p_{G(p+q)}\right)=\ln M_G-\dfrac{S_G}{(p+q)}$ - ентропійна дивергенція споживачів для різних апріорних імовірностей $D_d\left(n_{L1},\ldots n_{Lr};p_{L1},\ldots p_{Lr}\right)=\dfrac{-\ln Q\left(n_{L1},\ldots n_{Lr};p_{L1},\ldots p_{Lr}\right)}{r}=-\sum_{j=1}^{M_L}\dfrac{n_{Lj}}{r}\ln p_{Lj}-\dfrac{S_L}{r}$ - ентропійна дивергенція споживачів для однакових апріорних імовірностей $D_{nd}\left(n_{L1},\ldots n_{Lr};p_{L1},\ldots p_{Lr}\right)=\ln M_L-\dfrac{S_L}{r}$

3. Всі накопичувачі об’єднані в один накопичувач, який виступає в ролі споживача енергії	- статистична вага макростану $W\left(n_{G1},\ldots n_{Gp},n_{L1},\ldots n_{L(r+1)}\right)=\dfrac{\left(p+(r+1)\right)!}{\left(n_{G1}!\cdots n_{Gp}!\right)+\left(n_{L1}!\cdots n_{L(r+1)}!\right)}$ - імовірність макростану для різних апріорних імовірностей $Q\left(n_{G1},\ldots n_{Gp},n_{L1},\ldots n_{L(r+1)};p_{G1},\ldots p_{Gp},p_{L1},\ldots p_{L(r+1)}\right)=\dfrac{\left(p+(r+1)\right)!}{\left(n_{G1}!\cdots n_{Gp}!\right)+\left(n_{L1}!\cdots n_{L(r+1)}!\right)}\cdot p_{G1}^{n_{G1}}\cdots p_{Gp}^{n_{Gp}}\cdot p_{L1}^{n_{L1}}\cdots p_{L(r+1)}^{n_{(r+1)}}$ - імовірність макростану для однакових апріорних імовірностей $Q\left(n_{G1},\ldots n_{Gp},n_{L1},\ldots n_{L(r+1)}\right)=\dfrac{\left(p+(r+1)\right)!}{\left(n_{G1}!\cdots n_{Gp}!\right)+\left(n_{L1}!\cdots n_{L(r+1)}!\right)}\cdot\dfrac{1}{M_G^p}\cdot\dfrac{1}{M_L^{(r+1)}}$ - ентропійна дивергенція генераторів для різних апріорних імовірностей $D_d\left(n_{G1},\ldots n_{Gp};p_{G1},\ldots p_{Gp}\right)=\dfrac{-\ln Q\left(n_{G1},\ldots n_{Gp};p_{G1},\ldots p_{Gp}\right)}{p}=-\sum_{i=1}^{M_G}\dfrac{n_{Gi}}{p}\ln p_{Gi}-\dfrac{S_G}{p},$ - ентропійна дивергенція генераторів для однакових апріорних імовірностей $D_{nd}\left(n_{G1},\ldots n_{Gp};p_{G1},\ldots p_{Gp}\right)=\ln M_G-\dfrac{S_G}{p}$ - ентропійна дивергенція споживачів для різних апріорних імовірностей $D_d\left(n_{L1},\ldots n_{L(r+1)};p_{L1},\ldots p_{L(r+1)}\right)=\dfrac{-\ln Q\left(n_{L1},\ldots n_{L(r+1)};p_{L1},\ldots p_{L(r+1)}\right)}{(r+1)}=-\sum_{j=1}^{M_L}\dfrac{n_{Lj}}{(r+1)}\ln p_{Lj}-\dfrac{S_L}{(r+1)}.$ - ентропійна дивергенція споживачів для однакових апріорних імовірностей $D_{nd}\left(n_{L1},\ldots n_{L(r+1)};p_{L1},\ldots p_{L(r+1)}\right)=\ln M_L-\dfrac{S_L}{r+1}$

4. Всі накопичувачі об’єднані в один накопичувач, який виступає в ролі генератора енергії	- статистична вага макростану $W\left(n_{G1},\ldots n_{G(p+1)},n_{L1},\ldots n_{Lr}\right)=\dfrac{\left((p+1)+r\right)!}{\left(n_{G1}!\cdots n_{G(p+1)}!\right)+\left(n_{L1}!\cdots n_{Lr}!\right)}$ - імовірність макростану для різних апріорних імовірностей $Q\left(n_{G1},\ldots n_{Gp},n_{L1},\ldots n_{L(p+1)};\,p_{G1},\ldots p_{Gp},p_{L1},\ldots p_{L(r)}\right)=\dfrac{\left((p+1)+r\right)!}{\left(n_{G1}!\cdots n_{G(p+1)}!\right)+\left(n_{L1}!\cdots n_{Lr}!\right)}\cdot p_{G1}^{n_{G1}}\cdots p_{Gp}^{n_{G(p+1)}}\cdot p_{L1}^{n_{L1}}\cdots p_{Lr}^{n_r}$ - імовірність макростану для однакових апріорних імовірностей $Q\left(n_{G1},\ldots n_{G(p+q)},n_{L1},\ldots n_{Lr}\right)=\dfrac{\left((p+1)+r\right)!}{\left(n_{G1}!\cdots n_{G(p+1)}!\right)+\left(n_{L1}!\cdots n_{Lr}!\right)}\cdot\dfrac{1}{M_G^{(p+1)}}\cdot\dfrac{1}{M_L^r}$ - ентропійна дивергенція генераторів для різних апріорних імовірностей $D_d\left(n_{G1},\ldots n_{G(p+1)};\,p_{G1},\ldots p_{G(p+1)}\right)=\dfrac{-\ln Q\left(n_{G1},\ldots n_{G(p+1)};\,p_{G1},\ldots p_{G(p+1)}\right)}{p}=-\sum_{i=1}^{M_G}\dfrac{n_{Gi}}{(p+1)}\ln p_{Gi}-\dfrac{S_G}{(p+1)}$ - ентропійна дивергенція генераторів для однакових апріорних імовірностей $D_{nd}\left(n_{G1},\ldots n_{G(p+1)};\,p_{G1},\ldots p_{G(p+1)}\right)=\ln M_G-\dfrac{S_G}{(p+1)}$ - ентропійна дивергенція споживачів для різних апріорних імовірностей $D_d\left(n_{L1},\ldots n_{Lr};\,p_{L1},\ldots p_{Lr}\right)=\dfrac{-\ln Q\left(n_{L1},\ldots n_{Lr};\,p_{L1},\ldots p_{Lr}\right)}{r}=-\sum_{j=1}^{M_L}\dfrac{n_{Lj}}{r}\ln p_{Lj}-\dfrac{S_L}{r}$ - ентропійна дивергенція споживачів для однакових апріорних імовірностей $D_{nd}\left(n_{L1},\ldots n_{Lr};\,p_{L1},\ldots p_{Lr}\right)=\ln M_L-\dfrac{S_L}{r}$

5. Частина накопичувачів виступає в ролі споживачів енергії, а частина накопичувачів виступає в ролі генераторів енергії	- статистична вага макростану $W\left(n_{G1},\ldots n_{G(p+q-s)}, n_{L1},\ldots n_{L(r+s)}\right)=\dfrac{\left((p+q-s)+(r+s)\right)!}{\left(n_{G1}!\cdots n_{G(p+q-s)}!\right)+\left(n_{L1}!\cdots n_{L(r+s)}!\right)}$ - імовірність макростану для різних апріорних імовірностей $Q\left(n_{G1},\ldots n_{G(p+q-s)}, n_{L1},\ldots n_{L(r+s)};\, p_{G1},\ldots p_{G(p+q-s)}, p_{L1},\ldots p_{L(r+s)}\right)=$ $=\dfrac{\left((p+q-s)+(r+s)\right)!}{\left(n_{G1}!\cdots n_{G(p+q-s)}!\right)+\left(n_{L1}!\cdots n_{L(r+s)}!\right)}\cdot p_{G1}^{n_{G1}}\cdots p_{G(p+q-s)}^{n_{G(p+q-s)}}\cdot p_{L1}^{n_{L1}}\cdots p_{L(r+s)}^{n_{(r+s)}}$ - імовірність макростану для однакових апріорних імовірностей $Q\left(n_{G1},\ldots n_{G(p+q-s)}, n_{L1},\ldots n_{L(r+q)}\right)=\dfrac{\left((p+q-s)+(r+s)\right)!}{\left(n_{G1}!\cdots n_{G(p+q-s)}!\right)+\left(n_{L1}!\cdots n_{L(r+s)}!\right)}\cdot\dfrac{1}{M_G^{(p+q-s)}}\cdot\dfrac{1}{M_L^{(r+s)}}$ - ентропійна дивергенція генераторів для різних апріорних імовірностей $D_d\left(n_{G1},\ldots n_{G(p+q-s)};\, p_{G1},\ldots p_{G(p+q-s)}\right)=\dfrac{-\ln Q\left(n_{G1},\ldots n_{G(p+q-s)};\, p_{G1},\ldots p_{G(p+q-s)}\right)}{(p+q-s)}=-\sum_{i=1}^{M_G}\dfrac{n_{Gi}}{(p+q-s)}\ln p_{Gi}-\dfrac{S_G}{(p+q-s)}$ - ентропійна дивергенція генераторів для однакових апріорних імовірностей $D_{nd}\left(n_{G1},\ldots n_{G(p+q-s)};\, p_{G1},\ldots p_{G(p+q-s)}\right)=\ln M_G-\dfrac{S_G}{(p+q-s)}$ - ентропійна дивергенція споживачів для різних апріорних імовірностей $D_d\left(n_{L1},\ldots n_{L(r+s)};\, p_{L1},\ldots p_{L(r+s)}\right)=\dfrac{-\ln Q\left(n_{L1},\ldots n_{L(r+s)};\, p_{L1},\ldots p_{L(r+s)}\right)}{(r+s)}=-\sum_{j=1}^{M_L}\dfrac{n_{Lj}}{(r+s)}\ln p_{Lj}-\dfrac{S_L}{(r+s)}$ - ентропійна дивергенція споживачів для однакових апріорних імовірностей $D_{nd}\left(n_{L1},\ldots n_{L(r+s)};\, p_{L1},\ldots p_{L(r+s)}\right)=\ln M_L-\dfrac{S_L}{(r+s)}$

6. Частина накопичувачів об’єднані в один накопичувач, який виступає в ролі споживача енергії, а частина накопичувачів виступає в ролі генераторів енергії	- статистична вага макростану $W\left(n_{G1},\ldots n_{G(p+q-s)}, n_{L1},\ldots n_{L(r+1)}\right)=\dfrac{\left((p+q-s)+(r+1)\right)!}{\left(n_{G1}!\cdots n_{G(p+q-s)}!\right)+\left(n_{L1}!\cdots n_{L(r+1)}!\right)}$ - імовірність макростану для різних апріорних імовірностей $Q\left(n_{G1},\ldots n_{G(p+q-s)}, n_{L1},\ldots n_{L(r+s)};\, p_{G1},\ldots p_{G(p+q-s)}, p_{L1},\ldots p_{L(r+s)}\right)=$ $=\dfrac{\left((p+q-s)+(r+1)\right)!}{\left(n_{G1}!\cdots n_{G(p+q-s)}!\right)+\left(n_{L1}!\cdots n_{L(r+1)}!\right)}\cdot p_{G1}^{n_{G1}}\cdots p_{G(p+q-s)}^{n_{G(p+q-s)}}\cdot p_{L1}^{n_{L1}}\cdots p_{L(r+1)}^{n_{(r+1)}}$ - імовірність макростану для однакових апріорних імовірностей $Q\left(n_{G1},\ldots n_{G(p+q-s)}, n_{L1},\ldots n_{L(r+1)}\right)=\dfrac{\left((p+q-s)+(r+1)\right)!}{\left(n_{G1}!\cdots n_{G(p+q-s)}!\right)+\left(n_{L1}!\cdots n_{L(r+1)}!\right)}\cdot\dfrac{1}{M_G^{(p+q-s)}}\cdot\dfrac{1}{M_L^{(r+1)}}$ - ентропійна дивергенція генераторів для різних апріорних імовірностей $D_d\left(n_{G1},\ldots n_{G(p+q-s)};\, p_{G1},\ldots p_{G(p+q-s)}\right)=\dfrac{-\ln Q\left(n_{G1},\ldots n_{G(p+q-s)};\, p_{G1},\ldots p_{G(p+q-s)}\right)}{(p+q-s)}=-\sum_{i=1}^{M_G}\dfrac{n_{Gi}}{(p+q-s)}\ln p_{Gi}-\dfrac{S_G}{(p+q-s)}$ - ентропійна дивергенція генераторів для однакових апріорних імовірностей $D_{nd}\left(n_{G1},\ldots n_{G(p+q-s)};\, p_{G1},\ldots p_{G(p+q-s)}\right)=\ln M_G-\dfrac{S_G}{(p+q-s)}$ - ентропійна дивергенція споживачів для різних апріорних імовірностей $D_d\left(n_{L1},\ldots n_{L(r+1)};\, p_{L1},\ldots p_{L(r+1)}\right)=\dfrac{-\ln Q\left(n_{L1},\ldots n_{L(r+1)};\, p_{L1},\ldots p_{L(r+1)}\right)}{(r+1)}=-\sum_{j=1}^{M_L}\dfrac{n_{Lj}}{(r+1)}\ln p_{Lj}-\dfrac{S_L}{(r+1)}$ - ентропійна дивергенція споживачів для однакових апріорних імовірностей $D_{nd}\left(n_{L1},\ldots n_{L(r+1)};\, p_{L1},\ldots p_{L(r+1)}\right)=\ln M_L-\dfrac{S_L}{(r+1)}$

7. Частина накопичувачів виступає в ролі споживачів енергії, а частина накопичувачів об’єднані в один накопичувач, який виступає в ролі генератора енергії	- статистична вага макростану $W\left(n_{G1},\ldots n_{G(p+1)}, n_{L1},\ldots n_{L(r+s)}\right)=\dfrac{\left((p+1)+(r+s)\right)!}{\left(n_{G1}!\cdots n_{G(p+1)}!\right)+\left(n_{L1}!\cdots n_{L(r+s)}!\right)}$ - імовірність макростану для різних апріорних імовірностей $Q\left(n_{G1},\ldots n_{G(p+1)}, n_{L1},\ldots n_{L(r+s)};\, p_{G1},\ldots p_{G(p+1)}, p_{L1},\ldots p_{L(r+s)}\right)=$ $=\dfrac{(p+1)+(r+s)!}{\left(n_{G1}!\cdots n_{G(p+1)}!\right)+\left(n_{L1}!\cdots n_{L(r+s)}!\right)}\cdot p_{G1}^{n_{G1}}\cdots p_{G(p+1)}^{n_{G(p+1)}}\cdot p_{L1}^{n_{L1}}\cdots p_{L(r+s)}^{n_{(r+s)}}$ - імовірність макростану для однакових апріорних імовірностей $Q\left(n_{G1},\ldots n_{G(p+1)}, n_{L1},\ldots n_{L(r+q)}\right)=\dfrac{\left((p+1)+(r+s)\right)!}{\left(n_{G1}!\cdots n_{G(p+1)}!\right)+\left(n_{L1}!\cdots n_{L(r+s)}!\right)}\cdot\dfrac{1}{M_G^{(p+1)}}\cdot\dfrac{1}{M_L^{(r+s)}}$ - ентропійна дивергенція генераторів для різних апріорних імовірностей $D_d\left(n_{G1},\ldots n_{G(p+1)};\, p_{G1},\ldots p_{G(p+1)}\right)=\dfrac{-\ln Q\left(n_{G1},\ldots n_{G(p+1)};\, p_{G1},\ldots p_{G(p+1)}\right)}{(p+1)}=-\sum_{i=1}^{M_G}\dfrac{n_{Gi}}{(p+1)}\ln p_{Gi}-\dfrac{S_G}{(p+1)}$ - ентропійна дивергенція генераторів для однакових апріорних імовірностей $D_{nd}\left(n_{G1},\ldots n_{G(p+1)};\, p_{G1},\ldots p_{G(p+1)}\right)=\ln M_G-\dfrac{S_G}{(p+1)}$ - ентропійна дивергенція споживачів для різних апріорних імовірностей $D_d\left(n_{L1},\ldots n_{L(r+s)};\, p_{L1},\ldots p_{L(r+s)}\right)=\dfrac{-\ln Q\left(n_{L1},\ldots n_{L(r+s)};\, p_{L1},\ldots p_{L(r+s)}\right)}{(r+s)}=-\sum_{j=1}^{M_L}\dfrac{n_{Lj}}{(r+s)}\ln p_{Lj}-\dfrac{S_L}{(r+s)}$ - ентропійна дивергенція споживачів для однакових апріорних імовірностей $D_{nd}\left(n_{L1},\ldots n_{L(r+s)};\, p_{L1},\ldots p_{L(r+s)}\right)=\ln M_L-\dfrac{S_L}{(r+s)}$

Комп'ютерна оцінка ентропійної дивергенції потоку енергії накопичувача. Для підтвердження теоретичних викладок проведено математичне моделювання роботи локальної системи електроживлення, що складається з установки на основі відновлюваного джерела енергії, представленої еквівалентним керованим джерелом напруги, накопичувача з зарядно-розрядним пристроєм та навантаження (рис. 3.25), за допомогою програмного пакету Matlab R2020a Simulink®.

Модель локальної системи електроживлення має наступні параметри: $E = 12$ В – еквівалентне кероване джерело напруги з внутрішнім опором $R_{вн} = 1$ Ом; Ideal Switch – ключ зарядного пристрою; Diode – напівпровідниковий діод; $L_ф = 1$ мГн – індуктивність фільтра; Charger – зарядний пристрій накопичувача, схема моделі якого наведена на рис. 3.26; Battery – накопичувач, параметри якого наведені на рис. 3.27; Current measurement – вимірювач миттєвого значення струму накопичувача; Selector – блок для виділення сигналу стану заряду накопичувача (State of charge); Battery Scope – блок для спостереження зміни стану заряду накопичувача; Ideal Switch1 – ключ, що підключає активне навантаження $R_{н1} = 6$ Ом для заряду накопичувача; Ideal Switch2 – ключ, що підключає додаткове активне навантаження $R_{н11} = 2{,}5$ Ом випадковим чином; Ideal Switch3 – ключ, що підключає активне навантаження $R_{н2} = 0{,}5$ Ом для розряду накопичувача; Ideal Switch4, Ideal Switch5 – ключі, що підключають додаткове активне навантаження $R_{н21} = 1{,}5$ Ом випадковим чином; Uniform Random Number, Uniform Random Number1 – генератори випадкових послідовностей з рівномірним законом розподілу; Relay – релейний блок; Pulse generator – генератор напруги типу «меандр» для переведення накопичувача з режиму заряду до режиму розряду; Logical Operator, Logical Operator1 – блоки логічного заперечення.

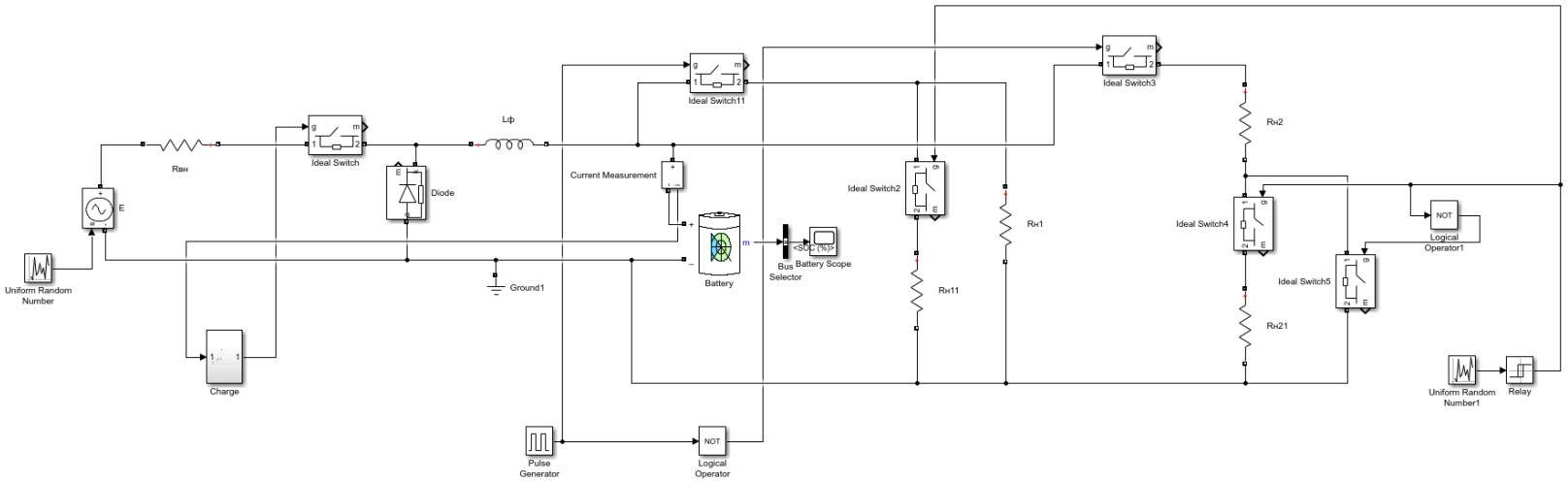


Рис. 3.25. Схема моделі локальної системи електроживлення

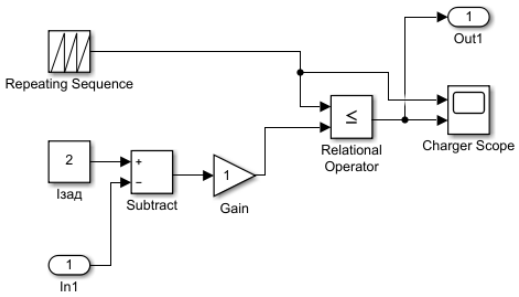


Рис. 3.26. Схема моделі зарядного пристрою накопичувача

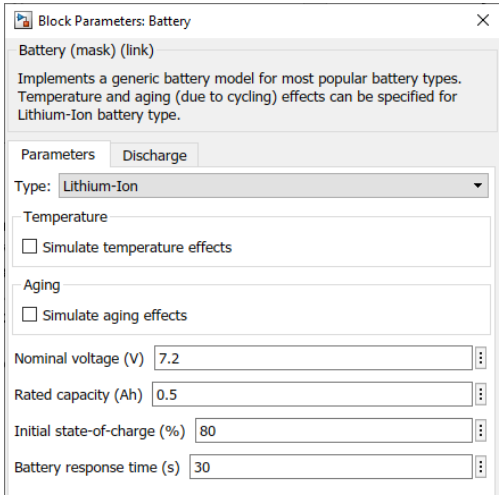


Рис. 3.27. Знімок вікна налаштування параметрів накопичувача

Модель зарядного пристрою реалізує ШІМ II роду з опорною пилкоподібною напругою. На рис. 3.26 позначено: Ізад = 2 А – задаюче значення струму; In1 – сигнал зворотнього зв'язку; Out1 – керуючий сигнал; Subtract – елемент віднімання; Gain – ланка підсилення; Repeating Sequence – генератор пилкоподібної напруги (ГПН) з амплітудним значенням 2,5 В та періодом 1 мс; Relational operator – оператор порівняння; Charger Scope – блок для спостереження зміни напруги ГПН та результату порівняння з сигналом похибки.

Часова залежність зміни стану заряду накопичувача (SOC, %), отримана в результаті моделювання локальної системи електроживлення, зображена на рис. 3.28 (крива 1). Видно, що за час моделювання накопичувач повністю заряджений (у період з t_1 = 800 секунд до t_2 = 1600 секунд), і повністю розряджений (у період з t_3 = 2900 секунд до t_4 = 3400 секунд).

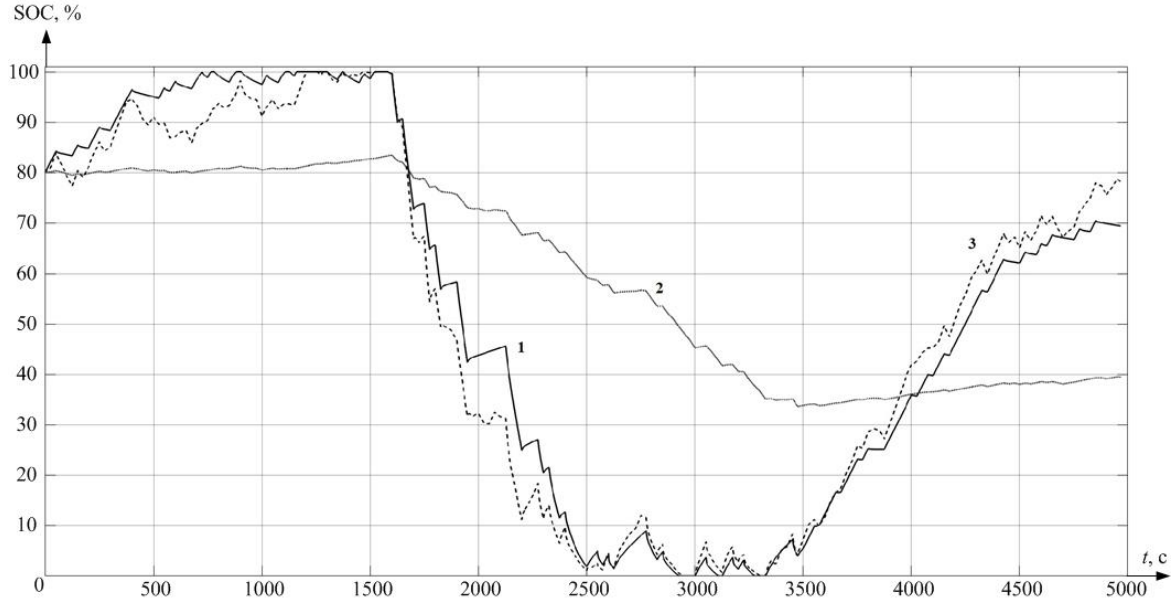


Рис. 3.28. Часова залежність зміни стану заряду накопичувача

Ентропія потоку енергії на виході накопичувача, розрахована за значеннями потужності (табл. 3.14, у такій схемі дорівнює: для режиму заряду $S_{charge1} = 2,751$, для режиму розряду $S_{discharge1} = 3,073$. Гранично допустимим вважатимемо розподіл імовірності, при якій накопичувач не входить в режими повного заряду або розряду (крива 2, рис. 3.28), при цьому його еквівалентна ємність збільшується в 10 разів. Ентропія потоку енергії на виході накопичувача

при такому граничному розподілі дорівнює: для режиму заряду $S_{charge2} = 3,024$, для режиму розряду $S_{discharge2} = 2,638$. Тоді, ентропійна дивергенція потоку енергії на виході накопичувача дорівнює $D_d = D_{d\ charge} + D_{d\ discharge} = \left|S_{charge2} - S_{charge1}\right| + \left|S_{discharge2} - S_{discharge1}\right| = 0,708$.

Таблиця 3.14. Значення потужності на виході накопичувача для розрахунку ентропії потоку енергії

№ часового інтервалу	**Реальний розподіл**	**Гранично допустимий розподіл**	**Розподіл з корекцією ємності**
1	8,3 Вт	13 Вт	15,3 Вт
2	15,8 Вт	13 Вт	14,4 Вт
3	19,7 Вт	44 Вт	1,6 Вт
…			
80	31 Вт	44 Вт	15,5 Вт

Для зменшення величини ентропійної дивергенції, тобто наближення режиму роботи накопичувача до гранично допустимого, необхідно у відповідності до ентропійної дивергенції потоку сонячного випромінювання, взятої з протилежним знаком, змінювати функцію зарядного струму накопичувача, не збільшуючи при цьому величину абсолютної ємності. У такому випадку, ентропія потоку енергії на виході накопичувача, розрахована за значеннями потужності (крива 3, рис. 3.28) дорівнює: для режиму заряду $S_{charge} = 3,073$, для режиму розряду $S_{discharge} = 2,784$, і ентропійна дивергенція потоку енергії на виході накопичувача $D_d = 0,195$. При цьому зменшуються тривалості інтервалів часу, коли накопичувач повністю заряджений (з 1200 до 1600 секунд) та повністю розряджений (з 2900 до 3000 секунд, з 3350 до 3400 секунд), однак баланс енергії у системі зберігається за рахунок зменшення енергії на інтервалі 1600 – 2500 секунд та збільшення енергії на інтервалі 2500 – 5000 секунд.

Представивши на інтевалах $t_1 - t_2$ та $t_3 - t_4$ зміну стану заряду накопичувача лінійною функцією (рис. 3.29) та розрахувавши площі, обмежені кривими 1 та 2,

отримаємо різницю ΔS між рівнями дії (момент кількості руху), як функціоналу із розмірністю [енергія]×[час] (Дж·с):

$$\Delta S = \frac{S_1 - S_2}{S_1} \approx 6\%.$$

Переходячи від різниці ΔS між рівнями дії до різниці ΔW між рівнями енергій на відповідних часових інтервалах, отримуємо:

$$\Delta W = \frac{W_1 - W_2}{W_1} \approx 3\%.$$

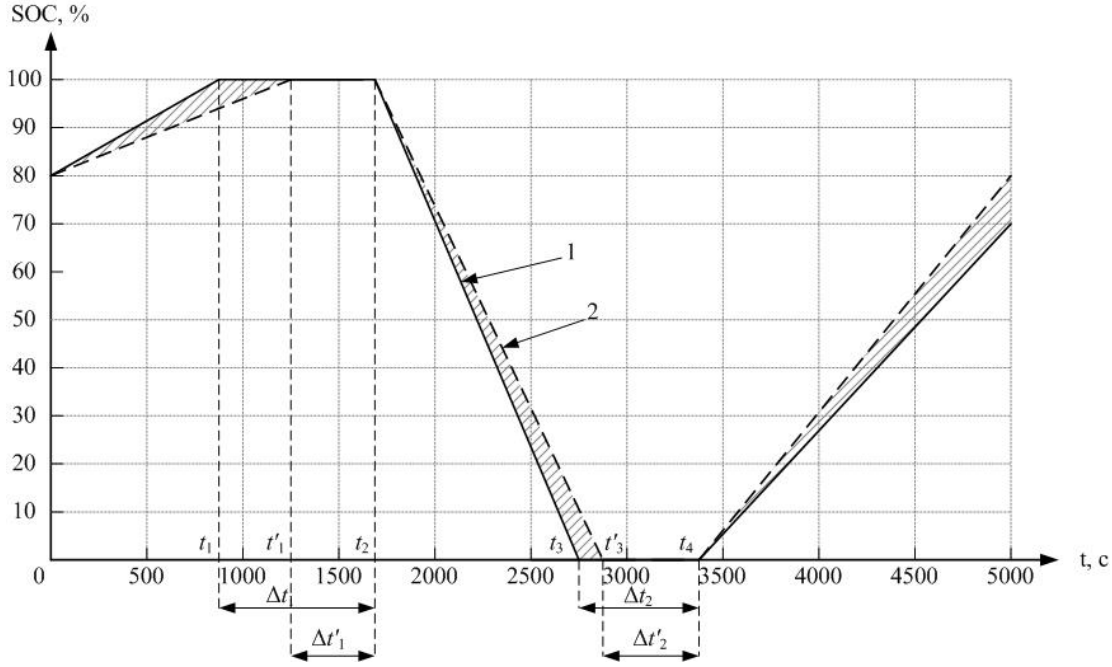


Рис. 3.29. Часова залежність зміни стану заряду накопичувача, представлена лінійними функціями

Таким чином, при співрозмірних середніх значеннях потужності на виході установки на основі відновлюваного джерела енергії та навантаження застосування способу керування функцією зарядного струму накопичувача у локальних системах електроживлення у відповідності до ентропійної дивергенції потоку первинної енергії, взятої з протилежним знаком, дозволяє на 3% підвищити ефективність використання енергії первинного потоку в системі за рахунок зменшення на 50% тривалості інтервалу часу, коли накопичувач є повністю зарядженим та на 20% тривалості інтервалу часу, коли накопичувач є повністю розрядженим.

Висновки до розділу 3

1. Реалізація прогнозного керування локальною системою електроживлення з використанням першої вибіркової ентропії, як інтегральної характеристики стану системи, дозволяє оцінювати та порівнювати випадкові процеси генерації, споживання та накопичення енергії, не знаходячи законів їх розподілу. А визначення тренду зміни ентропії доцільно використовувати як показник можливої очікуваної потужності на виході сонячних батарей.

2. Застосування теорії моментів для побудови відновлюючого та прогнозуючого поліному дозволяє з похибкою, що не перевищує 23% виконувати прогнозування часового розподілу ентропії Шеннона для потужності споживання. Підвищення точності прогнозування на 11% досягається шляхом врахування фрактальної природи процесу споживання енергії та використання при розрахунках ентропії Реньї.

3. Застосування методики розбиття доби на часові інтервали та пошук статистично схожих інтервалів дозволяє на 6% підвищити точність прогнозування часового розподілу ентропії потужності споживання у локальних системах електроживлення, і з похибкою, що не перевищує 20% виконувати прогнозування зміни потужності споживання.

4. Запропонований метод об’єднання найближчих сусідів та кластеризації *k*-середніх дозволяє досягти більшої точності прогнозування потужності генерації сонячних батарей порівняно з класичним методом найближчих сусідів, і зменшити середню абсолютну похибку у відсотках до 4%.

5. Запропонований принцип ентропійного аналізу локальних систем електроживлення на основі використання функції ентропійної дивергенції, яка характеризує макростан системи і дозволяє враховувати нерівність апріорних імовірностей мікростанів системи, дозволяє для визначення рівноважного стану системи керуватися не умовою максимуму ентропії, а умовою умовного мінімума ентропійної дивергенції.

6. Для корекції реального розподілу енергії на виході сонячної батареї і наближення його до ідеального необхідно використовувати накопичувач

електричної енергії з функцією зарядного струму, що відповідає ентропійній дивергенції потоку первинної енергії, взятій з протилежним знаком, що дозволяє на 3% підвищити ефективність використання енергії певинного потоку в системі за рахунок зменшення тривалостей інтервалів часу, коли накопичувач повністю заряджений та повністю розряджений.

РОЗДІЛ 4. ВПЛИВ ПОДВІЙНОЇ СТРУКТУРИ ПОТОКІВ ЕНЕРГІЇ НА РОЗРАХУНОК ЕНТРОПІЙНОЇ ДИВЕРГЕНЦІЇ

Накопичувачі в локальних системах електроживлення з установками на основі відновлюваних джерел енергії повинні відповідати режиму роботи системи щодо обсягу та часу накопичення енергії. Швидкі зміни рівнів потужності генерації та споживання спричиняють порушення режимів заряду чи розряду накопичувачів, що призводить до їх пошкодження [200], тому актуальним при виборі накопичувачів енергії є дослідження динаміки стохастичних процесів зміни потоків первинної енергії та енергії навантаження як на короткотривалих інтервалах спостереження, так і на довготривалих базових інтервалах.

У зв'язку з тим, що потік первинної енергії у локальних системах електроживлення з установками на основі відновлюваних джерел енергії є нерівномірним, для компенсації цієї нерівномірності накопичувач електроенергії з пристроєм заряду/розряду зазвичай інтегрується в систему (рис. 4.1, накопичувач H_1) [199], однак окремі навантаження або групи навантажень підключаються сумісно з джерелами безперебійного живлення, які містять накопичувачі (H_2 – еквівалентний накопичувач джерел безперебійного живлення). На рис. 4.1 позначено: $E(t)$ – еквівалентне джерело напруги; $r(t)$ – внутрішній опір еквівалентного джерела; H_1 та H_2 – накопичувачі електричної енергії з зарядно-розрядними пристроями $ЗР_1$ та $ЗР_2$; $П$ – перетворювач для стабілізації напруги на виході еквівалентного джерела, що забезпечує відбір максимальної енергії; $R_H(t)$ – опір навантаження. У загальній системі може бути присутній як один, так і декілька накопичувачів, кількість яких обумовлюється потребами споживачів.

Забезпечення ефективної роботи накопичувачів реалізується за рахунок середніх значень потужності на виході уствновок з ВДЕ та навантаження, за умови, що накопичувач не заряджається більше ніж на 85%, і не розряджається менше ніж на 15%, при цьому глибина розряду не перевищує 70% і підтримується в центральній частині діапазону зміни стану заряду накопичувача.

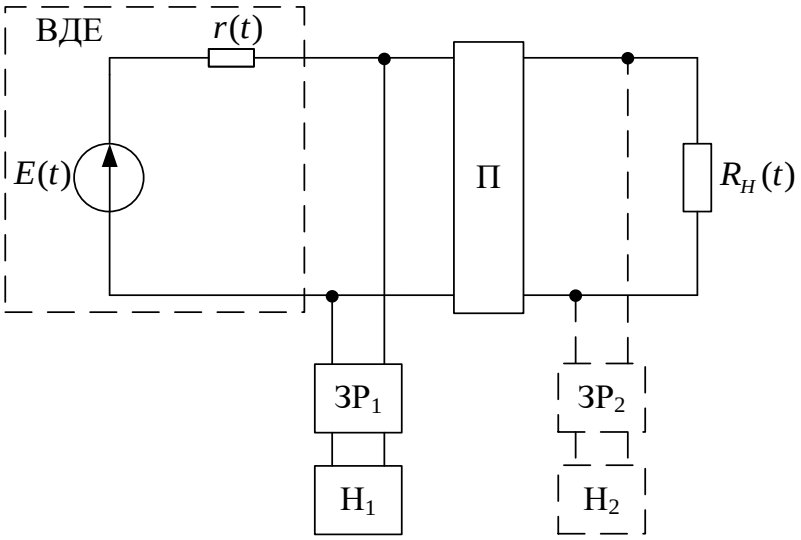


Рис. 4.1. Спрощена еквівалентна схема системи електроживлення з накопичувачами

В залежності від того, на якому з інтервалів розглядаються процеси зміни потоків первинної енергії та енергії навантаження, керування накопичувачем відбувається або за трендом цих процесів, або за їх флуктуаціями, які відповідають процесу Вінера. Оскільки відсоток енергії, що відповідає флуктуаціям значно менший за відсоток енергії, що переноситься трендом, вимоги до алгоритмів керування будуть різними.

При цьому формування сигналів керування накопичувачем у локальній системі електроживлення з установками на основі відновлюваних джерел енергії здійснюється на основі розрахунку ентропійної дивергенції потоків енергії генерації та споживання.

4.1. Оцінка ентропійної дивергенції з врахуванням умовної ентропії зі сторони установки на основі відновлюваного джерела енергії та навантаження

При роботі накопичувача у локальних системах електроживлення зміна стану його заряду протягом доби змінюється, наприклад, як показано на рис. 4.2. На деяких інтервалах часу накопичувач є некерованим: він повністю заряджений на інтервалі t_1 – t_2 та повністю розряджений на інтервалі t_3 – t_4. На інтервалах

часу 0 – t_1, t_2 – t_3, t_4 – ∞ (див. рис. 4.2) зміну стану заряду накопичувача з деякою похибкою можна вважати лінійною та апроксимувати лінійною функцією, що вважається еквівалентом лінійної зміни напруги та внутрішнього опору еквівалентного джерела установки на основі відновлюваного джерела енергії.

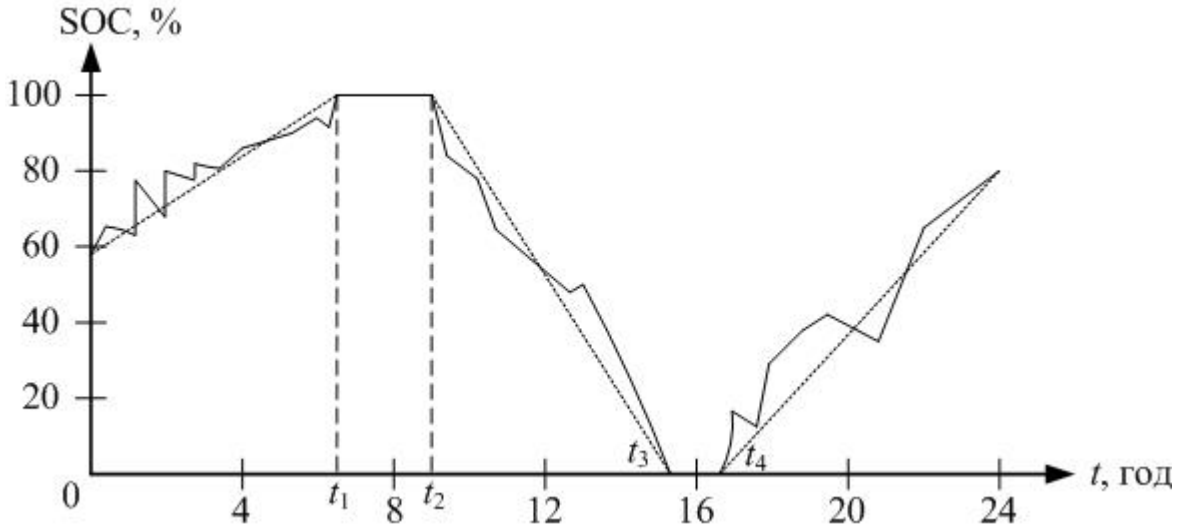


Рис. 4.2. Добовий графік зміни стану заряду накопичувача

Покращення алгоритмів відбору максимальної енергії від установок з ВДЕ призводить до того, що накопичувач у системі заряджається та розряджається швидше, а отже з'являються інтервали часу, де він стає повністю зарядженим або розрядженим (інтервали t_1 – t_2, t_3 – t_4, рис. 4.2), що подібне до явища «декаплінгу», коли два процеси, які повинні б мати визначену залежність, на практиці рухаються у різних напрямах, що дозволяє, з одного боку, узгодити темп заряджання накопичувача, а з іншого, регулювати процес відбору максимальної енергії від установок з ВДЕ.

При врахуванні лінійної зміни як напруги $E(t)$ так і внутрішнього опору $r(t)$ еквівалентного джерела перетворювач спільно з пристроєм заряду/розряду $ЗР_1$ накопичувача H_1 формують струм у вихідному колі ВДЕ за виразом:

$$I(t) = k_I \left[t - \sqrt{\pi}\,\mathrm{erf}\left(\sqrt{\beta}t\right) \Big/ 2\sqrt{\beta} \right] \tag{4.1}$$

незалежно від характеру навантаження, де k_I , $[A/c]$ – коефіцієнт масштабування, який чисельно дорівнює тангенсу кута нахилу при лінійній зміні

струму у часі; β , $\left[1/c^2\right]$ – величина, обернена квадрату сталої часу, і визначається дисперсією Гаусівського перехідного процесу.

Для забезпечення формування такого струму необхідно реалізувати упереджувальне керування потужністю $P_{ВДЕ}(t)$ на виході установки на основі відновлюваного джерела енергії в наступний t_{k+1} момент часу, для чого необхідно визначити в t_k момент часу потужність $P_{ВДЕ}(t_{k+1})$ за формулою [202]:

$$P_{ВДЕ}(t_{k+1}) = P_{ВДЕ}(t_k) + \Delta P_{ВДЕ}(t_{k+1}). \qquad (4.2.)$$

За розрахованими значеннями $P_{ВДЕ}(t_{k+1})$ визначаються величини $E(t_{k+1}) = k_E t_{k+1}$ та $r(t_{k+1}) = k_r t_{k+1}$, k_E та k_r – коефіцієнти масштабування з розмірностями $\left[В/с\right]$ та $\left[Ом/с\right]$ відповідно.

Умова відбору максимальної енергії від установки на основі відновлюваного джерела $R_H(t) = r(t)$ при різних значеннях опору навантаження $R_H(t)$ забезпечується шляхом керування струмом заряду накопичувача H_1. Величини струму заряду, мінімальної енергії заряду та необхідної ємності накопичувача залежать від статистичних характеристик розподілу потужності на виході установки на осноів відновлюваного джерела енергії та навантаження: математичних очікувань $M\left[P_{ВДЕ}(t)\right]$ та $M\left[P_H(t)\right]$; дисперсій $D\left[P_{ВДЕ}(t)\right]$ та $D\left[P_H(t)\right]$; та кореляційного моменту $K_{ВДЕ,H}$ між потужностями на виході установки на основі відновлюваного джерела та навантаження.

Оскільки швидкість вітрового потоку, як і інтенсивність сонячного випромінювання, є випадковою величиною в кожний момент часу, то потужність на виході установки на основі відновлюваного джерела енергії (вітроелектростанції або сонячної батареї) $P_{ВДЕ}(t)$ вважатимемо випадковою функцією з певним набором випадкових реалізацій $p_{ВДЕi}(t)$.

Для випадкової функції статистичні характеристики є випадковими величинами, які залежать від часу і визначаються наступним чином:

1) математичне очікування

$$M\left[P_{ВДЕ}(t_k)\right]=\sum_{i=1}^{n}p_{ВДЕi}(t_k)\Big/n; \tag{4.3}$$

2) дисперсія

$$D\left[P_{ВДЕ}(t_k)\right]=\sum_{i=1}^{n}\left[p_{ВДЕi}(t_k)-M\left[P_{ВДЕ}(t_k)\right]\right]^2\Big/(n-1); \tag{4.4}$$

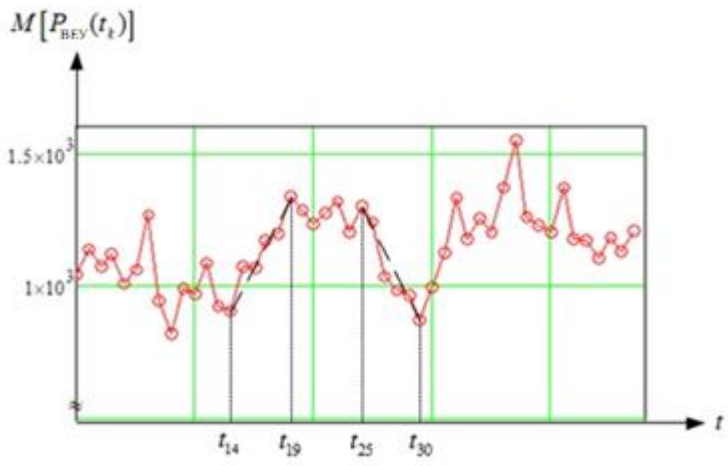
3) кореляційний момент

$$K_{ВДЕ}(t_k,t_l)=\sum_{i=1}^{n}\left[p_{ВДЕi}(t_k)-M\left[P_{ВДЕ}(t_k)\right]\right]\left[p_{ВДЕi}(t_l)-M\left[P_{ВДЕ}(t_l)\right]\right]\Big/(n-1), \tag{4.5}$$

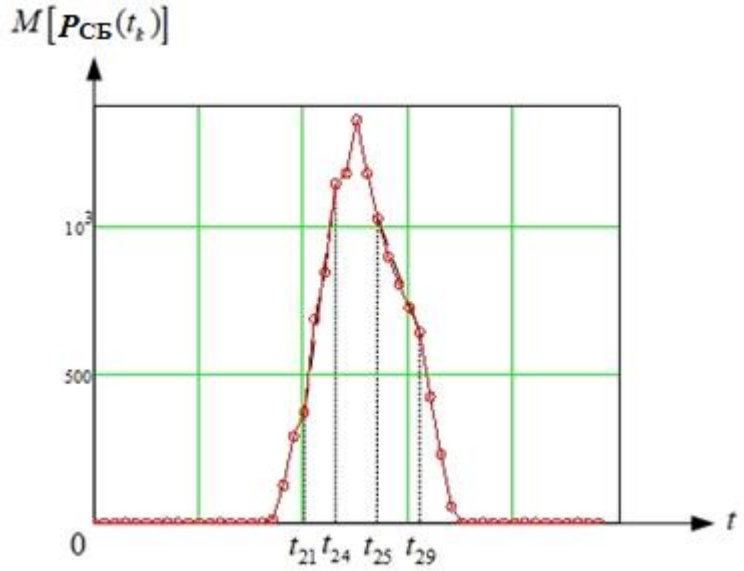
за значеннями якого визначається максимальний інтервал (t_l-t_k), на якому функція вважається стаціонарною; n – кількість значень випадкової функції.

У таблиці 4.1 наведено декілька реалізацій випадкової функції $P_{ВЕУ}(t)$ на виході вітроустановки WindElectric WE10, потужністю 10 кВт, щодня у грудні 2016 року (n = 31), математичне очікування, дисперсію та значення кореляційного моменту $K_{ВЕУ}(t_k,t_l)$ для інтервалу (t_l-t_1), $l=\overline{1,m}$; а у таблиці 4.2 – декілька реалізацій випадкової функції $P_{СБ}(t)$ на виході блоку з 10 сонячних батарей SOLVIS SV 48-190, потужністю 190 Вт кожна, щодня у грудні 2018 року (n = 31), математичне очікування, дисперсію та значення кореляційного моменту $K_{СБ}(t_k,t_l)$ для інтервалу (t_l-t_1), $l=\overline{1,m}$.

На рис. 4.3 а, б зображено графіки зміни функцій $M\left[P_{ВЕУ}(t_k)\right]$ та $M\left[P_{СБ}(t_k)\right]$, які при кожному значенні аргумента t_k рівні математичному очікуванню відповідного перерізу випадкових функцій $P_{ВЕУ}(t)$ та $P_{СБ}(t)$.



а)



б)

Рис. 4.3. Графіки зміни функцій $M\left[P_{ВЕУ}(t_k)\right]$ (а) та $M\left[P_{СБ}(t_k)\right]$ (б)

Знаючи графік зміни функції математичного очікування $M\left[P_{ВДЕ}(t_k)\right]$ виділяємо інтервали стаціонарності функції $P_{ВДЕ}(t)$, на яких функцію вважатимемо однорідною з незначними випадковими коливаннями в околі деякого середнього значення. При чому ні середня амплітуда, ні характер цих коливань не зазнають суттєвих змін на обраному інтервалі стаціонарності.

Наприклад, у випадку, коли в якості відновлюваного джерела використовується вітроустановка, на інтервалі $(t_{19}-t_{14})$ функція $P_{ВЕУ}(t)$ лінійно зростаюча, а на інтервалі $(t_{30}-t_{25})$ – лінійно спадна. Якщо б керування

проводилось для моменту часу t_{15}, то для визначення струму $I(t)$ у вихідному колі вітрогенератора, який повинен бути сформований в момент t_{16}, необхідно визначити потужність $P_{ВЕУ}(t_{16})$, і відповідно напругу $E(t_{16})$ та внутрішній опір $r(t_{16})$. Оскільки значення потужності $P_{ВЕУ}(t_{15})$ відоме, достатньо розрахувати приріст потужності $\Delta P_{ВЕУ}(t_{16})$ на інтервалі $\Delta t \le (t_{16} - t_{15})$, тобто $P_{ВЕУ}(t_{15} + \Delta t) = P_{ВЕУ}(t_{15}) + \Delta P_{ВЕУ}(t_{15} + \Delta t)\big|_{\Delta t \le (t_{16} - t_{15})}$.

Оскільки відхилення потужності від середнього значення є Вінеровським процесом [203], приріст потужності $\Delta P_{ВЕУ}(t_{15} + \Delta t)$ визначається як $\triangle P_{ВЕУ}(t_{15} + \Delta t) = M\left[P_{ВЕУ}(t_{15})\right]\triangle t + P_{ВЕУ}(t_{15})\sqrt{D\left[P_{ВЕУ}(t_{15})\right]}\sqrt{\triangle t}$. За даними розрахунку $\triangle P_{ВЕУ}(t_{15} + \Delta t)$ визначаємо прирости напруги $\triangle E(t_{15} + \Delta t)$ та внутрішнього опору $\triangle r(t_{15} + \Delta t)$, і відповідно приріст струму $\Delta I(t_{15} + \Delta t)$.

Аналогічно, у випадку, коли в якості відновлюваного джерела використовуються сонячні батареї, на інтервалі $(t_{24} - t_{21})$ функція $P_{СБ}(t)$ лінійно зростаюча, а на інтервалі $(t_{29} - t_{25})$ – лінійно спадна. Якщо б керування проводилось для моменту часу t_{15}, то для визначення струму $I(t)$ у вихідному колі сонячної батареї, який повинен бути сформований в момент t_{16}, необхідно визначити потужність $P_{СБ}(t_{16})$, і відповідно напругу $E(t_{16})$ та внутрішній опір $r(t_{16})$.

Таблиця 4.1. Декілька реалізацій випадкової функції $P_{ВЕУ}(t)$, математичне очікування, дисперсія та значення кореляційного моменту $K_{ВЕУ}(t_k,t_l)$ для інтервалу $(t_l - t_1)$

	t								
$P_{ВЕУ}(t)$	t_1	t_2	t_3	t_4	…	t_{45}	t_{46}	t_{47}	t_{48}
$p_{ВЕУ1}(t)$	640	1250	640	270	…	270	640	270	270
$p_{ВЕУ2}(t)$	270	270	270	270	…	3430	2160	3430	3430
$p_{ВЕУ3}(t)$	3430	5120	5120	5120	…	1250	2160	1250	1250
$p_{ВЕУ4}(t)$	640	1250	640	270		640	640	640	270
$p_{ВЕУ5}(t)$	640	640	270	270		1250	1250	2160	2160
$p_{ВЕУ6}(t)$	2160	2160	2160	2160		2160	2160	1250	3430
$p_{ВЕУ7}(t)$	2160	2160	2160	1250		270	640	640	640
…	…	…	…	…	…	…	…	…	…
$p_{ВЕУ25}(t)$	2160	1250	1250	1250		80	80	80	80
$p_{ВЕУ26}(t)$	80	10	80	80		5120	3430	3430	3430
$p_{ВЕУ27}(t)$	2160	3430	3430	2160		3430	5120	3430	3430
$p_{ВЕУ28}(t)$	2160	2160	2160	2160		1250	1250	1250	1250
$p_{ВЕУ29}(t)$	2160	2160	1250	640	…	1250	1250	640	640
$p_{ВЕУ30}(t)$	640	640	270	270	…	270	270	270	270
$p_{ВЕУ31}(t)$	270	270	80	270	…	80	80	80	80
$M[P_{ВЕУ}(t_k)]$	1036,452	1132,581	1070,645	1115,484	…	1101,29	1181,613	1131,29	1207,742
$D[P_{ВЕУ}(t_k)]$	2069236	2665546	2588179	3692465	…	2866665	3125288	2738221	3085102
$K_{ВЕУ}(t_k,t_l)$	2069236	1063653	1023066	1225834	…	25901,53	262756,2	31978,2	116292,1

Таблиця 4.2. Декілька реалізацій випадкової функції $P_{СБ}(t)$, математичне очікування, дисперсія та значення кореляційного моменту $K_{СБ}(t_k,t_l)$ для інтервалу $(t_l - t_1)$, $l = \overline{1,m}$

	t								
$P_{СБ}(t)$	t_1	…	t_{18}	t_{19}	…	t_{34}	t_{35}	…	t_{48}
$p_{СБ1}(t)$	0	…	0	7	…	36	0	…	0
$p_{СБ2}(t)$	0	…	0	17	…	376	69	…	0
$p_{СБ3}(t)$	0	…	0	7	…	757	195	…	0
$p_{СБ4}(t)$	0	…	0	7	…	614	101	…	0
$p_{СБ5}(t)$	0	…	142	922	…	21	0	…	0
$p_{СБ6}(t)$	0	…	0	14	…	15	3	…	0
$p_{СБ7}(t)$	0	…	0	104	…	746	262	…	0
…	…	…	…	…	…	…	…	…	…
$p_{СБ25}(t)$	0	…	0	0	…	341	16	…	0
$p_{СБ26}(t)$	0	…	0	8	…	609	157	…	0
$p_{СБ27}(t)$	0	…	8	88	…	792	277	…	0
$p_{СБ28}(t)$	0	…	0	72	…	241	12	…	0
$p_{СБ29}(t)$	0	…	0	378	…	130	26	…	0
$p_{СБ30}(t)$	0	…	0	7	…	26	0	…	0
$p_{СБ31}(t)$	0	…	0	0	…	782	277	…	0
$M[P_{СБ}(t_k)]$	0	…	12,3871	126,5484	…	231,7419	55,1613	…	0
$D[P_{СБ}(t_k)]$	0	…	1504,178	70492,86	…	90660,86	8169,5398	…	0
$K_{СБ}(t_k,t_l)$	0	…	0	8845,281	…	-2429,1634	-566,9645	…	0

Оскільки значення потужності $P_{СБ}(t_{15})$ відоме, достатньо розрахувати приріст потужності $\Delta P_{СБ}(t_{16})$ на інтервалі $\Delta t \le \left(t_{16} - t_{15}\right)$, тобто $P_{СБ}(t_{15} + \Delta t) = P_{СБ}(t_{15}) + \Delta P_{СБ}(t_{15} + \Delta t)\big|_{\Delta t \le (t_{16} - t_{15})}$. Приріст потужності $\Delta P_{СБ}(t_{15} + \Delta t)$ визначається як $\triangle P_{СБ}(t_{15} + \Delta t) = M\left[P_{СБ}(t_{15})\right]\triangle t + P_{СБ}(t_{15})\sqrt{D\left[P_{СБ}(t_{15})\right]}\sqrt{\triangle t}$. За даними розрахунку $\triangle P_{СБ}(t_{15} + \Delta t)$ визначаються прирости напруги $\triangle E(t_{15} + \Delta t)$ та внутрішнього опору $\triangle r(t_{15} + \Delta t)$, і відповідно приріст струму $\Delta I(t_{15} + \Delta t)$.

Реалізація запропонованого розрахунку у алгоритмі керування струмом у вихідному колі установки на основі відновлюваного джерела енергії дозволяє забезпечити відбір максимальної енергії з визначеними математичним очікуванням та дисперсією.

Попередні міркування справедливі без врахування статистичного характеру навантаження. Для випадку, коли потужність навантаження $P_H(t)$ є також випадковою функцією з певним набором випадкових реалізацій $p_{Hi}(t)$, необхідно розглядати сумісний вплив двох випадкових функцій та визначити їх статистичні характеристики. При цьому мінімальна необхідна енергія заряду накопичувача H_1 визначається нижньою границею довірчого інтервалу закону розподілу потужності на виході відновлюваного джерела енергії, а необхідна ємність накопичувача – верхньою границею довірчого інтервалу.

Математичне очікування суми двох випадкових функцій потужності на виході відновлюваного джерела енергії $P_{ВДЕ}(t)$ та навантаження $P_H(t)$ з відповідними випадковими реалізаціями визначається сумою математичних очікувань кожної функції:

$$M\left[P_{ВДЕ}(t) + P_H(t)\right] = M\left[P_{ВДЕ}(t)\right] + M\left[P_H(t)\right], \tag{4.6}$$

а дисперсія – сумою їх дисперсій плюс подвоєний кореляційний момент:

$$D\left[P_{ВДЕ}(t) + P_H(t)\right] = D\left[P_{ВДЕ}(t)\right] + D\left[P_H(t)\right] + 2K_{ВДЕ,H}. \tag{4.7}$$

Наявність доданка у вигляді подвійного кореляційного моменту збільшує величину довірчого інтервалу, що вказує на необхідність збільшення необхідної

ємності накопичувача H_1. Усунення доданка у вигляді подвійного кореляційного моменту можливе шляхом забезпечення детермінованого значення струму навантаження за рахунок формування відповідного струму заряду еквівалентного накопичувача H_2, що забезпечує детерміноване значення потужності навантаження (яке визначається або значенням математичного очікування або максимальним значенням довірчого інтервалу) та нульовий кореляційний момент $K_{ВДЕ,Н}$.

Для наведеного прикладу у випадку, коли в якості відновлюваного джерела використовується вітрогенератор, ($M\left[P_{ВЕУ}(t_{48})\right] \approx 1,2\,кВт$, $\sigma\left[P_{ВЕУ}(t_{48})\right] \approx 1,7\,кВт$) за правилом 3σ врахування статистичного характеру навантаження вказує на необхідність збільшення необхідної ємності накопичувача H_1 на 50% (з $2500\,А \cdot год$ до $5000\,А \cdot год$), а забезпечення детермінованого режиму роботи накопичувача джерел безперебійного живлення H_2 дозволяє зменшити на 20% необхідну ємність накопичувача H_1 (до $4000\,А \cdot год$). У випадку, коли в якості відновлюваного джерела використовуються сонячні батареї, ($M\left[P_{СБ}(t_{30})\right] \approx 0,8\,кВт$, $\sigma\left[P_{СБ}(t_{30})\right] \approx 0,75\,кВт$) за правилом 3σ врахування статистичного характеру навантаження вказує на необхідність збільшення необхідної ємності накопичувача H_1 на 45% (з $1600\,А \cdot год$ до $3000\,А \cdot год$), а забезпечення детермінованого режиму роботи накопичувача джерел безперебійного живлення H_2 дозволяє зменшити на 17% необхідну ємність накопичувача H_1 (до $2500\,А \cdot год$).

При керуванні загальним струмом заряду накопичувачів H_1 та H_2 детерміноване значення струму навантаження, що формується відповідним струмом заряду еквівалентного накопичувача H_2, може бути перенесене на накопичувач H_1.

Вважаючи, що відхилення потужності на виході відновлюваного джерела енергії від середнього значення на інтервалі Δt є Вінеровським процесом,

реалізується упереджувальне керування відбором максимальної енергії від відновлюваного джерела, а застосування додаткового накопичувача, який забезпечує детерміноване значення енергії навантаження, зменшує величину довірчого інтервалу та дозволяє підвищити мінімальну необхідну енергію заряду та дозволяє обрати меншу ємність основного накопичувача.

Наявність доданка у вигляді подвійного кореляційного моменту свідчить про статистичну залежність функцій потужності на виході відновлюваного джерела енергії $P_{ВДЕ}$ та навантаження P_H і вказує на необхідність використання для розрахунку ентропійної дивергенції, замість ентропії Больцмана чи Шеннона, умовної ентропії для поточних розподілів потоків енергії генерації та споживання (див. формулу (3.23)):

$$D_d = H_{ideal} - H\left(P_{ВДЕ} \mid P_H\right)_{real} = \\ = H_{ideal} - \left(-\sum_i p_i\left(P_H\right)\sum_j p_j\left(P_{ВДЕ} \mid P_H\right)\log\left(P_{ВДЕ} \mid P_H\right)\right), \tag{4.8}$$

де $p_j\left(P_{ВДЕ} \mid P_H\right)$ – умовна імовірність.

Оскільки за означенням умовна ентропія менша за безумовну, то значення ентропійної дивергенції, як зі сторони відновлюваного джерела енергії, так і зі сторони навантаження, збільшуються, що в подальшому впливає на точність керування.

4.2. Вплив величини зони керованої роботи накопичувача на зону розрахунку дивергенції

Для реалізації ефективного прогнозного керування локальною системою електроживлення необхідно за прогнозованими значенням потужності на виході установок на основі відновлюваних джерел енергії визначати рівень надлишкової (або недостатньої) енергії для заряду (або розряду) накопичувача. У випадку, коли в якості установки на основі відновлюваного джерела енергії розглядається вітроустановка, ширина зони керованої роботи накопичувача

системи балансування енергії визначається похибкою прогнозування швидкості вітру.

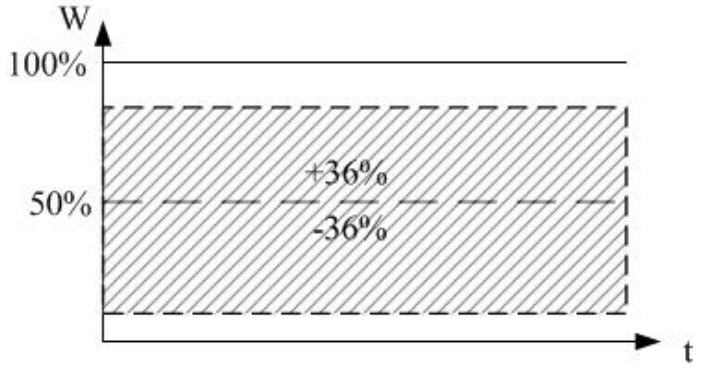
Для оцінки рівня енергії для заряду/розряду накопичувача необхідно розрахувати величину потужності на виході вітроустановки за прогнозованими значеннями швидкість вітру [204].

Для вітроустановки СВ-3,1 [205], потужність на виході якого розраховується за формулою (1.1) за умови, що щільність повітря $\rho = 1,25$, а коефіцієнт використання вітру $C_p = 0,5$, потужність на виході дорівнює $P = 3,77 \cdot v^3$ [Вт]. Якщо умовно прийняти, що швидкість вітру $v = 1$ н.о., то потужність, що може бути отримана від вітроустановки $P = 3,77$ н.о. Наприклад, якщо похибка прогнозування швидкості вітру складає $\Delta_v = 10\%$, тобто, $v = 0,9$ н.о., то потужність на виході вітрогенератора $P = 2,75$ н.о., і похибка розрахунку потужності складає $\Delta_P = 27\%$. Це означає, що у межах ±36% від середнього значення енергії можна керовано заряджати або розряджати накопичувач (рис. 4.4, а).

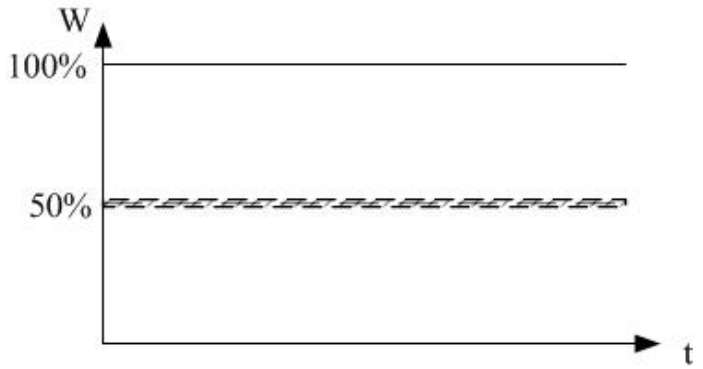
При досягненні похибки прогнозування швидкості вітру значення у 20%, зона керованої роботи накопичувача зникає (рис 4.4, б). Якщо необхідно забезпечити керовану область роботи накопичувача у 80%, необхідно, щоб похибка прогнозування швидкості вітру не перевищувала 7% (рис. 4.4, в).

Доцільно розглянути та порівняти існуючі методи прогнозування, визначити вплив дискретності даних на похибку прогнозування та обрати метод, який забезпечить мінімально можливу похибку.

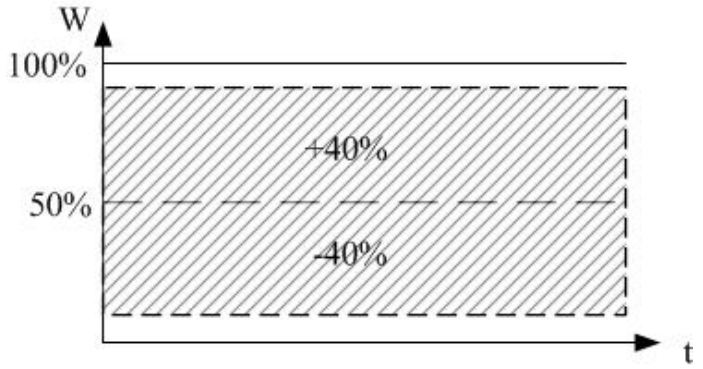
В якості початкових даних для прогнозування використовуються спостереження з метеостанції у м. Київ [158] з дискретністю в 1 годину, для яких проводиться прогнозування з горизонтом прогнозу в 1 – 6 інтервалів (1 – 6 годин); а також дані з м. Алегнагік [206] з дискретністю в 5 хвилин, для яких прогнозування також проводиться з горизонтом прогнозу в 1 – 6 інтервалів (5 – 30 хвилин). При цьому приймаємо, що дані швидкості вітру вимірюються у площині нормалі до площини вітроколеса.



а)



б)



в)

Рис. 4.4. Графіки зміни величини зони керованої роботи накопичувача

Перед прогнозуванням необхідно виконати попередню обробку даних для очищення ряду. Для цього необхідно визначити дані, що відповідають поривам вітру. Поривами вважатимемо значення швидкості вітру, що виходять за межі $M \pm 2\sigma$, де M – математичне очікування, σ – середньоквадратичне відхилення швидкості вітру. Наприклад, для даних з м. Алегнагік з дискретністю 5 хв ($M = 2,23$ м/с, $\sigma = 0,41$ м/с) пориви вітру спостерігаються 1 раз з 65 (1,5%). Для даних з м. Київ з дискретністю 1 год ($M = 4,96$ м/с та $\sigma = 1,89$ м/с) пориви вітру

спостерігаються 6 разів з 162 (3,7%). Значення, що відповідають поривам вітру, заміняємо на значення $M \pm 2\sigma$.

Формули предиктора та коректора для методу Адамса, методу Гемінга, методу Мілна, а також для інтерполяційних поліномів Ньютона, які лежать в основі методів Адамса, наведені у табл. 4.3 [207]. Зазвичай під даними методами мають на увазі їх 4-крокові варіанти. У таблиці 4.3 позначено: $\hat{v}_i$ – прогнозоване значення швидкості вітру на *i*-му інтервалі спостереження; v_i – останнє відоме значення швидкості вітру у вибірці; Δt – дискретність вибірки, різниця часу між двома вимірами швидкості вітру. Перелічені чисельні методи є простими в технічній реалізації, що дозволяє їх застосування при реалізації алгоритмів керування у системах з установками на основі відновлюваних джерел енергії.

Таблиця 4.3. Формули предиктора та коректора для різних методів прогнозування

Назва методу	**Формула предиктора**	**Формула коректора**
Метод Адамса	$\hat{v}_i = v_i + \frac{\Delta t}{12}(23v_i - 16v_{i-1} + 5v_{i-2})$	$\hat{v}_i = v_i + \frac{\Delta t}{12}(5v_{i+1} + 8v_i - v_{i-1})$
Метод Гемінга	$\hat{v}_i = v_{i-3} + \frac{4\Delta t}{3}\left(v'_i - v'_{i-1} + 2v'_{i-2}\right)$	$\hat{v}_i = \frac{1}{8}\left[9v_i - v_{i-2} + 3\Delta t\left(v'_{i+1} + 2v'_i - v'_{i-1}\right)\right]$
Метод Мілна	$\hat{v}_i = v_{i-3} + \frac{4\Delta t}{3}\left(2v_i - v_{i-1} + 2 \cdot v_{i-2}\right)$	$\hat{v}_i = y_{i-1} + \frac{\Delta t}{3}\left(v_{i+1} + 4v_i + v_{i-1}\right)$

При прогнозуванні інтерполяційними поліномами Ньютона використовується друга інтерполяційна формула Ньютона для інтерполяції/екстраполяції:

$$\hat{v}_i(t) = v_i + q\Delta v_{i-1} + \frac{q(q-1)}{2!}\Delta^2 v_{i-2} + \ldots + \frac{q(q-1)\ldots(q-n+1)}{n!}\Delta^n v_0, \qquad (4.9)$$

де коефіцієнт $q = \frac{t - t_0}{\Delta t}$ – фаза інтерполяції, причому у випадку екстраполяції $q > 0$.

При горизонті прогнозу більше одного інтервалу прогноз виконується послідовно з корекцією на кожному кроці. Тобто для прогнозування з

горизонтом у два інтервали спочатку прогнозуються дані на перший інтервал, потім використовується формула корекції, після чого з врахуванням отриманого значення прогнозуються дані на другий інтервал. Для корекції прогнозованого значення швидкості вітру використовується формула коректора методу Хойна (на основі методу Ейлера) [207]:

$$\hat{v}_{i+1}^{k} = v_i + \frac{1}{2}\Delta t\left(\Delta v_i + \Delta \hat{v}_i\right), \tag{4.10}$$

де $\Delta v_i = v_{i+1} - v_i$, $\Delta \hat{v}_i = \hat{v}_{i+1} - \hat{v}_i$ – перші кінцеві різниці реальних та прогнозованих значень швидкості вітру у точці *i*.

На рис. 4.5 показано вплив додаткової корекції на кожному кроці при прогнозуванні даних швидкості вітру з неодиничним горизонтом прогнозу (синя крива – реальні дані, червона крива – прогнозовані дані без використання корекції, зелена крива – дані з використанням корекції). Алгоритм прогнозування є наступним: на *i*-му кроці відбувається прогнозування значення швидкості вітру $\hat{v}_{i+1}$ та його подальша корекція за формулою (4.10): $\hat{v}_{i+1}^{к} = v_{i+1} + \frac{1}{2}\Delta t\left(\left(v_{i+1} - v_i\right) + \left(\hat{v}_{i+1} - \hat{v}_i\right)\right)$. Аналогічно відбувається подальше прогнозування та корекція на наступних інтервалах $i+1$ – $i+3$.

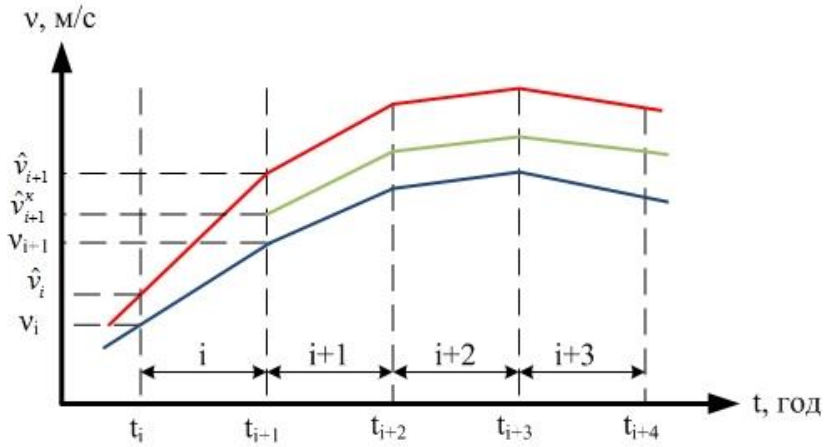


Рис. 4.5. Графік залежності зміни швидкості вітру з корекцією та без корекції на кожному кроці при прогнозуванні з неодиничним горизонтом прогнозу

Точність прогнозування оцінюється за середньою абсолютною похибкою MAPE:

$$MAPE = \frac{100}{n}\sum_{i=1}^{n}\left|\frac{e_i}{v_i}\right|, \qquad (4.11)$$

де $e_i = v_i - \hat{v}_i$ – абсолютна похибка прогнозу.

У таблиці 4.4 наведено похибки прогнозування швидкості вітру при застосуванні різних методів для даних, отриманих з дискретністю 5 хв та 1 год, при горизонті прогнозування на 1 – 6 інтервалів.

При порівнянні даних таблиці 4.4 бачимо, що для більшості методів величина похибки прогнозування зростає при збільшенні горизонту прогнозу. Точність прогнозування для даних, отриманих з дискретністю 5 хв в 1,5-2 рази більша, ніж для даних, отриманих з дискретністю 1 год, тому для прогнозування краще використовувати дані, отримані з меншою дискретністю. Використовуючи для прогнозування швидкості вітру метод Адамса з горизонтом прогнозу до 30 хв, в межах ±34% від середнього значення енергії можна керовано заряджати або розряджати накопичувач.

Таким чином для забезпечення ефективної роботи накопичувача, в якому ширина зона керованої роботи визначається величиною похибки прогнозування швидкості вітру, необхідно отримувати дані з меншою дискретністю та обирати метод прогнозування швидкості вітру, що забезпечує мінімальну похибку прогнозування. З розглянутих методів прогнозування найменшу похибку дає методу Адамса – близько 12% для даних з дискретністю 5 хв та близько 17% для даних з дискретністю 1 год, що дозволить в межах ±34% та ± 29% від середнього значення енергії керовано заряджати або розряджати накопичувач.

Таблиця 4.4. Похибки прогнозування швидкості вітру при застосуванні різних методів для даних, отриманих з дискретністю 5 хв та 1 год

	Дискретність 5 хв						Дискретність 1 год					
Горизонт прогнозу / Метод	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
Метод Адамса	10,38%	10,67%	11,33%	11,22%	11,67%	11,31%	14,91%	14,88%	15,77%	16,80%	16,74%	17,00%
Метод Гемінга	14,76%	15,97%	13,06%	13,71%	12,06%	12,01%	23,30%	22,27%	20,43%	20,07%	21,53%	20,50%
Метод Мілна	15,38%	18,47%	15,39%	18,22%	15,26%	15,17%	25,20%	26,70%	27,50%	26,42%	29,74%	28,33%
Поліном Ньютона 1-го степеня	13,97%	14,19%	12,39%	12,48%	11,39%	11,21%	20,77%	18,83%	17,95%	17,29%	18,83%	17,34%
Поліном Ньютона 2-го степеня	15,86%	18,41%	14,53%	16,68%	13,37%	14,31%	26,93%	28,37%	24,66%	24,67%	25,26%	26,28%
Поліном Ньютона 3-го степеня	18,76%	19,73%	17,70%	21,42%	17,41%	20,90%	14,91%	14,88%	15,77%	16,80%	16,74%	17,00%

Зменшення ширини зони керованої роботи накопичувача до 68% призводить до збільшення тривалостей інтервалів часу, коли накопичувач є некерованим: на 44% збільшується інтервал часу $\Delta t_1'$, коли накопичувач повністю заряджений, і на 36% збільшується інтервал часу $\Delta t_2'$, коли накопичувач повністю розряджений (рис. 4.6), що вказує на необхідність застосування додаткових методів для підвищення точності прогнозування параметрів потоків первинної енергії. Збільшення тривалостей інтервалів часу, коли накопичувач є некерованим призводить до зменшення зони розрахунку ентропійної дивергенції.

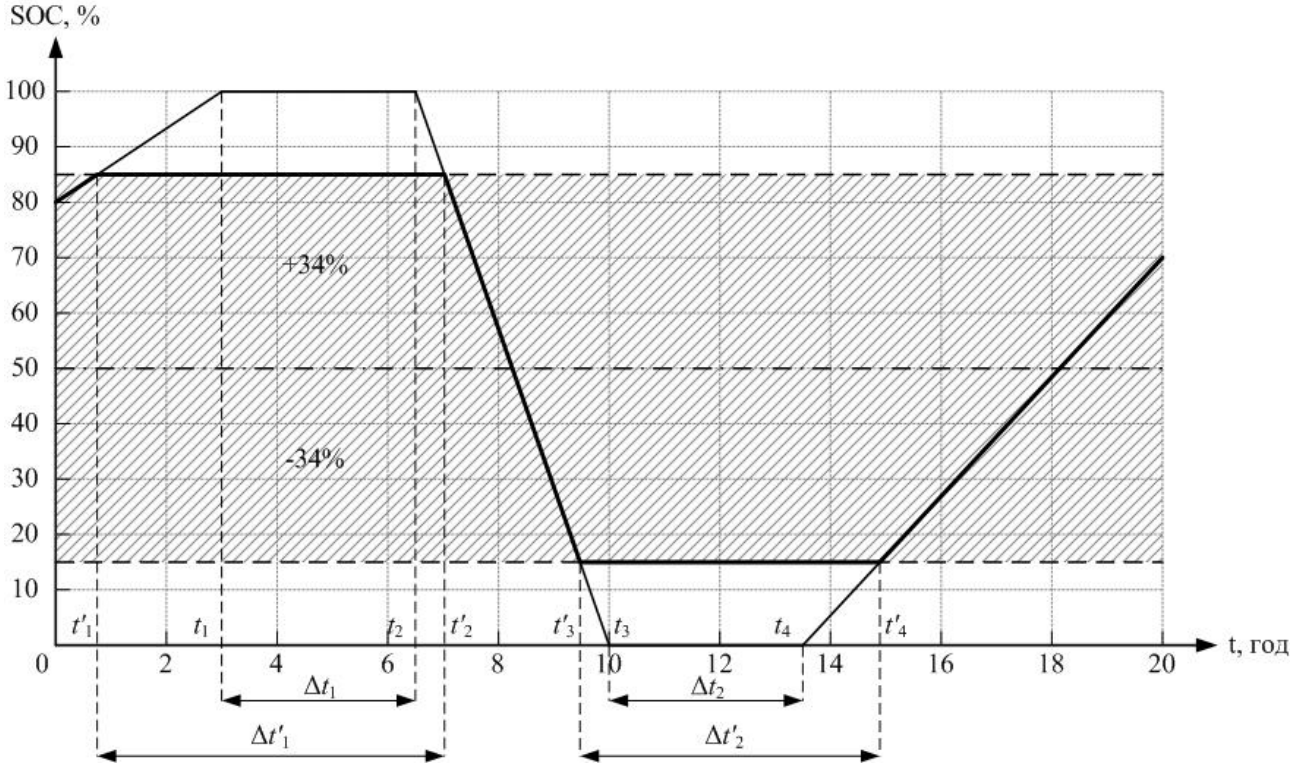


Рис. 4.6. Часова залежність зміни стану заряду накопичувача з зоною керованої роботи

Для забезпечення ефективної роботи накопичувача, в якому ширина зона керованої роботи визначається величиною похибки прогнозування швидкості вітру, необхідно отримувати дані з меншою дискретністю та обирати метод прогнозування швидкості вітру, що забезпечує мінімальну похибку прогнозування. Зменшення ширини зони керованої роботи призводить до

збільшення інтервалів часу, коли накопичувач є повністю зарядженим або розрядженим, проте реалізація керування за ентропійною дивергенцією дозволяє суттєво зменшити тривалість цих інтервалів.

4.3. Використання теорії мартингалів при розрахунку ентропійної дивергенції

Для забезпечення неперервності живлення навантаження у локальних системах електроживлення включається накопичувач енергії, раціональне використання енергії якого забезпечується шляхом накопичення енергії на інтервалах, на яких рівень енергії, що генерується установкою на основі відновлюваного джерела енергії, перевищує середнє значення, і повернення енергії в систему на інтервалах, коли рівень енергії, що генерується, нижчий за середнє значення. Для забезпечення ефективної роботи локальних систем електроживлення необхідно не лише визначати середнє значення енергії, що генерується установкою на основі відновлюваного джерела, на базовому інтервалі, а й оцінювати величину енергії, яка спрямовується на заряд накопичувача, або отримується при його розряді, на кожному з інтервалів спостереження.

Процес коливання рівня енергії на виході установки на основі відновлюваного джерела відносно її середнього значення і, відповідно, послідовність відхилення кількості енергії, що потрапляє на заряд або розряд накопичувача, від її середнього значення можна вважати мартингалами [208], адже не має значення, коли починається і закінчується процес зміни енергії, середнє значення зміни виявляється нульовим.

Застосування поняття мартингалів до моделювання процесів заряду та розряду накопичувача на короткотривалих інтервалах спостереження є ефективним, оскільки дозволяє оцінити:

- по-перше, кількість енергії, яка може виявитись надмірною при заряді (що може призвести до перезаряду);

- по-друге, кількість енергії, що може виявитись недостатньою при розряді (що може призвести до надмірного розряду).

Тому доцільно розрахувати імовірності отримання кількості енергії, що направлена на заряд накопичувача, та кількості енергії, що отримується при розряді накопичувача, з використанням теорії мартингалів.

Для оцінки рівня енергії накопичувача, що може виявитись надмірним або недостатнім, необхідно визначити імовірності перезаряду та надмірного розряду накопичувача на основі застосування теорії мартингалів.

Нехай W_0 – початковий рівень енергії накопичувача. На кожному інтервалі спостереження виконується перевірка співвідношення енергії, що генерується установкою з ВДЕ $W_{ВДЕ}$, та енергії навантаження W_H. Якщо $W_{ВДЕ} > W_H$, то накопичувач заряджається, а якщо $W_{ВДЕ} < W_H$, то накопичувач розряджається. Якщо кількість енергії, що направлена на заряд накопичувача, досягла деякого рівня $W_{\max}$, $W_{\max} > W_0$, вважатимемо його перезарядженим, $W_{\max}$ – надмірний рівень енергії заряду. Якщо ж кількість енергії, що отримується при розряді накопичувача, досягла деякого рівня $W_{\min}$, $W_{\min} < W_0$, вважатимемо його надмірно розрядженим, $W_{\min}$ – недостатній рівень енергії розряду.

Функція, що характеризує енергію накопичувача після процесів заряду або розряду, є випадковою. Нехай W_n – незалежні випадкові величини, які характеризують рівень енергії заряду або розряду накопичувача: значення $W_n = 1$ відповідає енергії заряду накопичувача з імовірністю $P(W_n = 1) = p$; значення $W_n = -1$ відповідає енергії розряду накопичувача з імовірністю $P(W_n = -1) = 1 - p = q$. Всі вказані величини є безрозмірними, адже віднесені до деякого базового рівня енергії $W_{баз}$. Рівень енергії накопичувача після n зарядів або розрядів визначається наступним чином: $W_{АК} = W_0 + W_1 + \ldots + W_n$. Процеси заряду або розряду накопичувача зупиняються, коли накопичувач надмірно розрядиться або перезарядиться, тобто у момент часу $\tau = \min\{n : W_{АК} = W_{\min} \text{ або } W_{АК} = W_{\max}\}$.

Розрахуємо імовірності надмірного розряду $P\left(W_{AK\tau}=W_{\min}\right)$ або перезаряду $P\left(W_{AK\tau}=W_{\max}\right)$ накопичувача в момент часу τ. Застосуємо теорію мартингалів для визначення цих імовірностей. При розв'язанні цієї задачі виключимо випадок, коли накопичувач заряджається або розряджається $\left(W_{\max}-W_{\min}\right)$ разів підряд.

При визначенні імовірностей перезаряду та надмірного розряду накопичувача у системі можливі два випадки:

1) симетричний випадок, коли імовірності заряду та розряду накопичувача є однаковими: $p=q=0{,}5$;

2) несиметричний випадок, коли імовірності заряду та розряду накопичувача не є однаковими: $p\neq q$.

У симетричному випадку функція, що характеризує енергію накопичувача, – W_{AK} – є мартингалом з постійним середнім значенням W_0. Для будь-якої кількості зарядів або розрядів n ця функція є обмеженою: $\left|W_{AK\min(\tau,n)}\right|\leq\max\left(\left|W_{\min}\right|,\left|W_{\max}\right|\right)$. Тоді за теоремою про зупинку [207] математичне очікування цієї функції: $M\left[W_{AK\tau}\right]=M\left[W_{AK0}\right]$, де $M\left[W_{AK0}\right]=W_0$, $M\left[W_{AK\tau}\right]=W_{\min}\cdot P\left(W_{AK\tau}=W_{\min}\right)+W_{\max}\cdot P\left(W_{AK\tau}=W_{\max}\right)$.

Враховуючи, що $P\left(W_{AK\tau}=W_{\min}\right)+P\left(W_{AK\tau}=W_{\max}\right)=1$, отримаємо:

$$P\left(W_{AK\tau}=W_{\min}\right)=\frac{W_{\max}-W_0}{W_{\max}-W_{\min}}, \tag{4.12}$$

$$P\left(W_{AK\tau}=W_{\max}\right)=\frac{W_0-W_{\min}}{W_{\max}-W_{\min}}. \tag{4.13}$$

У несиметричному випадку функція W_{AK}, що характеризує енергію накопичувача, не є мартингалом, і для розрахунків необхідно використовувати іншу функцію, яка є мартингалом та враховує нерівні значення імовірностей заряду та розряду, і до якої можна застосувати теорему про зупинку. Розглянемо

функцію $y_{AK} = (q/p)^{W_{AK}} = (q/p)^{W_0} \prod_{k=1}^{n} (q/p)^{W_k}$, де математичне очікування $M\left[(q/p)^{W_k}\right] = (q/p)\cdot p + (p/q)\cdot q = p + q = 1$.

Оскільки математичне очікування є постійною величиною, функція y_{AK} є мартингалом, і вона обмежена, $\left|y_{AK\min(\tau,n)}\right| \le \max\left(\left|W_{\min}\right|,\left|W_{\max}\right|\right)$. Застосовуючи теорему про зупинку, розрахуємо математичне очікування цієї функції: $M\left[y_{AK\tau}\right] = M\left[y_{AK0}\right]$, де $M\left[y_{AK0}\right] = (q/p)^{W_0}$, $M\left[y_{AK\tau}\right] = (q/p)^{W_{\min}} \cdot P\left(W_{AK\tau} = W_{\min}\right) + (q/p)^{W_{\max}} \cdot P\left(W_{AK\tau} = W_{\max}\right)$.

Тоді, враховуючи, що $P\left(W_{AK\tau} = W_{\min}\right) + P\left(W_{AK\tau} = W_{\max}\right) = 1$, отримаємо:

$$P\left(W_{AK\tau} = W_{\min}\right) = \frac{(q/p)^{W_{\max}} - (q/p)^{W_0}}{(q/p)^{W_{\max}} - (q/p)^{W_{\min}}}, \tag{4.14}$$

$$P\left(W_{AK\tau} = W_{\max}\right) = \frac{(q/p)^{W_0} - (q/p)^{W_{\min}}}{(q/p)^{W_{\max}} - (q/p)^{W_{\min}}}. \tag{4.15}$$

На рис. 4.6 представлено залежності імовірностей надмірного розряду та перезаряду накопичувача від величин недостатнього рівня енергії розряду та надмірного рівня енергії заряду. На рис. 4.6 а, б наведено залежності для симетричного випадку, на рис. 4.6, в, г – для несиметричного для різних співвідношень імовірностей p та q. Графіки побудовані у відносних одиницях, де за одиницю прийнято початковий рівень енергії накопичувача; значення енергій перезаряду та надмірного розряду коливаються в межах від 10% до 90% від початкового значення.

Як видно з рис. 4.6 а, б, з ростом як величини надмірного рівня енергії заряду, так і величини недостатнього рівня енергії розряду імовірності як перезаряду, так і надмірного розряду накопичувача збільшуються. Аналізуючи рис. 4.6 в, г, бачимо, що з ростом співвідношення між імовірностями заряду накопичувача p та розряду накопичувача q імовірності надмірного розряду та перезаряду накопичувача збільшуються. При цьому тенденція збільшення імовірностей надмірного розряду та перезаряду накопичувача від величин

недостатнього рівня енергії розряду та надмірного рівня енергії заряду при збільшенні рівня його розряду зберігається.

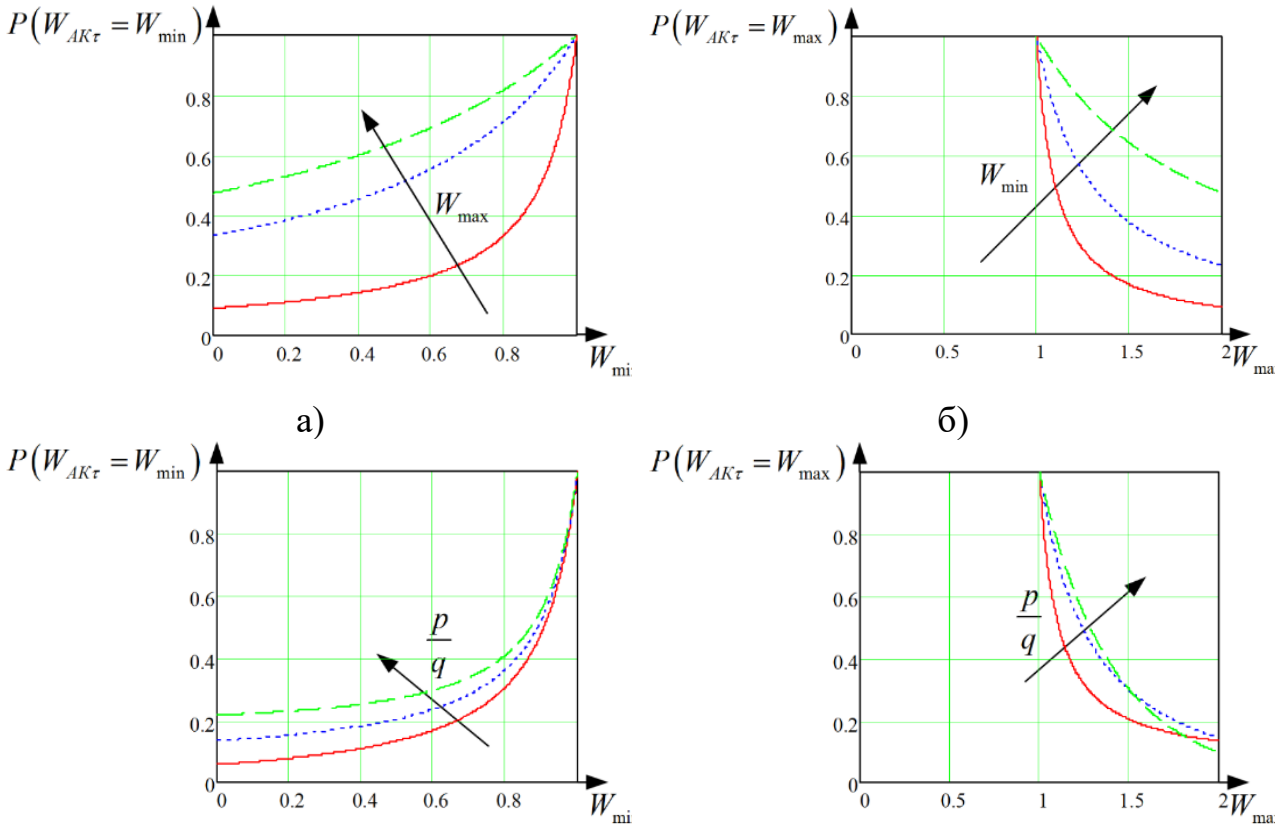


Рис. 4.6. Залежності імовірностей надмірного розряду та перезаряду накопичувача від величин недостатнього рівня енергії розряду та надмірного рівня енергії заряду: а, б – для симетричного випадку; в, г – для несиметричного випадку

Таким чином, застосування теорії мартингалів дозволяє оцінити, по-перше, кількість енергії, яка може виявитись надмірною при заряді накопичувача (що може призвести до перезаряду); по-друге, кількість енергії, що може виявитись недостатньою при розряді накопичувача (що може призвести до надмірного розряду), та визначити імовірності його перезаряду та надмірного розряду за умови реалізації відбору максимальної енергії від відновлюваного джерела енергії. Визначення цих імовірностей дозволить оцінити тривалість інтервалів часу, коли накопичувач є повністю зарядженим або розрядженим.

Знаючи імовірності перезаряду $P\left(W_{AK\tau}=W_{\max}\right)$ та надмірного розряду $P\left(W_{AK\tau}=W_{\min}\right)$ накопичувача, розрахуємо відповідні ентропії Шеннона:

$$H\left(W_{AK\tau}=W_{\max}\right)=-\sum_{i}P\left(W_{AK\tau}=W_{\max}\right)\log\left(P\left(W_{AK\tau}=W_{\max}\right)\right), \qquad (4.16)$$

$$H\left(W_{AK\tau}=W_{\min}\right)=-\sum_{i}P\left(W_{AK\tau}=W_{\min}\right)\log\left(P\left(W_{AK\tau}=W_{\min}\right)\right). \qquad (4.17)$$

При розрахунку ентропійної дивергенції для формування сигналів керування накопичувачем у локальних системах електроживлення з установками на основі відновлюваних джерел енергії необхідно враховувати не лише ентропії поточного та заданого розподілів потоків енергії генерації та споживання, але й ентропії перезаряду та надмірного розряду накопичувача, врахування яких призводить до зменшення значення ентропійної дивергенції у системі.

Висновки до розділу 4

1. Вважаючи, що відхилення потужності на виході відновлюваного джерела енергії від середнього значення на інтервалі Δt є Вінеровським процесом, реалізується упереджувальне керування відбором максимальної енергії від установки на основі відновлюваного джерела, а застосування додаткового накопичувача, який забезпечує детерміноване значення енергії навантаження, зменшує величину довірчого інтервалу та дозволяє підвищити мінімальну необхідну енергію заряду та дозволяє обрати меншу ємність основного накопичувача.

2. Наявність доданка у вигляді подвійного кореляційного моменту свідчить про статистичну залежність функцій потужності на виході установки на основі відновлюваного джерела енергії $P_{ВДЕ}$ та навантаження $P_{Н}$ і вказує на необхідність використання для розрахунку ентропійної дивергенції, замість ентропії Больцмана чи Шеннона, умовної ентропії для поточних розподілів потоків енергії генерації та споживання.

3. Для забезпечення ефективної роботи накопичувача, в якому ширина зона керованої роботи визначається величиною похибки прогнозування швидкості вітру, необхідно отримувати дані з меншою дискретністю та обирати метод прогнозування швидкості вітру, що забезпечує мінімальну похибку прогнозування. Зменшення ширини зони керованої роботи призводить до збільшення інтервалів часу, коли накопичувач є повністю зарядженим або розрядженим.

4. Застосування теорії мартингалів дозволяє оцінити, по-перше, кількість енергії, яка може виявитись надмірною при заряді накопичувача (що може призвести до перезаряду); по-друге, кількість енергії, що може виявитись недостатньою при розряді накопичувача (що може призвести до надмірного розряду), та визначити імовірності його перезаряду та надмірного розряду за умови реалізації відбору максимальної енергії від установки на основі відновлюваного джерела енергії. Визначення цих імовірностей дозволить

оцінити тривалість інтервалів часу, коли накопичувач є повністю зарядженим або розрядженим.

5. При розрахунку ентропійної дивергенції для формування сигналів керування накопичувачем у локальних системах електроживлення з установками на основі відновлюваних джерел енергії необхідно враховувати не лише ентропії поточного та заданого розподілів потоків енергії генерації та споживання, але й ентропії перезаряду та надмірного розряду накопичувача.

РОЗДІЛ 5. КЕРУВАННЯ ЗАРЯДНО-РОЗРЯДНИМ ПРИСТРОЄМ НАКОПИЧУВАЧА НА ОСНОВІ ВИЗНАЧЕННЯ РІЗНИЦІ ЕНТРОПІЙНИХ ДИВЕРГЕНЦІЙ

Однією з особливостей установок на основі відновлюваних джерел енергії є змінний та імовірнісний характер потужності на їх виході, що суттєво залежить від умов навколишнього середовища. Наявність в локальних системах електроживлення накопичувача електричної енергії забезпечує не лише реалізацію умови відбору максимальної енергії від установок на основі відновлюваних джерел шляхом виконання умови рівності внутрішнього опору еквівалентного джерела та опору навантаження, компенсацію нерівномірності потоків первинної енергії, а також використовується для балансування потужності на виході установок на основі відновлюваних джерел енергії та потужності навантаження, а також – ентропійних дивергенцій зі сторони джерела та навантаження у системі. Ефективна робота накопичувача у системі реалізується таким способом керування, який повинен забезпечувати зменшення тривалостей інтервалів часу, коли накопичувач є повністю зарядженим або повністю розрядженим.

5.1. Система керування накопичувачем

Загальним недоліком існуючих способів керування накопичувачами енергії у локальних системах електроживлення з установками на основі відновлюваних джерел енергії [210 – 214] є те, що керування накопичувачем здійснюється без врахування імовірнісних характеристик потоків первинної енергії та навантаження, відсутнє зменшення тривалостей інтервалів часу, коли накопичувач повністю заряджений або повністю розряджений, відсутнє узгодження графіків генерації та споживання енергії – відсутність врахування стохастичного характеру зміни величин потужності на виході установки на основі відновлюваного джерела та потужності споживання у часі, що може призвести до появи інтервалів відсутності енергії, коли накопичувач повністю

розряджений, або інтервалів з надлишковою кількістю енергії, коли накопичувач повністю заряджений.

Тому актуальною є задача створення способу керування накопичувачем енергії у локальних системах електроживлення з установками на основі відновлюваних джерел енергії з врахуванням імовірнісних характеристик потоків первинної енергії та навантаження та з підвищенням ефективності його роботи за рахунок зменшення тривалостей інтервалів часу, коли накопичувач повністю заряджений або повністю розряджений [215].

Для цього в системі керування зарядно-розрядним пристроєм накопичувача (функціональна схема якої зображена на рис. 5.1) сигнал керування ключем, що комутує накопичувач, формується відповідно до алгебраїчної різниці між значеннями ентропійної дивергенції потоку енергії на виході установки на основі відновлюваного джерела та значеннями ентропійної дивергенції потоку енергії, що споживає навантаження (див. розділ 3.4).

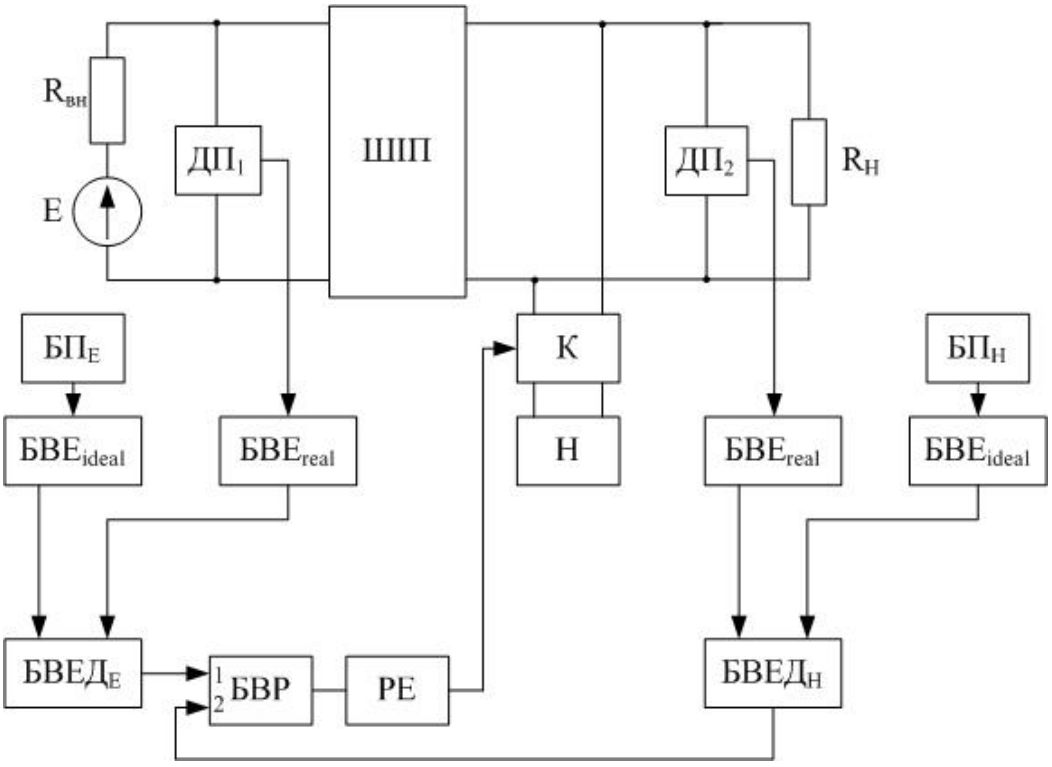


Рис. 5.1. Функціональна схема системи керування накопичувачем

На рис. 5.1 позначено: *E* – джерело напруги, еквівалентне установці на основі відновлюваного джерела, з внутрішнім опором $R_{вн}$; $ДП_1$ – давач

потужності для вимірювання миттєвих значень потужності на виході установки на основі відновлюваного джерела енергії; *ШІП* – широтно-імпульсний перетворювач, що забезпечує передачу енергії джерела до навантаження та заряджання накопичувача, узгоджує їх рівні та стежить за точкою максимальної потужності установки на основі відновлюваного джерела; $R_н$ – опір навантаження; $ДП_2$ – давач потужності споживання для вимірювання миттєвих значень потужності навантаження; *К* – керований ключ, що комутує накопичувач з пристроєм; *РЕ* – релейний елемента, що формує сигнал керування ключем; $БВЕ_{real}$, $БВЕ_{ideal}$ – блоки визначення ентропії поточного та заданого розподілів потоків енергії генерації та споживання; $БП_Е$, $БП_Н$ – блоки пам'яті, в яких зберігаються значення потужності заданого розподілу потоку генерації та заданого розподілу потоку споживання відповідно; $БВЕД_Е$, $БВЕД_Н$ – блоки визначення ентропійної дивергенції зі сторони джерела та зі сторони навантаження; *БВР* – блок визначення різниці між ентропійними дивергенціями зі сторони джерела та навантаження.

Кожен з блоків визначення ентропії $БВЕ_{real}$, $БВЕ_{ideal}$ (рис. 5.2) складається з блоку пам'яті значень потужності *БПП* в тактові моменти часу; генератора тактових імпульсів *ГТІ*; блоку визначення імовірності *БВІ*; блоків логарифмування *log*; блоків добутку $\times$; суматора Σ та блоку інвертування знаку *I*.

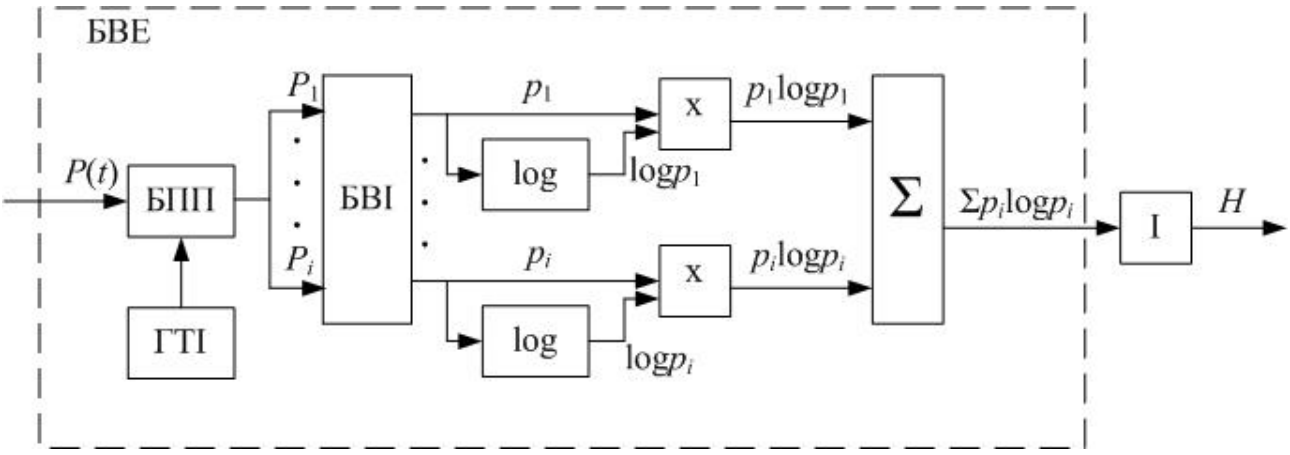


Рис. 5.2. Функціональна схема блоку визначення ентропії

Рівень потужності заряду накопичувача регулюється відповідно до рівня потужності установки на основі відновлюваного джерела. Спосіб керування відбором потужності реалізується за допомогою алгоритму стеження за точкою максимальної потужності. Для розрахунку різниці ентропійних дивергенцій потоків енергії на виході установки на основі відновлюваного джерела енергії та навантаження відбувається отримання реальних та наперед заданих параметрів потоків потужності генерації та споживання шляхом: 1) розрахунку імовірностей значень потужності відновлюваного джерела та навантаження; 2) розрахунку ентропій Шеннона зі сторони джерела та зі сторони навантаження; 3) розрахунку ентропійних дивергенцій потоків енергії генерації та споживання; 4) визначення різниці між ентропійними дивергенціями зі сторони джерела та навантаження.

5.2. Алгоритм формування сигналів керування накопичувачем

Алгоритм формування сигналів керування накопичувачем є наступним. Сигнал $P(t)$ з давача потужності $ДП_1$ на виході установки на основі відновлюваного джерела або з блоку пам'яті $БП_{\mathrm{E}}$, де зберігаються значення потужності заданого розподілу потоку генерації, надходить на блок визначення ентропії $БВЕ_{\mathrm{real}}$, де миттєві значення потужності поступають до блоку пам'яті миттєвих значень потужності *БПП*, у якому запам'ятовуються у тактові моменти часу, які задає генератор тактових імпульсів *ГТІ*. Як видно з рис. 5.3, генерування потужності на виході сонячної батареї є нерівномірним у порівнянні з ідеальною кривою, а навантаження потребує рівномірного споживання.

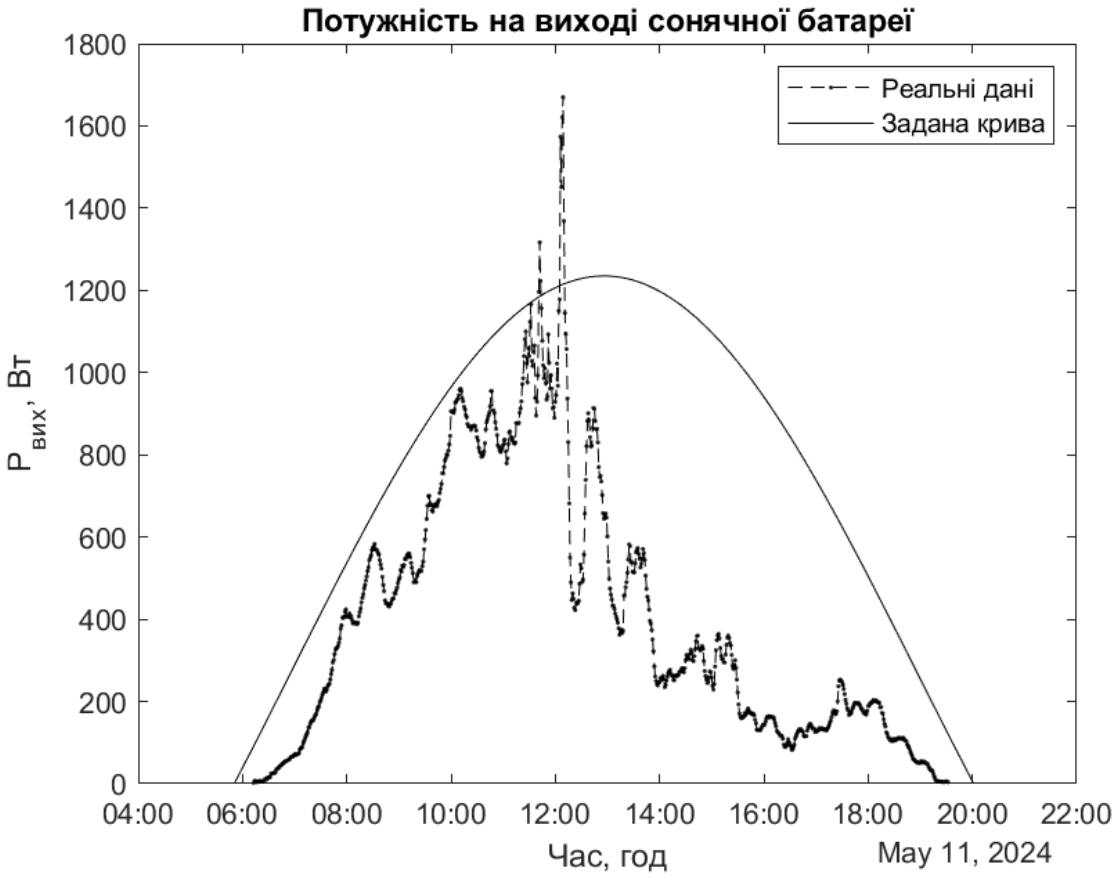


Рис. 5.3. Часові залежності потужності генерації

З блоку пам'яті *БПП* значення потужності $P_1 \ldots P_i$ поступають на блок визначення імовірності *БВІ*, на виході якого отримують відповідні імовірності $p_1 \ldots p_i$. Значення імовірності визначаються з гістограми та розраховуються за формулою:

$$p(x_i) = \frac{N_i(\Delta x)}{N}, \tag{5.1}$$

де $N_i(\Delta x)$ – частота потрапляння елементів реалізації вибірки x_i в кожен з інтервалів гістограми; $\Delta x = \frac{\Delta}{K}$ – крок гістограми; $\Delta = x_{\max} - x_{\min}$ – розмах варіювання; $x_{\min}$, $x_{\max}$ – мінімальний та максимальний елементи реалізації вибірки; K – кількість інтервалів гістограми.

На рис. 5.4 наведено гістограми імовірності ідеального та реального законів розподілу зі сторони джерела.

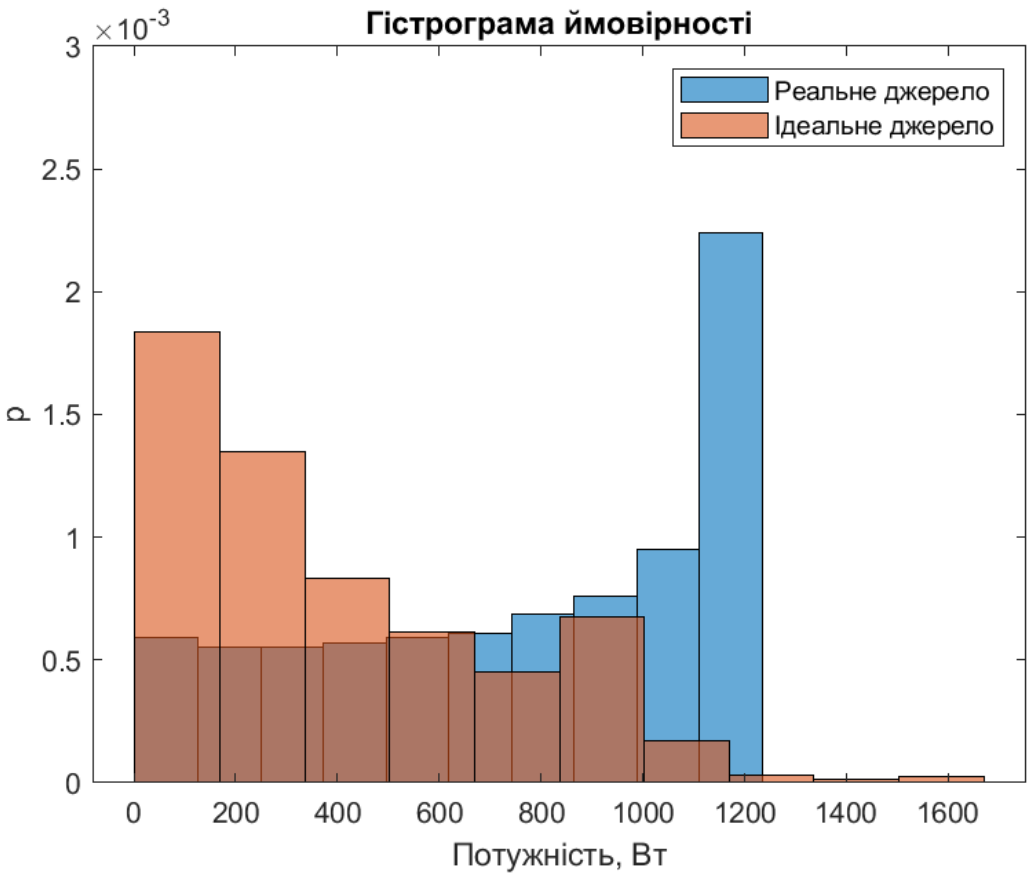


Рис. 5.4. Гістрограми імовірності зі сторони джерела

Значення імовірностей поступають на блоки добутку $\times$, де обчислюються добутки імовірності на значення логарифму цих імовірностей з виходу блоків логарифмування *log* у кожний тактовий момент часу. Значення з блоків добутку $\times$ надходить на суматор Σ, після чого на виході блоку інвертування знаку I відбувається інвертування знаку суми і отримують значення ентропії Шеннона. З рис. 5.5, можна побачити, що ентропія реального розподілу відрізняється від ентропії заданого розподілу, що потребує організації роботи системи керування для наближення значень реального розподілу до заданого.

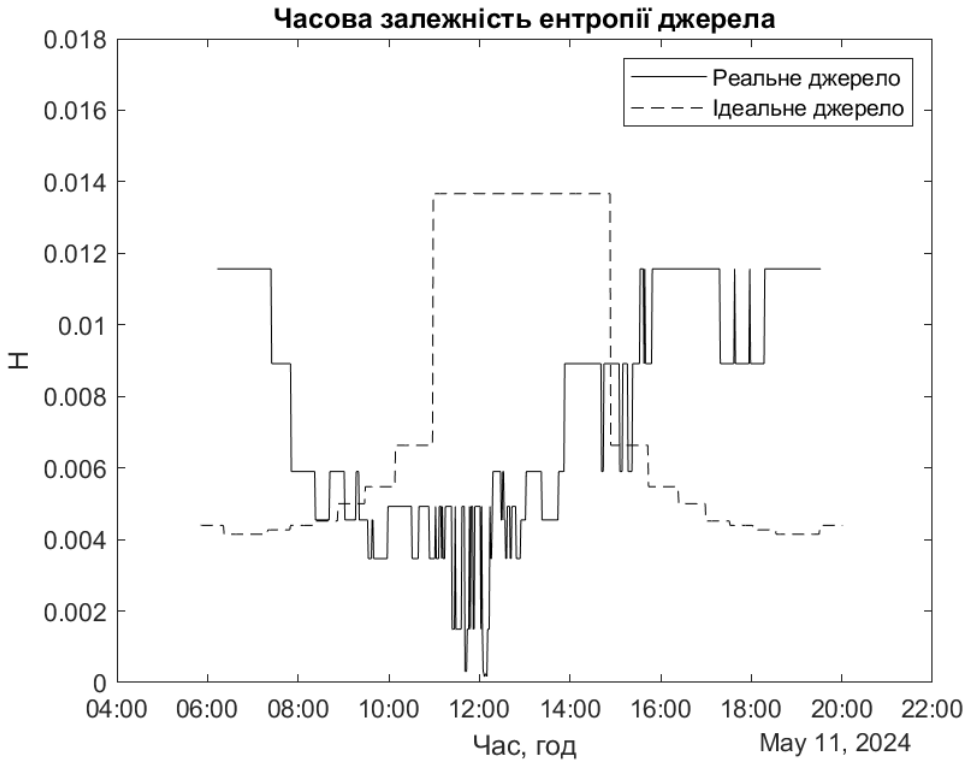


Рис. 5.5. Часові залежності ентропії зі сторони джерела

Спосіб роботи блоку визначення ентропії зі сторони навантаження є аналогічним. Як видно з рис. 5.6, споживання у системі є також нерівномірним, оскільки наявні характерні ранкові та вечірні піки споживання, і відрізняється від заданого графіку споживання, що описується рівномірним законом розподілу зі значенням, що відповідає середньому споживанню за добу.

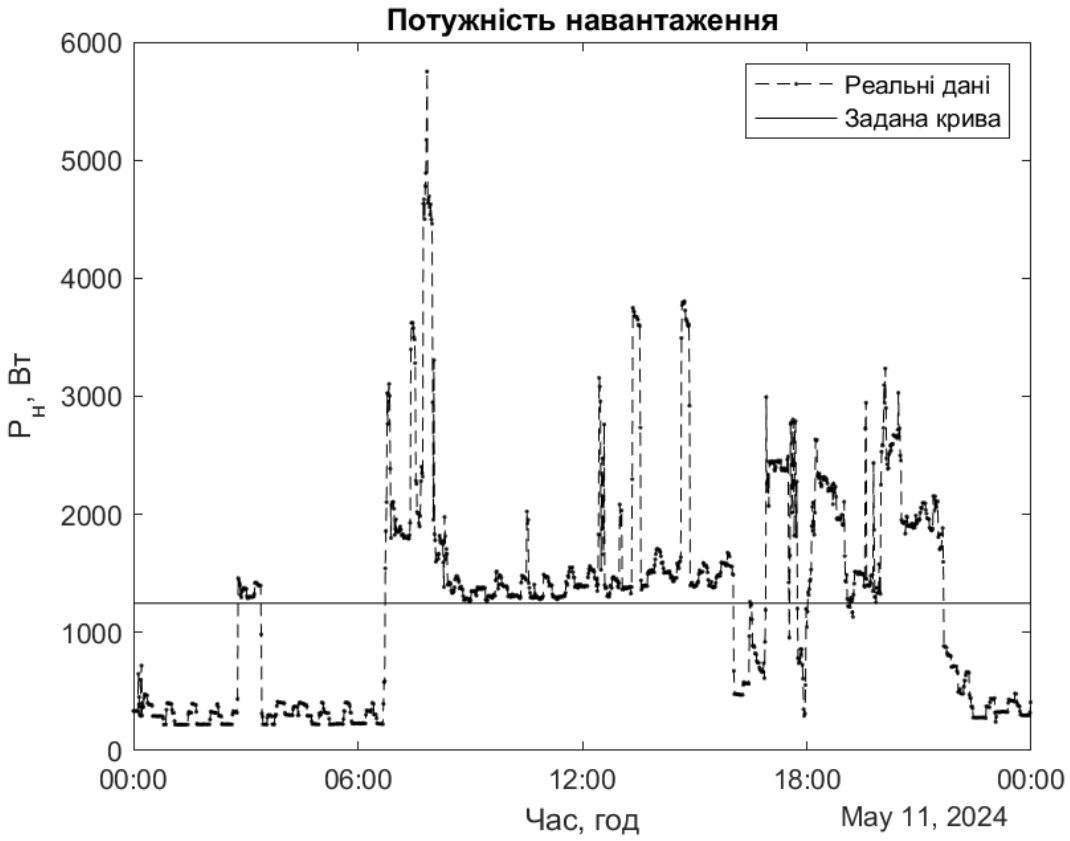


Рис. 5.6. Часові залежності потужності споживання

На рис. 5.7. зображено гістограму імовірності реального закону розподілу зі сторони навантаження.

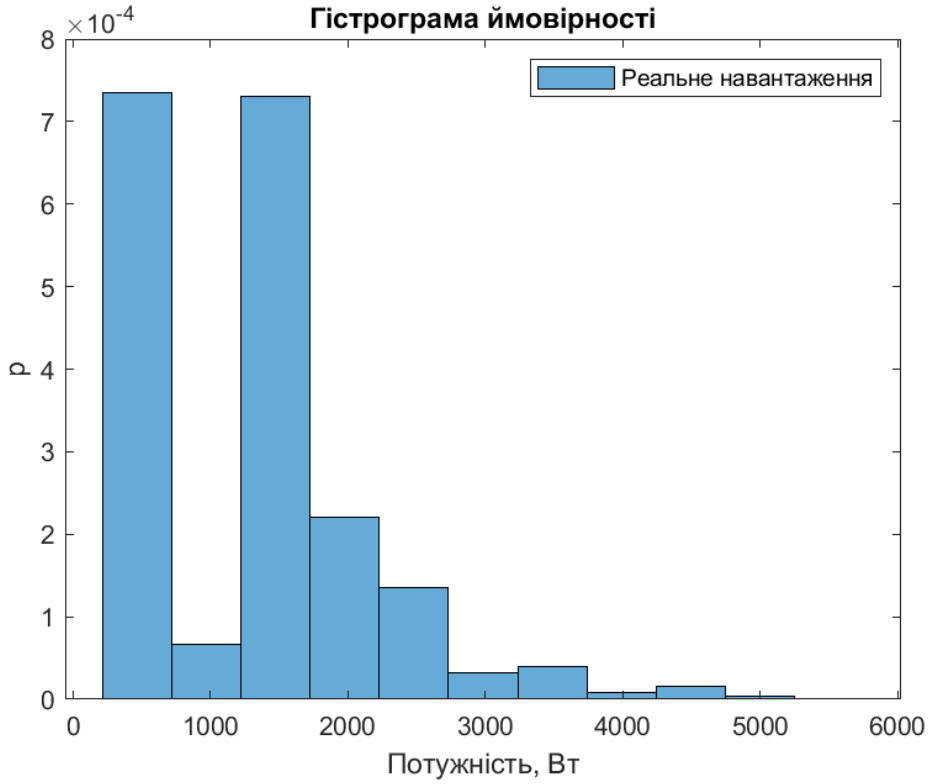


Рис. 5.7. Гістрограма імовірності зі сторони навантаження

На рис. 5.8, ентропія реального розподілу відрізняється від ентропії заданого розподілу, що потребує покращення способів керування накопичувачем у системі для підвищення ефективності використання енергії.

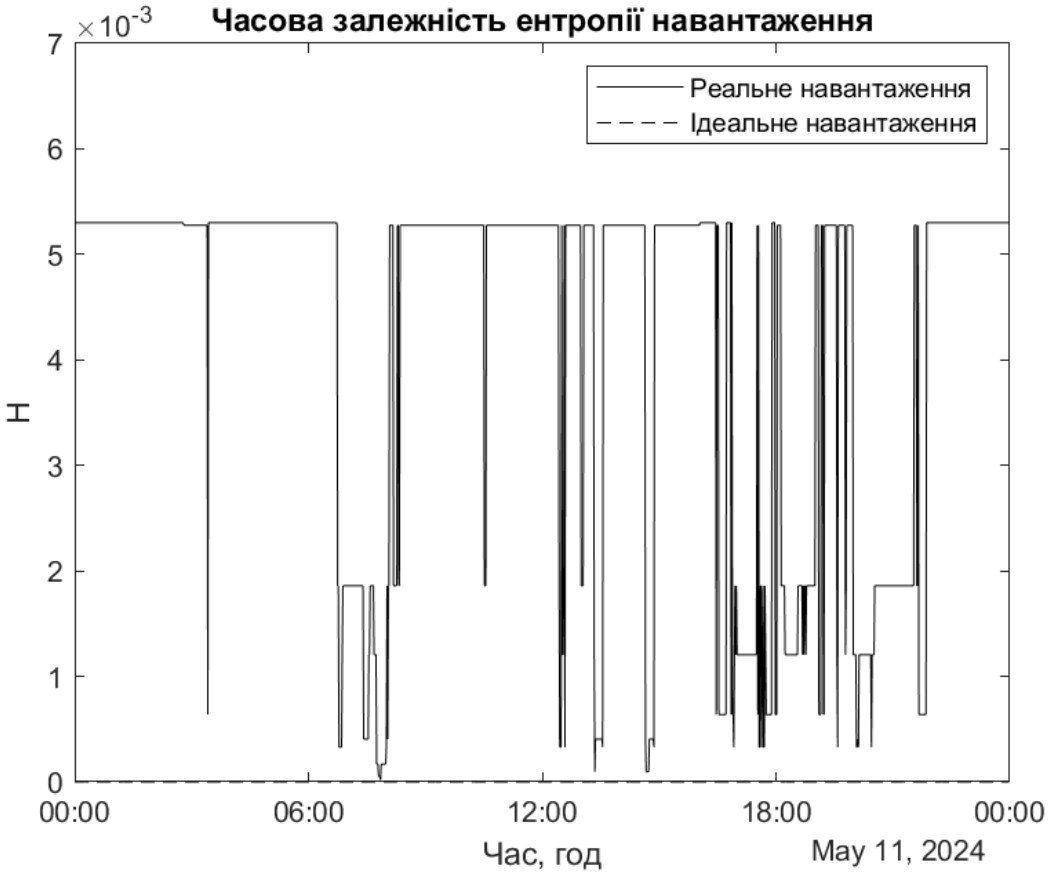


Рис. 5.8. Часові залежності ентропії зі сторони навантаження

Значення з блоків визначення ентропії $БВЕ_{real}$ та $БВЕ_{ideal}$ поступають відповідно на неінвертуючий та інвертуючий входи суматора блоку визначення ентропійної дивергенції $БВЕД_{Е}$, де обчислюється алгебраїчна різниця значень ентропій зі сторони джерела. Аналогічним чином значення з блоків визначення ентропії $БВЕ_{real}$ та $БВЕ_{ideal}$ поступають відповідно на неінвертуючий та інвертуючий входи суматора блоку визначення ентропійної дивергенції $БВЕД_{Н}$, де обчислюється алгебраїчна різниця значень ентропій зі сторони навантаження. З рис. 5.9 та рис. 5.10 видно, що величини ентропійної дивергенції мають нерівномірний характер.

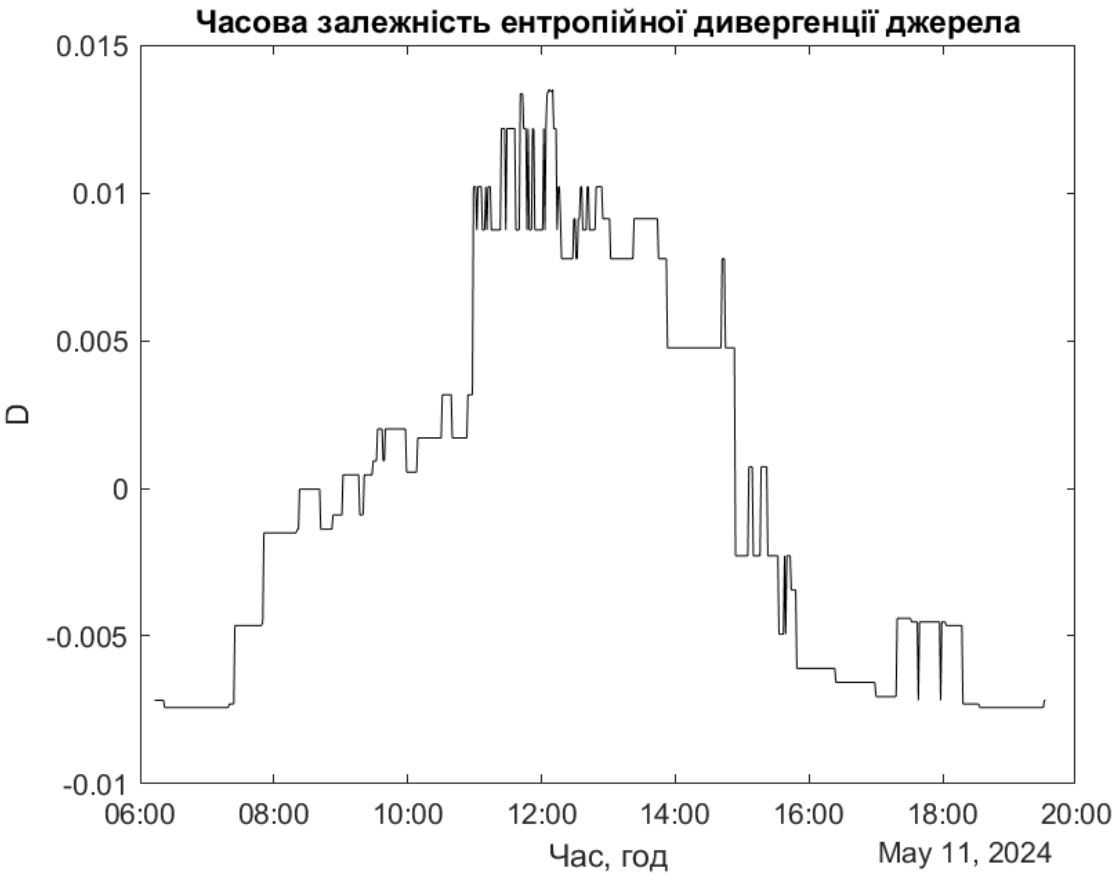


Рис. 5.9. Часова залежність ентропійної дивергенції зі сторони джерела

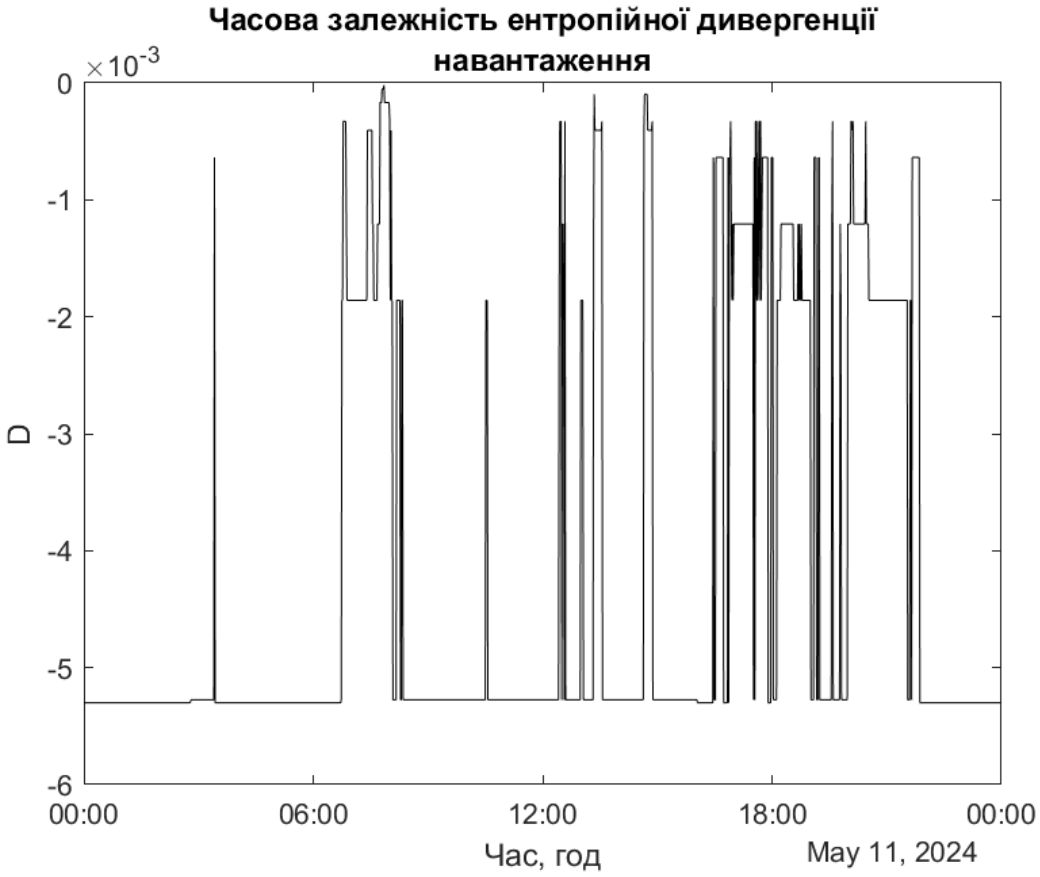


Рис. 5.10. Часова залежність ентропійної дивергенції зі сторони навантаження

Значення з блоків визначення ентропійної дивергенції *БВЕД*$_{Е}$ зі сторони джерела та блоку визначення ентропійної дивергенції *БВЕД*$_{Н}$ зі сторони навантаження поступають на неінвертуючий 1 та інвертуючий 2 входи суматора блоку визначення алгебраїчної різниці *БВР* між ентропійними дивергенціями зі сторони джерела та навантаження, результати обчислення якої наведено на рис. 5.11.

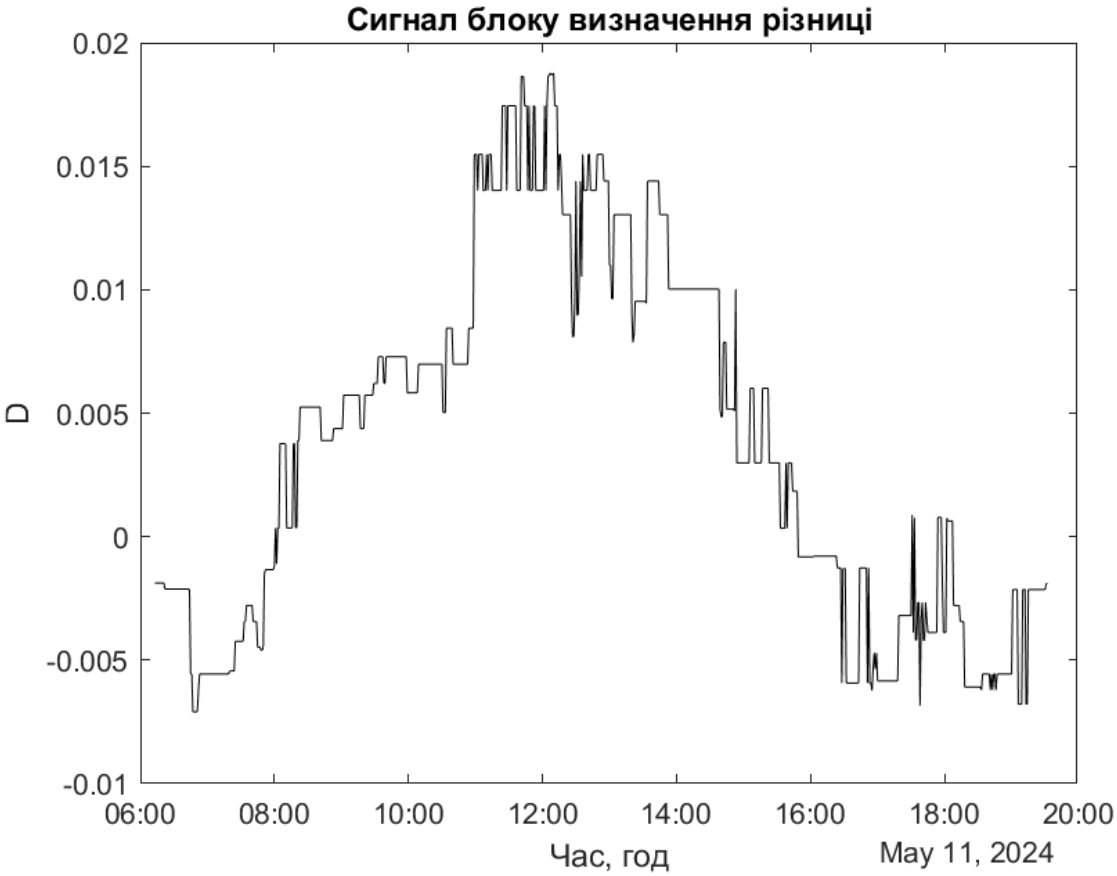


Рис. 5.11. Часова залежність з виходу блоку визначення алгебраїчної різниці

Ентропійна дивергенція розраховується як статистична відстань між заданим та поточним розподілами потоків генерації та споживання:

$$D_d = H_{ideal} - H_{real}, \tag{5.2}$$

де H_{ideal} – інформаційна ентропія Шеннона заданого розподілу; H_{real} – інформаційна ентропія Шеннона поточного розподілу.

Заданий розподіл генерації у випадку, коли в якості установки на основі відновлюваного джерела розглядається сонячна батарея, визначається добовою ідеальною кривою сонячного випромінювання. Заданий розподіл споживання

обирають таким, що найбільше відповідають місцевості, де встановлено установку на основі відновлюваного джерела, з ряду теоретичних законів, таких як рівномірний розподіл, нормальний розподіл, розподіл Вейбулла та ін. Наприклад, при постійному значенні потужності споживання, заданим законом розподілу вважається рівномірний.

Значення різниці з *БВР* надходить до релейного елемента *РЕ*, де порівнюється з рівнем нуля: якщо рівень сигналу більший або рівний нулю, то генерується сигнал логічної одиниці на виході *РЕ*; якщо рівень сигналу менший нуля, то генерується сигнал логічного нуля. В результаті роботи схеми генерується сигнал керування типу меандр (рис. 5.12), що передається на ключ *К* накопичувача для зміни режиму його роботи.

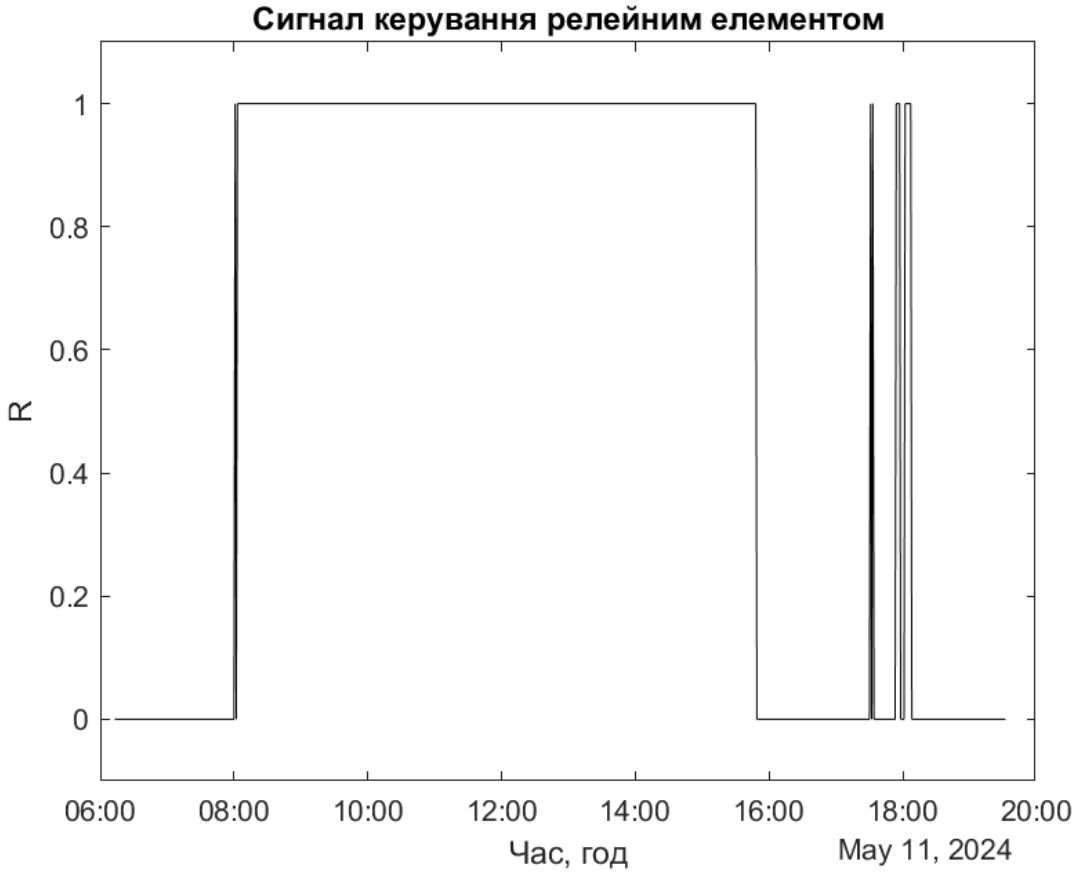


Рис. 5.12. Часова залежність сигналу керування накопичувачем

Якщо значення ентропійної дивергенції джерела перевищує значення ентропійної дивергенції навантаження, накопичувач заряджається, виступаючи в ролі додаткового навантаження. Якщо значення ентропійної дивергенції джерела менше за значення ентропійної дивергенції навантаження, накопичувач

розряджається, виступаючи в ролі додаткового джерела. У випадку, коли ключ завжди замкнутий, накопичувач завжди підключений до системи, і працює у буферному режимі, забезпечуючи роботу установки на основі відновлюваного джерела енергії в режимі відбору максимальної енергії. У випадку, коли ключ завжди розімкнутий, накопичувач відключений від системи.

Описаний спосіб реалізує жорстке керування накопичувачем. Для реалізації м'якого керування задаюче значення зарядно-розрядного струму накопичувача формується відповідно до тренду зміни різниці ентропійних дивергенцій зі сторони джерела та зі сторони навантаження (рис. 5.13).

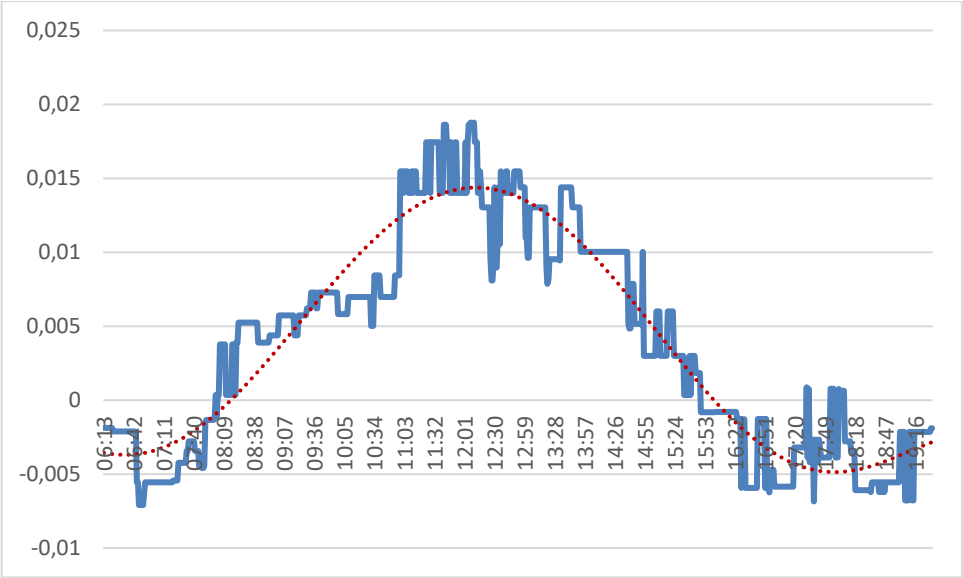


Рис. 5.13. Тренд зміни різниці ентропійних дивергенцій зі сторони джерела та зі сторони навантаження

Зменшення тривалостей інтервалів часу, коли накопичувач є повністю зарядженим або повністю розрядженим досягається: 1) формуванням сигналу керування релейним елементом відповідно до алгебраїчної різниці між ентропійними дивергенціями зі сторони джерела та навантаження при заряді та розряді накопичувача; 2) формуванням задаючого значення зарядно-розрядного струму накопичувача відповідно до тренду зміни різниці ентропійних дивергенцій при заряді та розряді накопичувача; 3) комбінацією цих підходів (жорским керуванням при заряді накопичувача, м'яким керуванням при розряді та навпаки).

Таким чином існують наступні варіанти керування зарядно-розрядним пристроєм накопичувача: 1) жорстке керування як в режимі заряду, так і в режимі розряду; 2) жорстке керування в режимі заряду, м'яке керування в режимі розряду відповідно до тренду зміни різниці ентропійних дивергенцій; 3) жорстке керування в режимі розряду, м'яке керування в режимі заряду відповідно до тренду зміни різниці ентропійних дивергенцій; 4) м'яке керування як в режимі заряду, так і в режимі розряду.

5.3. Імітаційне моделювання електричних процесів в системі з накопичувачем

Комп'ютерне дослідження електромагнітних процесів у локальній системі електроживлення з сонячною батареєю в якості установки на основі відновлюваного джерела енергії та накопичувачем дозволяє провести моделювання за допомогою програмного пакету Matlab R2023a Simulink, який реалізує імітаційне моделювання систем з використанням графічних блоків із заданими параметрами [214].

Схема моделі установки на основі відновлюваного джерела енергії, представленого еквівалентним джерелом напруги з внутрішнім опором, представлена на рис. 5.14.

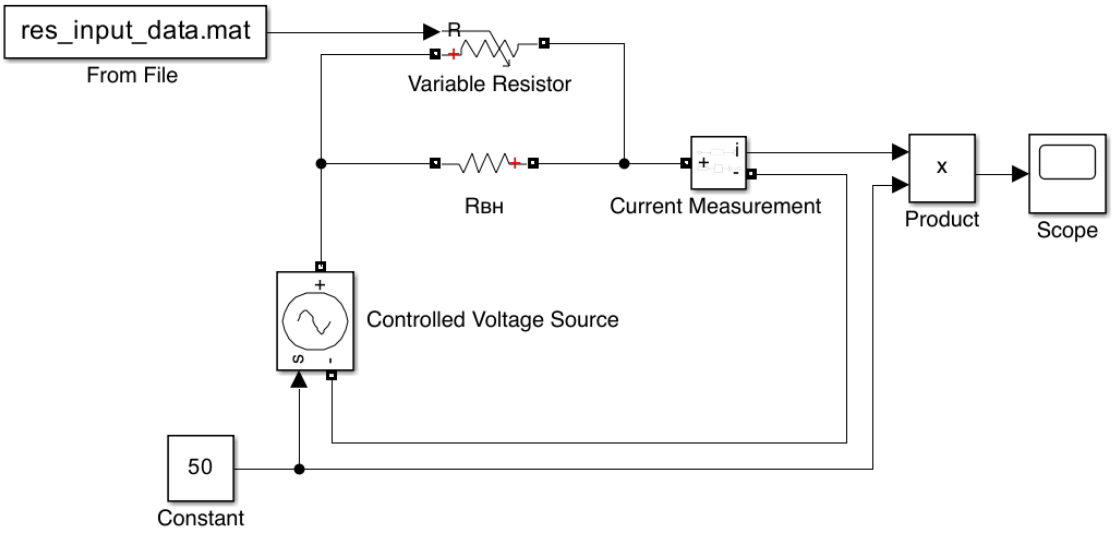


Рис. 5.14. Схема моделі вхідного джерела напруги

Модель містить наступні елементи:

- Controlled voltage source – кероване джерело напруги з внутрішнім опором Rвн = 10^{-10} Ом;

- Variabe resistor – змінний резистор, який приймає значення відповідно до зміни інтенсивності сонячного випромінювання, що записана у файлі res_input_data.mat з блоку From File;

- Product – блок множення;

- Divide – блок ділення;

- Constant, Constant1 – константи;

- Current Measurement – вимірювач миттєвих значень струму;

- Scope – блок для спостереження зміни потужності на виході еквівалентного джерела.

Часова залежність потужності на виході еквівалентного джерела в результаті моделювання наведена на рис. 5.15.

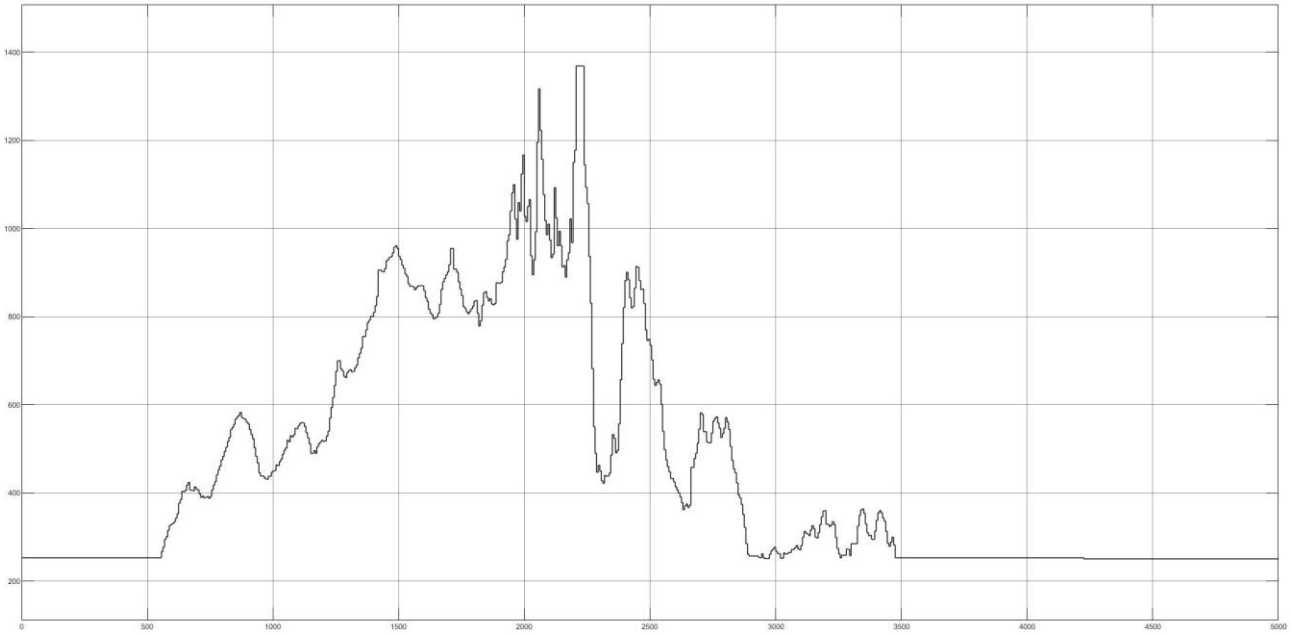


Рис. 5.15. Часова залежність потужності на виході еквівалентного вхідного джерела напруги

Крива, зображена на рис. 5.15 відповідає кривій, побудованій за реальними даними (див. рис. 5.3), що підтверджує адекватність використання запропонованої моделі.

Аналогічно, схема моделі вихідного джерела напруги з внутрішнім опором, що є еквівалентом зміни потужності навантаження відповідно до вказаного закону, представлена на рис. 5.16.

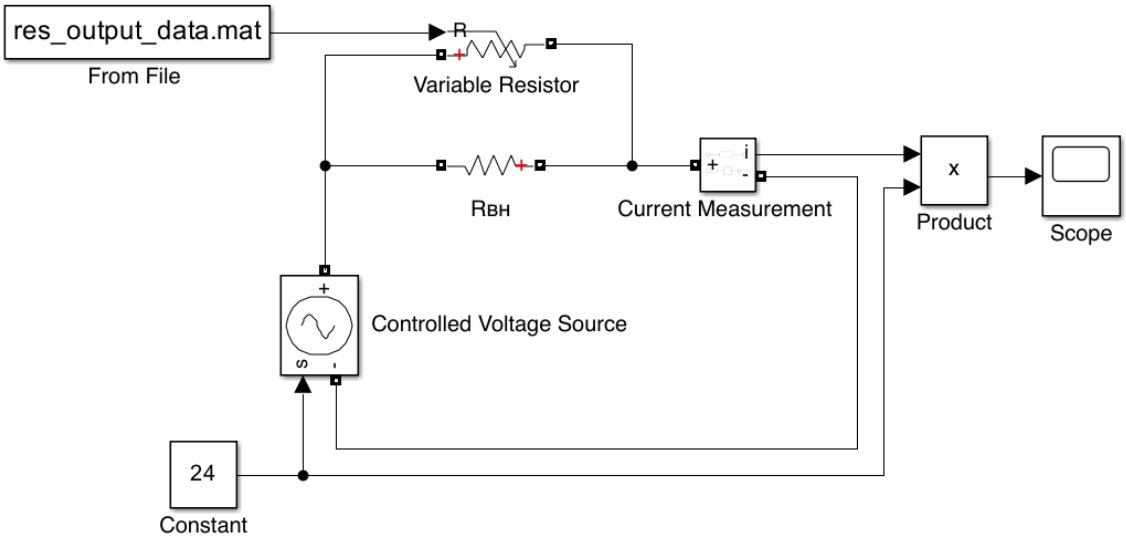


Рис. 5.16. Схема моделі вихідного джерела напруги

Модель містить наступні елементи:

- Controlled voltage source – кероване джерело напруги з внутрішнім опором Rвн = 10^{-10} Ом;

- Variabe resistor – змінний резистор, який приймає значення відповідно до зміни інтенсивності сонячного випромінювання, що записана у файлі res_output_data.mat з блоку From File;

- Product – блок множення;

- Divide – блок ділення;

- Constant – константа;

- Current Measurement – вимірювач миттєвих значень струму;

- Scope – блок для спостереження зміни потужності на виході еквівалентного джерела.

Часова залежність потужності на виході еквівалентного джерела в результаті моделювання наведена на рис. 5.17.

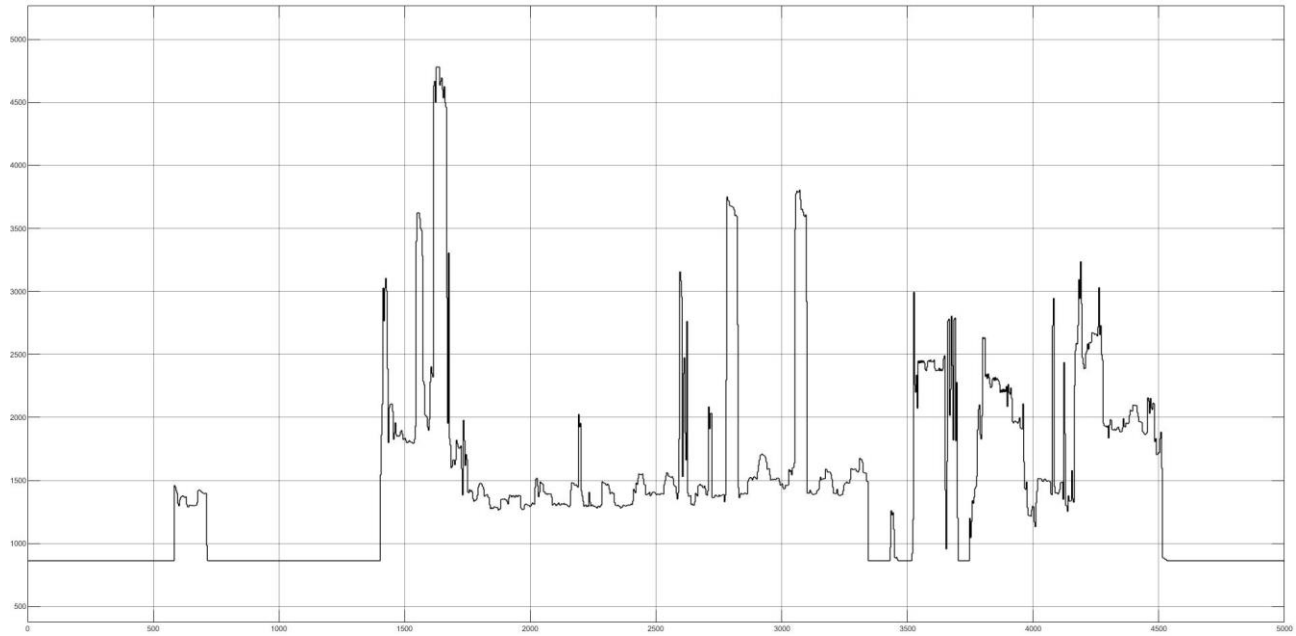


Рис. 5.17. Часова залежність потужності на виході еквівалентного вихідного джерела напруги

Крива, зображена на рис. 5.17 відповідає кривій, побудованій за реальними даними (див. рис. 5.5), що підтверджує адекватність використання запропонованої моделі.

Для підтвердження теоретичних викладок проведено комп’ютерне моделювання роботи системи електроживлення, що складається з сонячної батареї, представленої еквівалентним керованим джерелом напруги, накопичувача з зарядно-розрядним пристроєм та навантаження, схема моделі якої зображена на рис. 5.18. Для спрощення було прийнято, що напруга на виходах сонячної батареї змінюється за лінійним законом (кутовий коефіцієнт 2, постійна складова 30).

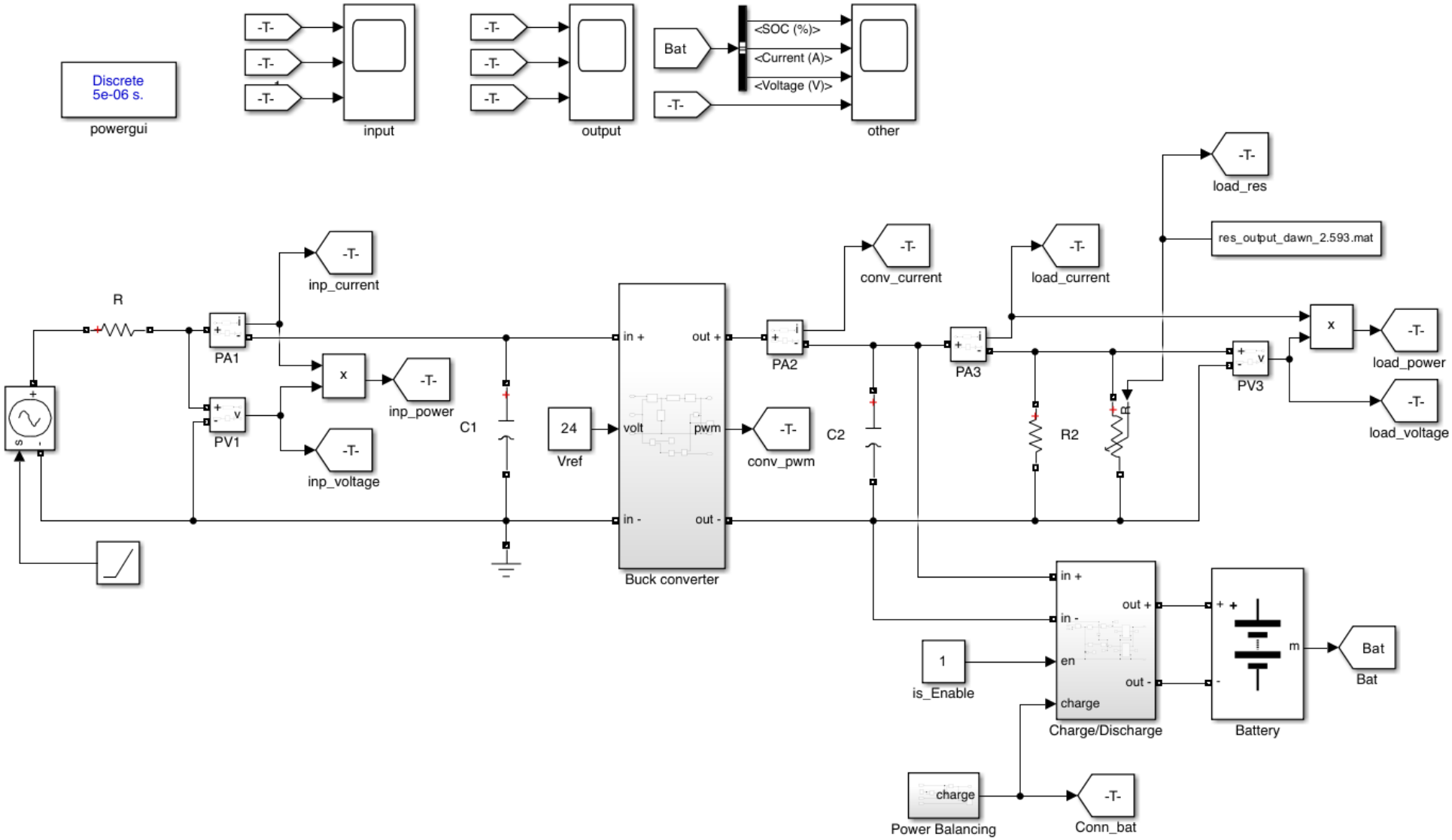


Рис. 5.18. Схема моделі локальної системи електроживлення

На рис. 5.18 позначено:

- Кероване джерело напруги, схема якого зображена на рис. 5.14, та навантаження;

- Buck Converter – понижуючий широтно-імпульсний перетворювач, схема якого зображена на рис. 5.19;

- Ємності C1 та C2 (400 мкФ), які необхідні використовуються в процесі роботи ШІП;

- Зарядно-розрядний пристрій Charge/Discharge, схема якого зображена на рис. 5.20;

- Блок акумуляторних батарей Battery;

- Блок Power Balancing, який реалізовує керування режимом роботи зарядно-розрядного пристрою Charge/Discharge (1 відповідає заряджанню акумулятора, 0 – розряджанню), схема якого зображена на рис. 5.21;

- Блок константи для активації зарядно-розрядного пристрою is_Enable (0 відповідає простою, 1 – робочий режим);

- Блоки для вимірювання миттєвих значень напруги джерела та навантаження (Current Measurement, Voltage Measurement);

- Goto блоки для потреб відлагодження роботи схеми.

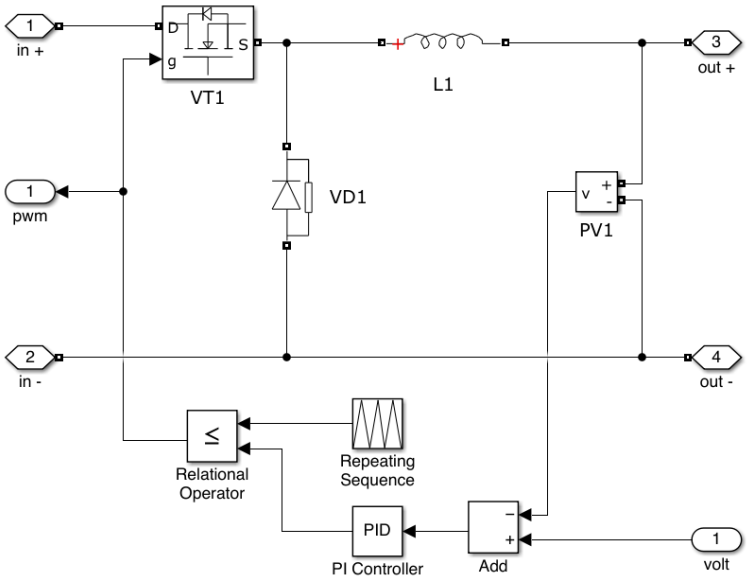


Рис. 5.19. Схема моделі понижуючого широтно-імпульсного перетворювача

Схема моделі понижуючого широтно-імпульсного перетворювача (рис. 5.19) складається з наступних блоків:

- MOSFET транзистора VT1;
- Індуктивності L1 300 мкГн;
- Діода VD1;
- Блоку Add, який використовується для визначення різниці між вихідною та опорною напругою;
- ПІ контролера PI Controller;
- Генератора сигналу трикутної форми Repeating Sequence;
- Блоку порівняння сингалів Relational Operator;
- Блоку осцилографа Scope.

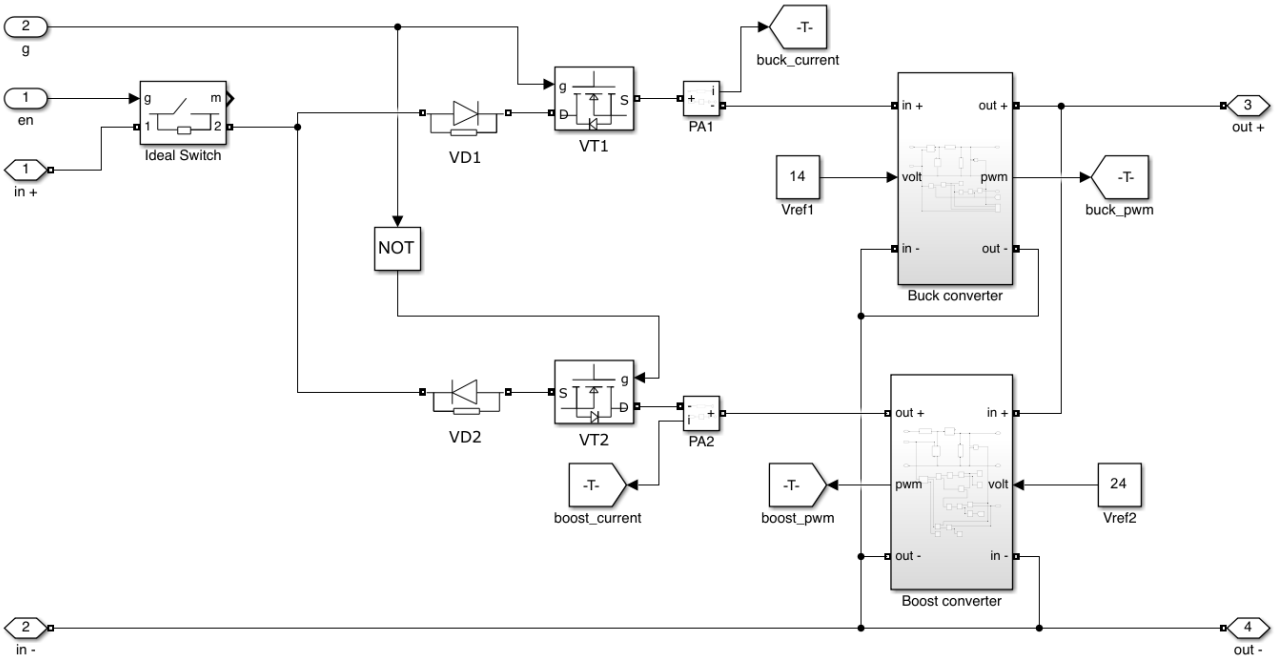


Рис. 5.20. Схема моделі зарядно-розрядного пристрою Charge/Discharge

Схема моделі зарядно-розрядного пристрою Charge/Discharge (рис. 5.20) складається з наступних блоків:

- Ідеального ключа Ideal Switch, який пропускає струм в обидва напрямки;
- Блокуючих діодів VD1 та VD2;
- MOSFET транзисторів VT1 та VT2, які використовуються в ключовому режимі і слугують для вибору режиму роботи пристрою;

- Понижуючого Buck Converter та підвищуючого Boost Converter широтно-імпульсних перетворювачів. Понижуючий перетворювач аналогічний описаному раніше на рис. 5.19. Схема моделі понижуючого та підвищуючого перетворювачів зарядно-розрядного пристрою наведена рис. 5.22 та 5.23 відповідно;

- Блоків вимірювання струму PA1, PA2;

- Блоків констант Vref1, Vref2, які задають опорні значення для широтно-імпульсних перетворювачів;

- Goto блоків для потреб відлагодження роботи схеми.

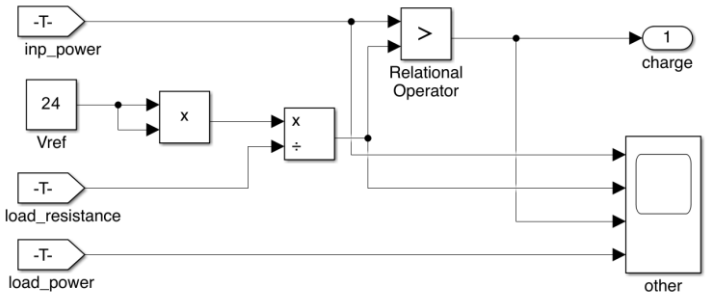


Рис. 5.21. Схема блоку комутації зарядно-розрядного пристрою

Даний блок використовується для вибору режиму роботи зарядно-розрядного пристрою. Логічний сигнал 1 відповідає заряджанню акумуляторної батареї, 0 – розряду. Даний блок складається з тегів, які дозволяють отримувати значення необхідних параметрів для визначення сигналу комутації за допомогою балансування миттєвої потужності джерела та навантаження.

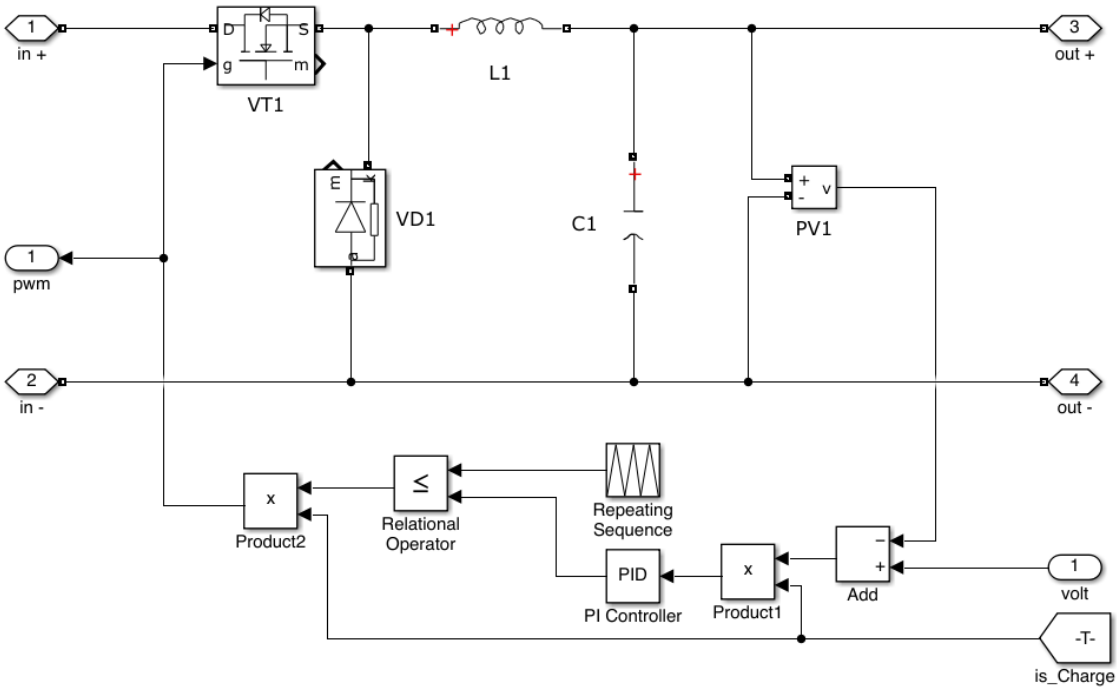


Рис. 5.22. Схема моделі понижуючого перетворювача зарядно-розрядного пристрою

Схема моделі понижуючого перетворювача зарядно-розрядного пристрою загалом повторює понижуючий перетворювач, описаний раніше (рис. 5.19). Відмінність полягає в додатковій ланці захисту, яка зупиняє роботу ПІ контролера та генерацію ШІМ послідовності при заряджанні акумуляторної батареї. Дана ланка складається з наступних блоків:

- Блоку множення Product1, який генерує сигнал, що є добутком різниці опорного та вихідного рівня напруги на сигнал is_Charge;

- Блоку множення Product2, який проводить множення згенерованого ШІМ послідовності на сигнал is_Charge.

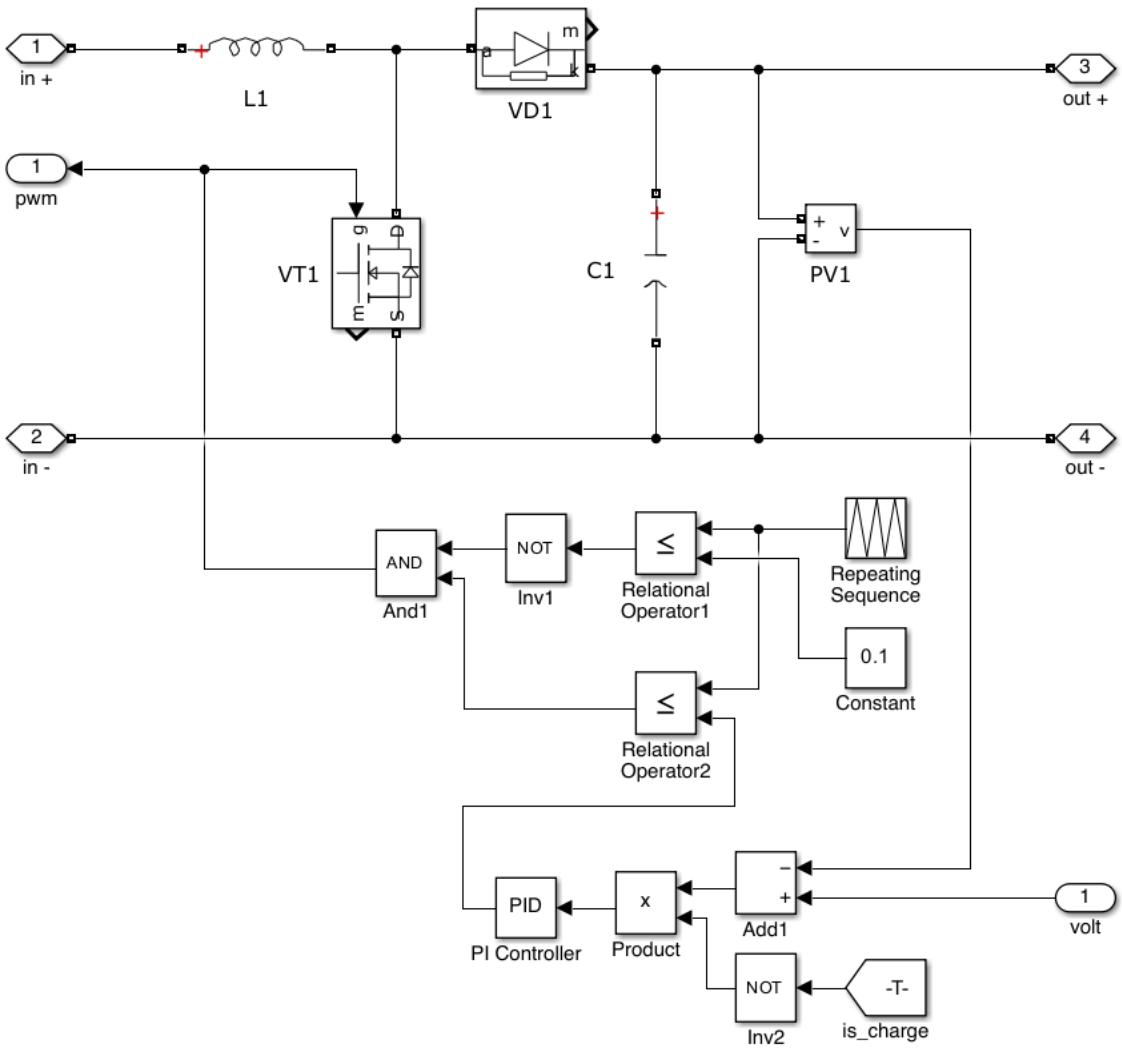


Рис. 5.23. Схема моделі підвищуючого перетворювача зарядно-розрядного пристрою

Схема моделі підвищуючого перетворювача зарядно-розрядного пристрою загалом складається з аналогічних блоків, що й понижуючий перетворювач (рис. 5.22). Додаткова ланка захисту, яка зупиняє роботу ПІ контролера та генерацію ШІМ послідовності при розряджанні акумуляторної батареї складається з наступних блоків:

- Блоку множення Product, який генерує сигнал, що є добутком різниці опорного та вихідного рівня напруги на інвертований сигнал is_Charge;

- Логічного блоку NOT, який реалізовує функцію логічного заперечення.

Також для запобіганню короткому замиканню реалізовано функцію забезпечення максимального значення коефіцієнту заповнення ШІМ послідовності (dead time) [215]. Дана ланка складається з наступних блоків:

- Блоку константи Constant, яка задає значення dead time по відношенню до максимального значення – 1;

- Логічних блоків Inv1 та And1, які генерують ШІМ послідовність з заданим максимальним коефіцієнтом заповнення.

Моделювання проводиться для ранішнього піку споживання. Часові залежності напруги, струму та потужності на виході сонячної батареї зображені на рис. 5.24.

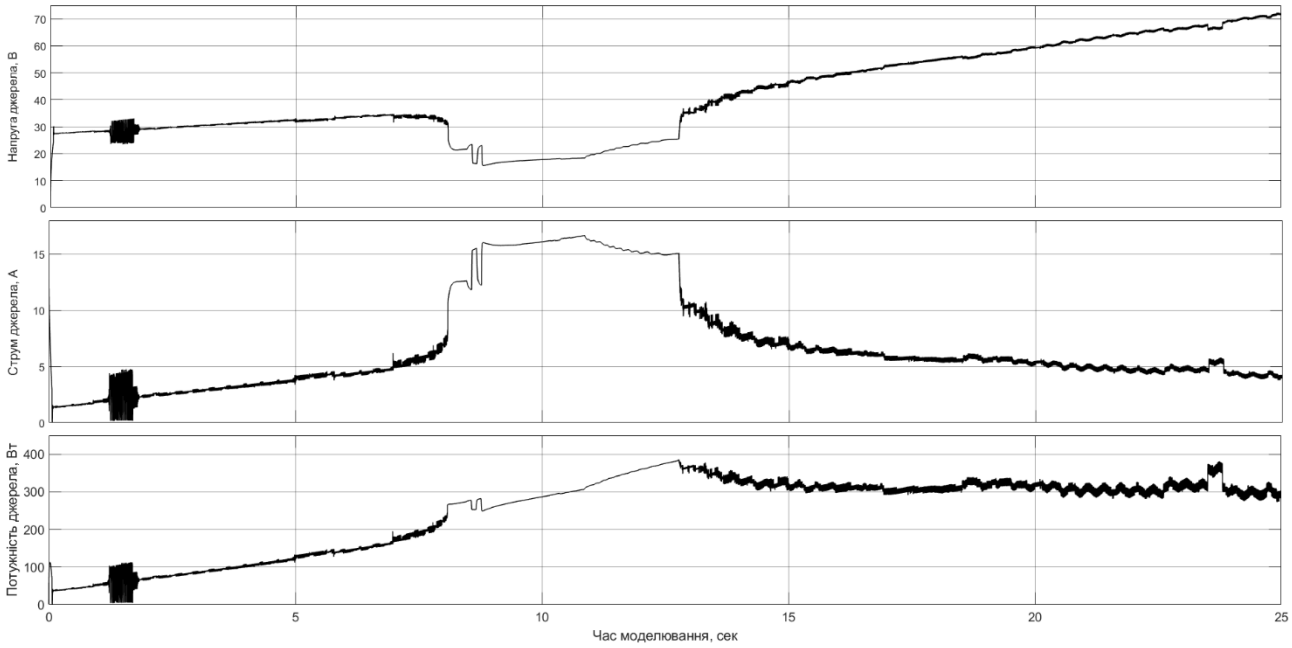


Рис. 5.24. Часові залежності напруги, струму та потужності на виході сонячної батареї

Часові залежності напруги, струму та потужності на навантаженні при використанні підходу, заснованого на балансуванні миттєвих значень потужності навантаження і джерела, зображені на рис. 5.25.

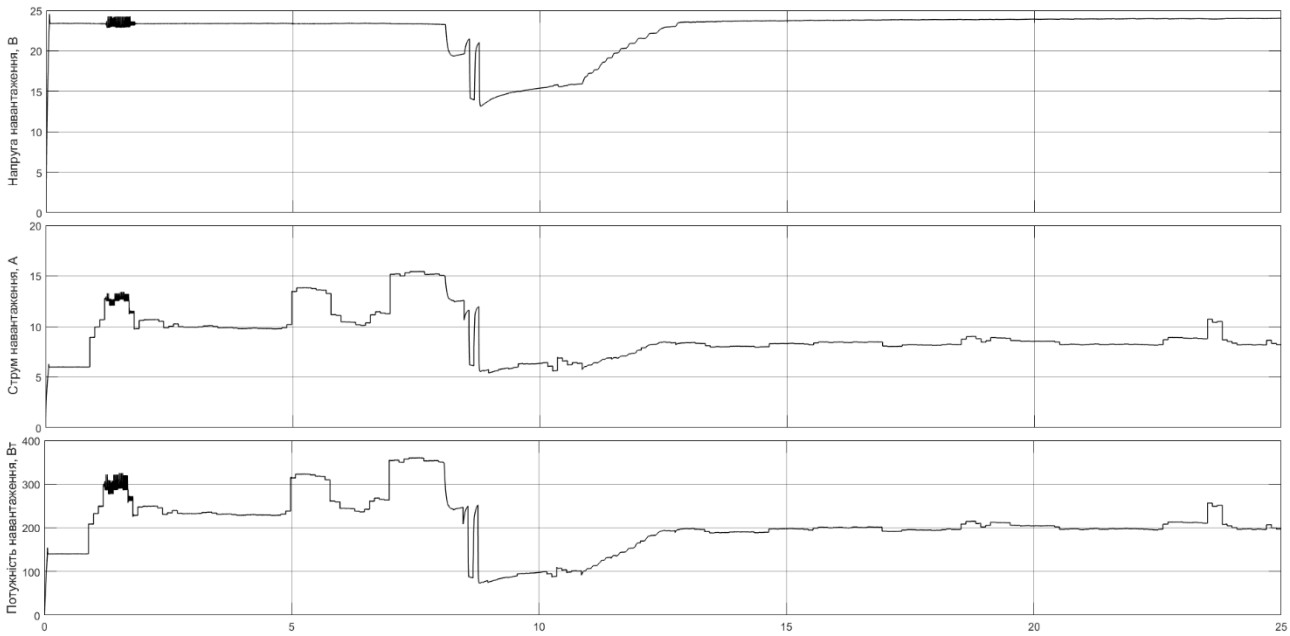


Рис. 5.25. Часові залежності напруги, струму та потужності на навантаженні

На рис. 5.26 зображено часову залежність зміни стану заряду, струм та напругу накопичувача, а також сигнал комутації.

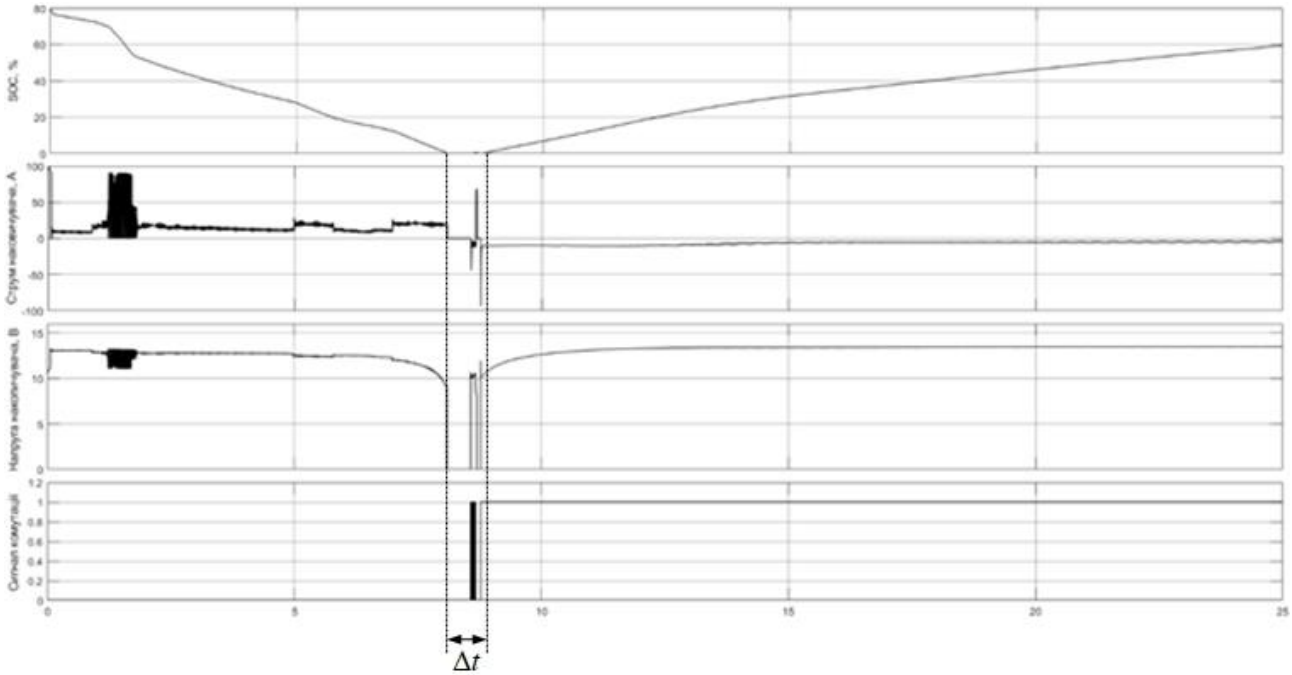


Рис. 5.26. Часова залежність зміни стану заряду, струму розряду, напруги накопичувача, сигналу комутації

Як видно з рис. 5.26, за час моделювання накопичувач повністю розряджений на інтервалі Δt з 7,6 до 8,6 секунд.

Для порівняння використаємо алгоритм комутації накопичувача енергії, який заснований на визначенні різниці ентропійних дивергенцій, який був описаний раніше. Сигнал комутації при цьому зчитується з файлу, а не визначається під час моделювання. Часові залежності напруги, струму та потужності на навантаженні зображені на рис. 5.27.

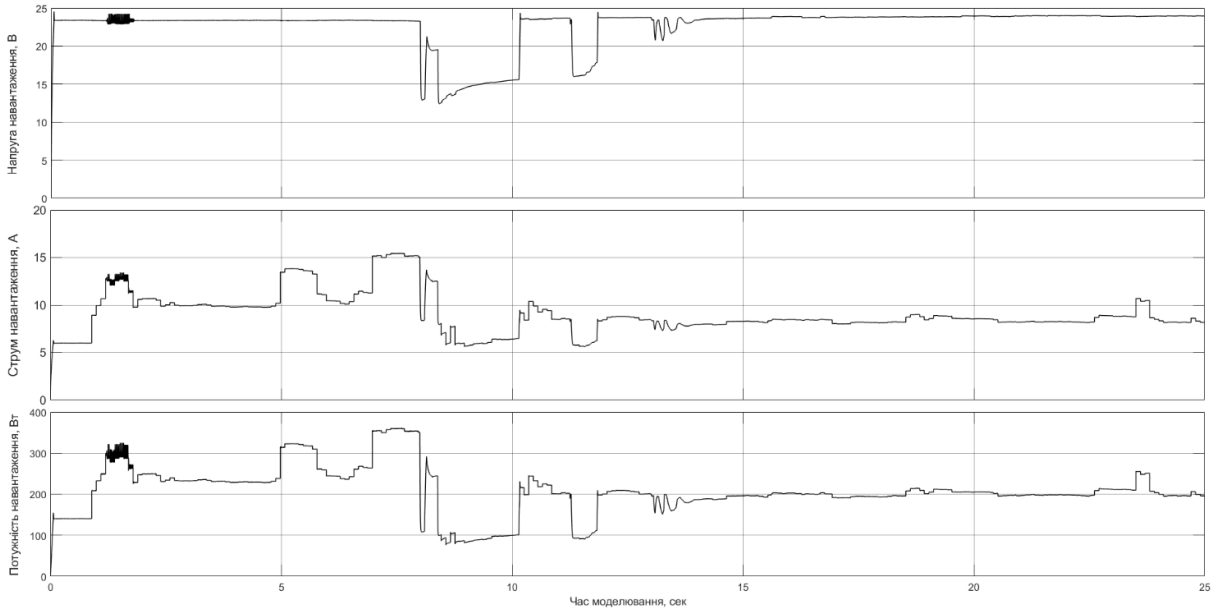


Рис. 5.27. Часові залежності напруги, струму та потужності на навантаженні

Аналогічно, на рис. 5.28 зображено часову залежність зміни стану заряду, струм та напругу накопичувача, а також сигнал комутації.

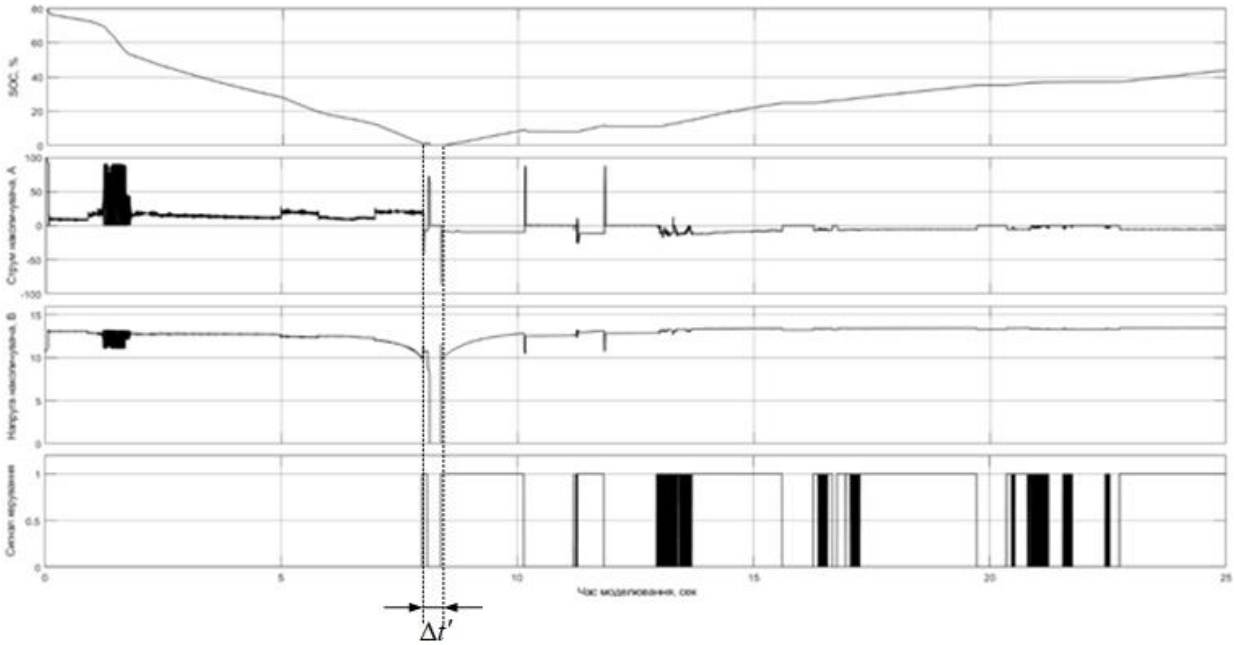


Рис. 5.28. Часова залежність зміни стану заряду, струму розряду, напруги накопичувача, сигналу комутації

З рис. 5.28 видно, що при застосуванні для керування описаного алгоритму на основі визначення різниці ентропійних дивергенцій зменшується тривалість інтервалу часу $\Delta t'$, коли накопичувач повністю розряджений – з 7,6 секунд до 8,1 секунди. Таким чином, застосування описаного алгоритму дозволяє в 2 рази зменшити тривалість інтервалу часу, коли накопичувач є повністю розрядженим.

Застосовуючи міркування, аналогічні п. 3.4, представивши зміну стану заряду накопичувача лінійною функцією (рис. 5.29), розрахувавши площі, обмежені кривими 1 та 2, перейшовши від різниці ΔS між рівнями дії до різниці ΔW між рівнями енергій на відповідних інтервалах, отримуємо $\Delta W = \frac{W_1 - W_2}{W_1} \approx 15\%$ для конкретних параметрів моделі на інтервалі заряду накопичувача. При збільшенні кількості циклів заряду/розряду та тривалості часу повного заряду або розряду накопичувача на інтервалі, що розглядається, різниця між рівнями енергій зменшується. Наприклад, якщо тривалість інтервалів повного заряду або розряду накопичувача складає 20% від загальної тривалості інтервалу, що розглядається, різниця між рівнями енергій скаладатиме 3%.

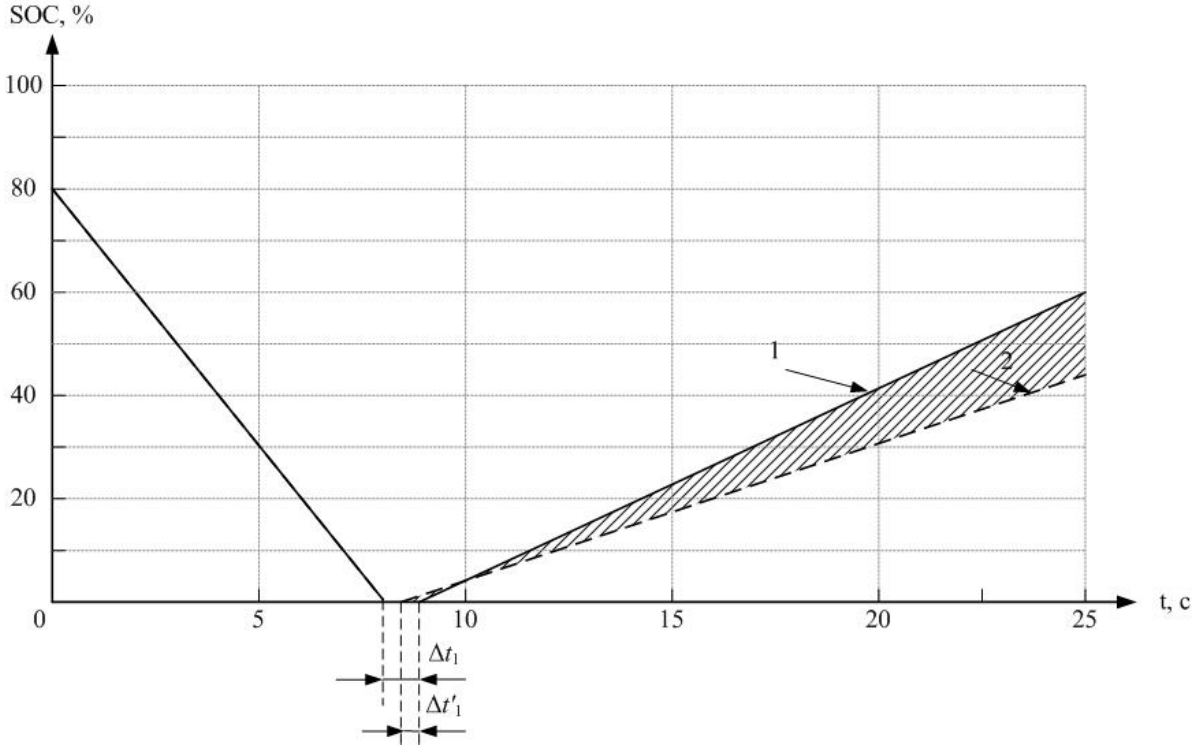


Рис. 5.29. Часова залежність зміни стану заряду накопичувача, представлена лінійними функціями

Таким чином застосування способу керування функцією зарядного струму накопичувача у відповідності до різниці ентропійних дивергенцій дозволяє на 15% підвищити ефективність використання енергії первинного потоку в системі за рахунок зменшення на 50% тривалості інтервалу часу, коли накопичувач є повністю розрядженим.

Врахування фрактальних розмірностей графіків генерації та споживання енергії ($q_Г = 1{,}1476$, $q_Н = 1{,}2166$) за рахунок переходу від розрахунку ентропії Шеннона до розрахунку ентропії Реньї дозволяє отримати наступні графіки часової залежності ентропії потужності джерела та навантаження (рис. 5.30), сигналу блоку визначення алгебраїчної різниці (рис. 5.31) та сигналу керування релейним елементом (рис. 5.32).

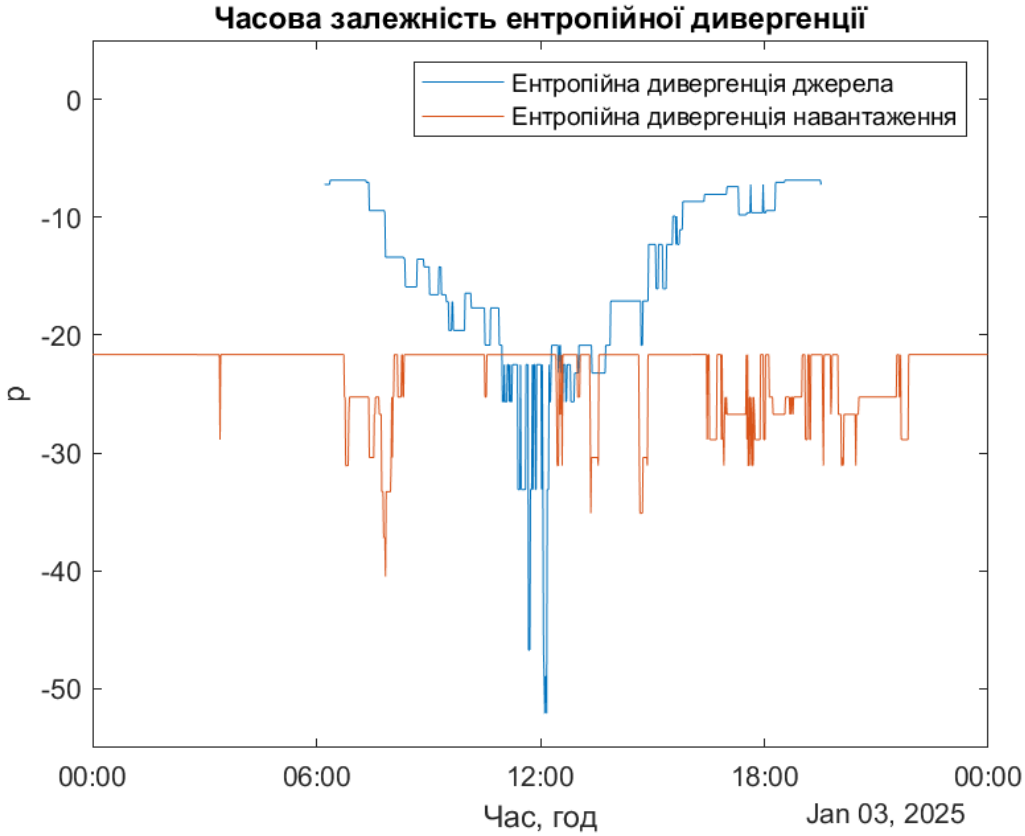


Рис. 5.30. Графік часової залежності ентропії потужності джерела (блакитним кольором) та навантаження (помаранчевим кольором)

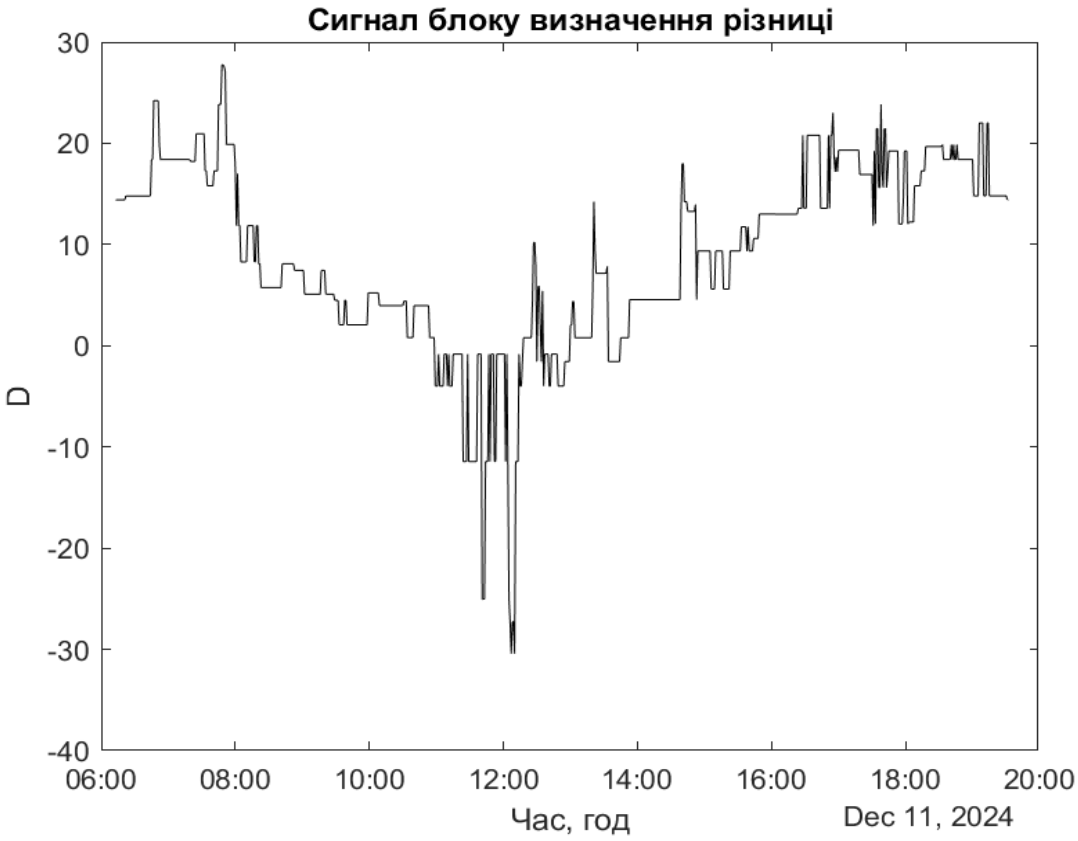


Рис. 5.31. Графік часової залежності сигналу блоку визначення алгебраїчної різниці

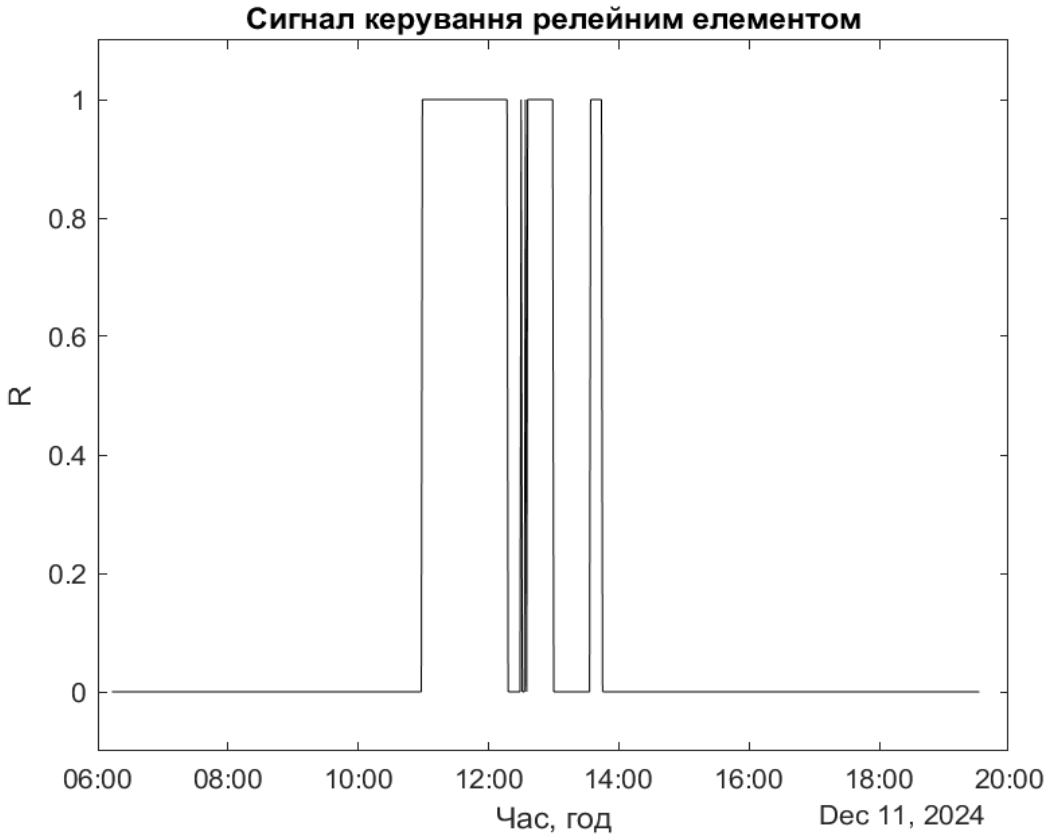


Рис. 5.32. Графік часової залежності сигналу керування релейним елементом

При моделюванні, врахування фрактальних розмірностей графіків генерації та споживання енергії дозволяє отримати наступні часові залежності зміни стану заряду, струму розряду, напруги накопичувача а також сигналу комутації, зображено на рис. 5.33.

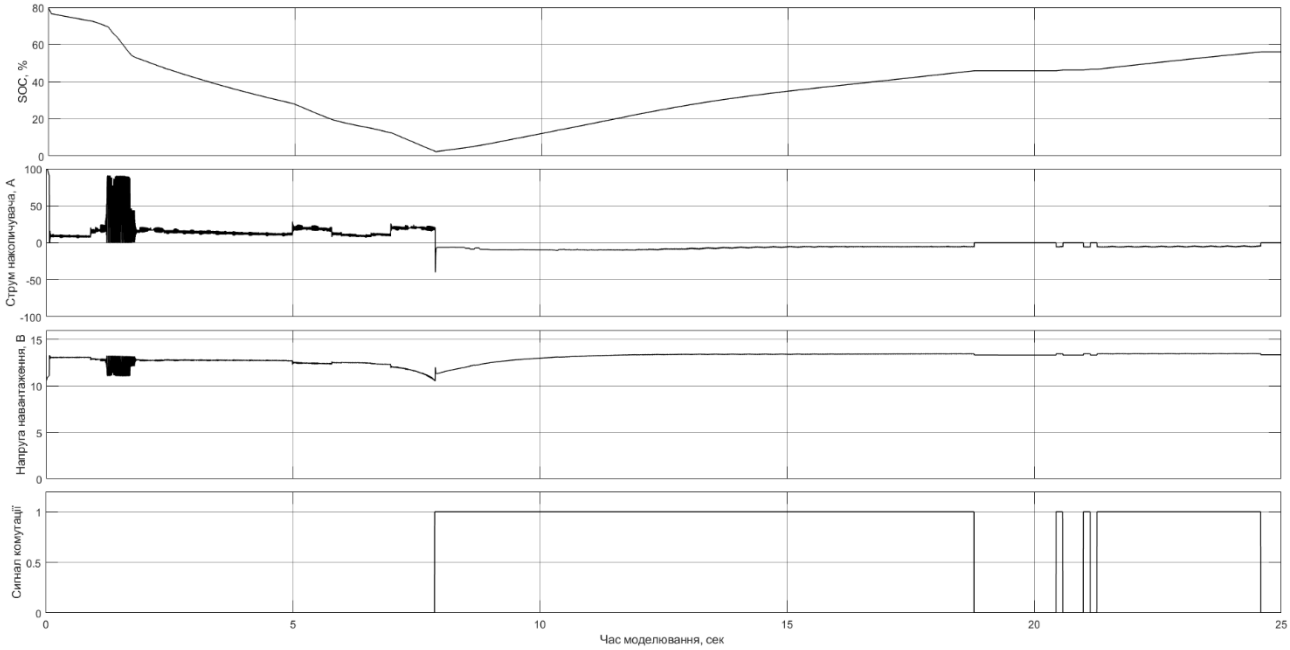


Рис. 5.33. Часова залежність зміни стану заряду, струму розряду, напруги накопичувача, сигналу комутації

З рис. 5.33 видно, що при застосуванні для керування алгоритму на основі визначення різниці ентропійних дивергенцій з розрахунком ентропії Реньї інтервал часу, коли накопичувач повністю розряджений, зникає.

5.4. Узагальнений алгоритм керування локальною системою електроживлення

Спосіб керування зарядно-розрядним пристроєм накопичувача на основі розрахунку різниці ентропійних дивергенцій реалізується за допомогою мікроконтролерної системи керування, функціональна схема і основні компоненти якої представлені на рис. 5.34.

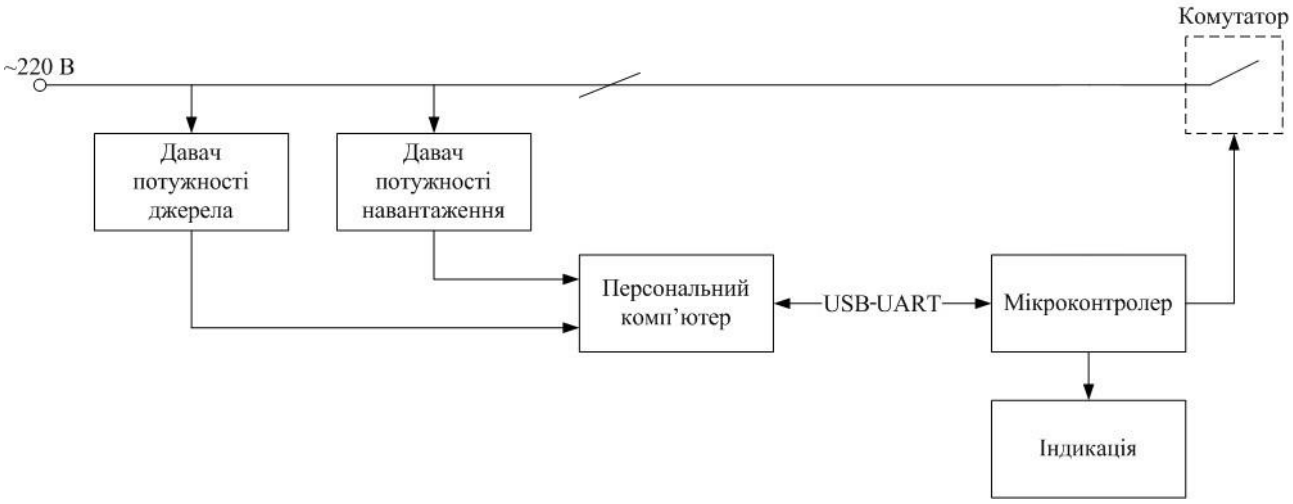


Рис. 5.34. Мікроконтролерна система керування

Комп'ютер виконує роль центрального блоку керування – генерує керуючі сигнали та отримує інформаційні сигнали від мікроконтролера.

Мікроконтролер під'єднується до центрального блоку через перетворювач UART-USB та обробляє інформацію, що надходить від центрального блоку. В залежності від керуючих сигналів комп'ютера відбувається під'єднання накопичувача на режим заряду або розряду через комутатор (у даному випадку – реле). При використанні більше ніж одного мікроконтролера використовується USB-хаб.

Мікроконтролер, який вибирається за адресом в USB мережі, отримує інформацію від центрального керуючого блоку у вигляді 4-байтового керуючого слова, після чого мікроконтролер відпрацьовує отриманий сигнал.

Мікроконтролерна система керування задає ШІМ сигнали певної частоти та скважності для транзисторів перетворювачів. Для того, щоб вихідна напруга підтримувалася більш точно та не залежала від вхідної напруги та вихідного струму, система керування працює зі зворотнім зв'язком по напрузі. Для реалізації задач керування використовується поширена налагоджувальна плата Black Pill з мікроконтролером STM32F401CEU6, призначення виводів якої показано на рис. 5.35 [216].

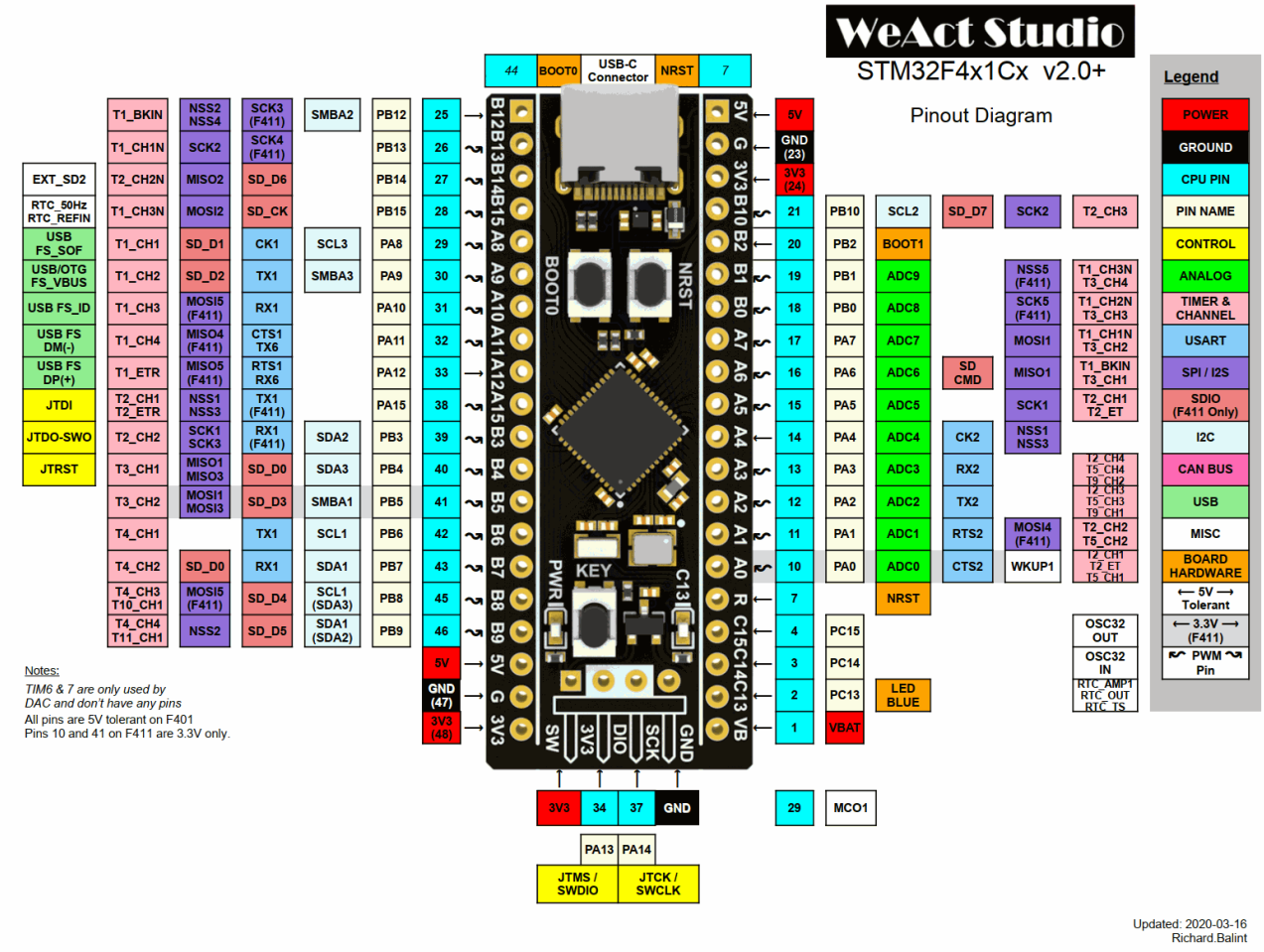


Рис. 5.35. Розпіновка плати Black Pill

Мікроконтролер має наступні характеристики:

- Core: ARM 32-bit Cortex-M4;
- 512 Кбайт Flash пам’яті;
- 96 Кбайт SRAM пам’яті;
- Максимальна частота тактування 84 МГц;
- 3x USART зі швидкістю до 10,5 Мбіт/с;
- 4x SPI зі швидкістю до 42 Мбіт/с;
- 3x I²C;
- 1x SDIO;
- 1x USB 2.0 OTG full speed;
- 2x full duplex I²S до 32-біт/192 КГц;
- 12-розрядний АЦП;
- 10 таймерів, працюючих на частоті до 84 МГц.

На рис. 5.36 зображено схему підключення плати керування.

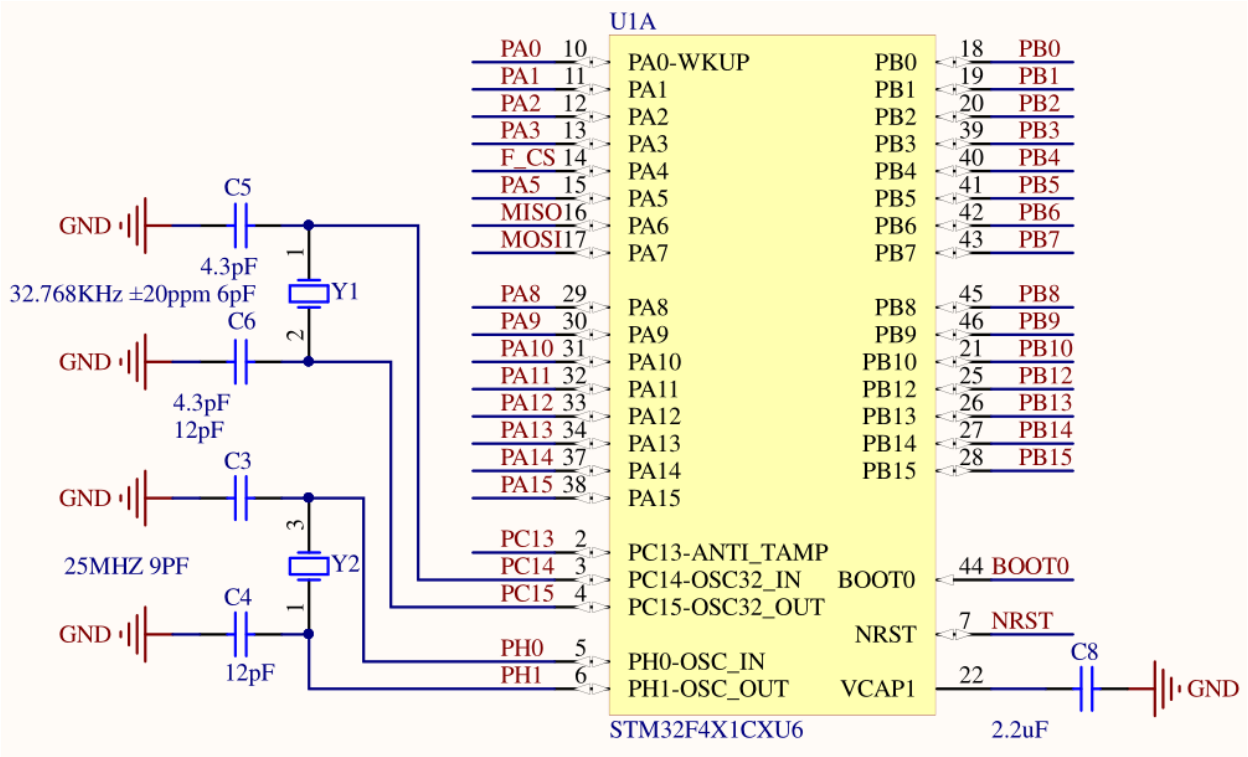


Рис. 5.36. Схема підключення мікроконтролера

Для комунікації з центральним блоком використовується модуль USART1 (піни PA9 – для передачі, PA10 – для прийому).

На рис. 5.37 показано конфігурацію пінів мікроконтролера STM32F401CC.

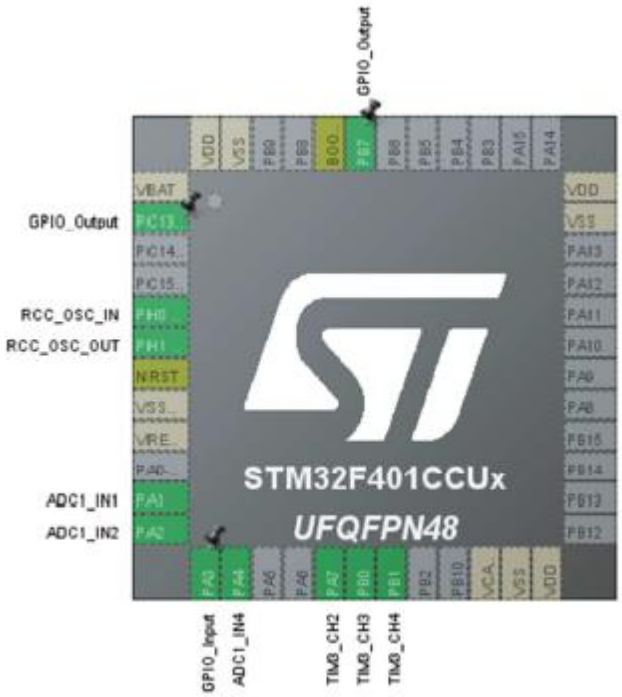


Рис. 5.37. Конфігурація пінів мікроконтролера

Для налаштування частотної конфігурації скористаємося блок-схемою тактування (рис. 5.38). Як видно з блок-схеми, таймери тактуються від шини APB1, а АЦП – від шини APB2.

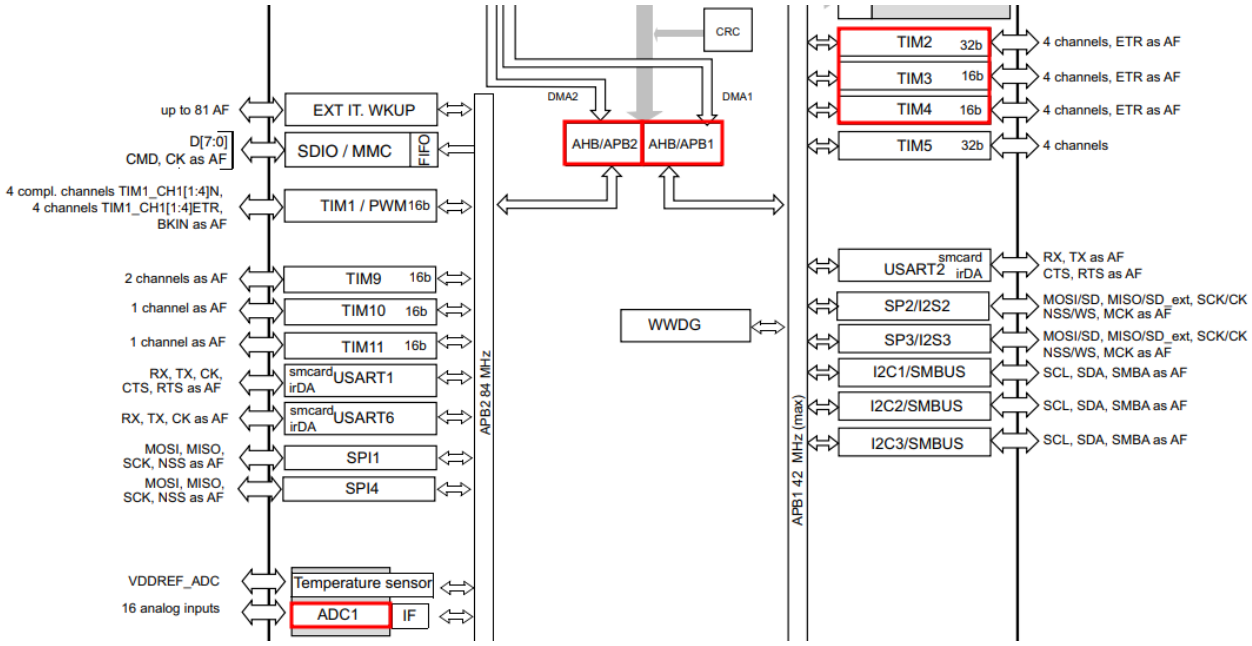


Рис. 5.38. Внутрішня блок-схема тактування мікроконтролера

За допомогою блока PLL, який дозволяє гнучко змінювати вхідну частоту із зовнішнього генератора імпульсів, встановлюється робота шин на рівні 36 МГц, що достатньо для поставленої задачі (рис. 5.39).

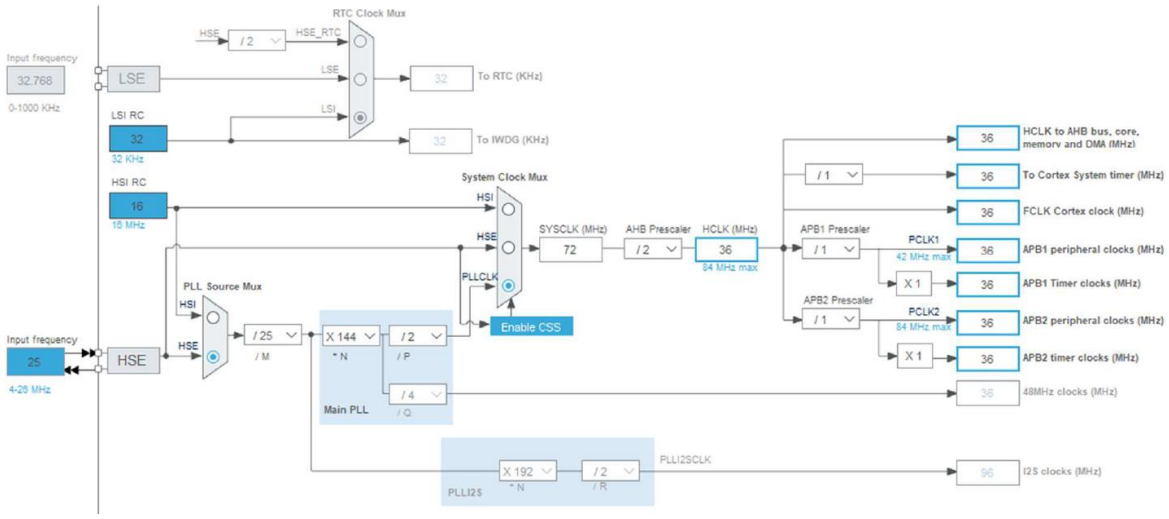


Рис. 5.39. Налаштування частоти роботи

Для генерації ШІМ-сигналу використовуються три канали таймера в режимі PWM Generation.

Для реалізації запропонованого способу керування зарядно-розрядним пристроєм накопичувача було розроблено програмне забезпечення мовою програмування MATLAB та Python, код якого наведено в Додатку Ґ. Початкове діалогове вікно програми зображено на рис. 5.40.

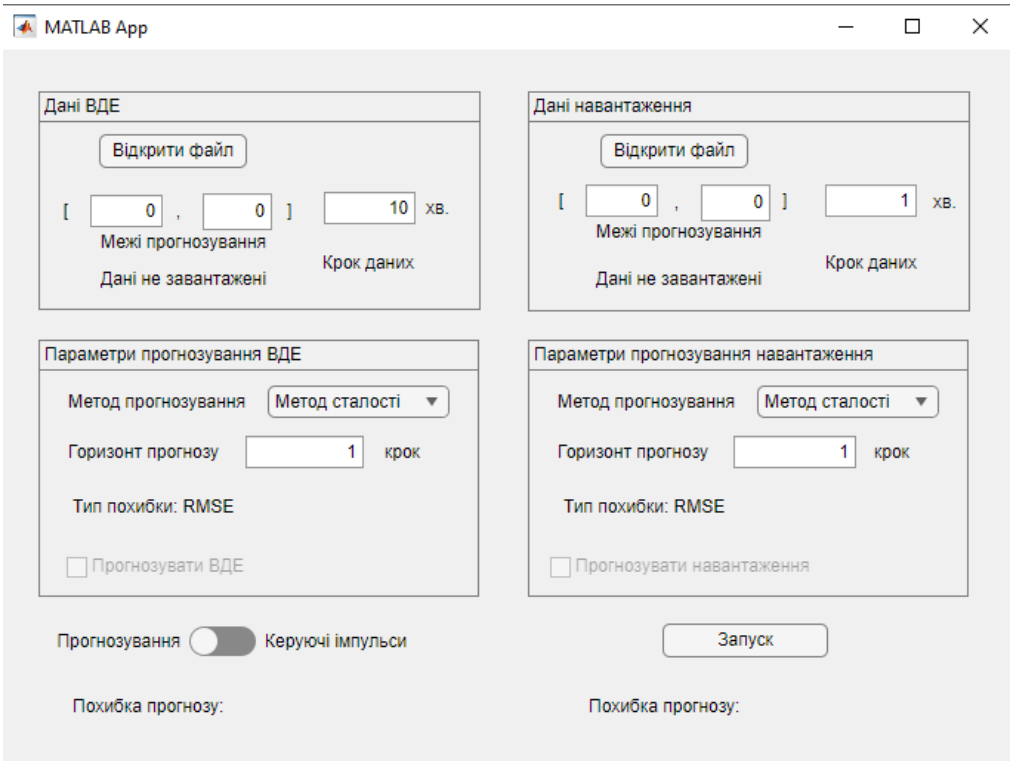


Рис. 5.40. Початкове діалогове вікно програми

Програмне забезпечення складається з трьох блоків, які можуть працювати незалежно один від одного, або послідовно.

Завантаження та обробка даних виконується у блоці «ДАНІ», скріншот роботи якого зображено на рис. 5.41. Після завантаження відбувається відновлення пропусків даних там, де це необхідно (замість відсутніх значень або викидів).

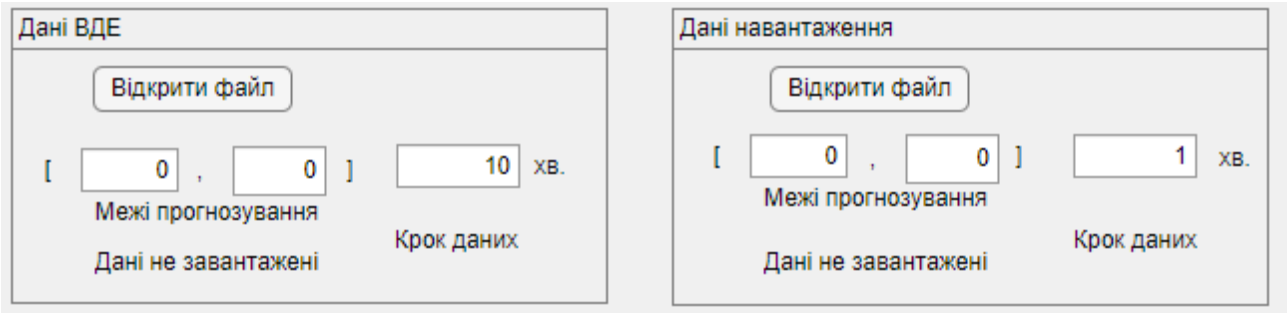


Рис. 5.41. Скріншот роботи блоку «ДАНІ»

Блок «ПРОГНОЗУВАННЯ», скріншот роботи якого зображено на рис. 5.42, дозволяє виконувати прогнозування потужності на виході установки на основі відновлюваного джерела та на навантаженні. Прогнозування може виконуватись окремо для ВДЕ та навантаження, або сумісно.

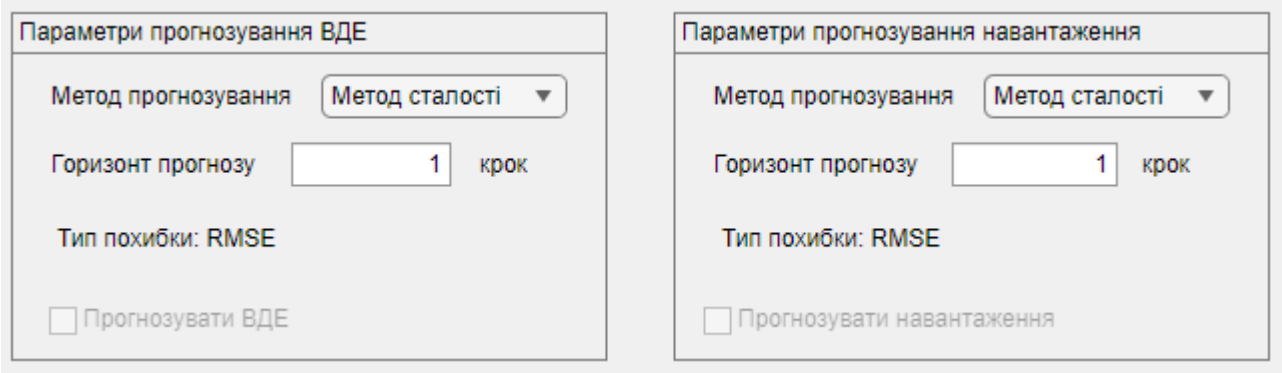


Рис. 5.42. Скріншот роботи блоку «ПРОГНОЗУВАННЯ»

Дані потужності завантажуються з відповідних файлів. Програма дозволяє задати межі прогнозування (у кроках), задати крок дискретизації даних, а також обрати метод та горизонт прогнозу.

Програма дозволяє виконувати прогнозування наступними методами:

- метод сталості;
- метод середнього;
- метод ARIMA (p=4, d=1, q=1).

Також в діалоговому вікні виводиться значення похибки прогнозування зі вказанням її типу окремо для даних відновлюваного джерела та навантаження.

Блок «РОЗРАХУНОК ТА ФОРМУВАННЯ КЕРУЮЧИХ ІМПУЛЬСІВ», активація якого відбувається перемикачем, зображеним на рис. 5.43, дозволяє виконати наступні розрахунки та побудувати відповідні графіки залежностей:

- розрахунок алгебраїчної різниці ентропійних дивергенцій зі сторони джерела та навантаження та формування сигналу керування типу меандр в залежності від знаку алгебраїчної різниці;
- визначення граничного закону розподілу;
- розрахунок імовірностей;
- розрахунок ентропій Шеннона (рис. 5.44);

- розрахунок ентропійних дивергенцій зі сторони джерела та навантаження;

- розрахунок алгебраїчної різниці ентропійних дивергенцій (рис. 5.45);

- формування сигналу типу меандр (рис. 5.46).

Рис. 5.43. Скріншот роботи блоку «РОЗРАХУНОК ТА ФОРМУВАННЯ КЕРУЮЧИХ ІМПУЛЬСІВ»

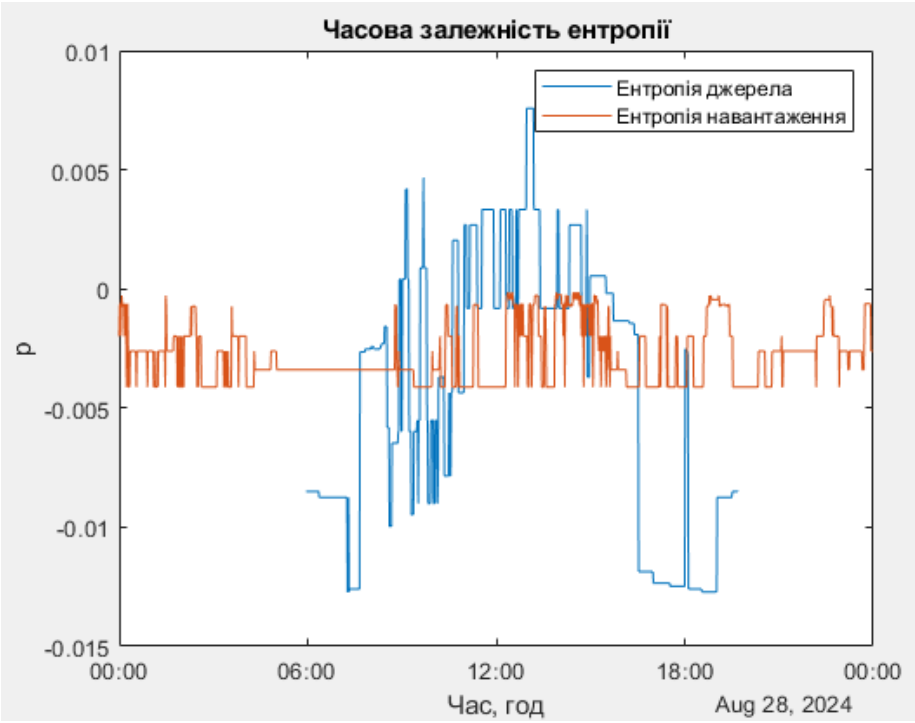


Рис. 5.44. Графік часової залежності ентропії потужності джерела (блакитним кольором) та навантаження (помаранчевим кольором)

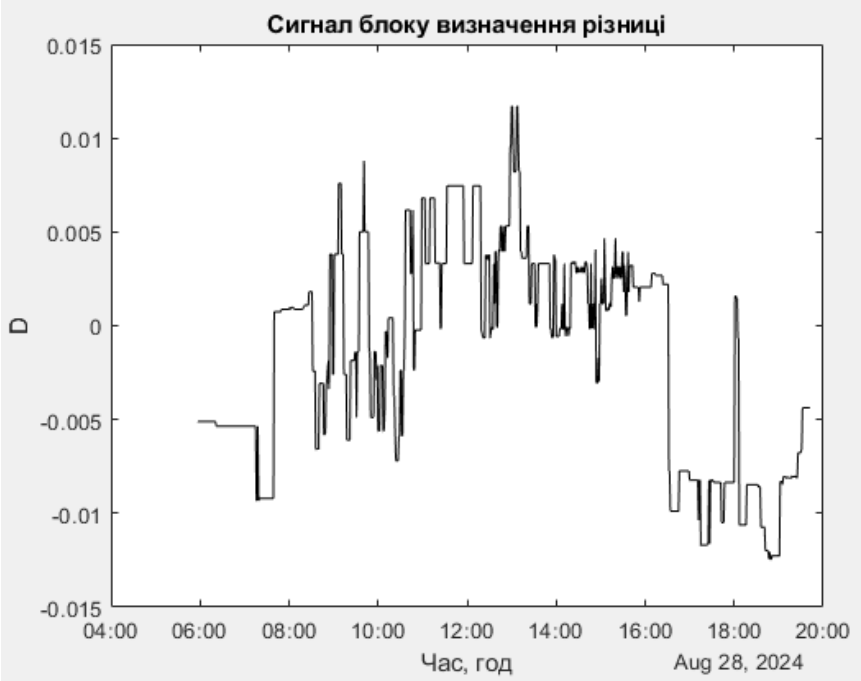


Рис. 5.45. Графік часової залежності сигналу блоку визначення алгебраїчної різниці

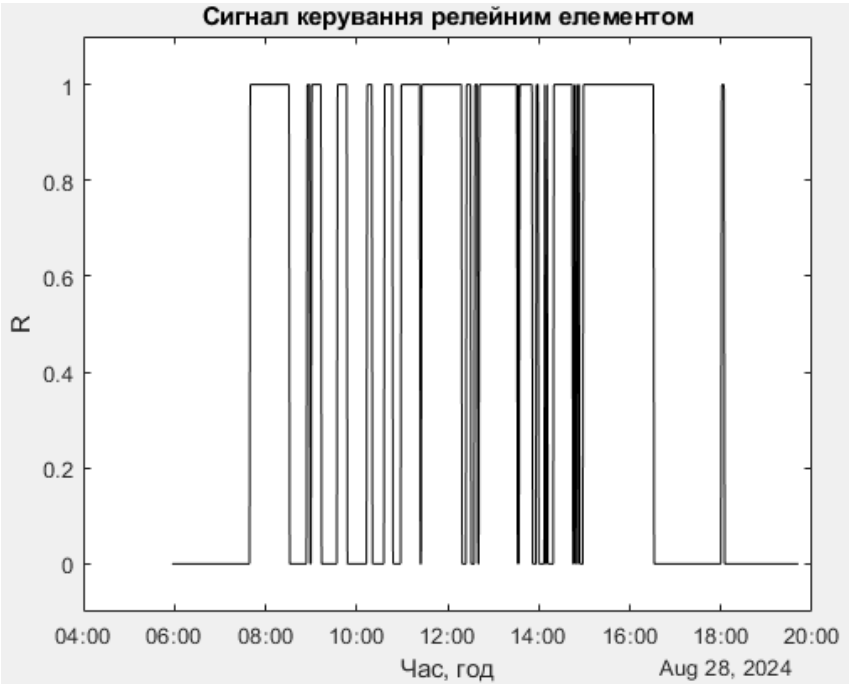


Рис. 5.46. Графік часової залежності сигналу керування релейним елементом

Таким чином, розроблене програмне забезпечення дозволяє виконувати прогнозне керування зарядно-розрядним пристроєм накопичувача у локальній системі електроживлення з установкою на основі відновлюваного джерела енергії на основі розрахунку різниці ентропійних дивергенцій зі сторони джерела

та навантаження та формувати сигнал керування комутатором зарядно-розрядного пристрою в залежності від знаку алгебраїчної різниці.

Оцінимо трудомісткість розрахунку сигналу керування комутатором зарядно-розрядного пристрою накопичувача виходячи з блок-схеми алгоритму керування, наведеної на рис. 5.47.

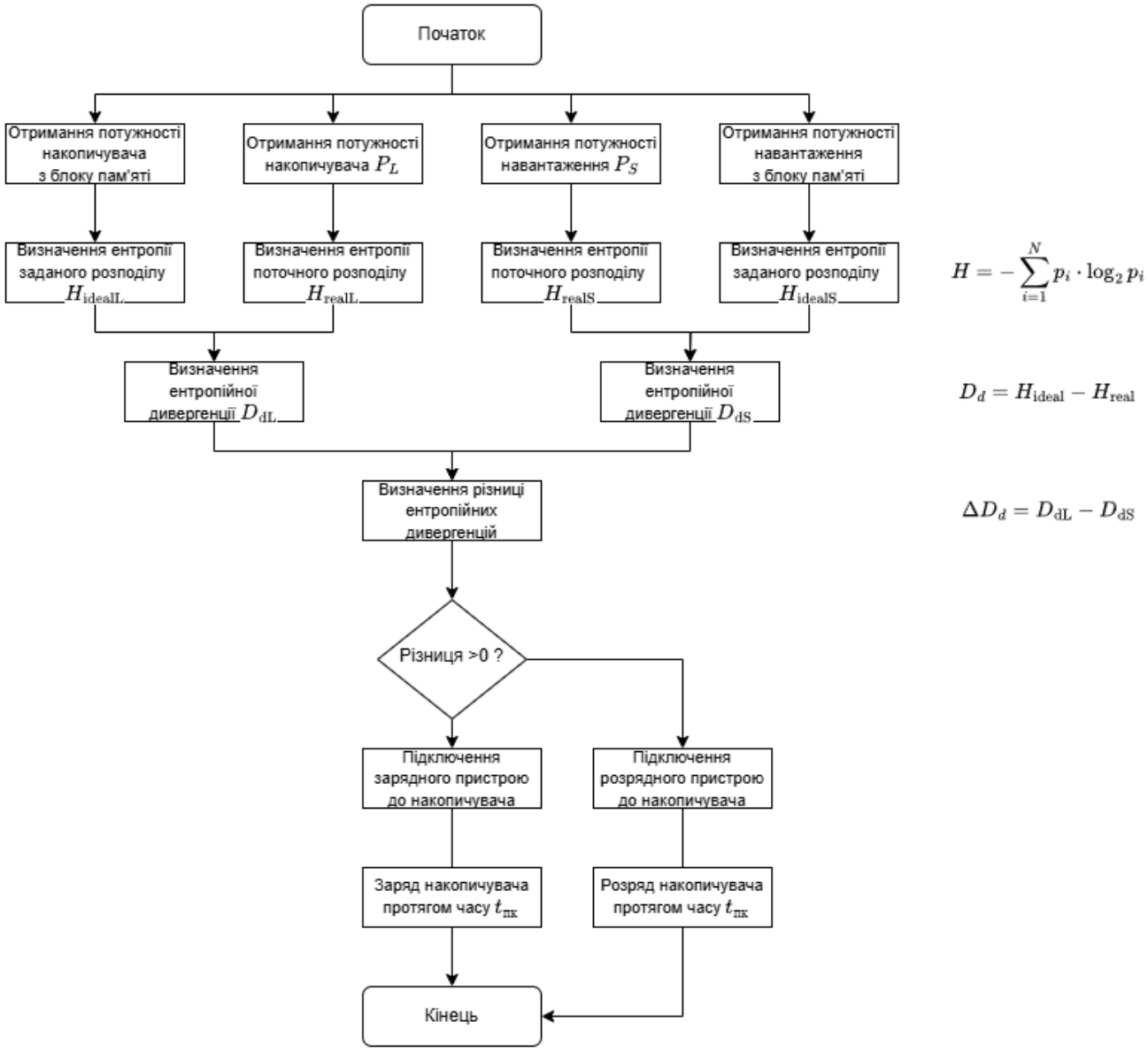


Рис. 5.47. Блок-схема алгоритму керування комутатором зарядно-розрядного пристрою накопичувача

Частота роботи комутатора зарядно-розрядного пристрою накопичувача $f_{пк}$ вибирається виходячи з бажаної величини флуктуацій значень потужності,

які будуть враховані при керуванні накопичувачем. При цьому час розрахунку керуючого сигналу має бути таким, щоб ним можна було знехтувати: $t \ll t_{пк}$.

Час розрахунку ентропії Шеннона складає:

$$t_H(N) = N \cdot \left(t_{read} + t_{pi} + t_{\log} + t_{prod} + t_{add}\right) + t_{sub},$$

де N – кількість доданків у формулі розрахунку ентропії Шеннона; t_{read} – час зчитування значення потужності з памяті або давача; t_{pi} – час розрахунку імовірностей, $t_{\log}$ – час розрахунку логарифму, t_{prod} – час розрахунку добутку, t_{add} – час розрахунку суми, t_{sub} – час розрахунку різниці.

Кількість доданків у формулі розрахунку ентропії залежить від вибору інтервалу часу, протягом якого розподіл даних вважається сталим та частоти роботи пристрою керування.

Час розрахунку різниці ентропій складає:

$$t_D(N) = t_{Hideal}(N) + t_{Hreal}(N) + t_{sub},$$

де $t_{Hideal}(N)$ – час розрахунку ентропії заданого розподілу; $t_{Hreal}(N)$ – час розрахунку ентропії поточного розподілу.

У випадку кешування значень заданого розподілу час розрахунку ентропії заданого розподілу дорівнює часу зчитування значення потужності з памяті або давача:

$$t_{Hideal}(N) = t_{read}.$$

Час розрахунку ентропійної дивергенції складає:

$$t_{\Delta D}(N) = t_{DL}(N) + t_{DS}(N) + t_{sub},$$

де $t_{DL}(N)$ – час розрахунку різниці ентропій зі сторони навантаження, $t_{DS}(N)$ – час розрахунку різниці ентропій зі сторони джерела.

Час розрахунку сигналу керування складає:

$$t(N) = t_{\Delta D}(N) + t_{SL} + t_{SS},$$

де t_{SL} – час збереження поточного значення потужності навантаження, t_{SS} – час збереження поточного значення потужності джерела.

Поточні значення потужності зберігаються для використання протягом наступного інтервалу роботи пристрою керування $t_{пк}$.

Оцінимо кількість математичних операцій при використанні формули ентропії Шеннона: додавання і віднімання – $f(N)=2\cdot(5N+1)+1+2=10\cdot N+5$; взяття логарифму – $f(N)=2\cdot N$, зчитувань з пам'яті – $f(N)=2\cdot N$.

Складність алгоритму є лінійною:

$$f(N)=O(N),$$

тому час його роботи залежить лише від кількості доданків у формулі розрахунку ентропії Шеннона при розрахунку ентропійної дивергенції та частоти роботи процесора.

При $N=240$ ($f_{пк}=\frac{1}{10хв}$) при реалізації алгоритму керування на процесорі STM32, що має підтримку апаратного множення, та використовуючи для розрахунків двійковий логарифм, що зводить операцію взяття логарифму до операції побітового зсуву, кожна операція буде виконуватися за 1 такт роботи процесора, а необхідна кількість тактів є рівною 3365. Мікроконтролер STM32F103C6T6 має частоту процесора 72 МГц, тому час роботи алгоритму для розрахунку сигналу керування складає приблизно 46,7 мкс.

Отже складність алгоритму керування комутатором зарядно-розрядного пристрою накопичувача прямує до мінімально можливої теоретичної межі $O(N)$.

Висновки до розділу 5

1. Розроблений спосіб керування накопичувачем енергії у локальних системах електроживлення з установками на основі відновлюваних джерел енергії з врахуванням імовірнісних характеристик потоків первинної енергії та навантаження дозволяє підвищити ефективність його роботи за рахунок зменшення тривалостей інтервалів часу, коли накопичувач повністю заряджений або повністю розряджений.

2. Зменшення тривалостей інтервалів часу, коли накопичувач є повністю зарядженим або повністю розрядженим досягається шляхом формування сигналу керування релейним елементом відповідно до алгебраїчної різниці між ентропійними дивергенціями зі сторони джерела та навантаження.

3. Комп'ютерне дослідження електромагнітних процесів у локальній системі електроживлення з сонячною батареєю в якості установки на основі відновлюваного джерела енергії та накопичувачем за допомогою програмного пакету Matlab R2023a Simulink підтвердило правочинність використання запропонованих математичних моделей.

4. Розроблене програмне забезпечення дозволяє виконувати прогнозне керування зарядно-розрядним пристроєм накопичувача у локальній системі електроживлення з установкою на основі відновлюваного джерела енергії на основі розрахунку різниці ентропійних дивергенцій зі сторони джерела та навантаження та формувати сигнал керування комутатором зарядно-розрядного пристрою в залежності від знаку алгебраїчної різниці.

5. Складність алгоритму керування комутатором зарядно-розрядного пристрою накопичувача прямує до мінімально можливої теоретичної межі $O(N)$.

РОЗДІЛ 6. ПЕРСПЕКТИВИ КЕРУВАННЯ ПРОЦЕСАМИ ГЕНЕРАЦІЇ, НАКОПИЧЕННЯ ТА СПОЖИВАННЯ ЕНЕРГІЇ

Поряд із традиційними принципами керування локальними системами електроживлення з установками на основі відновлюваних джерел енергії використовуються новітні засади керування, що дозволяють врахувати модернізацію інфраструктури існуючих систем, а також реалізувати протидію негатичним явищам.

6.1. Принцип преемптивного керування

Для забезпечення окремих соціальних і соціально-географічних утворень електроенергією раціональним і в багатьох випадках єдино можливим рішенням є розподілена генерація, як частина тренда світового розвитку та енергетична база концепції Microgrid [219]. Технічний рівень реалізації енергетичної та інформаційної платформ Microgrid залежить від охоплюваного простору, кліматичних умов, кількості та щільності населення, якість життя якого, в свою чергу, безпосередньо визначається як рівнем електроенергії, що приходиться на одну людину, так і ефективністю роботи Microgrid. Яскрава ілюстрація майбутнього подібних систем відображена в пропозиції Марка Якобсона (співробітник інституту в Стенфорді), яка полягає у переведенні 20-мільйонного штату Нью-Йорк на установки на основі відновлюваних джерел енергії [220]. Передбачається, що подібна система може включати в себе близько 17 тисяч вітрових електростанцій потужністю 5 МВт, близько 400 геліоколекторів потужністю 100 МВт, більше 800 фотоелектричних станцій потужністю 50 МВт, близько 5 мільйонів сонячних джерел по 5 кВт, приблизно 500 тисяч сонячних джерел по 100 кВт, об’єднання яких в одну мегалокальну систему з додатковим використанням геотермальних джерел та гідроелектростанцій забезпечить Нью-Йорк необхідною енергією.

До основних ознак, що визначають розвиток енергетичної платформи Microgrid та соціально-технічної структури суспільства, належать: 1) об’єднання

генеруючих пристроїв в певний жорстко визначений або віртуальний вузол розподіленої генерації; 2) формування фізичних каналів обміну енергією з комутуючими вузлами для забезпечення шляхів ефективного і гнучкого трансферу енергії; 3) розвиток «ринку енергії», що діє всередині сформованої спільноти; 4) створення умов підвищення когнітивності системи; 5) створення всеохоплюючої системи керування генерацією, накопиченням і трансфером енергії, яка постійно адаптується; 6) реалізація посекундної тарифікації енергії в окремих вузлах розподіленої генерації, що є визначальним аспектом управлінських можливостей індивідуума, оскільки це безпосередньо впливає на ефективність процесів продажу та купівлі енергії; 7) формування спільноти багатьох індивідуумів, які є одночасно власниками та користувачами самостійних технічних складових локальних систем електроживлення.

Тому необхідно розкрити основні принципи, що впливають на формування, існування та розвиток соціально-технічної структури суспільства та визначити умови застосування преемптивного керування енергетичною платформою Microgrid [221].

Для існування нової соціально-технічної системи та забезпечення добробуту як окремих членів, так і спільноти в цілому, необхідним є вирішення наступних питань:

1) які напрямки розвитку і трансформації спільноти, заснованої на єдиній всеохоплюючій енергоінформаційній платформі «інтернету речей» з енергетикою всіх для всіх?

2) як впливає на розвиток індивідуума і спільноти енергетичне і інформаційне середовище, що складається з індивідуумів, соціально-економічних і соціально-технічних груп?

3) які особливості структури і процесу керування системою, яка є основою «ринку енергії», що діє в даному середовищі?

4) які індикатори визначають стан і напрямок розвитку суспільства, базою якого є сукупне і індивідуальне володіння енергетичною платформою, а також сукупна і індивідуальна участь в розподілі і обміні енергією?

Структурування спільноти, що базується на загальній енергоінформаційній платформі, засноване на формуванні соціально-технічних груп, подвійна структура яких – людина і пов'язана з нею енергоінформаційна платформа – розглядається і як ресурс, і як фактор формування спільноти, що визначає необхідність застосування нових підходів у керуванні системою.

Передумовою застосування преемптивного керування до енергетичної платформи Microgrid є розгляд об'єктів, рівнів та стратегій керування, а також основних принципів, які визначають особливості цих стратегій.

Формування, розвиток і структурування спільноти, якій притаманна подвійність (ресурс і фактор), визначаються трьома складовими: по-перше, фізико-технічними властивостями енергетичної та інформаційної платформ; по-друге, соціальними властивостями окремих соціально-технічних груп і спільнот; по-третє, когнітивними, психічними і емоційними якостями індивідуумів, що мають доступ до енергетичних і інформаційних інструментів.

Достатні умови функціонування системи в цілому визначаються наявністю розподіленої в часі і просторі системи керування, яка: ставить у відповідність один одному порядок взаємодії ієрархічних технічних та соціальних структур; визначає послідовність дій; здійснює вибір цілей, критеріїв та методів прийняття рішень. В силу своєї глобальності система об'єднує і реалізує три принципи керування: централізоване, децентралізоване та комбіноване [222], які базуються на наступному.

По-перше, це аналог принципу невизначеності Гейзенберга, який щодо фізичних явищ вказує на неможливість довільно точного частотно-часового подання сигналу. Для енергетичної частини системи, що розглядається, це виражається в обмеженні виду:

$$\Delta W \cdot \Delta t \cdot \Delta V \le C_W, \tag{6.1}$$

де величини C_W, як деякі константи, можуть трактуватися як середньоквадратичне відхилення: енергії ΔW; часового інтервалу Δt; координат за об'ємом простору ΔV, в області якого відбувається перетворення потоку первинної енергії.

По відношенню до інформаційної частини обмеження приймає наступний вигляд:

$$\Delta I \cdot \Delta t \cdot \Delta V \leq C_I, \tag{6.2}$$

де ΔI – середньоквадратичне відхилення обсягу та/або якості інформації, що використовується для прийняття рішення та одержується за певний часовий інтервал Δt від різних джерел, розташованих в певному об'ємі простору ΔV. Дія аналогу принципу Гейзенберга вказує на обмежену точність прийняття рішення і на можливість накопичення помилки при тривалій роботі, що визначає необхідність формування спеціальних керуючих впливів, які мінімізують негативні прояви.

Причому показники позитивного розвитку суспільства C_W та C_I потребують соціально-економічного обґрунтування та повинні бути більші за деяку величину, що свідчить про те, що система знаходиться у русі.

По-друге, це принцип синергетичного розвитку [223]. Поняття синергетичної структури по відношенню до соціально-технічної спільноти розглядається як стан, що виникає в результаті багатоваріантної та неоднозначної поведінки багатоелементних структур та/або багатофакторних середовищ, визначає необхідність генерації керуючих впливів, які забезпечують формування вектора позитивної спрямованості розвитку спільноти, усунення негативних явищ та попередження катастроф.

По-третє, це принцип когнітивності керування. Участь індивідуума у формуванні та становленні соціальних груп на основі своїх когнітивних, психічних і емоційних якостей визначає його роль у формуванні ринкових відносин, об'єктом дії яких є обсяг і якість згенерованих, обмінюваних та використовуваних: 1) енергії; 2) інформації; 3) авторських прав. Це обумовлює необхідність реалізації в структурі керування законів когнітології, що об'єднують в собі теорію пізнання, психологію, штучний інтелект та інші аспекти, пов'язані з накопиченням і реалізацією знань, наприклад коефіцієнт приросту накопичення та реалізації знань [224].

У локальних системах електроживлення відмічені принципи визначають логіку побудови і роботи загального керування, в якому виділяються п’ять рівнів ієрархії (табл. 6.1).

Таблиця 6.1. Рівні ієрархії керування в локальних системах електроживлення

Рівень ієрархії		Об’єкт керування	Стратегія керування
1	Централізоване керування	Пристрої перетворення параметрів електричної енергії	Керування за задаючими впливами
2	Централізоване, децентралізоване керування	Технічні системи перетворення параметрів електричної енергії	Керування режимами роботи, параметрами, стійкістю
3	Контекстно-залежне керування	Розумні будинки, Micro Grid	Прийняття рішень щодо режимів роботи, задаючих впливів, рівня комфорту
4	Великі дані, контекстно-залежне керування	Великі системи Micro Grid, частина великої системи	Прийняття рішень щодо станів вузлів, зв’язків, тарифів
5	Преемптивне керування	Великі і малі Smart Grid	Керування станом вузлів, зв’язків, тарифів, заборона на прийняття рішень

Перший рівень відповідає керуванню станом окремих пристроїв генерації, розподілення, перетворення і накопичення електроенергії. Системи керування цього рівня задають алгоритми роботи силового обладнання, що забезпечує необхідні параметри електричної енергії [225, 226].

Другий рівень відповідає керуванню групою спільно працюючих силових пристроїв, включених в системи з багатоконтурними зворотними зв’язками, що визначають режими роботи, вид характеристик, умови стійкої роботи системи при підтримці заданих параметрів електроенергії на навантаженнях із забезпеченням необхідного рівня комфорту [227, 228].

Третій рівень ієрархії відповідає реалізації контекстно-залежного керування [229], заснованого на застосуванні: 1) мікропроцесорних систем керування; 2) методів обробки потокових даних; 3) операційних додатків; 4) інтелектуальних датчиків: параметрів електроенергії; потоків первинної

енергії; довкілля та середовища існування. Таке керування реалізується за умови інтеграції систем трансферу електроенергії та інформаційних систем, що забезпечує взаємодію енергетичної та інформаційної платформ відповідно до концепції Microgrid. На прийняття рішення по керуванню впливають три складових: по-перше, це контекст, що відображає реальний поточний стан системи; по-друге, це особа, яка приймає рішення опосередковано шляхом виконання раніше встановлених в системі програм, що забезпечують реалізацію сценаріїв керування в залежності від отриманого контексту; по-третє, це особа, яка приймає рішення безпосередньо шляхом прямого впливу індивідуума на поточний стан системи з метою продажу надлишку енергії, її накопичення і використання для забезпечення особистих комфортних умов.

Побудова систем **четвертого рівня** заснована на спільному застосуванні теорії великих даних, контекстно-залежного керування і встановлених операційних додатків, розрахованих на ефективне використання енергії та сталої роботи системи в цілому. При цьому опосередковано використовуються знання особи, яка приймає рішення, реалізовані у встановлених операційних додатках з подальшим коректуванням в результаті накопичення знань про соціально-технічні процеси, що відбуваються.

Застосування централізованого, децентралізованого та комбінованого керування на 4-х ієрархічних рівнях реалізує вирішення задач вироблення керуючих впливів станом Microgrid. Однак, з огляду на синергетичність та когнітивність системи, вибране з безлічі рішення може привести як до позитивного, так і до негативного, катастрофічного процесу розвитку Microgrid.

Протидія негативним явищам досягається застосуванням системи керування **п’ятого рівня** ієрархії, яка реалізує принцип преемптивного керування соціально-технічною системою.

Поняття преемптивного керування, використане в тексті Національної стратегії забезпечення безпеки США у 2002 р. (National Strategy Security of the United States), виявляється ефективним у керуванні складною структурою соціально-технічної спільноти при реалізації нових відносин, заснованих на понятті «інтернету речей» з енергетикою всіх для всіх.

При цьому в сенсі задачі, що розглядається, преемптивне керування забезпечує:

1) зміну та/або встановлення нового режиму взаємодії на третьому і четвертому рівнях ієрархії по генерації, обміну та накопиченню енергії;

2) формування на цих рівнях нових зв'язків і відносин з включенням нових операційних додатків;

3) досягнення стійких відносин на основі нових і відкоригованих операційних додатків і правил взаємодії.

Якщо в процесі подальшої роботи система може підійти до критичної точки, преемптивне керування не чекає і не визначає цього стану, а реалізує випереджуючим чином усунення загрози руйнування системи і локалізацію технічних об'єктів, що породжують загрозу, тобто відбувається перезавантаження системи після деякого часу тривалої роботи, під час якої реалізується прогнозне контекстно-залежне керування системою.

Соціальний аспект преемптивного керування. З позиції соціальної структури спільнота, що складається з окремих взаємодіючих соціально-технічних структур, має відповідати наступним вимогам: 1) наявність обмеженої території, яка визначається загальною енергетичною платформою; 2) володіння системою соціально-технічного керування; 3) формування нової історії, притаманної саме такій спільноті; 4) формування нової структури спільноти на основі енергетичних, інформаційних, економічних і когнітивних процесів; 5) можливість збільшення людського ресурсу при збільшенні рівня енергії, що генерується; 6) розвиток власного фінансового і майнового «ринку енергії».

Дії щодо зміни поточного стану системи слід починати з **першого кроку** – підтвердження повноважень суб'єкта, що збирається зробити такі дії. У разі відсутності підтвердження система преемптивного керування блокує запропоновані технічні зміни, розглядаючи їх як загрозу, і вибирає найбільш стійкий варіант структури системи, забороняючи на деякий час які б то не було дії. Після підтвердження повноважень слідує **другий крок** – оцінка запропонованих технічних змін в режимах і зв'язках. Після вибору технічного рішення слідує **третій крок** – укладання контрактів. Підтвердження укладених контрактів дозволяє перейти до **четвертого кроку** – зміни технічного стану

системи. На **п'ятому кроці** реалізується перевірка стійкості системи і фіксація її стану на певний інтервал часу, що дозволяє виконати умови контрактів. Збір інформації про формування нових контрактів здійснюється на **шостому кроці**. Далі процес повторюється по циклу з першого кроку із забезпеченням комфортного фізіологічного і фінансового благополуччя спільноти.

При реалізації преемптивного керування для збереження стабільності системи крім технічних, соціальних і економічних чинників слід звернути увагу на теорію Роберта Адамса, згідно з якою «гонка озброєнь» є одним з найважливіших чинників забезпечення стабільності [230]. Стосовно енергоінформаційної платформи це означає необхідність безперервної реалізації нового програмного забезпечення для: 1) вдосконалення прогнозу рівня енергії, що генерується; 2) підвищення якості енергії; 3) прогнозу кількості учасників «ринку енергії» і їх пропозицій; 4) зменшення часу оцінки стану «ринку енергії» і прийняття рішення по ціні і тарифами; 5) оцінки умов зовнішнього середовища, технічних змін і операційних додатків.

Особистісний аспект преемптивного керування. До яких би аспектів функціонування системи не відносилися дії окремих осіб, рівень їх впливу на систему залежить від таких визначальних в даному аспекті особистісних якостей, як: 1) інтелектуальний рівень; 2) рівень самооцінки; 3) поленезалежність; 4) рівень професійної підготовки. Не всі носії знань переслідують суспільно позитивні цілі, хоча знання про негативні дії і їх наслідки є результатом позитивним, і тому повне виключення негативних дій є не стільки небажаним, скільки неможливим. Найбільш складними для фіксування і локалізації є особи, у яких всі чотири особистісних якості знаходяться на високому рівні. Негативний, або криміногенний по відношенню до спільноти, характер поведінки активується такими мотивами, як: 1) гіпертрофовані претензії матеріального характеру; 2) необхідність в розрядці негативних емоцій; 3) неприязнь до чогось конкретного; 4) соціальна відчуженість; 5) юридично неадекватні стереотипи. Ці мотиви, так чи інакше, пов'язані з емоційним станом індивіда. Величина емоції E з одного боку залежить від сили актуальної потреби

N та інформації I, що використовується для прийняття рішення щодо задоволення цієї потреби, у вигляді:

$$E = N \cdot I, \tag{6.3}$$

а з іншого боку – від добутку величини можливості людини сприймати інформацію W, що трактується як смуга пропускання, на величину збудження або втоми τ, тобто:

$$E = W \cdot \tau. \tag{6.4}$$

Величина емоції E та сила актуальної потреби N перетворюються у відносні числові значення на основі кривої бажаності.

З рівності останніх двох виразів, переходячи до приростів, отримуємо:

$$\frac{dN}{dt} I_0 + \frac{dI}{dt} N_0 = \frac{dW}{dt} \tau_0 + \frac{d\tau}{dt} W_0, \tag{6.5}$$

що дозволяє за оцінкою швидкості приростів зазначених параметрів передбачати появу критичних точок при прийнятті рішень особами з переведення підвладної їм у керуванні частини системи в бажані для них режими роботи, і переведенні системи на нові тарифи.

Преемптивне керування, як система найбільш високого рівня:

- по-перше, блокує вузли, що представляють загрозу цілісності всієї системи, відключаючи їх від керування системами третього і четвертого рівнів, зберігаючи керування системами першого і другого рівнів, але визначаючи задаючі впливи та конкретні режими роботи технічних пристроїв і тарифи. Ці дії можуть делегуватися системам керування конкретними пристроями для більш швидкого блокування дестабілізуючих рішень на локальному рівні;
- по-друге, змінює при необхідності структуру, встановлює певні зв’язки і тарифи, залишаючи деяку безпечну зону варіації параметрів для отримання інформації щодо оцінки розвитку процесу;
- по-третє, переходить до виконання інших задач керування.

Таким чином, реалізація преемптивно керування на всіх рівнях ієрархії дозволяє вносити глобальні зміни у структуру зв’язків та відносин у локальних системах електроживлення. Врахування соціального, технічного та

особистісного аспектів преемптивного керування дозволяє забезпечити позитивний соціальний розвиток соціально-технічної структури та блокування негативних впливів окремих індивідуумів або соціальних груп на етапах формування енергоінформаційної платформи, контролю стану окремих об'єктів і керування тарифами.

6.2. Контекстно-залежне керування

Практичне використання установок на основі відновлюваних джерел енергії вимагає модернізації інфраструктури існуючих систем електроживлення, для чого доречно об'єднати електротехнічне обладнання в єдину систему, що здійснюється на енергетичному рівні за допомогою перетворювачів електричної енергії, а на інформаційному – обміном різнотипної інформації, яка використовується для керування локальною системою електроживлення і представляється у формі контексту.

Керування електроживленням ґрунтується на вимірюванні та обробці різнорідних даних: навколишнього середовища (інтенсивності сонячного випромінювання, швидкості вітру, рівня освітленості, температури, вологості, тиску); параметрів режимів роботи електротехнічного обладнання (просторовий розподіл джерел енергії, їх вихідна потужність); запасу енергії в системі накопичення; потужності споживання навантаження та рівнів втрат в локальній системі електроживлення. Врахування цих даних призводить до необхідності обробки великих масивів інформації. Застосування ієрархічних систем керування, в яких узагальнені керуючі сигнали підсистем вищого рівня ієрархії надходять до підлеглих підсистем, а дані з нижчих рівнів використовуються для формування сигналів систем керування вищого рівня, дозволяє формалізувати ці дані, описавши їх у вигляді контексту [231 – 233], що дозволяє розподілити їх по різних рівнях ієрархії та скоротити об'єм обчислень.

Контекст дозволяє описати можливі стани локальної системи електроживлення і окремих її підсистем та пристроїв з використанням апарату дескриптивної логіки у формі триплетів параметр-атрибут-значення, наприклад

«Генератори: потужність = достатня», «Навантаження: характер = активно-індуктивний», «Приміщення: температура: = комфортна». Використання контексту зменшує обсяг оброблюваних та вимірюваних даних, підвищує ефективність керування локальною системою електроживлення та дозволяє використовувати знання експертів для керування системою у вигляді правил. Використання правил зменшує кількість параметрів, які використовуються для формування задаючих впливів для пристроїв локальної системи електроживлення, і обсяг даних, які циркулюють в системі. Інтеграція в контекст інформації, що надходить від різнотипних ВДЕ, накопичувачів та споживачів, дозволяє отримати модель поточного стану реальної системи електроживлення, на підставі якої системою керування може бути згенеровано необхідне керуюче рішення для перетворювачів параметрів електричної енергії з множини можливих рішень.

Контекст формується з часових рядів (ЧР) виміряних даних, значення яких фіксуються давачами через задані проміжки часу.

Для уніфікації виміряних даних, яка необхідна для їх інтеграції і спільного використання в системі керування електроживленням, вони нормуються за граничними показниками. У табл. 6.2 наведено приклад уніфікації виміряних даних.

Таблиця 6.2. Приклад перетворення даних в контекст

Джерело контексту	Абсолютне значення, ºС	Критичне мін. значення, ºС	Критичне макс. значення, ºС	Нормоване значення	Контекст
Давач температури	14	-30	+50	$\frac{14+30}{50+30}=0,55$	Температура = недостатня

Використання контексту у формі, наведеній у табл. 6.2 дозволяє формалізувати стан локальної системи електроживлення і спростити процес керування. Інтеграція контексту різного типу в єдине інформаційне середовище на вищому рівні ієрархії здійснюється за рахунок використання контекстно-залежної системи керування (КЗСК). Подальша класифікація даних здійснюється розділенням контексту на види та атрибути, наведені на рис. 6.1 і табл. 6.3, що

повністю визначають приналежність даних до певного фізичного явища, об'єкта інфраструктури або користувача [234]. Класифікація контекстних даних дозволяє розподілити їх по різним рівням ієрархії і спрощує формалізацію станів системи.

Раціональний вибір режимів роботи обладнання системи електроживлення забезпечується на силовому рівні за допомогою перетворювачів електричної енергії, на інформаційному рівні – контекстною інформацією про поточний запас енергії в системі та про обсяг енергії первинних енергоресурсів, що дозволяє гнучко регулювати режими роботи системи, мінімізуючи втрати та вартість енергії.

При цьому на кожному рівні ієрархії здійснюється обробка, кореляційний аналіз та прогнозування контекстних даних з подальшою їх інтеграцією, що дозволяє координувати роботу джерел енергії локальної системи електроживлення.

У системах генерування, накопичення та споживання енергії доцільно виділити два рівні керування джерелом енергії:

1) забезпечення роботи у режимі відбору максимальної енергії від первинного енергоносія;

2) забезпечення необхідних параметрів якості електроенергії.

Незважаючи на відмінність задач, які вирішуються на різних рівнях, для оцінки ефективності енергетичних процесів основними критеріями є:

1) коефіцієнт використання електричної енергії (КВЕЕ) η, який характеризує відношення обсягу отриманої енергії від джерела W_H до максимально можливого обсягу W_{max} $\eta = W_H / W_{max}$;

2) часова залежність вихідної потужності джерела енергії $p_e(t)$;

3) граничні значення вихідної потужності джерел P_{emin} і P_{emax};

4) середнє значення вихідної потужності джерела за заданий період роботи P_{ed}.

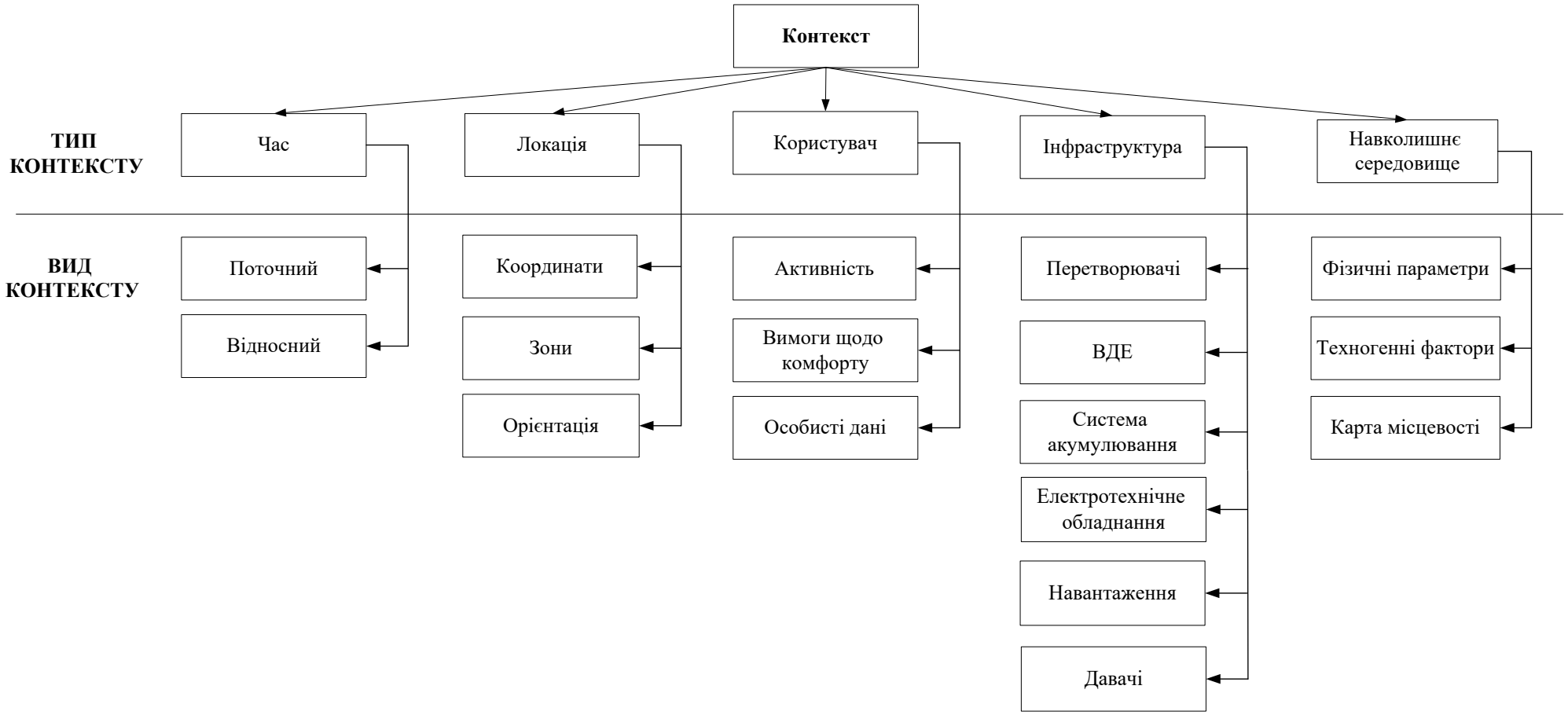


Рис. 6.1. Класифікація контексту

Таблиця 6.3. Класифікація контексту

Тип контексту	Вид контексту	Атрибути
Навколишнє середовище	Фізичні параметри	Температура і вологість повітря; потужність сонячного випромінювання; швидкість і напрям вітру та ін.
	Техногенні фактори	Напруженість електричного і магнітного полів; рівень шуму і вібрацій; загазованість повітря та ін.
	Карта місцевості	Відстань до інших систем електроживлення і населених пунктів, дані про рельєф місцевості і автошляхи та ін.
Користувач	Активність	Швидкість і напрям руху; положення
	Вимоги щодо комфорту	Налаштування режимів роботи обладнання; активні сервіси
	Особисті дані	Вага; зріст; вік; стиль життя
Локація	Координати	Відносні (відстань між об’єктами інфраструктури), географічні
	Зони	Функціональне призначення приміщень, в яких знаходяться навантаження (житлові, офісні, складські)
	Орієнтація	Азимут; кут місця
Час	Поточний	Пора року; поточний час; вид доби – святкові, вихідні та робочі дні
	Відносний	Після або до певної події

Тип контексту	Вид	Підвид	Атрибути
Інфраструктура	Перетворювачі	AC-DC, AC-AC, DC-AC, DC-DC	Закон керування, тривалість інтервалу керування (базовий інтервал, інтервал спостереження), миттєві, середні, діючі значення струмів і напруг, ККД
	ВДЕ	Сонячні батареї, вітрогенератори	Параметри, ентропія та ентропійна дивергенція потоків первинної енергії на вході ВДЕ, вартість енергії, миттєві, середні, діючі значення струмів і напруг
	Система накопичення	Тип накопичувача: - свинцево-кислотний (LA) - літій-іонний (Li-Ion) - нікель-кадмієвий (Ni-Cd) - та ін.	Рівень заряду, технічні характеристики, ширина зони керованої роботи, імовірність енергії заряду/розряду на основі використання теорії мартингалів, миттєві, середні, діючі значення струмів і напруг
	Електротехнічне обладнання	трансформаторні підстанції, активні фільтри, компенсатори	Технічні характеристики; миттєві, середні, діючі значення режими роботи, ККД
	Навантаження	Характер навантаження: - активно-індуктивне (RL) - чисто активне (R) - активно-ємнісне (RC)	Характер навантаження; потужність, миттєві, середні, діючі значення струмів і напруг
	Давачі	енергоспоживання, навколишнього середовища, безпеки, біомедичного стану	Точність, протокол, форма вихідного сигналу, технічні характеристики; миттєві, середні, діючі значення струмів і напруг

Як правило часова залежність потужності $p_e(t)$, яку потрібно відбирати від кожного джерела енергії, розраховується на основі інтеграції контекстних даних системою керування. Основними критеріями ефективного керування регульованим джерелом енергії є:

1) максимальне відхилення δ між заданою $p_{ез}(t)$ і поточною $p_e(t)$ вихідними потужностями джерела енергії $\delta(t) = p_{ез}(t) - p_e(t)$;

2) значення параметрів якості електроенергії системи електроживлення, таких як коефіцієнт гармонік $K_Г$, коефіцієнт нелінійних спотворень $K_{НС}$, коефіцієнт несиметрії фазних напруги $K_{НФ}$, максимальне відхилення частоти Δf;

3) коефіцієнт використання енергії первинного енергоносія η.

В локальних системах електроживлення з одним ВДЕ, використання додаткових контекстних даних малоефективне, оскільки перетворювачі в такій системі працюють в одному з режимів: або відбір максимальної енергії від ВДЕ, або стабілізація вихідної напруги, для чого в системі керування перетворювачів передбачені контури зворотного зв’язку за вхідними або вихідними струмами і напругами. Зі збільшенням кількості ВДЕ, систем акумулювання і споживання, які входять до складу локальної системи електроживлення, збільшується кількість можливих комбінацій режимів роботи обладнання, які забезпечують генерування енергії з необхідними показниками якості, з яких обирається найкращий за певними показниками режим. Тому контекстно-залежне керування доцільно використовувати у локальних системах електроживлення з великою структурною складністю. Разом зі структурною складністю зростає обсяг контекстних даних і математичних операцій, необхідних для їх обробки. Для забезпечення керування електроживленням у реальному масштабі часу в КЗСК необхідно використовувати ефективні алгоритми обробки даних, які забезпечують:

1) динамічне коригування інтервалу дискретизації;

2) підлаштування довжину вибірки контекстних даних залежно від швидкості зміни їх значення;

3) інтеграцію контекстних даних на кожному рівні ієрархії;

4) ідентифікацію на основі контекстних даних параметрів моделей первинних джерел енергії та систем перетворення енергії.

Зміна інтервалу дискретизації та довжини вибірки дають змогу зменшити обсяг масиву оброблюваних даних, інтеграція контекстних даних – кількість їх типів, а ідентифікація – точність прогнозування і регулювання.

Процес керування системою електроживлення забезпечується постійною циркуляцією інформації, що з одного боку є контекстними даними та обчисленими інтегральними показниками, а з іншого боку – задаючими сигналами, які найчастіше є часовими рядами миттєвих значень потужності регульованих джерел енергії і окремих перетворювачів.

Процедура обробки контекстних даних складається з декількох етапів. На першому етапі здійснюється цифрова обробка виміряних даних, яка складається з фільтрації, верифікації достовірності даних і прогнозування, після чого дані нормуються і з них формуються інтегральні показники, значення яких формалізуються. На основі контексту розраховується вартість електроенергії джерел енергії та формується ЧР миттєвих значень потужності кожного джерела та його підсистем, які використовуються для формування задаючих сигналів миттєвих значень потужності, на основі яких здійснюється відбирання та перетворення параметрів електроенергії згідно зі значеннями еталонних сигналів. Вказані процеси протікають одночасно з певним часовим зсувом, який збільшує інерційність керування та похибку вихідної потужності джерела енергії. Для зменшення затримки керування доцільно використовувати ефективні алгоритми з мінімальною обчислювальною складністю. На рис. 6.2 показано схему циркуляції даних у КЗСК.

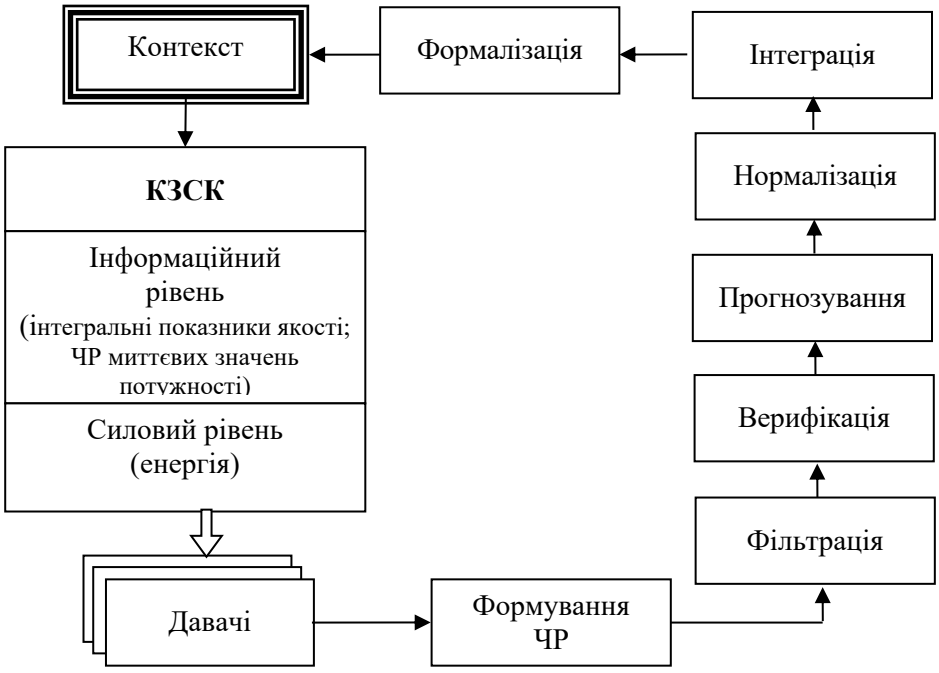


Рис. 6.2. Схема циркуляції інформації у КЗСК електроживленням

Для раціонального відбирання енергії необхідно проводити аналіз режимів роботи окремих пристроїв системи генерування енергії та вплив на них параметрів контексту.

Як преемптивне, так і контекстно-залежне керування напівпровідниковими перетворювачами у локальних системах електроживлення з установками на основі відновлюваних джерел енергії може реалізовуватись за допомогою технологій штучного інтелекту, таких як нейронні мережі, для реалізації алгоритмів прогнозування потужності на виході відновлюваних джерел та навантаження.

6.3. Керування накопичувачем на основі застосування теорії ігор

Під час функціонування локальної системи електроживлення виникає задача забезпечення її роботи з мінімізацією витрат ресурсів – електроенергії. Вирішенням задачі сумісної взаємодії пристроїв перетворювальної техніки, підключених до накопичувачів, і мають декілька режимів роботи, що забезпечить ефективне використання електричної енергії в локальних системах

електроживлення, є застосування теорії ігор [235], що описує взаємодію автоматів, що знаходяться в спільному середовищі (рис. 6.3). В цьому випадку системи керування накопичувачами являють собою кінцеві автомати, що утворюють інформаційне середовище, взаємодіють з ним, та адаптують режим роботи накопичувачів відповідно до сигналів середовища шляхом керування перетворювачами.

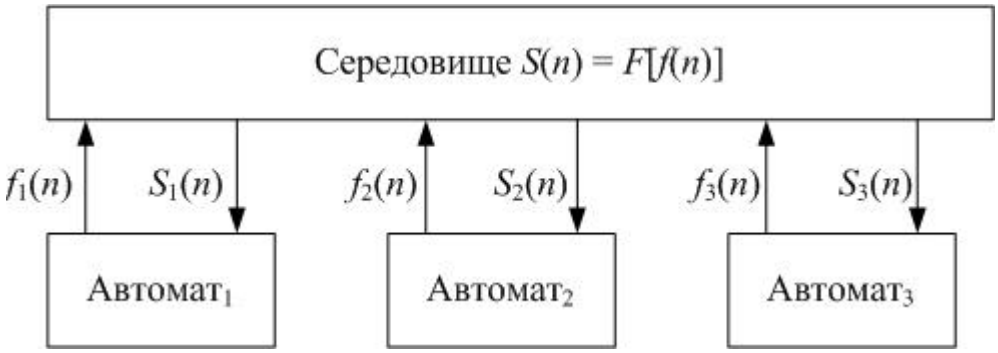


Рис. 6.3. Підключення автоматів до середовища

Середовище, в залежності від рівня енергії, що споживається всіма пристроями, формує вихідні сигнали $S(n)$, які є вхідними для автоматів, є «реакцією» середовища і приймають два значення: $S(n)=-1$ – «штраф» або $S(n)=+1$ – «не штраф». Дії автомата визначаються його внутрішнім станом φ_i: $f(t)=F\left[\varphi_i(t)\right]$. Зміна внутрішніх станів імовірнісного автомата представляється системою матриць перехідних імовірностей. При цьому кожен стан автомата характеризується відповідним значенням ентропійної дивергенції.

Для кожного значення $S(n)$ задається матриця $\mathbf{\Pi}\left(S(n)\right)$:

$$\mathbf{\Pi}\left(S(n)\right)=\begin{Vmatrix} \pi_{11} & \pi_{12} & \cdots & \pi_{1z} \\ \pi_{21} & \pi_{22} & \cdots & \pi_{2z} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ \pi_{z1} & \pi_{z2} & \cdots & \pi_{zz} \end{Vmatrix}, \tag{6.6}$$

кожний елемент якої $\pi_{ij}(n)$, $i, j=1, 2, \ldots z$ являє собою імовірність переходу автомата із стану з номером *i* в стан з номером *j* під впливом реакції середовища

$S(n)$, z – кількість станів автомата. Значення перехідних імовірностей мають задовольняти умовам:

$$0 \le \pi_{ij}(n) \le 1, \ \sum_i \pi_{ij}(n) = 1. \tag{6.7}$$

Розглядаючи процес функціонування локальної системи електроживлення як гру з ненульовою сумою, підвищення ефективності роботи системи не обов'язково досягаєтсья за умови реалізації стратегії з найменшим програшем для кожного окремого пристрою. Ефективне керування накопичувачем енергії дозволить зменшити кількість енергії, що протікатиме через нього при подвійному перетворенні на заряд та розряд, і відповідно призведе до зменшення втрат енергії.

Програмні моделі автоматів реалізуються на базі однокристальних мікроконтролерів (рис. 6.4). Передбачається, що автомати функціонують у дискретному часі, тобто час *n* приймає цілочисельні значення 1, 2, 3, ….

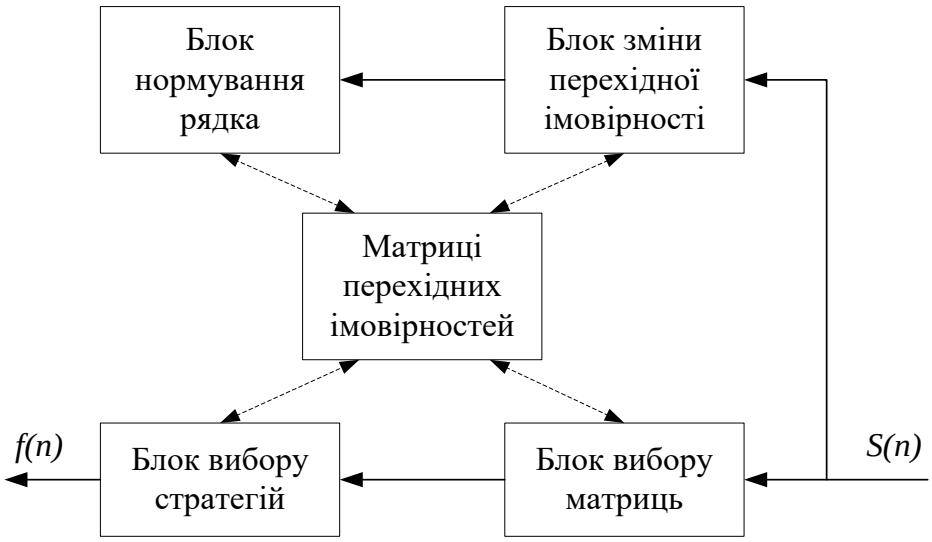


Рис. 6.4. Програмна модель імовірнісного автомата

Кількість матриць станів імовірнісного автомата визначається кількістю можливих значень вхідних сигналів. Якщо множина реакцій середовища складається з двох сигналів $S(n)$ = + 1(«не штраф») і $S(n)$ = -1 («штраф»), то автомат представлений двома матрицями:

$$\mathbf{\Pi}(+1) = \left[\pi_{ij}(+1)\right], \tag{6.8}$$

що визначає зміну дій автомата після одержання сигналу «не штраф», та

$$\mathbf{\Pi}(-1) = \left[\pi_{ij}(-1)\right], \tag{6.9}$$

що визначає зміну дій автомата після одержання сигналу «штраф».

Після переходу автомата в новий стан перехідна імовірність, що відповідає цьому переходу, змінюється на величину Δ залежно від реакції середовища на дію автомата:

$$\pi_{ij}(n+1) = \begin{cases} \pi_{ij}(n) + \Delta, & \text{якщо} \quad S(n) = +1 \\ \pi_{ij}(n) - \Delta, & \text{якщо} \quad S(n) = -1 \end{cases}. \tag{6.10}$$

Після зміни перехідної імовірності значення елементів рядка матриці станів нормуються, забезпечуючи виконання умови (6.7).

При надходженні сигналу від середовища відбувається аналіз отриманого сигналу і відповідно до його типу («штраф» / «не штраф») відбувається зміна матриці перехідних імовірностей згідно формули (6.10) і наступне нормування зміненого рядка матриці за формулою (6.7). Зміна матриці відбувається в блоці зміни перехідної імовірності, а нормування рядка виконує окремий блок. Паралельно із цим відбувається вибір матриці на підставі сигналу відповіді від середовища – для цього призначений блок вибору матриць. В обраній матриці відбувається імовірнісний вибір стратегії за критерієм мінімальної імовірності отримання сигналу «штраф».

Керування накопичувачами за допомогою автоматів шляхом переключення їх з режиму заряду в режим розряду досягається за рахунок того, що автомати змінюють режим роботи накопичувачів відповідно до значення різниці ентропійних дивергенцій потоків енергії на виході відновлюваного джерела енергії та навантаження таким чином, що споживана потужність системи знаходиться в заданих межах. Набір можливих значень рівнів енергії на виході накопичувача задається масивом:

$$P^A = \left\{ pw_1^A,\ pw_2^A, \ldots,\ pw_i^A, \ldots,\ pw_n^A \right\}, \tag{6.11}$$

а значення різниці ентропійних дивергенцій в даний момент часу залежить від поточної дії автомата:

$$Dw^A(f_i) = pw_i^A, \tag{6.12}$$

де A – номер автомата, f_i – дія, яку виконує автомат в даний момент часу.

Розглянемо приклад моделювання взаємодії трьох накопичувачів у випадковому середовищі з перемиканням. Нехай масив можливих значень потужності на виході накопичувача (6.11) для першого накопичувача містить шість елементів: $P^1 = \{3, 5, 9, 15, 20, 30\}$, для другого накопичувача – чотири елементи: $P^2 = \{7, 13, 25, 37\}$, а автомат має одне значення потужності $P^3 = \{9\}$.

В якості автоматів використовуються автомати зі змінною структурою і двома матрицями станів:

$$A(+1) = \begin{Vmatrix} \pi_{11}^{+1} & \pi_{12}^{+1} & \pi_{13}^{+1} & \pi_{14}^{+1} \\ \pi_{21}^{+1} & \pi_{22}^{+1} & \pi_{23}^{+1} & \pi_{24}^{+1} \\ \pi_{31}^{+1} & \pi_{32}^{+1} & \pi_{33}^{+1} & \pi_{34}^{+1} \\ \pi_{41}^{+1} & \pi_{42}^{+1} & \pi_{43}^{+1} & \pi_{44}^{+1} \end{Vmatrix}, \tag{6.13}$$

$$A(-1) = \begin{Vmatrix} \pi_{11}^{-1} & \pi_{12}^{-1} & \pi_{13}^{-1} & \pi_{14}^{-1} \\ \pi_{21}^{-1} & \pi_{22}^{-1} & \pi_{23}^{-1} & \pi_{24}^{-1} \\ \pi_{31}^{-1} & \pi_{32}^{-1} & \pi_{33}^{-1} & \pi_{34}^{-1} \\ \pi_{41}^{-1} & \pi_{42}^{-1} & \pi_{43}^{-1} & \pi_{44}^{-1} \end{Vmatrix}. \tag{6.14}$$

Матриці станів першого автомата мають розмірність 6⨯6, другого – 4⨯4.

Формування сигналу «штраф» відбувається при при відхиленні значення споживання від заданого діапазону. У відповідь на штрафний сигнал автомат змінює режим роботи накопичувача.

Для даного прикладу залежність імовірностей одержання сигналу «штраф» від потужності споживання у денний час показана в табл. 6.4, в нічний час – в табл. 6.5.

Таблиця 6.4. Залежність імовірності $P\left(\sum pw\right)$ одержання сигналу «штраф» від сумарної потужності споживання $\sum pw$ у денний час

$\sum pw$	>35	>40	>45	>50	>54	>61	>70	>77
$P\left(\sum pw\right)$	1	0,9	0,7	0,5	0	0,7	0,9	1

Таблиця 6.5. Залежність імовірності $P\left(\sum pw\right)$ одержання сигналу «штраф» від сумарної потужності споживання $\sum pw$ в нічний час

$\sum pw$	>0	>5	>10	>15	>19	>26	>35	>42
$P\left(\sum pw\right)$	1	0,9	0,7	0,5	0	0,7	0,9	1

Доцільними для автоматів є стратегії, для яких виконуються умови:

- для денного періоду (з 7:00 до 23:00): $54 < \sum pw \le 61$;

- для нічного періоду (з 23:00 до 7:00): $19 < \sum pw \le 26$.

Значення потужностей, що лежать у заданих межах забезпечують отримання автоматами мінімального програшу. Взаємний вибір стратегій за першої умови визначається табл.6.6, а за другої умови – табл. 6.7.

Таблиця 6.6. Вибір стратегій за умови $54 < \sum pw \le 61$

№ автомату	№ дії	Енергія споживання
1	4	15
2	4	37
3	1	9

Таблиця 6.7. Вибір стратегій за умови $19 < \sum pw \le 26$

№ автомату	№ дії	Енергія споживання
1	2	5
2	1	7
3	1	9

Свої дії автомати обирають з рівною імовірністю, тобто початкові матриці перехідних імовірностей складаються з однакових значень: 1/6 для 1 автомата та 1/4 – для другого. При $\Delta_1 = \Delta_2 = 0{,}1$ досягнення точки Мора відбувається за 138 кроків, однак при зміні порога потужності споживання автомати змінюють структуру для досягнення другої точки Мора довше, ніж при $\Delta_1 = \Delta_2 = 0{,}05$. Дослідним шляхом було встановлено, що найкращим є результат при змінному Δ. Значення Δ обчислюється на кожному k-му кроці автомата за формулою:

$$\Delta_k = \pi_{ij}\left[S(k)\right] \cdot \sum_{m \ne j} \pi_{im}\left[S(k)\right] \cdot \qquad (6.15)$$

Потім *i*-й рядок нормується згідно (6.7). Результати моделювання наведено на рис. 6.5.

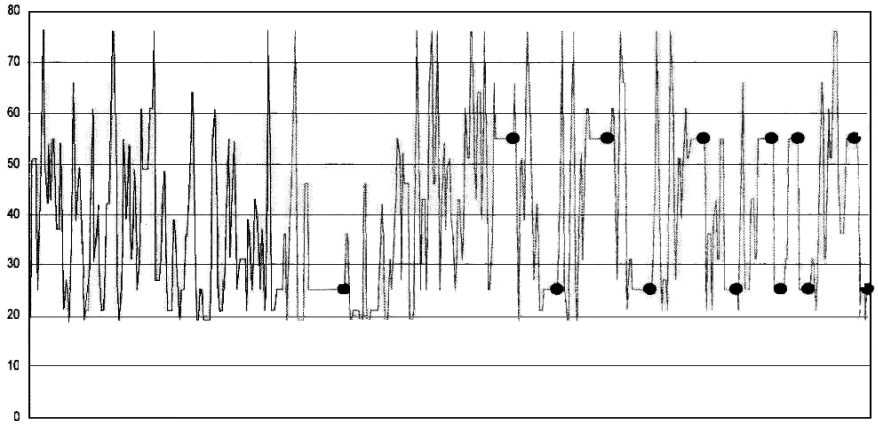


Рис. 6.5. Результати моделювання поведінки імовірнісних автоматів зі змінним Δ

Використання автоматів зі змінним значенням Δ дозволило при першому вмиканні досягти точки Неша, що є також точкою Мора, за 87 кроків (перший маркер у вигляді кола на графіку, див. рис. 6.5).

При досягненні часу 23:00 поріг змінюється (маркер на графіку) і визначається умовою $19 < \sum pw \leq 26$. Для досягнення другої точки Мора автомати зробили 67 кроків. Після чергової зміни порога для досягнення точки Мора при порозі $54 < \sum pw \leq 61$ автомати зробили 8 кроків. Для досягнення наступного сталого режиму автоматам знадобилося одинадцять кроків.

На графіку, зображеному на рис. 6.6, по вісі ординат відкладена кількість кроків, потрібна для переходу автоматів в усталені режими – партії Неша, а по осі абсцис – кількість змін заданого порога споживання.

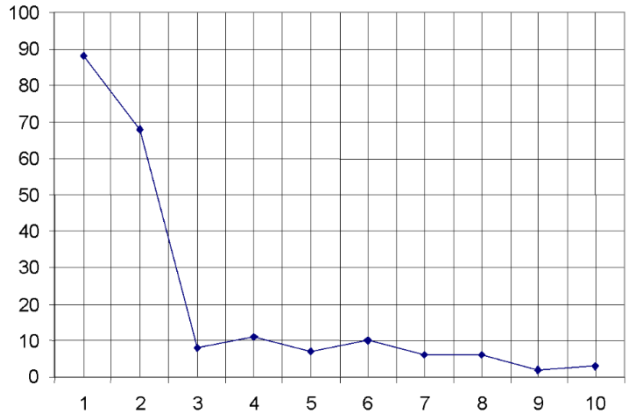


Рис. 6.6. Залежність кількості ходів для досягнення точки Неша від кількості змін заданого порога споживання

Як видно з рис. 6.6, в ході взаємодії автомати навчаються, і вже починаючи із шостої зміни порога споживання, для переходу в стани, що забезпечують досягнення точки Мора, необхідно 2-4 кроки. На третій крок автомати для переходу в усталений режим потребують 10,34% від кількості тактів, яку необхідно зробити автоматам для переходу в усталений режим при першому вмиканні. Цей ефект «навчання» автоматів дозволяє скоротити час перемикань автоматів на 89%.

Висновки до розділу 6

1. Реалізація преемптивно керування на всіх рівнях ієрархії дозволяє вносити глобальні зміни у структуру зв'язків та відносин у локальних системах електроживлення. Врахування соціального, технічного та особистісного аспектів преемптивного керування дозволяє забезпечити позитивний соціальний розвиток соціально-технічної структури та блокування негативних впливів окремих індивідуумів або соціальних груп на етапах формування енергоінформаційної платформи, контролю стану окремих об'єктів і керування тарифами.

2. Врахування різнорідних даних при керуванні призводить до необхідності обробки великих масивів інформації. Застосування ієрархічних систем керування, в яких узагальнені керуючі сигнали підсистем вищого рівня ієрархії надходять до підлеглих підсистем, а дані з нижчих рівнів використовуються для формування сигналів систем керування вищого рівня, дозволяє формалізувати ці дані, описавши їх у вигляді контексту, що дозволяє розподілити їх по різних рівнях ієрархії та скоротити об'єм обчислень. Використання контексту дозволяє формалізувати стан локальної системи електроживлення та спростити процес керування.

3. Використання автоматів з попередньо розрахованими елементами матриць перехідних імовірностей дозволило зменшити з 85 до 20 кількість кроків, необхідних для переходу в усталений режим при першій зміні порогу формування штрафного сигналу.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У роботі вирішена актуальна науково-прикладна проблема підвищення ефективності використання енергії у локальних системах електроживлення з установками на основі відновлюваних джерел енергії на основі розробки теоретичних засад керування напівпровідниковими перетворювачами, заснованих на аналогові принципу невизначеності Гейзенберга, ентропійному аналізі потоків первинної енергії та енергії споживання з врахуванням їх подвійної структури та фрактальної природи.

1. Обґрунтовано необхідність створення математичних основ ефективного керування перетворювачами у локальних системах електроживлення з врахуванням подвійної структури потоків енергії. Проведений аналіз довів, що перспективним напрямком дослідження є розвиток теорії ентропійного аналізу із залученням положень теорії фрактального аналізу, моментних перетворень та теорії мартингалів.

2. На основі врахування аналогу принципу невизначеності Гейзенберга для ефективного керування локальною системою електроживлення реалізовано інтервальне керування перетворювачами: на базовому інтервалі для забезпечення необхідного рівня енергії для заряду накопичувача та на інтервалі спостереження для забезпечення необхідного рівня максимально можливої енергії, що отримується від установок на основі відновлюваних джерел.

3. Доведено, що при випадковому характері підключення навантаження або зміни потужності джерела енергії на інтервалі спостереження флуктуації електромагнітних процесів у локальній системі електроживлення відповідають Вінеровському процесу, що переводить систему до режиму нестійкої роботи.

4. Застосування теорії моментів для побудови відновлюючого та прогнозуючого поліному дозволяє з похибкою, що не перевищує 23% виконувати прогнозування часового розподілу ентропії Шеннона для потужності споживання. Підвищення точності прогнозування на 11% досягається шляхом врахування фрактальної природи процесу споживання енергії та використання при розрахунках ентропії Реньї.

5. Запропонований метод об’єднання найближчих сусідів та кластеризації k-середніх дозволяє досягти більшої точності прогнозування потужності генерації сонячних батарей порівняно з класичним методом найближчих сусідів, і зменшити середню абсолютну похибку у відсотках до 4%.

6. Розроблений метод керування функцією зарядного струму накопичувачем у локальній системі електроживлення на основі розрахунку ентропійної дивергенції потоку енергії на його виході дає змогу на 3% підвищити ефективність його використання за рахунок зменшення тривалостей інтервалів часу, коли накопичувач повністю заряджений та повністю розряджений.

7. Врахування стохастичного характеру потоків енергії генерації та споживання, а також їх статистичну залежність призводить до необхідності розрахунку ентропії Реньї, умовної ентропії поточних розподілів потоків енергії генерації та споживання та ентропії перезаряду та надмірного розряду накопичувача.

8. Застосування теорії мартингалів дає змогу оцінити кількість енергії, яка може виявитись надмірною при заряді накопичувача та кількість енергії, яка може виявитись недостатньою при його розряді накопичувача, та визначити імовірності його перезаряду та надмірного розряду за умови відсутності BMS-системи.

9. Комп’ютерне дослідження електромагнітних процесів у локальній системі електроживлення з сонячною батареєю як установки на основі відновлюваного джерела енергії та накопичувачем за програмного пакету Matlab R2023a Simulink підтвердило правочинність використання запропонованих математичних моделей.

10. Розроблене програмне забезпечення дає змогу виконувати прогнозне керування зарядно-розрядним пристроєм накопичувача у локальній системі електроживлення з установками на основі відновлюваних джерел енергії на основі розрахунку різниці ентропійних дивергенцій зі сторони джерела та навантаження та формувати сигнал керування комутатором зарядно-розрядного пристрою в залежності від знаку алгебраїчної різниці.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. M. A. Hossain, H. Pota, M. 1165 J. Hossain, A. M. O. Haruni, Active power management in a low-voltage islanded microgrid, International Journal of Electrical Power & Energy Systems 98 (2018) 36-48.

2. M. A. Hossain, M. R. Ahmed, Present energy scenario and potentiality of wind energy in bangladesh, World Academy of Science, Engineering and Technology 7 (11) (2013) 1001-1005.

3. I. Trunina, K. Pryakhina and S. Yakymets, "Research on the Development of Renewable Energy Sources in the World Due to the War in Ukraine," 2022 IEEE 4th International Conference on Modern Electrical and Energy System (MEES), Kremenchuk, Ukraine, 2022, pp. 1-5, doi: 10.1109/MEES58014.2022.10005696.

4. S. Paul, T. Dey, P. Saha, S. Dey and R. Sen, "Review on the development scenario of renewable energy in different country," 2021 Innovations in Energy Management and Renewable Resources (52042), Kolkata, India, 2021, pp. 1-2, doi: 10.1109/IEMRE52042.2021.9386748.

5. V. Vostriakova, "The Renewable Energy Sources Contribution to Sustainable Economic Growth," 2021 IEEE 2nd KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek), Kharkiv, Ukraine, 2021, pp. 381-386, doi: 10.1109/KhPIWeek53812.2021.9569993.

6. E. Martinot, et al., Renewables 2018: Global status report, Worldwatch Institute Washington, DC, 2018.

7. I. Jawad Hashim, "A New Renewable Energy Index," 2021 6th International Conference on Renewable Energy: Generation and Applications (ICREGA), Al Ain, United Arab Emirates, 2021, pp. 229-232, doi: 10.1109/ICREGA50506.2021.9388297.

8. T. G. Dhumale, S. Patil, A. P. Chaudhary and S. Bhosale, "Application of Artificial Intelligence algorithms for Grid integration of Renewable energy sources in the National Grid- Indian Government perspective- A Review," 2023 IEEE IAS Global Conference on Renewable Energy and Hydrogen Technologies (GlobConHT), Male, Maldives, 2023, pp. 1-5, doi: 10.1109/GlobConHT56829.2023.10087664.

9. A. M. Mohammad, O. A. Alghamdi, A. A. Alhusssainy, M. Rawa, A. M. Abusorrah and Y. A. Al-Turki, "Optimal Economic Dispatch of Power System Networks with Renewable Energy Sources," 2023 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies - Middle East (ISGT Middle East), Abu Dhabi, United Arab Emirates, 2023, pp. 1-7, doi: 10.1109/ISGTMiddleEast56437.2023.10078642.

10. M. Swarnkar, M. Chopra, V. Dhote, N. Nigam, K. Upadhyaya and M. Prajapati, "Use of AI for development and generation of renewable energy," 2023 IEEE Renewable Energy and Sustainable E-Mobility Conference (RESEM), Bhopal, India, 2023, pp. 1-5, doi: 10.1109/RESEM57584.2023.10236136.

11. Липківський К.О. Особливості нормалізації живлення споживачів в системах електропостачання обмеженої потужності // Технічна електродинаміка. Тематичний випуск „Силова електроніка та енергоефективність”. – 2001. – Ч.3. –С.7-12.

12. Праховник А.В., Бондаренко А.Ф. Енергономіка – інтелектуальна основа ощадливого енергокористування // Технічна електродинаміка. – 1998. – №5. - С.74-77.

13. REN21. “Renewables 2022 – Global Status Report” (renewable energies): 44. Retrieved 5 September 2022 https://www.ren21.net/reports/global-status-report/.

14. “Global renewable energy trends”. Deloitte Insights. Archived from the original on 29 January 2019. Retrieved 28 January 2019 https://www2.deloitte.com/insights/us/en/industry/power-and-utilities/global-renewable-energy-trends.html.

15. “Renewable Energy Now Accounts for a Third of Global Power Capacity”. irena.org. Archived from the original on 2 April 2019. Retrieved 2 December 2020 https://www.irena.org/newsroom/pressreleases/2019/Apr/Renewable-Energy-Now-Accounts-for-a-Third-of-Global-Power-Capacity.

16. “Global Trends in Renewable Energy Investment 2020”. Capacity4dev / European Commission. Frankfurt School-UNEP Collaborating Centre for Climate & Sustainable Energy Finance; BloombergNEF. 2020. Archived from the original on 11 May 2021. Retrieved 16 February 2021

https://europa.eu/capacity4dev/unep/documents/global-trends-renewable-energy-investment-2020.

17. Cork, University College. “Assessing global electricity generation potential from rooftop solar photovoltaics”. techxplore.com. Retrieved 11 October 2021 https://techxplore.com/news/2021-10-global-electricity-potential-rooftop-solar.html.

18. Timilsina, Govinda R.; Kurdgelashvili, Lado; Narbel, Patrick A. (1 January 2012). “Solar energy: Markets, economics and policies”. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 16 (1): 449–465. doi:10.1016/j.rser.2011.08.009. ISSN 1364-0321.

19. L. Liu, Y. Ma, Y. Li, Y. Peng, R. He and Y. Li, "Review of Gravity Energy Storage Research and Development," 2023 8th International Conference on Power and Renewable Energy (ICPRE), Shanghai, China, 2023, pp. 395-399, doi: 10.1109/ICPRE59655.2023.10353860.

20. J. Li, Z. Fang, Q. Wang, M. Zhang, Y. Li and W. Zhang, "Optimal Operation with Dynamic Partitioning Strategy for Centralized Shared Energy Storage Station with Integration of Large-scale Renewable Energy," in Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, vol. 12, no. 2, pp. 359-370, March 2024, doi: 10.35833/MPCE.2023.000345.

21. J. Rushkoff and T. Bazzi, "Current and Future Energy Storage Market Revenues Sensitivity Study," 2024 IEEE Electrical Energy Storage Application and Technologies Conference (EESAT), San Diego, CA, USA, 2024, pp. 1-5, doi: 10.1109/EESAT59125.2024.10471205.

22. Z. Yao et al., "Optimal Allocation and Economic Analysis of Energy Storage Capacity of New Energy Power Stations Considering the Full Life Cycle of Energy Storage," 2022 IEEE 6th Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2), Chengdu, China, 2022, pp. 2592-2599, doi: 10.1109/EI256261.2022.10117016.

23. D. Zhang et al., "Effect of multi-energy storage systems on improving the synergy of integrated energy system," 2023 3rd New Energy and Energy Storage System Control Summit Forum (NEESSC), Mianyang, China, 2023, pp. 90-93, doi: 10.1109/NEESSC59976.2023.10349231.

24. “10 really cool Solar Power installations in (and above) the world”. 29 January 2018. Archived from the original on 29 January 2018. Retrieved 30 January 2018 https://electrek.co/2018/01/29/10-really-cool-solar-power-installations/.

25. “Wind energy generation vs. installed capacity”. Our World in Data. Archived from the original on 19 October 2021. Retrieved 23 November 2021 https://ourworldindata.org/grapher/wind-energy-consumption-vs-installed-wind-energy-capacity.

26. S. Peng et al., "Probabilistic Power Flow Considering Static Characteristics of Power System with Large-Scale Offshore Wind Power," 2021 6th International Conference on Power and Renewable Energy (ICPRE), Shanghai, China, 2021, pp. 1010-1014, doi: 10.1109/ICPRE52634.2021.9635198.

27. H. Wang et al., "Evaluation Method of Wind Power Consumption Limitation in Power System with High Proportion of Wind Power," 2021 IEEE 4th International Electrical and Energy Conference (CIEEC), Wuhan, China, 2021, pp. 1-6, doi: 10.1109/CIEEC50170.2021.9510533.

28. Y. Chen, H. Li, Q. Chen and Q. Yang, "Target Power Determination for Real-time Stabilization of Grid-Connected Offshore Wind Power Fluctuation," 2022 21st International Symposium on Distributed Computing and Applications for Business Engineering and Science (DCABES), Chizhou, China, 2022, pp. 188-191, doi: 10.1109/DCABES57229.2022.00077.

29. Y. Qin, W. Fan, D. Chen, C. Yang and F. Li, "Research on active power control strategy for offshore wind power based on multiple time scales," 2024 3rd International Conference on Energy, Power and Electrical Technology (ICEPET), Chengdu, China, 2024, pp. 1679-1683, doi: 10.1109/ICEPET61938.2024.10627019.

30. R. Huang et al., "Research on Power Collection and Operation Control Technology Requirements of Deep Water Wind Farm," 2021 6th Asia Conference on Power and Electrical Engineering (ACPEE), Chongqing, China, 2021, pp. 821-825, doi: 10.1109/ACPEE51499.2021.9437024.

31. “Wind Power – Analysis”. IEA. Archived from the original on 23 November 2021. Retrieved 23 November 2021 https://www.iea.org/reports/wind-power.

32. “Global wind industry breezes into new record”. Energy Live News. 25 March 2022. Retrieved 2 April 2022 https://www.energylivenews.com/2022/03/25/global-wind-industry-breezes-into-new-record/.

33. “Renewable Energy Market Update - May 2022 – Analysis”. IEA. Retrieved 27 June 2022 https://www.iea.org/reports/renewable-energy-market-update-may-2022.

34. “Record clean energy spending is set to help global energy investment grow by 8% in 2022 – News”. IEA. Retrieved 27 June 2022 https://www.iea.org/news/record-clean-energy-spending-is-set-to-help-global-energy-investment-grow-by-8-in-2022.

35. M. A. Hossain, H. R. Pota, W. Issa, M. J. Hossain, Overview of ac microgrid controls with inverter interfaced generations, Energies 10 (9) (2017) 1300.

36. M. Hoger and M. Bahernik, "Stochastic Modeling of a Residential PV Plant Operation," 2024 24th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE), Kouty nad Desnou, Czech Republic, 2024, pp. 1-4, doi: 10.1109/EPE61521.2024.10559568.

37. M. E. Sezgin, S. Pouraltafi-Kheljan, M. Beyarslan and M. Göl, "Stochastic Model Predictive Control for Microgrids Based on Monte Carlo Simulations," 2022 57th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), Istanbul, Turkey, 2022, pp. 1-6, doi: 10.1109/UPEC55022.2022.9917666.

38. A. Camisa and G. Notarstefano, "A Distributed Mixed-Integer Framework to Stochastic Optimal Microgrid Control," in IEEE Transactions on Control Systems Technology, vol. 31, no. 1, pp. 208-220, Jan. 2023, doi: 10.1109/TCST.2022.3174968.

39. H. Gudimindla, M. S. K and S. Sandhya, "Performance Analysis of Adaptive Speed Reference Tracking QFT Robust Controller for Three Phase Grid connected Wind Turbine under Stochastic Wind Speed Conditions," 2021 Emerging Trends in Industry 4.0 (ETI 4.0), Raigarh, India, 2021, pp. 1-6, doi: 10.1109/ETI4.051663.2021.9619223.

40. A. Buonanno, M. Caliano, M. Di Somma, G. Graditi and M. Valenti, "Comprehensive method for modeling uncertainties of solar irradiance for PV power

generation in smart grids," 2021 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST), Vaasa, Finland, 2021, pp. 1-6, doi: 10.1109/SEST50973.2021.9543245.

41. M. Aatabe, R. E. Abbadi, A. N. Vargas, A. E. M. Bouzid, H. Bawayan and M. I. Mosaad, "Stochastic Energy Management Strategy for Autonomous PV–Microgrid Under Unpredictable Load Consumption," in IEEE Access, vol. 12, pp. 84401-84419, 2024, doi: 10.1109/ACCESS.2024.3414297.

42. “Правила врегулювання небалансів на ринку електричної енергії: що змінилося”. URL: https://yur-gazeta.com/publications/practice/energetichne-pravo/pravila-vregulyuvannya-nebalansiv-na-rinku-elektrichnoyi-energiyi-shcho-zminilosya.html (дата звернення: 17.08.2024).

43. Про внесення змін до деяких законів України щодо удосконалення умов підтримки виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії: Закон України від 02.12.2021 р. № 1928-IX: станом на 01 січня 2024 р. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/810-2 (дата звернення: 17.08.2024).

44. N. Jenkins, A. Ron, C. Peter, K. Daniel, S. Goran, Embedded generation, no. 31, IET, 2000.

45. T. A. Short, Electric power distribution handbook, CRC press, 2014.

46. J. de la Cruz, Y. Wu, J. E. Candelo-Becerra, J. C. Vásquez and J. M. Guerrero, "Review of Networked Microgrid Protection: Architectures, Challenges, Solutions, and Future Trends," in CSEE Journal of Power and Energy Systems, vol. 10, no. 2, pp. 448-467, March 2024, doi: 10.17775/CSEEJPES.2022.07980.

47. Y. Guan et al., "Hierarchical Operation Management System for Mobile Ad-hoc Microgrids in Emergency Events," 2024 IEEE 10th International Power Electronics and Motion Control Conference (IPEMC2024-ECCE Asia), Chengdu, China, 2024, pp. 2752-2755, doi: 10.1109/IPEMC-ECCEAsia60879.2024.10567272.

48. Pragya and R. Thakur, "A Review of Architecture and Control Strategies of Hybrid AC/DC Microgrid," 2022 International Conference on Intelligent Controller and Computing for Smart Power (ICICCSP), Hyderabad, India, 2022, pp. 1-5, doi: 10.1109/ICICCSP53532.2022.9862386.

49. M. H. Saeed, W. Fangzong, B. A. Kalwar and S. Iqbal, "A Review on Microgrids' Challenges & Perspectives," in IEEE Access, vol. 9, pp. 166502-166517, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3135083

50. A. Hossain et al., "Comparative Study of Different Controllers for Offshore DC Microgrids," 2023 IEEE Fifth International Conference on DC Microgrids (ICDCM), Auckland, New Zealand, 2023, pp. 1-6, doi: 10.1109/ICDCM54452.2023.10433595.

51. F. Martin-Martinez, A. Sanchez-Miralles, M. Rivier, A literature review of microgrids: A functional layer based classication, Renewable and Sustainable Energy Reviews 62 (2016) 1133-1153.

52. N. W. A. Lidula and A. D. Rajapakse, "Microgrids research: a review of experimental microgrids and test systems," Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 15, no. 1, pp. 186–202, 2011.

53. C. Bossi, T. Degner, and S. Tselepis, "Distributed generation with high penetration of renewable energy sources," Dispower, Final Public Report, Laboratory Tests Case Studies and Field Experience, Kessel, Germany, 2006.

54. Cesi Ricerca DER Test Facility (DER-TF), Italy, http://www.microgrids.eu/.

55. J. Ostergaard and J. E. Neilsen, The Bornholm Power System an Overview, Kgs, Lyngby, Denmark, 2011.

56. The UK's first Island Microgrid Goes Online, CAT, Wales, UK, 2009, http://www.cat.org.uk/.

57. Б.С. Стогній, О.В. Кириленко, А.В. Праховник, С.П. Денисюк Еволюція інтелектуальних енергетичних мереж та їхні перспективи в Україні // Технічна електродинаміка. – 2012. – №5. – С. 52-50.

58. Виявлення аномальної поведінки людини у MicroGrid на базі машинного навчання / О. М. Комаревич, Ю. В. Хохлов, Ю. С. Ямненко // Мікросистеми. електроніка та акустика. – 2018. – Том 23. - №4(2018). - С. 36–41. http://elc.kpi.ua/article/view/143310 , DOI: https://doi.org/10.20535/2523-4455.2018.23.4.143310

59. Кириленко О.В. Інтелектуальні системи керування потоками електроенергії у локальних об’єктах. / О.В.Кириленко, Ю.С.Петергеря, Т.О.Терещенко, В.Я.Жуйков // К.: «Аверс» – 2005. – С 17-28.

60. Праховник А.В. Принципи організації взаємодії компонент смарт мереж / Праховник А.В., Денисюк С.П., Коцар О.В. // Технічна електродинаміка, 2012, № 3, с. 51-52.

61. Рогоза В.С. Інтелектуальні платформи розподілених інформаційних середовищ / Рогоза В.С., Іщенко Г.В. // Монографія – 2009. – 358 с.

62. Вербицький Є.В., Кисельова А. Г., Осипенко К. С. Контекстно-залежне керування автономними системами електроживлення: під загальною редакцією д.т.н. Жуйкова В.Я. – К.: Аверс, 2015. – 187 с.

63. І.В. Касаткіна, С.М. Бойко, О.А. Жуков. Інтелектуальні системи електропостачання. Навчальний посібник / І.В. Касаткіна, С.М. Бойко, О.А. Жуков – 2023. – 151 с.

64. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Гінайло В.О., Яндульський О.С. Уніфіковані структури та засоби побудови систем керування електричними об’єктами // Технічна електродинаміка. Тематичний випуск «Проблеми сучасної електротехніки”. – 2002. – Ч.1 – С.79-82.

65. Петергеря Ю.С. Теоретичні основи побудови алгоритмів керування системами електроживлення локальних об’єктів // Технічна електродинаміка. Тематичний випуск “Силова електроніка та енергоефективність”. – 2002. – Ч.1. – С.82-89.

66. Ромашко В.Я. До питання про відбір максимальної потужності від джерел електричної енергії // Электроника и связь. – 2013. − № 4. − С. 28-34.

67. Вербицький Є.В., Ромашко В.Я. Особливості пошуку точки максимальної потужності сонячної батареї методами холостого ходу і короткого замикання // Електроніка і зв’язок. – 2013. − № 5. − С. 13-18.

68. Мартинюк В.І., Клен К.С., Жуйков В.Я. Визначення параметрів схем заміщення сонячних панелей за експериментальними даними. – Мікросистеми, електроніка та акустика. – 2021. Том 26, №2, 2021. С. 237316-1 – 237316-9.

69. Ромашко В.Я., Вербицький Є.В., Киричик Є.І. Аналіз втрат енергії в системі відбору максимальної потужності сонячної батареї // Технічна електродинаміка. – 2014. − № 4. – С. 55-57.

70. A. Borni, T. Abdelkrim, N. Bouarroudj, A. Bouchakour, L. Zaghba, A. Lakhdari, et al., "Optimized MPPT Controllers Using GA for Grid Connected Photovoltaic Systems Comparative study", Energy Procedia, vol. 119, pp. 278-296, 2017.

71. K. Punitha, V. Seetharaman, D. Devaraj and V. Selvaganesh, "Deep learning based maximum power point prediction for Arduino controlled solar water pumping systems", Songklanakarin J. Sci. Technol., vol. 44, no. 3, pp. 884-891, 2022.

72. M. M, C. V, K. Punitha and P. A, "Design of Novel Optimization Algorithm based Maximum Power Point Tracking for Solar Photovoltaic Application," 2023 IEEE World Conference on Applied Intelligence and Computing (AIC), Sonbhadra, India, 2023, pp. 99-105, doi: 10.1109/AIC57670.2023.10263846.

73. Y. Rais, A. Zakriti and A. Khamlichi, "Maximum Power Point Tracking in Photovoltaics: Overview and Application," 2018 Renewable Energies, Power Systems & Green Inclusive Economy (REPS-GIE), Casablanca, Morocco, 2018, pp. 1-6, doi: 10.1109/REPSGIE.2018.8488818.

74. J. Ahmad, "A fractional open circuit voltage based maximum power point tracker for photovoltaic arrays", Software Technology and Engineering (ICSTE) 2010 2nd International Conference on, vol. 1, pp. 247-250, 2010.

75. A. F. Murtaza, H. a. Sher, M. Chiaberge, D. Boero, M. D. Giuseppe and K. E. Addoweesh, "A novel hybrid MPPT technique for solar PV applications using perturb observe and Fractional Open Circuit Voltage techniques", MECHATRONIKA 2012 15th International Symposium, pp. 18, 2012.

76. Іванов А. О. Теорія автоматичного керування: Підручник. – Дніпропетровськ: Національний гірничий університет. – 2003. – 250 с.

77. T. Boutsika and S. Santoso, "Quantifying the effect of wind turbine size and technology on wind power variability," 2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Vancouver, BC, Canada, 2013, pp. 1-5, doi: 10.1109/PESMG.2013.6672587.

78. V. Shirsath and R. Agrawal, "A Review of Wind Station Data Modeling For Wind Turbine Reliability Enhancement To Optimize Wind Energy Considering Turbine Design," 2020 5th IEEE International Conference on Recent Advances and Innovations in Engineering (ICRAIE), Jaipur, India, 2020, pp. 1-6, doi: 10.1109/ICRAIE51050.2020.9358335.

79. Z. Gao et al., "An overview on development of wind power generation," 2016 Chinese Control and Decision Conference (CCDC), Yinchuan, China, 2016, pp. 435-439, doi: 10.1109/CCDC.2016.7531024.

80. H. Abouri, F. E. Guezar and H. Bouzahir, "Advanced Control Strategies for Wind Energy Systems," 2020 International Conference on Electrical and Information Technologies (ICEIT), Rabat, Morocco, 2020, pp. 1-6, doi: 10.1109/ICEIT48248.2020.9113193.

81. Y. Vidal, L. Acho, N. Luo, M. Zapateiro, and F. Pozo,“Power control design for variable-speedwind turbines,” Energies, vol. 5, no. 8, pp. 3033–3050, 2012.

82. L. Aleksandr, G. Demidova, O. Alassaf, D. Lukichev, A. Rassõlkin and T. Vaimann, "MPPT Algorithms for Wind Turbines: Review and Comparison," 2022 29th International Workshop on Electric Drives: Advances in Power Electronics for Electric Drives (IWED), Moscow, Russian Federation, 2022, pp. 1-6, doi: 10.1109/IWED54598.2022.9722597.

83. R. B. Morim et al., "Analysis of Wind Turbine Power Generation with Individual Pitch Control," 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America), Gramado, Brazil, 2019, pp. 1-6, doi: 10.1109/ISGT-LA.2019.8895292.

84. T. Burton, D. Sharpe, N. Jenkins and E. Bossanyi, Wind Energy Handbook, 2011.

85. B. Boukhezzar, L. Lupu, H. Siguerdidjane, and M. Hand, “Multivariable control strategy for variable speed, variable pitch wind turbines”, Renew. Energy, vol. 32, no. 8, pp. 1273–1287, 2007.

86. S. S. Kumar, “Maximum Power Point Tracking For a PMSG Based Variable Speed Wind Energy Conversion System using Optimal Torque Control”, no. 978, pp. 347–352, 2016.

87. Волківський В.Б. Адаптивний метод заряду акумуляторних батарей // Технічна електродинаміка. Тематичний випуск “Силова електроніка та енергоефективність”. – 2005. – Ч. 2.– С. 40-43.

88. Волківський В.Б. Пристрій для заряду асиметричним струмом акумуляторної батареї в буферному режимі // Технічна електродинаміка. Тематичний випуск “Силова електроніка та енергоефективність”. – 2004. – Ч. 3. – С. 21-24.

89. Слабоспицький, О.С. Аналіз даних. Попередня обробка: Навчальний посібник / О.С. Слабоспицький; КНУТШ - Київ: Київський університет, 2001. - 52с.

90. Моделі оптимального розвитку енергосистем: Оптимізація структури генеруючих потужностей електроенергетичних систем. [Електронний ресурс] для студ. спец. 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / КПІ ім. Ігоря Сікорського ; уклад.: В. А. Баженов. – Електронні текстові дані (1 файл: 384 кбайт). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – 26 с.

91. W. Feller, "The general form of the so-called law of the iterated logarithm" Trans. Amer. Math. Soc. , 54 (1943) pp. 373–402.

92. Федорченко А.М. (1993). Теоретична фізика. Квантова механіка, термодинаміка і статистична фізика. Т.2. Київ: Вища школа., 415 с.

93. Н.Д. Фреїк, Н.Б. Ільків (2011). Ентропія у поглядах природничих наук. Київський національний університет імені Тараса Шевченка, Прикарпатський національний університет імені Василя Стефаника. Архів оригіналу (PDF) за 24 лютого 2015. Процитовано 10 травня 2013.

94. Висоцький В. І. Квантова механіка та її використання в прикладній фізиці: підручник / В. І. Висоцький. – К. : Видавничо-поліграфічний центр «Київський університет», 2008. – 367 с. – ISBN 978-966-439-127-3.

95. K. J. Falconer, Fractals: A Very Short Introduction. - OUP Oxford, 2013. – 132p.

96. West J.B. Physics of Fractal Operators / J.B. West, M. Bologna, P. Grigolini – Springer: Verlag, 2003. – 354 pp.

97. Barbara D., Chen P.: Using the fractal dimension to cluster datasets. // KDD. 2000. C. 260-264.

98. Caetano Traina Jr., Agma J. M. Traina, Leejay Wu, Christos Faloutsos. Fast Feature Selection Using Fractal Dimension. // SBBD. 2000. C. 158- 171.

99. Y. Xin, F. Liu, J. Wang and X. You, "A Fractal Dimension Calculation Method of Internet Rumor for Recognition," 2020 IEEE 4th Information Technology, Networking, Electronic and Automation Control Conference (ITNEC), Chongqing, China, 2020, pp. 356-360, doi: 10.1109/ITNEC48623.2020.9084738.

100. Dubuc B. Evaluating the fractal dimension of profiles / B. Dubuc, J. Quiniou, C. Roques-Carmes [et al.] // Physical Review A. – 1989. – Vol. 39, № 3. – C. 1500-1512.

101. Camastra F. Data Dimensionality Estimation Methods: A survey / F. Camastra // Pattern Recognition. – 2003. – Vol. 36, No. 12. – P. 2945-2954.

102. Crişan D. A. Fractal Dimension Spectrum as an Indicator for Training Neural Networks // D. A. Crişan, R. Dobrescu // University Politehnica of Bucharest Sci. Bull., Series C. – 2007. – Vol. 69, No. 1. – P. 23-32.

103. Mandelbrot, Benoît B., The (Mis)Behavior of Markets, A Fractal View of Risk, Ruin and Reward (Basic Books, 2004).

104. Feuerverger, Andrey & Hall, Peter & Wood, Andrew. (2008). Estimation of fractal index and fractal dimension of a Gaussian process by counting the number of level crossings. Journal of Time Series Analysis. 15. 587 - 606. 10.1111/j.1467-9892.1994.tb00214.x.

105. Статистика: Підручник / А. В. Головач, А. М. Єріна, О. В. Козирєв та ін.: За ред. А. В. Головача, А. М. Єріної, О. В. Козирєва. – К.: Вища школа., 1993. – 623 с.

106. Box G.E.P., Jenkins G.M., Reinsel G.C. Time Series Analysis: Forecasting and Control. 3rd edition, Prentice Hall, 1999.

107. Cuyt A. Pade Approximants for Operators: Theory and Applications. – Lecture Notes in Mathematics. – 1065. – Springer-Verlag: Berlin, Heidelberg, New York, Tokyo, 1984. – 138 p.

108. Shohat J. A. and Tamarkin J. D. The problem of moments. – New York: American Mathematical Society, 1943. – 140 p.

109. Голуб А.П. Узагальнені моментні зображення та апроксимації Паде. – Київ: Ін-т математики НАН України, 2002. – 222 с.

110. Berezansky Yu.M., Dudkin M.E. The complex moment problem in the exponential form Berezansky // Ibid. – 2004. – 10, N 4. – P. 1–10.

111. Стжелецкі, Ришард. Аналіз та синтез перетворювачів напруги на основі теорії моментів: Дисертація ступеню кандидата технічних наук. Київ, 1984. 235 с.

112. Mason J.C., Handscomb D.C. Chebyshev Polinomials. Florida, Boca Raton: CRC Press LLC, 2003.335 p.

113. Legendre, A.-M. (1785) [1782]. "Recherches sur l'attraction des sphéroïdes homogènes" (PDF). Mémoires de Mathématiques et de Physique, présentés à l'Académie Royale des Sciences, par divers savans, et lus dans ses Assemblées (in French). Vol. X. Paris. pp. 411–435.

114. Haar, Alfréd (1910), Zur Theorie der orthogonalen Funktionensysteme, Mathematische Annalen, 69 (3): 331–371.

115. Kunz, H.O. (1979). On the Equivalence Between One-Dimensional Discrete Walsh-Hadamard and Multidimensional Discrete Fourier Transforms. IEEE Transactions on Computers. 28 (3): 267—8. doi:10.1109/TC.1979.1675334.

116. G. Grimmett and D. Stirzaker, Probability and Random Processes, 3rd edition, Oxford University Press, 2001, ISBN 0-19-857223-9.

117. David Williams, Probability with Martingales, Cambridge University Press, 1991, ISBN 0-521-40605-6.

118. Zulfikar, S. A. Abbasi, and A. R. M. Alamoud, “A Novel Complete Set of Walsh and Inverse Walsh Transforms for Signal Processing,” in 2011 International Conference on Communication Systems and Network Technologies, 2011, pp. 504–509, DOI: 10.1109/CSNT.2011.108.

119. P. Franklin, “A set of continuous orthogonal functions,” Math. Ann., vol. 100, no. 1, pp. 522–529, 1928.

120. E. Koubli, D. Palmer, P. Rowley and R. Gottschlag, "Inference of missing data in photovoltaic monitoring datasets," IET Renew. Power Gener., vol. 10, no. 4, pp. 434-439, 2016.

121. Beckers, J. M. and Rixen, M. EOF calculations and data filling from incomplete oceanographic datasets. Journal of Atmospheric and oceanic technology, pp. 1839-1856, 2003.

122. Авраменко В. І., Карімов І. К. Теорія ймовірностей і математична статистика: навч. посібник / -2-ге вид., перероб. і доп. – Дніпродзержинськ: ДДТУ, 2013. —245 с.

123. А. Власов, А. Демічковський, О. Іващенко, А. Лопатьєв, М. Пітин, Я. П'янило, О. Худолій. Системний підхід і математичне моделювання біологічних та природних об'єктів і процесів/ Фізико-математичне моделювання та інформаційні технології, -2016, No 23, с.17-28.

124. В.Я. Жуйков, Л.М. Лук'яненко, Д.А. Миколаєць, К.С. Осипенко та ін. Підвищення ефективності систем з відновлюваними джерелами енергії. – К.: Кафедра, 2018. – 368 с. ISBN 978-617-7301-48-5.

125. F. Boico, B. Lehman, "Study of Different Implementation Approaches for a Maximum Power Point Tracker", IEEE COMPEL Workshop, pp. 15 – 21, 2006.

126. Nacer K. M'Sirdi, Bechara Nehme, Mouna Abarkan, Abdelhamid Rabbi, "The best MPPT algorithms by VSAS ap-proach for Renewable Energy Sources (RES)", Environmental Friendly Energies and Applications (EFEA), 2014 3rd International Symposium on, 19-21 Nov. 2014, pp. 1 – 7.

127. Haihua Zhou, Tanmoy Bhattacharya, Duong Tran, Tuck Sing Terence Siew, Ashwin M. Khambadkone, "Composite Energy Storage System Involving Battery and Ultracapacitor With Dynamic Energy Management in Microgrid Applications", IEEE Transactions on Power Electronics, Volume 26, Issue 3, pp. 923 – 930, 2011.

128. T. Tanabe, T. Sato, R. Tanikawa, I. Aoki, T. Funabashi, R. Yokoyama, "Generation scheduling for wind power generation by storage battery system and meteorological forecast", Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE, pp. 1 – 7.

129. Жуйков В.Я., Клен (Осипенко) К.С. Принцип невизначеності Гейзенберга при оцінці рівня енергії, що генерується відновлюваними джерелами. – Технічна електродинаміка. – 2017. – № 1, с. 10-16.

130. The archive of the meteorological observations. Data on airfields in Europe [electronic resource] – Access to the resource: http://www.pogoda.by/zip-avia/index.php?Year=2015&sortBy=country.

131. Жуйков В.Я., Клен (Осипенко) К.С. Лінеаризація функції зміни параметрів потоку первинної енергії дискретними функціями Франкліна. – Електроніка та зв'язок. – 2016. Том 21, №4(93), с. 33-37.

132. Теорія сигналів [Електронний ресурс] : навч. посіб. для студ. Спеціальності 153 «Мікро- та наносистемна техніка» / КПІ ім. Ігоря Сікорського; уклад.: А.О. Попов. – Електронні текстові данні (1 файл: 7399 Кбайт). – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2019. – 268 с.

133. V. Zhuikov, K. Klen (Osypenko) Approximation of equivalent source parameters change function by Franklin functions. – Computational problems of electrical engineering. – 2016. Vol. 6, No. 1, с. 49-54.

134. Петергеря Ю.С., Жуйков В.Я., Терещенко Т.О. Інтелектуальні системи забезпечення енергозбереження житлових будинків. Навчальний посібник. – К.: Медіа-ПРЕС, 2008. – 256 с.

135. Клен К.С., Мартинюк В.І. Лінійні функції на базі функцій Уолша. – Мікросистеми, електроніка та акустика. – 2019. Том 24, №1, 2019, с. 29-34.

136. H. S. Carslaw (1930). "Chapter IX". Introduction to the theory of Fourier's series and integrals (Third ed.). New York: Dover Publications Inc.

137. Boyce, William E.; DiPrima, Richard C. (2005). Elementary Differential Equations and Boundary Value Problems (8th ed.). Wiley. pp. 186–192, 237–241.

138. Клен К.С., Жуйков В.Я. Вплив стохастичного характеру енергії в системах розосередженої генерації на їхню стійкість. – Технічна електродинаміка. – 2020. № 3, с. 62-68.

139. Kleinert, Hagen (2004). Path Integrals in Quantum Mechanics, Statistics, Polymer Physics, and Financial Markets (4th ed.). Singapore: World Scientific. ISBN 981-238-107-4.

140. LARES – Laboratory for Renewable Energy Systemsof University of Zagreb, Faculty of Electrical Engineering and Computing. https://www.lares.fer.hr/

141. Jarrell, Stephen B. (1994). Basic Statistics (Special pre-publication ed.). Dubuque, Iowa: Wm. C. Brown Pub. p. 492. ISBN 978-0-697-21595-6.

142. He, Sheng-wu; Wang, Jia-gang; Yan, Jia-an (1992), Semimartingale Theory and Stochastic Calculus, Science Press, CRC Press Inc.

143. Fima C Klebaner, 2012, Introduction to Stochastic Calculus with Application (3rd Edition). World Scientific Publishing.

144. "Largest ever solar farm opens in China," 05 June 2024. [Online]. Available: https://www.futuretimeline.net/blog/2024/06/5-worlds-largest-solar-farm-2024.htm.

145. Курс загальної фізики : підруч. для студ. ВНЗ : у 6 т. / ОНУ ім. І.І. Мечникова; за заг. ред. В. А. Сминтина. – Одеса : Астропринт, 2011. - Т.4 : Оптика / В. А. Сминтина, Ю. Ф. Ваксман. – 2012. – 275 с.

146. Клен (Осипенко) К.С. Визначення віртуальної щільності хмар із застосуванням методу зворотного перетворення. – Електроніка та зв’язок. – 2017. Том 22, №3(98), с. 55-60.

147. J. Surya Kumari; Dr. Ch. Sai Babu; A. Kamalakar Babu, "Design and Analysis of P&O and IP&O MPPT Techniques for Photovoltaic System," International Journal of Modern Engineering Research, vol. 2, no. 4, pp. 2174-2180, 2012.

148. Florent Boico; Brad Lehman, "Study of Different Implementation Approaches for a Maximum Power Point Tracker," in IEEE Workshops on Computers in Power Electronics, COMPEL '06, Troy, NY, USA, 2006.

149. Ogata, Katsuhiko, Discrete Time Control Systems 2nd Ed, Prentice-Hall Inc, 1995, 1987.

150. Bracewell, R. N. (2000), The Fourier Transform and Its Applications (3rd ed.), Boston: McGraw-Hill.

151. Клен К.С., Збронський О.Г., Жуйков В.Я. Розрахунок віртуальної щільності хмари на основі перетворення Фур’є. – Мікросистеми, електроніка та акустика. – 2020. Том 25, №3, 2020. С. 36-40.

152. Жуйков В.Я., Клен (Осипенко) К.С. Оцінка фрактальної розмірності та передавальної функції хмар. – Мікросистеми, електроніка та акустика. – 2017. Том 22, №5(2017), с. 13-19.

153. V. Zhuikov, K. Klen (Osypenko) Determination of cloud cover parameters. – Computational problems of electrical engineering. – 2017. Vol. 7, No. 2, c. 97-102.

154. Теорія сигналів. Методичні вказівки до практичних занять та самостійної роботи. Частина 3. Спектральний аналіз неперіодичних сигналів. [Електронний ресурс]: навч. посіб. для студентів вищих навчальних закладів спеціальності 125 «Кібербезпека», освітня програма «Системи технічного захисту інформації» / КПІ ім. Ігоря Сікорського; уклад.: С. М. Кущ, Д. О. Прогонов, Смирнов В.П. – Електронні текстові дані (1 файл: 0,25 Мбайт). – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2019. – 31 с.

155. Клен К.С., Яременко М.К. Оцінка рівня енергії вітрового потоку за супровідними даними. – Мікросистеми, електроніка та акустика. – 2019. Том 24, №2, 2019, с. 56-63.

156. Pearson, Karl (20 June 1895). Notes on regression and inheritance in the case of two parents. Proceedings of the Royal Society of London (англ.). 58: 240–242.

157. Mankiewicz, Richard (2004). The Story of Mathematics (вид. Paperback). Princeton, NJ: Princeton University Press. с. 158.

158. “Grafik elementov pogody. Belgidromet [Graph of weather elements. Belhydromet].” [Online]. Available: http://pogoda.by/meteograph/UKBB. [Accessed: 07-Apr-2019].

159. “Koeficiyent korelyaciyi Pirsona [Pearson correlation coefficient].” [Online]. Available: https://uk.wikipedia.org/wiki/Коефіцієнт_кореляції_Пірсона. [Accessed: 21-Mar-2019].

160. Нич Л.Я. Визначення показника Герста за допомогою фрактальної розмірності, обчисленої клітинковим методом на прикладі коротких часових рядів / Нич Л.Я., Камінський Р.М. // Вісник Національного університету "Львівська політехніка". – 2015. – № 814: Інформаційні системи та мережі. – С. 100–111.

161. D. Antić,Z. Jovanović,N. Danković,M. Spasić and S. Stankov,"Probability estimation of certain properties of the imperfect systems," 2012 7th IEEE International Symposium on Applied Computational Intelligence and Informatics (SACI), 2012, pp. 213-216.

162. A. Grishko, N. Yurkov and N. Goryachev, "Reliability analysis of complex systems based on the probability dynamics of subsystem failures and deviation of parameters," 2017 14th International Conference The Experience of Designing and Application of CAD Systems in Microelectronics (CADSM), 2017, pp. 179-182.

163. H. Zhang and S. He, "Analysis and Comparison of Permutation Entropy, Approximate Entropy and Sample Entropy," 2018 International Symposium on Computer, Consumer and Control (IS3C), 2018, pp. 209-212.

164. R. Kuang and J. Kuang, "Study of the Theory of Knowledge Entropy for Innovative Development of Industrial Groups," 2009 International Conference on Information Management, Innovation Management and Industrial Engineering, 2009, pp. 602-605.

165. Клен К.С. Перша вибіркова ентропія як функція стану системи розосередженої генерації. – Мікросистеми, електроніка та акустика. – 2021. Том 26, №1, 2021. С. 288315-1 – 288315-6.

166. Shannon K.E. Works on information theory and cybernetics. M.: IL, 1963, p. 829.

167. C. Bordons, G. Teno, J. J. Marquez and M. A. Ridao, "Effect of the Integration of Disturbances Prediction in Energy Management Systems for Microgrids," 2019 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST), 2019, pp. 1-6.

168. Jingfei Yang M. Sc. Power System Short-term Load Forecasting: Thesis for PhD degree. Germany, Darmstadt, Elektrotechnik und nfor-mationstechnik der Technischen Universitat, 2006. 139 p.

169. Gheyas I. A., Smith L. S. “A Neural Network Approach to Time Series Forecasting” in Proceedings of the World Congress on Engineering, London, 2009, Vol 2 P. 1292 - 1296.

170. A. S. Palchikov, “Existing methods of forecasting electrical consumption of objects in the metallurgical industry” Modern research and innovation. no. 9. pp. 12–17, 2012.

171. V. Popov, M. Fedosenko, V. Tkachenko and D. Yatsenko, "Forecasting Consumption of Electrical Energy Using Time Series Comprised of Uncertain Data," 2019 IEEE 6th International Conference on Energy Smart Systems (ESS), Kyiv, Ukraine, 2019, pp. 201-204.

172. S. Zheng, Y. Zhang, S. Zhou, Q. Ni and J. Zuo, "Comprehensive Energy Consumption Assessment Based on Industry Energy Consumption Structure Part I: Analysis of Energy Consumption in Key Industries," 2022 IEEE 5th International Electrical and Energy Conference (CIEEC), Nangjing, China, 2022, pp. 4942-4949.

173. Yamnenko J., Tereshchenko T. Klepach L., Palii D. “Forecasting of electricity consumption in SmartGrid” in International Conference Modern Electrical and Energy Systems MEES`17 Kremenchuk Mykhailo Ostrohradskyi National University November 15-17, 2017.

174. Household electric power. Avaliable: https://www.kaggle.com/datasets/uciml/electric-power-consumption-data-set?resource=download [Accessed: 19-January-2023].

175. Меламед М. А. Сучасні методи аналізу та прогнозування режимів електроспоживання в електроенергетичних системах / М. А. Меламед // Підсумки науки і техні-ки. - Сер. Енергетичні системи та їх автоматизація. - 1988. - Т. 4. - С. 4-11.

176. Julius S. Bendat, Allan G. Piersol. Random Data: Analysis and Measurement Procedures. – John Wiley & Sons, Inc., 2010. 464 p.

177. Shidlovsky A.K. Introduction to the statistical dynamics of energy supply systems. - Kyiv: Naukova dumka, 1984. - 273 p.

178. Shiyan A. A. Scenarios of optimization and forecasting of electrical load management of electrical engineering complexes. Bulletin of the Khmelnytskyi National University. Technical Sciences, 2010. – No. 2. – P. 122–124.

179. Chernenko P. O. Identification of parameters of a mathematical model for short-term forecasting of the electric load of the power association. Scientific Bulletin

of the Academy of Municipal Management, "Technology" series. – 2010. – Issue 1. – pp. 168–179.

180. V. M. Avramenko, V. O. Krylov, V. L. Prykhno, P. O. Chernenko. Problems of modeling and control of modes of electric power systems. Technical electrodynamics. – 2007. – No. 3. – P. 64–71.

181. Hobson E.W. The Theory of Spherical and Ellipsoidal Harmonics / E.W. Hobson – New York : Cambridge Univ. Press, 1931. – 476 p.

182. Burbelo, M. Y. Designing power supply systems. Examples of calculations: training. manual for students higher education closing / M. Y. Burbelo; Vinnytsia national technical Univ. – 2nd ed., revision. and additional – Vinnytsia: UNIVERSUM-Vinnytsia, 2005. – 147 c.

183. H.M. Fichtenholtz. Course of differential and integral calculus. – 2023. – 1900 p.

184. Sturges H. (1926). The choice of a class-interval. J. Amer. Statist. Assoc., 21, 65-66.

185. Клен К.С., Марченко Р.С. Прогнозування потужності навантаження у MicroGrid методом множинної регресії. – Мікросистеми, електроніка та акустика. – 2022. Том 27, №1, 2022. С. 236697–1 – 236697–7.

186. Клен К.С., Седляров Є.В. Алгоритм підвищення точності прогнозування вихідної потужності сонячної електростанції при застосуванні методу найближчих сусідів. – Вісник НТУУ «КПІ». Серія радіотехніка. Радіоапаратобудування. – 2024. №95. С. 1-9.

187. Gutin, A. Yeo and A. Zverovich, Traveling salesman should not be greedy: domination analysis of greedy-type heuristics for the TSP. Discrete Applied Mathematics 117 (2002), 81-86.

188. Chen Y., Xu J. (2022) Solar and wind power data from the Chinese State Grid Renewable Energy Generation Forecasting Competition. Scientific Data, Vol. 9, Article number: 577.

189. Iheanetu K. J. (2022) Solar Photovoltaic Power Forecasting: A Review. Sustainability, Vol. 14, Iss. 24, 17005.

190. Raza M. Q., Nadarajah M., Ekanayake C. (2016) On recent advances in PV output power forecast. Solar Energy, Vol. 136, pp. 125-144.

191. Antonanzas J., Osorio N., Escobar R., Urraca R., Martinezde-Pison F. J., Antonanzas-Torres F. (2016) Review of photovoltaic power forecasting. Solar Energy, Vol. 136, pp. 78-111.

192. Wilson, A. J. (1978). Entropijnye metody modelirovaniya slozhnykh sistem. Moscow: Nauka, 248.

193. H. Zhang and S. He, "Analysis and Comparison of Permutation Entropy, Approximate Entropy and Sample Entropy," 2018 International Symposium on Computer, Consumer and Control (IS3C), Taichung, Taiwan, 2018, pp. 209-212.

194. B. Wu, J. Yi and Q. Yong, "Research on Principle and Application of Maximum Entropy," 2020 Chinese Control And Decision Conference (CCDC), Hefei, China, 2020, pp. 2571-2576.

195. Prangishvili, I. V. (2003). Entropijnye i drugie sistemnye zakonomernosti: Voprosy upravleniya slozhnymi sistemami. Moscow: Nauka, 428.

196. A. V. Makkuva and Y. Wu, "Equivalence of Additive-Combinatorial Linear Inequalities for Shannon Entropy and Differential Entropy," in IEEE Transactions on Information Theory, vol. 64, no. 5, pp. 3579-3589, May 2018.

197. Клен К.С., Жуйков В.Я. Ентропійний аналіз систем розосередженої генерації. – Вісті вищих учбових закладів. Радіоелектроніка – 2021. Том 64(10). С. 644–656.

198. Delas, N. I. (2013). “Correct entropy” in the analysis of complex systems: what is the consequence of rejecting the postulate of equal a priori probabilities? Eastern-European Journal of Enterprise Technologies, 4/4 (74) 2015, 4-14.

199. Kullback, S., R. A. Leibler (1951). On Information and Sufficiency. The Annals of Mathematical Statistics, vol. 22, № 1, 79–86.

200. Відновлювані джерела енергії / За заг. ред. С.О. Кудрі. – Київ: Інститут відновлюваної енергетики НАНУ, 2020. – 392 с.

201. Клен К.С., Жуйков В.Я. Вплив статистичного характеру параметрів елементів системи на рівень заряду накопичувача. – Технічна електродинаміка. – 2019. – № 1, с. 16-20.

202. Вербицький Є. В. Упереджувальне керування з ідентифікацією параметрів перетворювачів постійної напруги [Текст]: автореф. дис. . канд. техн. наук: 05.09.12 / Вербицький Євген Володимирович; Нац. техн. ун-т України "Київ. політехн. ін-т". - К., 2013. - 21 с.

203. Kashima K., Aoyama H., Ohta Y. Modeling and linearization of systems under heavy-tailed stochastic noise with application to renewable energy assessment. IEEE 54th Annual Conference on Decision and Control (CDC). Osaka, Japan, 15-18 Dec. 2015. Pp. 1852-1857.

204. Клен К.С., Яременко М.К., Жуйков В.Я. Вибір методу прогнозування потужності заряду/розряду накопичувача у системі з вітрогенератором. – Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України. – 2020. № 57, с. 35-41.

205. MegaWatt Technology. Wind turbine SV-3.1. (n.d.). Retrieved from https://megawatttechnology.all.biz/vtrogenerator-sv-3-1-g17708723 (Accessed: 07.02.2019).

206. NOAA National Centers For Environmental Information (n.d.). URL:https://www.ncdc.noaa.gov/crn/sensors.htm?stationId=1801#wind.

207. Süli E. & Mayers D. F. Introduction to numerical methods. Cambridge University Press; 1st Edition, 2003.

208. Клен (Осипенко) К.С. Розрахунок імовірності отримання енергії заряду/розряду акумулятора на основі використання теорії мартингалів. – Мікросистеми, електроніка та акустика. – 2018. Том 23, №2(103), 2018, с. 37-41.

209. S. S. Stepanov, Stohastic world, Springer International Publishing, 2013, p. 339.

210. Energy storage and power management system : пат. US8886363B2 Сполучені Штати Америки (США) : H02J3/008. Опубл. 11.11.2014. URL: https://patents.google.com/patent/US8886363B2/en#patentCitations.

211. Power conversion control with energy storage : пат. US8344550B2 Сполучені Штати Америки (США) : H02J3/32. Опубл. 01.01.2013. URL: https://patents.google.com/patent/US8344550B2/en.

212. High speed feedback adjustment of power charge/discharge from an energy storage system : пат. US11081897B2 Сполучені Штати Америки (США) : H01M10/44. Опубл. 03.08.2021. URL: https://patents.google.com/patent/US11081897B2/en.

213. Multi-layer control framework for an energy storage system : пат. US9568931B2 Сполучені Штати Америки (США) : G05F1/66. Опубл. 14.02.2017. URL: https://patents.google.com/patent/US9568931B2/en.

214. Power storage system : пат. US20110210694A1 Сполучені Штати Америки (США) : H02J3/32. Опубл. 01.09.2011. URL: https://patents.google.com/patent/US20110210694A1/en.

215. Кириленко О. В. Технічні особливості функціонування енергосистем при інтеграції джерел розподіленої генерації [Текст] / О. В. Кириленко, І. В. Трач // Праці Інституту електродинаміки НАН України. – 2009. – Вип. 24. – С. 3–7. – ISSN 1727-9895

216. K. Bennett, Ed., MATLAB Applications for the Practical Engineer. InTech, 2014.

217. J. M. Schellekens, R. A. M. Bierbooms and J. L. Duarte, "Dead-time compensation for PWM amplifiers using simple feed-forward techniques," The XIX International Conference on Electrical Machines - ICEM 2010, Rome, Italy, 2010, pp.

218. WeActStudio.MiniSTM32F4x1/images at master weactstudio/weactstudio.ministm32f4x1 [Electronic resource] // GitHub. – Mode of access: https://github.com/WeActStudio/WeActStudio.MiniSTM32F4x1/tree/master/images (date of access: 16.12.2022).

219. Ioan Dumitrache, Delia Ioana Dogaru, «Smart Grid Overview: Infrastructure, Cyber-Physical Security and Challenges,» 2015 20th International Conference on Control Systems and Computer Science (CSCS), Bucharest, Romania, 2015.

220. M.Z. Jacobson, M.A. Delucchi, G. Bazouin, «A 100% wind, water, sunlight (WWS) all-sector energy plan for Washington State,» Renewable energy, pp. 75-88, February 2016.

221. V. Zhuikov, K. Klen (Osypenko) Principle of preemptive control in Smart Grid. – Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2017. – № 3 (49), с. 50-54.

222. M.A. Aminu, K. Solomon, «A Review of Control Strategies for Microgrids,» Advances in research, pp. 1-9, 2016.

223. Haken, H (1978). Synergetics : an introduction : nonequilibrium phase transitions and self-organization in physics, chemistry, and biology. Berlin New York: Springer-Verlag.

224. Shuhui Li, Xingang Fu, Ishan Jaithwa, Eduardo Alonso, Michael Fairbank, Donald C. Wunsch, «Control of Three-Phase Grid-Connected Microgrids using Artificial Neural Networks,» 7th International Joint Conference on Computational Intelligence, Lisbon, Portugal, 2015.

225. X. Zhang, P. Chen, C. Yu, Fei Li, H. Thanh Do, R. Cao, «Study of Current Control Strategy Based on multi-sampling for High-Power Grid-connected Inverters with LCL-filter,» IEEE Transactions on Power Electronics, p. 99, 2016.

226. V. Salas, E. Ol´ıas, A. Barrado, A. L´azaro, «Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems,» Solar Energy Materials and Solar Cells, pp. 1555-1578, 2006.

227. H. Liu, P. Chiang Loh, X. Wang, Y. Yang, W. Wang, D. Xu, «Droop Control with Improved Disturbance Adaption for PV System with Two Power Conversion Stages,» IEEE Transactions on Industrial Electronics, pp. 6073-6085, 2016.

228. D. Wu, F. Tang, T. Dragiˇcevi´c, J. Vasquez, J. Guerrero, «A control architecture to coordinate renewable energy sources and energy storage systems in islanded microgrids,» IEEE Transactions on Smart Grid, pp. 1156-1166, May 2015.

229. H. Cai, G. Hu, F. L. Lewis, A. Davoudi, «A Distributed Feedforward Approach to Cooperative Control of AC Microgrids,» IEEE Transactions on Power Systems, pp. 4057-4067, September 2016.

230. Sam Perlo-Freeman, Aude Fleurant, Pieter D. Wezeman, Siemon T. Wezeman, Trends in world military expenditure, SIPRI Fact Sheet, 2014.

231. Коцар О.В. Організація інформаційної взаємодії електроенергетичних компаній та споживачів під час керування попитом в рамках концепції Smart Grid (The informational interaction between electric power companies and consumers in

demand side management within the Smart Grid) // Енерг. та електрифікація, 2019. – № 1 – С.19 – 23.

232. Кириленко О.В. Перетворювачі параметрів електроенергії в Smart системах енергетики / КириленкоО.В., ЯкименкоЮ.І., ЖуйковВ.Я., ДенисюкС.П. // Праці Ін-ту електродинаміки НАН України. Спец. випуск. (Матеріали І Міжнародної науково-технічно ї конференції «Інтелектуальні енергетичні системи – IEC'10»). – 2010. – с. 17–23.

233. Lasseter R. MicroGrids / Lasseter, R. // IEEE PES Winter Meeting. – 2002. – P.25-26.

234. Буранов Д.О. Використання ліній електропередачі для керування навантаженнями локального об'єкту / Буранов Д.О., Кисельова А.Г., Мудрієвський С.О., Невмержицький О.В. Наукове видання – К. : АВЕРС, 2009.- 28 с.

235. Теорія ігор / Бартіш М. Я., Роман Л. Л. – Львів: Видавничий центр ЛНУ, 2005. – 120 с.

ДОДАТОК А. СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ ТА ВІДОМОСТІ ПРО АПРОБАЦІЮ РЕЗУЛЬТАТІВ РОБОТИ

Наукові праці, в яких опубліковано основні наукові результати

Монографія:

1. В.Я. Жуйков, Л.М. Лук'яненко, Д.А. Миколаєць, К.С. Осипенко та ін. Підвищення ефективності систем з відновлюваними джерелами енергії. – К.: Кафедра, 2018. – 368 с. ISBN 978-617-7301-48-5. (*Здобувачем розроблено принципи керування напівпровідниковими перетворювачами у локальних системах електроживлення на основі використання аналогу принципу невизначеності Гейзенберга*)

Публікації у фахових виданнях:

2. Жуйков В.Я., Клен (Осипенко) К.С. Принцип невизначеності Гейзенберга при оцінці рівня енергії, що генерується відновлюваними джерелами. – Технічна електродинаміка. – 2017. – № 1. С. 10-16. (*Здобувачем запропоновано принцип інтервального керування системою електроживлення*) (Scopus)

3. Клен К.С., Жуйков В.Я. Вплив статистичного характеру параметрів елементів системи на рівень заряду накопичувача. – Технічна електродинаміка. – 2019. – № 1. С. 16-20. (*Здобувачем запропоновано при синтезі законів керування враховувати статистичну залежність функцій потужності на виході відновлюваного джерела енергії та навантаження)* (Scopus)

4. Клен К.С., Жуйков В.Я. Вплив стохастичного характеру енергії в системах розосередженої генерації на їхню стійкість. – Технічна електродинаміка. – 2020. № 3. С. 62-68. (*Здобувачем доведена відповідність флуктуацій потоків енергії у системі електроживлення Вінеровському процесу*) (Scopus)

5. Клен К.С., Жуйков В.Я. Ентропійний аналіз систем розосередженої генерації. – Вісті вищих учбових закладів. Радіоелектроніка – 2021. Том 64(10). С. 644–656. (*Здобувачем запропоновано керування накопичувачем здійснювати на основі розрахунку функції ентропійної дивергенції*) (Scopus)

6. Клен К.С., Седляров Є.В. Алгоритм підвищення точності прогнозування вихідної потужності сонячної електростанції при застосуванні методу найближчих сусідів. – Вісник НТУУ «КПІ». Серія радіотехніка. Радіоапаратобудування. – 2024. №95. С. 1-9. (*Здобувачем запропоновано для прогнозування потужності на виході сонячної батареї використовувати метод кластеризації*) (Web of Science)

7. Жуйков В.Я., Клен (Осипенко) К.С. Лінеаризація функції зміни параметрів потоку первинної енергії дискретними функціями Франкліна. – Електроніка та зв'язок. – 2016. Том 21, №4(93). С. 33-37. (*Здобувачем застосовано математичний апарат функцій Франкліна для апроксимації функцій зміни потоків первинної енергії*)

8. V. Zhuikov, K. Klen (Osypenko) Approximation of equivalent source parameters change function by Franklin functions. – Computational problems of electrical engineering. – 2016. Vol. 6, No. 1. P. 49-54. (*Здобувачем застосовано математичний апарат функцій Франкліна для відновлення функцій зміни потоків первинної енергії*)

9. Клен (Осипенко) К.С. Визначення віртуальної щільності хмар із застосуванням методу зворотного перетворення. – Електроніка та зв'язок. – 2017. Том 22, №3(98). С. 55-60.

10. Жуйков В.Я., Клен (Осипенко) К.С. Оцінка фрактальної розмірності та передавальної функції хмар. – Мікросистеми, електроніка та акустика. – 2017. Том 22, №5. С. 13-19. (*Здобувачем запропоновано використання віртуальної щільності як інтегральної оцінки зміни параметрів хмарного покриву*)

11. V. Zhuikov, K. Klen (Osypenko) Principle of preemptive control in Smart Grid. – Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2017. – № 3 (49). С. 50-54. (*Здобувачем розроблено принцип преемптивного керування локальною системою електроживлення)*

12. V. Zhuikov, K. Klen (Osypenko) Determination of cloud cover parameters. – Computational problems of electrical engineering. – 2017. Vol. 7, No. 2. P. 97-102. (*Здобувачем запропоновано використання передавальної функції хмар як інтегральної оцінки зміни параметрів хмарного покриву*)

13. Клен (Осипенко) К.С. Розрахунок імовірності отримання енергії заряду/розряду акумулятора на основі використання теорії мартингалів. – Мікросистеми, електроніка та акустика. – 2018. Том 23, №2(103). С. 37-41.

14. Клен К.С., Куцаченко Є.Р. Імітаційне моделювання руху проекцій хмар над площиною сонячної електростанції. – Мікросистеми, електроніка та акустика. – 2018. Том 23, №6. С. 42-47. (*Здобувачем розглянуто особливості випливу параметрів хмарного покриву на величину енергії, що отримується від сонячних батарей*)

15. Клен К.С., Мартинюк В.І. Лінійні функції на базі функцій Уолша. – Мікросистеми, електроніка та акустика. – 2019. Том 24, №1. С. 29-34. (*Здобувачем застосовано математичний апарат лінійних функцій на базі функцій Уолша для апроксимації та відновлення функцій зміни потоків первинної енергії*)

16. Клен К.С., Яременко М.К. Оцінка рівня енергії вітрового потоку за супровідними даними. – Мікросистеми, електроніка та акустика. – 2019. Том 24, №2. С. 56-63. (*Здобувачем запропоновано для прогнозування потужності на виході вітрогенератора використовувати методи кореляційного аналізу*)

17. Клен К.С., Жуйков В.Я., Корчака М.О. Відновлення даних у Micro Grid методом емпіричних ортогональних функцій. – Мікросистеми, електроніка та акустика. – 2019. Том 24, №3. С. 33-38. (*Здобувачем запропоновано використання математичного апарату емпіричних ортогональних функцій для відновлення даних потужності сонячного випромінювання*)

18. Клен К.С., Жуйков В.Я., Сукач Р.В. Програма для моделювання хмарного покриву над сонячною електростанцією. – Мікросистеми, електроніка та акустика. – 2019. Том 24, №4. С. 18-24. (*Здобувачем розроблено програмне забезпечення для моделювання хмарного покриву*)

19. K. Klen, V. Martynyuk, M. Yaremenko. Prediction of the wind speed change function by linear regression method. – Computational problems of electrical engineering. – 2019. Vol. 9, No. 2. P. 28-33. (*Здобувачем запропоновано для прогнозування потужності на виході вітрогенератора використовувати методи регресійного аналізу*)

20. Клен К.С., Мартинюк В.І., Жуйков В.Я. Моделювання хмарного покриву на основі супутникових знімків. – Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України. – 2020. – № 56. С. 24-27. (*Здобувачем запропоновано проводити моделювання хмарного покриву на основі супутникових знімків*)

21. Клен К.С., Яременко М.К., Жуйков В.Я. Вибір методу прогнозування потужності заряду/розряду накопичувача у системі з вітрогенератором. – Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України. – 2020. № 57. С. 35-41. (*Здобувачем запропоновано для прогнозування потужності заряду/розряду накопичувача використовувати методи регресійного аналізу*)

22. Клен К.С., Збронський О.Г., Жуйков В.Я. Розрахунок віртуальної щільності хмари на основі перетворення Фур'є. – Мікросистеми, електроніка та акустика. – 2020. Том 25, №3. С. 36-40. (*Здобувачем запропоновано для розрахунку віотуальної щільності хмар використовувати перетворення Фур'є*)

23. Клен К.С. Перша вибіркова ентропія як функція стану системи розосередженої генерації. – Мікросистеми, електроніка та акустика. – 2021. Том 26, №1. С. 288315-1 – 288315-6.

24. Мартинюк В.І., Клен К.С., Жуйков В.Я. Визначення параметрів схем заміщення сонячних панелей за експериментальними даними. – Мікросистеми, електроніка та акустика. – 2021. Том 26, №2. С. 237316-1 – 237316-9. (*Здобувачем розглянуто особливості визначення параметрів схем заміщення сонячних батарей*)

25. Яременко М.К., Клен К.С., Жуйков В.Я. Вплив величини похибки прогнозування швидкості вітру на вибір кількості акумуляторів системи балансування. – Мікросистеми, електроніка та акустика. – 2021. Том 26, №3. С. 237245-1 – 237245-7. (*Здобувачем описана залежність ширини зони керованої роботи акумулятора від величини похибки прогнозування*)

26. Клен К.С., Марченко Р.С. Прогнозування потужності навантаження у MicroGrid методом множинної регресії. – Мікросистеми, електроніка та акустика. – 2022. Том 27, №1. С. 236697–1 – 236697–7. (*Здобувачем*

запропоновано для прогнозування потужності навантаження використовувати методи регресійного аналізу)

27. Клен К.С., Мирошніченко М.В. Прогнозування потужності на виході сонячної панелі. – Мікросистеми, електроніка та акустика. – 2022. Том 27, №2. С. 237737–1 – 237737–5. (*Здобувачем запропоновано для прогнозування потужності на виході сонячної батареї використовувати методи регресійного аналізу*)

28. Клен К.С., Андрієнко Р.Є. Імітаційне моделювання автономної системи електроживлення на основі сонячних панелей в режимі реального часу. – Мікросистеми, електроніка та акустика. – 2022. Том 27, №3. С. 268903-1 – 268903-7. (*Здобувачем розроблена модель автономної системи електроживлення з сонячною батареєю*)

29. Клен К.С., Яременко М.К. Вплив зміни потужності вітру та потужності навантаження на ємність системи балансування. – Мікросистеми, електроніка та акустика. – 2023. Том 28, №3. С. 290932.1–290932.9. (*Здобувачем розроблено метод врахування впливу потужності вітроустановки на розмір накопичувача для балансування енергії в системі*)

30. Клен К.С., Навроцький В.О., Жуйков В.Я. Simulation modeling of the power supply system taking into account the stochastic nature of energy generation and consumption processes. – Computational problems of electrical engineering. – 2023. Vol. 13, No. 2. P. 15 – 22. (*Здобувачем запропоновано принцип керування накопичувачем з врахуванням стохастичного характеру потоків енергії генерації та споживання*)

Публікації у міжнародних виданнях:

31. Kateryna Klen, Valery Zhuikov. Approximation and prediction of wind speed change function. – Present problems of power system control. Autumn 2018. P. 35-47. (*Здобувачем розглянуто особливості керування накопичувачем у системі електроживлення з вітрогенератором*)

32. K. Klen, V. Martynyuk, M. Yaremenko. Prediction of primary energy flow considering its stochastic nature. – Maszyny Elektryczne – Zeszyty Problemowe Nr

1/2021 (125). P. 107-110. (*Здобувачем запропоновано враховувати стохастичний характер потоку первинної енергії при його прогнозуванні*)

33. K. Klen, M. Yaremenko. Influence of the expected wind speed fluctuation on the number of batteries of the balancing system. – Power Electronic and Drives, vol. 7 (42), 2022. P. 187-196. *Здобувачем розроблено метод врахування впливу потужності вітроустановки та потужності навантаження на розмір накопичувача для балансування енергії в системі* (Web of Science)

Матеріали конференцій:

34. K. Klen, V. Martynyuk. Estimation of Parameters of Photovoltaic Modules Based on Ideality Factor Variation. – 2022 IEEE 41st International Conference on Electronics and Nanotechnology, ELNANO 2022 – Proceedings, 2022. P. 692–696. (*Здобувачем запропоновано врахування зміни коефіцієнту ідеальності при розрахунку параметрів сонячних батарей*)

35. K. Klen, M. Yaremenko. The Effect of Wind Speed Change on the Payback Period of Batteries. – 2022 IEEE 41st International Conference on Electronics and Nanotechnology, ELNANO 2022 – Proceedings, 2022. P. 667–671. (*Здобувачем запропоновано врахування впливу зміни швидкості вітру на строк служби накопичувачів*)

36. K. Klen, Y. Sedliarov. Selection of the K Parameter in the K-Nearest Neighbor Algorithm for Solar Power Prediction. – Conference on Information and Telecommunication Technologies and Radio Electronics (UkrMiCo) – Proceedings, 2023. P. 306-311. (*Здобувачем запропоновано для прогнозування потужності на виході сонячної батареї використовувати метод k-середніх*)

Особистий внесок автора. Усі методи, алгоритми, висновки та рекомендації, що містяться у дисертації, належать особисто автору.

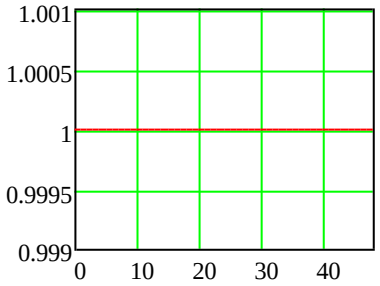
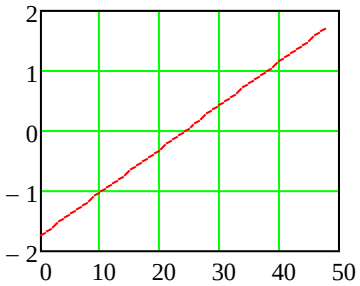
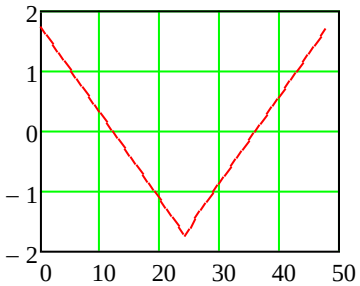
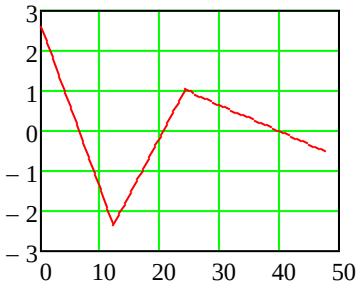
Три роботи написано автором одноосібно [8, 12, 22].

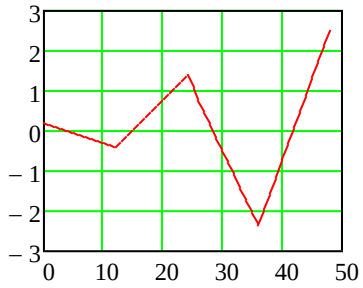
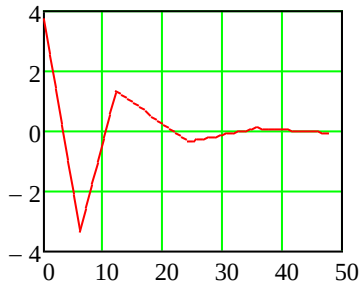
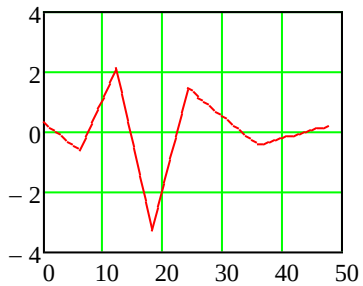
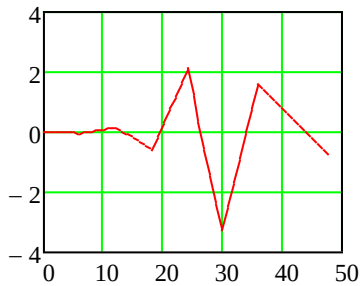
У наукових працях, опублікованих у співавторстві, здобувачу належать: у роботах [1, 2, 5, 10] автором розроблено принципи керування потоками енергії у локальних системах електроживлення на основі використання аналогу принципу невизначеності Гейзенберга та ентропійного аналізу; у [3, 4, 30, 32] – запропоновано при побудові систем керування враховувати стохастичний

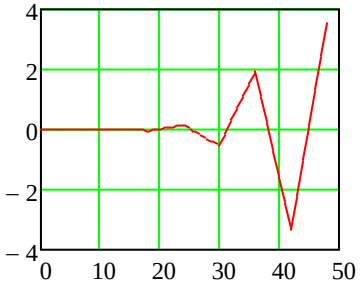
характер процесів генерації та споживання енергії; у [6, 16, 19, 21, 25, 26, 36] – запропоновано для прогнозування потужності на виході відновлюваних джерел та навантаження використовувати методи регресійного, кореляційного аналізу та кластеризації; у [7, 8, 15 ,17] – розроблено математичний апарат лінійних функцій на базі функцій Уолша та функцій Франкліна для апроксимації та відновлення функцій зміни потоків первинної енергії; у [12, 22] – запропоновано використання віртуальної щільності та передавальної функції хмар як інтегральних оцінок зміни параметрів хмарного покриву; у [14, 18, 20, 24, 27, 28, 34] – розглянуто особливості випливу параметрів хмарного покриву на величину енергії, що отримується від сонячних батарей; у [29, 31-33, 35] – розглянуто особливості керування накопичувачем у локальних системах електроживлення.

ДОДАТОК Б. АНАЛІТИЧНІ ВИРАЗИ ТА ГРАФІКИ АПРОКСИМУЮЧИХ ОРТОГОНАЛЬНИХ ФУНКЦІЙ

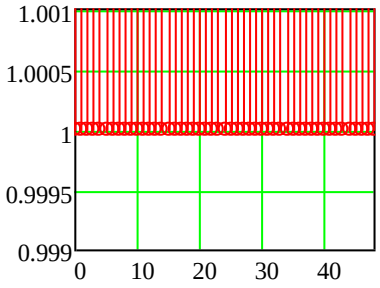
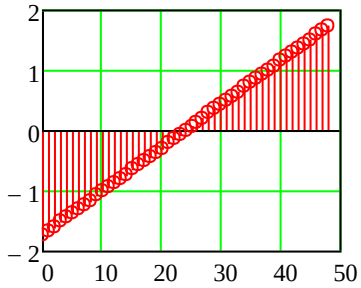
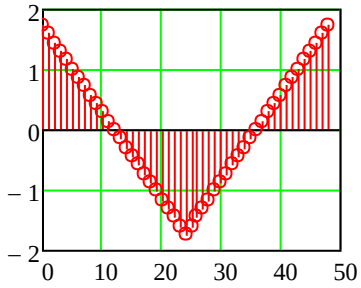
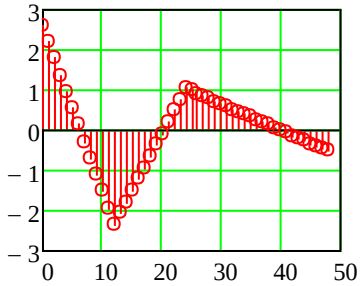
Таблиця Б.1. Функції повної ортонормованої неперервної системи Франкліна

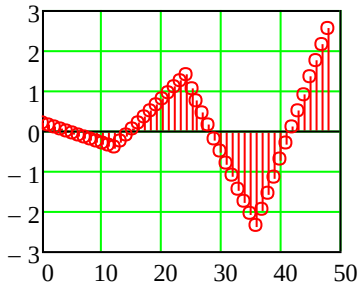
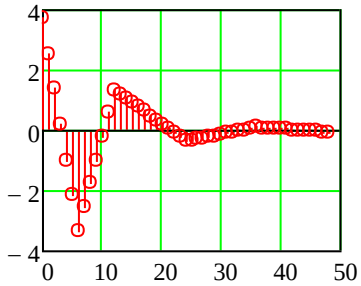
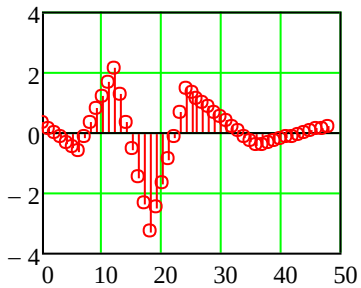
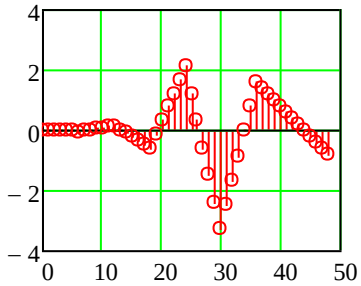
Функція $R_i(t)$	**Формула неперервної системи**	**Графічне представлення**
R_0	$1, 0 \le t \le 24$	
R_1	$\sqrt{3}(t/12-1), 0 \le t \le 24$	
R_2	$\begin{cases} \sqrt{3}(1-t/6), 0 \le t < 12 \\ \sqrt{3}(t/6-3), 12 < t \le 24 \end{cases}$	
R_3	$\begin{cases} \sqrt{3/11}(5-19t/12), 0 \le t < 6 \\ \sqrt{3/11}(13t/12-11), 6 \le t < 12 \\ \sqrt{3/11}(5-t/4), 12 \le t \le 24 \end{cases}$	

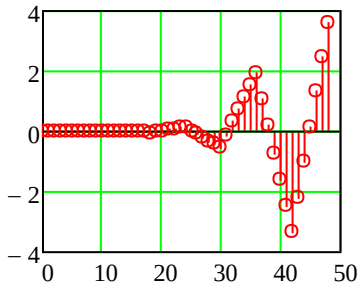
R_4	$\begin{cases} \sqrt{3/77}\,(1-t/2),\ 0\le t<6 \\ \sqrt{3/77}\,(3t/2-11),\ 6\le t<12 \\ \sqrt{3/77}\,(45-19t/6),\ 12\le t<18 \\ \sqrt{3/77}\,(25t/6-87),\ 18\le t\le 24 \end{cases}$	
R_5	$\begin{cases} \sqrt{3/7\cdot 157}\,(71-269t/6),\ 0\le t<3 \\ \sqrt{3/7\cdot 157}\,(179t/6-153),\ 3\le t<6 \\ \sqrt{3/7\cdot 157}\,(59-11t/2),\ 6\le t<12 \\ \sqrt{3/7\cdot 157}\,(3t/2-25),\ 12\le t<18 \\ \sqrt{3/7\cdot 157}\,(11-t/2),\ 18\le t\le 24 \end{cases}$	
R_6	$\begin{cases} \sqrt{3/157\cdot 73}\,(19-57t/3),\ 0\le t<3 \\ \sqrt{3/157\cdot 73}\,(57t-209),\ 3\le t<6 \\ \sqrt{3/157\cdot 73}\,(803-335t/3),\ 6\le t<9 \\ \sqrt{3/157\cdot 73}\,(293t/3-1081),\ 9\le t<12 \\ \sqrt{3/157\cdot 73}\,(325-39t/2),\ 12\le t<18 \\ \sqrt{3/157\cdot 73}\,(13t/2-143),\ 18\le t\le 24 \end{cases}$	
R_7	$\begin{cases} \sqrt{3/73\cdot 2131}\,(5-5t),\ 0\le t<3 \\ \sqrt{3/73\cdot 2131}\,(15t-55),\ 3\le t<6 \\ \sqrt{3/73\cdot 2131}\,(365-55t),\ 6\le t<9 \\ \sqrt{3/73\cdot 2131}\,(205t-1975),\ 9\le t<12 \\ \sqrt{3/73\cdot 2131}\,(5403-2459t/6),\ 12\le t<15 \\ \sqrt{3/73\cdot 2131}\,(2213t/6-6277),\ 15\le t<18 \\ \sqrt{3/73\cdot 2131}\,(1991-181t/2),\ 18\le t\le 24 \end{cases}$	

R_8	$\begin{cases} \sqrt{3/2131\cdot 97\cdot 7}\,(1-t),\ 0\le t<3 \\ \sqrt{3/2131\cdot 97\cdot 7}\,(3t-11),\ 3\le t<6 \\ \sqrt{3/2131\cdot 97\cdot 7}\,(73-11t),\ 6\le t<9 \\ \sqrt{3/2131\cdot 97\cdot 7}\,(41t-395),\ 9\le t<12 \\ \sqrt{3/2131\cdot 97\cdot 7}\,(1933-153t),\ 12\le t<15 \\ \sqrt{3/2131\cdot 97\cdot 7}\,(571t-8972),\ 15\le t<18 \\ \sqrt{3/2131\cdot 97\cdot 7}\,(23413-2927t/3),\ 18\le t<21 \\ \sqrt{3/2131\cdot 97\cdot 7}\,(4847t/3-36255),\ 21\le t\le 24 \end{cases}$	

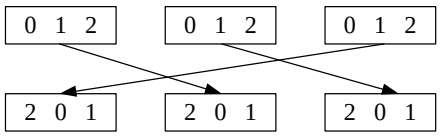
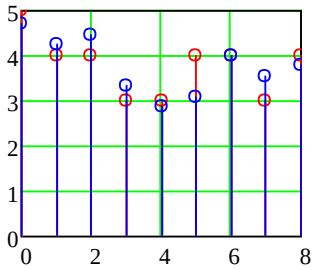
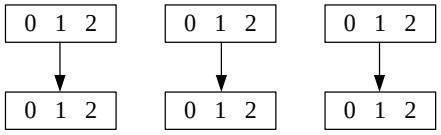
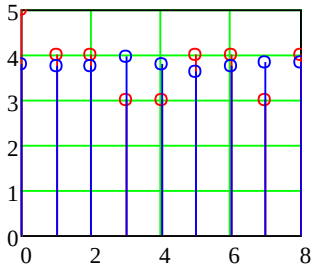
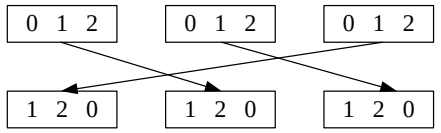
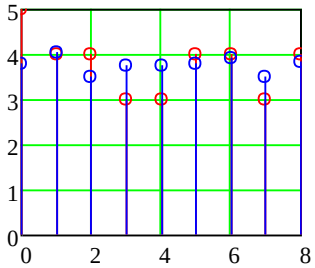
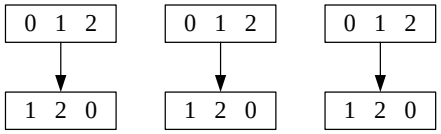
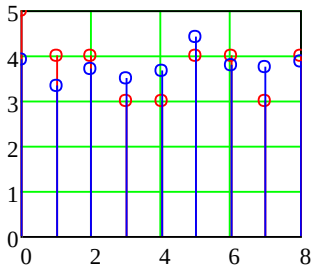
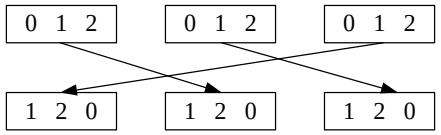
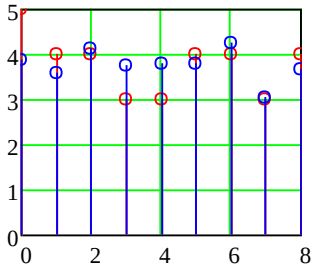
Таблиця Б.2. Функції повної ортонормованої дискретної системи Франкліна

Функція $R_i(n)$	**Формула дискретної системи**	**Графічне представлення**
R_0	$1, 0 \le n \le 48$	
R_1	$\sqrt{3}(n/24-1), 0 \le n \le 48$	
R_2	$\begin{cases} \sqrt{3}(1-n/12), 0 \le n < 24 \\ \sqrt{3}(n/12-3), 24 < n \le 48 \end{cases}$	
R_3	$\begin{cases} \sqrt{3/11}(5-19n/24), 0 \le n < 12 \\ \sqrt{3/11}(13n/24-11), 12 \le n < 24 \\ \sqrt{3/11}(5-n/8), 24 \le n \le 48 \end{cases}$	

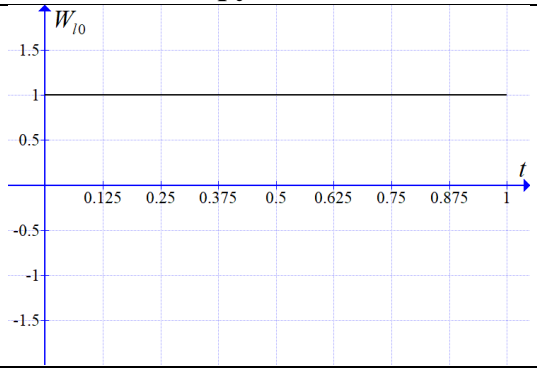
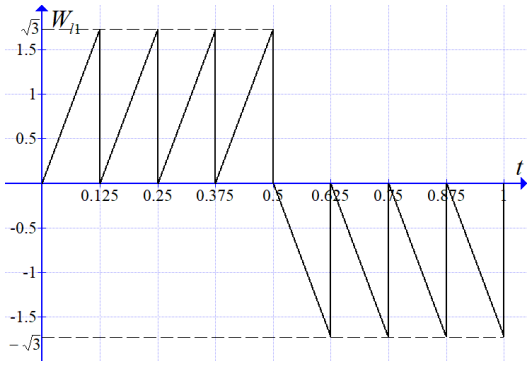
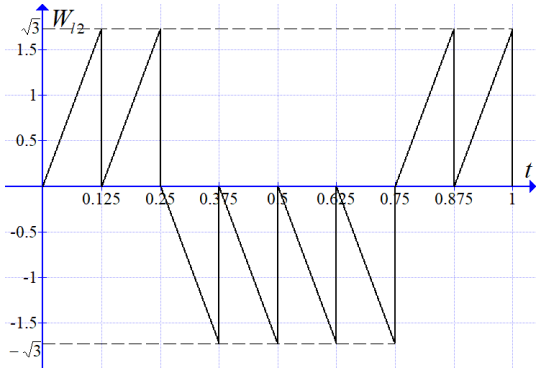
R_4	$\begin{cases} \sqrt{3/77}\,(1-n/4),\ 0\le n<12 \\ \sqrt{3/77}\,(3n/4-11),\ 12\le n<24 \\ \sqrt{3/77}\,(45-19n/12),\ 24\le n<36 \\ \sqrt{3/77}\,(25n/12-87),\ 36\le n\le 48 \end{cases}$	
R_5	$\begin{cases} \sqrt{3/7\cdot 157}\,(71-269n/12),\ 0\le n<6 \\ \sqrt{3/7\cdot 157}\,(179n/12-153),\ 6\le n<12 \\ \sqrt{3/7\cdot 157}\,(59-11n/4),\ 12\le n<24 \\ \sqrt{3/7\cdot 157}\,(3n/4-25),\ 24\le n<36 \\ \sqrt{3/7\cdot 157}\,(11-n/4),\ 36\le n\le 48 \end{cases}$	
R_6	$\begin{cases} \sqrt{3/157\cdot 73}\,(19-57n/6),\ 0\le n<6 \\ \sqrt{3/157\cdot 73}\,(57n/2-209),\ 6\le n<12 \\ \sqrt{3/157\cdot 73}\,(803-335n/6),\ 12\le n<18 \\ \sqrt{3/157\cdot 73}\,(293n/6-1081),\ 18\le n<24 \\ \sqrt{3/157\cdot 73}\,(325-39n/4),\ 24\le n<36 \\ \sqrt{3/157\cdot 73}\,(13n/4-143),\ 36\le n\le 48 \end{cases}$	
R_7	$\begin{cases} \sqrt{3/73\cdot 2131}\,(5-5n/2),\ 0\le n<6 \\ \sqrt{3/73\cdot 2131}\,(15n/2-55),\ 6\le n<12 \\ \sqrt{3/73\cdot 2131}\,(365-55n/2),\ 12\le n<18 \\ \sqrt{3/73\cdot 2131}\,(205n/2-1975),\ 18\le n<24 \\ \sqrt{3/73\cdot 2131}\,(5403-2459n/12),\ 24\le n<30 \\ \sqrt{3/73\cdot 2131}\,(2213n/12-6277),\ 30\le n<36 \\ \sqrt{3/73\cdot 2131}\,(1991-181n/4),\ 36\le n\le 48 \end{cases}$	

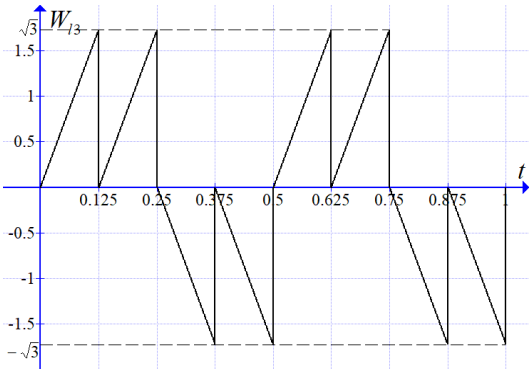
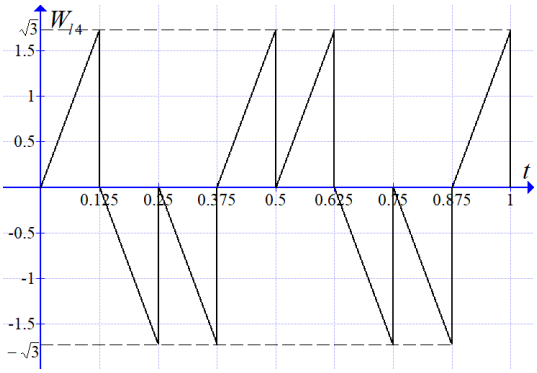
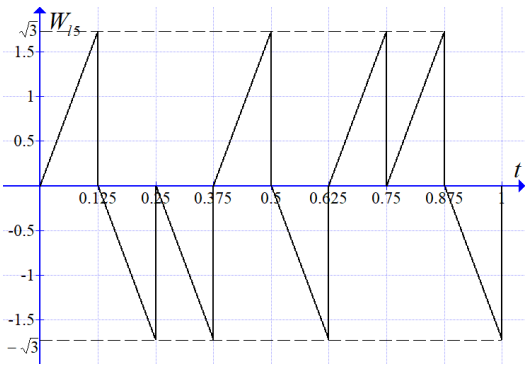
R_8	$\begin{cases} \sqrt{3/2131\cdot 97\cdot 7}\left(1-n/2\right), 0\le n<6 \\ \sqrt{3/2131\cdot 97\cdot 7}\left(3n/2-11\right), 6\le n<12 \\ \sqrt{3/2131\cdot 97\cdot 7}\left(73-11n/2\right), 12\le n<18 \\ \sqrt{3/2131\cdot 97\cdot 7}\left(41n/2-395\right), 18\le n<24 \\ \sqrt{3/2131\cdot 97\cdot 7}\left(1933-153n/2\right), 24\le n<30 \\ \sqrt{3/2131\cdot 97\cdot 7}\left(571n/2-8972\right), 30\le n<36 \\ \sqrt{3/2131\cdot 97\cdot 7}\left(23413-2927n/6\right), 36\le n<42 \\ \sqrt{3/2131\cdot 97\cdot 7}\left(4847n/6-36255\right), 42\le n\le 48 \end{cases}$	

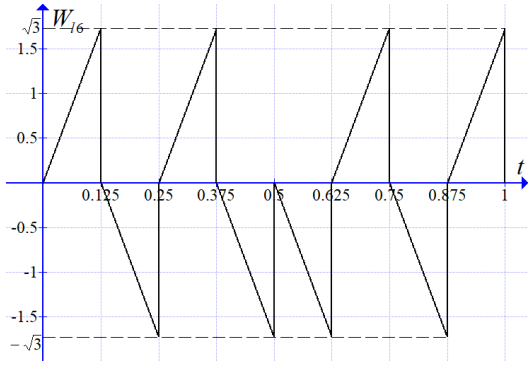
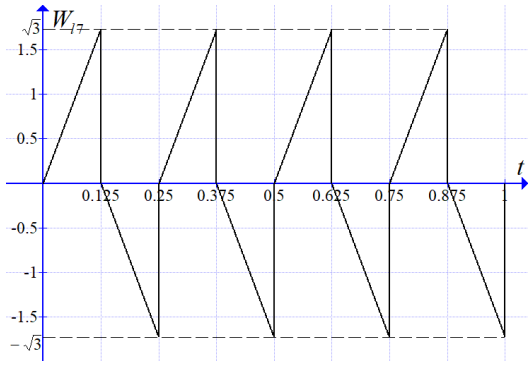
Таблиця Б.3. Мінімальні значення похибок апроксимації для різних функцій Франкліна з різною величиною m-зсуву

№ функції Франкліна	**Величина m-зсуву**	**Величина похибки δ**	**Результат розкладання**
1	m=4 	14,3%	
3	m=3 	22,5%	
4	m=5 	19,8%	
6	m=2 	19,8%	
7	m=5 	19,1%	

Таблиця Б.4. Аналітичні вирази та графіки перших 8 функцій системи неперервних функцій на базі функцій Уолша

Функція $W_{li}(t)$	**Інтервал розбиття функції**	**Графік лінійних неперервних функції**
W_{l0}	$1, \quad 0 \le t \le 1$	
W_{l1}	$\begin{cases} 8\sqrt{3}t, & 0 \le t \le 0{,}125 \\ \sqrt{3}(8t-1), & 0{,}125 \le t \le 0{,}25 \\ \sqrt{3}(8t-2), & 0{,}25 \le t \le 0{,}375 \\ \sqrt{3}(8t-3), & 0{,}375 \le t \le 0{,}5 \\ -\sqrt{3}(8t-4), & 0{,}5 \le t \le 0{,}625 \\ -\sqrt{3}(8t-5), & 0{,}625 \le t \le 0{,}75 \\ -\sqrt{3}(8t-6), & 0{,}75 \le t \le 0{,}875 \\ -\sqrt{3}(8t-7), & 0{,}875 \le t \le 1 \end{cases}$	
W_{l2}	$\begin{cases} 8\sqrt{3}t, & 0 \le t \le 0{,}125 \\ \sqrt{3}(8t-1), & 0{,}125 \le t \le 0{,}25 \\ -\sqrt{3}(8t-2), & 0{,}25 \le t \le 0{,}375 \\ -\sqrt{3}(8t-3), & 0{,}375 \le t \le 0{,}5 \\ -\sqrt{3}(8t-4), & 0{,}5 \le t \le 0{,}625 \\ -\sqrt{3}(8t-5), & 0{,}625 \le t \le 0{,}75 \\ \sqrt{3}(8t-6), & 0{,}75 \le t \le 0{,}875 \\ \sqrt{3}(8t-7), & 0{,}875 \le t \le 1 \end{cases}$	

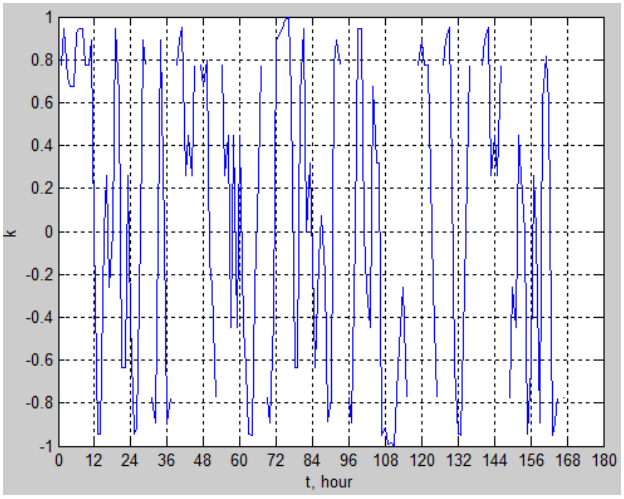
W_{l3}	$\begin{cases} 8\sqrt{3}t, & 0 \le t \le 0{,}125 \\ \sqrt{3}(8t-1), & 0{,}125 \le t \le 0{,}25 \\ -\sqrt{3}(8t-2), & 0{,}25 \le t \le 0{,}375 \\ -\sqrt{3}(8t-3), & 0{,}375 \le t \le 0{,}5 \\ \sqrt{3}(8t-4), & 0{,}5 \le t \le 0{,}625 \\ \sqrt{3}(8t-5), & 0{,}625 \le t \le 0{,}75 \\ -\sqrt{3}(8t-6), & 0{,}75 \le t \le 0{,}875 \\ -\sqrt{3}(8t-7), & 0{,}875 \le t \le 1 \end{cases}$	
W_{l4}	$\begin{cases} 8\sqrt{3}t, & 0 \le t \le 0{,}125 \\ -\sqrt{3}(8t-1), & 0{,}125 \le t \le 0{,}25 \\ -\sqrt{3}(8t-2), & 0{,}25 \le t \le 0{,}375 \\ \sqrt{3}(8t-3), & 0{,}375 \le t \le 0{,}5 \\ \sqrt{3}(8t-4), & 0{,}5 \le t \le 0{,}625 \\ -\sqrt{3}(8t-5), & 0{,}625 \le t \le 0{,}75 \\ -\sqrt{3}(8t-6), & 0{,}75 \le t \le 0{,}875 \\ \sqrt{3}(8t-7), & 0{,}875 \le t \le 1 \end{cases}$	
W_{l5}	$\begin{cases} 8\sqrt{3}t, & 0 \le t \le 0{,}125 \\ -\sqrt{3}(8t-1), & 0{,}125 \le t \le 0{,}25 \\ -\sqrt{3}(8t-2), & 0{,}25 \le t \le 0{,}375 \\ \sqrt{3}(8t-3), & 0{,}375 \le t \le 0{,}5 \\ -\sqrt{3}(8t-4), & 0{,}5 \le t \le 0{,}625 \\ \sqrt{3}(8t-5), & 0{,}625 \le t \le 0{,}75 \\ \sqrt{3}(8t-6), & 0{,}75 \le t \le 0{,}875 \\ -\sqrt{3}(8t-7), & 0{,}875 \le t \le 1 \end{cases}$	

W_{16}	$\begin{cases} 8\sqrt{3}t, & 0 \le t \le 0{,}125 \\ -\sqrt{3}(8t-1), & 0{,}125 \le t \le 0{,}25 \\ \sqrt{3}(8t-2), & 0{,}25 \le t \le 0{,}375 \\ -\sqrt{3}(8t-3), & 0{,}375 \le t \le 0{,}5 \\ -\sqrt{3}(8t-4), & 0{,}5 \le t \le 0{,}625 \\ \sqrt{3}(8t-5), & 0{,}625 \le t \le 0{,}75 \\ -\sqrt{3}(8t-6), & 0{,}75 \le t \le 0{,}875 \\ \sqrt{3}(8t-7), & 0{,}875 \le t \le 1 \end{cases}$	
W_{17}	$\begin{cases} 8\sqrt{3}t, & 0 \le t \le 0{,}125 \\ -\sqrt{3}(8t-1), & 0{,}125 \le t \le 0{,}25 \\ \sqrt{3}(8t-2), & 0{,}25 \le t \le 0{,}375 \\ -\sqrt{3}(8t-3), & 0{,}375 \le t \le 0{,}5 \\ \sqrt{3}(8t-4), & 0{,}5 \le t \le 0{,}625 \\ -\sqrt{3}(8t-5), & 0{,}625 \le t \le 0{,}75 \\ \sqrt{3}(8t-6), & 0{,}75 \le t \le 0{,}875 \\ -\sqrt{3}(8t-7), & 0{,}875 \le t \le 1 \end{cases}$	

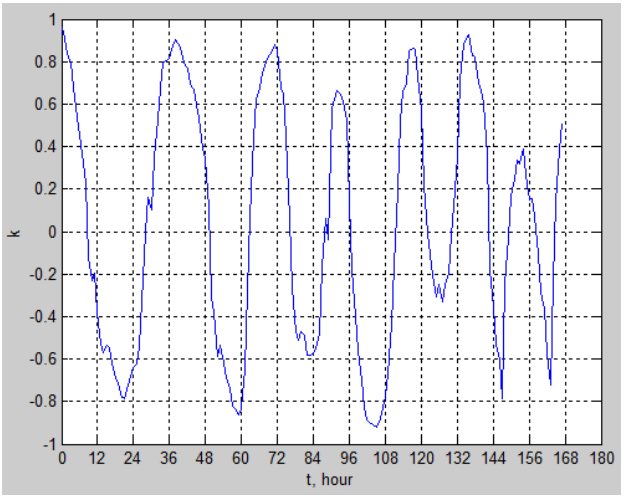
ДОДАТОК В. МАТРИЦЯ ТА ГРАФІКИ КОЕФІЦІЄНТІВ КОРЕЛЯЦІЇ

Таблиця В.1. Матриця коефіцієнтів кореляції та *t*-критерію Стьюдента

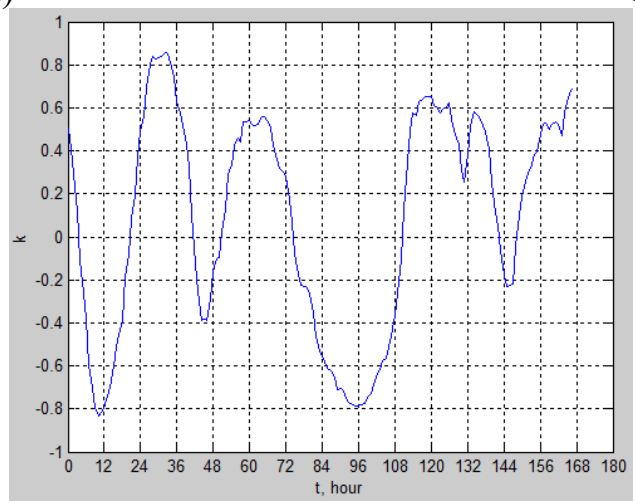
	Температура повітря, °С		**Тиск на рівні моря, гПа**		**Швидкість вітру, м/с**	
	Коефіцієнт кореляції	*t*-критерій Стьюдента	Коефіцієнт кореляції	*t*-критерій Стьюдента	Коефіцієнт кореляції	*t*-критерій Стьюдента
Температура повітря, С	1	-	-0.4690	-2,4905	0.9262	11,5214
Тиск на рівні моря, гПа	-0.4690	-2,4905	1	-	-0.6612	-4,1334
Швидкість вітру, м/с	-0.4690	-2,4905	-0.6612	-4,1334	1	-



а)

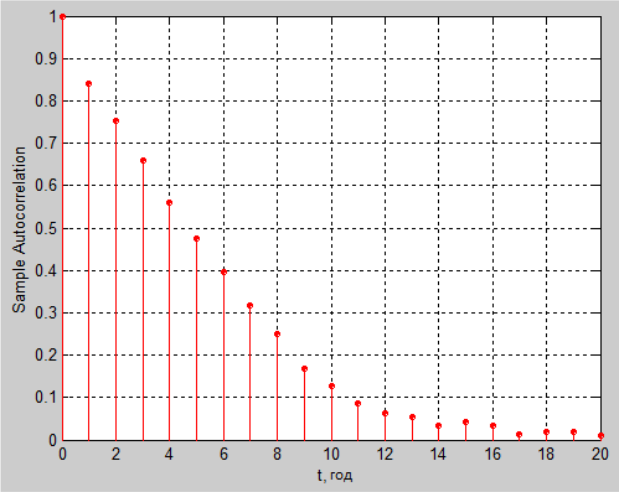


б)

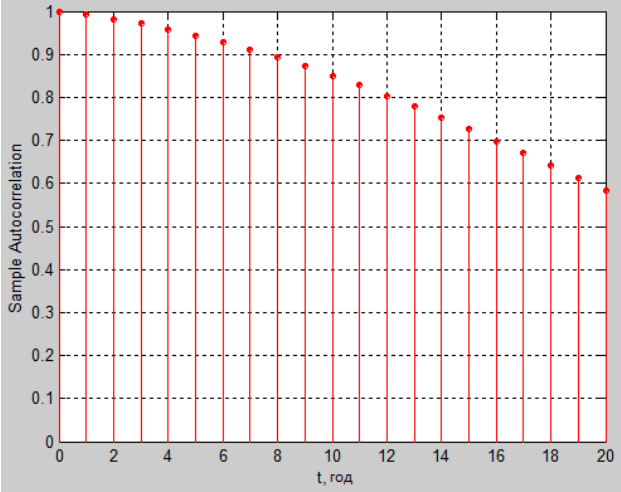


в)

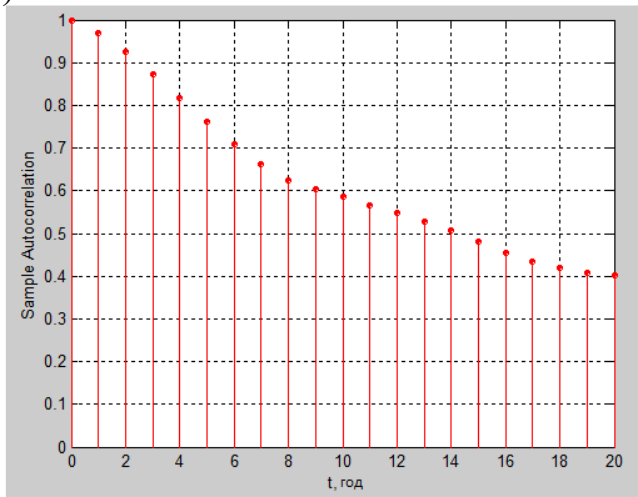
Рис. В.1. Графіки зміни коефіцієнт кореляції між швидкістю вітру та температурою для різних розмірів вибірки: а) – 8; б) – 16; в) – 32



а)

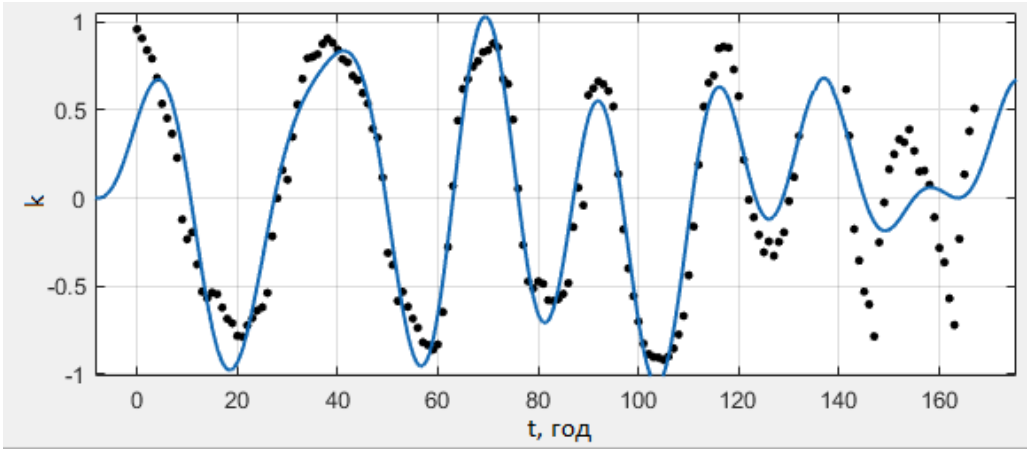


б)

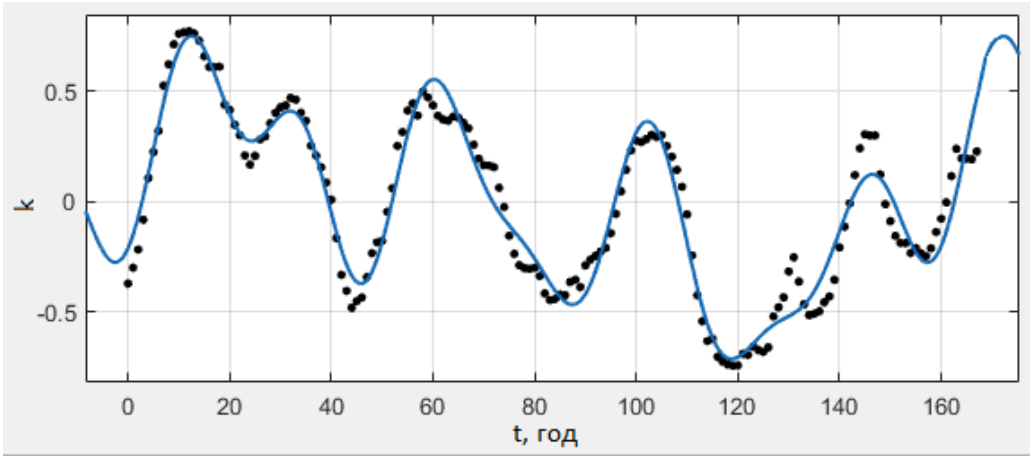


в)

Рис. В.2. Нормована автокореляційна функція: швидкості вітру (а); тиску (б); температури (в)



а)



б)

Рис. В.3. Результати апроксимації коефіцієнтів кореляції рядом Фур'є з 8-ма гармоніками: між швидкістю вітру та температурою (а); між швидкістю вітру та тиском (б)

Таблиця В.2. Амплітуди гармонік ряду Фур'є кореляційної функції між швидкістю вітру та температурою

i	0	1	2	3	4	5	6	7	8
A_i	0,073	0,049	0,129	0,309	0,198	-0,139	0,165	0,083	-0,041
B_i	-	-0,190	-0,023	-0,026	0,066	0,1	-0,163	0,135	0,15

Таблиця В.3. Амплітуди гармонік ряду Фур'є кореляційної функції між швидкістю вітру та тиском

i	0	1	2	3	4	5	6	7
A_i	-0,047	0,115	0,123	-0,093	-0,308	0,032	-0,144	-0,15
B_i	-	0,216	0,073	0,035	0,059	0,018	0,156	-0,14

ДОДАТОК Г. ЗНАЧЕННЯ ІМОВІРНОСТЕЙ ТА ЕНТРОПІЙ

Табл. Г.1. Розраховані значення імовірностей та ентропії Шеннона та Реньї

№ часового проміжку	Час	Потужність, кВт	Імовірність	Ентропія Шеннона	Ентропія Реньї
0	00:00	348,046	0,625		
1	00:10	270	0,625		
2	00:20	402,448	0,625		
3	00:30	325,84	0,625		
4	00:40	250	0,625		
5	00:50	353,723	0,625	1,763	5,0405
6	01:00	337,994	0,625		
7	01:10	268	0,625		
8	01:20	336,69	0,625		
9	01:30	808,643	0,625		
10	01:40	250	0,625		
11	01:50	371,295	0,625	1,763	5,0405
12	02:00	254	0,625		
13	02:10	254	0,625		
…	…	…		…	…
135	22:30	2592	0,055		
136	22:40	510,713	0,055		
137	22:50	596,389	0,055	1,202	5,0405
138	23:00	414	0,041667		
139	23:10	350,685	0,041667		
140	23:20	362,988	0,041667		
141	23:30	298	0,041667		
142	23:40	401,462	0,041667		
143	23:50	294	0,041667	1,763	5,040496

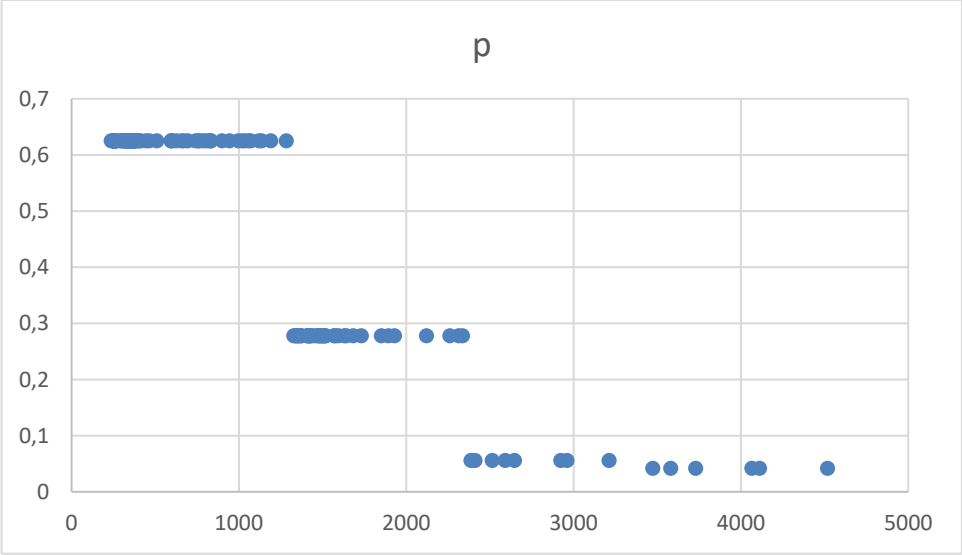


Табл. Г. 2. Значення фрактальної розмірності та вигляд відновлюючих поліномів

№ інтервалу	Доба	Фрактальна розмрність	Відновлюючий поліном *f(p)*	Моментні функції				
				m_0^T	m_1^T	m_2^T	m_3^T	m_4^T
1	14.03.2007	1,1635	$5{,}1944\cdot10^6\cdot p^4 - -1{,}028\cdot10^7\cdot p^3 + +6{,}51988\cdot10^6\cdot p^2 - -1{,}419497\cdot10^6\cdot p + +69235{,}961$	8,256	25,44	95,098	393,741	1725,628
2	12.05.2010	1,2898	$2{,}662\cdot10^8\cdot p^4 - -5{,}2205\cdot10^8\cdot p^3 + +3{,}33359\cdot10^8\cdot p^2 - -7{,}3492\cdot10^7\cdot p + +3{,}631\cdot10^6$	10,164	87,035	774,628	7133,539	67630,95
3	14.02.2010	1,14	$2{,}196\cdot10^9\cdot p^4 - -4{,}3798\cdot10^9\cdot p^3 + +2{,}80513\cdot10^9\cdot p^2 - -6{,}2007\cdot10^8\cdot p + +3{,}0770446\cdot10^7$	10,401	150,684	2213,216	32937,64	496319,1
4	19.11.2010	1,1973	$8{,}364218\cdot10^9\cdot p^4 - -1{,}669\cdot10^{10}\cdot p^3 + +1{,}07039\cdot10^{10}\cdot p^2 - -2{,}369\cdot10^9\cdot p + +1{,}178\cdot10^8$	10,208	210,006	4349,867	90700	1903407

ДОДАТОК Ґ. КОД ПРОГРАМНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ

```
classdef klen < matlab.apps.AppBase

    % Properties that correspond to app components
    properties (Access = public)
        UIFigure                        matlab.ui.Figure
        ModeSwitch                      matlab.ui.control.Switch
        Label_18                        matlab.ui.control.Label
        PT_forecast_error_Label         matlab.ui.control.Label
        Forecast_Panel_PT               matlab.ui.container.Panel
        Label_17                        matlab.ui.control.Label
        PT_CheckBox                     matlab.ui.control.CheckBox
        PT_error_type_Label             matlab.ui.control.Label
        PT_forecast_horizon_EditField
matlab.ui.control.NumericEditField
        EditField_7Label                matlab.ui.control.Label
        PT_forecast_horizon_DropDown    matlab.ui.control.DropDown
        DropDown_2Label                 matlab.ui.control.Label
        Forecast_Panel_VT               matlab.ui.container.Panel
        Label_16                        matlab.ui.control.Label
        VT_CheckBox                     matlab.ui.control.CheckBox
        VT_error_type_Label             matlab.ui.control.Label
        VT_forecast_horizon_EditField
matlab.ui.control.NumericEditField
        Label_2                         matlab.ui.control.Label
        VT_forecast_method_DropDown     matlab.ui.control.DropDown
        Label                           matlab.ui.control.Label
        PT_Panel                        matlab.ui.container.Panel
        Label_15                        matlab.ui.control.Label
        Label_14                        matlab.ui.control.Label
        PT_data_step_EditField
matlab.ui.control.NumericEditField
        PT_right_range_EditField
matlab.ui.control.NumericEditField
        EditField_6Label                matlab.ui.control.Label
        PT_left_range_EditField
matlab.ui.control.NumericEditField
        Label_11                        matlab.ui.control.Label
        Label_10                        matlab.ui.control.Label
        PT_data_status_Label            matlab.ui.control.Label
        Label_8                         matlab.ui.control.Label
        PT_Open_Button                  matlab.ui.control.Button
        VT_Panel                        matlab.ui.container.Panel
        Label_13                        matlab.ui.control.Label
        Label_12                        matlab.ui.control.Label
        VT_data_step_EditField
matlab.ui.control.NumericEditField
        Label_7                         matlab.ui.control.Label
        Label_6                         matlab.ui.control.Label
        VT_data_status_Label            matlab.ui.control.Label
        VT_right_range_EditField
matlab.ui.control.NumericEditField
        EditField_3Label                matlab.ui.control.Label
        VT_left_range_EditField
matlab.ui.control.NumericEditField
        Label_5                         matlab.ui.control.Label
        VT_Open_Button                  matlab.ui.control.Button
        Run_Button                      matlab.ui.control.Button
```

```
        VT_forecast_error_Label        matlab.ui.control.Label
    end


    % Public properties that correspond to the Simulink model
    properties (Access = public, Transient)
        Simulation simulink.Simulation
    end


    methods (Access = private)

        function init_data(app)
            data = guidata(app.Run_Button);
            if ~isstruct(data) || ~isfield(data, 'data_struct')
                %data arrays
                data.data_struct.vt = [];
                data.data_struct.pt = [];

                %vt forecast parameters
                data.data_struct.vt_params = [];
                data.data_struct.vt_params =
fill_params(data.data_struct.vt_params);
                data.data_struct.vt_forecast_method = "persistent";
                data.data_struct.vt_params.xstep=10;
                data.data_struct.vt_params.prediction_capacity=1;
                data.data_struct.vt_params.err_method = "RMSE";
                data.data_struct.vt_params.ylbl = 'v, Ð¼/Ñ•';

                %pt forecast parameters
                data.data_struct.pt_params = [];
                data.data_struct.pt_params =
fill_params(data.data_struct.pt_params);
                data.data_struct.pt_forecast_method = "persistent";
                data.data_struct.pt_params.xstep=1;
                data.data_struct.pt_params.prediction_capacity=1;
                data.data_struct.pt_params.err_method = "RMSE";
                data.data_struct.pt_params.ylbl = 'P, Ð°Ð²Ñ,';

                %other settings
                data.data_struct.vt_loaded = false;
                data.data_struct.pt_loaded = false;
                data.data_struct.vt_left_range = 0;
                data.data_struct.vt_right_range = 0;
                data.data_struct.pt_left_range = 0;
                data.data_struct.pt_right_range = 0;
                data.data_struct.vt_forecast_enabled = false;
                data.data_struct.pt_forecast_enabled = false;
            end
            guidata(app.Run_Button, data);
        end

        function handle_forecast_mode(app)
            data = guidata(app.Run_Button);
            if data.data_struct.vt_loaded == false &&
data.data_struct.pt_loaded == false
                msgbox("Ð¡Ð¾Ñ‡Ð°Ñƒ Ð¿Ð¾Ñ‚Ñ€Ñ–Ð½Ð¾
Ð·Ð°Ð²Ð°Ð½Ñ‚Ð¸Ñ‚Ð¸ Ð· Ñ„Ð°Ð¹Ð»Ñƒ Ð´Ð°Ð½Ñ–");
                return;
```

```
            end
            if (data.data_struct.vt_forecast_enabled == true)
                app.Run_Button.Text = "Ð™Ð´Ðµ Ð¾Ð±Ñ€Ð¾Ð±Ð°Ð°
Ð´Ð°Ð½Ð¸Ñ…";
                app.VT_forecast_error_Label.Text = "ÐŸÐ¾Ñ…Ð¸Ð±Ð°Ð°
Ð¿Ñ€Ð¾Ð³Ð½Ð¾Ð·Ñƒ: ";
                drawnow;
                [avg_wind, avg_error, avg_type,
predicted_wind_arima]=predict_wind_param(data.data_struct.vt_forecast_me
thod, [1:data.data_struct.vt_right_range],
data.data_struct.vt(1:data.data_struct.vt_right_range)',
data.data_struct.vt_left_range, data.data_struct.vt_right_range,
data.data_struct.vt_params);
                app.Run_Button.Text = "Ð—Ð°Ð¿Ñƒñ•Ð°";
                app.VT_forecast_error_Label.Text =
strcat("ÐŸÐ¾Ñ…Ð¸Ð±Ð°Ð° Ð¿Ñ€Ð¾Ð³Ð½Ð¾Ð·Ñƒ: ", num2str(avg_error));
            end
            if (data.data_struct.pt_forecast_enabled == true)
                app.Run_Button.Text = "Ð™Ð´Ðµ Ð¾Ð±Ñ€Ð¾Ð±Ð°Ð°
Ð´Ð°Ð½Ð¸Ñ…";
                app.PT_forecast_error_Label.Text = "ÐŸÐ¾Ñ…Ð¸Ð±Ð°Ð°
Ð¿Ñ€Ð¾Ð³Ð½Ð¾Ð·Ñƒ: ";
                drawnow;
                [avg_pt_out, avg_error, avg_type,
predicted_pt_out_persistent]=predict_wind_param(data.data_struct.pt_fore
cast_method, [1:data.data_struct.pt_right_range],
data.data_struct.pt(1:data.data_struct.pt_right_range)',
data.data_struct.pt_left_range, data.data_struct.pt_right_range,
data.data_struct.pt_params);
                app.Run_Button.Text = "Ð—Ð°Ð¿Ñƒñ•Ð°";
                app.PT_forecast_error_Label.Text =
strcat("ÐŸÐ¾Ñ…Ð¸Ð±Ð°Ð° Ð¿Ñ€Ð¾Ð³Ð½Ð¾Ð·Ñƒ: ", num2str(avg_error));
            end
        end

        function handle_control_signal_mode(app)
            app.Run_Button.Text = "Ð™Ð´Ðµ Ð¾Ð±Ñ€Ð¾Ð±Ð°Ð° Ð´Ð°Ð½Ð¸Ñ…";
            drawnow;
            pyrunfile('main.py')
            run("graph_7/graph_7.m")
        end
    end


    % Callbacks that handle component events
    methods (Access = private)

        % Code that executes after component creation
        function startupFcn(app)
            init_data(app);
            data = guidata(app.Run_Button);
            app.VT_data_step_EditField.Value =
data.data_struct.vt_params.xstep;
            app.PT_data_step_EditField.Value =
data.data_struct.pt_params.xstep;
        end

        % Button pushed function: VT_Open_Button
        function VT_Open_ButtonPushed(app, event)
```

```
            [filename1,filepath1]=uigetfile({'*.*','All Files'},...
            'Select Data File 1');
            data = guidata(app.Run_Button);
            if ischar(filename1) && ischar(filepath1)
                vt_filepath = strcat(filepath1, '\', filename1);
                app.VT_data_status_Label.Text = 'Ð”Ð°Ð½Ñ-
Ð·Ð°Ð²Ð°Ð½Ñ,Ð°Ð¶ÑƒÑŽÑ,ÑŒÑ•Ñ•';
                drawnow;
                vt = read_huge_wind_data(vt_filepath, false);

                data.data_struct.vt = vt;
                data.data_struct.vt_loaded = true;
                data.data_struct.vt_forecast_enabled = true;
                app.VT_CheckBox.Value = true;
                app.VT_CheckBox.Enable = true;
                app.VT_data_status_Label.Text = strcat("Ð”Ð°Ð½Ñ-: ",
vt_filepath);
            else
                data.data_struct.vt_loaded = false;
                data.data_struct.vt_forecast_enabled = false;
                app.VT_CheckBox.Value = false;
                app.VT_CheckBox.Enable = false;
                app.VT_data_status_Label.Text = 'Ð”Ð°Ð½Ñ- Ð½Ðµ
Ð·Ð°Ð²Ð°Ð½Ñ,Ð°Ð¶ÐµÐ½Ñ-';
            end
            guidata(app.Run_Button, data);
        end

        % Button pushed function: Run_Button
        function Run_ButtonPushed(app, event)
            if strcmp(app.ModeSwitch.Value,
"ÐŸÑ€Ð¾Ð³Ð½Ð¾Ð·ÑƒÐ²Ð°Ð½Ð½Ñ•") == 1
                handle_forecast_mode(app);
            elseif strcmp(app.ModeSwitch.Value, "ÐšÐµÑ€ÑƒÑŽÑ‡Ñ- Ñ-
Ð¼Ð¿ÑƒÐ»ÑŒÑ•Ð¸") == 1
                handle_control_signal_mode(app);
            end
        end

        % Button pushed function: PT_Open_Button
        function PT_Open_ButtonPushed(app, event)
            [filename1,filepath1]=uigetfile({'*.*','All Files'},...
            'Select Data File 1');
            if ischar(filename1) && ischar(filepath1)
                pt_filepath = strcat(filepath1, '\', filename1);
                app.PT_data_status_Label.Text = 'Ð”Ð°Ð½Ñ-
Ð·Ð°Ð²Ð°Ð½Ñ,Ð°Ð¶ÑƒÑŽÑ,ÑŒÑ•Ñ•';
                drawnow;
                pt = read_huge_power_consumption_data(pt_filepath,
false);
                %pt = pt';
                data = guidata(app.Run_Button);
                data.data_struct.pt = pt;
                data.data_struct.pt_loaded = true;
                data.data_struct.pt_forecast_enabled = true;
                app.PT_CheckBox.Value = true;
                app.PT_CheckBox.Enable = true;
                app.PT_data_status_Label.Text = strcat("Ð”Ð°Ð½Ñ-: ",
pt_filepath);
```

```
            else
                data.data_struct.pt_loaded = false;
                data.data_struct.pt_forecast_enabled = false;
                app.PT_CheckBox.Value = false;
                app.PT_CheckBox.Enable = false;
                app.PT_data_status_Label.Text = 'Ð”Ð°Ð½Ñ- Ð½Ðµ
Ð·Ð°Ð²Ð°Ð½Ñ‚Ð°Ð¶ÐµÐ½Ñ-';
            end
            guidata(app.Run_Button, data);
        end

        % Value changed function: VT_forecast_method_DropDown
        function VT_forecast_method_DropDownValueChanged(app, event)
            value = app.VT_forecast_method_DropDown.Value;
            %save forecast method
            data = guidata(app.Run_Button);
            if strcmp(value, "ÐœÐµÑ‚Ð¾Ð´ Ñ•Ñ‚Ð°Ð»Ð¾Ñ•Ñ‚-") == 1
                data.data_struct.vt_forecast_method = "persistent";
            elseif strcmp(value, "ÐœÐµÑ‚Ð¾Ð´ Ñ•ÐµÑ€ÐµÐ´Ð½ÑŒÐ¾Ð³Ð¾") == 1
                data.data_struct.vt_forecast_method = "mean";
            elseif strcmp(value, "ÐœÐµÑ‚Ð¾Ð´ ARIMA") == 1
                data.data_struct.vt_forecast_method = "arima.4.0.1";
            end

            guidata(app.Run_Button, data);
        end

        % Value changed function: VT_forecast_horizon_EditField
        function VT_forecast_horizon_EditFieldValueChanged(app, event)
            value = app.VT_forecast_horizon_EditField.Value;
            data = guidata(app.Run_Button);
            data.data_struct.params.prediction_capacity = value;
            guidata(app.Run_Button, data);
        end

        % Value changed function: VT_left_range_EditField
        function VT_left_range_EditFieldValueChanged(app, event)
            value = app.VT_left_range_EditField.Value;
            data = guidata(app.Run_Button);
            data.data_struct.vt_left_range = value;
            guidata(app.Run_Button, data);
        end

        % Value changed function: VT_right_range_EditField
        function VT_right_range_EditFieldValueChanged(app, event)
            value = app.VT_right_range_EditField.Value;
            data = guidata(app.Run_Button);
            data.data_struct.vt_right_range = value;
            guidata(app.Run_Button, data);
        end

        % Value changed function: VT_CheckBox
        function VT_CheckBoxValueChanged(app, event)
            value = app.VT_CheckBox.Value;
            data = guidata(app.Run_Button);
            data.data_struct.vt_forecast_enabled = value;
            guidata(app.Run_Button, data);
        end
```

```
    % Value changed function: PT_CheckBox
    function PT_CheckBoxValueChanged(app, event)
        value = app.PT_CheckBox.Value;
        data = guidata(app.Run_Button);
        data.data_struct.pt_forecast_enabled = value;
        guidata(app.Run_Button, data);
    end

    % Value changed function: PT_forecast_horizon_DropDown
    function PT_forecast_horizon_DropDownValueChanged(app, event)
        value = app.PT_forecast_method_DropDown.Value;
        %save forecast method
        data = guidata(app.Run_Button);
        if strcmp(value, "ÐœÐµÑ‚Ð¾Ð´ Ñ•Ñ‚Ð°Ð»Ð¾Ñ•Ñ‚-") == 1
            data.data_struct.pt_forecast_method = "persistent";
        elseif strcmp(value, "ÐœÐµÑ‚Ð¾Ð´ Ñ•ÐµÑ€ÐµÐ´Ð½ÑŒÐ¾Ð³Ð¾") == 1
            data.data_struct.pt_forecast_method = "mean";
        elseif strcmp(value, "ÐœÐµÑ‚Ð¾Ð´ ARIMA") == 1
            data.data_struct.pt_forecast_method = "arima.4.0.1";
        end

        guidata(app.Run_Button, data);
    end

    % Value changed function: PT_forecast_horizon_EditField
    function PT_forecast_horizon_EditFieldValueChanged(app, event)
        value = app.PT_forecast_horizon_EditField.Value;
        data = guidata(app.Run_Button);
        data.data_struct.pt_params.prediction_capacity = value;
        guidata(app.Run_Button, data);
    end

    % Value changed function: PT_left_range_EditField
    function PT_left_range_EditFieldValueChanged(app, event)
        value = app.PT_left_range_EditField.Value;
        data = guidata(app.Run_Button);
        data.data_struct.pt_left_range = value;
        guidata(app.Run_Button, data);
    end

    % Value changed function: PT_right_range_EditField
    function PT_right_range_EditFieldValueChanged(app, event)
        value = app.PT_right_range_EditField.Value;
        data = guidata(app.Run_Button);
        data.data_struct.pt_right_range = value;
        guidata(app.Run_Button, data);
    end

    % Value changed function: ModeSwitch
    function ModeSwitchValueChanged(app, event)

    end
end

% Component initialization
methods (Access = private)

    % Create UIFigure and components
    function createComponents(app)
```

```
            % Create UIFigure and hide until all components are created
            app.UIFigure = uifigure('Visible', 'off');
            app.UIFigure.Position = [100 100 685 481];
            app.UIFigure.Name = 'MATLAB App';

            % Create VT_forecast_error_Label
            app.VT_forecast_error_Label = uilabel(app.UIFigure);
            app.VT_forecast_error_Label.Position = [49 27 182 22];
            app.VT_forecast_error_Label.Text = 'ÐŸÐ¾Ñ…Ð¸Ð±Ð°Ð°
Ð¿Ñ€Ð¾Ð³Ð½Ð¾Ð·Ñƒ:';

            % Create Run_Button
            app.Run_Button = uibutton(app.UIFigure, 'push');
            app.Run_Button.ButtonPushedFcn = createCallbackFcn(app,
@Run_ButtonPushed, true);
            app.Run_Button.Position = [448 71 112 23];
            app.Run_Button.Text = 'Ð—Ð°Ð¿ÑƒÑ•Ð°';

            % Create VT_Panel
            app.VT_Panel = uipanel(app.UIFigure);
            app.VT_Panel.Title = 'Ð”Ð°Ð½Ñ- Ð’Ð”Ð•';
            app.VT_Panel.Position = [26 306 299 148];

            % Create VT_Open_Button
            app.VT_Open_Button = uibutton(app.VT_Panel, 'push');
            app.VT_Open_Button.ButtonPushedFcn = createCallbackFcn(app,
@VT_Open_ButtonPushed, true);
            app.VT_Open_Button.Position = [41 96 100 23];
            app.VT_Open_Button.Text = 'Ð’Ñ–Ð´Ð°Ñ€Ð¸Ñ‚Ð¸ Ñ„Ð°Ð¹Ð»';

            % Create Label_5
            app.Label_5 = uilabel(app.VT_Panel);
            app.Label_5.HorizontalAlignment = 'right';
            app.Label_5.Position = [-5 56 25 22];
            app.Label_5.Text = '[';

            % Create VT_left_range_EditField
            app.VT_left_range_EditField = uieditfield(app.VT_Panel,
'numeric');
            app.VT_left_range_EditField.Limits = [0 Inf];
            app.VT_left_range_EditField.ValueChangedFcn =
createCallbackFcn(app, @VT_left_range_EditFieldValueChanged, true);
            app.VT_left_range_EditField.Position = [35 56 49 22];

            % Create EditField_3Label
            app.EditField_3Label = uilabel(app.VT_Panel);
            app.EditField_3Label.HorizontalAlignment = 'right';
            app.EditField_3Label.Position = [71 56 25 22];
            app.EditField_3Label.Text = ',';

            % Create VT_right_range_EditField
            app.VT_right_range_EditField = uieditfield(app.VT_Panel,
'numeric');
            app.VT_right_range_EditField.Limits = [0 Inf];
            app.VT_right_range_EditField.ValueChangedFcn =
createCallbackFcn(app, @VT_right_range_EditFieldValueChanged, true);
            app.VT_right_range_EditField.Position = [111 54 47 25];
```

```
            % Create VT_data_status_Label
            app.VT_data_status_Label = uilabel(app.VT_Panel);
            app.VT_data_status_Label.Position = [42 10 117 22];
            app.VT_data_status_Label.Text = 'Ð”Ð°Ð½Ñ- Ð½Ðµ
Ð·Ð°Ð²Ð°Ð½Ñ‚Ð¶ÐµÐ½Ñ-';

            % Create Label_6
            app.Label_6 = uilabel(app.VT_Panel);
            app.Label_6.Position = [168 56 25 22];
            app.Label_6.Text = ']';

            % Create Label_7
            app.Label_7 = uilabel(app.VT_Panel);
            app.Label_7.Position = [42 35 117 22];
            app.Label_7.Text = 'ÐœÐµÐ¶Ñ- Ð¿Ñ€Ð¾Ð³Ð½Ð¾Ð·Ñƒ Ð²Ð°Ð½Ð½Ñ•';

            % Create VT_data_step_EditField
            app.VT_data_step_EditField = uieditfield(app.VT_Panel,
'numeric');
            app.VT_data_step_EditField.Position = [193 58 62 22];

            % Create Label_12
            app.Label_12 = uilabel(app.VT_Panel);
            app.Label_12.Position = [192 21 67 22];
            app.Label_12.Text = 'ÐšÑ€Ð¾Ð° Ð´Ð°Ð½¸Ñ…';

            % Create Label_13
            app.Label_13 = uilabel(app.VT_Panel);
            app.Label_13.Position = [262 58 25 22];
            app.Label_13.Text = 'Ñ…Ð².';

            % Create PT_Panel
            app.PT_Panel = uipanel(app.UIFigure);
            app.PT_Panel.Title = 'Ð”Ð°Ð½Ñ- Ð½Ð°Ð²Ð°Ð½Ñ‚Ð¶ÐµÐ½Ñ•';
            app.PT_Panel.Position = [357 305 299 149];

            % Create PT_Open_Button
            app.PT_Open_Button = uibutton(app.PT_Panel, 'push');
            app.PT_Open_Button.ButtonPushedFcn = createCallbackFcn(app,
@PT_Open_ButtonPushed, true);
            app.PT_Open_Button.Position = [49 97 100 23];
            app.PT_Open_Button.Text = 'Ð’Ñ–Ð´Ð°Ñ€Ð¸Ñ‚Ð¸ Ñ„Ð°Ð¹Ð»';

            % Create Label_8
            app.Label_8 = uilabel(app.PT_Panel);
            app.Label_8.Position = [46 43 117 22];
            app.Label_8.Text = 'ÐœÐµÐ¶Ñ- Ð¿Ñ€Ð¾Ð³Ð½Ð¾Ð·Ñƒ Ð²Ð°Ð½Ð½Ñ•';

            % Create PT_data_status_Label
            app.PT_data_status_Label = uilabel(app.PT_Panel);
            app.PT_data_status_Label.Position = [46 11 117 22];
            app.PT_data_status_Label.Text = 'Ð”Ð°Ð½Ñ- Ð½Ðµ
Ð·Ð°Ð²Ð°Ð½Ñ‚Ð¶ÐµÐ½Ñ-';

            % Create Label_10
            app.Label_10 = uilabel(app.PT_Panel);
            app.Label_10.Position = [172 64 25 22];
            app.Label_10.Text = ']';
```

```
            % Create Label_11
            app.Label_11 = uilabel(app.PT_Panel);
            app.Label_11.HorizontalAlignment = 'right';
            app.Label_11.Position = [-1 64 25 22];
            app.Label_11.Text = '[';

            % Create PT_left_range_EditField
            app.PT_left_range_EditField = uieditfield(app.PT_Panel,
'numeric');
            app.PT_left_range_EditField.Limits = [0 Inf];
            app.PT_left_range_EditField.ValueChangedFcn =
createCallbackFcn(app, @PT_left_range_EditFieldValueChanged, true);
            app.PT_left_range_EditField.Position = [39 64 49 22];

            % Create EditField_6Label
            app.EditField_6Label = uilabel(app.PT_Panel);
            app.EditField_6Label.HorizontalAlignment = 'right';
            app.EditField_6Label.Position = [77 63 25 22];
            app.EditField_6Label.Text = ',';

            % Create PT_right_range_EditField
            app.PT_right_range_EditField = uieditfield(app.PT_Panel,
'numeric');
            app.PT_right_range_EditField.Limits = [0 Inf];
            app.PT_right_range_EditField.ValueChangedFcn =
createCallbackFcn(app, @PT_right_range_EditFieldValueChanged, true);
            app.PT_right_range_EditField.Position = [117 61 47 25];

            % Create PT_data_step_EditField
            app.PT_data_step_EditField = uieditfield(app.PT_Panel,
'numeric');
            app.PT_data_step_EditField.Position = [201 64 62 22];

            % Create Label_14
            app.Label_14 = uilabel(app.PT_Panel);
            app.Label_14.Position = [201 22 67 22];
            app.Label_14.Text = 'ÐšÑ€Ð¾Ð° Ð´Ð°Ð½Ð¸Ñ…';

            % Create Label_15
            app.Label_15 = uilabel(app.PT_Panel);
            app.Label_15.Position = [274 63 25 22];
            app.Label_15.Text = 'Ñ…Ð².';

            % Create Forecast_Panel_VT
            app.Forecast_Panel_VT = uipanel(app.UIFigure);
            app.Forecast_Panel_VT.Title = 'ÐŸÐ°Ñ€Ð°Ð¼ÐµÑ‚Ñ€Ð¸
Ð¿Ñ€Ð¾Ð³Ð½Ð¾Ð·Ñƒ Ð²Ð°Ð½Ñ• Ð'Ð"Ð•';
            app.Forecast_Panel_VT.Position = [26 112 298 174];

            % Create Label
            app.Label = uilabel(app.Forecast_Panel_VT);
            app.Label.HorizontalAlignment = 'right';
            app.Label.Position = [15 121 125 22];
            app.Label.Text = 'ÐœÐµÑ‚Ð¾Ð´ Ð¿Ñ€Ð¾Ð³Ð½Ð¾Ð·Ñƒ Ð²Ð°Ð½Ñ•';

            % Create VT_forecast_method_DropDown
            app.VT_forecast_method_DropDown =
uidropdown(app.Forecast_Panel_VT);
```

```
            app.VT_forecast_method_DropDown.Items = {'ÐœÐµÑ‚Ð¾Ð´
Ñ•Ñ‚Ð°Ð»Ð¾Ñ•Ñ‚Ñ-', 'ÐœÐµÑ‚Ð¾Ð´ Ñ•ÐµÑ€Ð´Ð½ÑŒÐ¾Ð³Ð¾', 'ÐœÐµÑ‚Ð¾Ð´
ARIMA'};
            app.VT_forecast_method_DropDown.ValueChangedFcn =
createCallbackFcn(app, @VT_forecast_method_DropDownValueChanged, true);
            app.VT_forecast_method_DropDown.Position = [155 121 123 22];
            app.VT_forecast_method_DropDown.Value = 'ÐœÐµÑ‚Ð¾Ð´
Ñ•Ñ‚Ð°Ð»Ð¾Ñ•Ñ‚Ñ-';

            % Create Label_2
            app.Label_2 = uilabel(app.Forecast_Panel_VT);
            app.Label_2.HorizontalAlignment = 'right';
            app.Label_2.Position = [15 87 107 22];
            app.Label_2.Text = 'Ð"Ð¾Ñ€Ð¸Ð·Ð¾Ð½Ñ‚ Ð¿Ñ€Ð¾Ð³Ð½Ð¾Ð·Ñƒ';

            % Create VT_forecast_horizon_EditField
            app.VT_forecast_horizon_EditField =
uieditfield(app.Forecast_Panel_VT, 'numeric');
            app.VT_forecast_horizon_EditField.Limits = [0 Inf];
            app.VT_forecast_horizon_EditField.RoundFractionalValues =
'on';
            app.VT_forecast_horizon_EditField.ValueChangedFcn =
createCallbackFcn(app, @VT_forecast_horizon_EditFieldValueChanged,
true);
            app.VT_forecast_horizon_EditField.Position = [140 87 80 22];
            app.VT_forecast_horizon_EditField.Value = 1;

            % Create VT_error_type_Label
            app.VT_error_type_Label = uilabel(app.Forecast_Panel_VT);
            app.VT_error_type_Label.Position = [23 50 182 22];
            app.VT_error_type_Label.Text = 'Ð¢Ð¸Ð¿ Ð¿Ð¾Ñ…Ð¸Ð±Ð°Ð¸:
RMSE';

            % Create VT_CheckBox
            app.VT_CheckBox = uicheckbox(app.Forecast_Panel_VT);
            app.VT_CheckBox.ValueChangedFcn = createCallbackFcn(app,
@VT_CheckBoxValueChanged, true);
            app.VT_CheckBox.Enable = 'off';
            app.VT_CheckBox.Text = 'ÐŸÑ€Ð¾Ð³Ð½Ð¾Ð·ÑƒÐ²Ð°Ñ‚Ð¸ Ð'Ð"Ð•';
            app.VT_CheckBox.Position = [19 9 125 22];

            % Create Label_16
            app.Label_16 = uilabel(app.Forecast_Panel_VT);
            app.Label_16.Position = [234 87 29 22];
            app.Label_16.Text = 'Ð°Ñ€Ð¾Ð°';

            % Create Forecast_Panel_PT
            app.Forecast_Panel_PT = uipanel(app.UIFigure);
            app.Forecast_Panel_PT.Title = 'ÐŸÐ°Ñ€Ð°Ð¼ÐµÑ‚Ñ€Ð¸
Ð¿Ñ€Ð¾Ð³Ð½Ð¾Ð·ÑƒÐ²Ð°Ð½Ð½Ñ• Ð½Ð°Ð²Ð°Ð½Ñ‚Ð°Ð¶ÐµÐ½Ð½Ñ•';
            app.Forecast_Panel_PT.Position = [357 112 298 174];

            % Create DropDown_2Label
            app.DropDown_2Label = uilabel(app.Forecast_Panel_PT);
            app.DropDown_2Label.HorizontalAlignment = 'right';
            app.DropDown_2Label.Position = [15 121 125 22];
            app.DropDown_2Label.Text = 'ÐœÐµÑ‚Ð¾Ð´
Ð¿Ñ€Ð¾Ð³Ð½Ð¾Ð·ÑƒÐ²Ð°Ð½Ð½Ñ•';
```

```
            % Create PT_forecast_horizon_DropDown
            app.PT_forecast_horizon_DropDown =
uidropdown(app.Forecast_Panel_PT);
            app.PT_forecast_horizon_DropDown.Items = {'ÐœÐµÑ‚Ð¾Ð´
Ñ•Ñ‚Ð°Ð»Ð¾Ñ•Ñ‚-', 'ÐœÐµÑ‚Ð¾Ð´ Ñ•ÐµÑ€Ð´Ð½ÑŒÐ¾Ð³Ð¾', 'ÐœÐµÑ‚Ð¾Ð´
ARIMA'};
            app.PT_forecast_horizon_DropDown.ValueChangedFcn =
createCallbackFcn(app, @PT_forecast_horizon_DropDownValueChanged, true);
            app.PT_forecast_horizon_DropDown.Position = [155 121 123
22];
            app.PT_forecast_horizon_DropDown.Value = 'ÐœÐµÑ‚Ð¾Ð´
Ñ•Ñ‚Ð°Ð»Ð¾Ñ•Ñ‚-';

            % Create EditField_7Label
            app.EditField_7Label = uilabel(app.Forecast_Panel_PT);
            app.EditField_7Label.HorizontalAlignment = 'right';
            app.EditField_7Label.Position = [15 87 107 22];
            app.EditField_7Label.Text = 'Ð“Ð¾Ñ€Ð¸Ð·Ð¾Ð½Ñ‚
Ð¿Ñ€Ð¾Ð³Ð½Ð¾Ð·Ñƒ';

            % Create PT_forecast_horizon_EditField
            app.PT_forecast_horizon_EditField =
uieditfield(app.Forecast_Panel_PT, 'numeric');
            app.PT_forecast_horizon_EditField.Limits = [0 Inf];
            app.PT_forecast_horizon_EditField.RoundFractionalValues =
'on';
            app.PT_forecast_horizon_EditField.ValueChangedFcn =
createCallbackFcn(app, @PT_forecast_horizon_EditFieldValueChanged,
true);
            app.PT_forecast_horizon_EditField.Position = [139 87 83 22];
            app.PT_forecast_horizon_EditField.Value = 1;

            % Create PT_error_type_Label
            app.PT_error_type_Label = uilabel(app.Forecast_Panel_PT);
            app.PT_error_type_Label.Position = [24 50 182 22];
            app.PT_error_type_Label.Text = 'Ð¢Ð¸Ð¿ Ð¿Ð¾Ñ…Ð¸Ð±Ð°Ð¸:
RMSE';

            % Create PT_CheckBox
            app.PT_CheckBox = uicheckbox(app.Forecast_Panel_PT);
            app.PT_CheckBox.ValueChangedFcn = createCallbackFcn(app,
@PT_CheckBoxValueChanged, true);
            app.PT_CheckBox.Enable = 'off';
            app.PT_CheckBox.Text = 'ÐŸÑ€Ð¾Ð³Ð½Ð¾Ð·Ñƒ Ð²Ð°Ñ‚Ð¸Ð¸
Ð½Ð°Ð²Ð°Ð½Ð¸Ñ•';
            app.PT_CheckBox.Position = [15 9 180 22];

            % Create Label_17
            app.Label_17 = uilabel(app.Forecast_Panel_PT);
            app.Label_17.Position = [234 87 29 22];
            app.Label_17.Text = 'Ð°Ñ€Ð¾';

            % Create PT_forecast_error_Label
            app.PT_forecast_error_Label = uilabel(app.UIFigure);
            app.PT_forecast_error_Label.Position = [398 27 182 22];
            app.PT_forecast_error_Label.Text = 'ÐŸÐ¾Ñ…Ð¸Ð±Ð°Ð°
Ð¿Ñ€Ð¾Ð³Ð½Ð¾Ð·Ñƒ:';

            % Create Label_18
```

```
            app.Label_18 = uilabel(app.UIFigure);
            app.Label_18.HorizontalAlignment = 'center';
            app.Label_18.Position = [139 35 25 22];
            app.Label_18.Text = '';

            % Create ModeSwitch
            app.ModeSwitch = uiswitch(app.UIFigure, 'slider');
            app.ModeSwitch.Items = {'ÐŸÑ€Ð¾Ð³Ð½Ð¾Ð·ÑƒÐ²Ð°Ð½Ð½Ñ•',
'ÐšÐµÑ€ÑƒÑŽÑ‡Ñ- Ñ-Ð¼Ð¿ÑƒÐ»ÑŒÑ•Ð¸'};
            app.ModeSwitch.ValueChangedFcn = createCallbackFcn(app,
@ModeSwitchValueChanged, true);
            app.ModeSwitch.Position = [128 72 45 20];
            app.ModeSwitch.Value = 'ÐŸÑ€Ð¾Ð³Ð½Ð¾Ð·ÑƒÐ²Ð°Ð½Ð½Ñ•';

            % Show the figure after all components are created
            app.UIFigure.Visible = 'on';
        end
    end

    % App creation and deletion
    methods (Access = public)

        % Construct app
        function app = klen

            % Create UIFigure and components
            createComponents(app)

            % Register the app with App Designer
            registerApp(app, app.UIFigure)

            % Execute the startup function
            runStartupFcn(app, @startupFcn)

            if nargout == 0
                clear app
            end
        end

        % Code that executes before app deletion
        function delete(app)

            % Delete UIFigure when app is deleted
            delete(app.UIFigure)
        end
    end
end

function vt = read_huge_wind_data(filename, rmnan)

if nargin < 2
    rmnan = true;
end

fid = fopen(filename);
for i=1:13
    line_header = fgets(fid); % read line including newline character
    %fgetl
end
```

```
%line_data = textscan(fid, '%s %s %f %f %f %f %f %f %f %f %f %f %f %f',
1);
line_data = textscan(fid, '%s %f %f %f %f %f %f %f %f %f %f %f %f',
'TreatAsEmpty',{'     '},'Delimiter','');
vt = line_data{1, 8}; %8 - Vavg40
if rmnan == true
    vt_prev_size = length(vt);
    vt=rmmissing(vt); %remove nan values;
    vt_new_size = length(vt);
    if vt_prev_size > vt_new_size
        fprintf('Removed %d elements (%f%%) from the data\n',
vt_prev_size - vt_new_size, (vt_prev_size - vt_new_size) / vt_prev_size
* 100);
    end
end
fclose(fid);

end

function pt = read_huge_power_consumption_data(filename, rmnan)

if nargin < 2
    rmnan = true;
end

fid = fopen(filename);
for i=1:1
    line_header = fgets(fid); % read line including newline character
    %fgetl
end
%line_data = textscan(fid, '%s %s %f %f %f %f %f %f %f %f %f %f %f %f',
1);
%line_data = textscan(fid, '%s%s%f%f%f%f%f%f%f', 'Delimiter',';');
line_data = textscan(fid, '%s%s%f%f%f%f%f%f%f', 'TreatAsEmpty',{'?'},
'Delimiter',';');
pt = line_data{1, 3}; %8 - Vavg40
if rmnan == true
    pt_prev_size = length(pt);
    pt=rmmissing(pt); %remove nan values;
    pt_new_size = length(pt);
    if pt_prev_size > pt_new_size
        fprintf('Removed %d elements (%f%%) from the data\n',
pt_prev_size - pt_new_size, (pt_prev_size - pt_new_size) / pt_prev_size
* 100);
    end
end
fclose(fid);

end

function [avg_wind, avg_error, avg_type, predicted_wind] =
predict_wind_param(method, time, wind, know, predict, params)

if nargin < 5
    predict = length(wind);
end

%preventing from unnecessary errors
```

```
wind = wind(1:predict);

if nargin < 6
    params = [];
end

params = fill_params(params);
max_iter = params.max_iter;
auto_iter = params.auto_iter;
if auto_iter == 1 && strcmp(method, 'newton') == 0
    max_iter = 100;
end
prediction_capacity = params.prediction_capacity;
g = params.g;
h = params.h;
q = params.q;
shift = params.shift;
plott = params.plott;
p_clear = params.p_clear;
corr_method = params.corr_method;
err_method = params.err_method;
xlbl = params.xlbl;
ylbl = params.ylbl;
xstep = params.xstep;

if shift > 0
    error('shift is not working');
end
if shift > prediction_capacity
    error('shift > prediction capacity');
end

time_with_predicted = time(1:predict);
wind_with_predicted = wind(1:know);
wind_with_predicted_buffer = wind_with_predicted;
predicted_wind = [];

wiener_points = 10;
wiener_t = [];
wiener_wind = [];
g_buffer = gener((predict-know)*wiener_points,0,1);
g_buffer_mean = mean(g_buffer);

g_wind_value = wind(know);

%%%
dropped_count = 0;
if p_clear == 1
    avg = mean(wind(1:predict));
    sigma = std(wind(1:predict));
    for i=1:1:predict-know
        if wind(i) > avg + 2 * sigma
            wind(i) = avg + 2 * sigma;
            dropped_count = dropped_count + 1;
        elseif wind(i) < avg - 2 * sigma
            wind(i) = avg - 2 * sigma;
            dropped_count = dropped_count + 1;
        end
    end
```

```
end
%%%

for i=1:1:predict-know
    if mod(i - 1, prediction_capacity) == 0
        wind_with_predicted_buffer = wind(1:know + i - 1);
    end

    new_wind_value = method_func(method, time,
wind_with_predicted_buffer, know, i, h, q, max_iter);
    wind_with_predicted_buffer = [wind_with_predicted_buffer,
new_wind_value];

    if g == 1
        k = (wind_with_predicted_buffer(know+i) - g_wind_value) /
((time(know+i) - time(know+i-1)));
        b = wind_with_predicted_buffer(know+i) - time(know+i) * k;
        for r = 0:wiener_points-1
            x = time(know+i-1) + r/(wiener_points-1);
            wiener_t = [wiener_t x];
            g_wind_value = k * x + b;
            g_wind_value = g_wind_value + g_buffer(1) - g_buffer_mean;
            g_buffer = g_buffer(2:length(g_buffer));
            wiener_wind = [wiener_wind g_wind_value];
        end
        new_wind_value = g_wind_value;
    end
    if strcmp(corr_method, 'slow') == 1
        new_wind_value = user_correct(wind_with_predicted,
new_wind_value, wind);
    end
    if strcmp(corr_method, 'short_mean') == 1
        new_wind_value = wind(know + i - 1) + 0.5 * h * (dd(time, wind,
know + i - 1) + dd(time, [wind(1:know + i - 1) new_wind_value], know +
i));
    end
    if strcmp(corr_method, 'mean') == 1 % && mod(i - 1,
prediction_capacity) ~= 0
        local_mean = mean(wind_with_predicted);
        new_wind_value = (new_wind_value + local_mean) / 2;
    end
    if p_clear == 1
        if new_wind_value > avg + 1.5 * sigma
            new_wind_value = avg + 1.5 * sigma;
        elseif new_wind_value < avg - 1.5 * sigma
            new_wind_value = avg - 1.5 * sigma;
        end
    end
    wind_with_predicted_buffer(length(wind_with_predicted_buffer)) =
new_wind_value;
    wind_with_predicted = [wind_with_predicted, new_wind_value];
    predicted_wind = [predicted_wind new_wind_value];
end

plott_func(plott, time, wind, time_with_predicted, wind_with_predicted,
know, predict, g, xlbl, xstep, ylbl);

avg_real = mean(wind(know + 1: predict));
avg_pred = mean(wind_with_predicted(know + 1: predict));
```

```
new_wind_with_predicted = [];
    for i = know+1:predict
        k = (wind(i-1) - wind(i)) / ((time(i-1) - time(i)));
        b = wind(i) - time(i) * k;
        for r = 0:wiener_points-1
            x = time(i-1) + r/(wiener_points);
            tmp = k * x + b;
            new_wind_with_predicted = [new_wind_with_predicted tmp];
        end
    end
if g == 1
    if strcmp(err_method, 'MAPE') == 1
        avg_error = abs(wiener_wind - new_wind_with_predicted);
        for i=1:length(avg_error)
            avg_error(i) = avg_error(i) / new_wind_with_predicted(i);
        end
        avg_error = mean(avg_error);
        avg_error = avg_error * 100;
    elseif strcmp(err_method, 'NRMSE') == 1
        avg_error = abs(wiener_wind - new_wind_with_predicted);
        avg_error = avg_error.^2;
        avg_error = sum(avg_error) / length(avg_error);
        avg_error = sqrt(avg_error);
        avg_error = avg_error / mean(new_wind_with_predicted);
    end
else
    [avg_error, avg_type] = err_func(err_method, wind,
wind_with_predicted, know, predict);
end

avg_wind = mean(wind(1:predict));

end

function [y_res] = method_func(method, tt, vt, know, i, h, q, max_iter)

    correct_eps = 0.01;

    y_res = method_predict_func(method, tt, vt, know, i, h, q,
max_iter);
    %vt(length(vt)) = y_res;
    vt = [vt y_res];

    old_y_res = 1000;
    it = 0;
    while abs(y_res - old_y_res) > correct_eps && it < max_iter
        old_y_res = y_res;
        y_res = method_correct_func(method, tt, vt, know, i, h, q);
        vt(length(vt)) = y_res;
        it = it + 1;
    end

end

function [y_res] = method_predict_func(method, tt, vt, know, i, h, q,
max_iter)

    if strcmp(method, 'newton') == 1
```

```
        y_res = newton_predict_func(tt, vt, know, i, h, q, max_iter);
    elseif strcmp(method, 'adams') == 1
        y_res = adams_predict_func(tt, vt, know, i, h, q, max_iter);
    elseif strcmp(method, 'hemming') == 1
        y_res = hemming_predict_func(tt, vt, know, i, h, q, max_iter);
    elseif strcmp(method, 'miln') == 1
        y_res = miln_predict_func(tt, vt, know, i, h, q, max_iter);
    elseif strfind(method, 'arima') >= 1
        [p,q,d]=get_arima_pqd(method);
        y_res = arima_predict_func(tt, vt, know, i, h, q, max_iter, p,
q, d);
    elseif strcmp(method, 'mean') == 1
        y_res = mean_predict_func(tt, vt, know, i, h, q, max_iter);
    elseif strcmp(method, 'persistent') == 1
        y_res = persistent_predict_func(tt, vt, know, i, h, q,
max_iter);
    elseif strcmp(method, 'shift') == 1 %useless method
        y_res = shift_predict_func(tt, vt, know, i, h, q, max_iter);
    elseif strfind(method, 'fourier') >= 1
        [q]=get_fourier_order(method);
        y_res = fourier_predict_func(tt, vt, know, i, h, q, max_iter);
    else
        error('unknwon method')
    end

end

function [y_res] = method_correct_func(method, tt, vt, know, i, h, q)

    if strcmp(method, 'newton') == 1
        y_res = newton_correct_func(tt, vt, know, i, h, q);
    elseif strcmp(method, 'adams') == 1
        y_res = adams_correct_func(tt, vt, know, i, h, q);
    elseif strcmp(method, 'hemming') == 1
        y_res = hemming_correct_func(tt, vt, know, i, h, q);
    elseif strcmp(method, 'miln') == 1
        y_res = miln_correct_func(tt, vt, know, i, h, q);
    elseif strfind(method, 'arima') >= 1
        [p,q,d]=get_arima_pqd(method);
        y_res = arima_correct_func(tt, vt, know, i, h, q, p, q, d);
    elseif strcmp(method, 'mean') == 1
        y_res = mean_correct_func(tt, vt, know, i, h, q);
    elseif strcmp(method, 'persistent') == 1
        y_res = persistent_correct_func(tt, vt, know, i, h, q);
    elseif strcmp(method, 'shift') == 1 %useless method
        y_res = shift_correct_func(tt, vt, know, i, h, q);
    elseif strfind(method, 'fourier') >= 1
        [q]=get_fourier_order(method);
        y_res = fourier_correct_func(tt, vt, know, i, h, q);
    else
        error('unknwon method')
    end

end

function [p,q,d] = get_arima_pqd(arima_str)
    str_arr = split(arima_str, ".");
    p = str2num(str_arr(2));
    q = str2num(str_arr(3));
```

```
    d = str2num(str_arr(4));
end

function [f_order] = get_fourier_order(fourier_str)
    str_arr = split(fourier_str, ".");
    f_order = str2num(str_arr(2));
end

function [y_res] = newton_predict_func(tt, vt, know, i_, h, q, max_iter)

    y_res = vt(length(vt));
    for i = 1:min([max_iter length(vt)-1])
        tmp = 1;
        for j = 1:i
            tmp = tmp * (q + j - 1);
        end
        tmp = tmp / factorial(i);
        tmp = tmp * finite_diff(vt, -i, i);
        y_res = y_res + tmp;
    end
end

function [y_res] = newton_correct_func(tt, vt, know, i, h, q)

    y_res = vt(length(vt));

end

function [y_res] = adams_predict_func(tt, vt, know, i, h, q, max_iter)

    y_res = vt(know + i - 1) + (1 / 24) * h * (55 * dd(tt, vt, know + i
- 1) - 59 * dd(tt, vt, know + i - 2) + 37 * dd(tt, vt, know + i - 3) - 9
* dd(tt, vt, know + i - 4));

end

function [y_res] = adams_correct_func(tt, vt, know, i, h, q)

    y_res = vt(know + i - 1) + (1 / 24) * h * (9 * dd(tt, vt, know + i)
- 19 * dd(tt, vt, know + i - 1) - 5 * dd(tt, vt, know + i - 2) + 1 *
dd(tt, vt, know + i - 3));

end

function [y_res] = hemming_predict_func(tt, vt, know, i, h, q, max_iter)

    y_res = vt(know + i - 4) + (4 / 3) * 1 * (2 * dd(tt, vt, know + i -
1) - dd(tt, vt, know + i - 2) + 2 * dd(tt, vt, know + i - 3));

end

function [y_res] = hemming_correct_func(tt, vt, know, i, h, q)

    y_res = (1 / 8) * (9 * vt(know + i - 1) - vt(know + i - 3) + 3 * 1 *
(dd(tt, vt, know + i) + 2 * dd(tt, vt, know + i - 1) - dd(tt, vt, know +
i - 2)));

end
```

```
function [y_res] = miln_predict_func(tt, vt, know, i, h, q, max_iter)

    y_res = vt(know + i - 4) + (4 / 3) * 1 * (2 * dd(tt, vt, know + i -
1) - dd(tt, vt, know + i - 2) + 2 * dd(tt, vt, know + i - 3));

end

function [y_res] = miln_correct_func(tt, vt, know, i, h, q)

    y_res = vt(know + i - 1) + (1 / 3) * 1 * (1 * dd(tt, vt, know + i) +
4 * dd(tt, vt, know + i - 1) + 1 * dd(tt, vt, know + i - 2));

end

function [y_res] = arima_predict_func(tt, vt, know, i, h, q, max_iter,
arima_p, arima_q, arima_d)
    %Mdl = arima(0,4,1);
    Mdl = arima(arima_p, arima_q, arima_d);
    EstMdl = estimate(Mdl,vt(1:end)', 'Display','off');
    [YF,YMSE] = forecast(EstMdl,1,vt(1:end)');
    y_res=YF(1);
end

function [y_res] = arima_correct_func(tt, vt, know, i, h, q, arima_p,
arima_q, arima_d)
    y_res = vt(end); %no correction
end

function [y_res] = mean_predict_func(tt, vt, know, i, h, q, max_iter)
    y_res=mean(vt(end-6:end));
end

function [y_res] = mean_correct_func(tt, vt, know, i, h, q)
    y_res = vt(end); %no correction
end

function [y_res] = persistent_predict_func(tt, vt, know, i, h, q,
max_iter)
    y_res=vt(end);
end

function [y_res] = persistent_correct_func(tt, vt, know, i, h, q)
    y_res = vt(end); %no correction
end

function [y_res] = shift_predict_func(tt, vt, know, i, h, q, max_iter)
    y_res=vt(end)+sum(diff(vt))/length(vt);
end

function [y_res] = shift_correct_func(tt, vt, know, i, h, q)
    y_res = vt(end); %no correction
end

function [y_res] = fourier_predict_func(tt, vt, know, i, h, q, max_iter)
    fourier_method_name=strcat("fourier", num2str(q));
    [f2,gof2] = fit(tt(1:length(vt))', vt', fourier_method_name);
    y_res=f2(tt(length(vt))+1);
end
```

```
function [y_res] = fourier_correct_func(tt, vt, know, i, h, q)
    y_res = vt(end); %no correction
end




function [avg_error, avg_type] = err_func(err_method, wind,
wind_with_predicted, know, predict)

    if strcmp(err_method, 'MAPE') == 1
        disp('MAPE')
        [avg_error, avg_type] = mape_func(wind, wind_with_predicted,
know, predict);
    elseif strcmp(err_method, 'NRMSE') == 1
        disp('NRMSE')
        [avg_error, avg_type] = nrmse_func(wind, wind_with_predicted,
know, predict);
    elseif strcmp(err_method, 'MSPE') == 1
        disp('MSPE')
        [avg_error, avg_type] = mspe_func(wind, wind_with_predicted,
know, predict);
    elseif strcmp(err_method, 'MSE') == 1
        disp('MSE')
        [avg_error, avg_type] = mse_func(wind, wind_with_predicted,
know, predict);
    elseif strcmp(err_method, 'NMSE') == 1
        disp('NMSE')
        avg_error = nmse_func(wind, wind_with_predicted, know, predict);
    elseif strcmp(err_method, 'RMSE') == 1
        disp('RMSE')
        [avg_error, avg_type] = rmse_func(wind, wind_with_predicted,
know, predict);
    elseif strcmp(err_method, 'MAE') == 1
        disp('MAE')
        [avg_error, avg_type] = mae_func(wind, wind_with_predicted,
know, predict);
    elseif strcmp(err_method, 'NMAE') == 1
        disp('NMAE')
        [avg_error, avg_type] = nmae_func(wind, wind_with_predicted,
know, predict);
    elseif strcmp(err_method, 'MRE') == 1
        disp('MRE')
        [avg_error, avg_type] = mre_func(wind, wind_with_predicted,
know, predict);
    elseif strcmp(err_method, 'MBE') == 1
        disp('MBE')
        [avg_error, avg_type] = mbe_func(wind, wind_with_predicted,
know, predict);
    elseif strcmp(err_method, 'MASE') == 1
        disp('MASE')
        [avg_error, avg_type] = mase_func(wind, wind_with_predicted,
know, predict);
    else
        error('unknown err_method')
    end
end
```

```
function [avg_error, avg_type] = mape_func(wind, wind_with_predicted,
know, predict)

    avg_error = abs(wind(know + 1: predict) - wind_with_predicted(know +
1: predict));
    %log_avg_error = mean(avg_error)
    %log_avg_variance = var(avg_error)
    for i=1:length(avg_error)
        avg_error(i) = avg_error(i) / wind(know + i);
    end
    avg_error = mean(avg_error);
    avg_error = avg_error * 100;
    avg_type = 'rel';

end

function [avg_error, avg_type] = nrmse_func(wind, wind_with_predicted,
know, predict)

    avg_error = abs(wind(know + 1: predict) - wind_with_predicted(know +
1: predict));
    avg_error = avg_error.^2;
    avg_error = sum(avg_error) / length(avg_error);
    avg_error = sqrt(avg_error);
    avg_error = avg_error / mean(wind_with_predicted(know + 1:
predict));
    avg_error = avg_error * 100;
    avg_type = 'rel';

end

function [avg_error, avg_type] = mspe_func(wind, wind_with_predicted,
know, predict)

    avg_error = (wind(know + 1: predict) - wind_with_predicted(know + 1:
predict)).^2;
    avg_error = mean(avg_error);
    avg_type = 'rel';

end

function [avg_error, avg_type] = mse_func(wind, wind_with_predicted,
know, predict)

    avg_error = wind(know + 1: predict) - wind_with_predicted(know + 1:
predict);
    avg_error = avg_error.^2;
    avg_error = mean(avg_error);
    avg_type = 'abs';

end

function [avg_error, avg_type] = nmse_func(wind, wind_with_predicted,
know, predict)

    avg_error = wind(know + 1: predict) - wind_with_predicted(know + 1:
predict);
    avg_error = avg_error.^2;
    avg_error = sum(avg_error) * length(avg_error);
```

```
    avg_error = avg_error / (sum(wind(know + 1: predict)) *
sum(wind_with_predicted(know + 1: predict)));
    avg_type = 'rel';

end

function [avg_error, avg_type] = rmse_func(wind, wind_with_predicted,
know, predict)

    avg_error = sqrt(mse_func(wind, wind_with_predicted, know,
predict));
    avg_type = 'abs';

end

function [avg_error, avg_type] = mae_func(wind, wind_with_predicted,
know, predict)

    avg_error = abs(wind(know + 1: predict) - wind_with_predicted(know +
1: predict));
    avg_error = mean(avg_error);
    avg_type = 'abs';

end

function [avg_error, avg_type] = nmae_func(wind, wind_with_predicted,
know, predict)

    avg_error = abs(wind(know + 1: predict) - wind_with_predicted(know +
1: predict));
    avg_error = avg_error ./ max(wind(know + 1: predict),
wind_with_predicted(know + 1: predict));
    avg_error = mean(avg_error);
    avg_type = 'rel';

end

function [avg_error, avg_type] = mre_func(wind, wind_with_predicted,
know, predict)

    avg_error = abs(wind(know + 1: predict) - wind_with_predicted(know +
1: predict));
    avg_error = avg_error ./ wind(know + 1: predict);
    avg_error = mean(avg_error);
    avg_type = 'rel';

end

function [avg_error, avg_type] = mbe_func(wind, wind_with_predicted,
know, predict)

    avg_error = wind(know + 1: predict) - wind_with_predicted(know + 1:
predict);
    avg_error = mean(avg_error);
    avg_type = 'abs';

end
```

```
function [avg_error, avg_type] = mase_func(wind, wind_with_predicted,
know, predict)

    avg_error_num = abs(wind(know + 1: predict) -
wind_with_predicted(know + 1: predict));
    avg_error_num = mean(avg_error_num);
    avg_error_denom = [];
    for i = 1:length(wind(know + 1: predict))
        avg_error_denom = [avg_error_denom abs(wind(know + 1 + i) -
wind(know + i))];
    end
    avg_error_denom = avg_error_denom * length(wind(know + 1: predict))
/ (length(wind(know + 1: predict)) + 1);
    avg_error = avg_error_num / avg_error_denom;
    avg_type = 'rel';

end

function plott_func(plott, time, wind, time_with_predicted,
wind_with_predicted, know, predict, g, xlbl, xstep, ylbl)

    if plott == 1
        %wiener_wind =
fff(time(know:predict),wind_with_predicted(know:predict),predict-
know,wiener_points,0,1,0);

        if xstep ~= 1
            time = time .* xstep;
            time_with_predicted = time_with_predicted .* xstep;
        end

        figure;
        hold on;
        plot(time(1:predict), wind(1:predict));

        if g == 0
            plot(time_with_predicted(know:predict),
wind_with_predicted(know:predict), 'r');
        end

        ymax1 = max(wind_with_predicted);
        ymax2 = max(wind(1:predict));
        ymax = max(ymax1, ymax2);

        plot([xstep*(know-1) xstep*(know-1)], [0 ymax+1], 'g');

        if g == 1
            plot(wiener_t(1:length(wiener_wind)), wiener_wind, 'r');
        end

        grid on;
        xlabel(xlbl);
        ylabel(ylbl);
        ylim([0 ceil(ymax)])
    end

end
```

```
function [params] = fill_params(params)

    if isfield(params, 'max_iter') == 0
        params.max_iter = 1;
    end
    if isfield(params, 'auto_iter') == 0
        params.auto_iter = 1;
    end
    if isfield(params, 'prediction_capacity') == 0
        params.prediction_capacity = 1;
    end
    if isfield(params, 'g') == 0
        params.g = 0;
    end
    if isfield(params, 'h') == 0
        params.h = 1;
    end
    if isfield(params, 'q') == 0
        params.q = 1;
    end
    if isfield(params, 'shift') == 0
        params.shift = 0;
    end
    if isfield(params, 'plott') == 0
        params.plott = 1;
    end
    if isfield(params, 'p_clear') == 0
        params.p_clear = 0;
    end
    if isfield(params, 'corr_method') == 0
        params.corr_method = 'none';
    end
    if isfield(params, 'err_method') == 0
        params.err_method = 'RMSE';
    end
    if isfield(params, 'xlbl') == 0
        params.xlbl = 't, Ñ…Ð²';
    end
    if isfield(params, 'ylbl') == 0
        params.ylbl = 'v, Ð¼/Ñ•';
    end
    if isfield(params, 'xstep') == 0
        params.xstep = 10;
    end

end

% entropy input
formatString = repmat('%s', 1, 1);

inp_time_vals = importdata("inp_diff_time_vals.txt", formatString);
inp_time_vals = datetime(inp_time_vals, 'Format', 'HH:mm');
inp_diff = importdata("inp_diff_entropy.txt");

out_time_vals = importdata("out_diff_time_vals.txt", formatString);
out_time_vals = datetime(out_time_vals, 'Format', 'HH:mm');
out_diff = importdata("out_diff_entropy.txt");

total_time_vals = importdata("total_time.txt", formatString);
```

```
total_time_vals = datetime(total_time_vals, 'Format', 'HH:mm');
total_diff = importdata("total_entropy_diff.txt");
total_relay = importdata("total_step.txt");


figure
plot(inp_time_vals, inp_diff)
hold on
plot(out_time_vals, out_diff)
xlabel("Ð§Ð°Ñ•, Ð³Ð¾Ð´")
ylabel("p")
legend('Ð•Ð½Ñ‚Ñ€Ð¾Ð¿Ñ–Ñ• Ð´Ð¶ÐµÑ€ÐµÐ»Ð°', 'Ð•Ð½Ñ‚Ñ€Ð¾Ð¿Ñ–Ñ•
Ð½Ð°Ð²Ð°Ð½Ñ‚Ð°Ð¶ÐµÐ½Ð½Ñ•')
title("Ð§Ð°Ñ•Ð¾Ð²Ð° Ð·Ð°Ð»ÐµÐ¶Ð½Ñ–Ñ•Ñ‚Ñ ÐµÐ½Ñ‚Ñ€Ð¾Ð¿Ñ–Ñ—")


figure
plot(total_time_vals, total_diff, "black")
xlabel("Ð§Ð°Ñ•, Ð³Ð¾Ð´")
ylabel("D")
title("Ð¡Ð³Ð½Ð°Ð» Ð±Ð»Ð¾Ñƒ Ð²Ð¸Ð·Ð½Ð°Ñ‡ÐµÐ½Ð½Ñ• Ñ€Ñ–Ð·Ð½Ð¸Ñ†Ñ–")

figure
plot(total_time_vals, total_relay, "black")
xlabel("Ð§Ð°Ñ•, Ð³Ð¾Ð´")
ylabel("R")
title("Ð¡Ð³Ð½Ð°Ð» Ð°ÐµÑ€ÑƒÐ²Ð°Ð½Ð½Ñ• Ñ€ÐµÐ»ÐµÐ¹Ð½Ð¸Ð¼
ÐµÐ»ÐµÐ¼ÐµÐ½Ñ‚Ð¾Ð¼")
ylim([-0.1, 1.1])


import csv
import numpy as np
import os
import shutil
import time


from datetime import datetime, timedelta
from math import log, log10
from os.path import sep


FILES_TO_PROCESS = (
    "Photovoltaic array A measurements.csv",
    "household_power_consumption.txt"
)

FILES_INFO = {
    "Photovoltaic array A measurements.csv": {
        "cols_to_drop": (
            "photovoltaic_measurement_reactive_power",
            "photovoltaic_measurement_global_irradiance_pv_plane",
            "photovoltaic_measurement_temperature_point_1",
            "photovoltaic_measurement_temperature_point_2"
        ),
        "dt_format": "%Y-%m-%d %H:%M:%S",
        "dt_col": "photovoltaic_measurement_timestamp",
        "data_col": "photovoltaic_measurement_active_power",
```

```
        "delimiter": ","
    },

    "household_power_consumption.txt": {
        "cols_to_drop": (
            "Global_reactive_power",
            "Voltage",
            "Global_intensity",
            "Sub_metering_1",
            "Sub_metering_2",
            "Sub_metering_3"
        ),
        "dt_format": "%d/%m/%Y %H:%M:%S",
        "dt_col": "Datetime",
        "data_col": "Global_active_power",
        "delimiter": ";"
    },
}

GRAPH_PARAMS = {
    "graph_1": {
        "name": "graph_1",
        "filename": FILES_TO_PROCESS[0],
    },
    "graph_2": {
        "name": "graph_2",
        "filename": FILES_TO_PROCESS[0],
    },
    "graph_3": {
        "name": "graph_3",
        "filename": FILES_TO_PROCESS[1],
    },
    "graph_4": {
        "name": "graph_4",
        "filename": "",
    },
    "graph_5": {
        "name": "graph_5",
        "filename": "",
    },
    "graph_6": {
        "name": "graph_6",
        "filename": "",
    },
    "graph_7": {
        "name": "graph_7",
        "filename": "",
    },
    "graph_1_2": {
        "name": "graph_1_2",
        "filename": "",
    },
    "graph_3_4": {
        "name": "graph_3_4",
        "filename": "",
    },
}
```

```
class GraphConfig:
    def __init__(self, file_extension=".txt", **kwargs):
        for key, value in kwargs.items():
            setattr(self, key, value)
        self.file_extension = file_extension
        self.path = self.name if self.name.endswith(sep) else self.name
+ sep
        self.output_filename = self.path + self.name +
self.file_extension


class FileHandler:
    def __init__(self, filename, delimiter=",", emtpy_vals=(" ", "?"),
dt_format=None):
        self.filename = filename
        self.delimiter = delimiter
        self.empty_vals = emtpy_vals
        self.dt_format = dt_format

        if os.path.isfile(filename):
            with open(self.filename, "r", newline="") as
self.input_file:
                self._has_header, self.col_num = self._get_file_info()

                if self._has_header:
                    self.file_reader = csv.DictReader(self.input_file,
delimiter=delimiter)
                else:
                    self.file_reader = csv.DictReader(
                        self.input_file,
                        delimiter=delimiter,
                        fieldnames=[f"col{num}" for num in
range(self.col_num)]
                    )
                self.header = list(self.file_reader.fieldnames)
                self.raw_data, self.data = self._get_file_data()
                self.numeric_cols = self._get_numeric_col()
        else:
            raise FileNotFoundError(f"Wrong file name or path -
{filename}")

    @staticmethod
    def _get_col_len(data):
        col_len = [len(col) for col in data.values()]
        if len(set(col_len)) == 1:
            return col_len[-1]
        else:
            raise ValueError("Columns should have same length")

    def _get_file_info(self):
        has_header =
csv.Sniffer().has_header(self.input_file.read(1024))
        self.input_file.seek(0)
        col_num = len(self.input_file.readline().split(self.delimiter))
        self.input_file.seek(0)
        return has_header, col_num

    def _get_file_data(self):
        raw_data = {col: [] for col in self.header}
```

```
        data = {col: [] for col in self.header}
        for row in self.file_reader:
            for key, val in row.items():
                if not val or val in self.empty_vals:
                    # if there is record with empty value previous non-
empty value will be used
                    val = raw_data[key][-1]
                raw_data[key].append(val)
                data[key].append(val)
        return raw_data, data

    def _get_numeric_col(self, sample_size=5):
        is_col_numeric = dict()
        for col_name in self.header:
            sample = (val.isnumeric() or val.replace(".", "").replace("-
", "").isnumeric() for
                      val in self.raw_data[col_name][:sample_size])
            is_col_numeric[col_name] = all(sample)
        return is_col_numeric

    def convert_data(self, use_raw=False):
        data = self.raw_data if use_raw else self.data
        for col_name in self.data:
            if self.numeric_cols.get(col_name):
                data[col_name] = [float(val) for val in data[col_name]]

    def filter_by_date(self, col_name, filter_dates, use_raw=False):
        data = self.raw_data if use_raw else self.data
        f_data = {col_name: [] for col_name in data}
        if col_name in data:
            for index, date in enumerate(data[col_name]):
                if any([filter_date in date for filter_date in
filter_dates]):
                    for col_name in data:
                        f_data[col_name].append(data[col_name][index])
            self.data = f_data
        else:
            ValueError(f"There is no column with such name -
{col_name}")

    def filter_by_value(self, col_name, min_val=None, max_val=None,
use_raw=False):
        data = self.raw_data if use_raw else self.data
        if col_name in data:
            f_indexes = None
            if min_val is not None and max_val is not None:
                f_indexes = [index for index, val in
enumerate(data[col_name]) if
                             min_val <= val <= max_val]
            elif min_val is not None:
                f_indexes = [index for index, val in
enumerate(data[col_name]) if min_val <= val]
            elif max_val is not None:
                f_indexes = [index for index, val in
enumerate(data[col_name]) if val <= max_val]
            self.filter_by_index(f_indexes, use_raw)

    def filter_by_index(self, indexes, use_raw=False):
        data = self.raw_data if use_raw else self.data
```

```
        f_data = {col_name: [] for col_name in data}
        for index in indexes:
            for col_name in data:
                f_data[col_name].append(data[col_name][index])
        self.data = f_data

    def write_col_in_file(self, col_name, filename, use_raw=False,
write_header=False):
        data = self.raw_data if use_raw else self.data
        if col_name in data:
            with open(filename, "w") as output_file:
                if write_header:
                    output_file.write(col_name + "\n")
                for val in data[col_name]:
                    output_file.write(str(val) + "\n")
        else:
            raise ValueError(f"There is no column with such name -
{col_name}")

    def write_data_in_file(self, filename, delimiter=",", use_raw=False,
write_header=False):
        data = self.raw_data if use_raw else self.data
        with open(filename, "w") as output_file:
            if write_header:
                output_file.write(delimiter.join([col_name for col_name
in data]))
            for index in range(self._get_col_len(data)):
                values_to_write = [str(data[col_name][index]) for
col_name in data]
                output_file.write(delimiter.join(values_to_write) +
"\n")

    def drop_col_from_data(self, col_names_to_drop, use_raw=False):
        data = self.raw_data if use_raw else self.data
        for col_name in col_names_to_drop:
            if col_name in data:
                data.pop(col_name)
            else:
                raise ValueError(f"There is no column with name
'{col_name}' if data")

    def shift_date(self, col_name, use_raw=False, **kwargs):
        data = self.raw_data if use_raw else self.data
        timeshift = timedelta(**kwargs)
        if col_name in data:
            for index, date in enumerate(data[col_name]):
                date = datetime.strptime(date, self.dt_format) +
timeshift
                date = date.strftime(self.dt_format)
                data[col_name][index] = date
        else:
            raise ValueError(f"There is no column with name '{col_name}'
if data")

    def preview(self, size=10, use_raw=False):
        data = self.raw_data if use_raw else self.data
        for col_name in data:
            print(f"{col_name} ({len(data[col_name])}) -
{data[col_name][:size]}")
```

```
        print()

    def join_columns(self, columns_to_join, new_col_name, delimiter=",",
use_raw=False):
        data = self.raw_data if use_raw else self.data
        col_len = self._get_col_len(data)
        self.data[new_col_name] = []
        for index in range(col_len):
            val = [data[col_name][index] for col_name in
columns_to_join]
            self.data[new_col_name].append(delimiter.join(val))

    def split_columns(self, column_to_split, new_col_names,
delimiter=",", use_raw=False):
        data = self.raw_data if use_raw else self.data
        for col_name in new_col_names:
            self.data[col_name] = []
        if len(data[column_to_split][0].split(delimiter)) ==
len(new_col_names):
            for val in data[column_to_split]:
                for col_name, new_val in zip(new_col_names,
val.split(delimiter)):
                    self.data[col_name].append(new_val)
        else:
            raise ValueError("Number of sub columns and new_col_names do
not match")

    def merge_two_to_one(self, other, use_raw=False):
        other_data = other.raw_data if use_raw else other.data
        data = self.raw_data if use_raw else self.data
        for col_name, val in other_data.items():
            new_col_name = f"{col_name}_merged"
            data[new_col_name] = other_data[col_name]
            self.numeric_cols[new_col_name] =
other.numeric_cols[col_name]

    def subtract_col(self, dt_col_name, data_col_name, other,
other_dt_col_name,
                     other_data_col_name, use_raw=False,
dt_diff_col_name=None,
                     data_diff_col_name=None):
        data = self.raw_data if use_raw else self.data
        other_data = other.raw_data if use_raw else other.data

        dt = [datetime.strptime(date, self.dt_format) for date in
data[dt_col_name]]
        other_dt = [datetime.strptime(date, other.dt_format) for date in
                    other_data[other_dt_col_name]]

        dt_diff = []
        val_diff = []

        for index, dt_val in enumerate(dt):
            if dt_val in other_dt:
                other_index = other_dt.index(dt_val)
                dt_diff.append(dt_val.strftime(self.dt_format))
                val_diff.append(data[data_col_name][index] -

other_data[other_data_col_name][other_index])
```

```
        dt_diff_col_name = dt_diff_col_name if dt_diff_col_name else
"diff_time"
        data_diff_col_name = data_diff_col_name if data_diff_col_name
else "diff_data"
        data[dt_diff_col_name] = dt_diff
        data[data_diff_col_name] = val_diff


class StatsUtilsMixin:
    def __init__(self):
        self.raw_data = dict()
        self.data = dict()

    def calc_probability_naive(self, col_name, time_col_name,
interval=60, use_raw=False):
        probability = []
        entropy = []
        data = self.raw_data if use_raw else self.data

        if col_name in data:
            for index in range(0, len(data[col_name]) // interval):
                interval_sum = sum(data[col_name][index * interval:
(index + 1) * interval])
                for val in data[col_name][index * interval: (index + 1)
* interval]:
                    probability.append(val / interval_sum)
                entropy_val = sum([-prob * log(prob) for prob in
probability[-interval::]])
                entropy.extend([entropy_val] * 60)

            data["probability"] = probability
            data["entropy"] = entropy
            data["stats_time"] = data[time_col_name][:(index + 1) *
interval]
        else:
            raise ValueError(f"There is no such col if data -
{col_name}")

    def calc_probability(self, col_name, time_col_name, use_raw=False,
write_bin_edges=True):
        data_raw = self.raw_data if use_raw else self.data
        data = data_raw[col_name][:]
        entropy = []
        prob = []
        bins = []

        # Defining optimal number of bins using Sturges's formula
        k = 1 + int(3.32 * log10(len(data)))

        # Checking if each bin has at list one hit
        while k > 0:
            prob, bins = np.histogram(data, bins=k, density=True)
            if 0 in prob:
                k -= 1
            else:
                break

        # Calculating centers of bins for visualisation purposes
```

```
        # centers = (bins[:-1] + bins[1:]) / 2
        original_bins = bins
        bins = bins[1:]

        for val in data:
            for pr, max_val in zip(prob, bins):
                if max_val >= val:
                    entropy.append(-pr * log(pr))
                    break
            else:
                raise ValueError('Data value out of range')

        # Plotting hist
        # TODO: Fully remove plotting and matplotlib for
`requirements.txt`
        # plt.hist(data, bins=k, density=True)
        # plt.plot(centers, prob)
        # plt.show()

        if col_name in data_raw:
            data_raw["probability"] = prob
            data_raw["entropy"] = entropy
            data_raw["stats_time"] = data_raw[time_col_name]
            if write_bin_edges:
                data_raw["bins"] = original_bins
        else:
            raise ValueError(f"There is no such col if data -
{col_name}")

    def signum(self, col_name, offset=0, factor=1, use_raw=False):
        data = self.raw_data if use_raw else self.data
        result = []
        for val in data[col_name]:
            if val > 0:
                result.append(factor * (offset + 1))
            elif val < 0:
                result.append(factor * (offset - 1))
            else:
                result.append(factor * offset)
        data[f"{col_name}_signum"] = result


class FileProcessor(FileHandler, StatsUtilsMixin):
    def __init__(self, *args, **kwargs):
        FileHandler.__init__(self, *args, **kwargs)


GRAPH_CONFIGS = dict()
for graph_name in GRAPH_PARAMS:
    graph_params = GRAPH_PARAMS[graph_name]
    file_params = FILES_INFO.get(GRAPH_PARAMS[graph_name]["filename"],
dict())
    GRAPH_CONFIGS[graph_name] = GraphConfig(**graph_params,
                                            **file_params)


# Equivalent res constants
# Originally it was 100
VOLTAGE = 50
```

```
CUT_FACTOR = 0.15


# TODO: make a graph txt file for each graph, since those files are used
in graph 5 and further
#  this will help to get rid of merging two FileProcessor instances
using merge_two_to_one method

# TODO: move all hardcode to config.py file

# TODO: make graph_2 defined via calculations

# TODO: fix the mess related to equivalent resistance calculation


def copy_files(source, target, file_extension=".txt"):
    """
    Copies files with a specific extension from the source directory to
the target directory.

    Parameters:
    source (str): The path to the source directory where files are
copied from.
    target (str): The path to the target directory where files are
copied to.
    file_extension (str): The file extension that determines which files
to copy. Defaults to ".txt".

    Raises:
    FileNotFoundError: If either the source or the target directory does
not exist.

    Returns:
    None

    Example:
    # This would copy all '.jpg' files from '/path/to/source' to
'/path/to/target'.
    # If source or target does not exist, FileNotFoundError will be
raised.
    >>> copy_files("/path/to/source", "/path/to/target", ".jpg")
    Traceback (most recent call last):
        ...
    FileNotFoundError: Source and/or target paths do not exist!
    """
    if not (os.path.exists(source) and os.path.exists(target)):
        raise FileNotFoundError("Source and/or target paths do not
exist!")

    for file_name in os.listdir(source):
        if file_name.endswith(file_extension):
            src_file_path = os.path.join(source, file_name)
            dst_file_path = os.path.join(target, file_name)
            shutil.copy(src_file_path, dst_file_path)


def timeit(func):
    """
```

```
    A decorator that measures and prints the execution time of a
function.

    Parameters:
    func (function): The function to be timed.

    Returns:
    function: A wrapper function that, when called, executes the wrapped
function,
              measures its execution time, and prints the duration.
    """
    def timed(*args, **kwargs):
        start = time.time()
        result = func(*args, **kwargs)
        end = time.time()
        diff = end - start
        print(f"Function {func.__name__} took {diff:.3f} seconds to
execute")
        return result
    return timed


def make_dir(dir_name):
    """
    Creates a directory with the specified name. If the directory
already exists,
    no exception is thrown due to the use of 'exist_ok=True'.

    Parameters:
    dir_name (str): The path and name of the directory to be created.

    Returns:
    None

    Example:
    # Create a directory named 'example_dir'. If it already exists, do
nothing.
    >>> make_dir("example_dir")
    """
    os.makedirs(dir_name, exist_ok=True)


def truncate_data(data, lower_bound=None, upper_bound=None):
    """
    Truncates the elements of the given list to be within the specified
bounds.

    Parameters:
    data (list of float or int): The list of numbers to be truncated.
    lower_bound (float or int, optional): The lower bound for the
truncation. If not None,
                                          any element less than this
bound is set to this bound.
    upper_bound (float or int, optional): The upper bound for the
truncation. If not None,
                                          any element greater than this
bound is set to this bound.

    Returns:
```

```
    list of float or int: A new list where each value is truncated to be
in the specified bounds.

    Example:
    >>> truncate_data([15, 5, -3, 8, 11], 0, 10)
    [10, 5, 0, 8, 10]

    >>> truncate_data([2, -1, 7, -5, 3], lower_bound=0)
    [2, 0, 7, 0, 3]

    >>> truncate_data([2, 5, 7, 8, 3], upper_bound=6)
    [2, 5, 6, 6, 3]
    """
    # Apply lower bound if specified
    if lower_bound is not None:
        for idx, val in enumerate(data):
            if val < lower_bound:
                data[idx] = lower_bound

    # Apply upper bound if specified
    if upper_bound is not None:
        for idx, val in enumerate(data):
            if val > upper_bound:
                data[idx] = upper_bound
    return data


def input_res_calc(voltage, tr_factor):
    """
    Calculates the input resistance according to the specified voltage
and truncation factor.
    """
    DIR = 'graph_1\\'

    with open(DIR + 'res_vals_1.txt', 'w') as res_f:
        power_f = open(DIR + 'power_vals_1.txt')
        power_data = [float(data) for data in power_f.readlines()]

        l_bound = tr_factor * max(power_data)
        u_bound = (1 - tr_factor) * max(power_data)

        power_data_tr = truncate_data(power_data, l_bound, u_bound)
        with open(DIR + 'power_vals_tr_1.txt', 'w') as p_f:
            for power_val in power_data_tr:
                p_f.write(str(power_val) + '\n')

        power_data = [voltage * voltage / 4 / data for data in
power_data_tr]
        for data in power_data:
            res_f.write(str(2 * data) + '\n')
        res_f.close()


def output_res_calc(voltage, tr_factor):
    """
    Calculates the output resistance according to the specified voltage
and truncation factor.
    """
    DIR = 'graph_3\\'
```

```
    # TODO: clarify the purpose of this division
    # voltage /= 2 original val
    voltage = 24

    with open(DIR + 'res_vals_3.txt', 'w') as res_f:
        power_f = open(DIR + 'power_vals_3.txt')
        power_data = [float(data) for data in power_f.readlines()]

        l_bound = tr_factor * max(power_data)
        u_bound = (1 - tr_factor) * max(power_data)

        power_data_tr = truncate_data(power_data, l_bound, u_bound)
        with open(DIR + 'power_vals_tr_3.txt', 'w') as p_f:
            for power_val in power_data_tr:
                p_f.write(str(power_val) + '\n')

        power_data = [voltage * voltage / data for data in
power_data_tr]
        for data in power_data:
            res_f.write(str(data) + '\n')
        res_f.close()


def graph_1():
    # Graph 1
    # Real SP power generation data
    graph_conf = GRAPH_CONFIGS["graph_1"]
    make_dir(graph_conf.path)

    file = FileProcessor(graph_conf.filename,
dt_format=graph_conf.dt_format,
                         delimiter=graph_conf.delimiter)
    file.drop_col_from_data(graph_conf.cols_to_drop)
    file.filter_by_date(graph_conf.dt_col, ["2019-04-29", "2019-04-30"])
    file.shift_date("photovoltaic_measurement_timestamp", hours=2)
    file.filter_by_date(graph_conf.dt_col, ["2019-04-29"])
    file.convert_data()
    file.filter_by_value(graph_conf.data_col, min_val=0.1)
    file.preview()
    file.write_col_in_file(graph_conf.dt_col, graph_conf.path +
"time_vals_1.txt")
    file.write_col_in_file(graph_conf.data_col, graph_conf.path +
"power_vals_1.txt")
    file.write_data_in_file(graph_conf.output_filename)


def graph_2():
    # Graph 2
    # Ideal SP power generation data
    # NOTE THAT ALL DATA WERE OBTAINED MANUALLY
    graph_conf = GRAPH_CONFIGS["graph_2"]
    make_dir(graph_conf.path)


def graph_3():
    # Graph 3
    # Real power consumption data
    graph_conf = GRAPH_CONFIGS["graph_3"]
    make_dir(graph_conf.path)
```

```
    file = FileProcessor(graph_conf.filename,
dt_format=graph_conf.dt_format,
                         delimiter=graph_conf.delimiter)
    file.drop_col_from_data(graph_conf.cols_to_drop)
    file.join_columns(["Date", "Time"], "Datetime", delimiter=" ")
    file.filter_by_date("Datetime", ["24/11/2010", "23/11/2010"])
    file.filter_by_date("Datetime", ["24/11/2010"])
    file.convert_data()
    file.data["Global_active_power"] = [power * 1000 for power in
file.data["Global_active_power"]]
    file.preview()
    file.write_col_in_file("Datetime", graph_conf.path +
"time_vals_3.txt")
    file.write_col_in_file("Global_active_power", graph_conf.path +
"power_vals_3.txt")
    file.write_data_in_file(graph_conf.path + "graph_3.txt")


def graph_4():
    # Graph 4
    # Ideal load data
    # NOTE THAT MATLAB USES DATA FROM GRAPH 3
    graph_conf_prev = GRAPH_CONFIGS["graph_3"]
    graph_conf = GRAPH_CONFIGS["graph_4"]
    make_dir(graph_conf.path)
    copy_files(graph_conf_prev.path, graph_conf.path,
file_extension="graph_3.txt")

    file = FileProcessor(graph_conf.path + "graph_3.txt")
    file.split_columns("col3", ["date", "time"], delimiter=" ")
    file.convert_data()
    length = len(file.data["col2"])
    mean_value = sum(file.data["col2"]) / length
    file.data["mean"] = [mean_value] * length
    file.preview()
    file.write_col_in_file("time", graph_conf.path + "time_vals_4.txt")
    file.write_col_in_file("mean", graph_conf.path + "power_vals_4.txt")
    file.write_data_in_file(graph_conf.path + "graph_4.txt")


def graph_5():
    # Graph 5
    # Input entropy
    # Uses files from Graph 1 and Graph 2
    graph_conf_1 = GRAPH_CONFIGS["graph_1"]
    graph_conf_2 = GRAPH_CONFIGS["graph_2"]
    graph_conf = GRAPH_CONFIGS["graph_5"]
    make_dir(graph_conf.path)
    copy_files(graph_conf_1.path, graph_conf.path,
file_extension="graph_1.txt")
    copy_files(graph_conf_2.path, graph_conf.path,
file_extension="graph_2.txt")

    r_file = FileProcessor(graph_conf.path + "graph_1.txt",
dt_format="%H:%M:%S")
    r_file.convert_data()
    r_file.filter_by_value("col1", 0.1)
    r_file.preview()
```

```
    r_file.split_columns("col0", ["date", "time"], delimiter=" ")
    r_file.calc_probability("col1", "time")
    r_file.preview()
    r_file.write_col_in_file("stats_time", graph_conf.path +
"inp_real_time_vals.txt")
    r_file.write_col_in_file("entropy", graph_conf.path +
"inp_real_entropy.txt")
    r_file.write_col_in_file("probability", graph_conf.path +
"inp_real_prob.txt")
    r_file.write_col_in_file("bins", graph_conf.path +
"inp_real_bins.txt")

    i_file = FileProcessor(graph_conf.path + "graph_2.txt",
dt_format="%H:%M")
    i_file.convert_data()
    i_file.calc_probability("col1", "col0")
    i_file.preview()
    i_file.write_col_in_file("stats_time", graph_conf.path +
"inp_ideal_time_vals.txt")
    i_file.write_col_in_file("entropy", graph_conf.path +
"inp_ideal_entropy.txt")
    i_file.write_col_in_file("probability", graph_conf.path +
"inp_ideal_prob.txt")
    i_file.write_col_in_file("bins", graph_conf.path +
"inp_ideal_bins.txt")

    i_file.subtract_col("stats_time", "entropy", r_file, "stats_time",
"entropy")
    i_file.preview()
    i_file.write_col_in_file("diff_data", graph_conf.path +
"inp_diff_entropy.txt")
    i_file.write_col_in_file("diff_time", graph_conf.path +
"inp_diff_time_vals.txt")


def graph_6():
    # Graph 6
    # Output entropy
    # Uses files from Graph 3 and Graph 4
    graph_conf_3 = GRAPH_CONFIGS["graph_3"]
    graph_conf_4 = GRAPH_CONFIGS["graph_4"]
    graph_conf = GRAPH_CONFIGS["graph_6"]
    make_dir(graph_conf.path)
    copy_files(graph_conf_3.path, graph_conf.path,
file_extension="graph_3.txt")
    copy_files(graph_conf_4.path, graph_conf.path,
file_extension="vals_4.txt")

    r_file = FileProcessor(graph_conf_4.path + "graph_3.txt",
dt_format="%H:%M:%S")
    r_file.convert_data()
    r_file.filter_by_value("col2", 0.1)
    r_file.split_columns("col3", ["date", "time"], delimiter=" ")
    r_file.calc_probability("col2", "time")
    r_file.preview()
    r_file.write_col_in_file("stats_time", graph_conf.path +
"out_real_time_vals.txt")
    r_file.write_col_in_file("entropy", graph_conf.path +
"out_real_entropy.txt")
```

```
    r_file.write_col_in_file("probability", graph_conf.path +
"out_real_prob.txt")
    r_file.write_col_in_file("bins", graph_conf.path +
"out_real_bins.txt")

    i_file_time = FileProcessor(graph_conf.path + "time_vals_4.txt",
dt_format="%H:%M:%S")
    i_file_data = FileProcessor(graph_conf.path + "power_vals_4.txt")
    i_file_time.merge_two_to_one(i_file_data)
    i_file_time.convert_data()
    i_file_time.calc_probability("col0_merged", "col0")
    i_file_time.preview()
    i_file_time.write_col_in_file("stats_time", graph_conf.path +
"out_ideal_time_vals.txt")
    i_file_time.write_col_in_file("entropy", graph_conf.path +
"out_ideal_entropy.txt")
    i_file_time.write_col_in_file("probability", graph_conf.path +
"out_ideal_prob.txt")
    i_file_time.write_col_in_file("bins", graph_conf.path +
"out_ideal_bins.txt")

    i_file_time.subtract_col("stats_time", "entropy", r_file,
"stats_time", "entropy")
    i_file_time.preview()
    i_file_time.write_col_in_file("diff_data", graph_conf.path +
"out_diff_entropy.txt")
    i_file_time.write_col_in_file("diff_time", graph_conf.path +
"out_diff_time_vals.txt")


def graph_7():
    # Graph 7
    # Entropy divergence and relay graph
    # Uses files from Graph 5 and Graph 6
    graph_conf_5 = GRAPH_CONFIGS["graph_5"]
    graph_conf_6 = GRAPH_CONFIGS["graph_6"]
    graph_conf = GRAPH_CONFIGS["graph_7"]
    make_dir(graph_conf.path)
    copy_files(graph_conf_5.path, graph_conf.path,
file_extension="inp_diff_time_vals.txt")
    copy_files(graph_conf_5.path, graph_conf.path,
file_extension="inp_diff_entropy.txt")
    copy_files(graph_conf_6.path, graph_conf.path,
file_extension="out_diff_time_vals.txt")
    copy_files(graph_conf_6.path, graph_conf.path,
file_extension="out_diff_entropy.txt")

    inp_file_time = FileProcessor(graph_conf.path +
"inp_diff_time_vals.txt", dt_format="%H:%M")
    inp_file_diff = FileProcessor(graph_conf.path +
"inp_diff_entropy.txt")
    inp_file_time.merge_two_to_one(inp_file_diff)
    inp_file_time.convert_data()
    inp_file_time.preview()

    out_file_time = FileProcessor(graph_conf.path +
"out_diff_time_vals.txt", dt_format="%H:%M:%S")
    out_file_diff = FileProcessor(graph_conf.path +
"out_diff_entropy.txt")
```

```
    out_file_time.merge_two_to_one(out_file_diff)
    out_file_time.convert_data()
    out_file_time.preview()

    inp_file_time.subtract_col("col0", "col0_merged", out_file_time,
"col0", "col0_merged")
    inp_file_time.signum("diff_data", 1, 0.5)
    inp_file_time.preview()
    inp_file_time.write_col_in_file("diff_data", graph_conf.path +
"total_entropy_diff.txt")
    inp_file_time.write_col_in_file("diff_time", graph_conf.path +
"total_time.txt")
    inp_file_time.write_col_in_file("diff_data_signum", graph_conf.path
+ "total_step.txt")


def graph_1_2():
    # Uses files from Graph 1 and Graph 2
    graph_conf_1 = GRAPH_CONFIGS["graph_1"]
    graph_conf_2 = GRAPH_CONFIGS["graph_2"]
    graph_conf = GRAPH_CONFIGS["graph_1_2"]
    make_dir(graph_conf.path)
    copy_files(graph_conf_1.path, graph_conf.path,
file_extension="power_vals_1.txt")
    copy_files(graph_conf_1.path, graph_conf.path,
file_extension="time_vals_1.txt")
    copy_files(graph_conf_2.path, graph_conf.path,
file_extension="power_vals_2.txt")
    copy_files(graph_conf_2.path, graph_conf.path,
file_extension="time_vals_2.txt")

    graph_1_time = FileProcessor(graph_conf.path + "time_vals_1.txt",
dt_format="%H:%M")
    graph_1_time.split_columns('col0', ['date', 'time'], delimiter=' ')
    graph_1_time.drop_col_from_data(['date', 'col0'])
    graph_1_time.preview()
    graph_1_time.write_col_in_file('time',  graph_conf.path +
'time_vals_1_no_date.txt')


def graph_3_4():
    # Uses files from Graph 3 and Graph 4
    graph_conf_3 = GRAPH_CONFIGS["graph_3"]
    graph_conf_4 = GRAPH_CONFIGS["graph_4"]
    graph_conf = GRAPH_CONFIGS["graph_3_4"]
    make_dir(graph_conf.path)
    copy_files(graph_conf_3.path, graph_conf.path,
file_extension="power_vals_3.txt")
    copy_files(graph_conf_3.path, graph_conf.path,
file_extension="time_vals_3.txt")
    copy_files(graph_conf_4.path, graph_conf.path,
file_extension="power_vals_4.txt")
    copy_files(graph_conf_4.path, graph_conf.path,
file_extension="time_vals_4.txt")

    graph_1_time = FileProcessor(graph_conf.path + "time_vals_3.txt",
dt_format="%H:%M")
    graph_1_time.split_columns('col0', ['date', 'time'], delimiter=' ')
    graph_1_time.drop_col_from_data(['date', 'col0'])
```

```
    graph_1_time.preview()
    graph_1_time.write_col_in_file('time',  graph_conf.path +
'time_vals_3_no_date.txt')


def combined_graphs():
    graph_1_2()
    graph_3_4()


def calc_graphs():
    graph_1()
    graph_2()
    graph_3()
    graph_4()
    graph_5()
    graph_6()
    graph_7()
    combined_graphs()
    print("Graphs calculated")


def calc_equivalent_res():
    input_res_calc(VOLTAGE, CUT_FACTOR)
    output_res_calc(VOLTAGE, CUT_FACTOR)
    print("Res calculated")


if __name__ == "__main__":
    calc_graphs()
    '''match input("1 - calc graphs\n"
                "2 - calc equivalent res\n"
                "3 - calc combined graphs\n"
                "q - to exit\n"
                "Input: "):
        case "1":
            calc_graphs()
        case "2":
            calc_equivalent_res()
        case "3":
            combined_graphs()
        case "q":
            exit(0)
        case _:
            print("Wrong input. Try again\n\n")'''
```

ДОДАТОК Д. ДОКУМЕНТИ, ЩО ПІДТВЕРДЖУЮТЬ ВПРОВАДЖЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДИСЕРТАЦІЙНОЇ РОБОТИ

Товариство з обмеженою відповідальністю
«ПРОЛОГ СОЛАРІНВЕСТ»
ЄДРПОУ 41601001
03187 Київ, проспект Академіка Глушкова, 42, тел. 044 502 63 79
e-mail: p.solarinvest@gmail.com
р/р UA083510050000026003878791699в АТ „УКРСИББАНК"

АКТ

впровадження результатів дисертаційної роботи

«Теоретичні засади побудови систем керування перетворювачами на базі ентропійної дивергенції» доцента Клен Катерини Сергіївни

Цим актом підтверджуємо, що результати дисертаційної роботи доцента кафедри електронних пристроїв та систем КПІ ім. Сікорського Клен Катерини Сергіївни за темою «Теоретичні засади побудови систем керування перетворювачами на базі ентропійної дивергенції» було використано при удосконаленні програми прогнозування генерації електричної енергії сонячними фотоелектричними станціями (СЕС) ТОВ Пролог Соларінвест з встановленою потужністю сонячних фотоелектричних модулів 1361,0 та 0,3402 МВт. Прогнозування здійснюється за договором підряду оператором комерційного обліку ТОВ «Дата Енерджи» з використанням належної йому програми.

В результаті використання методу прогнозування електричної потужності на виході сонячних модулів, запропонованого в дисертаційній роботі, вдалося зменшити похибку прогнозування не менш, ніж на 25%. Використання розробленого програмного забезпечення дозволило автоматизувати процес прогнозування генераційної потужності на виході СЕС та передачу даних ДП «Гарантований покупець» та ДП «Укренерго».

З повагою,

Директор ТОВ «Пролог Соларінвест» Г. Гринь

Комерційний директор ТОВ «Дата Енерджи» Шамоєв

ЕНЕРГОСЕРВІСПЛЮС

Україна, 03040, м. Київ, вул. Васильківська, буд. 1
ЄДРПОУ 35895038
р/р UA443223130000026002000038839 в АТ «Укрексімбанк», м. Київ
МФО322313
тел. (044) 333 39 30

ТОВАРИСТВО З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ «ЕНЕРГОСЕРВІСПЛЮС»

Вих. № 27-09/018
Від 27.09.2024

АКТ

впровадження результатів дисертаційної роботи

Клен Катерини Сергіївни

Даним актом підтверджується те, що результати дисертаційної роботи доцента кафедри електронних пристроїв та систем Клен Катерини Сергіївни за темою «Теоретичні засади побудови систем керування перетворювачами на базі ентропійної дивергенції» було використано при побудові системи керування електростанцією з сонячними панелями. В результаті використання методу прогнозування потужності на виході сонячних панелей, запропонованого в дисертаційній роботі, вдалося в середньому на 25% зменшити похибку прогнозування. Використання розробленого програмного забезпечення дозволило автоматизувати процес прогнозування потужності на виході сонячних панелей.

Директор
ТОВ «ЕНЕРГОСЕРВІСПЛЮС» **О.М. Калинюк**

Громадська організація
«Асоціація науковців України»

03113, Україна, м.Київ, пер. Артилерійський 7а,тел.(044)466-55-58

Громадська організація «Асоціація науковців України» код ЄДРПОУ 42392288 03194, м.Київ, вул.Зодчих, буд.34-а, оф.1 вих. № 16/24 від «16» вересня 2024р.

АКТ

використання результатів дисертаційної роботи
доцента кафедри електронних пристроїв та систем
Клен Катерини Сергіївни,
присвяченої розробці теоретичних засад підвищення ефективності роботи локальних систем електроживлення з напівпровідниковими перетворювачами енергії

У дисертаційній роботі доцента кафедри електронних пристроїв та систем Клен К.С. запропоновано ряд оригінальних методів та методик керування накопичувачем енергії у системах з відновлюваними джерелами енергії, що дозволяють зменшити тривалості інтервалів часу, коли накопичувач є некерованим – повністю зарядженим або повністю розрядженим.

Асоціацією науковців України використано матеріали дисертаційної роботи для створення методик і рекомендацій щодо підвищення ефективності використання електроенергії в системах з відновлюваними джерелами енергії з метою популяризації серед промислових підприємств.

Голова
громадської організації О.І.Дацій

«ЗАТВЕРДЖУЮ»
Перший проректор
КПІ ім. Ігоря Сікорського
Михайло БЕЗУГЛИЙ

Вихідний № ___
від «___» _____ 2024 р.

АКТ
впровадження у навчальний процес результатів дисертаційної роботи
доцента кафедри електронних пристроїв та систем
Клен Катерини Сергіївни
за темою «Теоретичні засади побудови систем керування перетворювачами на базі ентропійної дивергенції»

Комісія у складі в.о. декана факультету електроніки проф., д.т.н. Сергія НАЙДИ, завідувача кафедри електронних пристроїв та систем проф., д.т.н. Євгена ВЕРБИЦЬКОГО, заступника зав. Кафедри доц., к.т.н. Олександра БОНДАРЕНКА та заступника декана з навчально-організаційної роботи доц., к.т.н. Павла САФРОНОВА склала цей акт про використання результатів дисертаційної роботи Катерини КЛЕН у навчальному процесі кафедри електронних пристроїв та систем КПІ ім. Ігоря Сікорського.

Розроблений дисертанткою метод інтервального керування перетворювачами локальних систем електроживлення на основі врахування принципу невизначеності Гейзенберга та спосіб керування зарядно-розрядним пристроєм накопичувача на основі визначення різниці ентропійних дивергенцій зі сторони джерела та навантаження використовуються при проведенні лекційних та лабораторних занять з дисциплін: «Теорія інформації», «Пристрої перетворювальної техніки», «Електронні системи керування та регулювання».

Голова комісії — проф., д.т.н. Сергій НАЙДА

Члени комісії

проф., д.т.н. Євген ВЕРБИЦЬКИЙ

доц., к.т.н. Олександр БОНДАРЕНКО

доц., к.т.н. Павло САФРОНОВ

МІНЕКОНОМІКИ

НАЦІОНАЛЬНИЙ ОРГАН ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ ВЛАСНОСТІ

ДЕРЖАВНА ОРГАНІЗАЦІЯ
«УКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ОФІС
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ ВЛАСНОСТІ ТА ІННОВАЦІЙ»

(УКРНОІВІ)

вул. Глазунова, 1, Київ, 01601, тел.: +380 44 209-27-06, +380 67 501-05-95
e-mail: office@nipo.gov.ua, http://www.nipo.gov.ua, код згідно з ЄДРПОУ 44673629

Розписка про одержання електронної заявки на винахід
Вх. № 367556 Дата одержання 26.07.2023 11:08:48

Номер заявки	**a 2023 03604** *(в подальшому обов'язково посилатися на цей номер)*
Відправник	Національний технічний університет України "Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського"
Назва винаходу	Спосіб керування накопичувачем енергії

Подані матеріали

Вх-28200/2023

Заява про видачу патенту на винахід (КМ)
Заява_Сп-бКеруванНакопичувачем_25-07-23.index.xml, Заява_Сп-бКеруванНакопичувачем_25-07-23.pdf.1.p7z, Заява_Сп-бКеруванНакопичувачем_25-07-23.pdf, Заява_Сп-бКеруванНакопичувачем_25-07-23.bibl.xml

Лист
Лист.pdf.1.p7z, Лист.pdf, Лист.index.xml

Довіреність (документ, що підтверджує повноваження представника)
Довіреність (документ, що підтверджує повноваження представника)_доручення Пасічник_2023.pdf, Довіреність (документ, що підтверджує повноваження представника)_доручення Пасічник_2023.pdf.1.p7z, Довіреність (документ, що підтверджує повноваження представника)_доручення Пасічник_2023.index.xml

Реферат
Реферат_Сп-бКеруванНакопичувачем_25-07-23.pdf, Реферат_Сп-бКеруванНакопичувачем_25-07-23.pdf.1.p7z, Реферат_Сп-бКеруванНакопичувачем_25-07-23.index.xml

Креслення
Креслення_Сп-бКеруванНакопичувачем_25-07-23.pdf, Креслення_Сп-бКеруванНакопичувачем_25-07-23.pdf.1.p7z, Креслення_Сп-бКеруванНакопичувачем_25-07-23.index.xml

Лист
Лист_довідка непривутковість.pdf, Лист_довідка непривутковість.pdf.1.p7z, Лист_довідка непривутковість.index.xml

Формула винаходу (КМ)
Формула_Сп-бКеруванНакопичувачем_25-07-23.index.xml, Формула_Сп-бКеруванНакопичувачем_25-07-23.pdf.1.p7z, Формула_Сп-бКеруванНакопичувачем_25-07-23.pdf

Опис винаходу (КМ)
Опис_Сп-бКеруванНакопичувачем_25-07-23.pdf, Опис_Сп-бКеруванНакопичувачем_25-07-23.pdf.1.p7z, Опис_Сп-бКеруванНакопичувачем_25-07-23.index.xml

Примітка:
Заявки, які подані в неробочий час, будуть опрацьовані наступного робочого дня.
Якщо подання заявки відбувається у неробочий час, у вихідний або святковий день, датою одержання заявки буде дата наступного робочого дня.
Подана електронна заявка вважається оригіналом. Надсилання паперової копії заявки не вимагається!