

Сумський державний університет  
Міністерство освіти і науки України

Харківський національний університет міського господарства  
імені О.М. Бекетова  
Міністерство освіти і науки України

Кваліфікаційна наукова  
праця на правах рукопису

ШЕНДРИК СЕРГІЙ ОЛЕКСІЙОВИЧ

УДК 620.92:004.9+004.891.2

## ДИСЕРТАЦІЯ

МОДЕЛІ ТА ІНФОРМАЦІЙНА ТЕХНОЛОГІЯ ПІДТРИМКИ ПРИЙНЯТТЯ  
РІШЕНЬ ПРИ УПРАВЛІННІ ГІБРИДНИМИ ЕНЕРГОМЕРЕЖАМИ

Спеціальність 122 «Комп'ютерні науки»

технічні науки  
галузь знань

Подається на здобуття наукового ступеня доктора філософії

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

\_\_\_\_\_ С.О. Шендрик

(підпис)

Науковий керівник

Тимчук Сергій Олександрович

Харків – 2020

## АНОТАЦІЯ

*Шендрик С. О.* Моделі та інформаційна технологія підтримки прийняття рішень при управлінні гібридними енергомережами. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії за спеціальністю 122 «Комп'ютерні науки». – Сумський державний університет, Харківський національний університет міського господарства імені О.М. Бекетова, Харків, 2020.

На даний час відбувається розвиток енергетики у двох основних напрямках. Одним з них є підвищення ефективності і надійності отримання та використання енергії від відновлювальних джерел, іншим – забезпечення енергозбереження та енергоощадливості. Економічно- та екологічно-доцільним є запровадження розподіленого виробництва енергії від різнотипних відновлювальних джерел енергії (ВДЕ) з використанням гібридних енергомереж (ГЕ). Стабільність їх роботи забезпечується саме поєднанням різних джерел енергії, оскільки переваги кожного типу ВДЕ доповнюють один одного.

Однак, слід враховувати і низку наявних організаційних проблем та проблем з управлінням ГЕ. З метою ефективного управління ГЕ з ВДЕ, в оперативному режимі необхідно виконувати обробку значної кількості інформації. Особливо процеси прийняття рішень при управлінні ускладнюються необхідністю враховувати результати прогнозування рівня генерації та рівня споживання електроенергії. При моделюванні, прогнозуванні, прийнятті рішень щодо управління ГЕ недоречно використовувати традиційні детерміновані підходи, оскільки вони не враховують вплив невизначеності, нечіткості та слабоструктурованості вхідних даних.

Ефективність прийнятих управлінських рішень визначається забезпеченням балансу між генерацією та споживанням електроенергії і залежить, у тому числі, від якості інформаційного забезпечення особи, що приймає рішення.

У даній роботі розглядаються ГЕ, які забезпечують електроенергією декілька будівель, що оснащені сонячними батареями (СБ), спільним парком вітроелектроустановок (ВЕУ) та банком зберігання енергії, з можливим підключенням до зовнішньої мережі. Така конфігурація ГЕ дозволяє збалансувати роботу електромережі при настанні критичних моментів, таких як несприятливі погодні умови, вихід з ладу обладнання, та при цьому користувачі мають можливість отримувати додаткове живлення. Використання ГЕ з ВДЕ дає змогу зменшити втрати електроенергії у процесі доставки споживачам, виробляти енергію споживачами для власного використання та віддавати надлишки до загальної мережі. Для генерації можуть використовуватися місцеві ВДЕ, потенціал яких має достатній рівень у будь-яких регіонах України. Розподілене виробництво електроенергії характеризується також низьким забрудненням навколишнього середовища. Але на ВДЕ значно впливають мінливі погодні умови, пори року, пропускна спроможність мереж, рівень споживання електроенергії тощо, що робить процес прийняття рішень при управлінні ГЕ складною та багатозадачною проблемою.

З огляду на це, розроблення моделей та інформаційної технології, яка їх використовує для підтримки прийняття рішень при управлінні ГЕ, є *актуальним науково-прикладним завданням*.

Дисертаційна робота виконана в рамках науково-дослідної роботи кафедри комп'ютерних наук та кафедри управління Сумського державного університету під час виконання держбюджетних науково-дослідних тем «Моделі та інформаційні технології проектування і управління в складних системах» (ДР № 0115U001569) та «Модель системи управління ефективністю та прогнозування використання електричної енергії» (ДР № 0118U003583).

*Метою дослідження є підвищення ефективності прийняття рішень при управлінні ГЕ з ВДЕ шляхом розроблення моделей, інформаційної технології та створення на їх основі системи підтримки прийняття управлінських рішень, яка здатна допомагати з вибором ефективного рішення за умов невизначеності.*

Для досягнення зазначеної мети в дисертаційній роботі вирішуються такі завдання:

- проаналізувати ГЕ як об'єкт управління, моделі та існуюче інформаційне забезпечення процесу прийняття рішень при управлінні ГЕ з ВДЕ;
- створити модель збору та попередньої обробки інформації для формалізації процесу збору даних в режимі реального часу, забезпечення верифікації даних та перевірки їх на повноту, попередньої обробки даних для використання їх зі ступенем деталізації, який є необхідним для підтримки прийняття рішень щодо управління ГЕ;
- розробити моделі визначення рівня електрогенерації від відновлювальних джерел різного типу у залежності від існуючих постійнозмінних прогнозних метеорологічних показників в умовах нечіткості вхідних даних;
- удосконалити модель короткострокового прогнозування рівня споживання електроенергії;
- створити модель оцінки якості електроенергії, виробленої в гібридній енергетичній мережі;
- розробити модель прийняття рішень, яка дозволяє виконати вибір режиму функціонування ГЕ для ефективного управління;
- розробити алгоритмічне, інформаційне забезпечення процесу прийняття рішення та інформаційну технологію підтримки прийняття рішень (ІТППР) при управлінні ГЕ;
- спроектувати архітектуру, програмно реалізувати систему підтримки прийняття рішень (СППР) та виконати аналіз ефективності ІТППР.

*Об'єктом дослідження є процес прийняття рішень при управлінні ГЕ.*

*Предмет дослідження – моделі та інформаційна технологія для вирішення завдань підтримки прийняття рішень при управлінні ГЕ за умов невизначеності.*

Під час розв'язання зазначених завдань використовувались: методологія системного аналізу, на основі якого виконувалась формалізація процедур підтримки прийняття рішень при управлінні ГЕ; елементи теорії множин; методи теорії нечітких множин, нечіткого регресійного аналізу для прогнозування та

нечіткого логічного висновку для створення моделі підтримки прийняття рішень; методи функціонального моделювання для формалізації та опису структурно-функціональних моделей процесів збору і попередньої обробки інформації, прогнозування генерації електроенергії, споживання електроенергії; модель оцінки якості електроенергії та підтримки прийняття рішення з метою визначення ефективного режиму функціонування ГЕ.

Наукова новизна отриманих результатів.

*Уперше розроблено*

- ІТППР при управлінні ГЕ, яка враховує прогнозні значення рівня генерації, споживання та якості електричної енергії, підтримує повний цикл обробки інформації та перетворення її у знання при виборі ефективного режиму функціонування ГЕ, що дозволяє підвищити ефективність підтримки прийняття рішення при управлінні ГЕ.

*Удосконалено*

- модель визначення рівня генерації електроенергії від ВДЕ, яка, на відміну від існуючих, використовує апарат нечіткої математики, методи нечіткого регресійного аналізу та дозволяє прогнозувати режим генерації з урахуванням впливу нечітких даних прогнозованих метеорологічних умов, що дасть змогу підвищити ефективність підтримки прийняття рішень при управлінні ГЕ;

- модель прогнозування споживання електроенергії на основі нечіткої математики та нечіткого регресійного аналізу, яка надає можливість комплексно враховувати фактори впливу на потребу в електроенергії, що дозволяє підвищити точність короткострокового прогнозування при прийнятті рішень щодо управління ГЕ.

*Дістала подальшого розвитку*

- модель підтримки прийняття рішень, яка забезпечує вибір ефективного режиму функціонування з можливих наявних альтернатив визначення структури ГЕ в умовах багатокритеріальності, заснована на використанні системи нечітких продукційних правил, яка, на відміну від існуючих, враховує операційну логіку ГЕ в умовах постійної зміни у часі метеорологічних умов та динаміку взаємодії

компонентів ГЕ, прогнозований рівень генерації, прогнозований рівень споживання електроенергії та якість виробленої та спожитої електроенергії, що дозволяє отримати інформацію щодо відповідності рівня споживання рівню генерації електроенергії та, таким чином, забезпечити підтримку прийняття рішень при управлінні ГЕ в умовах невизначеності.

Запропоновані у дисертаційній роботі моделі та ІТППР при управлінні ГЕ реалізовано у розробленій системі підтримки прийняття рішень (СППР "Hybrid" – авторське свідоцтво на програмний продукт №94425 від 03.12.2019), яка є веб-орієнтованим програмним додатком, елементом системи електроенергетичного менеджменту та програмною надбудовою над автоматизованою системою управління ГЕ.

Наукові результати, одержані в дисертаційній роботі, можуть використовуватись для формування рішень при управлінні ГЕ за умов невизначеності, нечіткості та слабоструктурованості вхідних даних.

Результати досліджень упроваджено у діяльність таких підприємств, як ТОВ «Призма Енерджи Груп» (м. Харків) та ПАФ «Колос» (Білопільський район Сумської області). Окремі результати дослідження впроваджено в навчальний процес кафедри комп'ютерних наук Сумського державного університету при підготовці бакалаврів та магістрів за спеціальністю 122 - Комп'ютерні науки.

Основні результати роботи доповідалися та обговорювалися на таких науково-технічних конференціях та семінарах: Міжнародній науково-практичній конференції «Комп'ютерні технології в міському та регіональному господарстві», 2015, м. Харків, Міжнародній науково-технічній конференції "Проблеми енергоресурсозбереження в електротехнічних системах. Наука, освіта і практика, ICPEES -2016" – ICPEES, 2016, м. Кременчук, Міжнародній науково-практичній конференції з автоматичного управління «Автоматика – 2016», 2016, м. Суми, XIII Міжнародній конференції «Контроль і управління в складних системах (КУСС-2016)», 2016, м. Вінниця, Міжнародній конференції «International Conference on Intelligent Data Acquisition and Advanced Computing Systems: Technology and Applications – IDAACS -2017», 2017, м. Бухарест, Румунія, XXIV Міжнародній

конференцій з автоматичного управління «Автоматика – 2017», 2017, м. Київ, Міжнародній конференції «International Conference on Modern Electrical And Energy Systems», 2017, м. Кременчук, Міжнародних наукових конференціях «Information and Software Technologies (ICIST 2017, ICIST 2018, ICIST 2019)», 2017-2019, м. Вільнюс, Литва, Науково- практичній студентській конференції «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України», 2018, м. Харків, Науково-технічних конференціях “Інформатика, математика, автоматика - ІМА”, 2018-2019, м. Суми, XV-й Міжнародному форумі молоді “Молодь і сільськогосподарська техніка у XXI сторіччі”, 2019, м. Харків, Міжнародній науково-практичній конференції "Математичне моделювання процесів в економіці та управлінні проектами і програмами ММП-2019", 2019, м. Коблево.

У першому розділі проведено аналіз існуючих підходів та методів до управління ГЕ з ВДЕ. Проведено аналіз підходів та інструментів підтримки прийняття рішень. Сформульовані цілі та завдання дослідження.

У другому розділі сформульовано завдання та визначено складові інформаційного забезпечення підтримки прийняття рішень при управлінні ГЕ. Розроблено моделі попередньої обробки інформації; моделі визначення рівня електрогенерації; модель короткострокового прогнозування рівня споживання електричної енергії; моделі оцінки якості електроенергії, виробленої в гібридній енергетичній мережі; модель вибору режиму функціонування та формування рішень при управлінні ГЕ.

У третьому розділі розроблено системні моделі алгоритмічного забезпечення та ІТППР при управлінні ГЕ. Результатом проведення системного аналізу існуючих інформаційних взаємозв'язків складових процесу управління ГЕ з ВДЕ на основі методології структурного аналізу та проектування (SADT) у вигляді графічних нотацій IDEF0 та IDEF3 стало створення функціональних моделей процесів збору та попередньої обробки інформації, прогнозування рівня споживання, розрахунку параметрів генерації від різних джерел та вибору ефективного рішення для визначення режиму функціонування ГЕ та формування правил управління. Розроблено ІТППР при управлінні ГЕ, яка є поєднанням моделей та алгоритмічного

забезпечення для реалізації завдань збору даних про прогнози метеорологічні умови, підготовку даних для прогнозування, розрахунку рівня генерації від різних джерел, прогнозування рівня споживання електричної енергії, визначення якості електроенергії, а також підтримки прийняття рішень для визначення ефективного режиму функціонування ГЕ при управлінні.

У четвертому розділі проведено перевірку адекватності моделі підтримки прийняття рішень на основі нечіткого логічного виводу продукційних правил, запропоновано програмну реалізацію СППР «Hybrid», призначеної для підтримки прийняття рішень при управлінні ГЕ з ВДЕ, яка реалізує функціональні компоненти запропонованої у третьому розділі ІТППР, а також проведено аналіз ефективності ІТППР для забезпечення процесу підтримки прийняття рішень при управлінні ГЕ.

Ключові слова: інформаційна технологія, прогнозування, управління, система підтримки прийняття рішень, гібридні енергомережі.

## ABSTRACT

*Shendryk S.O. Models and Information Technology Decision Support in Management of the Hybrid Energy Grid. – Manuscript copyright.*

Thesis on competition of scientific degree of Doctor of Philosophy by specialty 122 – Computer Science. – Sumy State University, O. M. Beketov National University of Municipal Economy in Kharkiv, Ministry of Education and Science of Ukraine, Kharkiv, 2020.

Currently, power is advanced in two main directions. One of them is to increase the efficiency and reliability of energy production and use from renewable sources, the other is to ensure energy saving. It is economically and ecologically feasible to introduce distributed energy production from different types of renewable energy sources (RES) using hybrid power grids (HPG). The stability of their work is ensured by a combination of different energy sources, as the advantages of each type of RES complement each other.



However, a number of existing organizational problems and problems with management of HPG should also be considered. In order to effectively manage HPG with RES, in the operation mode it is necessary to perform the processing of a significant amount of information. Especially decision-making processes in management are complicated by the need to take into account the results of forecasting the level of generation and the level of electricity consumption. When modeling, forecasting, and making decisions on HPG management, it is inappropriate to use traditional deterministic approaches, as they do not take into account the impact of uncertainty, vagueness and poorly structured input data.

The effectiveness of management decisions is determined by ensuring a balance between generation and consumption of electricity and depends, inter alia, on the quality of the decision-maker information support.

In this thesis is considered HPGs, which provide electricity to an array of buildings, which are equipped with solar panels (SP), with a common fleet of wind turbines and the energy storage banks, with the possibility of connecting to an external power grid. This configuration of the HPG allows to balance work of the power grid at critical moments (eg equipment failure, adverse weather conditions, etc.), users will be able to receive additional power. The use of HPGs with RES allows to reduce electricity losses in the process of delivery to consumers, to produce energy by consumers for their own use and to give surpluses to the general network. For power generation will be able to use local RES, whose potential is sufficient in any region of Ukraine. Distributed power generation also reduces environmental pollution. But RES is significantly affected by changing weather conditions, seasons, network capacity, electricity consumption, etc., which makes the decision-making process at the management of HPG a complex and multitasking problem.

Given this, the development of models and information technology that uses them to support decision-making in the management of HPG, is *an actual scientific and applied task*.

The thesis was performed within the research work of the Computer Science Department and the Management Department of Sumy State University during the

implementation of state budget research topics "Models and Information Technologies of Design and Management in Complex Systems" (DR № 0115U001569) and "Model of Management System for Efficiency and Forecasting of Electricity Use" (DR № 0118U003583).

*The aim of the study* is to increase the efficiency of decision-making at the management of the HPG with RES by developing models, information technology and creating a system to support management decision-making, which can help with the choice of an effective solution under uncertainty.

To achieve this goal in the thesis *the following tasks* are solved:

- to analyze HPG as an object of management, models and existing information support of the decision-making process in the management of the HPG with RES;
- to create an information collection and pre-processing model to formalize the real-time data collection process, for ensure data verification and data completeness check, for pre-process data to use them with the level of detail necessary to support management decision-making of HPG;
- to develop models for determining the electricity generation level from renewable sources of different types depending on the existing constantly changing forecast meteorological indicators in the conditions of unclear input data;
- to improve the model of short-term forecasting of the electricity consumption level;
- to create a model for assessing the quality of electricity generated in a hybrid power grid;
- to develop a decision-making model that allows to choose the mode of HPG operation for effective management;
- to develop algorithmic, information support of the decision-making process and information technology for decision support (ITDS) in the management of HPG ;
- to design the architecture, programmatically implement the decision support system (DSS) and perform an analysis of the ITDS effectiveness.

*The object of research* is the decision-making process in the management of HPG.

*The subject of research* is models and information technology for solving decision support tasks in the management of HPG under conditions of uncertainty.

During the specified tasks solution the following were used: system analysis methodology on the basis of which formalization of procedures of decision-making support at HPG management was carried out; elements of set theory; fuzzy set theory methods, fuzzy regression analysis for prediction and fuzzy inference to create a decision support model; functional modeling methods for formalization and description of structural and functional models of information collection and pre-processing data processes, electricity generation forecasting, electricity consumption; the model for assessing the electricity quality and supporting decision-making in order to determine the effective mode of HPG operation.

Scientific novelty of the obtained results.

*For the first time developed*

- ITDS in the HPG management, which in contrast to the existing takes into account the predicted values of generation, consumption and electricity quality, supports the full cycle of information processing and conversion into knowledge when choosing an effective HPG operation mode, which allows to increase the effectiveness of decision support in management of HPG.

*Has been improved*

- a model for determining the electricity generation level from RES, which, unlike the existing ones, uses fuzzy mathematics, fuzzy regression analysis methods and allows to predict the generation mode taking into account the influence of forecasted meteorological conditions fuzzy data, which will increase the effectiveness of decision support in management of HPG;

- a forecasting electricity consumption model based on fuzzy mathematics and fuzzy regression analysis, which provides an opportunity to comprehensively take into account the factors influencing the need for electricity, which allows to increase the accuracy of short-term forecasting when making decisions on HPG management.

*Got further development*

- decision support model, which provides a choice of effective operation mode from possible available alternatives to determine the optimal configuration HPG in terms of multicriteria, based on the fuzzy production rules usage, which, unlike existing ones, takes into account the operational HPG logic in the conditions of constant change of meteorological conditions in time and dynamics of interaction of components of HPG, the forecasted level of generation, the forecasted level of consumption of the electric power and quality of the made and consumed electric power which allows to obtain information on the compliance of the level of consumption with the level of electricity generation and, thus, to provides decision support in the management of HPG in conditions of uncertainty.

The models and ITDS proposed in the thesis in the HPG management are implemented in the developed decision support system (DSS "Hybrid" - author's certificate for the software product №94425 from 03.12.2019), which is a web-oriented software application and an element of the power management system and software superstructure over the automated control system HPG.

The scientific results obtained in the thesis can be used to form decisions in the HPG management under conditions of uncertainty, vagueness and poorly structured input data.

The study results were introduced into the activities of such enterprises as Prizma Energy Group LLC (Kharkiv) and Kolos PAF (Bilopil district, Sumy region).

Some results of the research were introduced into the educational process of training the Computer Science Department of Sumy State University in the preparation of bachelors and masters in the specialty 122 - Computer Science.

The main thesis results were reported and discussed at the following scientific and technical conferences and seminars: International scientific-practical conference "Computer technologies in urban and regional economy", 2015, Kharkiv, International scientific-technical conference "Problems of energy saving in electrical systems. Science, education and practice, ICPEES -2016 "- ICPEES, 2016, Kremenchuk, International scientific-practical conference on automatic control" Automation - 2016 ", 2016, Sumy, XIII International Conference" Control and Management in Complex Systems (KUSS-

2016) ”, 2016, Vinnytsia, International Conference“ International Conference on Intelligent Data Acquisition and Advanced Computing Systems: Technology and Applications - IDAACS -2017 ”, 2017, Bucharest, Romania, XXIV International Conference on Automatic Control "Automation - 2017", 2017, Kyiv, International Conference "International Conference on Modern Electrical and Energy Systems", 2017, Kremenchuk, International Scientific Conferences "Information and Software Technologies (ICIST 2017, ICIST 2018 , ICIST 2019) », 2017-2019, Vilnius, Lithuania, Scientific and practical student conference« Problems of energy supply and energy saving in the AIC of Ukraine ", 2018, Kharkiv, Scientific and Technical Conference" Informatics, Mathematics, Automation - IMA ", 2018-2019, Sumy, XV International Youth Forum" Young and Agricultural Machinery in the XXI Century ", 2019, Kharkiv, International scientific-practical conference "Mathematical modeling of processes in economics and management of projects and programs of MMP-2019", 2019, Koblevo.

The first section analyzes the existing approaches and methods to the HPG management with RES. An analysis of approaches and tools to support decision-making is carried out. The goals and objectives of the study are formulated.

The second section formulates the tasks and identifies the components of information providing for decision support in the HPG management. Models of pre-information processing are developed; models for determining the electricity generation level; short-term forecasting model of the electricity consumption level; models for assessing the quality of electricity generated in a hybrid power grid; model of operation mode selection and decision formation in HPG management.

In the third section, system models of algorithmic software and ITDS in HPG management are developed. The system analysis result of the existing information relationships of the HPG management process components with RES based on the structural analysis and design methodology (SADT) in the form of graphical notations IDEF0 and IDEF3 was the functional models creation of information collection and pre-processing, consumption forecasting, generation parameters from various sources and the choice of an effective solution to determine the HPG operation mode and the management rules formation. Developed ITDS in the HPG management, which is a combination of

models and algorithmic software for the data collection implementation on forecast weather conditions, data preparation for forecasting, generation calculation from various sources, forecasting electricity consumption, determining the quality of electricity and decision support to determine the effective mode of the HPG management operation.

The fourth section tests the decision support model adequacy based on fuzzy inference of production rules, proposed DSS "Hybrid" software implementation, designed to support decision-making in the HPG with RES management, which implements the functional components proposed in the third section ITDS, and analysis of the ITDS effectiveness to ensure the decision support process in the HPG management.

Keywords: information technology, forecasting, management, decision support system, hybrid power grids.

#### Список публікацій здобувача за темою дисертації

1. Shendryk S. O., Tymchuk S. O., Shendryk V. V., Telizhenko O. M. Electricity power consumption management in hybrid power grid with renewable energy sources. *Information systems and innovative technologies in project and program management: /Collective monograph edited by I.Linde, I.Chumachenko, V.Timofeyev. X.: ХНУРЕ, 2019. С. 161-169.*
2. Shendryk V., Boiko O., Parfenenko Y., Shendryk S., Tymchuk S. Decision Making for Energy Management in Smart Grid. *Handbook of Research on Industrial Advancement in Scientific Knowledge: / Collective monograph edited by Vicente González-Prida Diaz and Jesus Pedro Zamora Bonilla. IGI Global, 2019. P. 264-297.*
3. Tymchuk S., Shendryk S., Shendryk V., Piskarov O., Kazlauskayte A. Fuzzy Predictive Model of Solar Panel for Decision Support System in the Management of Hybrid Grid. *Communications in Computer and Information Science (CCIS): / Book series edited by R. Damaševičius, G. Vasiljeviėnė. Springer, 2019. Volume 1078. P. 416-427.*
4. Tymchuk S., Miroshnyk O., Shendryk S., Shendryk V. Integral Fuzzy Power Quality Assessment for Decision Support System at Management of Power

Network with Distributed Generation. *Communications in Computer and Information Science (CCIS)*: / Book series edited by R. Damaševičius, G. Vasiljeviene. Springer, 2018. Volume 920. P. 88-97.

5. Shulyma O., Shendryk V., Parfenenko Y., Shendryk S. Models of Decision Making in Planning the Structure of Hybrid Renewable Energy System. *Communications in Computer and Information Science (CCIS)*: / Book series edited by R. Damaševičius, V. Mikašytė. Springer, 2017. Volume 756. P. 213-225.

6. Perekrest A., Shendryk V., Pijarski P., Parfenenko Y., Shendryk S. Complex Information and Technical Solutions for Energy Management of Municipal Energetics. *Photonics Applications in Astronomy, Communications, Industry, and High Energy Physics Experiments. Wilga, Proceedings Volume 10445, Poland, 2017*. URL: <https://www.spiedigitallibrary.org/conference-proceedings-of-spie/10445/1044567/Complex-information-and-technical-solutions-for-energy-management-of-municipal/10.1117/12.2280962.short?SSO=1>.

7. Shulyma O., Shendryk V., Parfenenko Y., Shendryk S. The model for decision support on design of the hybrid renewable energy system. *Proceedings of the 9th IEEE International Conference on Intelligent Data Acquisition and Advanced Computing Systems: Technology and Applications*. Bucharest, 2017. P. 47-50.

8. Tymchuk S., Shendryk S. Mathematical Model of Solar Battery for Balance Calculations in Hybrid Electrical Grids. *Proceedings of the International Conference on Modern Electrical and Energy Systems*, Kremenchuk, 2017. P. 204-207.

9. Бойко О. В., Шендрик В. В., Парфененко Ю. В., Шендрик С. О. Багатокритеріальний підхід до оцінки альтернативних варіантів гібридних енергетичних систем. *Вісник ХНТУСГ ім. П. Василенка. Технічні науки. "Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України"*. 2019. Випуск 204. С. 81-83.

10. Шендрик, С. А., Тимчук, С. А., Шендрик, В. В., Бойко, О. В., Парфененко, Ю. В. Уалиев, Ж. З. Стратегия управления режимами работы Smart Grid на основе возобновляемых источников энергии. *Вісник ХНТУСГ ім.*

П.Василенка. *Технічні науки. “Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України”*. 2018. Випуск 196. С. 74-76.

11. Тимчук С. О., Шендрик С. О. Дослідження впливу освітленості і температури оточуючого середовища на схемні втрати потужності в сонячних батареях. *Вісник ХНТУСГ ім. П. Василенка. Технічні науки. “Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України”*, 2017. Випуск 187. С. 8-9.

12. Тимчук С. О., Шендрик С. О. Нечітка математична модель потужності сонячної батареї для системи підтримки прийняття рішень при керуванні гібридною електромережею. *Енергетика та комп'ютерно-інтегровані технології в АПК*. 2017. № 1(6). С.85-87.

13. Шулима О. В., Шендрик В. В., Пакштас А., Шендрик С. О. Модель функціонування гібридної енергетичної системи з відновлювальними джерелами енергії. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка*. 2015. №165. С. 73–75.

14. Тимчук С. О., Шендрик В. В., Шендрик С. О., Шулима О. В. Прийняття оптимальних рішень при керуванні гібридними електричними мережами з відновлювальними джерелами енергії. *Електромеханічні і енергозберігаючі системи*. 2016. №34. С. 55-61.

15. Тимчук С. О., Шендрик В. В., Шендрик С. О., Шулима О. В. Прийняття оптимальних рішень в мережах електропостачання з розподіленою генерацією. *Енергетика та комп'ютерно-інтегровані технології в АПК*. 2016. №49. С. 49-51.

16. Шендрик С. О., Тимчук С. О., Шендрик В. В. Прогнозування електроспоживання при управлінні гібридною електромережею з відновлюваними джерелами енергії. *Математичне моделювання процесів в економіці та управлінні проектами і програмами: матеріали Міжнародна науково-практична конференція (м. Коблево, 09-14 вересня 2019 р.) Харків-Миколаїв*. 2019. С. 51-54.

17. Казлаускайте А. С., Шендрик С. О. Прогнозування рівня електрогенерації сонячних батарей при управлінні гібридною електромережею. *Інформатика, Математика, Інформатика ІМА 2019: матеріали Науково-технічної*



конференції (м. Суми, 23-26 квітня 2019 р.) - Суми: Сумський державний університет. 2019. С.138.

18. Казлаускайте А. С., Шендрик С. О. Нечітке прогнозування продуктивності сонячних батарей у залежності від метеорологічних умов. *Молодь і сільськогосподарська техніка у XXI сторіччі*: матеріали XV-го Міжнародного форуму молоді (м. Харків, 4-5 квітня 2019 р.). Харків: ХНУТСГ. 2019. С. 180.

19. Портяной М. Д., Шендрик С. О., Нечітка прогнозна модель інсоляції та температури для системи підтримки прийняття рішень при управлінні гібридною електромережею з сонячними батареями. *Молодь і сільськогосподарська техніка у XXI сторіччі*: матеріали XV-го Міжнародного форуму молоді (м. Харків, 4-5 квітня 2019 р.). Харків: ХНУТСГ. 2019. С. 190.

20. Шендрик С. О., Тимчук С. О., Тищенко Д. В., Шендрик В. В. Подолання невизначеності та неповноти інформації при управлінні гібридними енергомережами. *Інформатика, Математика, Інформатика ІМА 2018*: матеріали Науково-технічної конференції (м. Суми, 6-9 лютого 2018 р.). Суми: Сумський державний університет. 2018. С.78.

21. Шендрик С. О., Шендрик В. В., Тищенко Д. В. Визначення критерія оптимальності режиму експлуатації гібридної енергосистеми. *Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України*: матеріали Науково-практичної студентської конференції (м. Харків, 5-6 квітня 2018 р.). Харків: ХНТУСГ імені Петра Василенка. 2018. Вип. 10. С. 238.

22. Шендрик С. О., Шендрик В. В., Бойко О. В., Вербицька А. А. Задача планування енергетичної системи з відновлювальними джерелами енергії. *Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України*: матеріали Науково-практичної студентської конференції (м. Харків, 5-6 квітня 2018 р.). Харків: ХНТУСГ імені Петра Василенка. 2018. Вип. 10. С. 208.

23. Шендрик С. О., Тимчук С. О. Аналіз предметної області прийняття рішень при управлінні гібридними енергомережами. *Автоматика – 2017*: матеріали XXIV Міжнародна конференція з автоматичного управління (м. Київ, 13–15 вересня 2017 р.) Київ. 2017. С. 221-222.

24. Перекрест А. Л., Шендрик В. В., Парфененко Ю. В., Шендрик С. О. Комплексні інформаційно-технічні рішення для систем енергетичного менеджменту в комунальній енергетиці. *Контроль і управління в складних системах (КУСС-2016)*: матеріали XIII Міжнародній конференції (м. Вінниця). Вінниця: ВНТУ. 2016. С. 152-154.

25. Шендрик С. О., Тимчук С. О., Шендрик В. В. Прийняття рішень для оптимального керування електропостачанням в мережах з розподіленою генерацією. *Автоматика – 2016*: матеріали Міжнародної науково-практичної конференції з автоматичного управління (м. Суми). Суми: СумДУ. 2016. С. 182-183.

26. Шендрик С. О., Тимчук С. О., Шендрик В. В., Шулима О. В. Підтримка прийняття рішень для оптимального керування електропостачанням від відновлювальних джерел енергії. *Проблеми енергоресурсозбереження в електротехнічних системах. Наука, освіта і практика. ICPEES 2016*: матеріали XVII Міжнародної науково-технічної конференції (м. Кременчук). Кременчук: КрНУ ім. Остроградського, 2016. Випуск 1/2016(4). С. 208-210.

27. Шулима О. В., Шендрик В. В., Шендрик С. О. Вимоги до планування гібридної енергетичної системи з відновлювальними джерелами енергії. *Комп'ютерні технології в міському та регіональному господарстві*: матеріали Міжнародної науково-практичної інтернет-конференції (м. Харків, 23-28 листопада 2015 р.). Харків: ХНУМГ ім. А.Н. Бекетова, 2015. URL: <http://ojs.kname.edu.ua/index.php/area/article/view/537> .

## ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	22
ВСТУП.....	23
РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ ЗАСТОСУВАННЯ ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ ПРИ УПРАВЛІННІ ГІБРИДНИМИ ЕНЕРГОМЕРЕЖАМИ .....	30
1.1 Аналіз гібридних енергетичних мереж з відновлювальними д жерелами енергії як об'єкта управління.....	32
1.2 Аналіз проблеми управління гібридними енергомережами.....	39
1.3 Аналіз та класифікація моделей та засобів інформаційного забезпечення управління гібридними енергетичними мережами з відновлювальними джерелами енергії.....	45
1.4 Постановка завдань дослідження .....	54
1.5 Висновки до першого розділу.....	55
РОЗДІЛ 2_МОДЕЛІ УПРАВЛІННЯ ГІБРИДНИМИ ЕНЕРГОМЕРЕЖАМ З ВІДНОВЛЮВАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ .....	57
2.1 Підтримка прийняття рішень при управлінні гібридними електромережами .....	58
2.2. Модель збору та попередньої обробки інформації.....	62
2.3 Модель визначення рівня генерації.....	70
2.4 Модель визначення рівня споживання електроенергії.....	86
2.5 Модель оцінки якості електроенергії.....	99
2.6 Моделі підтримки прийняття рішень при управлінні гібридною енергомережою.....	107
2.7 Висновки до другого розділу .....	123

РОЗДІЛ 3 СИСТЕМНІ МОДЕЛІ ТА ІНФОРМАЦІЙНА ТЕХНОЛОГІЯ ПІДТРИМКИ ПРИЙНЯТТЯ РІШЕНЬ ПРИ УПРАВЛІННІ ГІБРИДНОЮ ЕНЕРГОМЕРЕЖОЮ .....	125
3.1 Функціональна модель процесу збору та попередньої обробки інформації.....	125
3.2 Функціональна модель визначення рівня генерації від відновлювальних джерел енергії .....	129
3.3 Функціональна модель визначення прогнозованого значення споживання .....	131
3.4 Функціональна модель процесу оцінки якості електроенергії.....	134
3.5 Функціональна модель процесу прийняття рішень при управлінні гібридною енергомережою.....	135
3.6 Інформаційна технологія підтримки прийняття рішень при управлінні гібридною енергомережою.....	138
3.7 Висновки до третього розділу.....	142
РОЗДІЛ 4 АПРОБАЦІЯ ТА ПРАКТИЧНА РЕАЛІЗАЦІЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДОСЛІДЖЕННЯ .....	143
4.1 Апробація моделі прийняття рішень на основі системи нечітких продукційних правил .....	143
4.2 Загальна архітектура системи підтримки прийняття рішень при управлінні гібридними енергомережами.....	151
4.3 Реалізація основних функцій системи підтримки прийняття рішень при управлінні гібридною енергомережою та аналіз її ефективності .....	159
4.4 Аналіз ефективності інформаційної технології підтримки прийняття рішень при управлінні гібридною енергомережою .....	168
4.5 Висновки до четвертого розділу.....	173
ВИСНОВКИ.....	174

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	178
ДОДАТКИ.....	194
Додаток А. Список публікацій здобувача за темою дисертації .....	195
Додаток Б. Відомості про апробацію результатів дисертації .....	200
Додаток В. Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір .....	202
Додаток Г. Акти впровадження результатів дисертаційної роботи.....	203

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

ГЕ – гібридна енергомережа

ВДЕ – відновлювальні джерела енергії

ІТППР – інформаційна технологія підтримки прийняття рішень

АБ – акумуляторна батарея

СБ – сонячна батарея

ВЕУ – вітроелектроустановка

БД – база даних

БЗ – база знань

ОПР – особа, що приймає рішення

СППР – система підтримки прийняття рішень

ІС – інформаційна система

## ВСТУП

**Актуальність теми дослідження.** У зв'язку зі зростаючими енерговитратами, а також суворими екологічними нормами, у всьому світі зростає потреба у підвищенні ефективності використання ресурсів, що робить необхідними енергоефективні рішення. Таким чином, підвищується роль інновацій, заснованих на технологіях, призначених для енергозбереження. Сучасний розвиток енергозберігаючих технологій відбувається завдяки поширенню відновлювальних джерел енергії (ВДЕ) та їх імплементації до існуючих енергетичних систем (створення гібридних енергомереж (ГЕ)). Використання ВДЕ направлено на задоволення більш високої частки попиту на енергію та зниження рівня забруднення і дефіциту палива. ВДЕ, такі як енергія вітру і сонячна енергія, мають технічні якості, що надають їм переваги перед більш традиційними формами виробництва електроенергії.

Розвиток ГЕ можливий у різних альтернативних варіантах, кожен з яких потребує ретельного аналізу. На даний час ГЕ представляють собою складні технологічні комплекси з ознаками штучних кібертехнічних систем, що значно ускладнило структури систем управління ними та процеси, які в них відбуваються. Насамперед, це позначається на прийнятті рішень в процесі управління енергозабезпеченням за рахунок різних видів ВДЕ, таких як сонячні панелі, вітроелектроустановки (ВЕУ) тощо, підключених до розподільчої електромережі. Енергоефективність ГЕ досягається, у першу чергу, за рахунок збалансованого управління генерацією та споживанням електричної енергії. При цьому, значний вплив на цей стан при управлінні відіграє підвищення ефективності підтримки прийняття рішень шляхом розвитку та вдосконалення відповідних моделей та інформаційних технологій.

Існуючі методи подолання проблем управління можна поділити на дві групи. Перша з них направлена на розробку нових методів та алгоритмів оптимізації процесів, які застосовуються в системах підтримки прийняття концептуальних рішень. Для систем управління ГЕ оптимізація процесів полягає у подоланні

проблем невизначеності внутрішньої та зовнішньої інформації. Вказана невизначеність характеризується глобальністю, обумовленою станом розвитку знань про електрозабезпечення як комплекс процесів, залежних від фізичних, технологічних, соціальних та інших відомих та невідомих впливів на ГЕ. На даний час існує можливість математичного опису лише для невизначеності у вигляді випадковості та нечіткості. Невизначеність у вигляді випадковості виникає під час процесів, пов'язаних з появою подій із невідомими наслідками. В свою чергу, при неоднозначних наслідках подій, що відбулися, виникає нечіткість.

Друга група методів підвищення ефективності управління полягає у вирішенні проблем ускладнення оптимізаційних задач. Це вимагає пошуку паритетних рішень при проведенні процедур багатокритеріальної оптимізації. Також, для оптимального управління доводиться використовувати інтегральні за визначеним інтервалом часу значення параметрів та значення параметрів, отриманих в результаті прогнозу. Зазначене вимагає перевірки отриманих рішень на стійкість до вихідних умов оптимізації. Більш стійкі рішення забезпечуються нечіткими методами багатокритеріальної оптимізації.

Для підвищення ефективності управління та подолання проблем управління, які з'являються у наслідок виникнення різного роду невизначеностей, створюються системи підтримки прийняття рішень (СППР). СППР є інтерактивними системами, які обробляють інформацію та спрощують її розуміння, допомагаючи при цьому вирішувати складні і погано структуровані завдання. Впровадження СППР для управління ГЕ надає можливість отримувати рекомендації щодо забезпечення ефективного режиму роботи та прогнозу функціонування ГЕ за умов невизначеності, з урахуванням зовнішніх факторів впливу, якими є споживання електроенергії, технічні характеристики компонентів ГЕ з ВДЕ, метеорологічні умови тощо).

Інформаційна підтримка процесів прийняття рішень потребує вдосконалення, що забезпечить підвищення ефективності прийнятих рішень щодо управління ГЕ, а це, у свою чергу, надасть можливість підвищити енергоефективність.



Отже, дисертаційне дослідження спрямоване на розв'язання досить важливого науково-прикладного завдання, сутність якого полягає у підвищенні ефективності прийняття рішень при управлінні гібридними енергетичними мережами з ВДЕ.

Із огляду на це, розроблення моделей та, на їх основі, інформаційної технології підтримки прийняття рішень (ІТППР) при управлінні ГЕ є актуальним науково-прикладним завданням.

**Зв'язок роботи із науковими програмами, темами, планами.** Дисертаційна робота виконана в рамках науково-дослідної роботи кафедри комп'ютерних наук та кафедри управління Сумського державного університету під час виконання держбюджетних науково-дослідних тем «Моделі та інформаційні технології проектування і управління в складних системах» (ДР № 0115U001569) та «Модель системи управління ефективністю та прогнозування використання електричної енергії» (ДР № 0118U003583).

*За мету дослідження* визначено підвищення ефективності прийняття рішень при управлінні ГЕ з ВДЕ шляхом розроблення моделей, інформаційної технології та створення на їх основі системи підтримки прийняття управлінських рішень, яка здатна допомагати з вибором ефективного рішення за умов невизначеності.

*Завданнями*, що забезпечують досягнення визначеної мети в дисертаційній роботі є наступні:

- проаналізувати ГЕ як об'єкт управління, моделі та існуюче інформаційне забезпечення процесу прийняття рішень при управлінні ГЕ з ВДЕ;
- створити модель збору та попередньої обробки інформації для формалізації процесу збору даних в режимі реального часу, забезпечення верифікації даних та перевірки їх на повноту, попередньої обробки даних для використання їх зі ступенем деталізації, який є необхідним для підтримки прийняття рішень щодо управління ГЕ;
- розробити моделі визначення рівня електрогенерації від відновлювальних джерел різного типу у залежності від існуючих постійнозмінних прогнозних метеорологічних показників в умовах нечіткості вхідних даних;

- удосконалити модель короткострокового прогнозування рівня споживання електроенергії;
- створити модель оцінки якості електроенергії, виробленої в гібридній енергетичній мережі;
- розробити модель прийняття рішень, яка дозволяє виконати вибір режиму функціонування ГЕ для ефективного управління;
- розробити алгоритмічне, інформаційне забезпечення процесу прийняття рішення та ІТППР при управлінні ГЕ;
- спроектувати архітектуру, програмно реалізувати СППР та виконати аналіз ефективності ІТППР.

*Об'єктом дослідження є процес прийняття рішень при управлінні ГЕ.*

*Предмет дослідження – моделі та інформаційна технологія розв'язання задач підтримки прийняття рішень при управлінні ГЕ за умов невизначеності.*

**Методи дослідження.** У проведених дослідженнях використовувались такі методи: методологія системного аналізу для формалізації процедури підтримки прийняття рішень при управлінні ГЕ, елементи теорії множин, методи теорії нечітких множин, нечіткого регресійного аналізу для прогнозування та нечіткого логічного висновку для формування моделі підтримки прийняття рішень, методи структурного аналізу та функціонального моделювання для створення структурно-функціональних моделей процесів для формалізації та опису процесів збору та попередньої обробки інформації, прогнозування генерації електроенергії, споживання електроенергії, модель оцінки якості електроенергії та підтримки прийняття рішення з метою визначення ефективного режиму функціонування ГЕ.

#### **Наукова новизна отриманих результатів.**

*Уперше розроблено ІТППР при управлінні ГЕ, яка враховує прогнозні значення рівня генерації, споживання та якості електричної енергії, підтримує повний цикл обробки інформації та перетворення її у знання при виборі ефективного режиму функціонування ГЕ, що дозволяє підвищити ефективність підтримки прийняття рішення при управлінні ГЕ.*

*Удосконалено* модель визначення рівня генерації електроенергії від ВДЕ, яка, на відміну від існуючих, використовує апарат нечіткої математики, методи нечіткого регресійного аналізу та дозволяє прогнозувати режим генерації з урахуванням впливу нечітких даних прогнозованих метеорологічних умов, що дасть змогу підвищити ефективність підтримки прийняття рішень при управлінні ГЕ; модель прогнозування споживання електроенергії на основі нечіткої математики та нечіткого регресійного аналізу, яка надає можливість комплексно враховувати фактори впливу на потребу в електроенергії, що дозволяє підвищити точність короткострокового прогнозування при прийнятті рішень щодо управління ГЕ.

*Дістала подальшого розвитку* модель підтримки прийняття рішень, яка забезпечує вибір ефективного режиму функціонування з можливих наявних альтернатив визначення структури ГЕ в умовах багатокритеріальності, заснована на використанні системи нечітких продукційних правил, яка, на відміну від існуючих, враховує операційну логіку ГЕ в умовах постійної зміни у часі метеорологічних умов та динаміку взаємодії компонентів ГЕ, прогнозований рівень генерації, прогнозований рівень споживання електроенергії та якість виробленої та спожитої електроенергії, що дозволяє отримати інформацію щодо відповідності рівня споживання рівню генерації електроенергії та, таким чином, забезпечити підтримку прийняття рішень при управлінні ГЕ в умовах невизначеності.

### **Практичне значення отриманих результатів**

На основі узагальнення відомих результатів та отриманих автором наукових положень здійснено удосконалення математичного, алгоритмічного та інформаційного забезпечення процесу підтримки прийняття рішень при управлінні ГЕ. Практичне значення отриманих результатів полягає в доведенні моделей, аналітичних висновків та теоретичних положень дисертаційного дослідження до реалізації їх в алгоритмах обробки інформації в прикладній інформаційній технології підтримки прийняття рішень при управлінні ГЕ.

Проведено апробацію використання ІТППР при управлінні ГЕ шляхом розробки СППР «Hybrid» (авторське свідоцтво на програмний продукт №94425 від 03.12.2019), виконано аналіз ефективності ІТППР.

Результати досліджень упроваджено у діяльність таких підприємств, як ТОВ «Призма Енерджи Груп» (м. Харків) та ПАФ «Колос» (Білопільський район Сумської області).

Окремі результати дисертаційного дослідження впроваджено в навчальний процес кафедри комп'ютерних наук Сумського державного університету при підготовці бакалаврів та магістрів за спеціальністю 122 «Комп'ютерні науки».

**Особистий внесок здобувача.** За темою дисертації з викладенням її основних результатів опубліковано 27 праць, з них: 2 колективні монографії англійською мовою, 7 статей у фахових виданнях, що входять до переліку, затвердженого Департаментом атестації кадрів МОН України, 6 статей опубліковано у наукових збірниках та журналах конференцій, що індексуються такими наукометричними базами, як Scopus та Web of Science та 12 праць апробаційного характеру. Усі наукові положення, висновки і рекомендації одержані автором особисто. У публікаціях, підготовлених в співавторстві, здобувачеві належать такі результати: аналіз підходів до управління електроспоживанням на основі короткострокових прогнозів [1], визначення стратегій та цілей управління Smart Micro Grid з ВДЕ [2, 3], визначення нечітких оцінок та критеріїв формування оптимальних рішень, створення теоретичного підґрунтя використання інформаційної технології управління ГЕ [2, 4], модель прогнозування генерації електроенергії від сонячних панелей [5, 6, 7, 8], модель нечіткої оцінки якості електроенергії [9], визначення впливу погодних факторів на рівень генерації ВДЕ [10], визначення напрямків підвищення енергоефективності [11], функціональна модель та нечіткі критерії прийняття рішень [12, 13, 14, 15, 16], визначення впливу на процес прийняття рішень техніко-економічних параметрів функціонування ГЕ [17, 18], алгоритми підтримки прийняття рішень [19, 20, 21], нечітка модель прогнозування електроспоживання [22], нечітка модель

прогнозування генерації електроенергії [23, 24, 25], аналіз предметної області прийняття рішень при управлінні ГЕ [26, 27].

**Апробація результатів дисертації.** Основні результати роботи доповідалися й обговорювалися на таких науково-технічних конференціях: Міжнародній науково-практичній конференції «Комп’ютерні технології в міському та регіональному господарстві», 2015, м. Харків, Міжнародній науково-технічній конференції «Проблеми енергоресурсозбереження в електротехнічних системах. Наука, освіта і практика, ICPEES -2016» – ICPEES, 2016, м. Кременчук, Міжнародній науково-практичній конференції з автоматичного управління «Автоматика – 2016», 2016, м. Суми, XIII Міжнародній конференції «Контроль і управління в складних системах (КУСС-2016)», 2016, м. Вінниця, Міжнародній конференції «International Conference on Intelligent Data Acquisition and Advanced Computing Systems: Technology and Applications – IDAACS -2017», 2017, м. Бухарест, Румунія, XXIV Міжнародній конференції з автоматичного управління «Автоматика – 2017», 2017, м. Київ, Міжнародній конференції «International Conference on Modern Electrical And Energy Systems», 2017, м. Кременчук, Міжнародних наукових конференціях «Information and Software Technologies(ICIST 2017, ICIST 2018, ICIST 2019)», 2017-2019, м. Вільнюс, Литва, Науково-практичній студентській конференції «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України», 2018, м. Харків, Науково-технічній конференції “Інформатика, математика, автоматика - ІМА”, 2018-2019, м. Суми, XV-й Міжнародному форумі молоді “Молодь і сільськогосподарська техніка у XXI сторіччі”, 2019, м. Харків, Міжнародній науково-практичній конференції «Математичне моделювання процесів в економіці та управлінні проектами і програмами ММП-2019», 2019, м. Харків.

## РОЗДІЛ 1

### АНАЛІЗ ЗАСТОСУВАННЯ ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ ПРИ УПРАВЛІННІ ГІБРИДНИМИ ЕНЕРГОМЕРЕЖАМИ

Інноваційний розвиток сучасної світової енергетики характеризується підвищеними вимогами до ефективного використання наявних енергетичних ресурсів. Зростання витрат на енергоресурси та суворі екологічні норми викликають зростаючу потребу в підвищенні ефективності використання ресурсів і роблять важливими енергоефективні рішення. Сьогодні можна помітити, що енергетика має тенденцію розвиватися у двох напрямках:

- підвищення ефективності та надійності ВДЕ;
- енергозбереження та енергоощадливість.

Зазначене вимагає перебудувати інфраструктуру виробництва, зберігання, розподілу та споживання електричної енергії. Отже, зростає значення технологічних інновацій, спрямованих на економію енергії, таких як Smart Grid.

Smart Grid (інтелектуальна енергомережа) – це не лише компіляція розумних лічильників чи інших електричних та електронних пристроїв, а, скоріше, низка технологій, які дозволяють державним та комерційним підприємствам, приватним особам, всім хто задіяний у ланцюзі перетворення електричної енергії, інтегруватися, взаємодіяти та інтелектуально контролювати виробництво, розподіл та використання електричної енергії. Розвиток технології Smart Grid організовує двосторонній потік електроенергії та інформації, яка забезпечує контроль та управління процесами на всіх стадіях життєвого циклу енергії від її генерації до споживання.

Smart Grid призначена для надання в режимі реального часу даних про майже миттєвий баланс між попитом на електроенергію та її існуючим рівнем. Управління даними, які використовуються для роботи та обслуговування системи Smart Grid, потребує аналізу даних та інструментів підтримки прийняття рішень з метою досягнення надійності електричної мережі шляхом зменшення пікових вимог та підвищення енергоефективності.

Одним із шляхів підвищення енергоефективності впровадження Smart Grid є її інтеграція з ВДЕ. Економічно та екологічно доцільним є запровадження розподіленого виробництва енергії від різнотипних ВДЕ [29, 30]. Такій підхід до виробництва електроенергії має кілька переваг, які полягають у тому, що при використанні ГЕ з ВДЕ зменшуються втрати електроенергії при транспортуванні електроенергії, є можливість виробляти електроенергію споживачами для власного використання та віддавати надлишки до загальної мережі [31]. Для генерації можуть використовуватися місцеві ВДЕ, потенціал яких має достатній рівень у будь-яких регіонах України [32]. Розподілене виробництво електроенергії характеризується також низьким забрудненням навколишнього середовища. Поєднання різних джерел енергії забезпечує стабільність роботи, оскільки переваги кожного типу ВДЕ доповнюють один одного.

Експлуатація Smart Grid на основі відновлюваної енергії потребує розробки інструментів управління режимами функціонування ГЕ такими, як ІС підтримки прийняття рішень для управління режимами функціонування, аналізу можливості виробництва енергії у залежності від постійнозмінних метеорологічних умов та потреб споживачів в електроенергії.

У цьому розділі висвітлено широкий спектр стану дослідження предметної галузі "Прийняття рішень для управління енергією в гібридних енергомережах". Він зосереджений на визначенні актуальності впровадження Smart Grid на основі відновлюваної енергії. Виконано аналіз існуючих підходів до управління енергією Smart Grid. Наведено існуючі ІТ-реалізації для прийняття рішення при функціонуванні Smart Grid.

Розділ організовано наступним чином. У окремих підрозділах подано огляд стратегій управління відновлюваною енергією на основі Smart Grid, виявленні невизначеності у прийнятті рішень при управлінні інформаційними потоками в Smart Grid, виконано опис існуючих методів та інтелектуальних рішень, які можуть бути застосовані в системі підтримки прийняття рішень для управління функціонуванням ГЕ, сформульовані задачі даного дослідження.

## **1.1 Аналіз гібридних енергетичних мереж з відновлювальними джерелами енергії як об'єкта управління**

Останніми роками у всьому світі прискорилаься технічна, економічна та ринкова трансформація електроенергетичного сектору, пов'язана з концепцією розвитку відновлюваної енергії та використанням Smart Grid. Це спричинено зростанням попиту на енергію та новими тенденціями в енергозбереженні в розвинутих економіках та економіках, що розвиваються. Багато країн почали реагувати на виклик щодо зміни концепції генерації та розподілу електроенергії, переналаштування електромереж. Отже, у всіх регіонах світу виникають нові ринки централізованої та розподіленої відновлюваної енергії. Використання ВДЕ має на меті задовольнити більшу частину попиту на енергію та забезпечити зменшення забруднення та паливної бідності. Протягом останніх кількох років зростають потужність та виробництво пристроїв для перетворення енергії від відновлювальних джерел у електричну. Також зростає орієнтовна частка відновлюваної енергії у загальній кількості виробленої електроенергії. Частка кожного джерела енергії, використаного для виробництва електричної енергії за 2019 рік (6 місяців) показана на рисунку 1.1 [33].

Енергія вітру та сонячна енергія мають технічні властивості, які роблять їх кращими, ніж більш традиційні форми виробництва електроенергії [34]. Оскільки, вітер і сонячне світло доступні майже скрізь, тому не потрібно транспортування викопних видів палива до місця виробництва електричної енергії.

Сьогодні виробництво, розподіл та споживання енергії потребує розробки та створення більш інноваційних та енергоефективних підходів. Успішний розвиток ВДЕ енергії стимулює нові вимоги до електропостачання та розподілу електричної енергії, вимагає впровадження технології Smart Grid, а також інтегрованого управління електромережами нового покоління. В свою чергу, технологія Smart Grid має можливість поступово розвинутиься до глобальної концепції побудови енергетичного взаємозв'язку та замінити традиційні підходи до управління виробництвом, розподілом та споживанням електроенергії на більш ефективні.



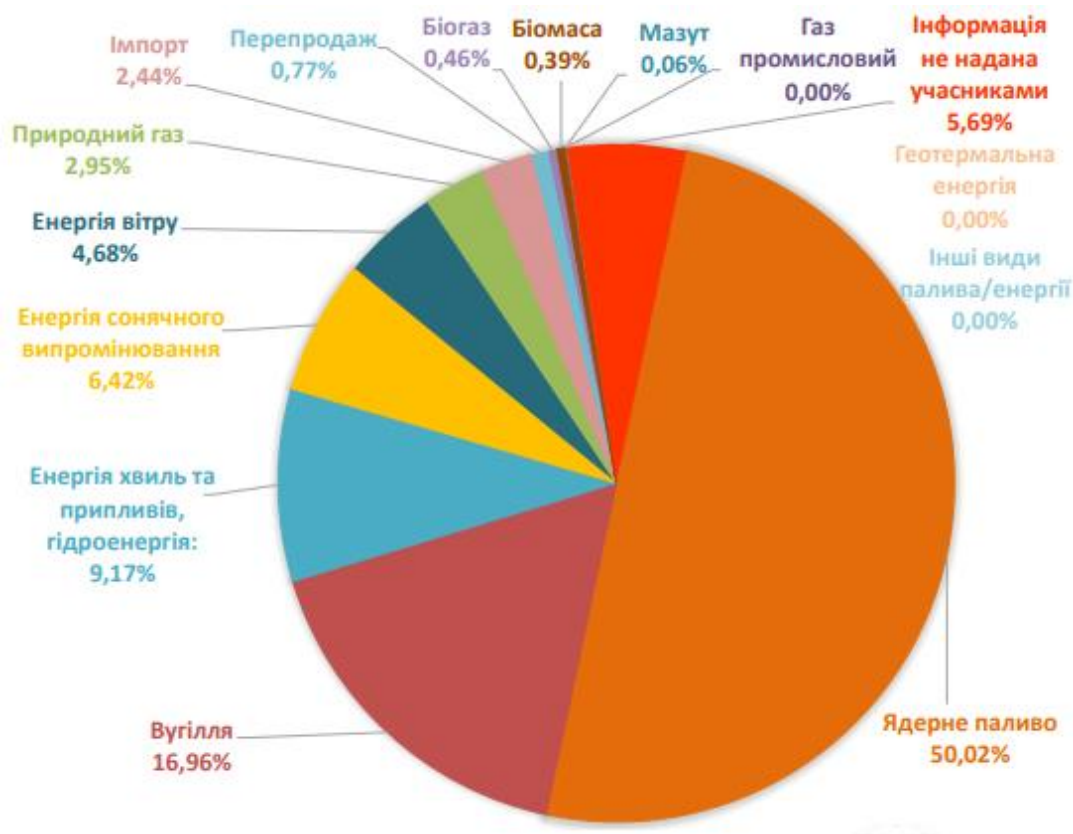


Рисунок 1.1 – Частка кожного джерела енергії, використаного для виробництва електричної енергії за 2019 рік (6 місяців)

Електричні мережі нового покоління повинні стати кібертехнічними системами під інтегрованим інтелектуальним управлінням. Ця трансформація може надати можливості для енергозбереження - наприклад, через зміну парадигми «централізованого» на парадигму «децентралізованого» виробництва електроенергії, обернення логіки процесу виробництва та розподілу електроенергії та застосування нових програмних засобів, які пропонують функціональну оптимізацію енергії. Тому актуальною проблемою є оцифрування процесів, які супроводжують життєвий цикл енергії. Це може збільшити прибуток, а також така трансформація має на меті більш ефективне використання наявних енергетичних ресурсів, особливо відновлювальних енергоресурсів.

При інтелектуальному управлінні складними кібертехнічними системами основна увага приділяється здатності систем сприймати інформацію, отримувати з

неї корисні результати та відповідно змінювати свою поведінку, а також зберігати знання, отримані на основі попередньо напрацьованого досвіду.

Основними особливостями Smart Grid є:

- оцифровка процесів в енергетичному секторі;
- використання ВДЕ;
- відмова від використання твердого вугілля, нафти, нафтопродуктів, природного газу та ядерного палива;
- використання нових типів електричних мереж для передачі та розподілу електроенергії;
- використання банків зберігання електроенергії;
- сегментація продажів, виникнення багатьох нових гравців на енергетичному ринку, нових продуктів тощо;
- зростання швидкості збору та збільшення потоків даних.

Не існує єдиного загального визначення Smart Grid. Відповідно до [35] Smart Grid – це електрична мережа, яка може інтелектуально інтегрувати дії всіх підключених до неї користувачів – тих, хто генерують електроенергію, тих, хто споживають її, і тих, хто робить і те і інше – з метою ефективної доставки стійкої, економічної та безпечної електроенергії. IEEE визначає Smart Grid як концепцію повністю інтегрованої, саморегульованої та самовідновлювальної електромережі, яка має мережеву топологію та включає всі джерела виробництва електроенергії, передавальні і розподільчі мережі, та всі типи споживачів електроенергії, що управляються єдиною мережею інформаційно-контрольних пристроїв та систем в режимі реального часу [36].

Відповідно до [37], можна виділити ключові особливості Smart Grid: самовідновлення, включення користувачів у всі процеси та розширення їх можливостей щодо управління процесами, стійкість до атаки на безпеку, підвищення якості електроенергії, інтеграція різних джерел генерації, повна підтримка ринку енергії, оптимізація використання активів, зменшення витрат на експлуатацію та обслуговування системи.

Smart Grid може бути розділена на частини, які називаються MicroGrid. Ключовою ідеєю Smart MicroGrid є інтеграція та координація операцій усіх користувачів електромереж, не залежно від обсягів їх генерації. Гнучкість управління Smart MicroGrid досягається шляхом введення великої кількості взаємозв'язків в електромережу та включенням в автоматизований процес більш інтелектуальних методів прийняття рішення, які використовують поточні дані вимірів стану електромережі. Основними перевагами Smart MicroGrid, згідно до [38], є:

- менший вплив на навколишнє середовище;
- більш висока надійність. Smart MicroGrid може автоматично реагувати та запобігати виникненню несправностей у мережі [39];
- зниження операційних витрат та економія. Кінцеві споживачі мають можливість координувати пікове споживання та продавати вироблену ВДЕ електроенергію.

В першу чергу, потрібно визначити архітектуру Smart MicroGrid. Така мережа – це невелика мережа, яка експлуатується як частина великої електромережі або незалежно та може управляти власним виробленням, розподіленням, перетворенням, зберіганням та споживанням електроенергії. Гібридна Smart MicroGrid складається з невеликих різномірних джерел електроенергії, які зазвичай генерують від 1 кВт до 1 МВт, і розміщені у безпосередній близькості до споживачів. Зазвичай MicroGrid включає блоки розподілених джерел енергії з одиницями розподіленої генерації, розподіленими накопичувачами енергії та різними типами кінцевих споживачів електроенергії [40]. Блоки розподілених джерел енергії – це джерело електричної енергії, яке безпосередньо не підключено до системи масової передачі електроенергії [41].

Відповідно до стандарту IEEE [42] існують наступні компоненти архітектури Smart MicroGrid:

- масив генерації;
- передача;
- розподіл;

- споживання;
- контроль та експлуатація;
- компоненти ринку та постачальників послуг.

Кожен з них відіграє певну роль в роботі електричних систем і складається з різних об'єктів, які з'єднані спеціальними інтерфейсами.

Розглянемо типову невелику розподілену ГЕ, що складається з масиву фотоелектричних панелей, ВЕУ та спільного банку зберігання енергії, а також має зв'язок із зовнішньою електромережею. Принципова ідея взаємодій у Smart MicroGrid представлена на рисунку 1.2.

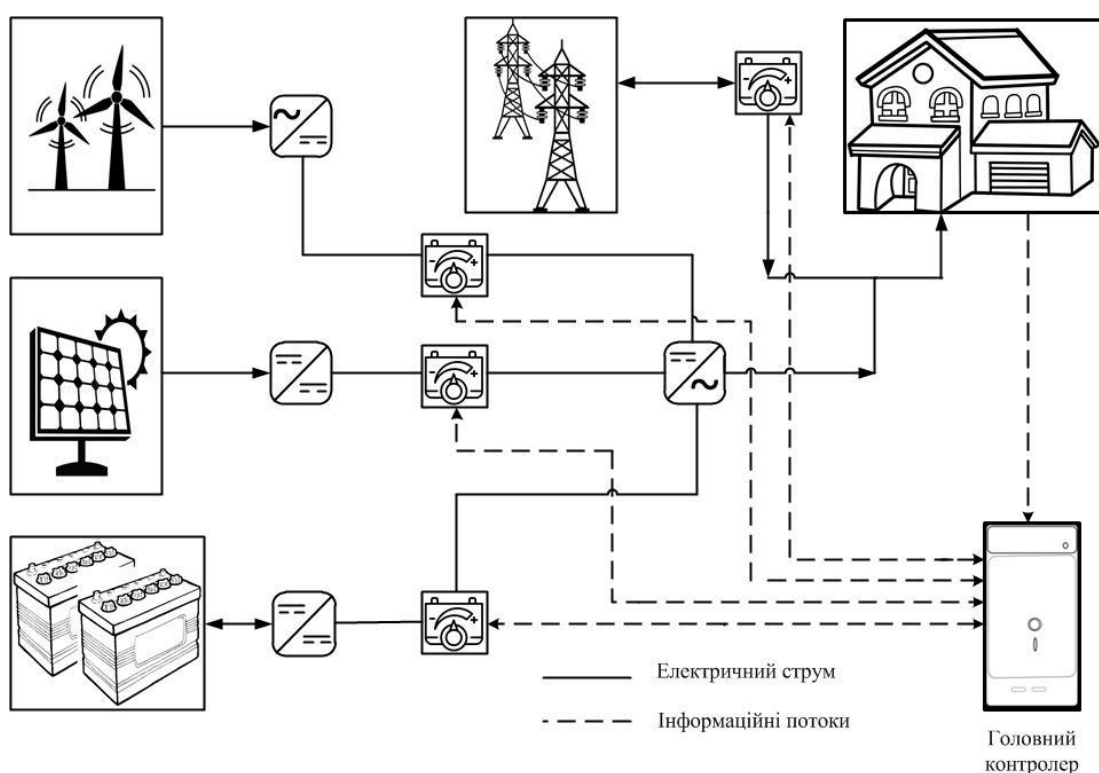


Рисунок 1.2 - Принципова ідея Smart MicroGrid

До моменту активного впровадження ВДЕ в електромережу, проблема управління процесом електропостачання на рівні MicroGrid (абонентської мережі 0,4 кВ) взагалі не існувала. Типова схема розподіленої електромережі без можливості генерації та передачі електроенергії в зовнішню електромережу зображена на рисунку 1.3, де  $A_1 \dots A_m$  позначені абонентські пункти, які в свою чергу є самостійними мікромережами, ТП 6-10/0,4 кВ – трансформаторні пункти. Для

управління електромережою застосовувались в основному локальні засоби автоматичного регулювання та захисту, а також періодичні заходи з підтримки працездатності мереж. Наявність додаткових джерел електроенергії саме на рівні абонентів сильно ускладнює процес управління електропостачанням, особливо в частині узгодження режимів роботи розподільчої мережі і абонентських мереж електропостачання.

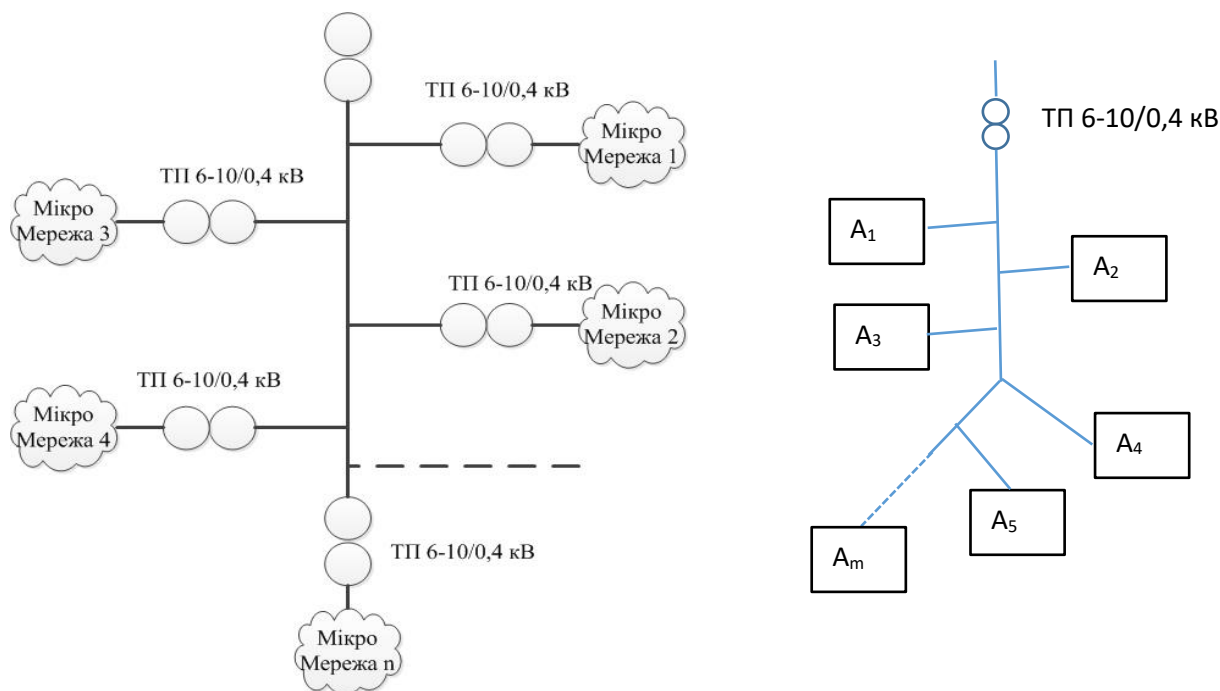


Рисунок 1.3 – Узагальнена структура розподільчої та абонентської електромережі

Оптимальне управління процесом електропостачання в ГЕ в цілому вимагає вдосконалення та розвитку управлінських та науково-технічних методів. Насьогодні відсутні ефективно діючі системи електроенергетичного менеджменту абонентської мережі споживачів. Цим зумовлено необхідність створити теоретичне підґрунтя та науково-технічні засоби інформаційної підтримки електроенергетичного менеджменту (ЕЕМ), який повинен охоплювати два рівні: централізовану розподільчу електричну мережу 35/10/6 кВ та гібридну абонентську електромережу 0,4 кВ (мікромережу) (рисунок 1.4).



Рисунок 1.4 – Ієрархія управління електропостачанням абонентських пунктів

Загалом, рішення щодо управління – це директивний акт, що реалізується здійсненням цілеспрямованого впливу на об'єкт управління. Основою прийняття рішення є визначення цілі управління та аналіз достовірних даних, якими характеризується конкретна управлінська ситуація [43].

Інформаційна підтримка процесу прийняття рішень при управлінні електропостачанням абонентських пунктів є процесом, направленим на забезпечення інформацією користувачів, залучених до процесу управління електропостачанням.

Схему взаємодії компонентів інформаційного забезпечення процесу підтримки прийняття рішень при управлінні електропостачанням в мікромережі наведено на рисунку 1.5.

Прийняття рішень – це процес, який базується на інформаційному забезпеченні підтримки прийняття рішень та полягає у виборі одного, найефективнішого, варіанту розв'язання поставленого завдання [43].

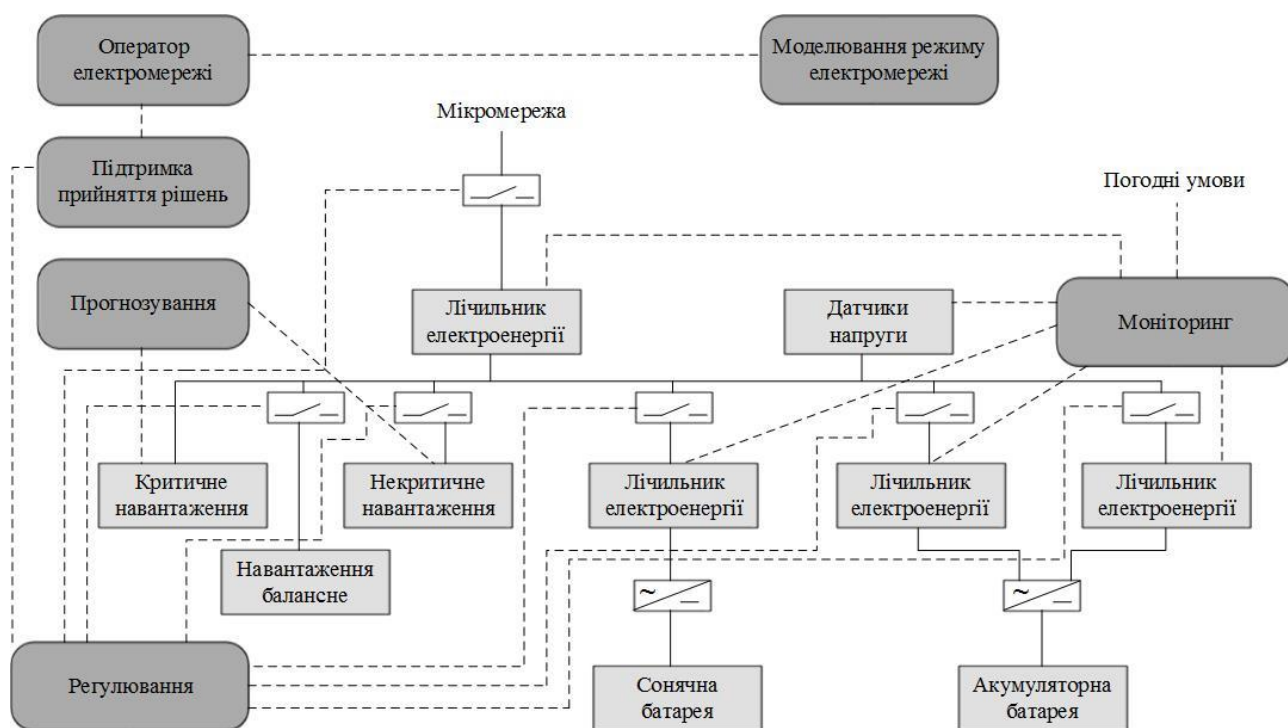


Рисунок 1.5 –Схема взаємодії компонентів інформаційного забезпечення процесу підтримки прийняття рішень при управлінні електропостачанням абонентського пункту мікромережі

## 1.2 Аналіз проблеми управління гібридними енергомережами

Постійне зростання частки ВДЕ у централізованих та децентралізованих електромережах вимагає розробки ефективного підходу до управління мережею з повним використанням інтелектуальних технологій. Інтелектуальні технології відіграють значну роль у переході до сталого енергетичного майбутнього з використанням відновлювальної енергії кількома способами [35]:

- забезпечення безперебійної інтеграції різних ВДЕ;
- підтримка децентралізованого виробництва енергії;
- створення нових бізнес-моделей за допомогою посилення інформаційних потоків, залучення споживачів та покращення систем контролю;
- забезпечення гнучкості попиту.

Технології Smart Grid у поєднанні з ВДЕ за умов відповідної підтримуючої політики та правил є важливими для трансформації електроенергетичної системи

та створення мережевої інфраструктури, що забезпечить сталий енергетичний розвиток. Smart Grid можуть сприяти інтеграції різних ВДЕ, забезпечуючи планування та роботу мережі з високою надійністю. Застосування технологій Smart Grid спрямоване на подолання регуляторних, економічних та технічних бар'єрів та проблем, пов'язаних із виробництвом електроенергії від ВДЕ.

Технічні виклики можна визначити як необхідність реалізації інструментів управління змінами енергетичного попиту під час безперервного балансування енергосистеми за умов невизначеності та врівноваження попиту та пропозиції під час недостатньої або надмірної генерації у виключних ситуаціях.

Рішення Smart Grid, які існують для вирішення перелічених вище технічних проблем інтеграції ВДЕ, включають систему управління енергією (систему електроенергетичного менеджменту), яка забезпечує видимість всіх енергетичних кондицій у режимі реального часу з високою роздільною здатністю та контроль електромережі [44].

Розглянемо детальніше ЕЕМ для MicroGrid, яка аналізує інформаційний потік для управління електричним потоком з метою врівноваження та оптимізації потоку електроенергії в режимі реального часу в залежності від потреби в електроенергії. Впровадження ЕЕМ для Smart MicroGrid є обов'язковим для досягнення всіх цілей використання ВДЕ у виробництві електроенергії. Схематично роботу системи управління енергією для Smart MicroGrid показаний на рисунку 1.6.

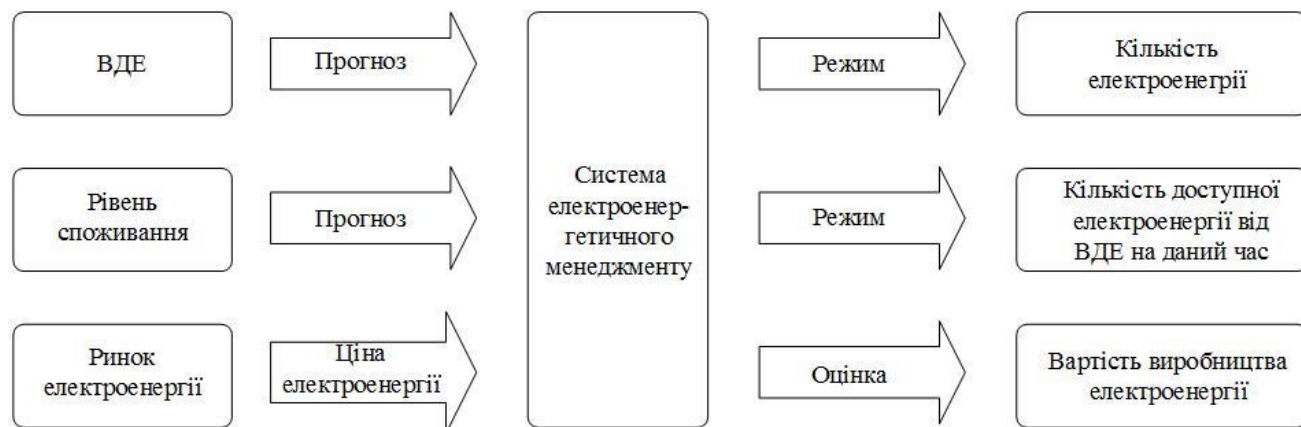


Рисунок 1.6 – Робота системи електроенергетичного менеджменту для Smart MicroGrid



Як правило, вхідними даними для EEM Smart MicroGrid є прогнозовані значення попиту на навантаження, значення потреби у кількості електроенергії, яку можуть забезпечити ВДЕ на певний період у майбутньому та ринкова ціна на електроенергію.

Основними функціями такої системи є управління в Smart MicroGrid балансом потужності генерації енергії від джерел та навантаженнями, щоб скласти графік вироблення енергії та оцінити витрати на виробництво та викиди енергії. Довгострокове управління енергією Smart MicroGrid включає управління залежністю від первинного джерела енергії, вплив на навколишнє середовище та витрати на генерацію, управління контрольованими навантаженнями, забезпечення відповідного рівня потужності резерву енергії відповідно до ринку електроенергії та навантаження. Короткострокове управління енергією Smart MicroGrid застосовується для врівноваження потужності і включає регулювання напруги та диспетчеризацію енергії від ВДЕ в режимі реального часу [45].

Підхід до управління енергією в Smart MicroGrid відрізняється від енергоменеджменту традиційних електромереж, в яких управляють невизначеністю попиту на навантаження, контролюючи постачання. Основне завдання управління енергією в Smart MicroGrid полягає у досягненні енергетичного балансу шляхом впровадження прямих та непрямих механізмів контролю реакції на попит та навантаження. Однак, невизначеність на стороні пропозиції енергії в такій електромережі також повинна бути керована [44].

Методологія управління Smart MicroGrid, яка виконується на стороні попиту, називається управлінням попитом. Вона призначена для керування рівнем споживання електроенергії споживачем, уникаючи утворення великих пікових навантажень. Управління на основі попиту має на меті забезпечити збалансованість попиту в режимі реального часу. Крім того, це забезпечує розвиток розподіленої мережі виробництва електроенергії та може підвищити надійність системи та зменшити капітальні витрати, пов'язані з передачею електроенергії [46,47,48].

Стратегії, які використовуються для управління енергією при функціонуванні Smart MicroGrid, можна класифікувати на дві великі категорії:

стратегії, засновані на правилах та оптимізацію. Основні методи, які можуть застосовуватися в рамках цих стратегій, наведено в таблиці 1.1

Таблиця 1.1 - Стратегії управління енергією в Smart MicroGrid

Стратегія управління енергією	Тип	Прикладні методи
На основі правил	Нечіткі	- прогнозні - адаптивні - звичайні
	Детерміновані	- кінцевий автомат - підсилювач потужності - реле контролю напруги
На основі методів оптимізації	Глобальна оптимізація	- лінійне програмування - динамічне програмування - генетичні алгоритми - евристичні алгоритми
	Оптимізація у реальному часі	- жорсткий робастний контроль - управління з прогнозуючими моделями - роздільне управління

Стратегії управління енергією на основі правил можуть забезпечувати безвідмовне ефективне функціонування Smart MicroGrid на різних режимах роботи. Стратегії, засновані на правилах, розробляються з використанням інженерного досвіду та аналізу діаграм ефективності операцій MicroGrid та її компонентів. Вони ефективно використовуються при дотриманні в Smart MicroGrid таких основних принципів [49]:

- для генерації електроенергії в основному використовуються ВДЕ;

- електроенергія постачається за пріоритетами: в першу чергу - від ВДЕ, в другу - з накопичувачів енергії або акумуляторів, в третю - із загальнодоступної розподільної мережі;

- збережена в акумуляторах електроенергія використовується лише тоді, коли потенціалу ВДЕ за відповідних погодних умов недостатньо для виробництва достатньої кількості електроенергії;

- АБ заряджаються протягом не пікових годин від першого доступного джерела енергії;

- накопичувачі енергії використовуються в пріоритетному порядку відповідно до їх експлуатаційних витрат (найдешевше - першим);

- електроенергія продається в розподільну мережу лише у випадку надмірного виробництва відновлюваної енергії та заряджених акумуляторів.

Стратегії управління енергією Smart MicroGrid на основі методів оптимізації можуть використовуватися для вирішення лише конкретних завдань: економічних, технічних, екологічних та різної комбінації цих завдань. Ці завдання відрізняються одна від одної функцією цілі та критерієм оптимальності, за яким, виконується оптимізації роботи MicroGrid, а також обмеженнями. Класифікація функцій цілі та обмежень наведено в таблиці 1.2 [50].

Порівняння застосування стратегій, заснованих на правилах та на основі оптимізації функціонування MicroGrid, представлене у [49], показало, що значна відмінність стратегій проявляється при управлінні змінами режимів роботи електромережі.

Стратегія, заснована на правилах, більш гнучко реагує на зміни режимів та дає можливість запобігти виникненню ситуації, коли енергії недостатньо, але виконує занадто різкі переходи від стану до стану, що може спричинити додаткові піки навантаження через перезарядження накопичувача електроенергії. Для вирішення цієї проблеми необхідно розробляти моделі прогнозування споживання в рамках стратегії управління, заснованої на операційній логіці функціонування Smart MicroGrid.

Таблиця 1.2 – Класифікація функцій при оптимізації роботи MicroGrid

Цілі	Функції цілі	Обмеження
Економічні	мінімізувати загальні витрати незалежно від продуктивності мережі	- фізичні обмеження розподіленої генерації - енергетичний баланс
Технічні	мінімізувати втрати електроенергії, зміни напруги та навантаженість пристроїв	- напруга та навантаження мережі - фізичні обмеження розподіленої генерації - енергетичний баланс
Екологічні	мінімізація викидів (не перевищення визначеної квоти викидів)	- фізичні обмеження розподіленої генерації - енергетичний баланс
Комбіновані	багатоцільова функція оптимальної розподіленої генерації з урахуванням всіх економічних, технічних та екологічних факторів	- напруга та навантаження мережі - фізичні обмеження розподіленої генерації - енергетичний баланс

Для досягнення цілей ефективного управління функціонуванням Smart MicroGrid за допомогою сучасних інформаційних технологій повинні бути впроваджені технології управління енергією. Інформаційна технологія управління ГЕ дозволить змінити поведінку щодо генерації, розподілення та використання енергії шляхом досягнення балансу між навантаженням та генерацією.

При ефективному управлінні функціонуванням ГЕ з ВДЕ необхідно досягати наступних цілей управління:

- підвищення ефективності роботи ГЕ;
- здатність в реальному часі збирати дані енергетичних показників для подальшого аналізу, оцінки прогресу та визначення потреб в удосконаленні;
- розробка методів аналізу та прогнозування попиту на енергію;
- забезпечення підвищення якості електропостачання та стійкості системи;

- забезпечення підходів до обліку, розширеного управління попитом та пропозицією;
- підвищення гнучкості електричних мереж шляхом покращення управління потоками електроенергії;
- посилення контролю над системами розподіленої генерації на основі ВДЕ;
- надання підходів до виявлення та управління зусиллями з енергоефективності;
- підвищення обізнаності споживачів щодо енергоефективності та сталого енергоспоживання;
- покращення процесів прийняття рішень щодо управління ГЕ.

### **1.3 Аналіз та класифікація моделей та засобів інформаційного забезпечення управління гібридними енергетичними мережами з відновлювальними джерелами енергії**

Сучасний ринок інформаційних технологій пропонує автоматизовані системи, які дозволяють управляти електричними мережами, що базуються на концепції Smart Grid. Серед них найбільш вживаними типами автоматизованих систем є:

- розподілена система моніторингу та управління (РСМУ);
- ІС управління енергією (ІСУЕ);
- система управління енергією будинку (СУЕБ).

Система РСМУ, як правило, забезпечує моніторинг роботи MicroGrid в режимі реального часу, має функції звітів, може подавати сигнал, коли параметри виходять за межі, і контролює кожен розподілений генераційний блок MicroGrid, що підтримує необхідний режим подачі енергії.

Система РСМУ забезпечує наступні функції керування [51]:

- система управління інтегрованою системою зберігання та система керування АБ - керує блоками акумуляторів та напругою підтримки;

- експлуатація та контроль навантаження - може керувати встановленим обладнанням, крім батарей;
- контроль розподіленої генерації - включає перемикання режиму запуску, зупинки, управління та роботи;
- система управління - керування загальною роботою системи та відображення робочих станів кожного пристрою.

Обладнання та програмне забезпечення для моніторингу та управління інтегровано в систему MicroGrid. Система РСМУ управляє ним для досягнення стабільної роботи MicroGrid. Контроль операцій MicroGrid може бути централізованим та децентралізованим. Система контролю та збору даних (SCADA) використовується для централізованого управління MicroGrid. Вона забезпечує контроль над Smart MicroGrid, яка містить інвертори, акумулятори, генератори, такі як СБ, ВЕУ з лічильниками потужності [52]. Оброблені дані зберігаються в таблицях баз даних і можуть відображатися на веб-сторінках. Для децентралізованого або розподільного управління MicroGrid можна застосовувати багатоагентні системи. Агентський підхід до управління MicroGrid здатний досягти декількох визначених користувачем цілей у режимі реального часу. Він спрямований на оптимізацію попиту на електроенергію у відповідності до додаткових обмежень, таких як проблеми з викидами, доступність та вартість палива, погодні умови, ринкова ціна електроенергії [53]. Система РСМУ не розрахована на керування MicroGrid на основі ВДЕ, тобто не пристосована до управління ГЕ.

ІС управління енергетикою (ІСУЕ) – це система управління продуктивністю, яка надає відповідну інформацію, дозволяє контролювати енергетичні показники для різних рівнів організації, що дозволяє планувати, приймати рішення та вживати ефективних дій для управління енергією. На рисунку 1.7 показані різні бізнес-процеси, які можуть бути підтримані ІСУЕ [54].



Рисунок 1.7 - Операції ІСУЕ

Ефективна ІСУЕ повинна постійно забезпечувати ці операції з метою оптимізації продуктивності MicroGrid. Загалом ІСУЕ включає наступні основні компоненти: технічні компоненти, такі як лічильники та датчики, апаратне забезпечення, мережеве обладнання, канали зв'язку, програмні компоненти для обробки інформаційних потоків, які можуть містити підсистеми моніторингу, зберігання, візуалізації, аналізу та підтримки прийняття рішень. Аналіз повинен включати реалізацію методів прогнозування та методів оптимізації, а також підготовку даних для прийняття рішень щодо планування та експлуатації MicroGrid. Система ІСУЕ не орієнтована на роботу з ГЕ.

Домашня система управління енергією (СУЕБ) призначена для контролю споживання енергії з боку попиту. СУЕБ може надати споживачам інформацію про те, як вони використовують енергію в будинку, віддалено за допомогою смартфона або веб-сервісу та/або запропонувати підказки змінити споживання [55]. Система СУЕБ також не дає можливість керувати мережами з ВДЕ.

При впровадженні систем ІСУЕ та СУЕБ для підтримки прийняття рішень у Smart MicroGrid всі операції Smart MicroGrid автоматизовані, тому автономія людини в прийнятті рішень знімається, а ціль прийняття рішень повинна задовольнити всю мережу, а не певного споживача в системі. У таких системах автономне прийняття рішень повинно гарантувати індивідуальну вигоду для кінцевого споживача.

Для вирішення завдань підтримки прийняття рішень для управління енергією MicroGrid необхідно проаналізувати інформаційні потоки.

Загалом, інформація, яка впливає на прийняття рішень залежно від етапів впровадження ВДЕ в електромережу, представлена на рисунку 1.8.

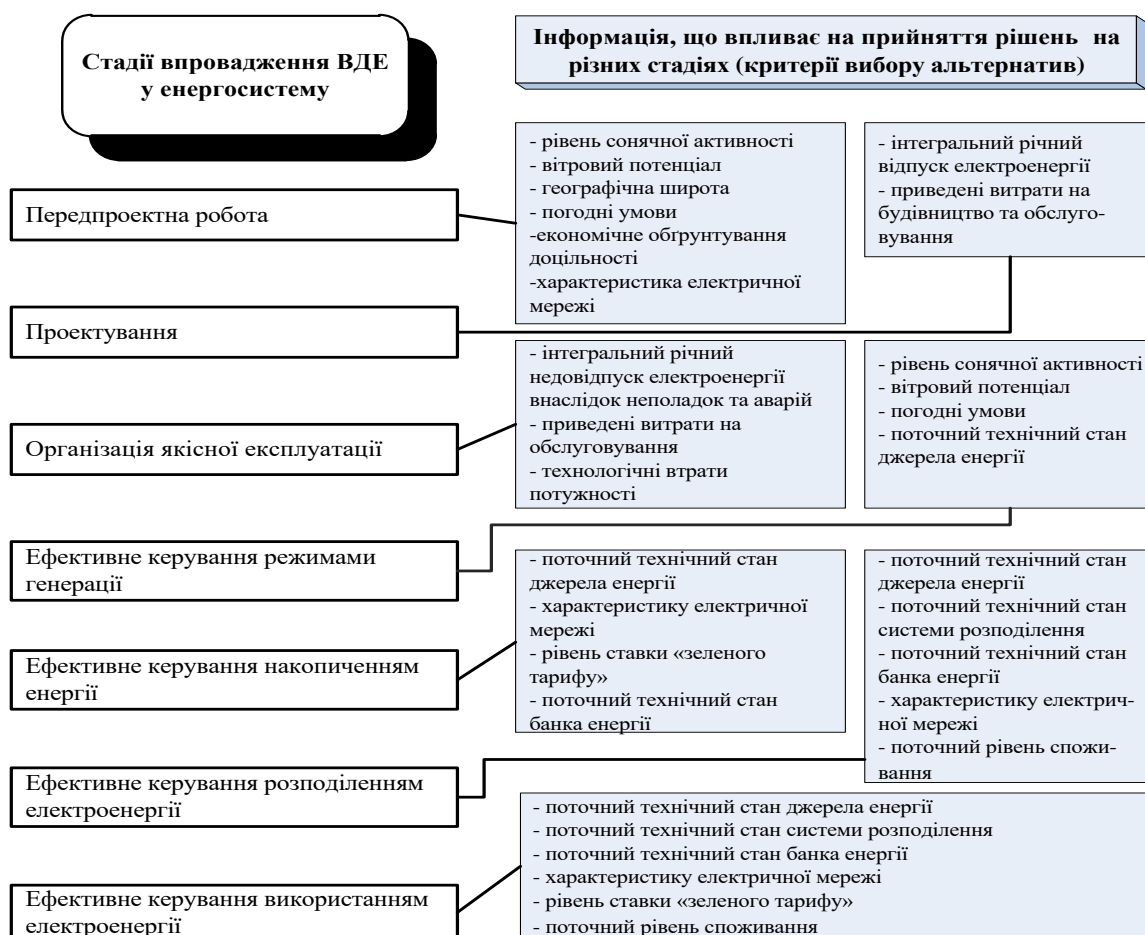


Рисунок 1.8 - Інформація, яка впливає на прийняття рішень щодо планування та управління електроенергією [20, 27]



Для планування, моделювання та управління електричними мережами використовують інформацію, яка природно пов'язана з часовими, просторовими та сценарійними вимірами. Кожен з цих вимірів має конкретні масштаби та вимоги до деталізації, пов'язані з відповідною поведінкою електромережі. Планування, безпечне та оптимальне управління Smart Grid - це багатовимірна та багатомасштабна проблема.

Загалом, багатомасштабні процеси – це інженерні процеси, що характеризуються взаємопов'язаними явищами, що відбуваються в розрізних просторових та часових масштабах [56]. Зазвичай взаємодії в усіх масштабах впливають на остаточну поведінку всієї системи.

Багатомасштабне моделювання та аналіз враховує наступне [57]:

- набір моделей, які забезпечують послідовний опис явищ;
- методи моделювання, які поєднують стаціонарні та динамічні масштабні взаємодії в моделі;
- ефективний обчислювальний аналіз, оптимізацію та методи управління;
- подолання невизначеності.

Багатомасштабне прийняття рішень є зростаючою сферою в багатомасштабній оптимізації. Її метою є узагальнена статистична формалізація, яка ефективно описує різноманітність складних систем. В результаті вся система оптимізується при розгляді взаємодії між впливами за допомогою узгодження інформації.

Користувачі ГЕ стикаються з багатомасштабною проблемою прийняття рішень при управлінні енергією на основі набору критеріїв. Проблеми, що виникають під час цих процесів, перелічені на рисунку 1.9.

Ризики мають суттєвий вплив на прийняття рішення в роботі та контролі ГЕ. Вони впливають на якість прийняття рішення, тому їх слід враховувати. Для аналізу ризиків при функціонуванні ГЕ слід враховувати невизначеність. Подолання невизначеності характеризує надійність запропонованих моделей до змін умов.

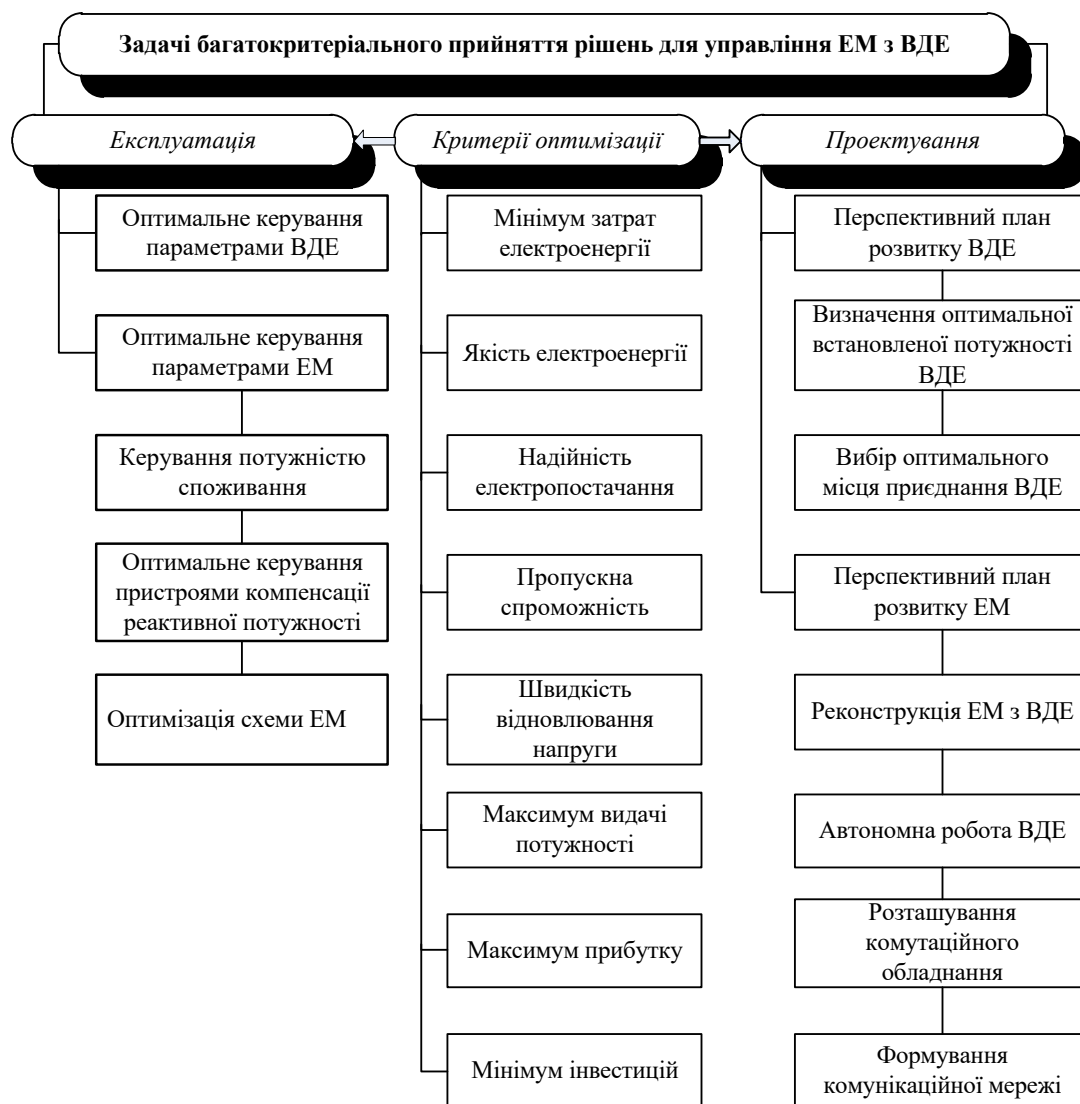


Рисунок 1.9 - Критерії оптимального прийняття рішень

Невизначеності, які виникають, можна розділити на два класи, які були названі "ймовірнісними" та "стохастичними" [58]. Приклади кожного класу представлені в таблиці 1.3.

Невизначеності першого класу виникають неодноразово і можуть бути формалізовані шляхом підбору ймовірнісних функцій до історичних даних. Невизначеності з другого класу не виникають повторно, отже, їх статистична поведінка не може бути отримана з історичних даних, але вони можуть мати великий вплив.

Таблиця 1.3 - Класи невизначеностей

Клас невизначеності	Приклади для енергетичного сектору
Ймовірнісний	Ціни на енергію Ціни на компоненти Відключення компонентів
Стохастичний	Зміна погоди Прогнози споживання Технологічні стрибки Зміни стратегії функціонування Екстремальні події

Існує ряд підходів до прийняття рішень, що не передбачає використання ймовірностей і який можна використовувати, якщо виникають стохастичні невизначеності [59]:

1. В процесі прийняття рішень можна зосередитись на найгіршому випадку і мінімізувати збитки, які могли б виникнути, якби це сталося, - це мінімальний підхід. Він занадто песимістичний

2. Мінімаксний підхід – це протилежний підхід, при якому ОПР, знаходить оптимальне рішення для кожного наступного випадка, а потім обчислює шкоду для конкретного рішення та майбутнього як різницю між значеннями цільових функцій у цьому майбутньому між даним рішенням та оптимальним рішенням для цього майбутнього. В результаті обирається рішення з найменшим значенням максимальної шкоди.

3. Робастна оптимізація вирішує задачі оптимізації з невизначеністю в даних та виконує їх апроксимацію детермінованими опуклими задачами. Цей метод занадто чутливий до змін вхідних даних, при цьому розмір встановленої невизначеності визначає, яким способом можна реалізувати отримане рішення.

4. Стохастичне програмування, яке враховує, що розподіл ймовірностей, які визначають дані, відомий або може бути визначеним, а випадковість є обмеженою.

У цьому випадку деяких обмежень потрібно дотримуватися лише з заданою ймовірністю і враховувати їх не для всіх можливих сценаріїв.

5. Наближене динамічне програмування пропонується як спосіб використання евристичних ідей штучного інтелекту, застосованих до динамічного програмування, для вирішення проблем з великою кількістю змінних рішень.

6. Планування на основі сценарію. Такий підхід дає можливість моделювати деякі джерела невизначеності та навмисно вставляти крайні, важливі випадки. Використання масштабів часу дає змогу створювати плани, що враховують той факт, що у майбутньому може виникнути невизначеність.

При експлуатації MicroGrid можуть виникнути наступні джерела невизначеності [60]:

- невизначеності продуктивності джерел енергії, спричинені коливанням погоди. Для подолання цієї невизначеності необхідно розробити моделі, які враховують вплив погоди на надійність генерації у ГЕ;

- невизначеність продуктивності MicroGrid, яка виникає в наслідок втрат навантаження. В цьому випадку необхідно виконати моделювання рівня навантаження у ГЕ.

Очевидним є те, що завдяки різноманітності та різній природі виникнення невизначеностей, що впливають на функціонування ГЕ, необхідно в ході аналізу поєднувати декілька етапів, які враховують різні невизначеності.

Інформаційна підтримка функціонування та управління ГЕ надається за допомогою відповідних автоматизованих систем та ІС з різним призначенням. В процесі управління доцільним є використання СППР, що при управлінні ГЕ дозволяє сформулювати рекомендації щодо характеристик її компонентів за умов невизначеності з урахуванням факторів впливу на потреби в електроенергії та погодні умови. На даний момент існують різні СППР, які вирішують різні задачі управління та відрізняються різними інструментами планування, моделями та процедурами, що використовуються для врахування виникаючих проблем ГЕ.

У відповідності до [61], СППР – це інтерактивна система, яка може виконувати обробку даних та інформації, сприяючи її розумінню, та стосується

конкретної предметної галузі, направлена на надання корисної допомоги у розв'язанні складних завдань.

СППР поділяються на наступні групи за різними видами функціональності: за використанням різних підходів до багатокритеріальної оцінки; за підходами до розрахунків технічних параметрів обладнання ГЕ; за способами подання даних. В якості вхідних параметрів для обчислень можуть використовуватись різні, у тому числі міждисциплінарні, дані, які стосуються метеоумов, географічного розташування, інженерних систем, особливостей архітектури тощо.

Для оцінки широкого спектру доступного інструментарію прийняття рішень, виконаємо класифікацію СППР таким чином:

- системи, що визначають для конкретної географічної місцевості оптимальний тип ВДЕ [62, 63];
- системи для визначення продуктивності та вибору оптимальної конструкції енергетичної системи [64, 65, 66, 67, 68, 69];
- системи прогнозування виробництва та споживання електроенергії [62, 70].

Крім того, СППР відрізняються залежно від того, яка стратегія управління енергією реалізується:

- системи, що використовують динамічне моделювання [62, 71, 72];
- системи з аналітичними моделями [64, 65, 70].

Також, для прийняття рішень в системах можуть використовуватися спеціальні механізми [62, 72] та поєднуватися кілька методів прийняття рішень: лінійне програмування, динамічне програмування, багатокритеріальні методи тощо.

Аналіз існуючих СППР дає можливість зробити висновок, що існуючі СППР не дозволяють вирішити весь комплекс завдань, які виникають у процесі прийняття рішень при управлінні ГЕ. СППР повинна інтегруватися з автоматизованою системою, яка управляє роботою реальної гібридної енергетичної мережі. Це складне завдання, яке потребує глибокого аналізу, що стосується управління та функціонування ГЕ.

## 1.4 Постановка завдань дослідження

Відповідно до представленої аналізу особливостей прийняття рішень для управління енергією в ГЕ з ВДЕ, існує проблема створення моделей та інформаційної технології, яка дозволяє поєднати процеси прийняття рішення з управлінням електромережею.

Тому майбутні напрямки цього досліджень можуть бути зосереджені на розробленні та вдосконаленні відповідних моделей, які можна використовувати в таких завданнях, а саме:

- моделі збору даних та попередньої їх обробки;
- моделі визначення рівня електрогенерації від джерел сонячної та вітрової електричної енергії в залежності від змін метеорологічних умов;
- моделі короткострокового прогнозування рівня споживання електричної енергії;
- моделі оцінки якості електроенергії, виробленої в гібридній енергетичній мережі;
- моделі вибору рішення щодо управління ГЕ шляхом визначення ефективного режиму функціонування, який забезпечує стабільний баланс між рівнем споживання та генерації електроенергії в ГЕ.

На даний час отримали розповсюдження методи автоматизації та інформаційних технологій для вирішення окремих завдань ефективного управління функціонуванням ГЕ. Однак, на сьогодні відсутня інформаційна технологія підтримки прийняття рішень, яка б забезпечувала вибір ефективних управлінських рішень. Тому основним завданням дисертаційного дослідження є створення інформаційної технології, яка б забезпечила алгоритмічну та інформаційну підтримку процесу управління ГЕ.

З метою реалізації завдань дисертації потрібно виконати наступне:

- проаналізувати особливості ГЕ з ВДЕ;
- провести аналіз проблеми управління ГЕ;

- розглянути моделі та засоби інформаційного забезпечення управління ГЕ з ВДЕ;
- розробити аналітичні та функціональні моделі, які будуть використовуватися для інформаційної підтримки процесу прийняття рішень при управлінні ГЕ;
- розробити модель підтримки прийняття рішень при управлінні ГЕ шляхом вибору ефективного режиму функціонування;
- розробити ІТППР при управлінні ГЕ;
- здійснити програмну реалізацію запропонованих моделей та інформаційної технології в СППР та виконати апробацію при вирішенні задач управління ГЕ.

Розроблена СППР має забезпечити оцінку можливого рівня генерації при визначених метеорологічних умовах та поточному технічному стані, прогнозованого обсягу споживання електричної енергії, якості згенерованої електроенергії, а також прийняття рішень щодо управління режимами функціонування.

### **1.5 Висновки до першого розділу**

В першому розділі проаналізовано та відображено стан інформаційного забезпечення відповідно до поточної ситуації щодо особливостей прийняття рішень для управління ГЕ з ВДЕ, виконано аналіз ГЕ, як об'єкта управління та інформаційні потоки, що підтримують процес управління.

Було вивчено широке коло питань для виявлення актуальних проблем та особливостей Smart Grid на основі відновлюваної енергії, стратегії управління енергією, аналізу невизначеностей під час прийняття рішення щодо управління. Можна зробити висновок про існування значної кількості розрізнених засобів, способів та методів для вирішення окремих проблем. Однак, моделі та інструментальні засоби, які було розглянуто, не можна застосовувати для вирішення завдань підтримки прийняття рішень при управлінні ГЕ, оскільки вони

не мають рис універсальності, гнучкості, адаптивності та не охоплюють весь комплекс завдань управління.

Вирішення завдання підтримки прийняття рішень щодо управління ГЕ можливо завдяки більш змістовному аналізу процесів, які відбуваються під час функціонування ГЕ та створення моделей, які здатні формалізувати ці процеси, та ІТШПР.

Виконано аналітичний огляд наукових досліджень, присвячених інформаційним технологіям для управління ГЕ, що існують на даний час, на основі якого була сформульована змістовна постановка завдання дослідження.

Основні результати розділу опубліковано у працях [1-2, 4, 10-12, 16-21, 26-27].



## РОЗДІЛ 2

### МОДЕЛІ УПРАВЛІННЯ ГІБРИДНИМИ ЕНЕРГОМЕРЕЖАМ З ВІДНОВЛЮВАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ

ГЕ з ВДЕ є складною технічною системою. Управління такою мережею – це управління поведінкою, яке забезпечує перехід ГЕ з одного режиму у інший та здійснюється у взаємодії з зовнішнім середовищем у формі реакції ГЕ на зовнішні впливи [73]. Кількість таких режимів є обмеженою множиною, але не є детерміністично фіксованою. Поведінка мережі розвивається у часі, і не обов'язково цей розвиток можливий одним способом. Користувачі ГЕ стикаються з проблемою багатозадачності прийняття рішення при управлінні електроенергією, оскільки складність взаємодії елементів ГЕ та різного виду впливу зовнішнього середовища на всі елементи мережі та на мережу загалом впливає на формування цілей прийняття рішень та управління. Сам процес управління ГЕ характеризується високим рівнем алгоритмічної складності, тому удосконалення цього процесу можливе лише шляхом розроблення СППР. Для вирішення завдань підтримки прийняття рішень при управлінні ГЕ необхідно проаналізувати інформаційні потоки. Для їх контролю необхідно створити моделі, які дозволять використовувати різні стратегії балансування генерації та енергоспоживання.

Процес підтримки прийняття рішень при управлінні ГЕ попередньо включає в себе збір та обробку даних про погодні данні, визначення прогнозованого значення споживання електричної енергії, визначення показників якості електроенергії, та полягає у формуванні рекомендацій щодо вибору оптимального режиму експлуатації.

Цей розділі присвячений опису моделей, які забезпечують інформаційну підтримку прийняття рішень при управлінні ГЕ. Підрозділ 2.1 присвячено аналізу процесу управління ГЕ, сформульовано основні завдання управління та схематично описано процес підтримки прийняття управлінських рішень. У підрозділі 2.2. виконано опис методів збору та попередньої обробки інформації про прогнозовані погодні данні. Підрозділ 2.3 присвячено опису моделей визначення

рівня генерації електроенергії від різних джерел енергії. Підрозділ 2.4 присвячено моделі прогнозування рівня споживання електроенергії. У підрозділі 2.5 представлена модель оцінки якості електроенергії виробленої в гібридній енергетичній мережі. Підрозділ 2.6 присвячено опису моделі нечіткого логічного виведення рішення щодо визначення ефективного режиму експлуатації, що забезпечує баланс між генерацією та споживанням при достатньому рівні якості електроенергії, та надання рекомендацій щодо визначення джерела енергії або їх комбінації.

## **2.1 Підтримка прийняття рішень при управлінні гібридними електромережами**

Оптимальне управління ГЕ в цілому потребує розвитку та вдосконалення науково-технічних та управлінських методів. Моделювання для експлуатації та управління системами електричної енергії пов'язано з інформацією та явищами, які, в свою чергу, природно пов'язані з часовими та сценарними вимірюваннями. У кожному конкретному випадку використовуються різні шкали для оцінювання параметрів та різні вимоги до деталізації, які викликані відповідним поведінням електромережі. Безпечна та ефективна робота ГЕ – це багатовимірна та багатомасштабна проблема. Зазвичай взаємодії у всіх масштабах впливають на кінцеву поведінку всієї електромережі.

В багатомасштабному моделюванні та аналізі можна виокремити наступні підрозділи [3, 57]:

- Моделі, які забезпечують послідовний опис явищ.
- Методи моделювання, в яких поєднуються стійкий стан і динамічні масштабні взаємодії в моделі.
- Ефективний обчислювальний аналіз, оптимізація та методи контролю.
- Подолання невизначеності.

Першим завданням і необхідністю багатомасштабного аналізу є визначення того, як створюються нові відповідні моделі, наскільки ймовірно, що ці нові моделі

адекватно будуть відображати справжні явища в майбутньому і їх важливі характеристики.

Багатомасштабне прийняття рішень – це зростаюча область в багатомасштабній оптимізації. Її метою є розкриття узагальненого статистичного формалізму, який ефективно описує велику різноманітність поведінки складної системи. В результаті вся система оптимізується при розгляді взаємодії між шкалами за допомогою скоординованої інформації.

Таким чином, задача управління функціонуванням на різних етапах життєвого циклу ГЕ можна представити рядом взаємопов'язаних заходів. Інформаційну підтримку прийняття рішень при управлінні ГЕ слід розуміти як процес, що орієнтується на споживачів інформації, які експлуатують ГЕ.

Задача прийняття рішень (TDM) на кожному з етапів у формальному виді характеризується кортежем:

$$TDM = \langle A, E, O, D \rangle,$$

де  $A$  – множина наявних альтернатив режимів електромережі,

$E$  – середовище задачі,

$O$  – переваги ОНР,

$D$  – дії над множиною альтернатив.

На рисунку 2.1 приведено схему прийняття рішень при управлінні ГЕ. Опис процесу виконано у нотації BPMN (Business Process Model and Notation) [74].

Аналітична підтримка прийняття рішень при управлінні ГЕ здійснюється на основі моделювання. В цьому випадку використовуються опис даних про прогнозовані погодні данні у нечіткій формі, моделі визначення рівня генерації електроенергії від різних джерел енергії, модель прогнозування рівня споживання електроенергії, модель оцінки якості електроенергії виробленої в гібридній енергетичній мережі, модель нечіткого логічного виведення рішення щодо визначення оптимального режиму експлуатації, що забезпечує баланс між генерацією та споживанням при достатньому рівні якості електроенергії, та надання рекомендацій щодо визначення джерела енергії або їх комбінації.

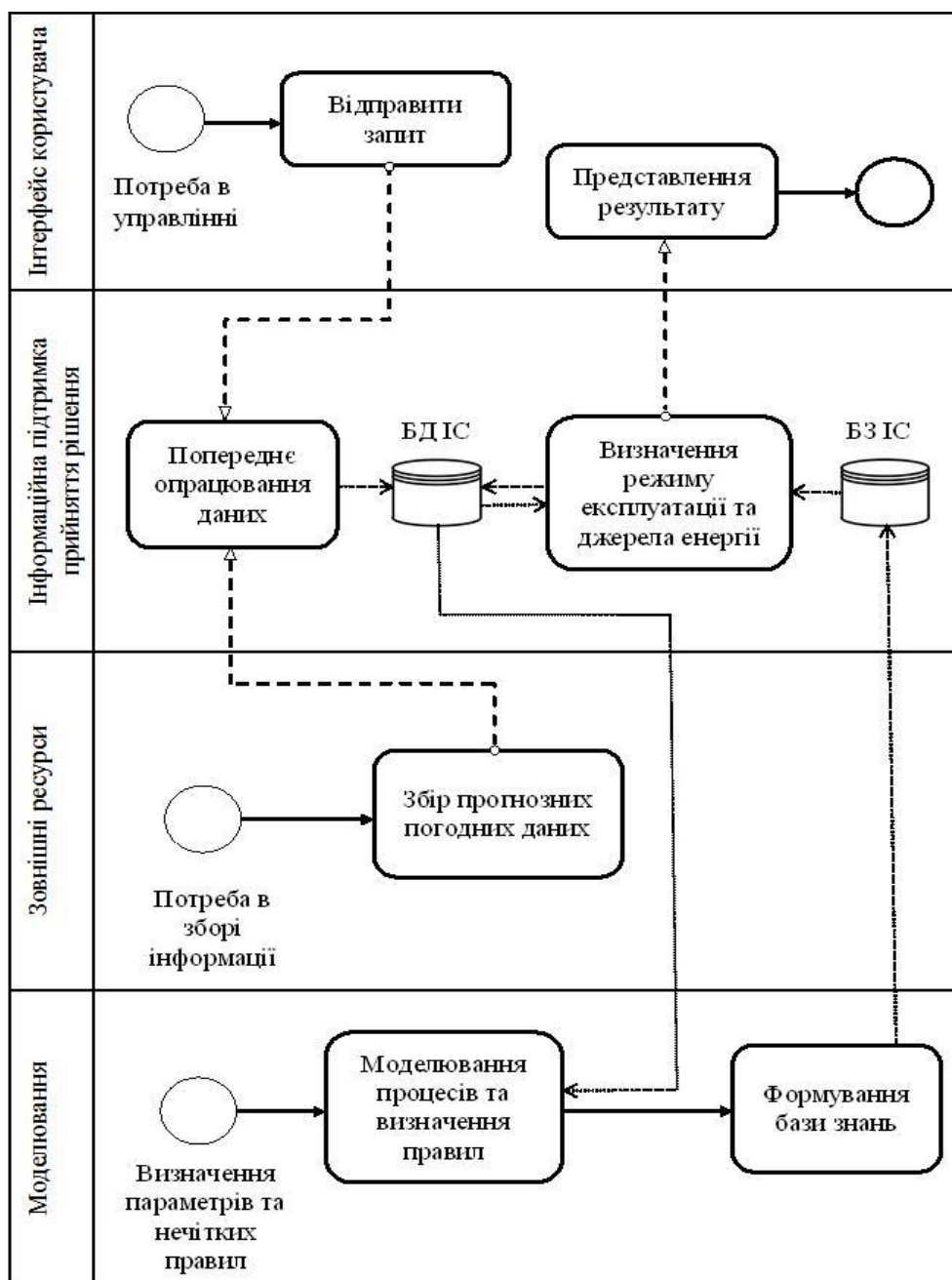


Рисунок 2.1 - Модель процесу прийняття рішень при управлінні ГЕ у нотації BPMN

Для визначення рішення щодо управління режимом ГЕ використовується БЗ, яка містить нечіткі правила, сформульовані на основі опитування експертів, та враховує їх досвід стосовно операційної логіки ГЕ. В результаті аналізу даних у процесі вибору рішення в інтерфейс користувача ОПР (децидента) виводяться результати та рекомендації щодо вибору джерела енергії або їх комбінації.

Таким чином, прийняття рішень полягає у виборі з усіх наявних альтернатив одного варіанту, який забезпечує ефективне функціонування ГЕ. В загальному випадку управлінське рішення базується на визначенні цілі управління, аналізі достовірних даних, які характеризують конкретну управлінську ситуацію, та цілеспрямовано впливає на об'єкт управління [43].

Для моделювання процесів та визначення множин значень параметрів та нечітких правил, реалізації процесів підтримки прийняття рішень пропонується використовувати СППР. Вона виконує оброблення різного вигляду даних. Для зберігання даних та організації доступу до них в СППР створена БД, яка по суті є сукупністю пов'язаних між собою даних, збережених на одному носіїві, та використовується для опису визначеної предметної галузі [75].

СППР містить компоненти:

$$DSS = \langle O, S_p, Z, D_s \rangle,$$

де  $O$  є множиною переваг децидента;  $S_p$  – множиною прикладних програмних компонентів;  $Z$  – множиною завдань для виконання СППР;  $D_s$  – множиною даних для формування рішення.

Процес роботи СППР описується відображенням:

$$Process \rightarrow O \times S_p \times Z \times D_s$$

Множину завдань  $Z$  подамо наступним чином:

$$Z = Z_m \cup Z_{pg} \cup Z_{pu} \cup Z_f,$$

де  $Z_m$  є множиною завдань на збір та обробку інформації;  $Z_{pg}$  – множиною завдань прогнозування рівня електрогенерації;  $Z_{pu}$  – множиною завдань прогнозування споживання електричної енергії;  $Z_f$  – множиною завдань формування рішень.

Вирішення завдань збору та попередньої обробки інформації дозволяє отримувати прогнозні данні про погоду з зовнішнього джерела та інтерпретувати

ці данні у вигляді нечітких множин. Прогнозування рівня електрогенерації має на меті визначення кількості електричної енергії, яку можна отримати при відповідних погодних даних. Прогнозування споживання електричної енергії дозволяє визначити кількість електроенергії, яка може бути спожита у визначений час. Завдання формування рішень полягають у визначенні ефективного режиму експлуатації, що забезпечує баланс між генерацією та споживанням при достатньому рівні якості електроенергії, та надання рекомендацій щодо визначення джерела енергії.

Вирішення всіх завдань забезпечує підтримку прийняття рішень при управлінні ГЕ.

## **2.2 Модель збору та попередньої обробки інформації**

Першою складовою процесу підтримки прийняття рішень при управлінні ГЕ є оперативний збір даних в режимі реального часу, перевірка відповідності між зібраними даними та характеристиками об'єкта спостереження, відсів помилкових даних та оброблення зібраних даних для подальшого їх використання. У загальному випадку данні надходять трьома шляхами: можуть бути зібрані з датчиків та приладів обліку, передані по каналу зв'язку; зібрані з зовнішніх джерел інформації та введені користувачем. У цьому випадку реалізуються функції збирання даних, передача даних, їх верифікація, підготовка для подальшого використання та зберігання. Перегляд зібраних даних повинен бути доступним через веб-інтерфейс незалежно від програмної платформи, яку використовує користувач.

В загальному вигляді послідовність збору та попередньої обробки інформації можна представити рисунком 2.2.

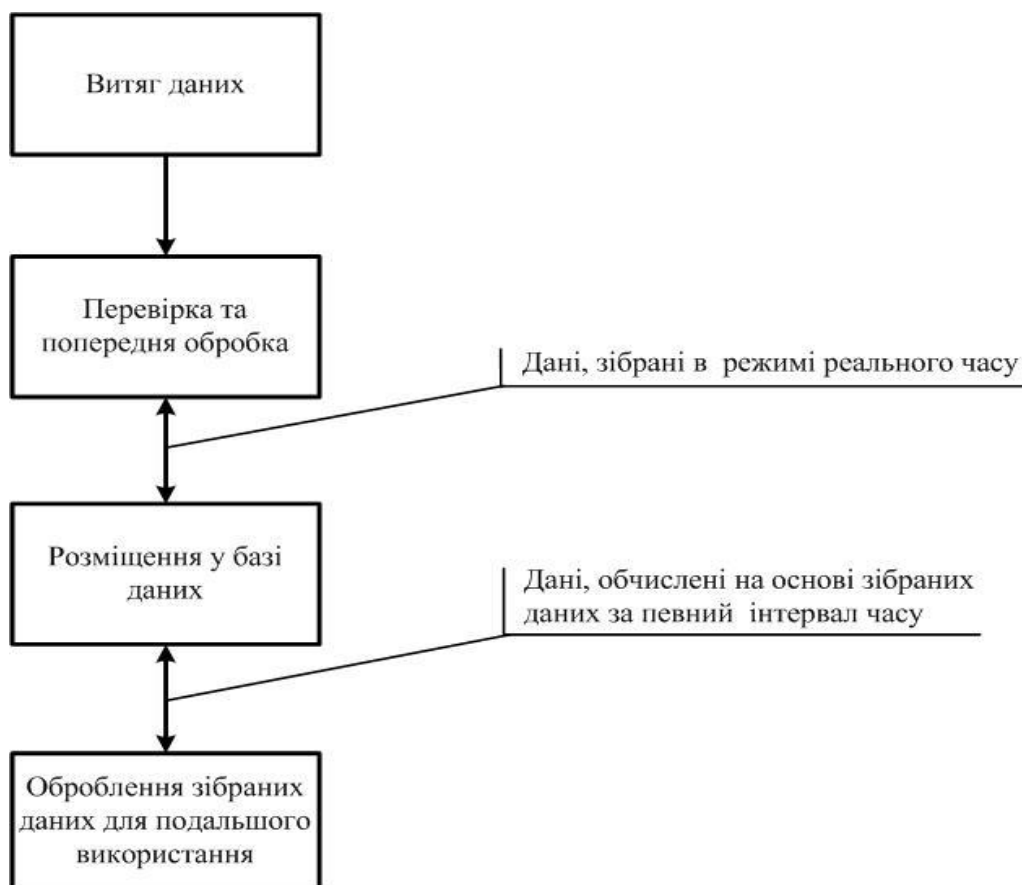


Рисунок 2.2 – Схема процесу збору та попередньої обробки інформації

Всі данні, які використовуються на першому етапі управління ГЕ, можна описати множиною  $M_p = M_{po} \cup M_{pi}$ . Вона складається з двох підмножин:

- підмножини  $M_{po}$ , що складається з параметрів, які збираються із зовнішніх джерел інформації (ці дані є змінними у часі) та вносяться користувачем;
- підмножини  $M_{pi}$ , що містить обчислювані параметри.

Множина параметрів, що збираються та вносяться користувачем  $M_{po}$ , може бути подана у вигляді

$$M_{po} = \{M_{wo}, M_{res}, M_g, M_{pl}, M_{tech}\},$$

де  $M_{wo}$  є множиною даних прогнозних погодних умов;  $M_{res}$  - множиною даних про наявну комплектацію ГЕ з ВДЕ;  $M_{pl}$  - множиною даних про географічне розміщення ГЕ з ВДЕ;  $M_g$  - множиною даних про наявні в місцевості розподільчі

мережі, до яких планується підключення ГЕ з ВДЕ;  $M_{tech}$  - множиною даних, яка характеризує поточний технічний стан ГЕ (наприклад, рівень заряду АБ).

Дані  $M_{res}$ ,  $M_g$ ,  $M_{Pl}$  вносяться однаразово при реєстрації користувачем, дані  $M_{wo}$ ,  $M_{tech}$  збираються з зовнішніх джерел у оперативному режимі, вони є основними чинниками, які впливають на поточний стан ГЕ та є визначальними щодо формування управлінського рішення.

Від можливості своєчасного одержання та обробки необхідної достовірної інформації про метеодані залежить успішне управління ГЕ з ВДЕ. Джерелами збору даних про прогноз та поточний стан погоди є веб-системи прогнозування погодних характеристик, якими надаються постійнозмінні динамічні дані. Отже, необхідно забезпечити збір, попередню обробку та накопичення даних, що змінюються у часі.

Попередньо було здійснено аналіз синтаксичної структури погодних сайтів та з'ясовано, що відображення інформації на них здійснюється на динамічних HTML веб-сторінках. Тому для витягу даних створювався модуль парсингу, який інтегрувався у СППР управління ГЕ.

Інформація на сайтах прогнозу погоди представляє собою набір метеорологічних даних прогнозу погоди на кожний день, яка оновлюється щоти години. Для розробки програмного сценарію парсингу було вирішено використовувати HTML-таблиці [76].

Модель вхідної інформації ( $M_{wo}$ ) можна представити у вигляді множини даних прогнозу погодних умов, які збираються в оперативному режимі.  $M_{wo}$  описується упорядкованим набором елементів

$$M_{wo} = \{(t, E, T, V)\}, \quad (2.1)$$

де  $t$  – часовий інтервал, на який надано метеопказники на погодному сайті, (години);

$E$  – рівень інсоляції та опади у якісних характеристиках, (ясно; мінлива хмарність; похмуро; похмуро та опади);

$T$  – температура, ( $^{\circ}C$ );



$V$  – швидкість вітру, також може бути представлена діапазоном значень від початкового до кінцевого, (м/с).

Витяг інформації відбувається шляхом скануванні набору веб-сторінки та наповнення бази даних визначеною інформацією. Запропонований метод витягу даних є комбінацією синтаксичного аналізу сторінок веб-сайтів (парсингу) з методологією граберів. При цьому, під час парсингу використовується DOM-дерево HTML-документа, яке перетворюється в синтаксичну структуру вхідної інформації. Її послідовно можна піддати аналізу, обробці та зберегти. Процес витягу даних триває до заповнення реляційної бази даних, до якої можливо вносити зміни та доповнення при практичному запровадженні зазначеної методики до СППР управління ГЕ. У відповідності до моделі вхідної інформації (2.1) та запропонованого алгоритму її обробки, кожен запис в таблиці бази даних має власні прогнози метеорологічні показники, які диференційовані за часом їх актуальної дії.

Множина часових інтервалів  $t$  складається з трьохгодинних інтервалів впродовж доби, через які реєструються показники моніторингу:

$$t = \{time: time \in Z, 0 \leq time \leq 23\}.$$

Множину часових інтервалів збору погодних умов  $T_w$ , через які здійснюється їх реєстрація, можна подати у вигляді:

$$T_w = \{time_n: time_n = 2 + 3(n - 1), 1 \leq n \leq 8\} |T_w| = 8.$$

Підтримка коректності процесу витягу та зберігання інформації полягає в обробці виключних ситуацій шляхом верифікації цілісності отримуваних даних, контролю запису метеорологічних показників до бази даних та забезпечення стабільного підключення до сайту прогнозу погоди.

Парсер запускається та виконує свої дії з обробки інформації кожну останню годину тригодинного інтервалу прогнозу поточного дня. Цей процес підтримується

у фоновому режимі. Програмний модуль витягу даних працює в автоматичному режимі та не має інтерфейсу [76, 77, 78].

Інформація про рівень інсоляції та опади надходить у якісних характеристиках описаних лінгвістичними змінними, такими як «ясно», «слабка хмарність», «хмарність», «сильна хмарність». Крім того, ці дані відзначаються додатковою нерівномірністю у відповідності до різних періодів (добі, місяця, сезону). Для подальшого використання необхідно визначити їх кількісні значення [79].

Для представлення у відносних величинах дані про інсоляцію для відповідної географічної зони за відповідний період пропонуємо ділити на значення відповідної максимальної потужності. В [80] Україна розділена на чотири зони, залежно від річного значення інсоляції (в I зоні інсоляція дорівнює  $1350 \text{ кВт}\cdot\text{год}/\text{м}^2$ , у II зоні -  $1250 \text{ кВт}\cdot\text{год}/\text{м}^2$ , у III зоні -  $1150 \text{ кВт}\cdot\text{год}/\text{м}^2$ , у IV зоні -  $1000 \text{ кВт}\cdot\text{год}/\text{м}^2$ ). У відносних величинах також пропонуємо представляти періоди часу спостереження інсоляції. Це дає можливість коректно порівнювати відносну величину інсоляції для різних місяців.

У таблиці 2.1 приведені погодинні дані про інсоляцію по місяцям згідно [81].

Таблиця 2.1 - Значення погодинної інсоляції протягом року  $\text{кВт}\cdot\text{год}/\text{м}^2$

Години/ Місяць	Січень	Лютий	Березень	Квітень	Травень	Червень	Липень	Серпень	Вересень	Жовтень	Листопад	Грудень
5:00:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6:00:00	0,0	0,0	0,2	0,6	10,0	20,5	8,2	1,0	0,2	0,0	0,0	0,0
7:00:00	0,0	0,0	7,7	24,2	77,9	101,2	58,5	33,6	7,4	0,1	0,0	0,0

## Продовження таблиці 2.1

Години/ Місяць	Січень	Лютий	Березень	Квітень	Травень	Червень	Липень	Серпень	Вересень	Жовтень	Листопад	Грудень
8:00:00	0,1	0,5	47,8	112,4	188,8	217,7	147,3	137,1	71,5	16,6	0,7	0,0
9:00:00	3,5	20,6	135,8	231,1	316,3	347,4	246,4	265,4	186,8	84,0	19,1	2,7
0:00:00	33,5	75,9	239,0	356,7	435,2	480,3	347,3	385,3	312,3	163,9	62,1	31,0
11:00:00	82,6	137,2	330,3	466,4	555,9	591,1	453,0	495,7	425,0	247,8	113,4	74,0
12:00:00	120,6	192,3	403,3	533,8	646,4	677,6	548,1	597,0	500,7	306,0	149,3	108,9
13:00:00	138,7	227,4	418,7	570,8	679,4	711,5	605,9	636,5	557,2	339,1	166,7	130,9
14:00:00	137,8	236,1	397,4	581,2	671,5	714,4	644,8	619,6	545,3	335,6	169,2	126,1
15:00:00	117,7	214,8	361,1	564,9	639,6	627,3	640,7	580,3	508,9	294,2	141,4	102,0
16:00:00	82,5	171,7	288,2	471,8	565,1	535,3	592,1	504,1	412,5	216,2	98,2	64,1
17:00:00	35,8	105,3	199,5	346,5	445,3	433,7	523,2	390,4	292,9	119,1	36,6	18,8
18:00:00	3,7	30,7	86,7	213,1	307,7	317,5	432,2	259,2	146,0	24,9	2,5	0,4
9:00:00	0,0	1,6	14,7	92,6	164,5	193,8	315,4	133,1	37,5	1,5	0,0	0,0
20:00:00	0,0	0,0	0,2	14,1	50,3	81,8	195,6	31,0	1,5	0,0	0,0	0,0
21:00:00	0,0	0,0	0,0	0,0	2,6	12,5	113,6	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0
22:00:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	79,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23:00:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	47,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
за день	756,5	1414,1	2930,8	4580	5756	6063	6058,7	5469	4006,0	2148	959,2	658,8
За місяць	23,5	39,6	90,9	137,4	178,5	181,9	187,7	167,2	120,2	66,6	28,8	20,4

В таблиці 2.2 наведені результати перерахунку шляхом ділення погодинних даних інсоляції кожного місяця на максимум для 13:00 години. Хоча у лютому, квітні, червні та липні цей максимум відповідає 14:00 годині, для розрахунків умовно обрано 13:00.

Таблиця 2.2 - Перераховані відносні показники інсоляції

Години/ Місяць	Січень	Лютий	Березень	Квітень	Травень	Червень	Липень	Серпень	Вересень	Жовтень	Листопад	Грудень
0,05	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
0,11	0,000	0,000	0,000	0,001	0,015	0,029	0,013	0,002	0,000	0,000	0,000	0,000

## Продовження таблиці 2.2

Години / Місяць	Січень	Лютий	Березень	Квітень	Травень	Червень	Липень	Серпень	Вересень	Жовтень	Листопад	Грудень
0,16	0,000	0,000	0,018	0,042	0,115	0,142	0,097	0,053	0,013	0,000	0,000	0,000
0,21	0,001	0,002	0,114	0,197	0,278	0,306	0,243	0,215	0,128	0,049	0,004	0,000
0,26	0,025	0,091	0,324	0,405	0,466	0,488	0,407	0,417	0,335	0,248	0,115	0,021
0,32	0,242	0,334	0,571	0,625	0,641	0,675	0,573	0,605	0,560	0,483	0,372	0,237
0,37	0,595	0,604	0,789	0,817	0,818	0,831	0,748	0,779	0,763	0,731	0,680	0,565
0,42	0,870	0,846	0,963	0,935	0,951	0,952	0,905	0,938	0,898	0,902	0,895	0,832
0,47	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
0,53	0,994	1,038	0,949	1,018	0,988	1,004	1,064	0,974	0,979	0,990	1,015	0,963
0,58	0,849	0,945	0,862	0,990	0,941	0,882	1,058	0,912	0,913	0,868	0,848	0,779
0,63	0,595	0,755	0,688	0,827	0,832	0,752	0,977	0,792	0,740	0,638	0,589	0,490
0,68	0,258	0,463	0,477	0,607	0,655	0,610	0,863	0,613	0,526	0,351	0,220	0,144
0,74	0,027	0,135	0,207	0,373	0,453	0,446	0,713	0,407	0,262	0,073	0,015	0,003
0,79	0,000	0,007	0,035	0,162	0,242	0,272	0,521	0,209	0,067	0,004	0,000	0,000
0,84	0,000	0,000	0,001	0,025	0,074	0,115	0,323	0,049	0,003	0,000	0,000	0,000
0,89	0,000	0,000	0,000	0,000	0,004	0,018	0,188	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000
0,95	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,132	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
0,05	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,078	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Результати таблиці 2.2 представлені на рисунку 2.3 у вигляді графіків відносної інсоляції, на яких номер ряду відповідає номеру місяця в році. У свою чергу, відносний час визначався за значенням максимальної тривалості інсоляції кожного місяця впродовж року, що дорівнює 18-ти годинам.

Також для відповідності між лінгвістичними змінними, які характеризують рівень інсоляції в прогнозних значеннях, пропонуємо враховувати представлені у таблиці 2.3 значення максимальної відносної інсоляції.

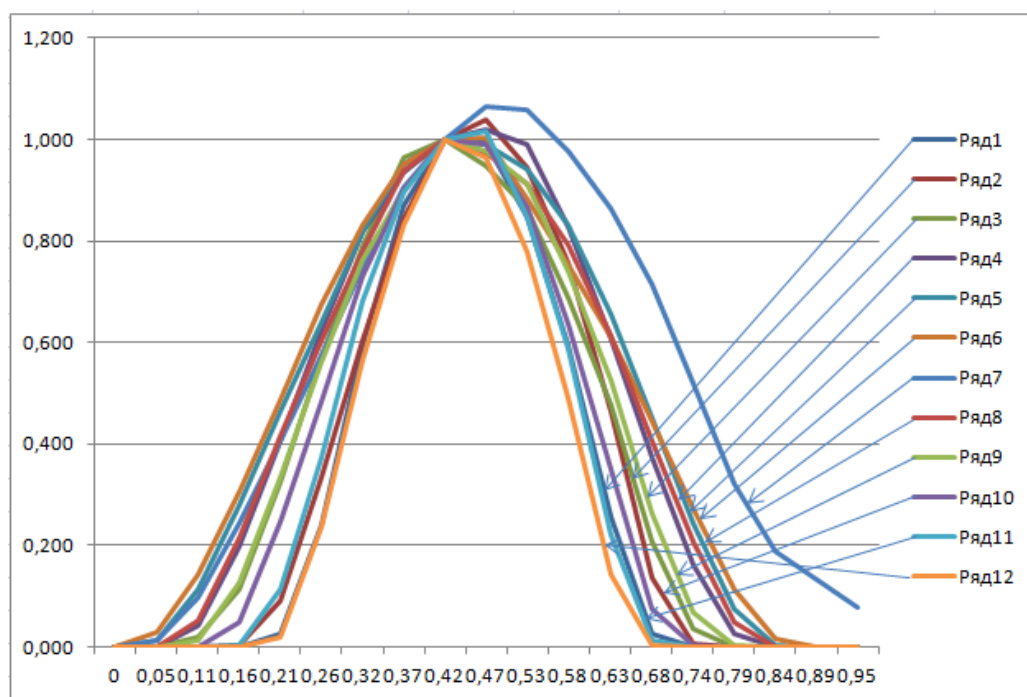


Рисунок 2.3 – Графіки відносної інсоляції

Таблиця 2.3 – Значення максимальної відносної інсоляції

Місяць	Ясно	Слабка хмарність	Сильна хмарність	Хмарність
Січень	0	0,0970	0,8063	0,6126
Лютий	0	0,0935	0,8130	0,6261
Березень	0	0,1017	0,7966	0,5931
Квітень	0	0,0835	0,8329	0,6658
Травень	0	0,0679	0,8641	0,7282
Червень	0	0,0713	0,8573	0,7146
Липень	0	0,0586	0,8828	0,7656
Серпень	0	0,0509	0,8982	0,7963
Вересень	0	0,0733	0,8534	0,7068
Жовтень	0	0,0860	0,8281	0,6561
Листопад	0	0,1119	0,7763	0,5525
Грудень	0	0,1072	0,7857	0,5713

Таким чином, запропоновано модель збору та попередньої обробки інформації, що описує процес збору даних в режимі реального часу, перевірку

відповідності між зібраними даними та характеристиками об'єкта спостереження, відсів помилкових даних, зберігання даних та оброблення зібраних даних для подальшого їх використання.

### 2.3 Модель визначення рівня генерації

Ефективний режим функціонування ГЕ є балансом між генерацією та споживанням електроенергії. Тому процес підтримки прийняття рішень полягає у визначенні такого балансу вибором з множини наявних альтернатив режимів електромережі. Першим етапом формування множини альтернатив режимів електромережі є знаходження можливого рівня генерації електроенергії ВДЕ при прогнозованих кліматичних умовах з урахуванням операційної логіки роботи ГЕ [2].

Об'єктом даного дослідження є гібридна енергетична мережа, в якій для генерування електроенергії використовуються два взаємодоповнюючі ВДЕ вітру та сонця (рисунок 2.4).

Операційна логіка роботи електромережі відбувається у наступній послідовності: визначається сумарна згенерована потужність від сонячних панелей та вітрових турбін у визначений інтервал часу, також визначається потреба в електроенергії у споживача у даний інтервал часу. Також визначається яке з відновлювальних джерел має найбільшу продуктивність при заданих кліматичних умовах. Якщо кількість згенерованої електроенергії більша ніж необхідно для споживання, то надлишок невикористаної електроенергії направляється для зберігання у АБ. Якщо АБ повністю заряджена, то залишки продаються у зовнішню мережу. При недостатньому рівні генерації живлення пропонується від АБ до досягнення рівня заряду 50% від загальної ємності акумулятора [82]. Мінімальний заряд акумулятора зберігається для підтримки електрозабезпечення при виникненні позаштатних ситуацій. Розгляд таких ситуацій не входить у задачу даного дослідження. Основним принципом оперативної логіки є дотримання

балансу між генерацією та споживанням в автономному режимі без залучення електроенергії з зовнішньої електромережі.

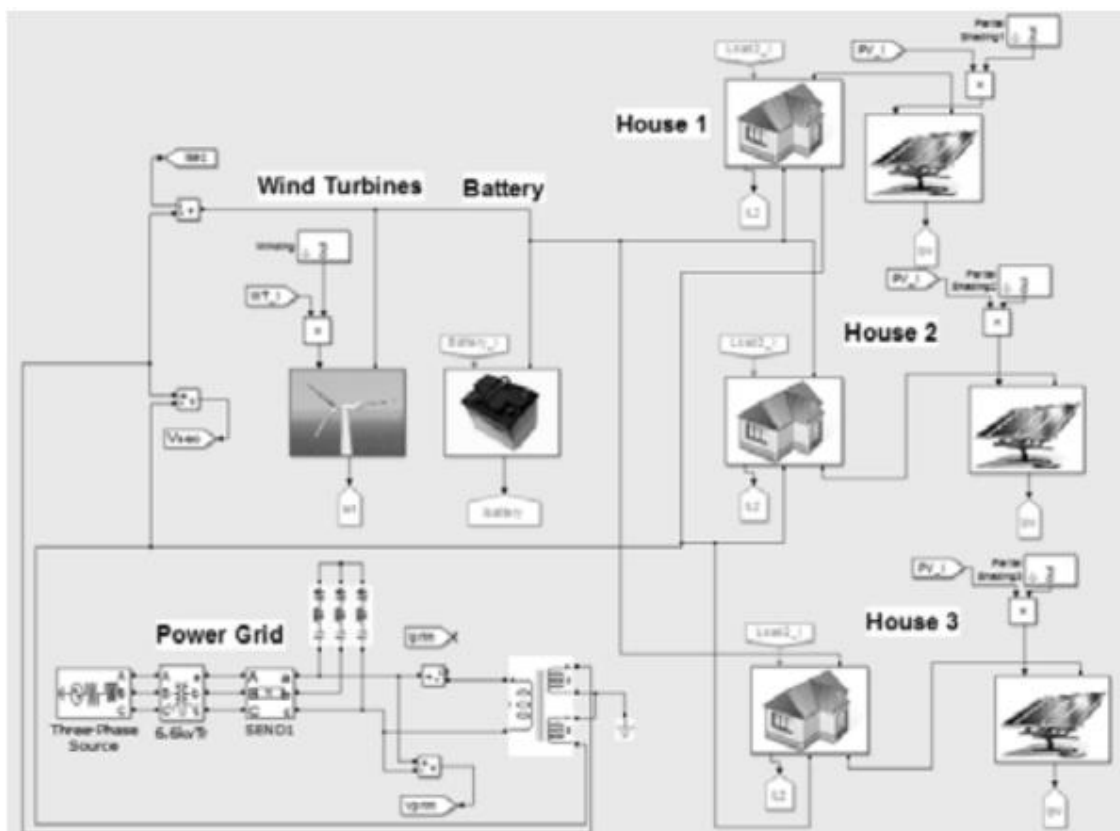


Рисунок 2.4 - Схема роботи мережі, виконана у Simulink

Наведемо математичну модель, яка визначає прогнозний рівень генерації в залежності від метеорологічних умов.

### 2.3.1 Оцінка потужності вітроустановки

При оцінці потужності ВЕУ врахуємо наступні фактори: швидкість вітру, температура повітря та аеродинамічні характеристики вітроротору. Відповідно до [83, 84] енергетичний потенціал вітрової енергії визначається як:

$$Pw(t) = \rho(T) \times S_v \times C_p(\lambda, V) \times V^3(t),$$

де  $S_v$  – площа охоплення вітроротору,  $m^2$ ;

$C_p(\lambda, V)$  – коефіцієнт використання енергії вітру, який залежить від швидкохідності ротору  $\lambda$ ;

$t$  – час роботи вітроустановки, год.

Швидкохідність ротору  $\lambda = \omega r/V$ ;

$r$  – радіус ротора, м;

$\omega$  – кутова швидкість, рад/с;

$V$  – швидкість вітру, м/с;

Коефіцієнт використання енергії вітру  $C_p(\lambda, V)$  також залежить від швидкості вітру [83]:

$$C_p(\lambda, V) = 1,14\left(\frac{9,47}{\lambda} - 1\right)e^{-\frac{f(V)}{\lambda}},$$

де  $f(V) = 0,003869V^2 - 0,128V + 6,627$ .

Густина повітря не є константою та залежить від температури повітря  $T$ :

$$\rho(T) = 0,00001661T^2 - 0,004764T + 1,2924.$$

Оцінка енергетичного потенціалу відбувається з періодичністю кожні три години, крім того температура повітря та швидкість вітру для розрахунків задається інтервалами значень. Тому для подальшого використання у процесі підтримки прийняття рішень потужність генерації від вітроустановки подається у вигляді інтервалів значень, які апроксимуються нечітким трикутним числом.

### 2.3.2 Оцінка потужності СБ

Електричні параметри СБ мають залежність від зовнішніх метеорологічних показників у вигляді освітленості та температури. Крім того, на ці параметри впливають конструктивні фактори: матеріали, розміри, кількість фотоелементів, наявність тепловідводу чи концентраторів тощо. Вищевказані параметри характеризуються деякою невизначеністю. Так, освітленість та температура належать до метеоумов, які несуть в собі невизначеність. Окрім того, ці характеристики дещо нерівномірні по площині СБ, яку складно виміряти та існує



певна похибка вимірювання. Також, при їх виготовленні на конструктивні параметри впливає якість технологічного процесу.

Локальним контролером заряду-розряду, зазвичай, здійснюється забезпечення максимального відбору потужності від СБ, що перерозподіляється між АБ та навантаженням. У зв'язку з цим, з точки зору системи прийняття рішень, математичною моделлю СБ повинна описуватись залежність максимальної потужності СБ від конструктивних та зовнішніх метеофакторів. Також, було б бажаним, щоб цією моделлю враховувалась невизначеність вхідної інформації. Доцільно розкриття невизначеності подібного роду здійснювати у рамках нечіткого підходу.

Для опису функціонування СБ в складі ГЕ необхідна математична модель її вольт-амперної характеристики (ВАХ) [6].

Традиційний підхід до побудови ВАХ СБ заснований на використанні ВАХ окремого фотоелемента [6, 85, 86 87]. Поширеність такого підходу пояснюється тим, що дослідження характеристик фотоелементів є відносно нескладним. Але, при розрахунку СБ великих площ виникають труднощі у визначенні різних втрат за рахунок неідентичності фотоелементів, за рахунок комутації фотоелементів, за рахунок нерівномірності температури і освітленості СБ тощо. Зазвичай ці втрати враховують введенням різних коефіцієнтів, як наприклад в [88, 89]. Детальні дослідження в напрямку визначення втрат в СБ призводять до значного ускладнення математичної моделі ВАХ, як наприклад в [90].

У зв'язку з цим доцільним видається такий підхід, при якому ВАХ СБ будується не на основі ВАХ одиничних фотоелементів, а на основі ВАХ невеликих панелей СБ, що складаються з декількох груп фотоелементів. Таким простим способом можна врахувати інтегрально втрати за рахунок неідентичності фотоелементів, за рахунок комутації фотоелементів в групах і за рахунок комутації груп.

З аналізу літературних джерел [6, 89] видно, що опис режимів функціонування групи фотоелементів зводиться до побудови вольт-амперної характеристики, що враховує взаємозв'язок вихідних параметрів (струм, напруга) і

зовнішніх умов функціонування (освітленість, температура). Світлова вольт-амперна характеристика одного фотоелемента спрощено описується виразом вигляду [6]

$$I = I_{кз} - k_1 \exp(k_2(U - U_{xx})), \quad (2.2)$$

де  $I$  - сила струму фотоелемента;

$I_{кз}$  - сила струму короткого замикання;

$U$  - напруга фотоелемента;

$U_{xx}$  - напруга холостого ходу.

Цей вираз можна взяти за основу для опису ВАХ групи фотоелементів.

$k_1$  і  $k_2$  - коефіцієнти, що визначаються з умови проходження ВАХ через характерні точки: короткого замикання, холостого ходу і оптимальну точку (сила струму  $I_{opt}$  і напруга  $U_{opt}$  при максимальній потужності), тобто ці умови для групи фотоелементів можна записати у вигляді

$$I_{zp} = \begin{cases} I_{кз} & \text{при } U_{zp} = 0; \\ 0 & \text{при } U_{zp} = U_{xx}; \\ I_{opt} & \text{при } U_{zp} = U_{opt}. \end{cases} \quad (2.3)$$

В силу перевизначення системи (2.3) коефіцієнт  $k_1$  може бути обчислений з виразу, аналогічного наведеному в [89]:

$$k_1 = I_{кз} U_{zp} / U_{xx}, \quad (2.4)$$

яке одночасно задовольняє двом умовам (2.3). Тепер з третьої умови (2.3) знаходимо

$$k_2 = \ln((I_{кз} - I_{opt}) / k_1) / (U_{opt} - U_{xx}). \quad (2.5)$$

Підставивши (2.4) і (2.5) в (2.2), отримаємо математичний опис ВАХ групи фотоелементів (ФЕ):

$$I_{zp} = I_{kз} \left\{ 1 - \frac{U_{zp}}{U_{xx}} \exp \left[ \frac{\ln \left( \left( 1 - \frac{I_{opt}}{I_{кз}} \right) \frac{U_{xx}}{U_{opt}} \right) (U_{zp} - U_{xx})}{(U_{opt} - U_{xx})} \right] \right\}. \quad (2.6)$$

Відповідно, отримаємо залежність для розрахунку потужності групи ФЕ

$$W_{zp} = I_{zp} \cdot U_{zp}. \quad (2.7)$$

Вхідні в (2.6) параметри  $I_{кз}$ ,  $U_{xx}$ ,  $I_{opt}$ ,  $U_{opt}$  залежать від освітленості і температури. Вид цих залежностей визначався за результатами обробки даних експерименту.

Знаючи розміри груп ФЕ, які використовуються в конкретній СБ, можна розрахувати для неї вольт-амперну і вольт-ватну характеристики, скорегувавши основні електричні параметри, що входять в (2.6) і (2.7) наступним чином.

$$\begin{aligned} U_{zp1} &= U_{zp} \frac{l}{0,12}, \\ I_{кз1} &= I_{кз} \frac{d}{0,336}, \\ U_{xx1} &= U_{xx} \frac{l}{0,12}, \\ I_{opt1} &= I_{opt} \frac{d}{0,336}, \\ U_{opt1} &= U_{opt} \frac{l}{0,12}, \end{aligned} \quad (2.8)$$

де  $l$  - розмір групи ФЕ, що визначає кількість послідовно з'єднаних ФЕ в групі,

$d$  - розмір групи ФЕ, що визначає кількість паралельно з'єднаних ФЕ.

У спрощеному варіанті можна визначити характеристики СБ в цілому, прийнявши в якості  $l$  і  $d$  в (2.8) відповідні розміри батареї.

При використанні наведеної математичної моделі СБ в балансових розрахунках ГЕ в якості вихідних даних по освітленості і температурі передбачається використовувати прогнози моделі інтегрального плану, як наприклад наведені в [89]. А для задач оперативного управління – дані короткострокового метеопрогнозу, у нашому випадку прогнозу на кожні три години доби.

Запропоновані залежності дають можливість розрахувати ВАХ для СБ з будь-якими площинами. Представлена математична модель дозволяє розрахувати ВАХ СБ наземного розташування з простою системою орієнтації на Сонце з середньо модульної відносною похибкою не більше 3,3%, що прийнятно в балансових розрахунках, а також в задачах оперативного управління та підтримки прийняття рішень.

Опис режимів функціонування групи фотоелементів зводиться до побудови вольт-амперної характеристики, яка враховує взаємозв'язок вихідних параметрів (сила струму, напруга) і зовнішніх умов функціонування (освітленість, температура). Також враховуються умови проходження ВАХ через характерні точки: короткого замикання, холостого ходу і оптимальну точку (оптимальне значення сили струму  $I_{opt}$  і оптимальне значення напруги  $U_{opt}$  при максимальній потужності).

Пропонується максимальну потужність СБ описувати у вигляді трикутного нечіткого числа, а саме кортежем

$$P = \langle P_{mod}, P_{min}, P_{max} \rangle, \quad (2.9)$$

де  $P_{mod}$  – модальне значення,  $P_{min}, P_{max}$  – межі (ліва і права) інтервалу невизначеності.

Всі вищезгадані параметри, які прямо не можна визначити і навіть невідомі параметри, інтегрально потрапляють до меж невизначеності.

З метою врахування у залежностях  $P_{mod}$ ,  $P_{min}$ ,  $P_{max}$ , зовнішніх та конструктивних факторів, оброблено експериментальні дані [6]. Зазначені експерименти проводились саме для того, щоб з'ясувати вплив факторів, які є невизначеними, на електричні характеристики СБ. Проведено дослідження в діапазонах температури від 12 до 70°C та освітленості від 550 до 1260 Вт/м<sup>2</sup> для 16 наборів сонячних елементів з площиною 0,0403 м<sup>2</sup>.

У зазначених групах елементів були зкомутовані фотоелементи з різними розмірами, щоб врахувати невизначеності цього роду. При цьому, по площині груп встановлювалась нерівномірність освітленості на рівні  $\pm 3\%$  від середньої, а температури – в межах  $\pm 1^\circ\text{C}$ . Поряд з точкою максимальної потужності зареєстровано кілька точок режиму вольт-амперної характеристики, щоб врахувати похибку контролера, яким забезпечується регулювання максимального відбору потужності від СБ. З метою обробки пропонується застосування нечіткого регресійного аналізу з такими критеріями якості, як ступінь невизначеності та ступінь співпадіння.

В результаті обробки даних експерименту були отримані залежності, які входять до нечіткої моделі (2.9) (рисунок 2.5) у наступному вигляді:

$$\begin{aligned} P_{mod} &= (0,0901 E + 0,0873 T - 0,00032 E T) S_{pv}, \\ P_{min} &= (0,0876 E + 0,0499 T - 0,00027 E T) S_{pv}, \\ P_{max} &= (0,0918 E + 0,1055 T - 0,00035 E T) S_{pv}. \end{aligned} \quad (2.10)$$

Потужність СБ можна описати нечітким кортежем  $P$ , де  $P_{min} < P_{mod} < P_{max}$ , функція належності  $\mu_P(x)$  якого:

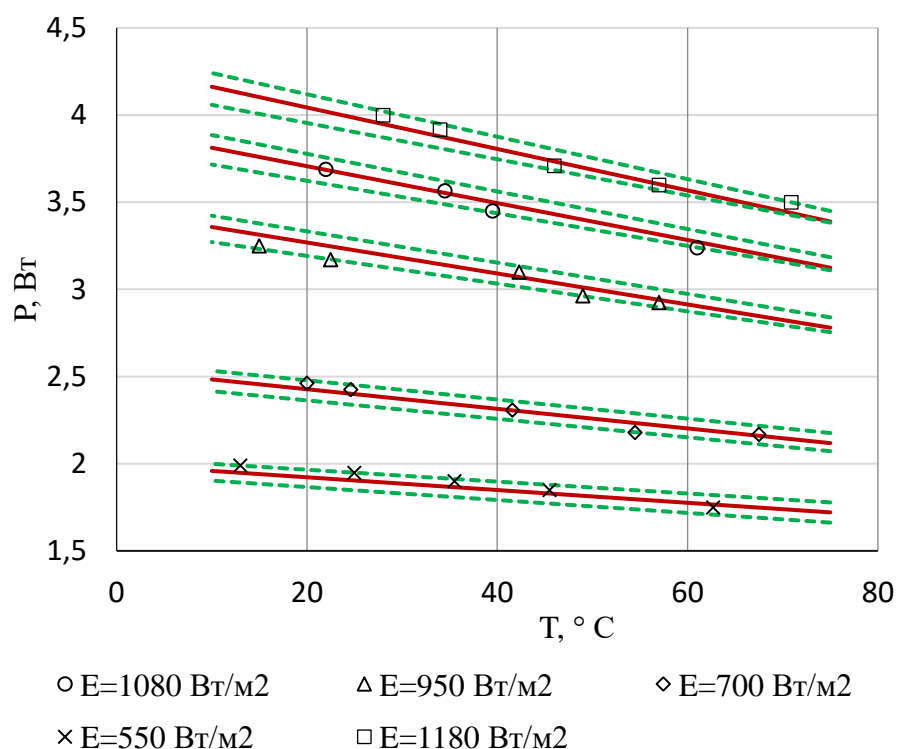


Рисунок 2.5 – Результати обробки даних експерименту нечітким регресійним аналізом

$$\mu_P(x) = \frac{x - P_{min}}{P_{mod} - P_{min}}, x \in [P_{min}, P_{mod}];$$

$$\mu_P(x) = \frac{P_{max} - x}{P_{max} - P_{mod}}, x \in [P_{mod}, P_{max}];$$

$$\mu_P(x) = 0, x \notin [P_{min}, P_{max}],$$

де довільне число  $x \in [P_{min}, P_{mod}]$  можна представити  $x = P_{min} + \alpha(P_{mod} - P_{min})$ , а довільне  $x \in [P_{mod}, P_{max}]$  у вигляді  $x = P_{max} - \alpha(P_{max} - P_{mod})$ ,

$\alpha \in [0,1]$  є заданим рівнем міри належності довільного числа  $x$  нечіткій множині  $P$ .

Середня ступінь співпадіння залежностей (2.9) становить 0,32, а, в свою чергу, середня ступінь невизначеності не більша, ніж 0,11. Вказані параметри відповідають  $MAPE = 1,1\%$  при потраплянні всіх даних експерименту до меж інтервалу нечіткості.

В залежностях (2.10)  $S_{pv}$  – це загальна площа СБ, які є складовими гібридної системи електропостачання. При використанні у цьому виразі прогнозних даних замість результатів оперативних вимірів  $T$  – температури,  $E$  – освітленості, його потрібно скоригувати відповідно до принципу узагальнення Заде та врахувати похибку прогнозу.

У моделі (2.10) використовуються дані про прогнозу інсоляцію за відповідний операційний період (кожні три години на добу) виражені у відносних величинах з врахуванням їх рівня лінгвістичної невизначеності, як це описано у розділі 2.2. Для розробки прогнозу моделі генерації від СБ використовуються дані, наведені в таблиці 2.2, 2.3. Значення інсоляції в таблиці 2.2 та 2.3 усереднені по місяцях протягом року та несуть певну невизначеність, яка може бути розкрита за допомогою апарату нечіткої регресії.

Пропонується будувати нечітку прогнозу модель, яка дозволяє отримувати значення інсоляції у вигляді нечіткого числа з трикутною функцією приналежності, тобто у вигляді кортежу

$$E = \langle E_{\text{mod}}, E_{\text{max}}, E_{\text{min}} \rangle,$$

де  $E_{\text{mod}}$  - модальне значення трикутного числа,  $E_{\text{max}}$ ,  $E_{\text{min}}$  - максимальне і мінімальне значення, що обмежують базову множину нечіткого числа.

Вочевидь ці параметри залежать від руху Землі по орбіті навколо Сонця і від обертання Землі навколо власної осі.

Побудова регресійних залежностей розділено на два етапи.

Перший етап – побудова залежностей для максимальної добової інсоляції протягом року, що корелює з рухом Землі навколо Сонця по орбіті. Для цього з таблиці 2.4 виділені значення максимальної середньомісячної інсоляції. Для отримання моделі регресійних залежностей обрано синусоїдальну функцію виду

$$E_i^m = a_{ei} + b_{ei} \sin(d_{ei}m - c_{ei}), \quad (2.11)$$

де  $a_{ei}, b_{ei}, c_{ei}, d_{ei}$  - коефіцієнти регресії,  $m$  – номер місяця, індекс  $i$  приймає значення  $mod, max, min$ .

В результаті обробки даних отримано коефіцієнти регресії, які наведено в таблиці 2.4

Таблиця 2.4 Отримані коефіцієнти регресії для залежності (2.11)

$a_e$	$b_e$	$c_e$	$d_e$	$i$
385,2	335,757	1,275	4,969	<i>mod</i>
384,2	355,724	1,151	4,687	<i>max</i>
349,8	333,199	1,206	4,885	<i>min</i>

Вид залежностей (2.11) показано на рисунку 2.6.

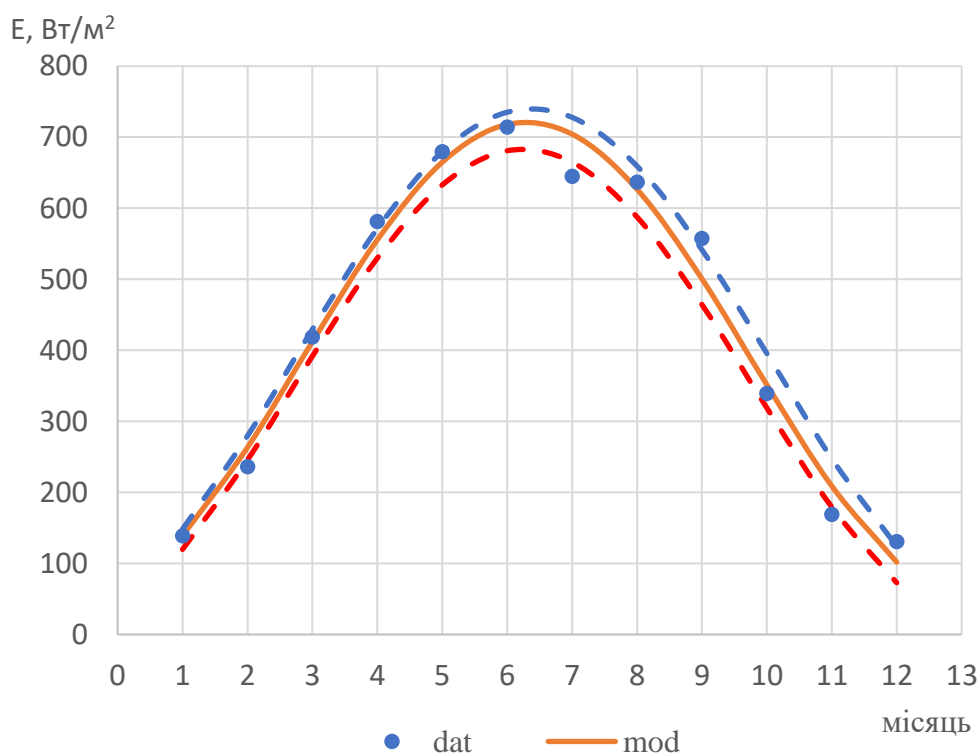


Рисунок 2.6 – Зміна максимальної середньомісячної інсоляції протягом року

На другому етапі розроблено залежності, що описують зміну інсоляції протягом доби. За основу для розробки виду регресійної залежності обрано криву Гауса виду



$$E_i = E_i^m \exp\left(-\frac{(h-n_i)^2}{2r_i^2}\right), \quad (2.12)$$

де  $h$  – час протягом доби, в одиницях часток доби,

$n$ ,  $r$  – коефіцієнти регресії.

Результати обробки наведено в таблиці 2.5 і на рисунку 2.7

Таблиця 2.5 Отримані коефіцієнти регресії для залежності (2.12)

$n$	$r$	$i$
0,562014	0,11798	<i>mod</i>
0,562014	0,124167	<i>max</i>
0,562014	0,105833	<i>min</i>

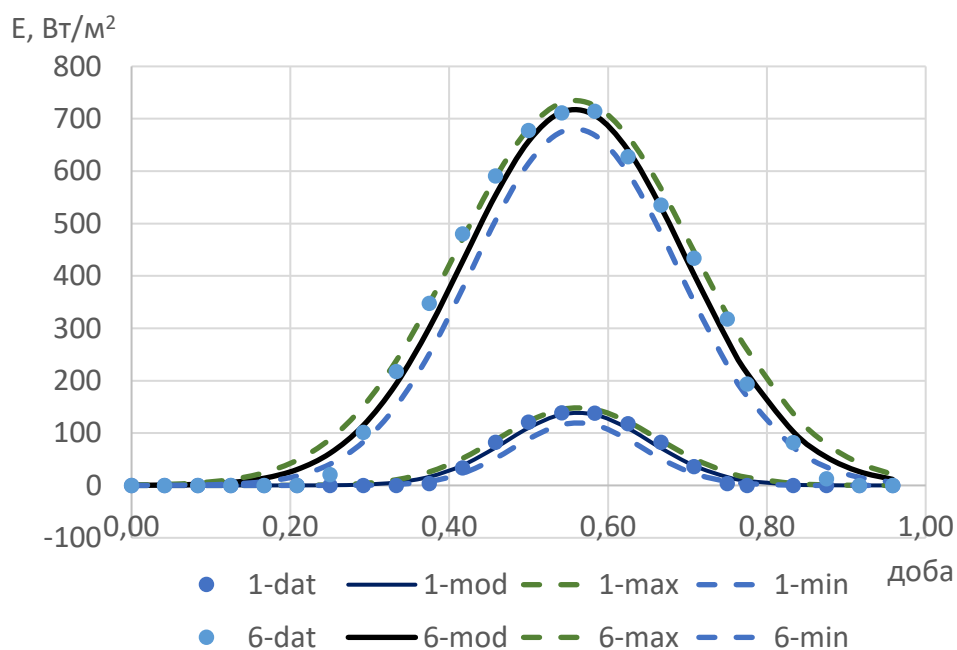


Рисунок 2.7 – Зміна інсоляції протягом доби для середини січня (1) і червня (6)

Підставивши (2.11) в (2.12), з урахуванням даних таблиці 2.4, 2.5 отримаємо поверхню, що представляє собою нечіткий прогноз інсоляції протягом року (рисунок 2.8). Оцінку похибки прогнозу модальної складової нечіткої моделі за

показником МАРЕ склала 20,7%. Середня ступінь невизначеності склала 4,15. Середня ступінь співпадіння 0,48.

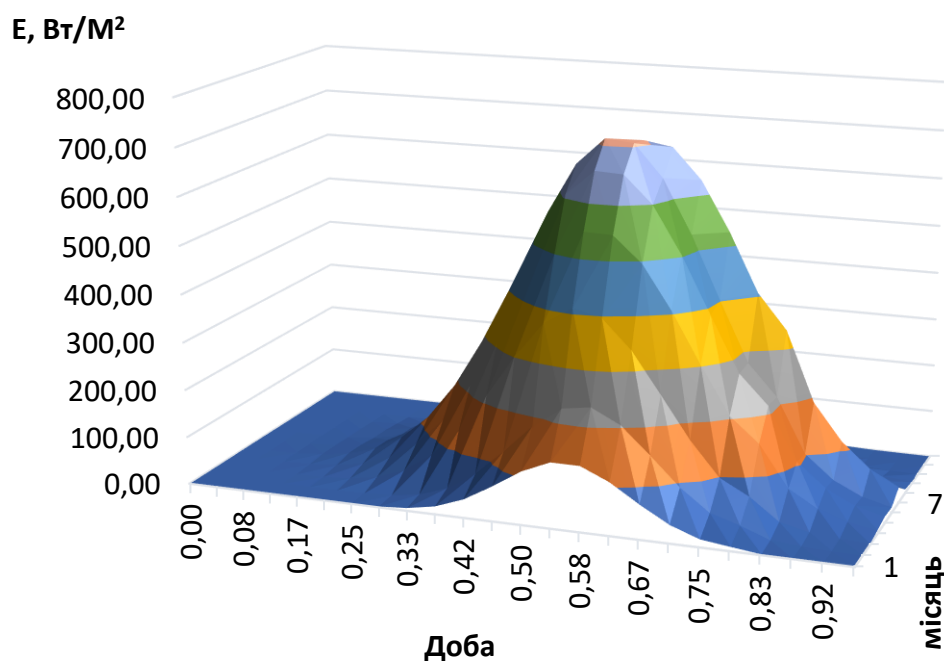


Рисунок 2.8 – Зміна інсоляції протягом року

Аналогічний підхід застосовано і до побудови нечіткої прогнозної моделі денної температури повітря, яка входить у вираз (2.10). Зміна денної температури протягом року залежить від руху Землі по орбіті навколо Сонця. Тому також за основу для розробки нечіткої прогнозної моделі обрано синусоїдальну функцію виду

$$T_i = a_{ti} + b_{ti} \sin(d_{ti}m - c_{ti}), \quad (2.13)$$

де  $a_{ti}, b_{ti}, d_{ti}, c_{ti}$  - коефіцієнти регресії,  $m$  – номер місяця, індекс  $i$  приймає значення  $mod, max, min$ .

В результаті обробки даних отримано коефіцієнти регресії, які наведено в таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 Отримані коефіцієнти регресії для залежності (2.12)

$a_t$	$b_t$	$c_t$	$d_t$	$i$
11,85	16,16	1,942	5,554	mod
10,77	15,98	2,187	5,874	min
13,61	16,02	1,832	5,369	max

Для обробки використано дані досліджень температури повітря з метеорологічного сайту за 2016, 2017, 2018 роки. Середня ступінь співпадіння залежностей (2.12) становить 0,17, а середня ступінь невизначеності не більша, ніж 0,8. Ці параметри відповідають  $MAPE = 21,1\%$  при потраплянні всіх давних експерименту до меж інтервалу нечіткості.

Вид залежностей (2.13) показано на рисунку 2.9.

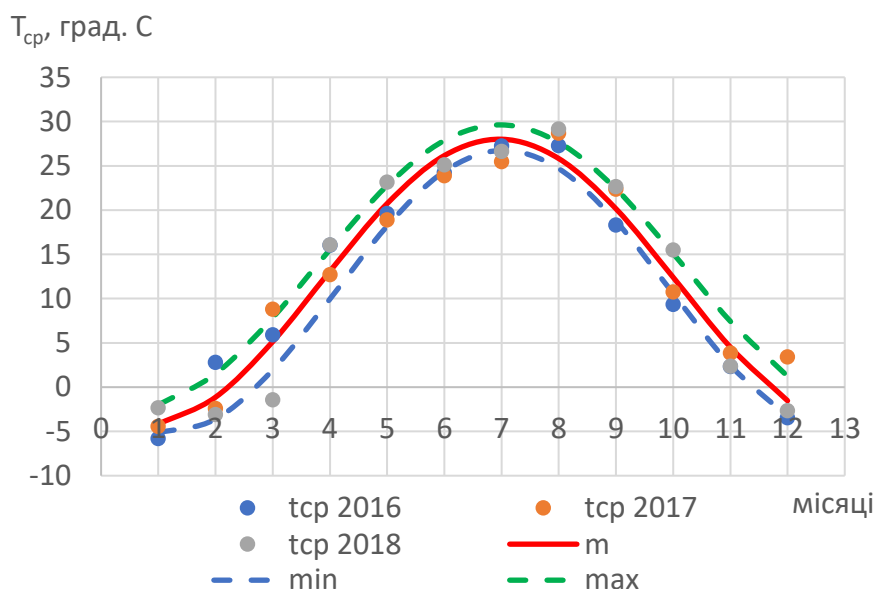


Рисунок 2.9 – Зміна середньомісячної денної температури протягом року

Оскільки варіація потужності СБ протягом світлового дня в залежності від температури знаходиться в межах інтервалу невизначеності (рисунок 2.5), то для врахування впливу температури на потужність СБ достатньо залежності (2.13).

Таким чином згідно узагальненим операціям Заде залежності (2.9), що складають прогнозну модель (2.10), з урахуванням (2.12) і (2.13) приймуть вид:

$$P_{mod} = (0,0901 E_{mod} + 0,0873 T_{mod} - 0,00032 E_{mod} T_{mod}) S_{pv},$$

$$P_{min} = (0,0876 E_{min} + 0,0499 T_{min} - 0,00027 E_{min} T_{min}) S_{pv},$$

$$P_{max} = (0,0918 E_{max} + 0,1055 T_{max} - 0,00035 E_{max} T_{max}) S_{pv},$$

Розроблена нечітка прогнозна модель потужності СБ може стати основою створення БЗ для СППР при управлінні ГЕ. Запропонована прогнозна модель певним чином враховує невизначеність, що пов'язана як з конструктивними і комутаційними впливами, та з впливами прогнозованих інсоляції і температури. Точність прогнозу в великій мірі залежить від степені невизначеності прогнозу інсоляції і температури повітря. Тому в розробленій моделі передбачена можливість використання як результатів прямих вимірювань інсоляції та температури, так і результати оперативного їх прогнозування.

### 2.3.3 Оцінка доступності електричної енергії від АБ

Ефективний режим енергозабезпечення буде лише в тому випадку, коли значення згенерованої енергії будуть переважати значення кількості енергії, яку можливо зберегти. У випадку недостатньої генерації від СБ та вітроустановок використовуються АБ, які забезпечують додаткове живлення за рахунок накопиченої енергії, отриманої у попередній період. АБ функціонують в режимі заряд-розряд. Це відбувається наступним чином: після того, як АБ зарядилася, вона відключається від джерел енергії і додаткове навантаження живиться за рахунок батареї. При досягненні рівня розряду батареї до 50% від її загальної ємності, вона знову підключається для заряду до генераторів ВДЕ. В цьому випадку ВДЕ, заряджаючи батарею, буде одночасно забезпечувати живлення зовнішнього навантаження. Кількість електроенергії в АБ залежить від поточного режиму, а саме від того чи в даний момент часу вона заряджається, чи розряджається.

Кількість електроенергії у АБ у режимі заряду за час  $t$  можна визначити залежністю [91]:

$$P_B(t) = P_B(t - 1) + (P_{Gen}(t) - P_L(t))\eta_B,$$

де  $P_{Gen}(t)$  – кількість згенерованої електроенергії від ВДЕ за відповідний час  $t$ , кВт × год;

$P_L(t)$  – кількість електроенергії, необхідної для живлення навантаження у час  $t$ , кВт × год;

$P_B(t - 1)$  – електроенергія в АБ, яка зберігалася за годину до часу  $t$ , кВт × год;

$\eta_B$  – зарядна ефективність АБ, %.

Кількість енергії  $P_B$  в АБ у режимі розряду за час  $t$ :

$$P_B(t) = P_B(t - 1) + (P_L(t) - P_{Gen}(t)).$$

Значення згенерованої енергії від ВДЕ розраховується протягом доби у кожний тригодинний інтервал часу. Також в цей інтервал часу визначається значення кількості доступної в АБ електроенергії. Зазначене зроблено для визначення режиму генерації та виявлення кількості енергії, яка є надлишковою та може бути передана у зовнішню мережу. Надлишки електроенергії будуть накопичуватися в АБ, доки кількість електроенергії в АБ не досягне свого можливого за ємністю максимуму  $P_{B\ max}$ , і тільки після цього надлишок згенерованої енергії буде направлено до загальної електромережі.

Значення кількості електроенергії  $EPG(t)$ , що доступна з АБ кожний тригодинний інтервал протягом доби можна визначити за формулою:

$$EPG(t) = P_{Gen}(t) - (P_L(t) + \frac{P_{B\ max} - P_{Gen}(t-1)}{\eta_B}), \quad (2.14)$$

де  $P_{B\ max}$  – максимальне значення енергії в АБ, цей параметр залежить від конструктивних особливостей АБ.

У подальших дослідженнях потужність АК представляється у вигляді нечіткого кортежу  $EPG$ , де  $EPG_{min} < EPG_{mod} < EPG_{max}$ .

У даному дослідженні максимальна глибина розряду АБ приймається рівною 50% від загального заряду акумулятора. Тобто не допускаються ситуації, коли

$EPG_{min}$  менше ніж  $0,5 EPG_{max}$ . Максимальне значення потужності акумулятора визначається за його паспортними даними та є фіксованою константою. Таким чином, робочий діапазон допустимої потужності АБ є фіксованим.

Для моделювання роботи ГЕ, наступним етапом цього дослідження, необхідно визначити модель споживання електроенергії користувачем.

## 2.4 Модель визначення рівня споживання електроенергії

В сучасних умовах для підтримки прийняття рішень при управлінні ГЕ важливе значення має створення моделі прогнозування споживання електричної енергії, що дозволить визначити ефективний режим функціонування ГЕ. Відомо, що електроспоживання носить випадковий характер і залежить від безлічі мінливих чинників (наприклад, навантаження споживачів, умов навколишнього середовища та ін.), Для вирішення зазначених завдань застосовуються методи, засновані на детермінованих і ймовірно-статистичних методах. Найпоширенішим методом на сьогоднішній день є регресійний аналіз.

У більшості випадках інформація про електроспоживання може неповною, або вона може мати інтервальний або нечіткий характер, тому застосування традиційних методів оцінки і прогнозування електроспоживання стає складною задачею за умов невизначеності та неповноти інформації. Отже задача побудови прогнозних моделей електроспоживання пов'язана з вирішенням проблеми невизначеності вхідної інформації. Одним із способів розв'язанням невизначеності є побудова прогнозних моделей на основі нечіткого регресійного аналізу, заснованого, на відміну від звичайного регресійного аналізу, не на теорії ймовірностей, а на теорії можливостей і теорії нечітких множин.

До теперішнього часу розроблено кілька нечітких методів побудови регресії, які можуть використовуватися при побудові прогнозних моделей електроспоживання.

По-перше, це нечіткий регресійний аналіз за критерієм мінімальної нечіткості. У роботах [92, 93] теоретично обґрунтовано його застосування. Цей

критерій не враховує внутрішню структуру оброблюваних нечітких даних. Коли це несуттєво, застосовується нечітка інтервальна регресія, зокрема при вирішенні прогнозних завдань в енергетиці [94, 95] або опису вхідних даних [96, 97]. Для більш точного прогнозу електроспоживання необхідно знати не тільки інтервал, а й структуру нечіткого значення всередині інтервалу.

По-друге, це нечіткий регресійний аналіз, комбінований з методом найменших квадратів (МНК). Він фігурує в двох варіантах: МНК за критерієм мінімальної нечіткості [92, 98] і МНК за критерієм максимальної сумісності [92, 99]. Для першого варіанту характерний наступний недолік: чим вище ступінь достовірності, тим вище нечіткість регресійній моделі. Як недолік другого варіанту можна відзначити, по-перше, чим вище бажана сумісність між даними і моделлю, тим більше нечіткий розкид, по-друге, рівняння центральної лінії відрізняється від звичайного рівняння регресії за методом найменших квадратів, по-третє, непопулярність внаслідок надмірної складності обчислень.

Ряд робіт присвячені методам визначення коефіцієнтів регресії. Найпростіше знаходяться коефіцієнти регресії в лінійних моделях [100, 101], цікавий також підхід до вирішення даного завдання для невеликих наборів нечітких вихідних даних [102]. Тут використовуються напрацювання методу найменших квадратів, а також методи лінійного програмування. Для нелінійних моделей застосовуються методи нелінійного програмування, в загальному вигляді описані в [103] і навіть еволюційні алгоритми [104]. У контексті завдання прогнозування електроспоживання можуть застосовуватися всі ці методи. Основна складність полягає в узгодженні двох таких суперечливих критеріїв, як мінімальна нечіткість моделі та максимальна сумісності даних і моделі. Вдале на наш погляд рішення даної задачі запропоновано в [105].

В нашому випадку необхідно отримати і дослідити регресійну залежність для довгострокового і короткострокового прогнозу електроспоживання користувача ГЕ. Вхідними даними є результати вимірів електроспоживання за попередній рік. Прогнозна залежність повинна давати можливість отримання добового графіка

електроспоживання для будь-якого дня місяця наступного року, а також оперативний прогноз на наступну добу з розбивкою на тригодинні інтервали.

Електроспоживання є циклічним процесом. На характеристики кожного з циклів впливає ряд внутрішніх та зовнішніх факторів. До перших з них можна віднести такі складно формалізовані в загальному вигляді, як кількість одиниць навантаження, вихідні та святкові дні тощо. Зовнішні ж пов'язані, наприклад, з сезонністю, кліматичними особливостями тощо. Фактори, пов'язані з позаштатними ситуаціями, як правило, не вносяться до задачі прогнозування [22].

Цикли за довжиною поділяються на добовий, тижневий, місячний, річний, кожен з яких, залежно від мети прогнозування, повинен бути відображений моделлю. На ступінь урахування внутрішніх і зовнішніх факторів впливають прогнозні цикли, для яких розробляється модель, тобто при довших циклах враховується більше факторів. Попередньо проведений аналіз дозволяє встановити, що чим довше прогнозний цикл, тим більше похибка прогнозування. Річною прогнозною моделлю враховується найбільша кількість факторів, але для добового прогнозу вона дає максимальну похибку.

У свою чергу, через обмежену кількість факторів, добова прогнозна модель, яка дає незначну похибку прогнозування на добу, при прогнозуванні на місячний чи річний діапазон часу має непомірно велику похибку.

Аналіз вхідних даних дозволяє встановити вид прогнозної залежності. Застосування поліноміального підходу, який є виправданим для задач інтерполяції, є недоцільним для прогнозних завдань. Тому необхідно розробити метод підбору оптимальної регресії, яка адекватно описує характер майбутнього споживання.

Аналіз добових графіків споживання електроенергії дозволяє дійти висновку про те, що споживання електроенергії є нерівномірним впродовж доби і поділяється на період фонових споживання, а також прослідковуються чітко виражені вечірній та ранковий піки. З огляду на це, доцільно будувати функцію прогнозу не як поліноміальну залежність, а як суперпозицію прямої для опису



фонового споживання ( $bg$ ) та кривих функції Гауса - для пікового електроспоживання ( $peak$ ).

Процес споживання електроенергії характеризується певною невизначеністю, у зв'язку з чим модель його прогнозу представимо в нечіткому вигляді. Миттєве електроспоживання апроксимується нечітким трикутним числом, яке описується кортежем  $W = \langle W^{mod}, W^{min}, W^{max} \rangle$ . Відповідно, добовий цикл електроспоживання можна описати функцією виду:

$$\begin{aligned} W(t) &= \langle W^{mod}(t), W^{min}(t), W^{max}(t) \rangle, \\ W^{mod}(t) &= W_{bg}^{mod}(t) + W_{1peak}^{mod}(t) + W_{2peak}^{mod}(t), \\ W^{min}(t) &= W_{bg}^{min}(t) + W_{1peak}^{min}(t) + W_{2peak}^{min}(t), \\ W^{max}(t) &= W_{bg}^{max}(t) + W_{1peak}^{max}(t) + W_{2peak}^{max}(t). \end{aligned} \quad (2.15)$$

де  $t$  – поточний час протягом доби.

Загальний графічний вигляд нечіткої прогнозу моделі наведено на рисунку:

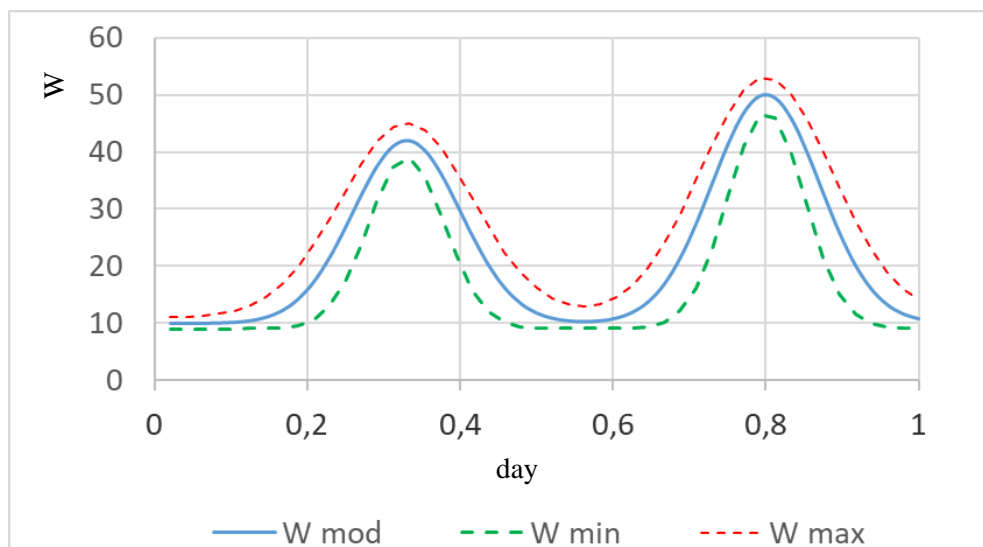


Рисунок 2.10 – Ілюстрація до побудови нечіткої прогнозу моделі електроспоживання протягом доби

Складові виразів (2.15) мають наступний функціональний вигляд:

$$\begin{aligned}
W_{bg}^{\text{mod}}(t) &= a_1 t + a_2; W_{bg}^{\text{min}}(t) = b_1 t + b_2; W_{bg}^{\text{max}}(t) = c_1 t + c_2; \\
W_{1\text{peak}}^{\text{mod}}(t) &= a_3 \cdot \exp(-(t - a_4)^2 / a_5); W_{1\text{peak}}^{\text{min}}(t) = b_3 \cdot \exp(-(t - b_4)^2 / b_5); \\
W_{1\text{peak}}^{\text{max}}(t) &= c_3 \cdot \exp(-(t - c_4)^2 / c_5); \\
W_{2\text{peak}}^{\text{mod}}(t) &= a_6 \cdot \exp(-(t - a_7)^2 / a_8); W_{2\text{peak}}^{\text{min}}(t) = b_6 \cdot \exp(-(t - b_7)^2 / b_8); \\
W_{2\text{peak}}^{\text{max}}(t) &= c_6 \cdot \exp(-(t - c_7)^2 / c_8).
\end{aligned} \tag{2.16}$$

Інформація про тижневі й річні цикли в інтегральному виді міститься в коефіцієнтах  $a_1 - a_8, b_1 - b_8, c_1 - c_8$ . Для визначення цих залежностей необхідно включити в процедуру нечіткого регресійного аналізу як аргументів номер дня тижня та номер тижня у році.

Необхідно звернути увагу, що річні цикли та, дещо меншою мірою, тижневі пов'язані із зовнішніми сезонними коливаннями, які є нелінійними за характером. Однак, попередній аналіз дозволив встановити, що поліноміальні моделі другого ступеня в цьому випадку є оптимальними. Тобто необхідно враховувати нелінійність тижневих циклів наступним чином:

$$\begin{aligned}
a_i &= a_{i1} d_n^2 + a_{i2} d_n + a_{i3}, \\
b_i &= b_{i1} d_n^2 + b_{i2} d_n + b_{i3}, \\
c_i &= c_{i1} d_n^2 + c_{i2} d_n + c_{i3}, \\
i &= \overline{1,8},
\end{aligned} \tag{2.17}$$

де  $d_n$  – номер відповідного дня в році.

Крім того, коефіцієнти, визначені у (2.17), пов'язані з номером тижня у році:

$$\begin{aligned}
a_{ij} &= a_{ij1} n^2 + a_{ij2} n + a_{ij3}, \\
b_{ij} &= b_{ij1} n^2 + b_{ij2} n + b_{ij3}, \\
c_{ij} &= c_{ij1} n^2 + c_{ij2} n + c_{ij3}, \\
i &= \overline{1,8}, j = \overline{1,3},
\end{aligned} \tag{2.18}$$

де  $n$  – номер тижня.

Підставивши (2.18) в (2.17) і далі в (2.16), одержимо добові прогнози залежності для будь-якого дня року, що враховують як добовий, так і тижневий, і річний цикли електроспоживання. Прогнозна модель має вигляд:

$$\begin{aligned}
W_{bg}^{\text{mod}}(t) &= [(a_{111}n^2 + a_{112}n + a_{113})d_n^2 + (a_{121}n^2 + a_{122}n + a_{123})d_n + \\
&+ (a_{131}n^2 + a_{132}n + a_{133})]t + (a_{211}n^2 + a_{212}n + a_{213})d_n^2 + \\
&+ (a_{221}n^2 + a_{222}n + a_{223})d_n + (a_{231}n^2 + a_{232}n + a_{233}) \\
W_{1\text{peak}}^{\text{mod}}(t) &= [(a_{311}n^2 + a_{312}n + a_{313})d_n^2 + (a_{321}n^2 + a_{322}n + a_{323})d_n + \\
&+ (a_{331}n^2 + a_{332}n + a_{333})] \cdot \exp(-(t - [(a_{411}n^2 + a_{412}n + a_{413})d_n^2 + \\
&+ (a_{421}n^2 + a_{422}n + a_{423})d_n + (a_{431}n^2 + a_{432}n + a_{433})])^2 / \\
&/ [(a_{511}n^2 + a_{512}n + a_{513})d_n^2 + (a_{521}n^2 + a_{522}n + a_{523})d_n + \\
&+ (a_{531}n^2 + a_{532}n + a_{533})]); \\
W_{2\text{peak}}^{\text{mod}}(t) &= [(a_{611}n^2 + a_{612}n + a_{613})d_n^2 + (a_{621}n^2 + a_{622}n + a_{623})d_n + \\
&+ (a_{631}n^2 + a_{632}n + a_{633})] \cdot \exp(-(t - [(a_{711}n^2 + a_{712}n + a_{713})d_n^2 + \\
&+ (a_{721}n^2 + a_{722}n + a_{723})d_n + (a_{731}n^2 + a_{732}n + a_{733})])^2 / \\
&/ [(a_{811}n^2 + a_{812}n + a_{813})d_n^2 + (a_{821}n^2 + a_{822}n + a_{823})d_n + \\
&+ (a_{831}n^2 + a_{832}n + a_{833})]);
\end{aligned} \tag{2.19}$$

$$\begin{aligned}
W_{bg}^{\text{min}}(t) &= [(b_{111}n^2 + b_{112}n + b_{113})d_n^2 + (b_{121}n^2 + b_{122}n + b_{123})d_n + \\
&+ (b_{131}n^2 + b_{132}n + b_{133})]t + (b_{211}n^2 + b_{212}n + b_{213})d_n^2 + \\
&+ (b_{221}n^2 + b_{222}n + b_{223})d_n + (b_{231}n^2 + b_{232}n + b_{233}) \\
W_{1\text{peak}}^{\text{min}}(t) &= [(b_{311}n^2 + b_{312}n + b_{313})d_n^2 + (b_{321}n^2 + b_{322}n + b_{323})d_n + \\
&+ (b_{331}n^2 + b_{332}n + b_{333})] \cdot \exp(-(t - [(b_{411}n^2 + b_{412}n + b_{413})d_n^2 + \\
&+ (b_{421}n^2 + b_{422}n + b_{423})d_n + (b_{431}n^2 + b_{432}n + b_{433})])^2 / \\
&/ [(b_{511}n^2 + b_{512}n + b_{513})d_n^2 + (b_{521}n^2 + b_{522}n + b_{523})d_n + \\
&+ (b_{531}n^2 + b_{532}n + b_{533})]); \\
W_{2\text{peak}}^{\text{min}}(t) &= [(b_{611}n^2 + b_{612}n + b_{613})d_n^2 + (b_{621}n^2 + b_{622}n + b_{623})d_n + \\
&+ (b_{631}n^2 + b_{632}n + b_{633})] \cdot \exp(-(t - [(b_{711}n^2 + b_{712}n + b_{713})d_n^2 + \\
&+ (b_{721}n^2 + b_{722}n + b_{723})d_n + (b_{731}n^2 + b_{732}n + b_{733})])^2 / \\
&/ [(b_{811}n^2 + b_{812}n + b_{813})d_n^2 + (b_{821}n^2 + b_{822}n + b_{823})d_n + \\
&+ (b_{831}n^2 + b_{832}n + b_{833})]);
\end{aligned} \tag{2.20}$$

$$\begin{aligned}
W_{bg}^{\max}(t) &= [(c_{111}n^2 + c_{112}n + c_{113})d_n^2 + (c_{121}n^2 + c_{122}n + c_{123})d_n + \\
&+ (c_{131}n^2 + c_{132}n + c_{133})]t + (c_{211}n^2 + c_{212}n + c_{213})d_n^2 + \\
&+ (c_{221}n^2 + c_{222}n + c_{223})d_n + (c_{231}n^2 + c_{232}n + c_{233}); \\
W_{1peak}^{\max}(t) &= [(c_{311}n^2 + c_{312}n + c_{313})d_n^2 + (c_{321}n^2 + c_{322}n + c_{323})d_n + \\
&+ (c_{331}n^2 + c_{332}n + c_{333})] \cdot \exp(-(t - [(c_{411}n^2 + c_{412}n + c_{413})d_n^2 + \\
&+ (c_{421}n^2 + c_{422}n + c_{423})d_n + (c_{431}n^2 + c_{432}n + c_{433})])^2 / \\
&/ [(c_{511}n^2 + c_{512}n + c_{513})d_n^2 + (c_{521}n^2 + c_{522}n + c_{523})d_n + \\
&+ (c_{531}n^2 + c_{532}n + c_{533})]); \\
W_{2peak}^{\max}(t) &= [(c_{611}n^2 + c_{612}n + c_{613})d_n^2 + (c_{621}n^2 + c_{622}n + c_{623})d_n + \\
&+ (c_{631}n^2 + c_{632}n + c_{633})] \cdot \exp(-(t - [(c_{711}n^2 + c_{712}n + c_{713})d_n^2 + \\
&+ (c_{721}n^2 + c_{722}n + c_{723})d_n + (c_{731}n^2 + c_{732}n + c_{733})])^2 / \\
&/ [(c_{811}n^2 + c_{812}n + c_{813})d_n^2 + (c_{821}n^2 + c_{822}n + c_{823})d_n + \\
&+ (c_{831}n^2 + c_{832}n + c_{833})]);
\end{aligned} \tag{2.21}$$

Таким чином, процес побудови виду залежностей для прогнозу електроспоживання з урахуванням усіх циклів завершених.

Рівняння (2.19-2.21) можна записати компактніше, використавши матричну алгебру. Для цього введемо наступні позначення:

$$\begin{aligned}
a_i &= D^T \times A_i \times N; \quad b_i = D^T \times B_i \times N; \quad c_i = D^T \times C_i \times N; \\
i &= \overline{1,8},
\end{aligned} \tag{2.22}$$

де -  $A_i$ ,  $B_i$ ,  $C_i$  - матриці коефіцієнтів регресії.

$$A_i = \begin{vmatrix} a_{i11} & a_{i12} & a_{i13} \\ a_{i21} & a_{i22} & a_{i23} \\ a_{i31} & a_{i32} & a_{i33} \end{vmatrix}; \quad B_i = \begin{vmatrix} b_{i11} & b_{i12} & b_{i13} \\ b_{i21} & b_{i22} & b_{i23} \\ b_{i31} & b_{i32} & b_{i33} \end{vmatrix}; \quad C_i = \begin{vmatrix} c_{i11} & c_{i12} & c_{i13} \\ c_{i21} & c_{i22} & c_{i23} \\ c_{i31} & c_{i32} & c_{i33} \end{vmatrix}.$$

$$N = \begin{vmatrix} n^2 \\ n^1 \\ n^0 \end{vmatrix} - \text{вектор степенів номера тижня в році.}$$

$$D = \begin{pmatrix} d_n^2 \\ d_n^1 \\ d_n^0 \end{pmatrix} - \text{вектор степенів номера дня тижня.}$$

Розраховані таким чином коефіцієнти (2.22) підставимо в (2.16) і далі в (2.15), отримаємо загальний вид нечіткої прогнозної моделі електроспоживання, яка враховує добові, тижневі і річні цикли.

Коефіцієнти регресії, що є елементами матриці  $A_i, B_i, C_i$  у виразі (2.22), можна визначити за результатами проведення нечіткого регресійного аналізу, для якого використовується дані про споживання електроенергії впродовж року. Автоматизованою системою контролю та обліку електричної енергії дані фіксуються, зазвичай, з періодом у півгодини. У зв'язку з цим, для визначення коефіцієнтів регресії час слід дискретизувати з вищевказаним кроком. Тоді вирази для критеріїв при пошуку значень коефіцієнтів регресії, як це запропоновано в [105], за умови, що для  $k$ -го дня року є  $m$  дискретних значень за часом, прийме вид

$$S_k = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m (W_{ki}^{\max} - W_{ki}^{\min}) / W_{eki} + \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m (1 - \mu_W(W_{eki})),$$

$$\mu_W(W_{eki}) = \max(0, \min(\frac{W_{eki} - W_{kji}^{\min}}{W_{ki}^{\text{mod}} - W_{ki}^{\min}}; \frac{W_{ki}^{\max} - W_{eki}}{W_{ki}^{\max} - W_{ki}^{\text{mod}}}),$$

$$S = \frac{1}{365} \sum_{k=1}^{365} S_k \rightarrow \min.$$
(2.23)

Як було відзначено вище, залежності (2.22) є вихідними для формування короткострокового прогнозу. Вони крім поточного часу, як аргументів, містять також номер дня тижня та номер тижня в році. Для короткочасного прогнозу на задану дату необхідно уточнити залежності (2.22) по даним, отриманим автоматизованою системою контролю та обліку електроенергії останнім часом.

Для уточнення немає необхідності заново шукати всі елементи матриць  $A_i, B_i, C_i$ . Якщо прийняти твердження, що вирази (2.22) якісно вірно описують залежності

електроспоживання від номера тижня в році, номера дня тижня, поточного часу доби, а підставою для такого твердження є результати обробки даних за рік, то кількісно уточнити залежності (2.22) на основі оперативних даних по електроспоживанню можна, підібравши постійні члени даних залежностей. Тобто, необхідно знайти

$$a_{233}, a_{333}, a_{633}, b_{233}, b_{333}, b_{633}, c_{233}, c_{333}, c_{633} : S \rightarrow \min.$$

Критерій  $S$  визначається за виразом (2.23).

Було виконано перевірку запропонованої моделі. Дане дослідження включає розробку довгострокової прогнозної залежності за результатами обробки даних електроспоживання за попередній рік, корекцію даної моделі для короткострокового прогнозу та оцінки його якості на вибірці вихідних даних, що не приймали участь у розробці довгострокової моделі.

Дані по електроспоживанню користувача ГЕ за 2016 рік були оброблені за наведеною вище методикою.

Для виявлення, наскільки великою має бути коригуюча вибірка, досліджено 3 варіанти.

Перший варіант. В якості коригуючої вибірки береться добове електроспоживання такого ж дня попереднього тижня. Короткострокова прогнозна модель розроблялась корегуванням довгострокової моделі на дати з 20.01.2016 до 26.12.2016 з кроком 10 діб. Результати усереднювались. В результаті отримано наступні якісні показники для короткострокової прогнозної моделі: середня степінь співпадіння 0,352008, середня степінь нечіткості 1,283895, усереднена  $MARE = 32,81878$ . Між тим при застосуванні довгострокової прогнозної моделі середня степінь співпадіння 0,592667, середня степінь нечіткості 3,216254, усереднена  $MARE = 29,99075$ . Тобто за таким варіантом корекції короткострокова модель дає гірші показники якості ніж довгострокова за винятком середньої степені нечіткості (рисунок 2.11).

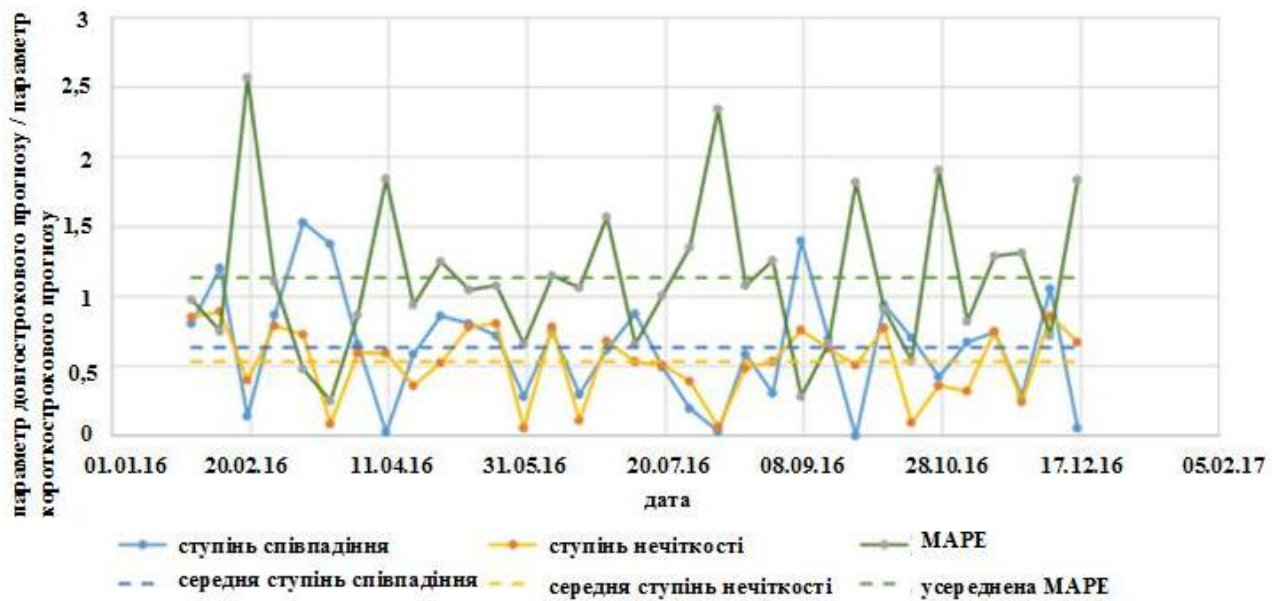


Рисунок 2.11 - Відносні характеристики короткострокового прогнозу при корекції довгострокової моделі на основі даних одного дня попереднього тижня

Другий варіант. В якості коригуючої вибірки береться добове електроспоживання трьох попередніх діб. Короткострокова прогнозна модель також розроблялась корегуванням довгострокової моделі на дати з 20.01.2016 до 26.12.2016 з кроком 10 діб. Результати усереднювались. В результаті отримано наступні якісні показники для короткострокової прогнозної моделі: середня ступінь співпадіння 0,515338, середня ступінь нечіткості 2,541996, усереднена MAPE = 31,19147. За таким варіантом корекції короткострокова модель знову дає гірші показники якості ніж довгострокова за винятком середньої степені нечіткості (рисунок 2.12), але показники кращі за показники першого варіанту.

Третій варіант. В якості коригуючої вибірки береться добове електроспоживання семи попередніх діб. Короткострокова прогнозна модель також розроблялась корегуванням довгострокової моделі на дати з 20.01.2016 до 26.12.2016 з кроком 10 діб. Результати усереднювались.

В результаті отримано наступні якісні показники для короткострокової прогнозної моделі: середня ступінь співпадіння 0,558486, середня ступінь

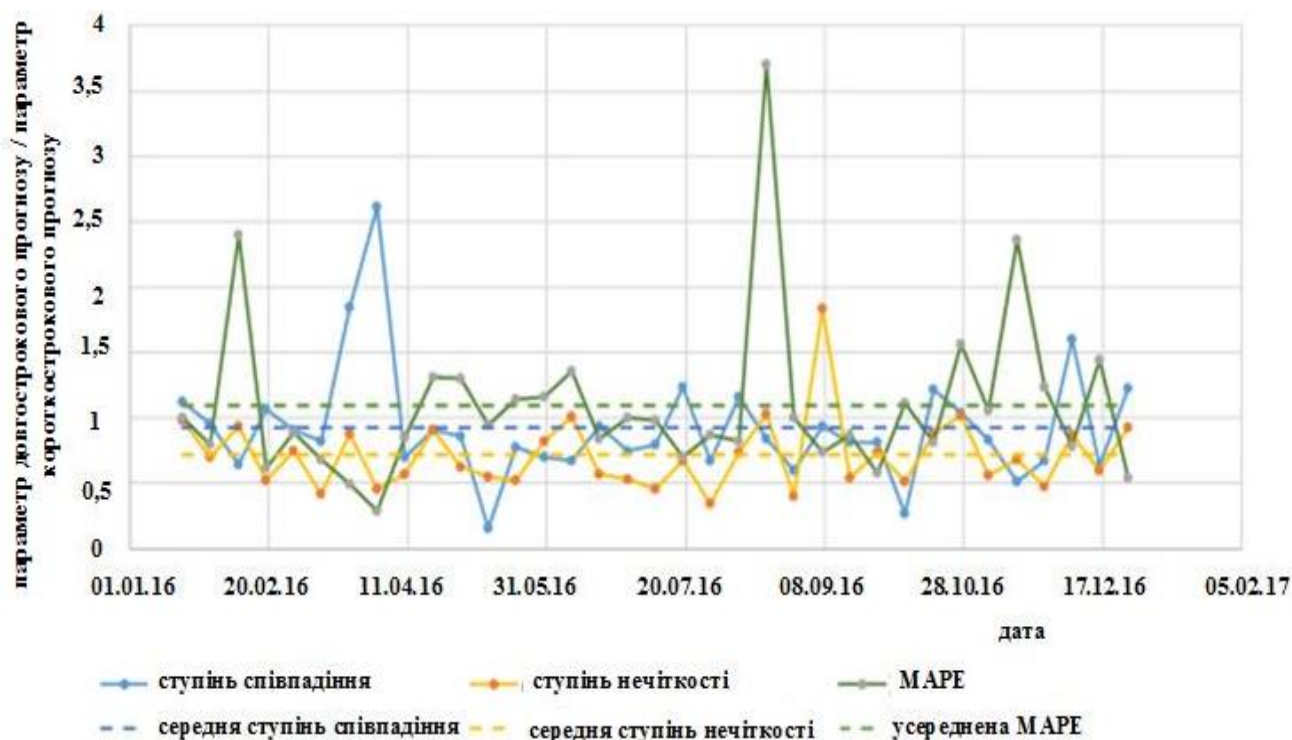


Рисунок 2.12 - Відносні характеристики короткострокового прогнозу при корекції довгострокової моделі на основі даних попередніх трьох днів

нечіткості 2,202243, усереднена MAPE = 26,40401. За таким варіантом корекції короткострокова модель дає кращі показники якості ніж довгострокова і по середній степені нечіткості, і по MAPE (рисунок 2.13). Незначне зниження ступеню співпадіння пояснюється суттєвим зниженням ступеню нечіткості, оскільки ці параметри протирічають один одному і неможливо одночасно покращити обидва.

Таким чином коригуюча вибірка має будуватись на основі даних електроспоживання семи діб, що безпосередньо примикають до дати прогнозу.

Прогнозні властивості розробленої моделі перевірено на масиві даних електроспоживання за 5 місяців 2017 року, які не враховувались при побудові довгострокової прогнозної моделі.



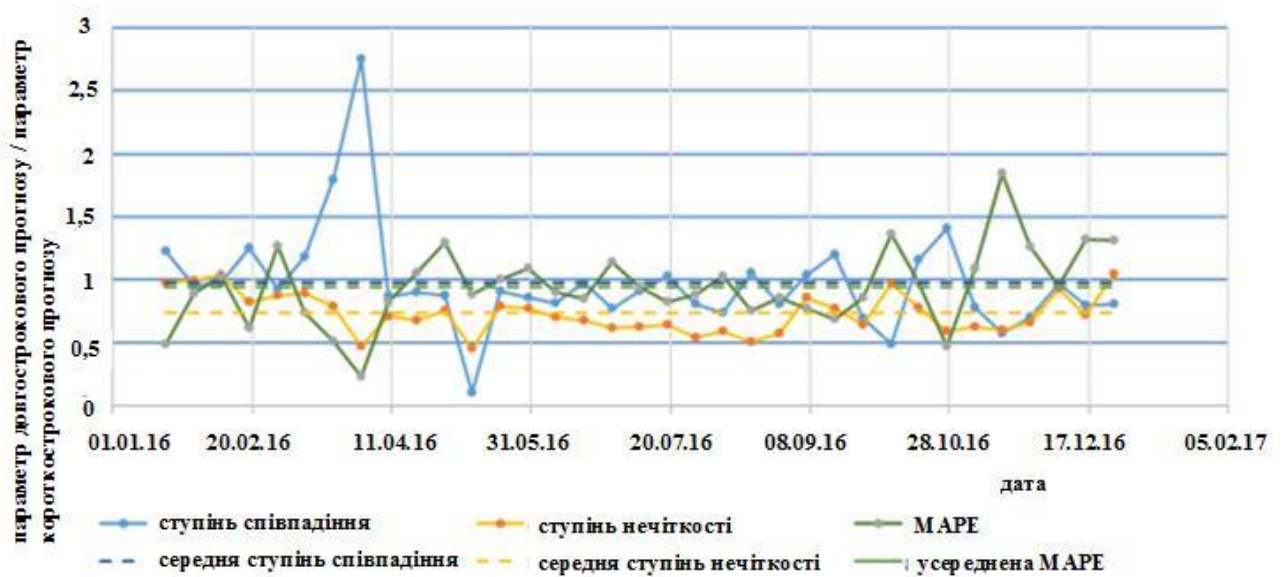


Рисунок 2.13 - Відносні характеристики короткострокового прогнозу при корекції довгострокової моделі на основі даних попереднього тижня

В якості коригуючої вибірки обрано добове електроспоживання семи попередніх діб. Короткострокова прогнозна модель також розроблялась корегуванням довгострокової моделі, розробленої з використанням даних за 2016 рік, на дати з 15.01.17 до 25.05.17 з кроком 10 діб. Результати усереднювались. В результаті отримано наступні якісні показники для короткострокової прогновної моделі: середня ступінь співпадіння 0,5662, середня ступінь нечіткості 1,839911, усереднена MAPE = 18,51306. Довгострокова прогнозна модель показала наступні якісні показники: середня ступінь співпадіння 0,472266, середня ступінь нечіткості 2,67646, усереднена MAPE = 27,90493.

Вочевидь короткострокова модель дає кращі показники якості ніж довгострокова за всіма параметрами (рисунок 2.14). Доречи на новому масиві даних і довгострокова модель показала кращі показники.

Результати показують, що при несуттєвих змінах у споживанні, розроблена методика адаптації одного разу отриманої довгострокової прогновної моделі до короткострокового прогнозу є ефективною. Причому, для даних за 2017 рік прогнозна модель навіть більш ефективна, ніж на вибірці, для якої розроблялася модель. Це говорить про те, що вид довгострокової прогновної моделі розроблений

вдало та може не мінятися щороку, а використовуватися для адаптації до короткострокового прогнозу протягом ряду років.

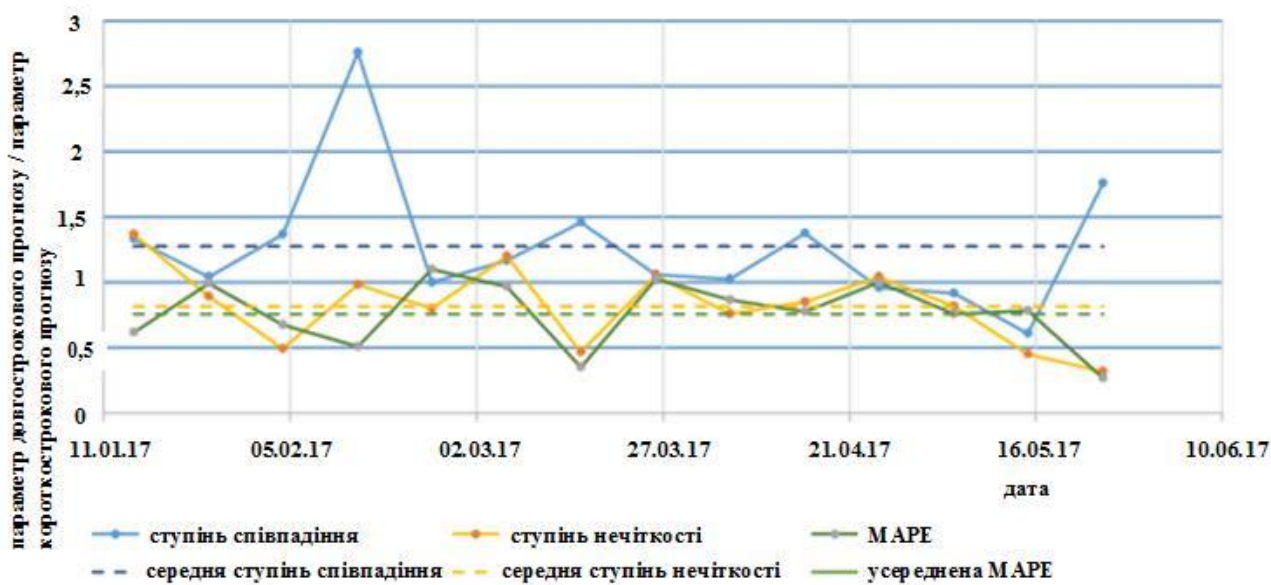


Рисунок 2.14 - Відносні характеристики короткострокового прогнозу при корекції довгострокової моделі на основі даних попереднього тижня на вибірці даних наступного року

Нечітку прогнозу модель представлено у вигляді суперпозиції лінійної і двох функцій Гауса з урахуванням тижневих і річних циклів, що дозволяє досить просто формувати вид прогнозного графіку добового електроспоживання різної складності.

Проведене дослідження розробленої методики побудови моделі довгострокового прогнозу і короткострокового прогнозу на основі адаптації довгострокових прогнозних моделей, показало, що якість короткострокового прогнозування по ступеню співпадіння, степені нечіткості і середньомодульній відносній похибці протягом вибірки даних досить стабільна. Ступінь сумісності в середньому збільшилася на 0,09, ступінь нечіткості зменшилася на 0,8 а MAPE зменшилася на 9,4% у порівнянні з довгостроковою прогноною моделлю. Отримані результати підтверджують ефективність запропонованої методики.

## 2.5 Модель оцінки якості електроенергії

Основним критерієм працездатності можливості інтеграції ГЕ з зовнішньою мережею є якість електроенергії. Термін «якість електроенергії» нечіткий. Отже, для оцінки якості електроенергії було запроваджено систему показників та норм [106]. Наявні норми показників якості подаються у вигляді інтервалів, а показники якості обчислюються складною процедурою на основі декількох вимірювань. Очевидно, що це призводить до певної невизначеності при визначенні показника, а також при оцінці його відповідності нормам. У нормативних документах ця невизначеність штучно визначається використанням математичних статистичних методів та складних нерівностей. Такий підхід не дозволяє оцінити ступінь порушення норм якості, відстежувати тенденцію значень показника якості та робити інтегральну оцінку якості електроенергії.

Оцінка показника якості енергії (PQI) та розкриття невизначеності інформації під час аналізу PQI сьогодні вважаються непов'язаними завданнями. Для розрахунків широко використовується детермінований підхід. Щодо вимірювань, відповідно до міжнародних вимог метрології та стандартизації, рекомендується вважати основну оцінку якості вимірювань як невизначену [107]. Якщо процес вимірювань PQI заздалегідь містить значну частку невизначеності, є два шляхи його подолання: використовувати експертні знання для прийняття рішення за умов невизначеності або використовувати нечітку теорію множин для оцінки невизначеності вимірювання [108, 109]. У роботі [107] рекомендується виражати невизначеність параметрів роботи за допомогою симетричних меж або значень середньо квадратичних відхилень. У випадку середнього квадратичного відхилення використовується імовірнісна оцінка набору вимірювань, а у випадку симетричних меж можна використовувати суб'єктивні знання, які легко формалізуються за допомогою теорії нечітких множин. Нечіткий підхід застосовується також в системах оперативного управління ГЕ. У більшості випадків це системи управління напругою [110] або потужністю [82]. Такий підхід

використовується також як концепція для оцінки шкоди, спричиненої неякісною електричною енергією [111].

У системах підтримки прийняття рішень при оцінці PQI в [112] рекомендується використовувати теорію нечітких множин, так як нечітке представлення дає більш простий опис об'єкта. Це прискорює процес прийняття рішень. Якщо розподіл результату вимірів прийняти симетричним і унімодальним, то такі результати можуть бути представлені у вигляді трикутних нечітких чисел [113]. Також методологію нечітких чисел пропонується використовувати при розрахунках невизначеності непрямого вимірювання з рівнем довіри якщо неможливо здійснити лінеаризацію рівняння похибки [108, 114]. Однак, при несиметричному розподілі результати не будуть задовільними. У відповідальних випадках автори рекомендують проводити оцінювання розподілів. В роботі [115] для оцінки PQI запропоновано використовувати нечітке число з трикутної функцією приналежності. Даний підхід справедливий, коли безліч результатів вимірювань має ознаки унімодальності та симетрії.

У всіх розглянутих підходах необхідно виконувати попередній аналіз результатів вимірювань, який визначає коректність застосування відповідного методу розкриття невизначеності. Це призводить до складності в апаратній реалізації. Тим часом, деякі прилади для вимірів PQI мають можливість представляти результати у вигляді гістограми. Таку гістограму після нормалізації можна розглядати, як нечітке представлення PQI у вигляді нечіткої множини із ступінчастою функцією приналежності, що огинає гістограму. Звичайно, в цьому випадку немає необхідності вводити обмеження на унімодальність та симетричність і таким чином з'являється можливість виключати етап попереднього аналізу даних.

Для таких PQI, як відхилення напруги, несинусоїдальність напруги, несиметрія напруги, відхилення частоти тощо, заміни здійснюються протягом 24 годин. Завдяки цьому створюється багато значень  $\Delta PQI$  розмірів  $N_{\Delta}$  (рисунок 2.15).

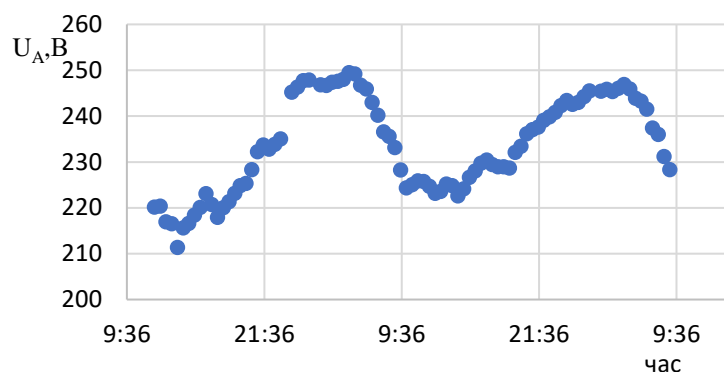


Рисунок 2.15 - Часовий ряд вимірювань (на прикладі напруги фази А)

Прибор формує на даній множині вимірів гістограму. Діапазон  $\{PQI_{\min}, PQI_{\max}\}$  розбивається на  $n$  рівних інтервалів  $d_i$  і будується гістограма частот потрапляння результатів вимірювань  $PQI$  в зазначені інтервали. Після нормування отримаємо гістограму (рисунок 2.16).

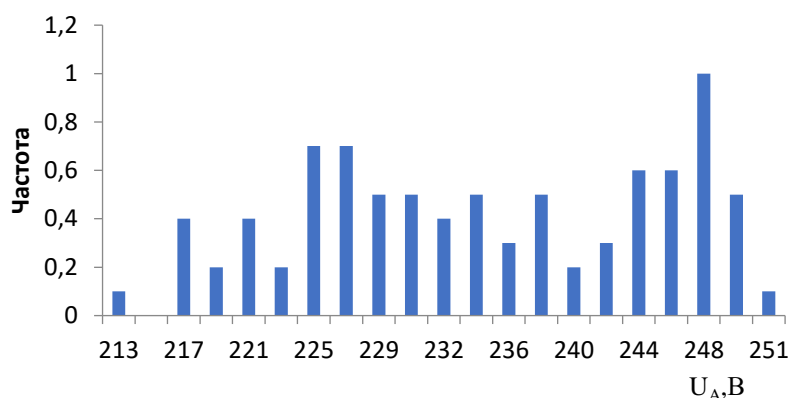


Рисунок 2.16 – Нормована гістограма вимірювань (на прикладі напруги фази А)

На підставі отриманої гістограми сформуємо нечітку множину  $PQI$ . Носієм цієї множини є інтервал  $\{PQI_{\min}, PQI_{\max}\}$ . Функцією приналежності є ступінчаста функція  $(\mu)$ , яка огиає гістограму (рисунок 2.17).

Таке представлення показника якості не вимагає перетворення нечіткої множини до якого-небудь окремого випадку добре вивчених видів нечітких множин. Відповідно, не вимагає істотної модернізації програмного забезпечення вимірювальних приладів. При цьому зберігається особливість вимірювання показників якості в конкретній мережі електропостачання.

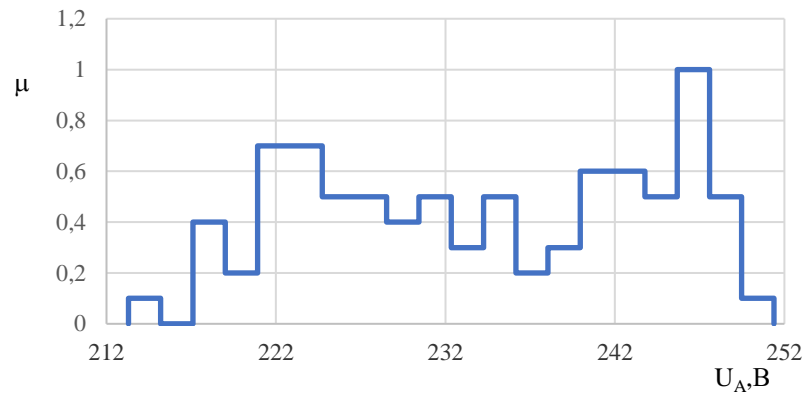


Рисунок 2.17 – Показники якості електроенергії в нечіткій формі

Норми якості електроенергії ( $PQL$ ) визначаються у вигляді інтервалів нормально допустимих та гранично допустимих значень. Тобто в самому визначенні норми закладений елемент невизначеності, пов'язаний з визначенням відповідності  $PQI$  нормі якості в проміжку між допустимими і гранично допустимими значеннями.

Дані норми можуть бути представлена нечіткою множиною, а саме - нечітким інтервалом з трапецієподібної функцією приналежності.

$$\mu_{PQL} = \max \left\{ 0, \min \left\{ 1, \frac{PQL - PQL_{min}}{PQL_{m1} - PQL_{min}}, \frac{PQL_{max} - PQL}{PQL_{max} - PQL_{m2}} \right\} \right\}. \quad (2.24)$$

Такий вид функції приналежності дозволяє ввести деяке відношення порядку в оцінці  $PQI$ , оскільки в міру наближення до гранично допустимих значень функція приналежності наближається до нуля.

Для деяких  $PQL$  визначені тільки максимальні нормально і гранично допустимі межі. В цьому випадку вираз (2.24) дещо спрощується ( $PQL_{min} = PQL_{m1} = 0$ ).

Ступінь відповідності нечітких значень  $PQI$  нечітким  $PQL$  можна оцінити по функції приналежності їх перетину

$$\mu_{PQ} = \min(\mu_{PQL}, \mu_{PQI}). \quad (2.25)$$

Чисельно перетин нечітких множин можна оцінити по площі перетину двох фігур ( $S$ ). Перша - це фігура, обмежена віссю абсцис і функцією приналежності  $PQI$  ( $S_{PQI}$ ), друга - фігура, обмежена віссю абсцис і функцією приналежності  $PQL$  ( $S_{PQL}$ ) (рисунок 2.18).

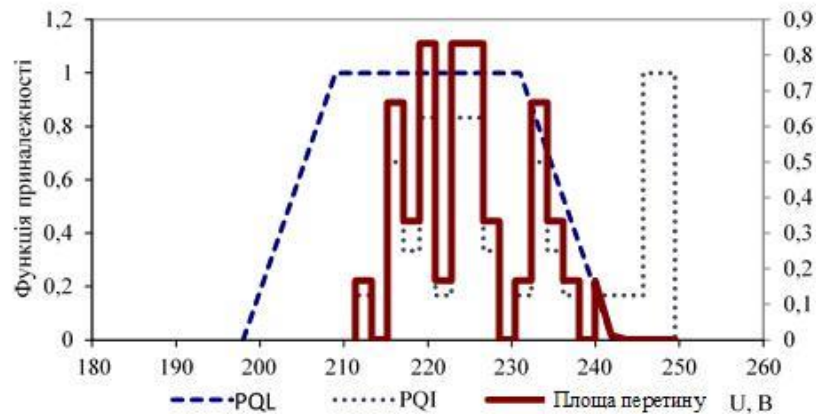


Рисунок 2.18 – Перетин нечітких множин

Тоді функція приналежності відповідності нечіткого  $PQI$  нечітким нормам якості електроенергії ( $\mu_{PQ}$ ) може бути представлена у вигляді

$$\mu_{PQ} = S / S_{PQI}, \quad (2.26)$$

$$S_{PQI} = \sum_{i=1}^n d_i \mu_i, \quad (2.27)$$

$$S = \sum_{i=1}^n d_i \min(\mu_i, \mu_{PQL}).$$

де  $d_i$  - ширина області  $i$ ,

$\mu_i$  - значення функції приналежності  $PQI$  в області  $i$  (рисунок 2.17).

Розглянемо два випадки, які показують різницю між нечіткими та детермінованими підходами. У першому випадку вимірювання напруги у фазі А (рисунок 2.15) показали наступне. 15% від значень перевищує верхню межу допуску. Відповідно до норм [106]  $PQI$  для відхилення напруги у фазі А не відповідає нормі. Нечітка оцінка відповідності цього показника нормі (рисунок

2.18) становить 0,699. Ця оцінка порівняно з детермінованою представляє ступінь відповідності цього параметра нормі. У другому випадку результати вимірювання напруги у фазі А показали, що вони не виходять за межі норми. Отже, PQI для відхилення напруги у фазі А відповідає нормі. Нечітка оцінка цього параметра (рисунок 2.19) становила 0,801. Це означає, що значення цього параметра наближається до меж норми. Ця інформація може бути використана в системі підтримки прийняття рішень для профілактичних дій щодо нормалізації відхилення напруги у фазі А. Також нечітка оцінка дає можливість контролювати та швидко оцінювати ефективність прийнятих рішень, спрямованих на підвищення якості електроенергії, навіть якщо показники якості відповідають нормі.

Розглянуті випадки показують, що нечітка оцінка показників якості більш інформативна з точки зору інтелектуальної СППР.

Існує ряд показників, що характеризують різні аспекти якості електроенергії. Більша частина з них може бути представлена в нечіткій формі згідно до запропонованого методу. Але для деяких показників існують особливості. Наприклад, оскільки в нормативному документі не вказано кількість замірів розмаху зміни напруги  $\delta U_t$ , то одиничний замір можна вважати синглтоном. Аналогічно, кожне значення дози флікера має самостійне значення і може бути представлено у вигляді синглтона. Їх функції приналежності мають вигляд

$$\mu_{\delta U_t}(\delta U_t) = 1, \mu_{P_{St}} = 1, \mu_{P_{Lt}} = 1 \quad (2.28)$$

Нечітке представлення відповідності показників якості прийнятим нормам дозволяє формувати інтегральні нечіткі поняття якості електроенергії. Це пояснюється тим, що операції над нечіткими множинами однозначно проєціюються на операції над їх функціями належності. В цьому випадку не має значення фізична природа показника якості.



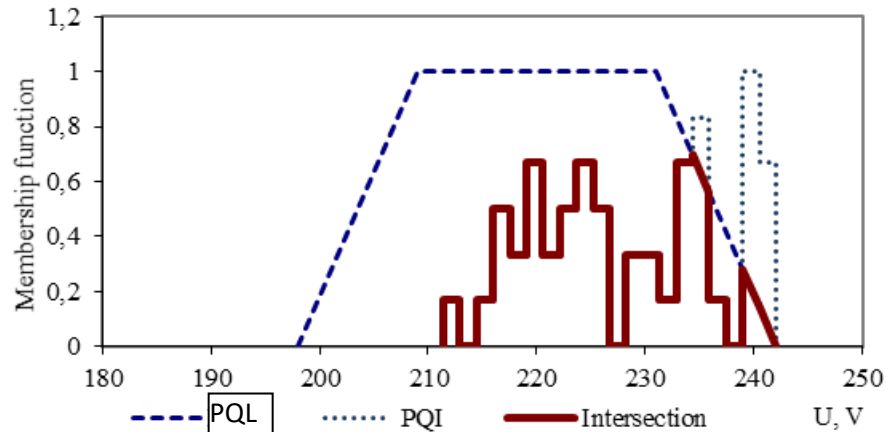


Рисунок 2.19 - Перетин нечітких множин (випадок 2)

Найпростіший підхід до формування інтегрального поняття якості на основі логічної операції перетину нечітких множин авторами приводився в [7]. Нечітке поняття якості формується в наступному вигляді

$$PQ = \bigcap_{j=1}^{N_{PQ}} PQ_j, \quad (2.29)$$

де  $N_{PQ}$  - число розглянутих показників якості.

Чисельно рівень якості електроенергії в даному випадку відображає функція приналежності нечіткої множини якості енергії, яка для операції перетину матиме вигляд

$$\mu_{PQ} = \min(\mu_{PQ_j}). \quad (2.30)$$

Тоді  $\mu_{PQ}$  можна вважати узагальненим показником, що оцінює якість електроенергії числом з діапазону  $[0, 1]$ .

Слід зазначити, що число врахованих показників, мабуть, слід співвідносити з потребами споживачів. Різні типи навантажень критичні до різних показників якості електроенергії. Тому, на основі описаного підходу можна сформулювати інтегральні узагальнені показники якості для електричних мереж з переважанням будь-якого з типів навантаження.

Наприклад:

- для навантаження від електродвигунів

$$\mu_{PQ} = \min \left( \mu_{\delta U_y}, \mu_{K_U}, \mu_{K_{U(n)}}, \mu_{K_{2U}}, \mu_{K_{0U}}, \mu_{\Delta f}, \mu_{\Delta t_n}, \mu_{K_{pU}} \right); \quad (2.31)$$

- для освітлювального навантаження

$$\mu_{PQ} = \min \left( \mu_{\delta U_y}, \mu_{\delta U_t}, \mu_{P_t}, \mu_{K_{0U}}, \mu_{\Delta t_n}, \mu_{K_{impU}} \right); \quad (2.32)$$

- для приладів з мікропроцесорними блоками управління

$$\mu_{PQ} = \min \left( \mu_{\delta U_t}, \mu_{P_t}, \mu_{K_U}, \mu_{K_{U(n)}} \right). \quad (2.33)$$

У виразах (2.31 – 2.33):

$\delta U_y$  - усталене відхилення напруги;

$\delta U_t$  - розмах зміни напруги;

$P_t$  - доза флікера;

$K_{U(n)}$  - коефіцієнт  $n$ -ої гармонійної складової напруги;

$K_{2U}$  - коефіцієнт несиметрії напруг за зворотною послідовністю;

$K_{0U}$  - коефіцієнт несиметрії напруг за нульовою послідовністю;

$\Delta f$  - відхилення частоти;

$\Delta t_n$  - інтервал провалу напруги;

$K_{pU}$  - коефіцієнт тимчасової перенапруги;

$K_{impU}$  - імпульс напруги.

Неважко помітити, що запропонована методика не містить складних математичних обчислень і може бути легко реалізована в програмному забезпеченні СППР.

У виразах (2.30 – 2.33) узагальнені показники якості електроенергії можуть набувати значень з діапазону  $[0, 1]$ . При цьому, якщо в точності слідувати вимогам існуючих норм оцінки якості електроенергії, то відмінні від 1 значення однозначно оцінюються як відсутність необхідної якості електроенергії. При більш глибокому впровадженні нечіткого підходу при оцінці якості електроенергії можна уникнути такої жорсткої диференціації, обумовленої детерміністичним підходом.

Наприклад, для кожного виду навантаження можна ввести допустимі значення нечітких узагальнених показників якості. Однак це положення вимагає окремого дослідження і може послужити основою для перегляду існуючого підходу до оцінки якості електроенергії.

Розроблена методологія дозволяє відслідкувати зміни якості електроенергії навіть тоді, коли основні показники знаходяться в межах допустимих значень, проводити аналіз динаміки зміни PQI і визначати попереджувальні заходи щодо нормалізації якості електроенергії. Тобто її можна вважати основним критерієм управління режимом функціонування ГЕ [9].

Розроблений метод фазифікації показників якості на основі гістограми множини вимірів дозволяє реалізувати нечітку оцінку показників якості електроенергії.

Представлений метод нечіткої оцінки відповідності показників якості прийнятним нечітким нормам дозволяє формувати різні інтегральні показники якості, що враховують особливості навантажень в мережі електропостачання.

Запропонований метод дозволяє не тільки оцінювати ступінь того, наскільки показники якості відповідають прийнятним нормам, а й відслідковувати зміну якості електроенергії навіть якщо основні показники не виходять за межі допустимих значень, формувати правила для управління режимами роботи ГЕ системою підтримки прийняття рішень [9].

## **2.6 Моделі підтримки прийняття рішень при управлінні гібридною енергомережою**

Задача прийняття рішень при управлінні ГЕ формується за умов невизначеності та неповноти вхідної інформації, що унеможливорює її формалізацію у вигляді точної математичної моделі [82]. Для оцінки параметрів, що впливають на функціонування використовуються різні шкали вимірювання з різним ступенем деталізації, тому задача прийняття рішень по визначенню ефективного режиму функціонування ГЕ не може розглядатися як задача

оптимізації, а повинна бути оцінена як багатовимірною та багатомасштабна проблема.

Задача прийняття рішень полягає у знаходженні раціонального розв'язку, який належить до множини допустимих. При цьому існує нечіткість у постановці задачі, оскільки вона присутня і в описі множини альтернатив і в критеріях, за якими визначається ефективний розв'язок. В цьому випадку доцільно використовувати апарат нечітких відношень переваг [116]. Якщо нечітку задачу прийняття рішень вдається формалізувати у вигляді задачі нечіткого математичного програмування (дискретного програмування) та сформулювати задачу досягнення нечіткого визначення мети, то до її вирішення можна використовувати підхід, який запропонували Р. Белман і Л. Заде [117]. Згідно до цього підходу, розв'язком вважають перетин нечітких множин мети та можливих альтернатив.

Нажаль задачу прийняття рішень при управлінні ГЕ не можливо звести до задачі дискретного програмування, оскільки вона значно складніша і не є лінійною. Тому пропонуємо до розв'язку включати лише ті альтернативи, які строго не доміновані іншими, нечіткі критерії та нечіткі обмеження повинні бути підмножинами різних універсальних множин. Через неможливість формалізувати задачу прийняття рішень при управлінні ГЕ детерміновано у математичній постановці, необхідно спиратися на уявлення експертів про реальну ситуацію та враховувати операційну логіку електромережі. Вважаємо, що універсальним є описання інформації в формі відношення переваги на множині альтернатив, яке можна отримати опитуванням експертів, так як експерти мають знання про функціонування ГЕ, які неможливо формалізувати через складність цих процесів.

З можливих існуючих станів ГЕ повинен бути обраний той, що дозволяє досягнути балансу між генерацією та споживанням електроенергії при достатній якості виробленої електроенергії. Вибір рішення також повинен спиратися на операційну логіку функціонування електромережі. Тому вважаємо, що у даному випадку ефективним методом прийняття рішень є використання методів прийняття рішень із застосуванням нечіткої логіки. Такий підхід дозволить у подальшому

розвивати методи управління ГЕ шляхом використання контролерів з нечіткою логікою.

Абонентський пункт підключається до ГЕ за допомогою вимикача В1 (рисунок 2.20).

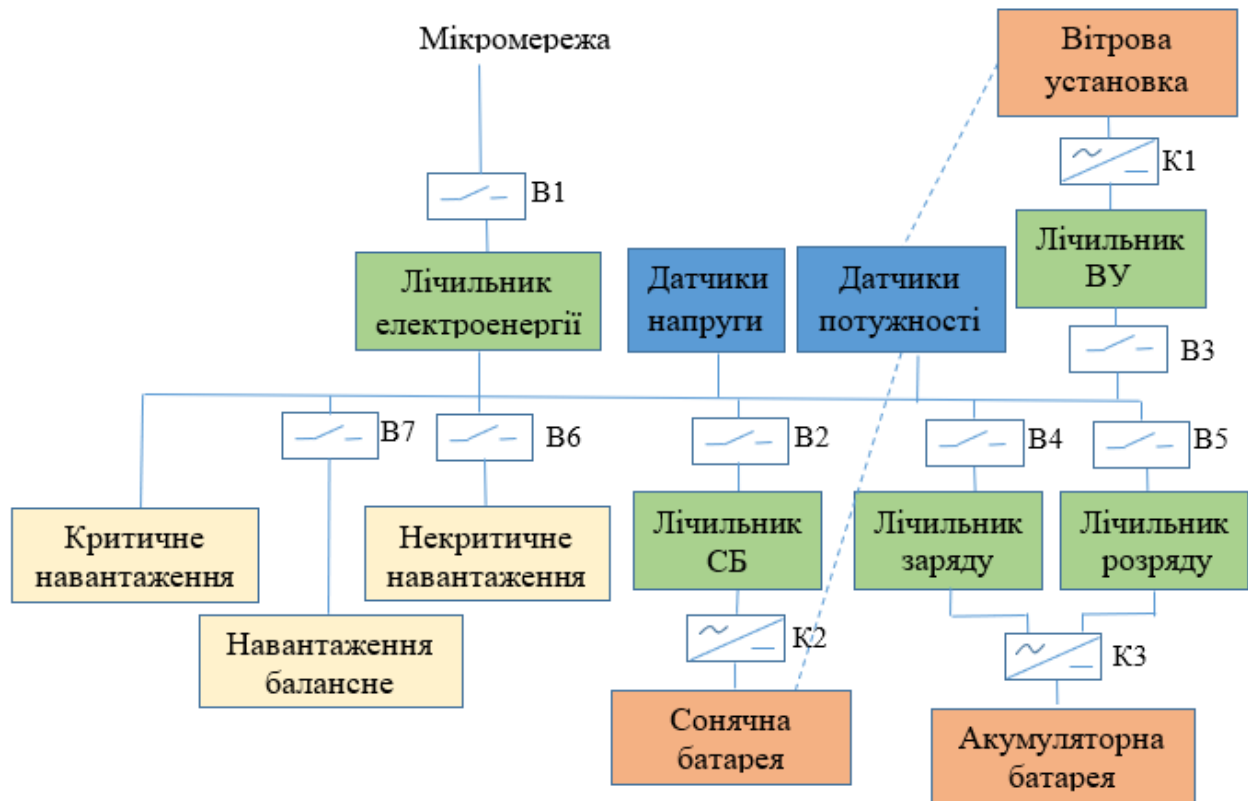


Рисунок 2.20 – Структура абонентського пункту ГЕ

Альтернативні джерела електроенергії підключаються за допомогою вимикачів В2-В5. Некритичне та балансне навантаження підключається за допомогою вимикачів В6, В7. Критичне навантаження не може бути відключеним від мережі. Альтернативні джерела електроенергії мають конвектори (К1-К3), які перетворюють струм постійної напруги джерела в струм змінної напруги мережі. Ці процеси керуються автономними керуючими пристроями. Їх задача підтримувати або постійну напругу, або потрібну потужність навантаження абонентського пункту. Можливості такого регулювання обмежені, оскільки як правило не враховують якісні показники електроенергії, інтегральні характеристики електроспоживання та електрогенерації, прогнозні характеристики оточуючого середовища, вплив інших абонентських пунктів.

Задачею управління є контроль процесів вироблення та споживання електроенергії і внесення в цей процес корегуючих впливів. Прийняття управлінських рішень відбувається з використанням додаткової поточної інформації про ефективність встановленого режиму, а також прогнозованої інформації, яка отримується на основі математичних моделей.

Пропонується здійснювати контроль за процесом управління шляхом відслідковування показників якості електроенергії, а також сумарної потужності її вироблення від різних ВДЕ або різної їх комбінації.

Ефективний режим роботи ГЕ забезпечується підключенням ВДЕ або різної їх комбінації разом з можливим підключенням за потреби акумуляторів в режимі заряду або розряду, а також підключення до мікромережі для передачі надлишкової потужності. Таким чином, задача управління функціонуванням ГЕ в оперативному режимі полягає у ряді взаємопов'язаних заходів. Тому задача підтримки прийняття рішення повинна бути розкладена на ряд підзадач, які відповідають кожному можливому заходу та враховують та оцінюють вплив різних критеріїв та факторів одночасно.

Вибір рішення відбувається з можливих альтернатив з врахуванням операційної логіки ГЕ.

Приклад масивів можливих комбінацій ВЕД наведений у таблиці 2.7.

Операційна логіка мережі може бути формалізована наступним чином [82]:

$$P_{GEN} = P_P + P_w \quad (2.34)$$

$$P_{LG} = P_{LOAD} - P_{GEN} \quad (2.35)$$

$$P_{GRID} = P_{LG} - P_B, \quad (2.36)$$

де  $P_{LG}$  – поточна потужність ГЕ, кВт×год;

$P_{GRID}$  – потужність зовнішньої мережі, кВт×год;

$P_{GEN}$  – загальна потужність генерації від ВДЕ, кВт×год;

$P_P$  – потужність СБ, кВт×год;

$P_w$  – потужність ВЕУ, кВт×год;

$P_B$  – потужність АБ, кВт×год;

$P_{LOAD}$  – потужність навантаження, кВт×год.

Таблиця 2.7 – Варіанти комбінацій джерел ВДЕ

Сонячні батареї	Вітрогенератори	Акумулятори в режимі заряд	Акумулятори в режимі розряд
1	0	0	0
0	1	0	0
0	0	0	1
0	0	1	0
1	1	0	0
1	0	0	1
1	0	1	0
0	1	0	1
0	1	1	0
0	0	1	1
1	1	0	1
1	1	1	0
1	0	1	1
0	1	1	1
1	1	1	1

У даній роботі пропонується для опису вхідних параметрів використовувати методи теорії нечітких множин та для побудови моделей визначення ефективного режиму функціонування ГЕ методи нечіткої логіки. Таким чином рішення буде сформульоване у вигляді нечіткого логічного висновку в результаті апроксимації залежності між входами і виходами за допомогою операцій над нечіткими множинами [118]. В процесі формування рішення буде відбуватися перетворення значень вхідних змінних у вихідні змінні процесу управління на основі нечітких

продукційних правил. Для забезпечення цього нечіткого виводу необхідно сформулювати базу правил нечітких продукцій і реалізувати нечіткий вивід на основі нечітких лінгвістичних висловлювань. Таким чином буде формулюватися нечітка БЗ.

Для забезпечення ефективності прийняття рішення щодо управління ГЕ оцінка альтернативних варіантів режимів енергомережі повинна приводитися за кількома критеріями. У даному дослідженні вибір режимів відбувається відповідно до операційної логіки ГЕ з метою забезпечення балансу між споживанням та генерацією електроенергії. Таким чином, формується нечітка множина критеріїв, а процес прийняття рішень набуває ознак багатокритеріальної задачі вибору. Сукупність наслідків прийнятого на кожному етапі рішення також проходять оцінку за критерієм ефективності функціонування ГЕ у визначений проміжок часу при відповідних поточних її технічних характеристиках та прогнозних значеннях рівня генерації та споживання. З огляду на це, в якості критерія ефективності функціонування ГЕ пропонується розглядати показник, яким характеризується сукупна цінність рішень, що приймаються.

Для визначення критеріїв прийняття рішень та формулювання нечітких продукційних правил використовувалися метод експертної оцінки. У даному випадку прямі методи не використовувалися через значний їх недолік, який полягає у необхідності визначати точну кількісну оцінку поточної ситуації, з наданням якої у експертів, як правило, виникають складнощі. Експертне опитування виконувалось непрямыми методами, для яких хоч і необхідно визначати функції належності, однак це запобігає суб'єктивним оцінкам експертів. Метод, за яким виконується побудова функцій належності змінних наведено у [119].

#### 2.6.1 Визначення критерію якості електроенергії у нечіткій формі

Датчики напруги мережі постачають оперативну інформацію про фазні напруги  $U_A$ ,  $U_B$ ,  $U_C$ , а також міжфазні напруги  $U_{AB}$ ,  $U_{AC}$ ,  $U_{BC}$ . Це дає можливість контролювати показники якості електроенергії, що пов'язані з напругами.

*По-перше* – це показник відхилення напруги, що встановилась  $\delta U_y$ . Нечітка оцінка цього показника наведена в п.2.3. Для оперативного контролю зручніше



використовувати фазифіковані дані з датчиків напруги, як це показано на рисунку 2.21.

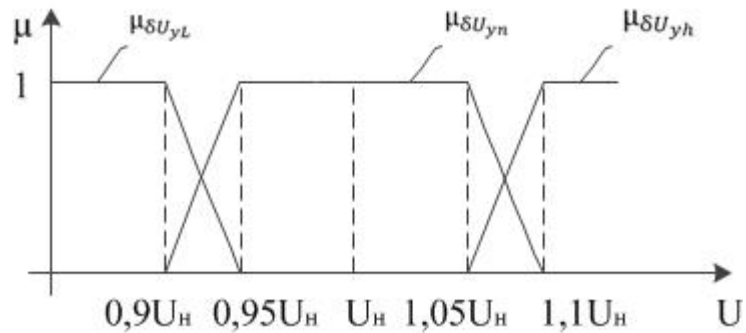


Рисунок 2.21 – Фазифікація показника  $\delta U_y$

$U_H$  – номінальне значення відповідного відхилення напруги.

$\mu_{\delta U_{yn}}$ ,  $\mu_{\delta U_{yL}}$ ,  $\mu_{\delta U_{yh}}$  – відповідні функції приналежності показника нормальної, низької та високої напруги, що встановилась.

Функцію приналежності терму «нормальної» напруги  $\mu_{\delta U_{yn}}$  сформовано на підставі фазифікованих норм якості, що наведені в п. 2.5.

$\mu_{\delta U_{yL}}$ ,  $\mu_{\delta U_{yh}}$  – відображають ступінь відхилення від вимог ГОСТ [120].

Формально означені функції приналежності мають вигляд:

$$\begin{aligned} \mu_{\delta U_{yL}} &= \max \left\{ 0, \min \left\{ 1, \frac{0,95U_H - U}{0,05U_H} \right\} \right\} \\ \mu_{\delta U_{yh}} &= \max \left\{ 0, \min \left\{ 1, \frac{U - 0,9U_H}{0,05U_H}, \frac{1,1U_H - U}{0,05U_H} \right\} \right\} \\ \mu_{\delta U_{yn}} &= \max \left\{ 0, \min \left\{ 1, \frac{U - 1,05U_H}{0,05U_H} \right\} \right\}. \end{aligned} \quad (2.37)$$

Фазифікація проводиться за двома видами напруги: фазною та міжфазною. Фазна та міжфазна напруга – вважається нечіткою величиною з термами: низька (L), нормальна (n) та висока (h):  $U_{AL}$ ,  $U_{An}$ ,  $U_{Ah}$ ,  $U_{BL}$ ,  $U_{Bn}$ ,  $U_{Bh}$ ,  $U_{CL}$ ,  $U_{Cn}$ ,  $U_{Ch}$ ;  $U_{ABL}$ ,  $U_{ABn}$ ,  $U_{ABh}$ ,  $U_{ACL}$ ,  $U_{ACn}$ ,  $U_{ACh}$ ,  $U_{BCL}$ ,  $U_{BCn}$ ,  $U_{BCh}$ .

По-друге - це коефіцієнт несиметрії напруг за зворотною послідовністю  $K_{2U}$  та коефіцієнт несиметрії напруг за нульовою послідовністю  $K_{0U}$ .

Метод вимірювання та розрахунку,  $K_{2U}$ ,  $K_{0U}$  визначаються за ГОСТ 13109-97. А саме

$$K_{2U} = \frac{U_{2(1)}}{U_{HM}} \cdot 100,$$

де діюче значення напруги зворотної послідовності

$$U_{2(1)} = 0,62(U_{Mmax} - U_{Mmin}),$$

$$U_{Mmax} = \max(U_{AB}, U_{AC}, U_{BC}),$$

$$U_{Mmin} = \min(U_{AB}, U_{AC}, U_{BC});$$

Тут  $U_{HM}$  – номінальне значення міжфазної напруги. В Україні значення міжфазної напруги складає  $U_{HM}=380$  В для чотирьохпровідної лінії електропередач

$$K_{0U} = \frac{U_{0(1)}}{U_{H\Phi}} \cdot 100,$$

де діюче значення напруги нульової послідовності

$$U_{0(1)} = 0,62(U_{\Phi max} - U_{\Phi min}),$$

$$U_{\Phi max} = \max(U_A, U_B, U_C),$$

$$U_{\Phi min} = \min(U_A, U_B, U_C);$$

В цих виразах  $U_{H\Phi}$  – номінальне значення фазної напруги. В Україні значення  $U_{H\Phi}=220$  В для чотирьохпровідної мережі.

Для фазифікації коефіцієнтів несиметрії введемо два терма: нормальний (n) та високий (h). Відповідно нечіткі множини, що відповідають цим термам будуть  $K_{2Un}$ ,  $K_{2Uh}$ ,  $K_{0Un}$ ,  $K_{0Uh}$ .

Функції приналежності термів сформовано на підставі фазифікованих норм якості, що наведені в п. 2.5. Нижче наведено їх графічний та формальний вигляд.

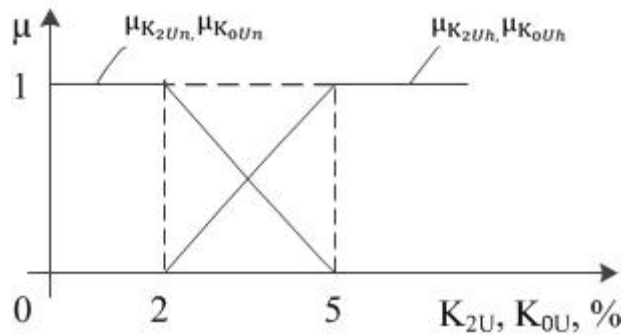


Рисунок 2.22 - Фазифікація коефіцієнтів несиметрії

$$\begin{aligned}\mu_{K_{2U}n, K_{0U}n} &= \max \left\{ 0, \min \left\{ 1, \frac{5-K}{3} \right\} \right\}, \\ \mu_{K_{2U}h, K_{0U}h} &= \max \left\{ 0, \min \left\{ 1, \frac{K-2}{3} \right\} \right\}.\end{aligned}\quad (2.38)$$

В мікромережі можна в якійсь мірі змінити лише ці два показники якості.

2.6.2 Визначення критерію потужності виробленої та спожитої енергії у нечіткій формі

Датчики потужності дають інформацію про поточний стан вироблення та споживання електроенергії.

По-перше – це потужність СБ  $P_{CB}$ . Фазифікацію параметра  $P_{CB}$  пропонується здійснити введенням трьох термів: низька (L), нормальна (n) та висока (h). Функції приналежності термів мають вигляд:

$$\begin{aligned}\mu_{P_{CB}L} &= \max \left\{ 0, \min \left\{ 1, \frac{P_{mod} - P_{CB}}{P_{mod} - P_{min}} \right\} \right\}, \\ \mu_{P_{CB}n} &= \max \left\{ 0, \min \left\{ 1, \frac{P_{CB} - P_{min}}{P_{mod} - P_{min}}, \frac{P_{mod} - P_{CB}}{P_{max} - P_{mod}} \right\} \right\}, \\ \mu_{P_{CB}h} &= \max \left\{ 0, \min \left\{ 1, \frac{P_{CB} - P_{mod}}{P_{max} - P_{mod}} \right\} \right\}.\end{aligned}\quad (2.39)$$

Характерні параметри виразів (2.39) отримуються з прогнозних залежностей (2.21), але для різних періодів року.  $P_{min}$  – для 22 грудня;  $P_{max}$  – для 22 червня;  $P_{mod}$  – для 21 березня, або 21 вересня.

По-друге – це потужність вітроустановки  $P_W$ . Фазифікацію параметра  $P_W$  пропонується здійснити введенням трьох термів: низька (L), нормальна (n) та висока (h). Функції приналежності термів мають вигляд:

$$\begin{aligned}\mu_{P_{WL}} &= \max \left\{ 0, \min \left\{ 1, \frac{P_{min} - P_W}{P_{mod} - P_{min}} \right\} \right\}, \\ \mu_{P_{Wn}} &= \max \left\{ 0, \min \left\{ 1, \frac{P_W - P_{min}}{P_{mod} - P_{min}}, \frac{P_{mod} - P_W}{P_{max} - P_{mod}} \right\} \right\}, \\ \mu_{P_{Wh}} &= \max \left\{ 0, \min \left\{ 1, \frac{P_W - P_{mod}}{P_{max} - P_{mod}} \right\} \right\}.\end{aligned}\quad (2.40)$$

Характерні параметри виразів (2.40) отримуються з прогнозних залежностей (2.8),  $P_{min}$  – для мінімальних значень параметрів виразу (2.8);  $P_{max}$  – для максимальних значень параметрів виразу (2.8);  $P_{mod}$  – для середніх значень параметрів виразу (2.8).

По-третє – це ємність АБ  $P_B$ . Фазифікацію параметра  $P_B$  пропонується здійснити введенням двох термів: низька (L) та висока (h). Функції приналежності термів мають вигляд:

$$\begin{aligned}\mu_{P_{BL}} &= \max \left\{ 0, \min \left\{ 1, \frac{0,75P_{Bmax} - P_B}{0,5P_{Bmax}} \right\} \right\}, \\ \mu_{P_{Bh}} &= \max \left\{ 0, \min \left\{ 1, \frac{P_B - 0,25P_{Bmax}}{0,5P_{Bmax}} \right\} \right\}.\end{aligned}\quad (2.41)$$

В виразах (2.41)  $P_{Bmax}$  – максимальна ємність АБ, яка визначається за технічним паспортом.

По-четверте – це поточна потужність електроспоживання  $W$ . Фазифікацію параметра  $W$  пропонується здійснити введенням трьох термів: низька (L), нормальна (n) та висока (h). Функції приналежності термів мають вигляд:

$$\begin{aligned}\mu_{W_L} &= \max \left\{ 0, \min \left\{ 1, \frac{W_{mod} - W}{W_{mod} - W_{min}} \right\} \right\}, \\ \mu_{W_n} &= \max \left\{ 0, \min \left\{ 1, \frac{W - W_{min}}{W_{mod} - W_{min}}, \frac{W_{mod} - W}{W_{max} - W_{mod}} \right\} \right\}, \\ \mu_{W_h} &= \max \left\{ 0, \min \left\{ 1, \frac{W - W_{mod}}{W_{max} - W_{mod}} \right\} \right\}.\end{aligned}\quad (2.42)$$

Характерні параметри виразів (2.42) отримуються на основі аналізу статистичних даних, що використовувались при розробці прогнозних залежностей (2.24)-(2.33).

Математичні моделі, що розроблені в пп. 2.3-2.5 дозволяють оцінити прогнозні дані щодо генерації та споживання електроенергії у ГЕ кожні три години протягом доби.

По-перше – це потужність СБ  $Pn_{CB}$ , яку розраховано при зміні параметрів оточуючого середовища згідно метеопрогнозу через три години. Фазифікацію параметра  $Pn_{CB}$  пропонується здійснити введенням трьох термів: низька (L), нормальна (n) та висока (h). Функції приналежності термів аналогічні (2.39).

По-друге – це потужність вітроустановки  $Pn_W$ , яку розраховано при зміні параметрів оточуючого середовища згідно метеопрогнозу через три години. Фазифікацію параметра  $Pn_W$  пропонується здійснити введенням трьох термів: низька (L), нормальна (n) та висока (h). Функції приналежності термів аналогічні (2.40).

По-третє – це потужність електроспоживання  $Wn$ , яку розраховано за моделлю короткострокового прогнозу на термін три години. Фазифікацію параметра  $Wn$  пропонується здійснити введенням трьох термів: низька (L), нормальна (n) та висока (h). Функції приналежності термів аналогічні (2.42).

2.6.3 Формування нечітких продукційних правил щодо управління режимами функціонування ГЕ.

Маючи поточні значення термів нечітких оперативних параметрів (2.34-2.39), прогнозних параметрів, можна сформуванати систему нечіткого логічного

висновку щодо вибору режиму функціонування ГЕ. Перемикання режиму відбувається оперативним керуванням вимикачами В1-В7 (рисунок 2.20).

Вимикач В1 підключає абонентський пункт до гібридної мікромережі. Введемо нечітку величину  $B1 = \langle B1_{on}, B1_{off} \rangle$ . Функції приналежності термів величини  $B1$  мають вигляд:

$$\begin{aligned}\mu_{B1_{off}} &= \max \left\{ 0, \min \left\{ 1, \frac{1-B1}{1} \right\} \right\}, \\ \mu_{B1_{on}} &= \max \left\{ 0, \min \left\{ 1, \frac{B1}{1} \right\} \right\}.\end{aligned}\quad (2.43)$$

Система нечіткого логічного висновку для керування В1 складається з двох правил.

$$\begin{aligned}1) \text{ If } (((U_{AL} \text{ and } U_{BL} \text{ and } U_{CL}) \text{ or } (U_{ABL} \text{ and } U_{ACL} \text{ and } U_{BCL})) \\ \text{ or } (K_{2U_h} \text{ and } K_{0U_h})) \text{ and } P_{CB_L} \text{ and } P_{WL} \text{ and } P_{BL} \text{ and } P_{nCB_L} \text{ and} \\ P_{nWL} \text{ and not } W_{nL} \text{ or } ((U_{Ah} \text{ and } U_{Bh} \text{ and } U_{Ch}) \text{ or } (U_{ABh} \text{ and} \\ U_{ACh} \text{ and } U_{BCh})) \text{ and } P_{CBh} \text{ and } P_{Wh} \text{ and } P_{Bh} \text{ and } P_{nCBh} \text{ and } P_{nWh} \\ \text{ and not } W_{nh} \text{ then } B1_{on}\end{aligned}\quad (2.44)$$

З силою спрацювання

$$\mu_{B1_{on}} = \max \left\{ \begin{array}{l} \min \left\{ \max \left\{ \min \{ \mu_{U_{AL}}, \mu_{U_{BL}}, \mu_{U_{CL}} \}, \min \{ \mu_{U_{ABL}}, \mu_{U_{ACL}}, \mu_{U_{BCL}} \}, \right. \right. \\ \left. \left. \min \{ \mu_{K_{2U_h}}, \mu_{K_{0U_h}} \} \right\}, \right. \\ \left. \mu_{P_{CB_L}}, \mu_{P_{WL}}, \mu_{P_{BL}}, \mu_{P_{nCB_L}}, \mu_{P_{nWL}}, (1 - \mu_{W_{nL}}) \right\}, \\ \min \left\{ \max \left\{ \min \{ \mu_{U_{Ah}}, \mu_{U_{Bh}}, \mu_{U_{Ch}} \}, \min \{ \mu_{U_{ABh}}, \mu_{U_{ACh}}, \mu_{U_{BCh}} \} \right\}, \right. \\ \left. \mu_{P_{CBh}}, \mu_{P_{Wh}}, \mu_{P_{Bh}}, \mu_{P_{nCBh}}, \mu_{P_{nWh}}, (1 - \mu_{W_{nh}}) \right\} \end{array} \right\}$$

$$\begin{aligned}2) \text{ If } (((U_{An} \text{ or } U_{Ah} \text{ and } U_{Bn} \text{ or } U_{Bh} \text{ and } U_{Cn} \text{ or } U_{Ch}) \text{ or } (U_{ABn} \text{ or} \\ U_{ABh} \text{ and } U_{ACn} \text{ or } U_{ACh} \text{ and } U_{BCn} \text{ or } U_{BCh})) \text{ and } (P_{CBn} \text{ or } P_{CBh} \text{ and} \\ P_{Wn} \text{ or } P_{Wh}) \text{ then } B1_{off}.\end{aligned}\quad (2.45)$$

З силою спрацювання

$$\mu_{B1_{off}} = \min \left\{ \max \left\{ \min \left\{ \max\{\mu_{U_{Ah}}, \mu_{U_{An}}\}, \max\{\mu_{U_{Bh}}, \mu_{U_{Bn}}\}, \right\} \right. \right. \\ \left. \left. \max\{\mu_{U_{Ah}}, \mu_{U_{An}}\}, \right. \right. \\ \left. \left. \min \left\{ \max\{\mu_{U_{ABh}}, \mu_{U_{ABn}}\}, \max\{\mu_{U_{ACh}}, \mu_{U_{ACn}}\}, \right\} \right. \right. \\ \left. \left. \max\{\mu_{U_{BCh}}, \mu_{U_{BCn}}\} \right. \right. \\ \left. \left. \max\{\mu_{P_{CBh}}, \mu_{P_{CBn}}\}, \max\{\mu_{P_{Wh}}, \mu_{P_{Wn}}\} \right. \right\}.$$

Перше правило складається з двох частин. Перша частина означає, що коли всі фазні напруги низькі або всі міжфазні напруги низькі або обидва коефіцієнти несиметрії великі, і при цьому низький рівень генерації електроенергії, низький заряд АБ, до того ж за прогнозом не очікується збільшення генерації, а навантаження не на низькому рівні, немає іншого виходу, як підключити абонентський пункт до гібридної мікромережі. Друга частина правила означає, що коли всі фазні або міжфазні напруги великі і при цьому генерація енергії велика при великому рівні зарядженості АБ, а згідно прогнозу не очікується суттєве зниження генерації і збільшення навантаження, то існує надлишок електроенергії, який можна видати в мікромережу.

Друге правило означає, що коли всі фазні чи міжфазні напруги мають нормальний або великий рівень і генерація електроенергії на нормальному або високому рівні, то абонентський пункт здатен забезпечити автономне живлення від альтернативних джерел і його можна відключити від мікромережі.

Пропонується метод дефазифікації – за максимальною силою спрацювання, а саме:

якщо  $\mu_{B1_{off}} > \mu_{B1_{on}}$  – вимкнути вимикач В1,

якщо  $\mu_{B1_{off}} < \mu_{B1_{on}}$  – увімкнути вимикач В1.

Вимикач В2 підключає СБ до мережі абонентського пункту. Вимикач В3 підключає вітроустановку до мережі абонентського пункту. Вимикач В4 підключає АБ на заряд від мережі абонентського пункту. Дані вимикачі завжди увімкнені при функціонуванні електромережі. Вимикаються вони тільки у випадках демонтажу, ремонту чи окремих видів обслуговування.

Вимикач В5 підключає АБ на розряд в мережу абонентського пункту. Аналогічно В1 введемо нечітку величину  $B5 = \langle B5_{on}, B5_{off} \rangle$ . Функції приналежності термів величини  $B5$  мають вигляд, аналогічний (2.42).

$$1) \quad \text{If}((P_{CBL} \text{ or } P_{CBn}) \text{ and } (P_{WL} \text{ or } P_{Wn}) \text{ and } P_{Bh} \text{ and } P_{n_{CBL}} \text{ and } P_{n_{WL}} \text{ and } (Wn_h \text{ or } Wn_n)) \text{ then } B5_{on} \quad (2.46)$$

З силою спрацювання

$$\mu_{B5_{off}} = \min \left\{ \max\{\mu_{P_{CBL}}, \mu_{P_{CBn}}\}, \max\{\mu_{P_{WL}}, \mu_{P_{Wn}}\}, \max\{\mu_{W_{\Pi h}}, \mu_{W_{\Pi n}}\}, \mu_{P_{Bh}}, \mu_{P_{n_{CBL}}}, \mu_{P_{n_{WL}}} \right\} \quad (2.47)$$

$$2) \quad \text{If}((P_{CBh} \text{ or } P_{CBn}) \text{ and } (P_{Wh} \text{ or } P_{Wn}) \text{ and } P_{Bh} \text{ and } (P_{n_{CBL}} \text{ or } P_{n_{CBn}}) \text{ and } (P_{n_{WL}} P_{n_{Wn}}) \text{ and } Wn_h) \text{ then } B5_{off}. \quad (2.48)$$

З силою спрацювання

$$\mu_{B5_{off}} = \min \left\{ \max\{\mu_{P_{CBh}}, \mu_{P_{CBn}}\}, \max\{\mu_{P_{Wh}}, \mu_{P_{Wn}}\}, \max\{\mu_{P_{n_{CBL}}}, \mu_{P_{n_{CBn}}}\}, \max\{\mu_{P_{n_{WL}}}, \mu_{P_{n_{Wn}}}\}, \mu_{P_{Bh}}, \mu_{W_{\Pi h}} \right\}$$

Метод дефазифікації – за максимальною силою спрацювання, а саме:

$$\begin{aligned} \text{якщо } \mu_{B5_{off}} > \mu_{B5_{on}} & - \text{вимкнути вимикач В5,} \\ \text{якщо } \mu_{B5_{off}} < \mu_{B5_{on}} & - \text{увімкнути вимикач В5.} \end{aligned}$$

Перше правило означає, що АБ підключається на розряд в умовах низької або нормальної генерації при великому рівні зарядженості, при прогнозованому зниженні генерації до низького рівня і прогнозованому середньому або високому рівні навантаження.



Друге правило означає, що при високому або нормальному рівні генерації, великому рівні зарядженості, при прогнозованому зниженні генерації і підвищенні навантаження слід зберегти зарядженість до очікуваного напруженого режиму електроживлення. Якщо прогнозні умови генерації здійсняться, то спрацює правило перше і АБ увімкнеться на розряд.

Такий режим вимикання розряду за прогнозними даними не передбачений стандартним алгоритмом автоматичного керування зарядом-розрядом. Проте за рахунок такого втручання ІС можливо подовжити режим автономного електропостачання абонентського пункту.

Вимикач В6 підключає некритичне навантаження в мережу абонентського пункту. Аналогічно В1 ведемо нечітку величину  $B6 = \langle B6on, B6off \rangle$ . Функції приналежності термів величини  $B6$  мають вигляд, аналогічний (2.43).

Некритичне навантаження – це таке, яке в разі необхідності можна відключити без нанесення шкоди.

Система нечіткого логічного висновку для керування В6 складається з двох правил.

$$1) \text{ If } ((U_{AL} \text{ or } U_{BL} \text{ or } U_{CL}) \text{ and } (U_{ABL} \text{ or } U_{ACL} \text{ or } U_{BCL}) \text{ and } W_h \text{ and } W_{n_h}) \text{ then } B6off \quad (2.49)$$

З силою спрацювання

$$\mu_{B6off} = \min\{\max\{\mu_{U_{AL}}, \mu_{U_{BL}}, \mu_{U_{CL}}\}, \max\{\mu_{U_{ABL}}, \mu_{U_{ACL}}, \mu_{U_{BCL}}\}, \mu_{W_h}, \mu_{W_{n_h}}\}$$

$$2) \text{ If } (U_{An} \text{ and } U_{Bn} \text{ and } U_{Cn} \text{ and } U_{ABn} \text{ and } U_{ACn} \text{ and } U_{BCn} \text{ and } W_n \text{ and } (W_{n_n} \text{ or } W_{n_L})) \text{ then } B6on. \quad (2.50)$$

З силою спрацювання

$$\mu_{B6on} = \min\{\max\{\mu_{W_{Пn}}, \mu_{W_{ПL}}\}, \mu_{W_n}, \mu_{U_{An}}, \mu_{U_{Bn}}, \mu_{U_{Cn}}, \mu_{U_{ABn}}, \mu_{U_{ACn}}, \mu_{U_{BCn}}\}$$

Метод дефазифікації – за максимальною силою спрацювання, а саме:

якщо  $\mu_{B6off} > \mu_{B6on}$  – вимкнути вимикач В6,

якщо  $\mu_{B6off} < \mu_{B6on}$  – увімкнути вимикач В6.

Вимикач В7 підключає балансне навантаження в мережу абонентського пункту. Аналогічно В1 ведемо нечітку величину  $B7 = \langle B7on, B7off \rangle$ . Функції приналежності термів величини  $B7$  мають вигляд, аналогічний (2.43). Балансне навантаження допомагає спожити невеликий надлишок електроенергії, який вигідніше використати в абонентському пункті ніж видати в мікромережу.

Система нечіткого логічного висновку для керування В7 складається з двох правил.

$$\begin{aligned} &1) \text{ If } ((U_{An} \text{ or } U_{AL}) \text{ and } (U_{Bn} \text{ or } U_{BL}) \text{ and } (U_{Cn} \text{ or } U_{CL}) \\ &\quad \text{and } (U_{ABn} \text{ or } U_{ABL}) \text{ and } (U_{ACn} \text{ or } U_{ACL}) \text{ and } (U_{BCn} \text{ or } \\ &\quad U_{BCL}) \text{ and } K_{2U_n} \text{ and } K_{0U_n}) \text{ then } B7off \end{aligned} \quad (2.51)$$

З силою спрацювання

$$\mu_{B7off} = \min \left\{ \begin{array}{l} \max\{\mu_{U_{AL}}, \mu_{U_{An}}\}, \max\{\mu_{U_{BL}}, \mu_{U_{Bn}}\}, \max\{\mu_{U_{CL}}, \mu_{U_{Cn}}\}, \\ \max\{\mu_{U_{ABL}}, \mu_{U_{ABn}}\}, \max\{\mu_{U_{ACL}}, \mu_{U_{ACn}}\}, \max\{\mu_{U_{BCL}}, \mu_{U_{BCn}}\}, \\ \mu_{K_{2U_n}}, \mu_{K_{0U_n}}, \end{array} \right\}$$

$$\begin{aligned} &2) \text{ If } ((U_{An} \text{ or } U_{Ah}) \text{ and } (U_{Bn} \text{ or } U_{Bh}) \text{ and } (U_{Cn} \text{ or } U_{Ch}) \\ &\quad \text{and } (U_{ABn} \text{ or } U_{ABh}) \text{ and } (U_{ACn} \text{ or } U_{ACh}) \text{ and } (U_{BCn} \text{ or } \\ &\quad U_{BCh}) \text{ and } K_{2U_n} \text{ and } K_{0U_n}) \text{ then } B7on. \end{aligned} \quad (2.52)$$

З силою спрацювання

$$\mu_{B7_{on}} = \min \left\{ \begin{array}{l} \max\{\mu_{U_{Ah}}, \mu_{U_{An}}\}, \max\{\mu_{U_{Bh}}, \mu_{U_{Bn}}\}, \max\{\mu_{U_{Ch}}, \mu_{U_{Cn}}\}, \\ \max\{\mu_{U_{ABh}}, \mu_{U_{ABn}}\}, \max\{\mu_{U_{ACH}}, \mu_{U_{ACn}}\}, \max\{\mu_{U_{BCh}}, \mu_{U_{BCn}}\}, \\ \mu_{K_{2Un}}, \mu_{K_{0Un}}, \end{array} \right\}$$

Метод дефазифікації – за максимальною силою спрацювання, а саме:

якщо  $\mu_{B7_{off}} > \mu_{B7_{on}}$  – вимкнути вимикач В7,

якщо  $\mu_{B7_{off}} < \mu_{B7_{on}}$  – увімкнути вимикач В7.

Таким чином, розроблена система нечітких продукційних правил дозволяє в процесі функціонування гібридної системи електропостачання вносити зміни в режим функціонування з метою підвищення енергоощадності та ресурсу складових системи електропостачання. Система нечітких правил, сформована на основі експертної оцінки та математичних моделей прогнозування рівня генерації та споживання, враховує операційну логіку функціонування ГЕ при достатньому рівні якості електроенергії та є складовою БЗ.

## 2.7 Висновки до другого розділу

Розглянуто задачу прийняття рішень при управлінні ГЕ. Визначено складові інформаційного забезпечення підтримки прийняття рішень при управлінні ГЕ.

Формалізовано множини завдань, що повинні виконуватись СППР як інструментальним засобом підтримки прийняття рішень при управлінні ГЕ.

Запропоновано модель збору та попередньої обробки інформації, яка описує процес збору даних в режимі реального часу, перевірку відповідності між зібраними даними та характеристиками об'єкта спостереження, відсів помилкових даних, зберігання даних та оброблення зібраних даних для подальшого їх використання.

Запропоновано математичний опис моделі визначення рівня генерації електроенергії від ВДЕ, яка використовує апарат нечіткої математики та дозволяє здійснювати прогнозування режиму генерації у залежності від постійнозмінних метеоумов.

Описано модель прогнозування споживання електроенергії за допомогою нечіткої математики, яка дає можливість комплексного врахування потреби в електроенергії, що дозволяє підвищити точність короткострокового прогнозування.

Запропоновано модель оцінки якості електроенергії, яка дозволяє не тільки оцінювати ступінь відповідності показників якості прийнятим нормам, а й відслідковувати зміну якості електроенергії навіть якщо основні показники не виходять за межі допустимих значень, формувати правила для управління режимами роботи ГЕ.

Сформовано масиви альтернативних можливих режимів, на основі експертної оцінки визначено критерії вибору рішень, сформульовано нечіткі продукційні правила, які враховують операційну логіку ГЕ. Основні результати розділу опубліковано у працях [1, 2, 5-9, 13-15, 17, 19-25].

## **РОЗДІЛ 3**

### **СИСТЕМНІ МОДЕЛІ ТА ІНФОРМАЦІЙНА ТЕХНОЛОГІЯ ПІДТРИМКИ ПРИЙНЯТТЯ РІШЕНЬ ПРИ УПРАВЛІННІ ГІБРИДНОЮ ЕНЕРГОМЕРЕЖОЮ**

В даному розділі представлено системні моделі, алгоритмічне забезпечення та ІТППР при управлінні ГЕ.

Проведено системний аналіз інформаційних взаємозв'язків складових процесу прийняття рішень при управлінні ГЕ, за яким, загальний процес є поєднанням підпроцесів, кожний з яких, в свою чергу також є поєднанням підпроцесів. Таким чином, інформаційні зв'язки є ієрархією взаємопов'язаних дій.

Із використанням графічних нотацій IDEF0 та IDEF3 методології структурного аналізу та проектування (SADT) [121, 122, 123] виконано формалізацію та опис процесів, що дало змогу побудувати функціональні моделі та представити опис процесу збору та попередньої обробки інформації, прогнозування генерації електроенергії, споживання електроенергії, модель оцінки якості електроенергії та вибору рішення з метою визначення ефективного режиму функціонування ГЕ.

Розроблено функціональну модель, що деталізує опис етапів запропонованої ІТППР при управлінні ГЕ та поєднує моделі і алгоритмічне забезпечення для завдань збору і попередньої обробки інформації, прогнозування рівня генерації від ВДЕ, прогнозування рівня споживання, оцінки якості електроенергії, підтримки прийняття рішень.

#### **3.1 Функціональна модель процесу збору та попередньої обробки інформації**

Для реалізації збору і попередньої обробки інформації необхідні відповідні технічні (датчики) та програмні засоби збирання, обробки і зберігання даних.

Данні, які потрапляють в СППР можуть одноразово вноситися користувачем при реєстрації в системі, а також вноситися з зовнішніх джерел інформації в оперативному режимі. В свою чергу оперативні дані поділяються на дані, які надходять з автоматизованої системи управління та характеризують поточний технічний стан об'єкта спостереження – ГЕ, та дані, зібрані з зовнішніх джерел інформації – це дані про прогнози метеорологічні умови навколишнього середовища. На попередньому етапі потрібно виконувати перевірку достовірності та цілісності даних, переданих від автоматизованої системи управління, а також з сайтів прогнозу погоди. Дані до БД записуються після вказаної перевірки. Дані, отримані в оперативному режимі, використовуються при оцінці переліку альтернатив режимів функціонування ГЕ, а також при обчисленні критеріїв вибору рішення.

Декомпозицію процесу збору та попередньої обробки інформації у вигляді діаграми в нотації IDEF0 приведено на рисунку 3.1. Складовими функціями цього процесу є «Збір даних», «Перевірка на коректність», «Збереження у БД» та «Приведення даних».

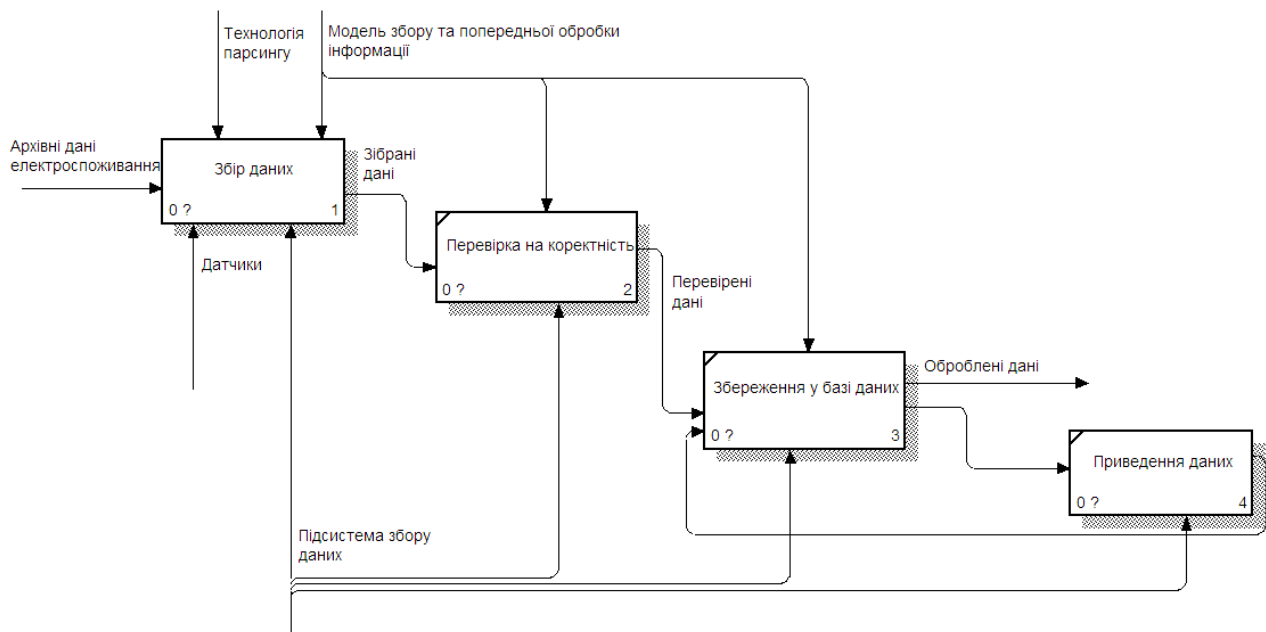


Рисунок 3.1 – Декомпозиція процесу збору та попередньої обробки інформації в нотації IDEF0

Компонент функціонального наповнення «Збір даних» виконує збирання даних з датчиків та сторонніх інформаційних ресурсів (сайту прогнозу погоди), передає зібрані дані на сервер системи підтримки прийняття рішень та виконує їх перевірку.

На рисунку 3.2. показано декомпозицію цього процесу збору даних в оперативному режимі. Він складається з двох етапів: «Збір прогнозованих параметрів метеорологічних умов» та «Збір даних з датчиків».

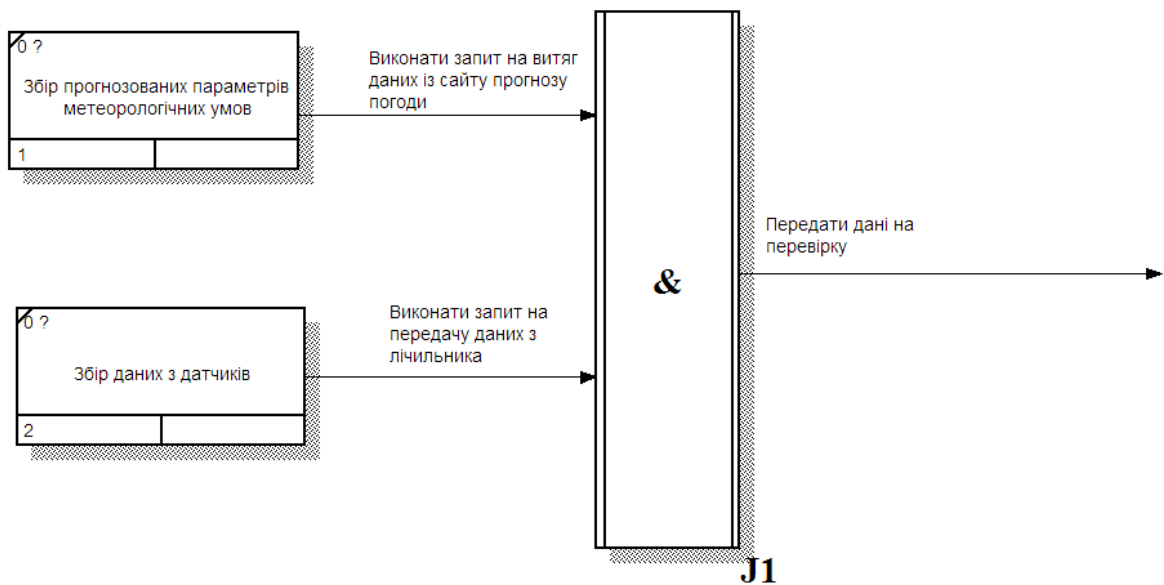


Рисунок 3.2 – Діаграма декомпозиції процесу «Збір даних»

«Збір прогнозованих параметрів метеорологічних умов» полягає у збиранні прогнозних метеоданих з тригодинним інтервалом протягом доби для визначеної географічної місцевості з сайту [gismeteo.ua](http://gismeteo.ua). З цією метою використовується методологія парсингу даних з сайту, наведена у працях [77, 78]. Необхідні дані у тексті HTML-документу виділяються, перетворюються у деревовидну структуру даних та переводяться у згруповану структуру реляційної БД. Алгоритм процесу збору прогнозних погодних даних на основі парсингу з веб-сторінок з сайту прогнозу погоди приведено на рисунку 3.3.



Рисунок 3.3 - Алгоритм процесу збору прогнозних погодних даних

Отриманні прогнозні погодні дані заносяться до БД у відповідну таблицю, після чого надсилаються для подальшої обробки.

Компонент функціонального наповнення «Збір даних з датчиків» відповідає за збір в автоматизованому режимі даних поточного технічного стану ГЕ такі, як які з ВДЕ підключені на даний момент та рівень заряду АБ.

Передача даних з датчиків відбувається за допомогою технології бездротової передачі даних [125, 126]. Дані передаються автоматизованою системою управління до спільної з СППР БД та дані перевіряються на коректність. Дані, які не пройшли перевірку, знищуються перед занесенням наступних. Після успішного проходження перевірки, дані розміщуються до БД.

Компонентом «Перевірка на коректність» здійснюється перевірка зібраних даних. Тільки після проходження перевірки дані заносяться до БД.



Дані про прогнози метеорологічні дані надходить у якісних характеристиках описаних лінгвістичними змінними, крім того, вони відзначаються додатковою нерівномірністю у відповідності до різних періодів (добі, місяця, сезону). Для подальшого використання необхідно визначити їх кількісні значення та виконати приведення даних у відповідності з моделями, описаними у пункті 2.2.

Таким чином, процес про прогноз погоди та поточний технічний стан ГЕ дозволяє здійснювати оперативний контроль режиму функціонування та підготувати дані для прийняття рішень щодо зміни цього режиму у відповідності до зміни погоди або споживання.

На основі даних збору та попередньої обробки інформації реалізовується задача прогнозування рівня генерації від ВДЕ, які включені в ГЕ.

### **3.2 Функціональна модель визначення рівня генерації від відновлювальних джерел енергії**

Попередньо зібрані та оброблені дані використовуються для визначення кількості доступної на даний момент енергії за відповідними моделями, описаними у пункті 2.3.

Для визначення доступної на даний момент часу енергії вхідними даними для моделей є як технічні характеристики типу СБ, ВЕУ та АБ, так і попередньо оброблені та збережені дані з датчиків, які надають інформацію про поточний стан ГЕ, а також попередньо оброблені дані про прогноз метеорологічних умов.

Діаграму декомпозиції процесу «Визначення рівня генерації від ВДЕ» відповідно до нотації IDEF3 наведено на рисунку 3.4.

«Процес збору та попередньої обробки інформації» реалізовано двома відповідними підсистемами, а також «Визначення рівня генерації від сонячних панелей», «Визначення рівня генерації від ВЕУ», «Визначення рівня заряду АБ», які реалізуються у відповідності до моделей (2.9-2.30) підсистемою прийняття рішень.

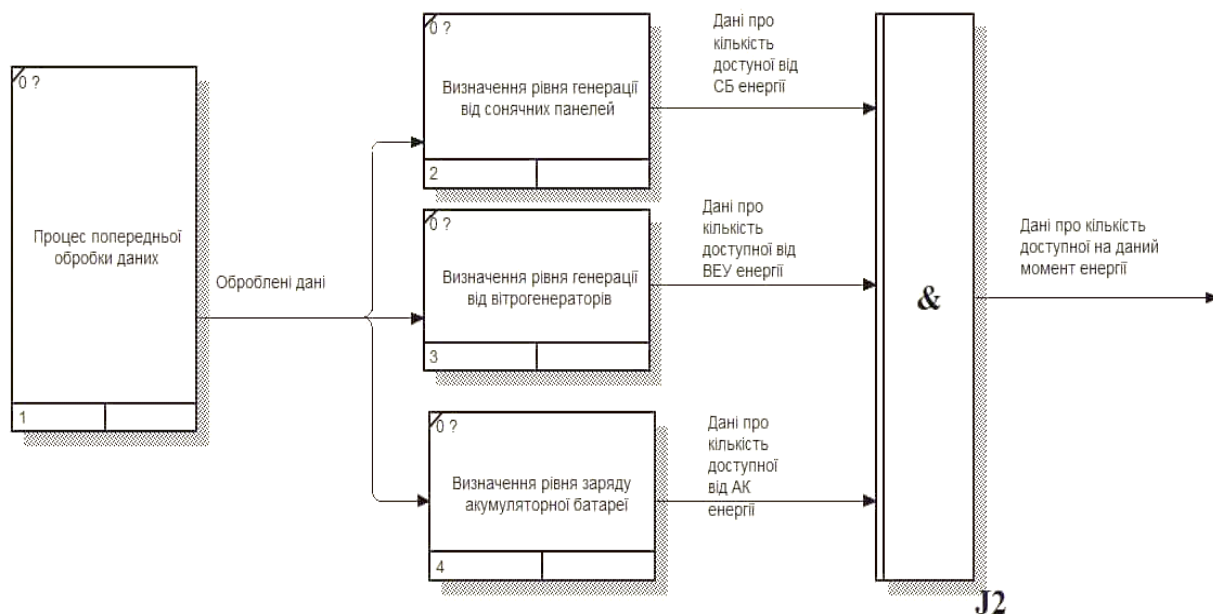


Рисунок 3.4 - Діаграма декомпозиції процесу «Визначення рівня генерації від ВДЕ»

Узагальнена блок-схема алгоритму визначення рівня енергії від існуючих у ГЕ відновлювальних джерел енергії, а також рівня доступної в АБ енергії представлена на рисунку 3.5.



Рисунок 3.5 – Алгоритм визначення доступної на даний момент енергії від кожного з компонентів ГЕ

Результатом виконання процесу «Визначення рівня генерації від ВДЕ» є збереження до БД множин нечітких даних про кількість доступної на даний момент часу енергії від кожного з компонентів ГЕ. Результати цього процесу використовуються в процесі прийняття рішень при управлінні ГЕ.

### 3.3 Функціональна модель визначення прогнозованого значення споживання

Прогнозування споживання електричної енергії здійснюється з врахуванням історичних даних про споживання в поєднанні зі значеннями зовнішніх факторів, якими є добові, тижневі, сезонні коливання в потребі електричної енергії, що дає можливість гнучко підлаштуватися при зміні характеру споживання. Значення зовнішніх факторів використовуються для визначення коефіцієнтів нечіткої регресії прогнозованої моделі.

Контекстну діаграму процесу «Прогнозування електроспоживання» представлено на рисунку 3.6 в нотації IDEF0.

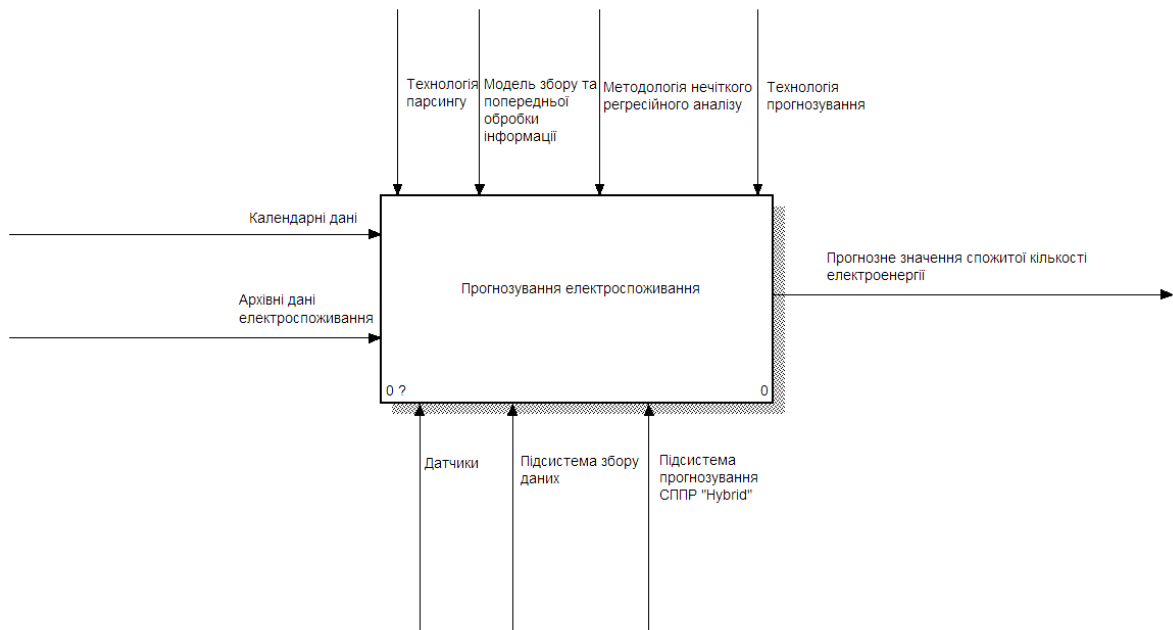


Рисунок 3.6 – Контекстна діаграма процесу «Прогнозування»

Діаграму декомпозиції першого рівня для процесу прогнозування зображено на рисунку 3.7.

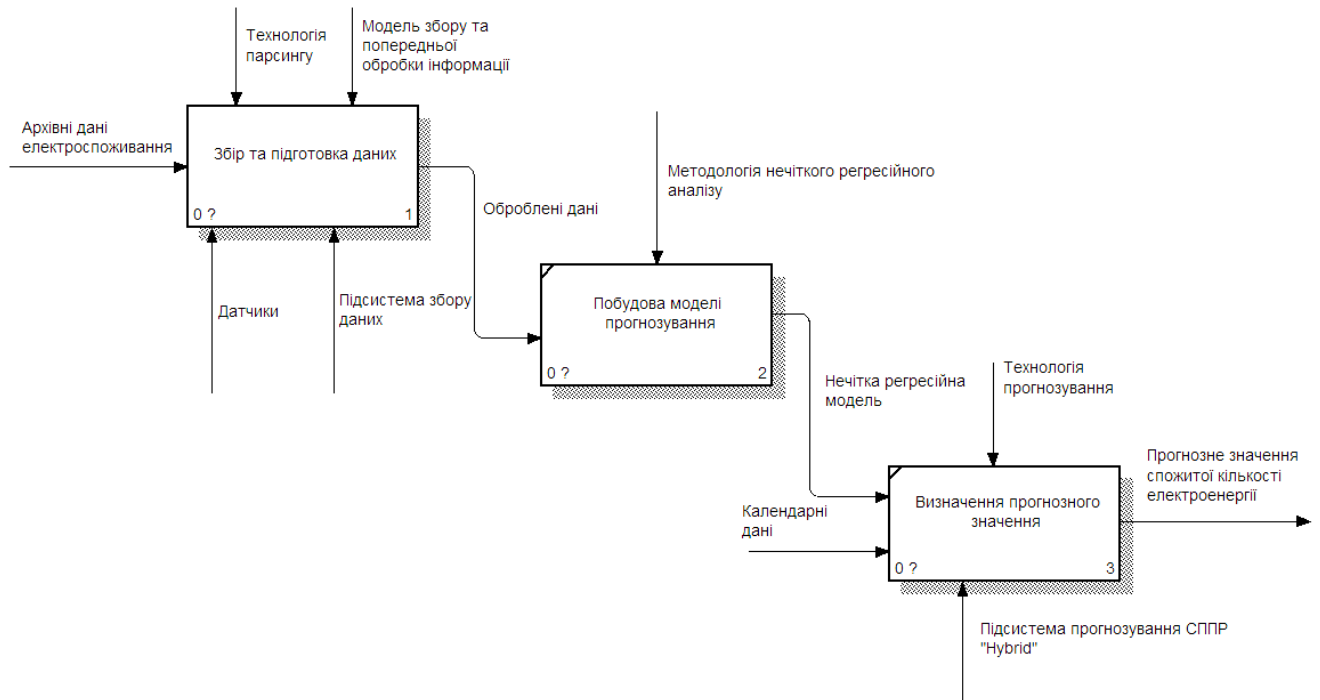


Рисунок 3.7 – Діаграма декомпозиції процесу «Прогнозування»

Процес прогнозування складається з функцій «Збір та підготовка даних», «Побудова моделі прогнозування», «Визначення прогнозованого значення».

«Збір та підготовка даних» реалізують дві відповідні підсистеми СППР. Для побудови нечіткої прогнозованої моделі використовуються зібрані за попередній рік дані про споживання електроенергії з урахуванням добових, тижневих та сезонних коливань. Процес формування моделей прогнозування рівня споживання електроенергії описаний у п.2.4. Результатом є модель прогнозування рівня споживання електроенергії з урахуванням вищевказаних коливань у потребі електроенергії.

«Визначення прогнозованого значення» звертається до компоненту «Побудова моделі прогнозування» та здійснює прогноз рівня споживання за визначеними моделями.

Виклик «Визначення прогнозованого значення» відбувається автоматично для розрахунку прогнозу споживання електричної енергії при визначенні ефективного режиму функціонування ГЕ.

Алгоритм визначення прогнозу наведено на рисунку 3.8. Спершу формується запит щодо розрахунку прогнозу, після чого активується програмний модуль СППР, який, використовуючи дані з автоматизованої системи управління, виконує розрахунки прогнозованого значення. Результати прогнозування відображаються у підсистемі прогнозування СППР «Hybrid», зберігаються до БД та використовуються у подальших розрахунках. Одже, моделлю короткострокового прогнозування рівня електроспоживання враховуються добові, місячні та сезонні коливання, що дозволяє спрогнозувати рівень електроспоживання на наступні три години при невизначеності потреби в електрозабезпеченні.



Рисунок 3.8 – Алгоритм визначення прогнозованого значення

Результатом прогнозування є кількість електроенергії, виражена нечітким трикутним числом, в якій є потреба на наступні три години.

### 3.4 Функціональна модель процесу оцінки якості електроенергії

Оцінка якості виробленої електроенергії проводиться перед етапом вибору ефективного режиму функціонування ГЕ. Слід відзначити, що цей фактор є впливовим для різних типів навантажень. Інтегральний показник якості електроенергії повинен бути визначений для моменту формулювання управлінського рішення. Для ГЕ факторами зовнішнього впливу на якість електроенергії будуть декілька чинників, але тільки деякі з них можливо регулювати, а саме коефіцієнт несиметрії напруг за зворотною послідовністю  $K_{2U}$ , коефіцієнт несиметрії напруг за нульовою послідовністю  $K_{0U}$  та показник відхилення напруги. Саме вони підлягають оперативному контролю та для їх визначення можливо використовувати фазифіковані дані з датчиків. Ці дані є вхідними для моделі визначення якості електроенергії.

Контекстну діаграму процесу «Оцінки якості електроенергії» в нотації IDEF0 зображено на рисунку 3.9.

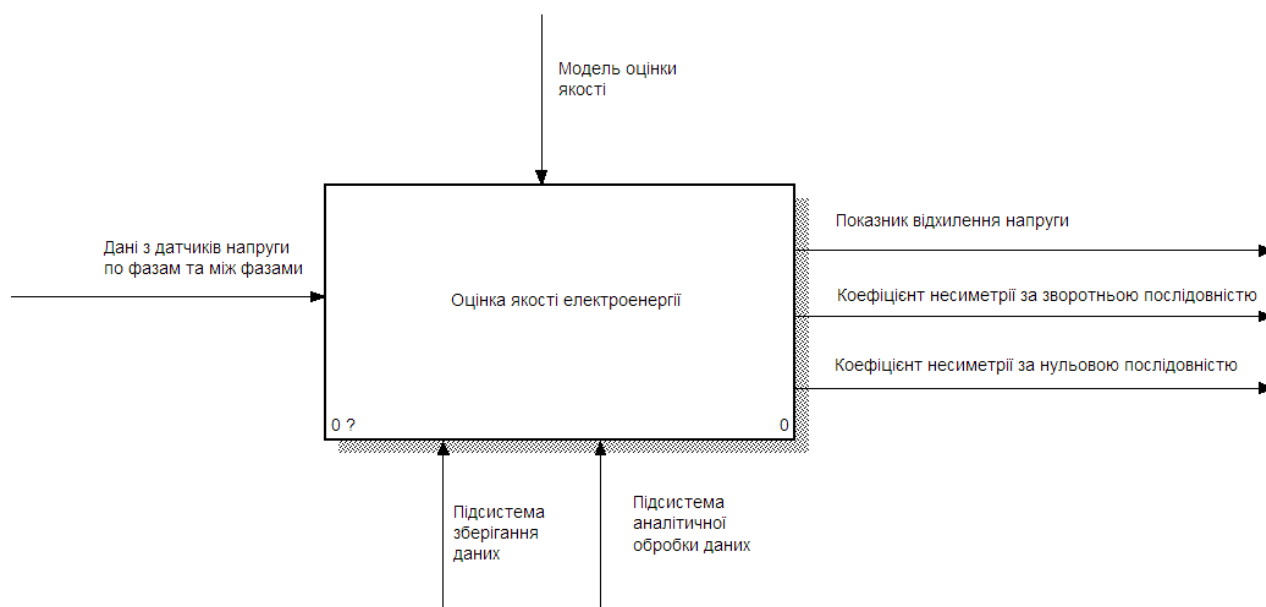


Рисунок 3.9 – Контекстна діаграма процесу оцінки якості електроенергії

Оцінка якості електроенергії виконується підсистемою аналітичної обробки інформації на основі запропонованої моделі оцінки якості електроенергії. Результати розрахунку зберігаються до БД. Розрахунок показників якості виконується у випадку виникнення потреби приєднання гібридної мікромережі до зовнішньої електромережі та враховує різні типи навантажень. Вхідними даними для проведення розрахунку є дані зібрані з датчиків напруги, як по фазам так і між фазами.

Алгоритмічне забезпечення для оцінки якості електроенергії розроблено у п.2.3., а також нечітка оцінка представлена у п.2.6.

Узагальнена блок-схема алгоритму оцінки якості електроенергії представлений на рисунку 3.10.

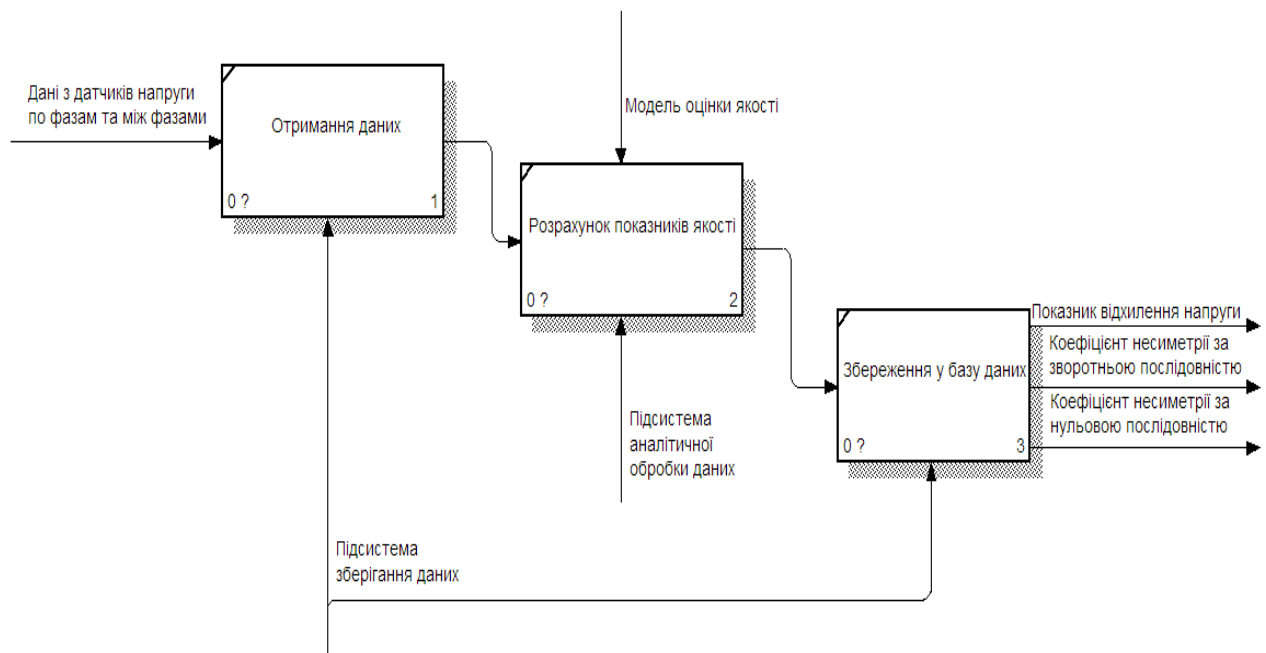


Рисунок 3.10 – Алгоритм оцінки якості електроенергії

### 3.5 Функціональна модель процесу прийняття рішень при управлінні гібридною енергомережою

Контекстна діаграма процесу підтримки прийняття рішень зображена на рисунку 3.11.

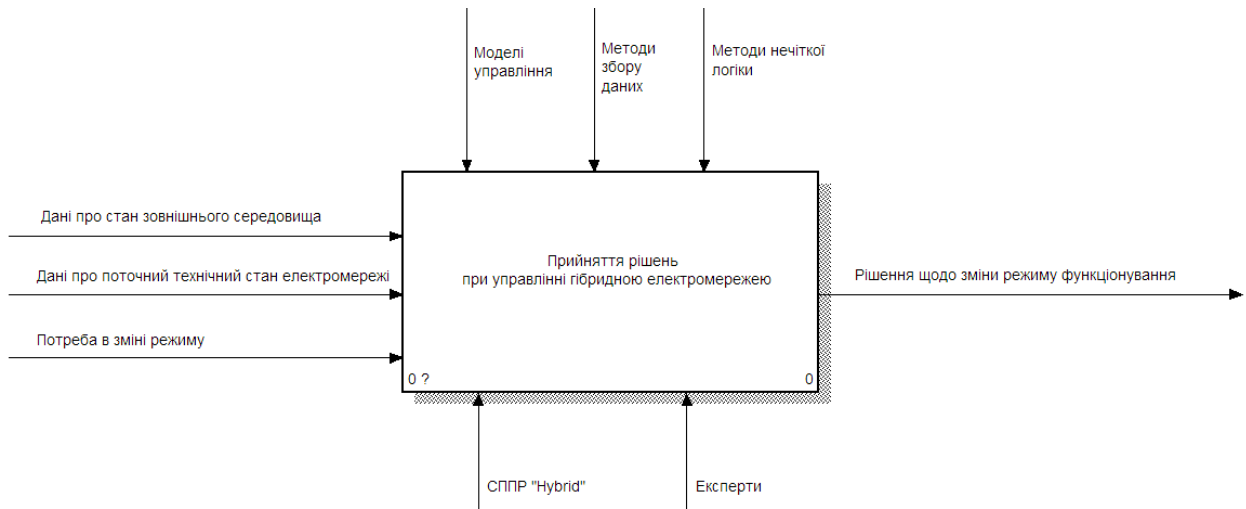


Рисунок 3.11 - Контекстна діаграма «Прийняття рішень при управлінні ГЕ»

Контекстна діаграма представляє собою кореневий вузол деревовидної структури функціональної моделі. Для більш детального опису процесів необхідно виконати декомпозицію контекстної діаграми на функціональні блоки, які є взаємопов'язаними окремими процесами.

Декомпозицію процесу «Прийняття рішень при управлінні ГЕ» у вигляді діаграми приведено на рисунку 3.12.

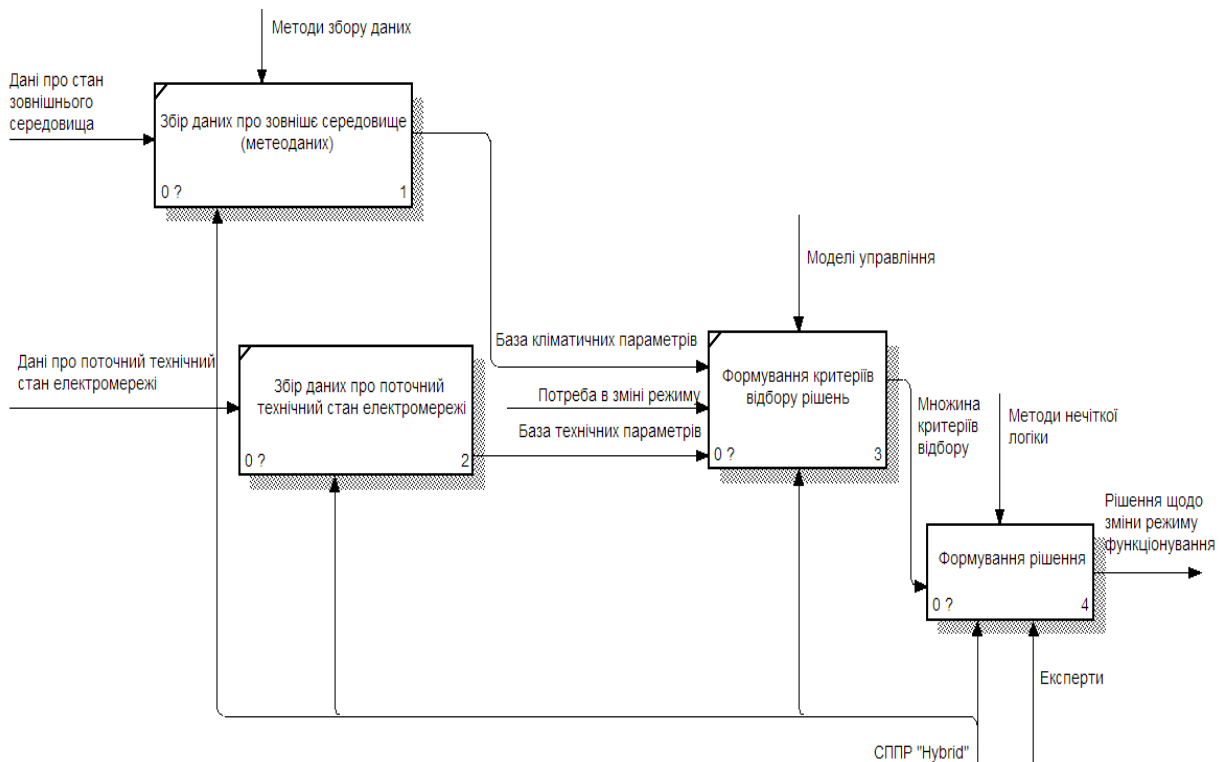


Рисунок 3.12 – Декомпозиція процесу «Прийняття рішень при управлінні ГЕ»



Декомпозиція полягає у розбитті на такі функціональні блоки процесу прийняття рішень: «Збір (метеоданих) даних про зовнішнє середовище», «Збір даних про поточний технічний стан електромережі», «Формування критеріїв відбору рішень», «Формування рішення».

Збір метеоданих полягає у витягу даних з сайту прогнозу погоди та збереження їх до БД. Збір даних про поточний технічний стан електромережі виконується в онлайн-режимі датчиками автоматизованої системи управління та дозволяє сформувати множини поточних даних, які використовуються в процесі прийняття управлінських рішень.

Формування критеріїв відбору рішень виконується під впливом моделей управління, а саме моделі попередньої обробки інформації (п.2.2), моделі визначення рівня генерації від різних джерел енергії (п.2.3), моделі прогнозу споживання (п.2.4) та моделі оцінки якості електроенергії (п.2.5). На основі опитування експертів формулюються нечіткі правила (база нечітких правил), які враховують операційну логіку електромережі (п.2.6), та закладають основу функціонального блоку «Формування рішення». Декомпозицію цього блоку наведено на рисунку 3.13.

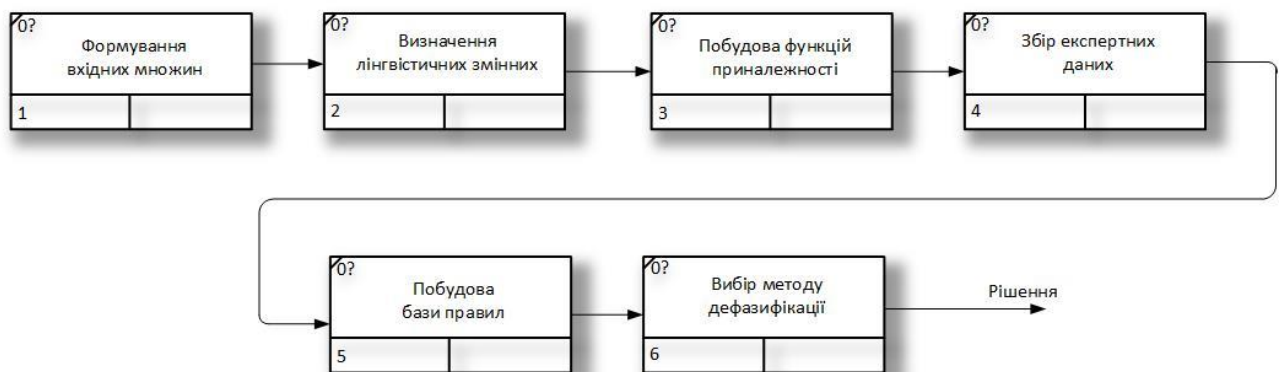


Рисунок 3.13 – Діаграма декомпозиції процесу «Формування рішення»

Процес «Формування рішення» можна описати послідовністю функціональних блоків: «Формування вхідних множин», «Визначення лінгвістичних змінних», «Побудова функцій приналежності», «Збір експертних

даних», «Побудова бази правил», «Вибір методу дефазифікації». Результатом виконання цього процесу є інформація про те, який з перемикачів вимкнути.

### **3.6 Інформаційна технологія підтримки прийняття рішень при управлінні гібридною енергомережою**

Згідно визначень, які наведені у діючих стандартах [127, 128, 129], інформаційна технологія є технологічним процесом, предметом перероблення та результатом якого є інформація.

Інформаційні технології, які використовуються для управління складним технічними системами, якою по суті є ГЕ, представляють собою сукупність методів та засобів збору, обробки, зберігання, передачі інформації та знань задля вирішення завдань управління з використанням програмного забезпечення та засобів обчислювальної та інформаційно-комунікаційної техніки.

ІТППР при управлінні ГЕ є поєднанням моделей та алгоритмічного забезпечення процесів: збору метеорологічних, даних про поточний стан ГЕ та кожної з її складових, попередньої обробки цих даних, визначення рівня генерації від ВДЕ або різної їх комбінації, прогнозування рівня споживання, визначення критеріїв оцінки якості електроенергії, а також- підтримки прийняття рішень щодо визначення ефективного режиму функціонування ГЕ, та візуалізації даних.

Взаємодію процесів, які забезпечуються інформаційною технологією у вигляді функціональної моделі представлено на рисунку 3.14.

ІТППР при управлінні ГЕ складається з п'яти взаємопов'язаних етапів.

Етап 1. Проведення збору даних. На цьому етапі відбуваються збирання даних та перевірка їх на коректність. Опитування датчиків та збирання метеорологічних даних виконуються з тригодинними інтервалами протягом доби. З сформованої множини зібраних даних в процесі попередньої обробки формуються нечіткі множини.

У результаті витягу даних та опитування датчиків збираються параметри функціонування ГЕ за поточних метеорологічних умов, а також дані прогнозу

метеоумов на наступні три години. Такий часовий інтервал визначений тому, що зазвичай погодні данні швидше не змінюються.

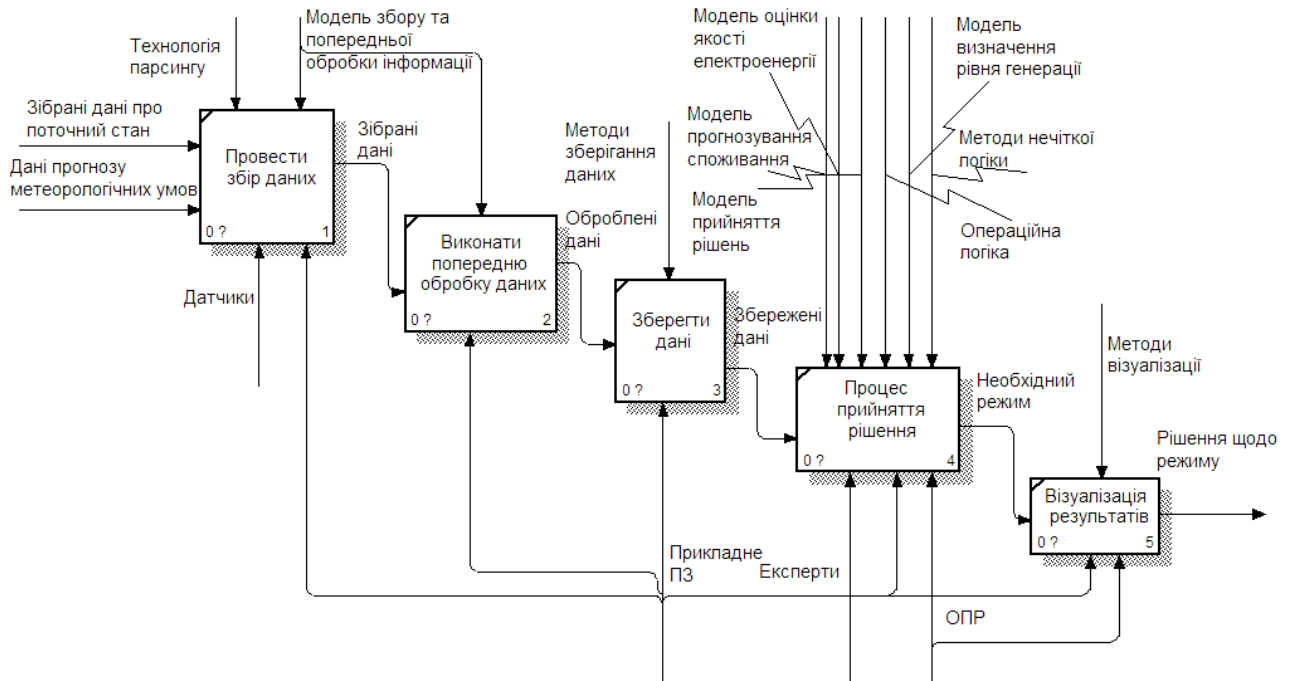


Рисунок 3.14 – Функціональна модель інформаційної технології підтримки прийняття рішень при управлінні ГЕ

Функціональна модель цього процесу описана у пункті 3.1.

Етап 2. Виконання попередньої обробки даних. На цьому етапі множини зібраних даних інтерпретуються у формі нечітких множин для подальшого їх використання у моделях генерації, споживання та оцінки якості. Також на цьому етапі з'ясовуються форми взаємозв'язків між даними.

Реалізація цього процесу забезпечується моделями, наведеними у п.2.2, функціональна модель процесу описана у п.3.1 у поєднанні з процесом збору інформації.

Етап 3. Зберігання даних. Цей етап є обов'язковим. Всі зібрані та попередньо оброблені дані зберігаються до БД. До зібраних та опрацьованих даних звертаються моделі, які використовуються в процесі прийняття рішення. Результати обраховані за моделями визначення рівня генерації, прогнозування споживання та оцінки якості також зберігаються у БД до моменту їх використання у процесі прийняття рішень.

Етап 4. Процес прийняття рішень. Процес прийняття рішення відбувається у відповідності до розроблених моделей та алгоритмічного забезпечення.

Цей процес складається з підпроцесів: визначення рівня генерації від ВДЕ або від різної їх комбінації у відповідності до прогнозних метеорологічних умов, прогнозу рівня споживання електроенергії на наступні три години, оцінки якості електроенергії та процесу вибору ефективного режиму з можливих наявних альтернатив. Всі ці процеси реалізуються моделями, які наведені у п.2.3-2.6, функціональні моделі цих процесів описані у п.3.2 – 3.4.

Модель прийняття рішень враховує операційну логіку електромережі. Вона сформована у ході опитування експертів та представляє собою БЗ, що складається з нечітких продукційних правил.

Результатом цього процесу є визначення ефективного режиму функціонування ГЕ, який характеризується балансом між споживанням та генерацією електроенергії.

Етап 5. Візуалізація результатів. На цьому етапі виконується інтерпретація результатів у користувацькому інтерфейсі для ОПР. ОПР отримує рекомендації щодо управління режимом функціонування ГЕ у вигляді чітких вказівок по вмиканню або вимиканню конкретних вимикачів, які забезпечують підключення/відключення джерел енергії, балансового навантаження та зовнішньої мережі.

Ефективний режим визначається з врахуванням поточного стану електромережі, прогнозних метеорологічних даних та розрахований на забезпечення функціонування ГЕ у наступні за поточними три години.

Розроблена інформаційна технологія забезпечує процеси збирання, обробки та зберігання даних, які необхідні для ефективного управління ГЕ. Основною задачею інформаційної технології є підтримка прийняття рішення щодо обґрунтованого вибору ефективного режиму експлуатації ГЕ, що дозволяє забезпечити кероване ефективне управління електромережею. Інформаційна технологія не виконує вплив на роботу автоматичних пристроїв контролю та регулювання, а лише визначає зміни в режимі функціонування з метою

нормалізації якості електричної енергії, а також дозволяє ефективно її спожити за рахунок оперативного внесення змін в структуру самої гібридної мережі шляхом надання рекомендацій щодо вмикання або вимикання ВДЕ, АБ в режимі заряду або розряду, балансового навантаження або зовнішньої електромережі, підвищити енергоощадність, ресурс складових системи електропостачання та якість електроенергії.

Основні етапи ІТППР при управлінні ГЕ у відповідності до розроблених моделей наведено у таблиці 3.1.

Таблиця. 3.1 – Етапи ІТППР при управлінні ГЕ

	<b>Збір даних</b>	<b>Зберігання даних</b>	<b>Оброблення даних</b>	<b>Передача даних</b>
<b>Моделі</b>	Модель збору та попередньої обробки інформації	Стандартні технології БД	Модель визначення рівня генерації Модель визначення рівня споживання електроенергії Моделі оцінки якості електроенергії Моделі підтримки прийняття рішень при управлінні ГЕ	Стандартні технології передачі даних
<b>Процеси етапів розробленої інформаційної технології</b>	Збирання даних точних параметрів функціонування ГЕ та даних прогнозу метеорологічних умов. Попередня верифікація, приведення та обробка даних <b>Етап 1, 2</b>	Формування БД, що містить вхідні дані та результати оброблення даних <b>Етап 3</b>	Процес підтримки прийняття рішень <b>Етап 4</b>	Збереження даних та відображення результатів на вебсторінці <b>Етап 5</b>

Етапи запропонованої інформаційної технології відповідають, згідно до стандартів [126, 127], етапам інформаційної технології таким, як реалізація функцій збирання, зберігання, оброблення, передавання, відображення та використання інформації.

### **3.7 Висновки до третього розділу**

Проведено системний аналіз процесу управління ГЕ на основі якого здійснено функціональне моделювання процесів, якими забезпечується інформаційна підтримка прийняття рішень при управлінні ГЕ.

Здійснено розробку функціональних моделей та алгоритмічного забезпечення реалізації задач збору та попередньої обробки даних, визначення рівня генерації, прогнозування рівня споживання електроенергії, оцінки якості електроенергії, формування рішення щодо управління ГЕ.

Прикладну ІТППР при управлінні ГЕ представлено у вигляді функціональної моделі та виконано опис етапів зазначеної інформаційної технології.

Основні результати розділу опубліковано у працях [1, 3, 13, 15-16, 19-21, 27].

## РОЗДІЛ 4

### АПРОБАЦІЯ ТА ПРАКТИЧНА РЕАЛІЗАЦІЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДОСЛІДЖЕННЯ

Цей розділ присвячено апробації моделі прийняття рішення та опису практичної реалізації інформаційної технології управління ГЕ у системі підтримки прийняття рішень. Підтримку процесів прийняття ефективних управлінських рішень СППР забезпечує на основі розроблених моделей та інформаційної технології. Представлено функціональні можливості основних підсистем СППР, які забезпечують основні процеси інформаційної технології, та наведено опис загальної архітектури СППР.

Опис роботи підсистем СППР наведено з урахуванням розвитку подій, змін кліматичних умов та динаміки взаємодії об'єктів ГЕ у часі.

Обробка інформації виконується у відповідності до створеної інформаційної технології, що ілюструється схемою розподілу інформаційних потоків [130]. Наведено схему інтеграції СППР з системою управління ГЕ. Представлено архітектуру СППР.

Наведено приклади інтерфейсу СППР, які наочно відображають результати виконання її основних завдань.

#### **4.1 Апробація моделі прийняття рішень на основі системи нечітких продукційних правил**

Тестування моделі прийняття рішення на основі системи нечітких продукційних правил (пункт 2.6) виконувалося у наборі інструментів Fuzzy Logic Toolbox для програмного додатку MatLab. Обраний інструментарій надає можливість виконати візуалізацію системи нечіткого логічного висновку [131, 132]. FIS Editor (редактор систем нечіткого логічного висновку) застосовано для побудови термів лінгвістичних змінних. Membership Function Editor використано

для побудови функцій належності термів лінгвістичних змінних. Rule Editor (редактор правил) застосовано для побудови правил нечіткого логічного висновку.

Тестування виконувалися для ГЕ з ВДЕ, до складу якої входять СБ Amerisolar AS-6P30 загальною площиною 20 м<sup>2</sup>, ВЕУ FLAMINGO AERO, а також АБ Pulsar HTL12-300 [82]. Для оцінки моделі споживання використовувалися дані про споживання електроенергії протягом року у ПАФ «Колос» (Білопільський район Сумської області). Тестування запропонованої моделі прийняття рішень виконувалося для тригодинних інтервалів протягом доби найбільш характерних днів кожного сезону (літнього та зимового сонцестояння та весняного, осіннього рівнодення) при погодних умовах, які були на визначені дати.

Реалізація нечіткого логічного висновку моделі прийняття рішень виконана у відповідності до алгоритму Мамдані. З метою дефазифікації обирались метод максимальної сили спрацювання правила, а також метод середнього центру [133]. (рисунок 4.1).

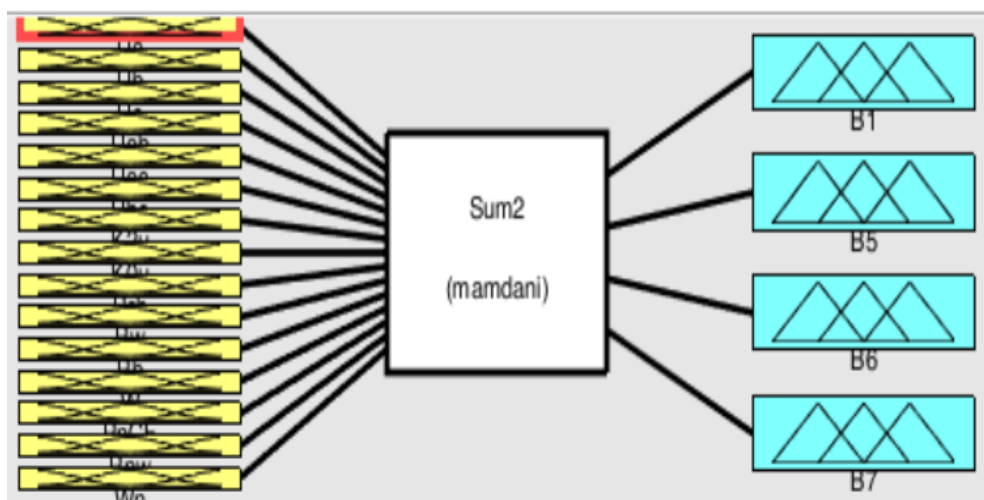


Рисунок 4.1 – Формування входів та виходів логічного виведення

Для кожної із вхідних та вихідних змінних проведено фазифікацію. Для фазних, міжфазних напруг, коефіцієнтів несиметрії результати фазифікації наведено на рисунках 4.2-4.4.



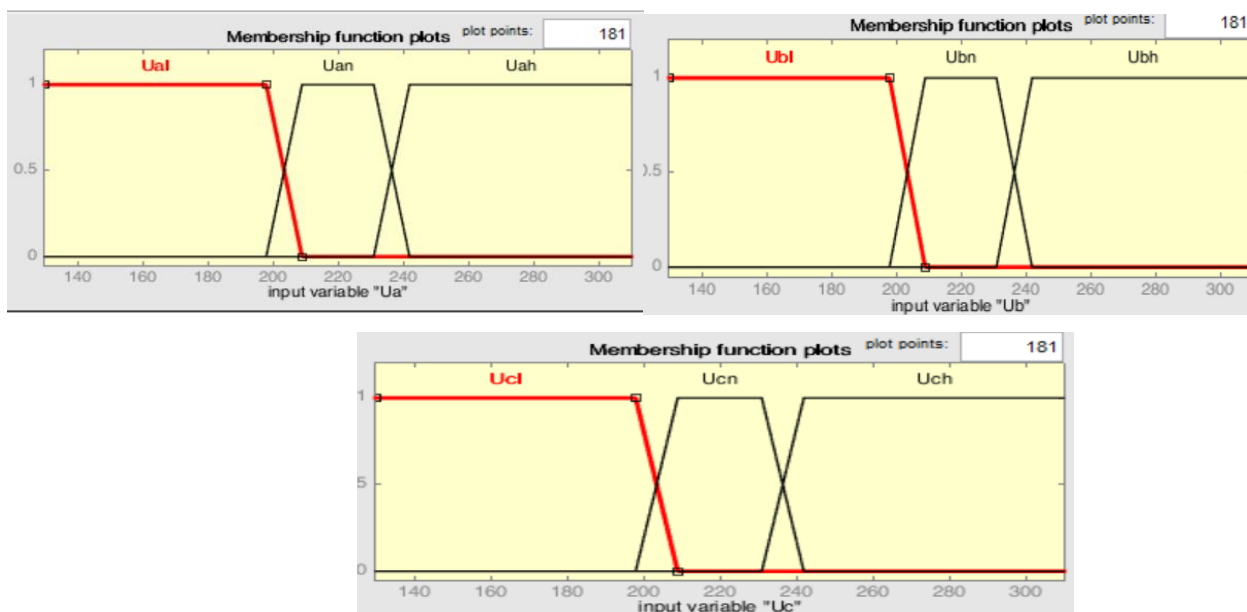


Рисунок 4.2 – Функції приналежності термів лінгвістичних змінних напруг фаз

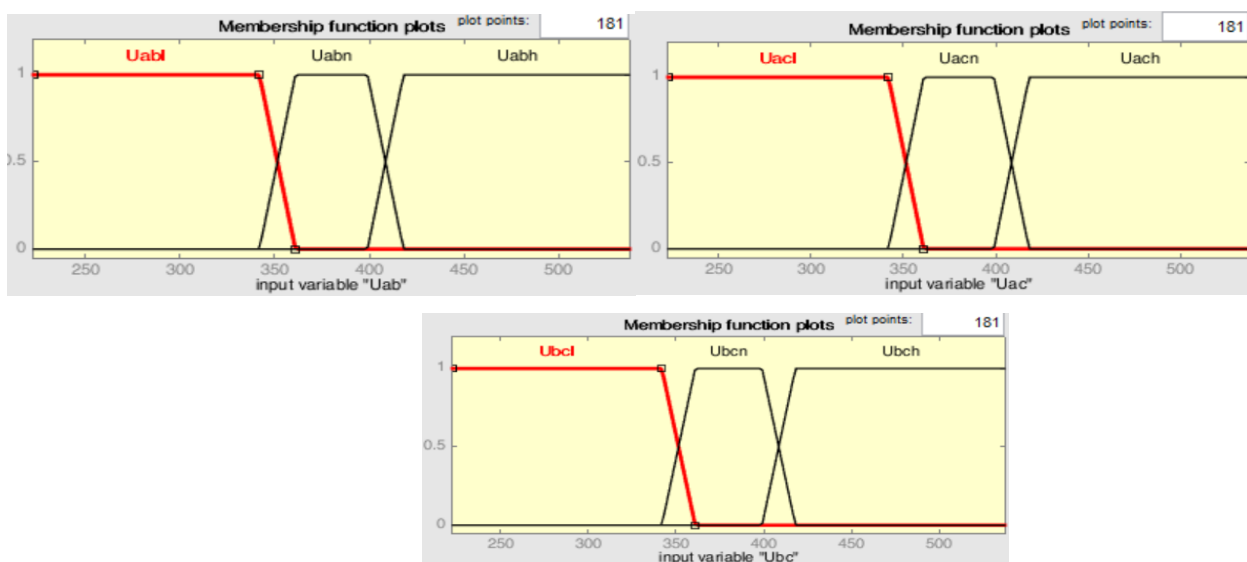


Рисунок 4.3 – Функції приналежності термів лінгвістичних змінних міжфазних напруг

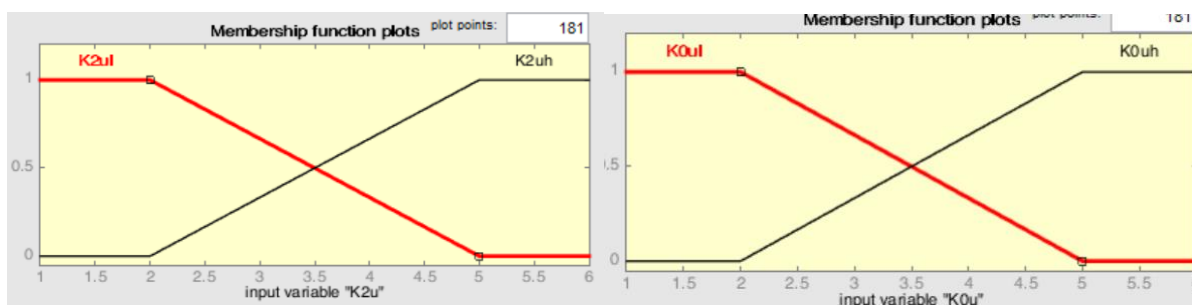


Рисунок 4.4 – Функції приналежності термів лінгвістичних змінних коефіцієнтів несиметрії напруг за зворотною та нульовою послідовністю

Для системи нечіткого висновку подальші вхідні параметри зручно фазифікувати не в абсолютному, а у відносному вигляді. Такий підхід узагальнює методику, тому що вона буде не прив'язана до конкретних параметрів гібридної системи електропостачання. Це потребує незначної корекції виразів (2.38- 2.41).

Потужність СБ у відносному вигляді приймемо  $P_{cb}/P_{mod}$ . Аналогічно потужність ВЕУ -  $P_w/P_{mod}$  (рисунку 4.5). Відповідно прогнозні значення цих параметрів приймемо у вигляді  $P_{ncb}/P_{mod}$ ,  $P_{nw}/P_{mod}$  (рисунку 4.6).

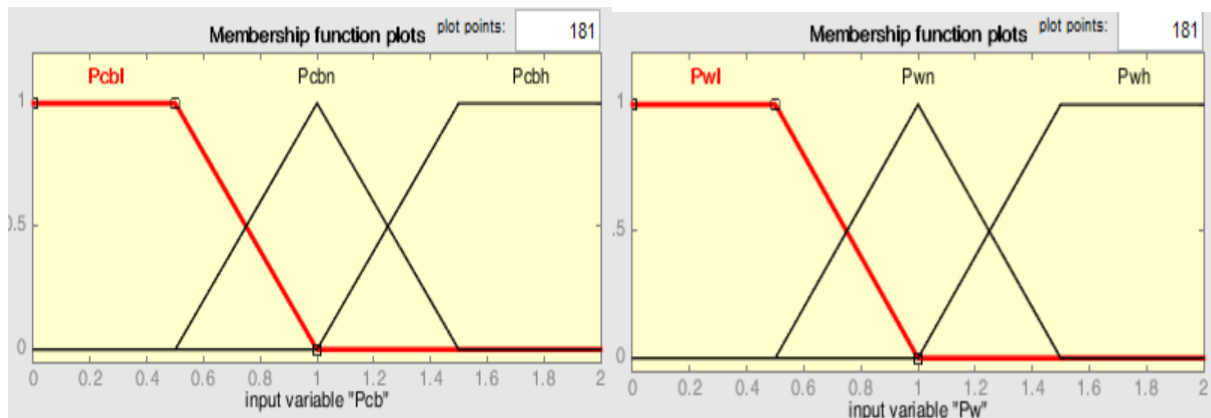


Рисунок 4.5 – Функції приналежності термів лінгвістичних змінних потужності СБ та ВЕУ

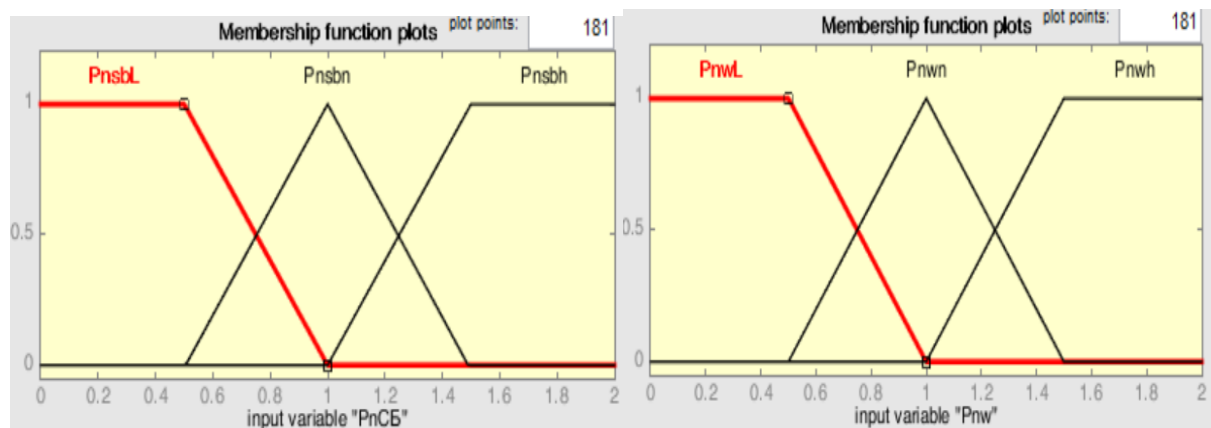


Рисунок 4.6 – Функції приналежності термів лінгвістичних змінних прогнозної потужності СБ та ВЕУ

Для АБ введемо відносний параметр  $P_b/P_{bmax}$ , а для поточного і прогнозного навантаження відповідно  $W/W_{mod}$  і  $W_n/W_{mod}$  (рисунку 4.7).

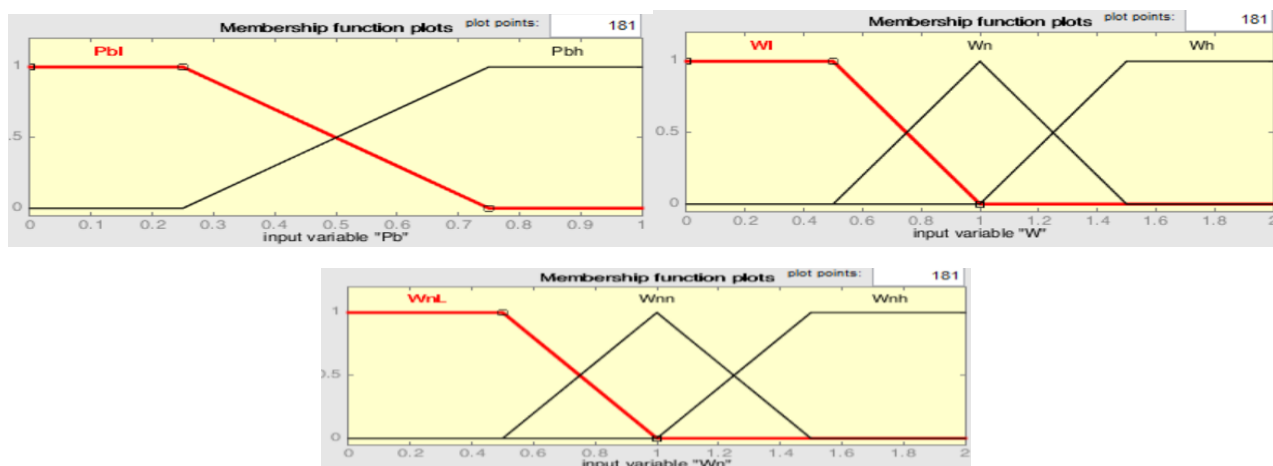


Рисунок 4.7 – Функції приналежності термів лінгвістичних змінних ємності АБ та поточної і прогновної потужності навантаження

Рішення для увімкнення чи вимкнення вимикачів В1, В5, В6, В7 в чіткій логіці відображається чіткими командами – 0, 1, у нечіткому вигляді це рішення залежить від оцінки ступеня виконання команди на увімкнення чи вимкнення вимикачів в інтервалі 0-1. Тому функції приналежності термів вихідних змінних мають вигляд, як показано на рисунку 4.8.

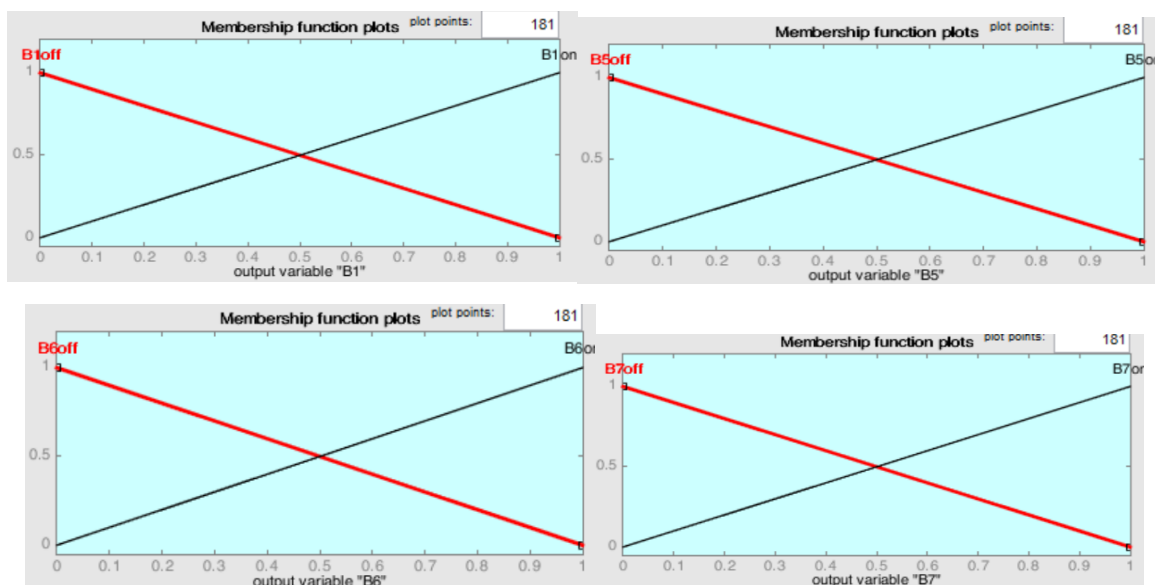


Рисунок 4.8– Функції приналежності термів вихідних змінних

Після фазифікації вхідних параметрів розроблено систему правил нечіткого логічного виведення Мамдані. Складні правила логічного виведення (2.43- 2.51) було розбито на низку простих продукційних правил для зручності програмування в MatLab. Всього таких правил 31.

Візуалізація правил нечіткого логічного виведення представлена на рисунку 4.9.

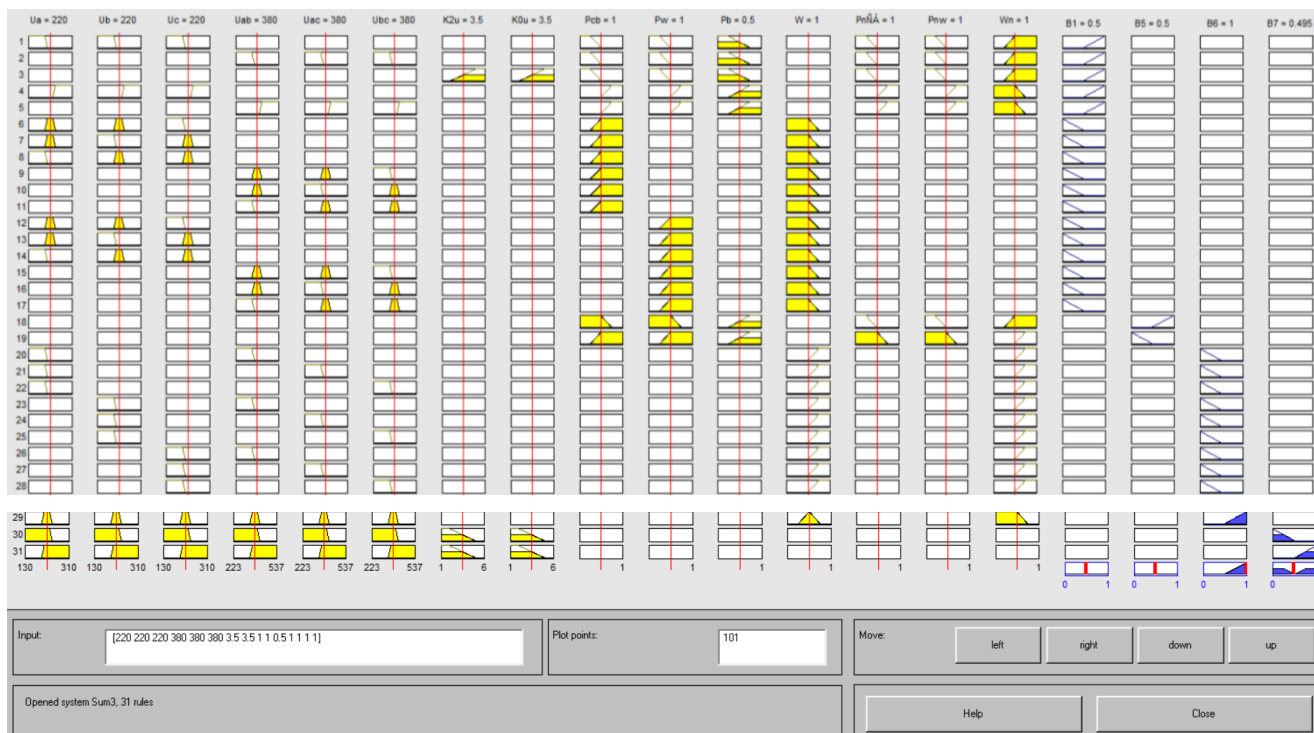
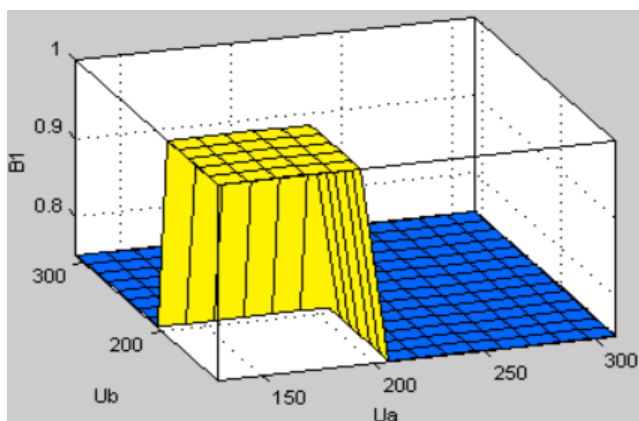


Рисунок 4.9 – Графічний опис правил нечіткого логічного виведення

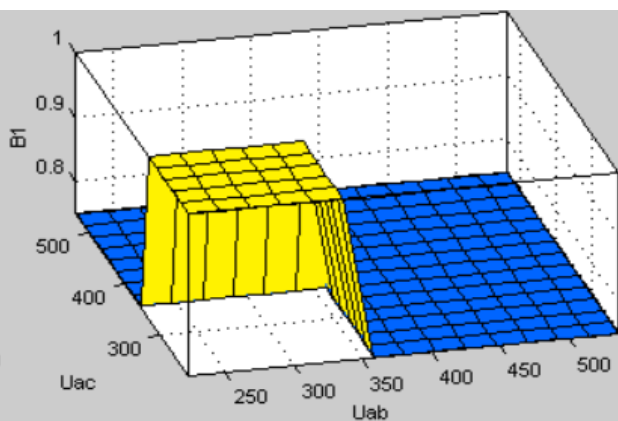
Характеристичні поверхні для бази правил для перемикачів В1, В5-В7 зображено на рисунку 4.10. Значення параметрів, що не відображаються при побудові характеристичних поверхонь, наведені в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Варіанти правил нечіткого логічного виведення

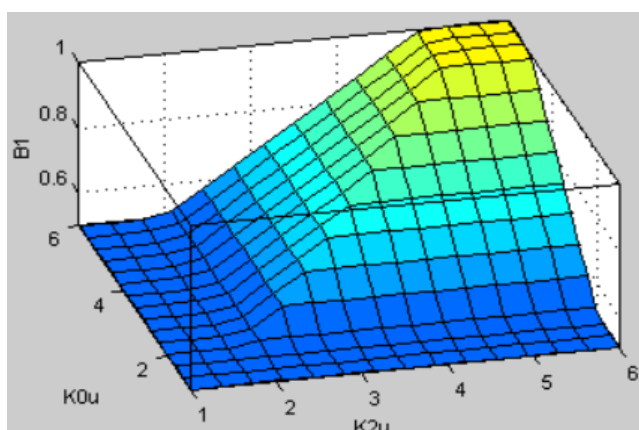
	$U_a$	$U_b$	$U_c$	$U_{ab}$	$U_{ac}$	$U_{bc}$	$K_{2u}$	$K_{0u}$	$P_{cb}$	$P_w$	$P_b$	$W$	$P_{ncb}$	$P_{nw}$	$W_n$
1	var	var	180	380	380	380	3.5	3.5	0.4	0.4	0.2	1	0.4	0.4	1
2	220	220	220	var	var	320	3.5	3.5	0.4	0.4	0.2	1	0.4	0.4	1
3	220	220	220	380	380	380	var	var	0.4	0.4	0.2	1	0.4	0.4	1
4	var	var	250	380	380	380	3.5	3.5	1.5	1.5	0.8	1	1.5	1.5	1
5	220	220	220	var	var	420	3.5	3.5	1.5	1.5	0.8	1	1.5	1.5	1
6	var	var	190	430	430	430	3.5	3.5	1	1	0.8	1	1.5	1.5	1
9	220	220	220	var	var	330	3.5	3.5	1	1	0.7	1	1.5	1.5	1
18	220	220	220	380	380	380	3.5	3.5	var	var	0.7	1	0.8	0.8	1
19	220	220	220	380	380	380	3.5	3.5	var	var	0.7	1	0.4	0.4	1.5
20	var	220	220	var	380	380	3.5	3.5	1	1	0.9	1.5	1	1	1.5
29	var	var	220	380	380	380	3.5	3.5	1	1	0.7	1	1.5	1.5	1
30	var	var	220	330	330	330	2	2	1	1	0.7	1	1.5	1.5	1
31	var	var	240	400	400	400	2	2	1	1	0.7	1	1.5	1.5	1



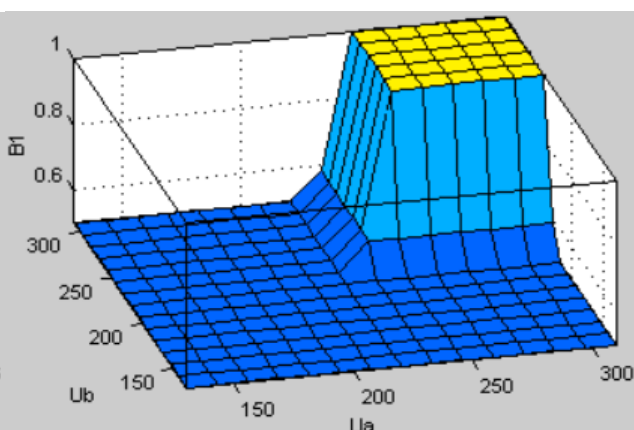
Правило 1



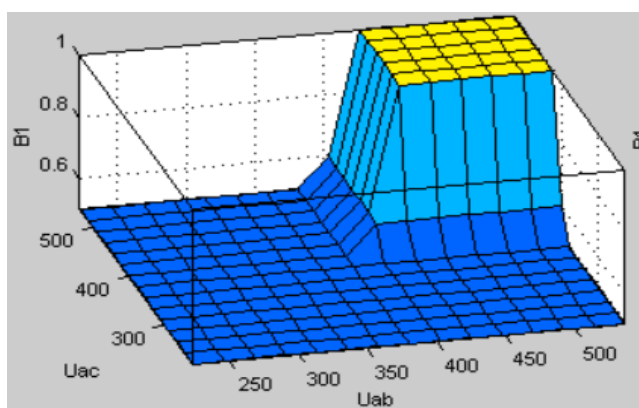
Правило 2



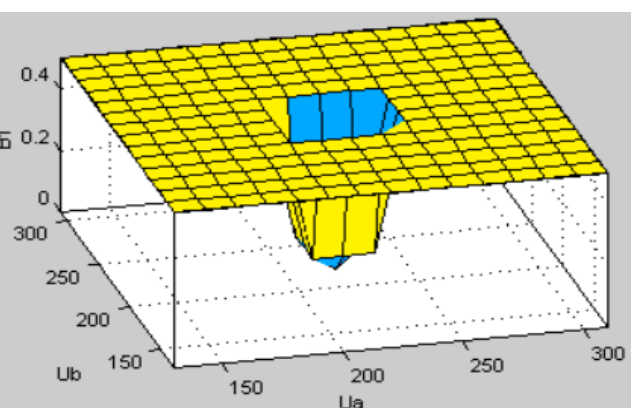
Правило 3



Правило 4

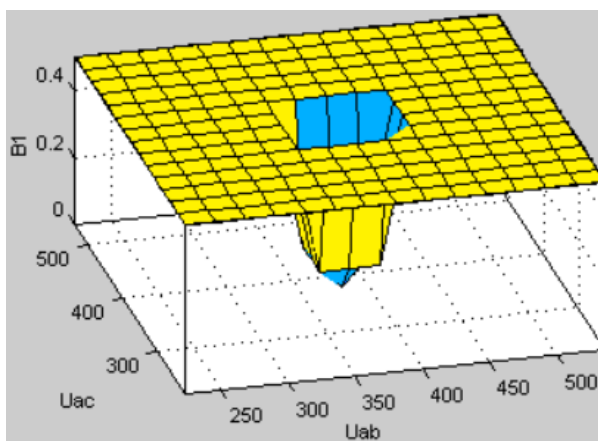


Правило 5

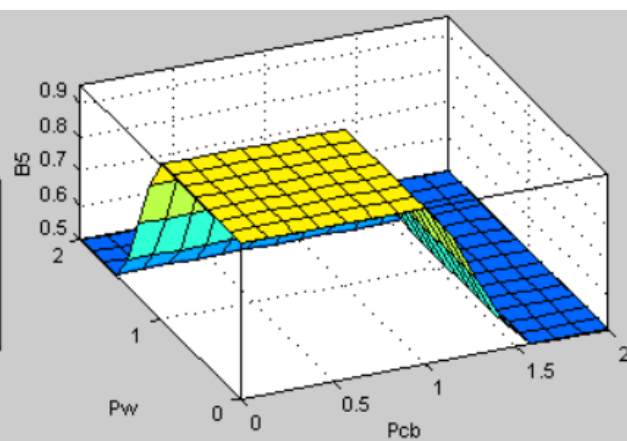


Правило 6

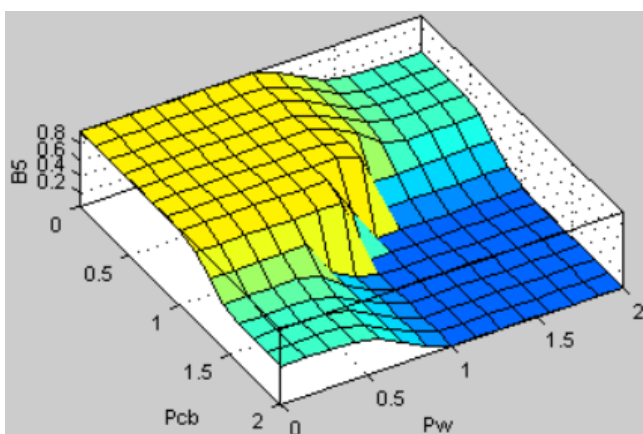
Рисунок 4.10 – Характеристичні поверхні, що ілюструють роботу системи нечіткого логічного виведення



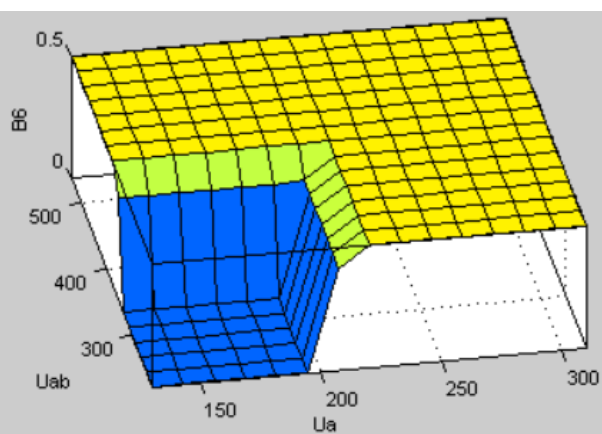
Правило 9



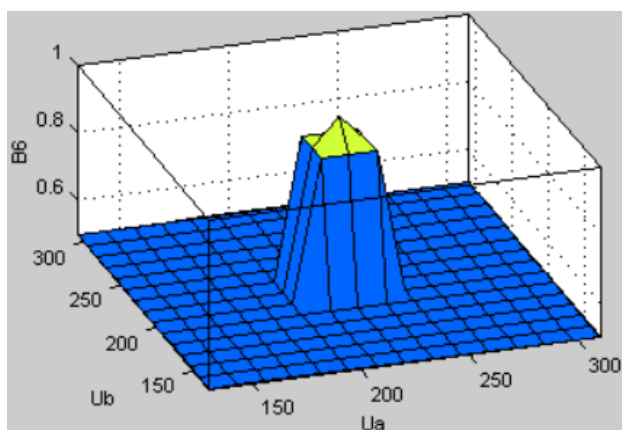
Правило 18



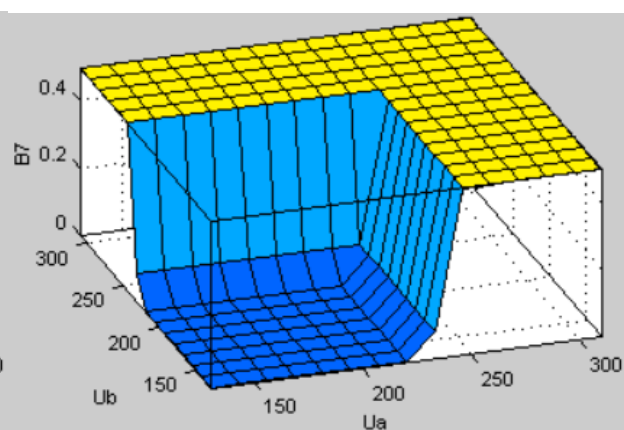
Правило 19



Правило 20

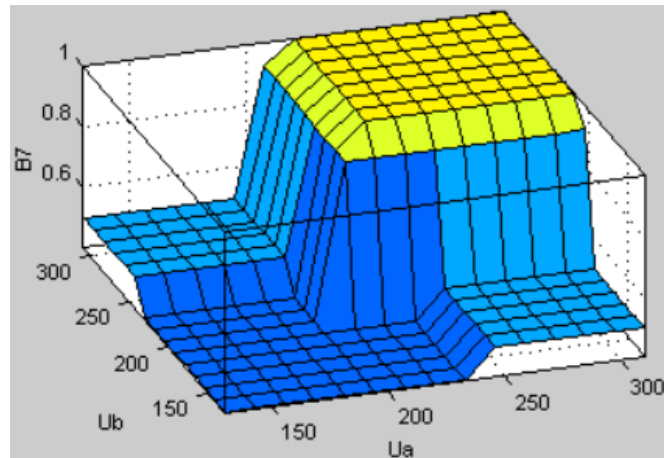


Правило 29



Правило 30

Продовження рисунку 4.10



Правило 31

Продовження рисунку 4.10

Рисунок 4.10 наочно ілюструє правильність побудови системи нечіткого логічного виведення, її відповідність поставленим задачам.

Проведене тестування показало повну адекватність запропонованої моделі прийняття рішень на основі системи нечітких продукційних правил операційної логіки ГЕ в умовах постійної зміни у часі метеорологічних умов та динаміки взаємодії об'єктів ГЕ.

Розроблений метод прийняття рішень при управлінні гібридною електричною мікромережею не втручається в роботу автоматичних пристроїв контролю та регулювання. Він є основою СППР і має на меті нормалізувати якість електричної енергії, а також дозволяє ефективно її спожити за рахунок оперативного внесення змін в управління структурою самої гібридної мережі.

## **4.2 Загальна архітектура системи підтримки прийняття рішень при управлінні гібридними енергомережами**

Виконаний в розділі 3 системний аналіз та проведений аналіз інформаційних потоків при прийнятті рішень щодо управління ГЕ (рисунок 4.11) дозволив визначити основні процеси, які реалізуються у СППР. Фактично СППР є надбудовою над стандартною автоматизованою системою управління та виконує



збір даних, які стосуються процесу прийняття рішень, попередню обробку цих даних, зберігання цих даних та забезпечує підтримку процесу прийняття рішення, також відображає користувачу результат у зрозумілій формі.

Виконання цих процесів забезпечується підсистемами СППР «Hybrid». Зазначені підсистеми є взаємопов'язаними, їх функціональні можливості наведено в таблиці 4.2.

При побудові СППР необхідно враховувати, що вона є елементом загальної системи ЕЕМ та надбудовою над системою автоматизованого управління ГЕ (рисунку 4.12).

Таблиця 4.2 – Короткий опис підсистем СППР «Hybrid»

<b>Підсистема</b>	<b>Короткий опис</b>	<b>Вхідні дані</b>	<b>Вихідні дані</b>
Збору даних (частина цієї підсистеми є частиною автоматизованої системи управління, тому не розроблювалася автором)	Збирання даних з лічильників, датчиків (це компоненти автоматизованої системи управління) та сайту прогнозу погоди, внесення даних користувачем, їх перевірка та занесення до БД.	Дані, які вносяться користувачем, збираються з датчиків, лічильників та сайту прогнозу погоди	Щотригодинні дані про стан технічної системи та її елементів, метеорологічні данні, дані які вносяться користувачем один раз при реєстрації енергосистеми або при змінах параметрів її компонентів, або при зміні в розміщенні, або при змінах в параметрах зовнішньої мережі
Підсистема попередньої обробки даних	Дані проходять верифікацію на достовірність та повноту, проводиться підготовка їх для використання в інших підсистемах. Передаються для зберігання в підсистему зберігання даних.	Щотригодинні дані про стан технічної системи та її елементів, метеорологічні данні, дані які вносяться користувачем один раз при реєстрації енергосистеми або при змінах параметрів її компонентів, або при зміні в розміщенні, або при змінах в параметрах зовнішньої мережі	Підготовлені дані у вигляді нечітких трикутних термів про метеорологічні умови, перевірені данні про технічний стан обладнання, історичні дані про споживання.



Продовження таблиці 4.2 – Короткий опис підсистем СППР «Hybrid»

<b>Підсистема</b>	<b>Короткий опис</b>	<b>Вхідні дані</b>	<b>Вихідні дані</b>
Підсистема підтримки прийняття рішень	На основі розроблених моделей виконує визначення рівня генерації, прогнозування споживання, оцінку якості електроенергії та обирає ефективний режим функціонування з наявних можливих альтернатив на основі БЗ, сформованої з нечітких продукційних правил	Дані, які зберігаються в підсистемі зберігання даних, а саме опрацьовані дані з підсистем збору та попередньої обробки даних, проміжні данні процесу прийняття рішень	Дані, які характеризують ефективний режим функціонування ГЕ
Підсистема зберігання даних	Виконує формування таблиць БД та внесення в них даних, опрацьованих підсистемами збору, попередньої обробки даних, а також проміжних даних з підсистеми процесу підтримки прийняття рішення, забезпечує обмін даними між іншими підсистемами	Дані з підсистем збору та попередньої обробки даних, з підсистеми підтримки прийняття рішень	Опрацьовані дані з підсистем збору та попередньої обробки даних, з підсистеми підтримки прийняття рішень без їх перетворення
Підсистема візуалізації результатів	Відображає дані на веб-інтерфейсі СППР	Дані з підсистеми зберігання даних та підсистеми підтримки прийняття рішень	Візуальні елементи, числові дані на веб-інтерфейсі СППР

Під час формування загальної ІС необхідно вдосконалити завдання інтеграції відповідно до підвищення якості управління ГЕ в наступному напрямку:

- Система збору даних повинна використовувати датчики для збору інформації про поточний технічний стан ГЕ, її компонентів та дані з сайту прогнозу погоди про постійнозмінні погодні умови, а разом з підсистемою підтримки прийняття рішень – дані прогнозу споживання енергії. Це дозволяє

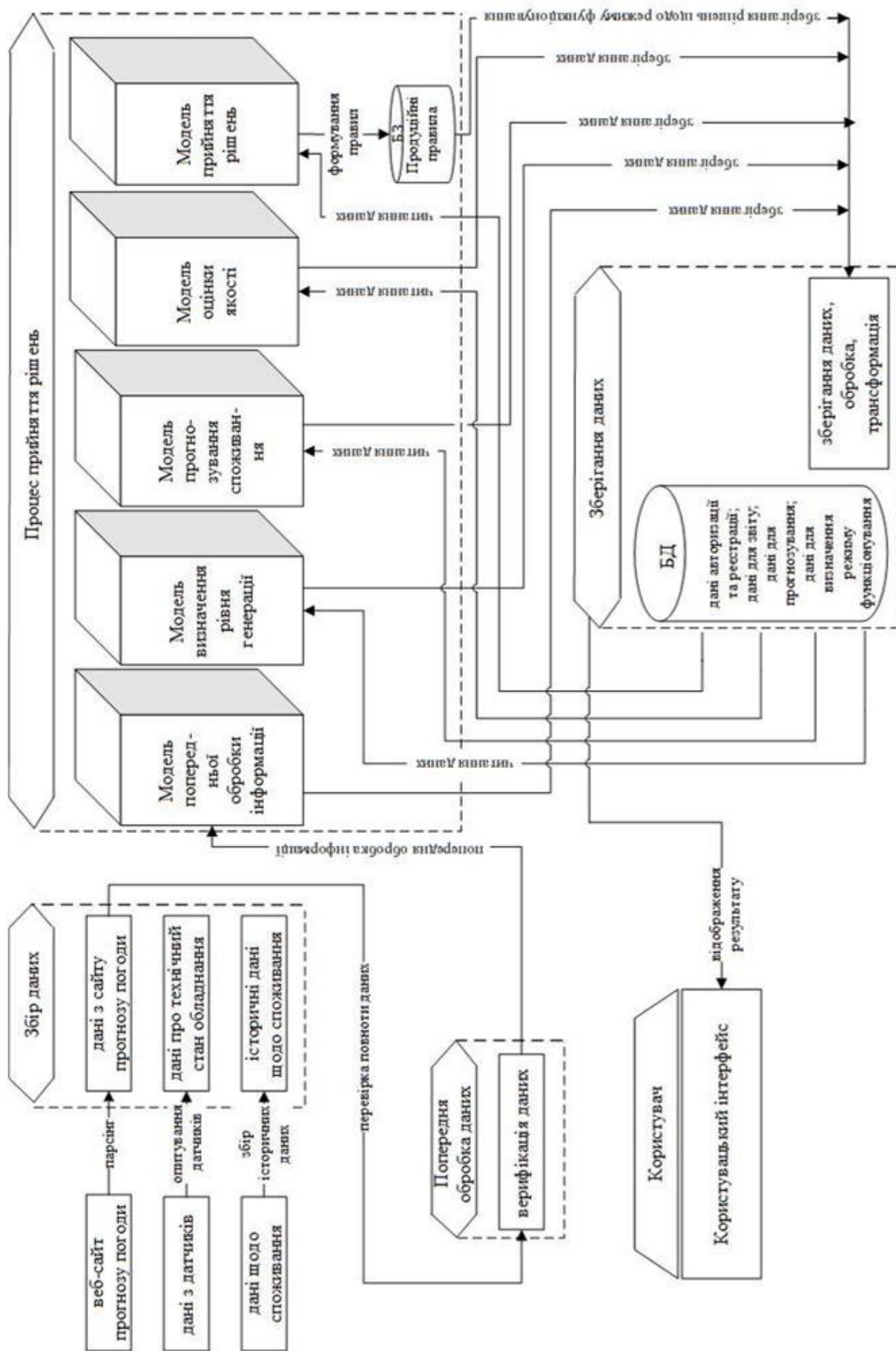


Рисунок 4.11 – Схеми інформаційних потоків

проводити оперативний контроль змін і може використовуватися як в підсистемі підтримки прийняття рішень СППР, так і в управлінні за допомогою автоматизованої системи управління.

- Всі елементи системи повинні використовувати загальну інформаційну БД.

- Прогнозна модель споживання енергії повинна враховувати реальну схему оперативної логіки таку ж, що і в системі управління.

- Підтримка процесу прийняття рішень при управлінні ГЕ повинна враховувати прогнозний рівень споживання, визначений у відповідності до поточних метеорологічних умов рівень генерації від ВДЕ, забезпечувати достатній рівень якості електроенергії, враховувати операційну логіку, визначену у якості БЗ, яка складається з системи нечітких продукційних правил, що враховують досвід експертів.

Функціонування СППР забезпечується сукупністю підсистем, які реалізують інтеграцію різних програмних засобів. Інтеграція підсистем та програмних засобів надає можливість вирішити окремі задачі, виконати консолідацію та інтеграцію даних. Програмні компоненти обмінюються інформацією, передають її до спільної БД для подальшого опрацювання та спільного використання [134].

Попередньо проведений аналіз [135, 136] дозволив зробити висновок про те, що обробка та узгодження даних вимагає застосовувати різні підходи до їх об'єднання.

Архітектура СППР, крім консолідації даних, агрегування інформації повинна забезпечувати впорядкування та підтримувати ієрархію обробки інформації. Данні з автоматизованої системи управління та зовнішніх джерел інформації повинні потрапляти в СППР, перетворюватися на впорядковану інформацію для забезпечення процесу прийняття рішень.

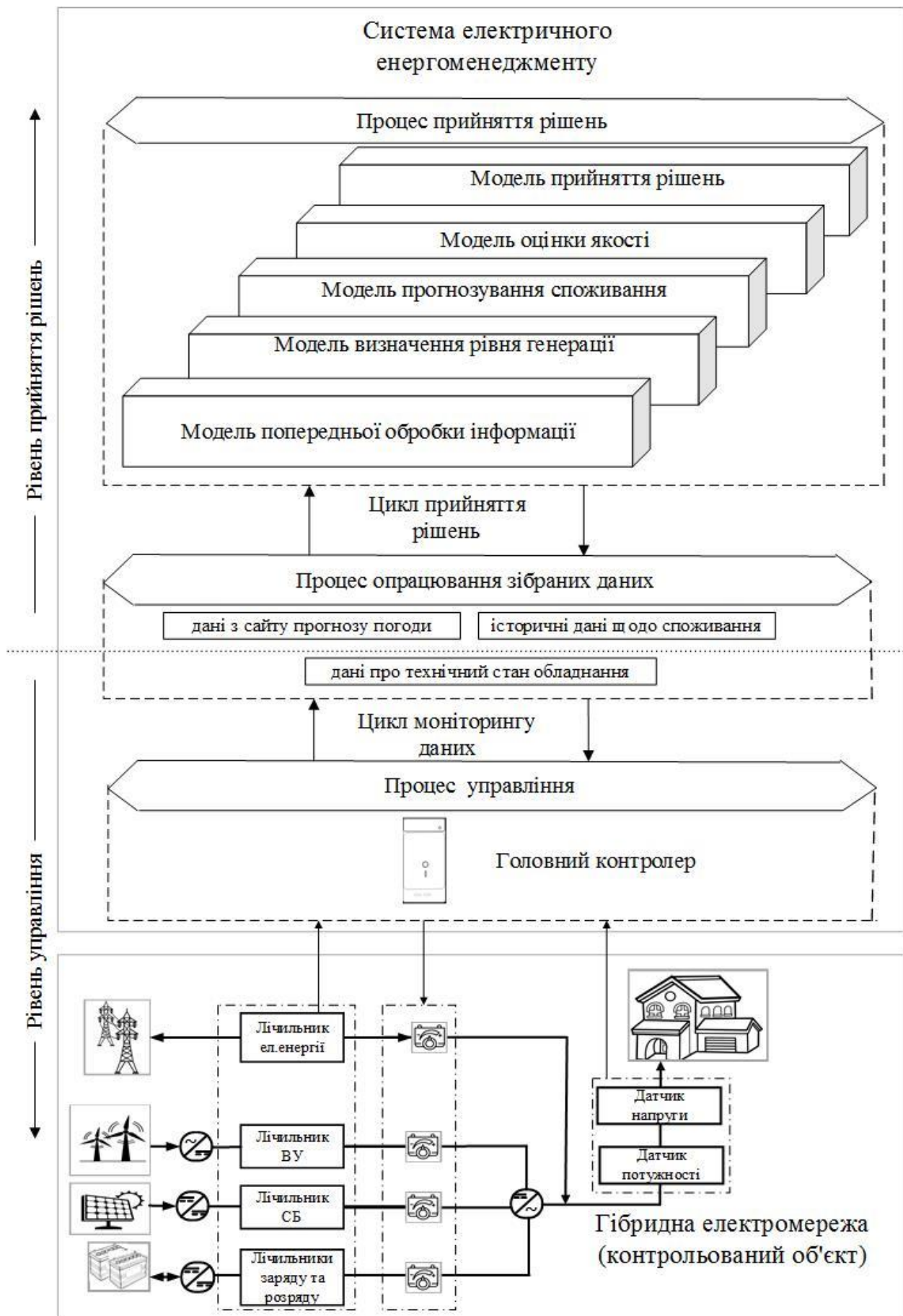


Рисунок 4.12 – Схема інтеграції СППР до ЕЕМ

Процес прийняття рішень полягає у перетворенні даних у знання, які дозволяють сформулювати правило для управління. Правило управління повертається до автоматизованої системи управління. Таким чином підтримуються два потоки ієрархічної обробки: висхідний та спадний.

Програмними компонентами СППР є БД, реалізована у системі керування базами даних MySQL, парсер погодних даних, модулі попередньої обробки інформації та підтримки прийняття рішень, візуалізації результату реалізовані мовою програмування Python, та модулі введення історичних даних та виводу звітів – у Microsoft Excel та Word. На рисунку 4.13 представлені зв'язки між компонентами та представлена схема взаємодії компонентів СППР при управлінні ГЕ.

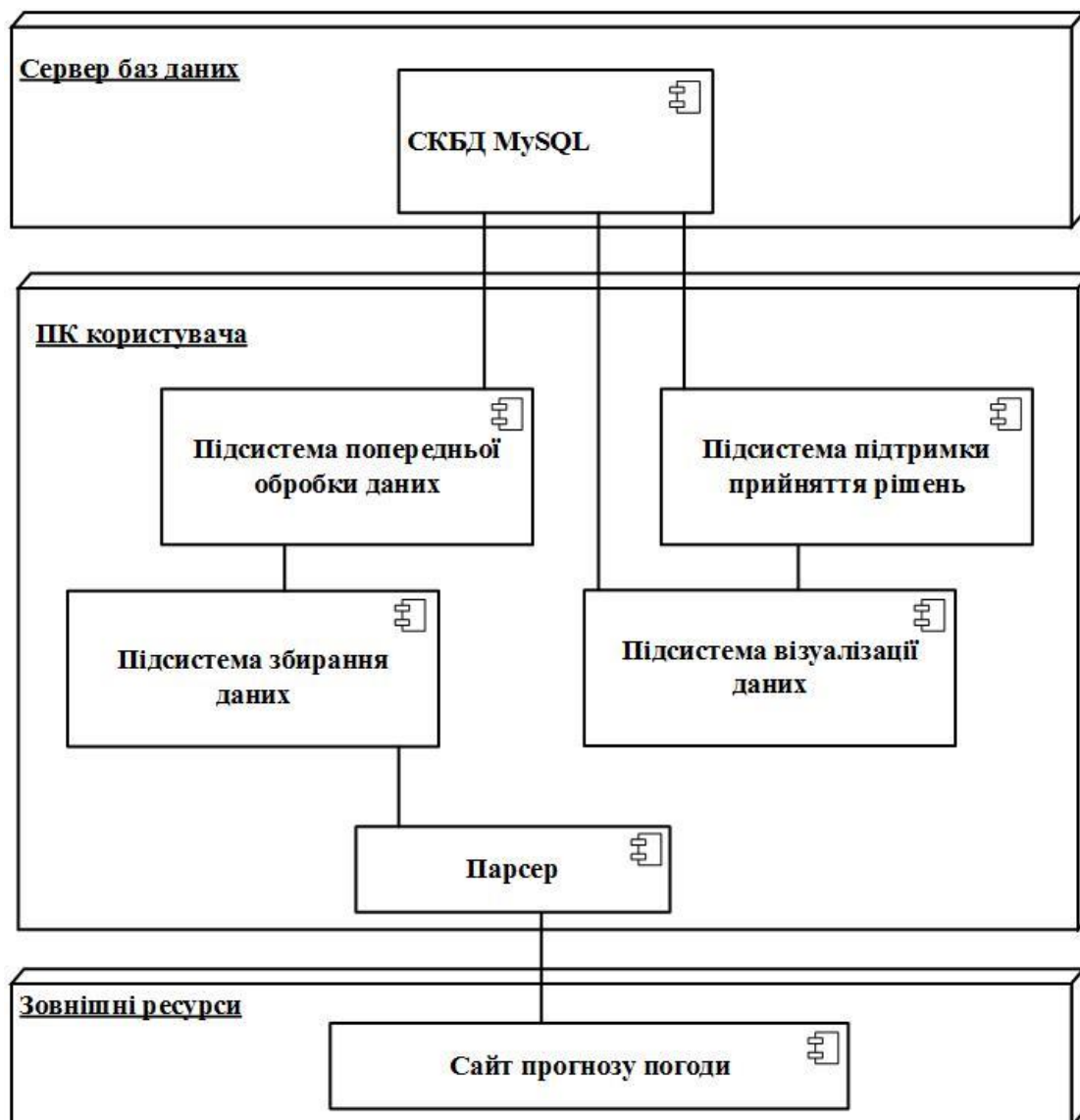


Рисунок 4.13 – Загальна архітектура СППР

Прогнозні погодні дані збираються з зовнішнього ресурсу (з сайту [gismeteo.com](http://gismeteo.com)) за допомогою програми-парсера та після перевірки на цілісність передаються для попередньої обробки та зберігання до БД. Парсинг та проміжну верифікацію виконує додатковий модуль, реалізований мовою Python.

Інтеграція даних про поточний технічний стан компонентів ГЕ з даними, зібраними з зовнішніх джерел, а також з різних етапів підтримки прийняття рішень відбувається на рівні БД.

У СППР використовується частина даних загальної системи ЕЕМ. Таким чином, БД повинна виконувати наступні функції:

- зберігати інформацію про прогнозовані метеорологічні дані;
- зберігати інформацію про географічне розміщення об'єкту;
- зберігати інформацію про поточні характеристики елементів ГЕ та визначені дані рівня генерації у залежності від метеорологічних умов,
- зберігання інформації про рівень споживання та якість електроенергії.

Таким чином, враховуючи перелік функцій, були виділені наступні сутності (з атрибутами) БД, які використовуються СППР:

- погода (Weather) – номер прогнозу погоди, напрямок вітру, швидкість вітру, хмарність, температура, час, дата, місце розміщення.
- місце розміщення об'єкту (Place) – номер міста, назва міста, країна, порядковий номер міста на сайті погоди;
- потужність (Power) – номер розрахунку потужностей, рівень генерації від ВЕУ, рівень генерації від СБ, поточна ємність АБ, тип підключеного ВДЕ, рівень споживання електроенергії, визначена якість електричної енергії, погодні дані, використані для розрахунку рівня генерації.

На рисунку 4.14 зображено ER-діаграму частини БД, яка підтримує роботу СППР.

БД СППР призначена для зберігання структурованих даних і проміжних даних розрахунків та надає інформацію іншим модулям.

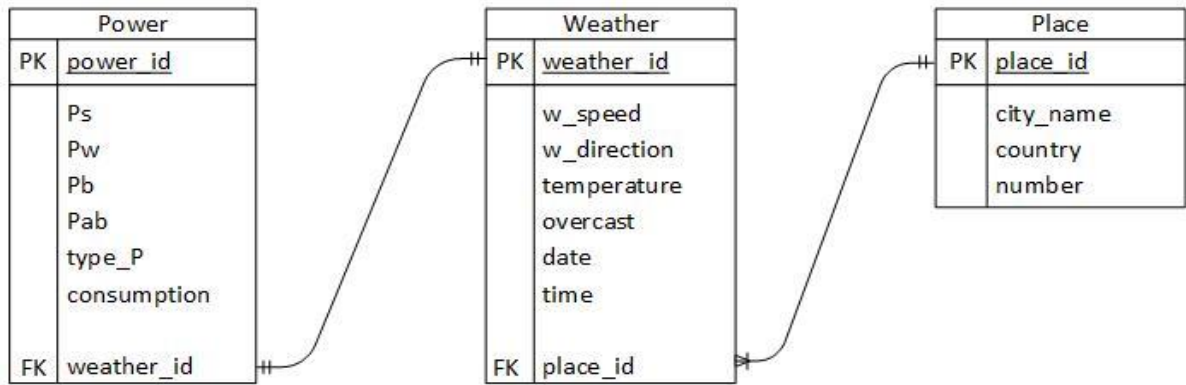


Рисунок 4.14 – Концептуальна модель БД

### 4.3 Реалізація основних функцій системи підтримки прийняття рішень при управлінні гібридною енергомережою та аналіз її ефективності

СППР є складовою ЕЕМ та інтегрується з автоматизованою системою управління ГЕ як її надбудова зі спільним використанням даних з БД.

Для використання СППР “Hybrid” необхідно мати персональний комп’ютер з постійним підключенням до Інтернету.

Вимоги до апаратного забезпечення не менші ніж:

- 1 Гбайт оперативної пам’яті;
- 4 і більше ядер центрального процесора;
- ARM32/ARM64/x86/x64 архітектури центрального процесора;
- операційна система Windows 7 та вище.

Для коректного використання користувачу необхідно встановити повний пакет файлів, який складається з виконуваного файлу додатку hybrid.exe, файлу з історичними даними про споживання ins.xlsx (використовується один раз для налаштування СППР під конкретні умови споживання) та шаблону для формування звіту - Звіт.docx. Користувачеві необхідно перевірити, чи всі з цих файлів розміщені до однієї директорії з виконуваним файлом додатку, також перевірити, чи встановлено безперервне інтернет-з’єднання Також необхідно встановити веб-сервер та сервер MySQL, створити базу даних «hybrid» та імпортувати до неї наявну в комплекті установки шаблонну БД «hybrid.sql».



БД «hybrid», зберігатиме в собі данні про місця знаходження ГЕ, буде записувати прогнозовані погодні дані, дані прогнозу споживання, дані рівня генерації від ВУЕ та СБ, дані про рівень заряду АК та результат роботи інформаційної технології – вибраний ефективний режим функціонування ГЕ. Загальна структура БД представлено на рисунку 4.15.

Таблица	Действие	Строки	Тип	Сравнение	Размер	Фрагментировано
place		3	InnoDB	utf8_general_ci	16 КиБ	-
power		3	InnoDB	utf8_general_ci	32 КиБ	-
weather		33	InnoDB	utf8_general_ci	32 КиБ	-
<b>3 таблицы</b>	<b>Всего</b>	<b>39</b>	<b>InnoDB</b>	<b>utf8_general_ci</b>	<b>80 КиБ</b>	<b>0 Байт</b>

Рисунок 4.15 – Загальна структура БД «hybrid.sql»

Таблиця «place» зберігає дані географічної прив’язки об’єкту, а саме назву населеного пункту, області, країни, а також номер-ідентифікатор для сайту gismeteo.com даного географічного об’єкта (рисунок 4.15). Цей номер використовується для визначення місцевості при виконанні парсингу метеорологічних даних.

place_id	city_name	country	number	region
1	Гадяч	Україна	12190	Полтавська область
2	Суми	Україна	4936	Сумська область
3	Вишенки	Украина	94297	Сумская область

Рисунок 4.16 – Структура таблиці «place» БД «hybrid.sql»

У таблицю «weather» (рисунок 4.17) записуються метеорологічні дані, які зібрані з сайту прогнозу погоди в процесі парсингу та попередньо оброблені для подальшого використання в процесі прийняття рішень. Для визначення рівня генерації ВДЕ використовуються такі погодні показники, як хмарність, швидкість вітру та температура навколишнього повітря.



+ Параметры										
		weather_id	w_speed	w_direction	temperature	overcast	dat_e	tim_e	place_id	
<input type="checkbox"/>		3	0	штиль	17	Ясно	2019-06-03	00:00:00	1	
<input type="checkbox"/>		4	3	СВ	19	Ясно	2019-06-03	21:00:00	2	
<input type="checkbox"/>		5	3	СВ	19	Ясно	2019-06-03	21:00:00	2	

Рисунок 4.17 – Структура таблиці «weather» БД «hybrid.sql»

Результати обрахунків, виконані за моделями визначення рівня генерації, прогнозу споживання та оцінки якості, вносяться до таблиці «power» (рисунок 4.18).

+ Параметры									
		power_id	Ps	Pw	Pb	type_P	consumption	overflow	weather_id
<input type="checkbox"/>		1	55.195914779999995	9.599873406383796	4638.683639982538	Es+Ew+Eb	426.11214820384595	0	4
<input type="checkbox"/>		2	32.283	9.666094305235895	4838.7791676070165	Es+Ew+Eb	203.1699266982193	0	32
<input type="checkbox"/>		3	32.283	9.666094305235895	4838.7791676070165	Es+Ew+Eb	203.1699266982193	0	32

Рисунок 4.18 – Структура таблиці «power» БД «hybrid.sql»

При першому використанні СППР “Hybrid” або переміщені ГЕ в іншу місцевість необхідно обрати її географічну прив’язку. Назва найближчого до місця розміщення ГЕ з ВДЕ населеного пункту може бути обрана у результаті пошуку. Для виконання географічної прив’язки в поле вводу можна внести назву лише населеного пункту або повну (назва, область, країна) назву місцевості та натиснути кнопку пошуку (рисунок 4.19).

МІСТО

Рисунок 4.19 – Пошук географічної прив'язки ГЕ

В результаті буде виконано запис до БД про місце розміщення ГЕ та закріплений відповідний ідентифікатор для парсера метеоданих. Користувач зверху побачить відображення повної назви географічної місцевості (рисунок 4.20).

Суми, Сумська область, Україна

МІСТО

Технічні характеристики
Поточний стан: Суми

Рисунок 4.20 – Відображення географічної прив'язки

У випадку некоректного введення даних, користувачу буде виведено відповідне повідомлення про помилку (рисунок 4.21).

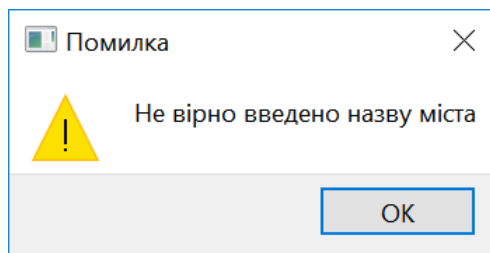


Рисунок 4.21 – Повідомлення про помилку при невірному виконанні географічної прив'язки

В наступне діалогове вікно необхідно внести дані про наявну конфігурацію ГЕ (рисунок 4.22). Ця дія користувачем виконується один раз при першому використанні або після змін в конфігурації ГЕ та в її елементах.

Рисунок 4.22 – Вікно реєстрації наявної конфігурації ГЕ

У визначені поля вводяться технічні характеристики ГЕ:

- радіус вітроротора (або довжина лопатей) ВЕУ,
- номінальна швидкість обертання ротора ВЕУ,
- загальну площину встановлених СБ
- ємність АБ.

Всі ці дані можна визначаються за технічними паспортами пристроїв.

Для внесення цих даних до БД та для підключення файлу з історичним даними користувач повинен натиснути кнопку «Застосувати» (рисунок 4.22). При введенні некоректних даних, СППР виведе повідомлення про помилку та буде

чекати введення вірних даних (рисунку 4.23). Цей крок неможна пропустити, він дуже важливий для організації роботи СППР.

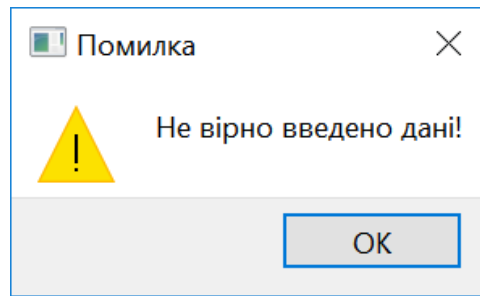


Рисунок 4.23 – Повідомлення про помилку при невірному виконанні реєстрації компонентів ГЕ

Далі після вірно виконаних налаштувань та при постійному підключенні до Інтернету СППР “Hybrid” працює в автономному режимі. Щотригодини в СППР виконується наступна послідовність дій:

- підключається до сайту прогнозу погоди, за номером-ідентифікатором для визначеної місцевості вибирає дані хмарності, швидкості вітру та температури навколишнього середовища;
- виконує попередню обробку цих даних та записує їх до БД;
- виконує обрахунок рівня генерації від ВДЕ при визначених погодних умовах та виконує відповідні записи у БД;
- звертається до даних у БД, які надані автоматизованою системою управління, що характеризують поточний стан елементів ГЕ, зокрема, рівень заряду АБ;
- обраховує прогнозне значення споживання на визначений час доби та пори року, записує ці значення до БД;
- обраховує показники якості електроенергії, та записує їх до БД;
- виконує за встановленими в базі знань правилами вибір ефективного режиму функціонування у відповідності до поточного часу доби та пори року, при визначеному у відповідності до прогнозованої погоди рівні генерації, прогнозованому на цей час рівню споживання та показникам якості електроенергії;
- візуалізує користувачу результат.

Візуалізація результату відбувається у окремому інформаційному вікні (рисунок 4.24).

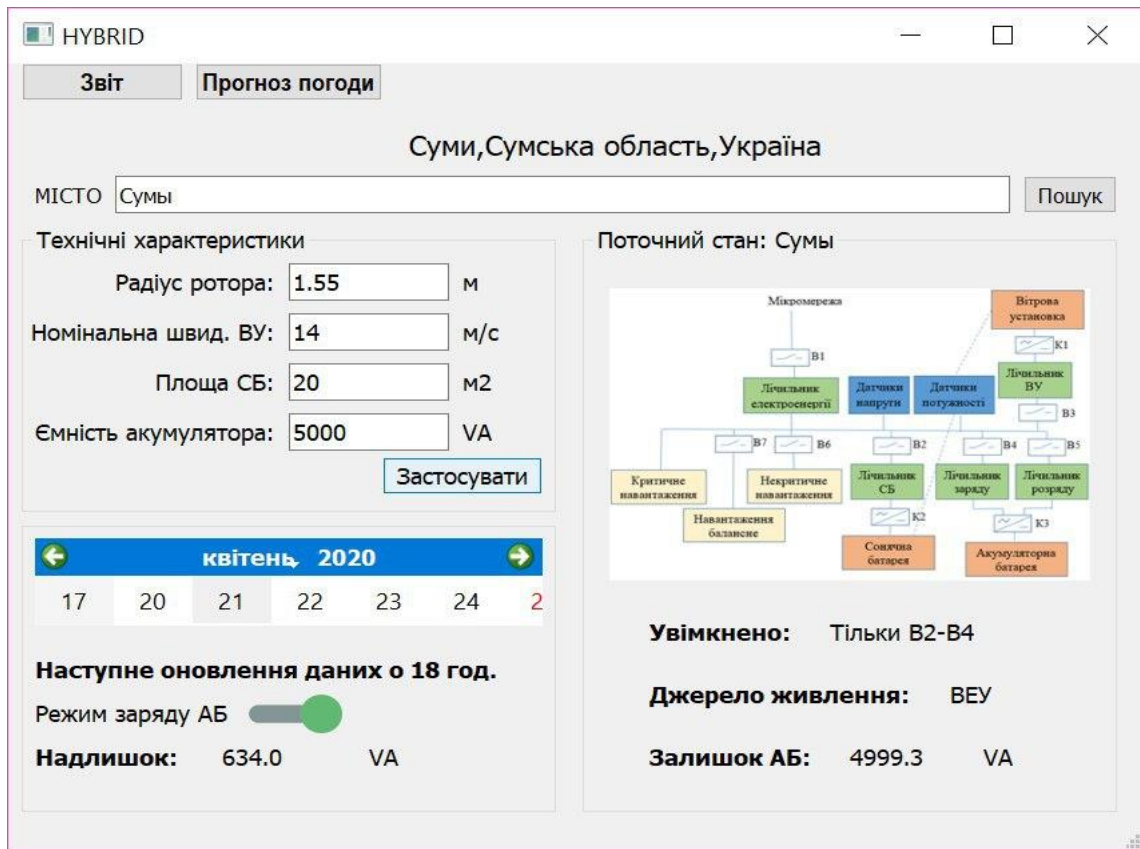


Рисунок 4.24 – Вікно візуалізації результатів

Користувачу виводиться:

- поточна географічна прив'язка ГЕ;
- її зареєстровані технічні характеристики;
- поточна дата, час у який буде виконано оновлення розрахунків;
- індикація вимикачів, якими виконується управління функціонування ГЕ, з вказанням які саме вимикачі увімкнені на поточний момент;
- яке джерело енергії (або їх комбінація) надасть найефективнішу продуктивність на поточний момент при поточному стані ГЕ;
- надлишок невикористаної електроенергії;
- рівень заряду АБ;
- в якому стані вона перебуває (заряд/розряд).

Крім того, користувач має можливість переглянути поточний прогноз погоди (рисунку 4.25) та сформувати звіт про поточний стан ГЕ (рисунок 4.26).



Рисунок 4.25 – Сторінка сайту прогнозу погоди на визначений час для визначеної місцевості

Ці дії можна виконати при натисканні на кнопки «Прогноз погоди» та «Звіт». При натисканні кнопки «Прогноз погоди» відбувається перехід на відповідну для поточного часу та обраної місцевості сторінку сайту «gismeteo.com» (рисунок 4.25).

Всі зібрані дані, проміжні дані розрахунків та результат зберігаються в БД. За потребою користувача є можливість зберегти результат у вигляді файлу формату \*.docx. Ця функція дає можливість вести журнал подій для СППР.

Сформувати звіт можна, натиснувши кнопку «Звіт» (рисунок 4.24). Система виводить повідомлення про успішне виконання цієї дії (рисунок 4.26) та зберігає звіт (його загальний вигляд приведено на рисунку 4.27) до папки з усіма файлами СППР «Hybrid».

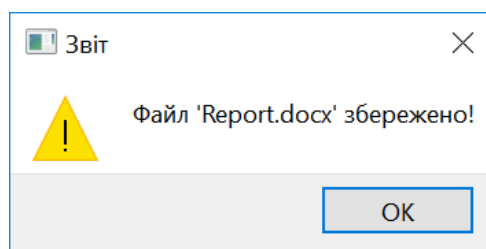


Рисунок 4.26 – Повідомлення про збереження звіту

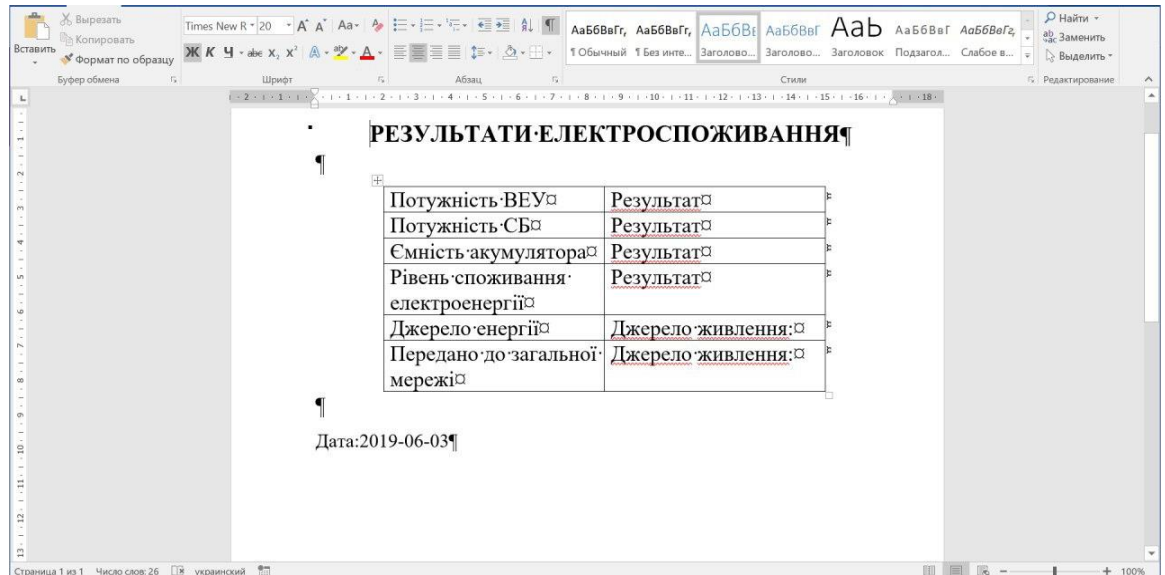


Рисунок 4.27 – Загальний вигляд збереженого звіту

В СППР “Hybrid” інтеграція між підсистемами та обмін інформацією у різних форматах представлення відбувається через БД у MySQL.

Повний опис функціональності системи можна представити через опис варіантів її використання. Оскільки діаграма варіантів використання надає можливість візуально сприйняти, які функції виконує система, як відбувається взаємодія між її внутрішніми діями та зовнішніми компонентами, це дозволяє сформулювати загальні вимоги до поведінки системи.

На рисунку 4.28 приведено UML діаграму варіантів використання, яка описує основні функції СППР “Hybrid” та взаємодію з іншими програмними додатками.

У якості основних акторів виділені:

- ОПР – користувач, який зацікавлений в управлінні ГЕ;
- Парсер – програмний модуль, який виконує збір метеоданих з сайту сайту прогнозу погоди;
- БД – база даних, яка виконує зберігання всіх необхідних даних, а також інтеграцію підсистем СППР “Hybrid” та взаємодію з даними, отриманими від автоматизованої системи управління;
- Автоматизована система управління – окремий надсистемний компонент, який здійснює збір даних з ГЕ та виконує управління ГЕ.

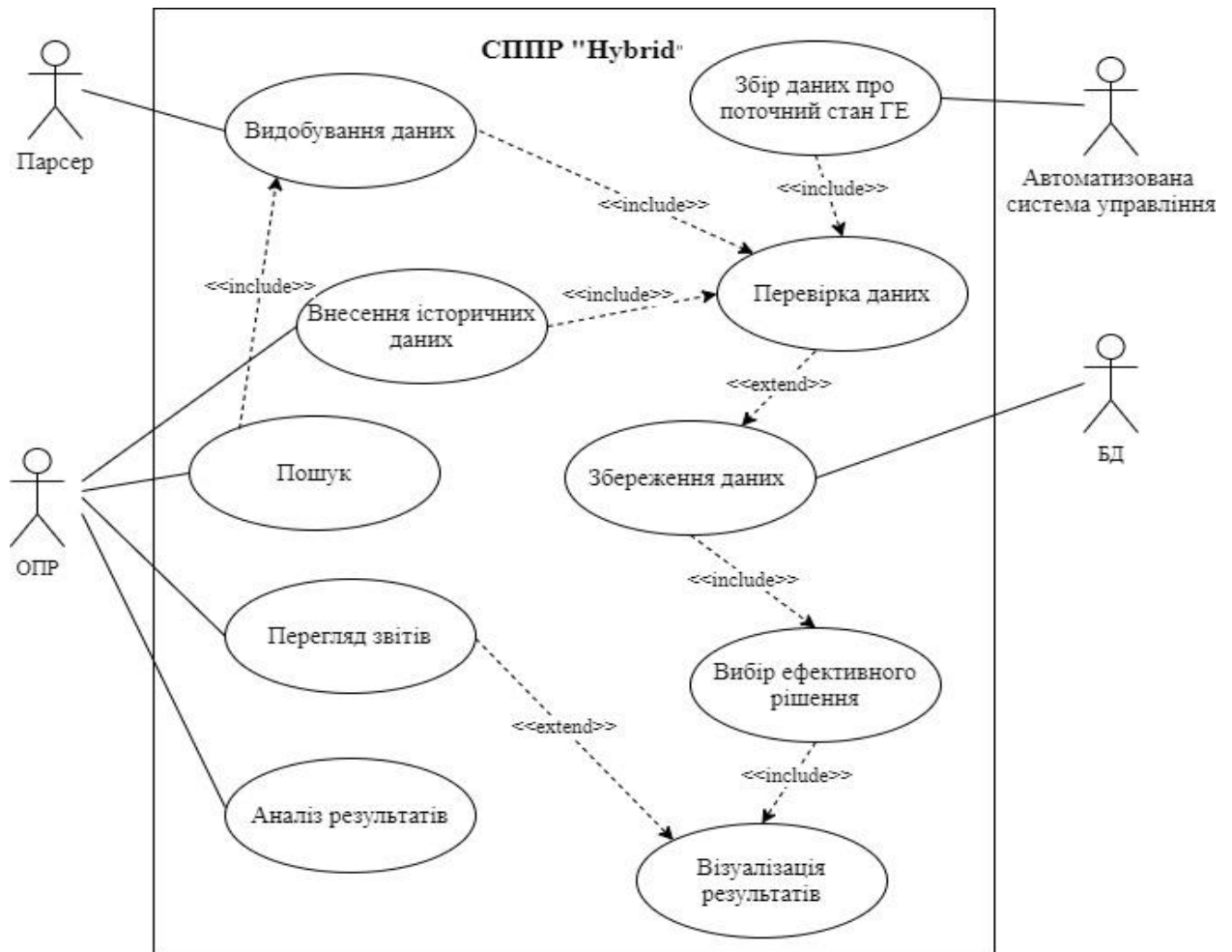


Рисунок 4.28 – Use-case діаграма СППР “Hybrid”

Слід відмітити, що у ролі ОПР знаходиться звичайний користувач ГЕ, він не має спеціальних навичок та знань з управління ГЕ. Складність ГЕ та складність процесу управління, яка полягає у необхідності одночасно оперувати великою кількістю розрізненої інформації створює проблему для сприймання цього процесу ОПР. Подолати цю проблему надає можливість СППР “Hybrid”, як надбудова над автоматизованою системою управління. Вона дозволяє «пристосувати» ОПР до запропонованих технологій, зробивши складність процесів «непомітними» та більш прозорими.

#### **4.4 Аналіз ефективності інформаційної технології підтримки прийняття рішень при управлінні гібридною енергомережою**

Цикл управління можна охарактеризувати двома видами вимірювань – часом циклу управління та його просторовими межами. При оперативному управлінні в режимі реального часу час впливає на ефективність формування управлінського рішення і є найбільш переважним критерієм оцінки ефективності процесу управління.

Автоматизована система управління виконує функцію оперативного балансування електроенергії в мережі, але не здатна сформулювати рішення щодо параметра управління, особливо з врахуванням проміжних станів та прогнозних даних майбутніх станів елементів ГЕ.

Її дії є дискретними. Так вона може визначити дії управління, які є оптимальними в поточний час та/або оптимальними для окремих елементів ГЕ. Але вони можуть виявитись неоптимальними інтегрально за достатньо великі проміжки часу функціонування ГЕ та суперечливими або не ефективними відносно функціонування всієї ГЕ, а не окремих її елементів.

СППР “Hybrid” реалізовує інформаційну технологію, яка на основі, виконаного у відповідних моделях, аналізу поточних і прогнозних даних формулює рекомендації ОПР щодо окремих структурних змін ГЕ, що дає можливість ефективно використати автоматизовану систему управління не дискретно, не в поточний час, а за певний період.

Основною функцією автоматизованої системи управління є відслідковування поточного стану ГЕ та її компонентів та виконання переконфігурації її структури за рахунок управляючих сигналів для відповідних перемикачів. Таким чином, стає очевидним, що час циклу управління – це критерій, який характеризує не процес прийняття рішення при управлінні, а швидкодію та якість функціонування автоматизованої системи управління. СППР “Hybrid” несуттєво впливає на швидкодію процесів управління ГЕ і в контексті задачі, що вирішується фактор



часу не може слугувати критерієм оцінки ефективності інформаційної технології підтримки прийняття рішень.

Управлінське рішення вважається ефективним, якщо воно сформовано у відповідності до вимог законів управління.

Сама технологія процесу управління складається з трьох основних циклів:

- інформаційного – це пошук, збір, обробка, зберігання інформації;
- вибору та прийняття управлінського рішення;
- організаційного, який полягає в організації виконання рішення.

ІТППР при управлінні ГЕ забезпечує підтримку двох з трьох циклів процесу управління, роблячи складність цих циклів «непомітною» для ОПР та значно скорочуючи час підбору можливих альтернатив. Однак, досить складно кількісно чи якісно визначити ступінь ефективності прийняття рішень при управлінні складним об'єктом і процесом при постійнозмінних умовах та значній невизначеності вхідної інформації.

Оцінку ефективності управлінських рішень можливо зробити лише опосередковано через подолання факторів, які впливають на ефективність рішення.

Аналіз впливу факторів на процес прийняття рішень, заснований на основних положеннях теорії систем [137], дозволяє представити їх у вигляді взаємопов'язаної системи (рисунку 4.29).

Інформаційна технологія підтримки прийняття рішень при управлінні ГЕ, що реалізована у СППР “Hybrid” дозволяє значно зменшити вплив визначених факторів.

Так майже повністю редукується вплив людського фактору, який полягає у недостатньому рівні професійної кваліфікації та досвіду, дисциплінованості, витривалості ОПР, завдяки використанню в процесі прийняття рішень бази знань сформованої експертами, яка повністю враховує операційну логіку ГЕ.

Також повністю нівелюється вплив інформаційного фактору, оскільки він показує рівень забезпечення інформацією через циркуляцію інформації в каналах управління. Завдяки інтеграції процесів управління і процесу прийняття рішень,

об'єднання інформації у спільній БД, використання методів нечіткої математики, нечіткої логіки, нечіткого регресійного аналізу інформаційна технологія дає можливість збалансувати якісні та кількісні характеристики інформації в процесі прийняття рішення та зменшити ризики, які виникають у наслідок невизначеності вхідної інформації та ризики можливих похибок прогнозування. Оцінювання альтернатив при прийнятті рішень відбувається з урахуванням показників якості, які значно зменшують ризики виникнення позаштатних ситуацій.

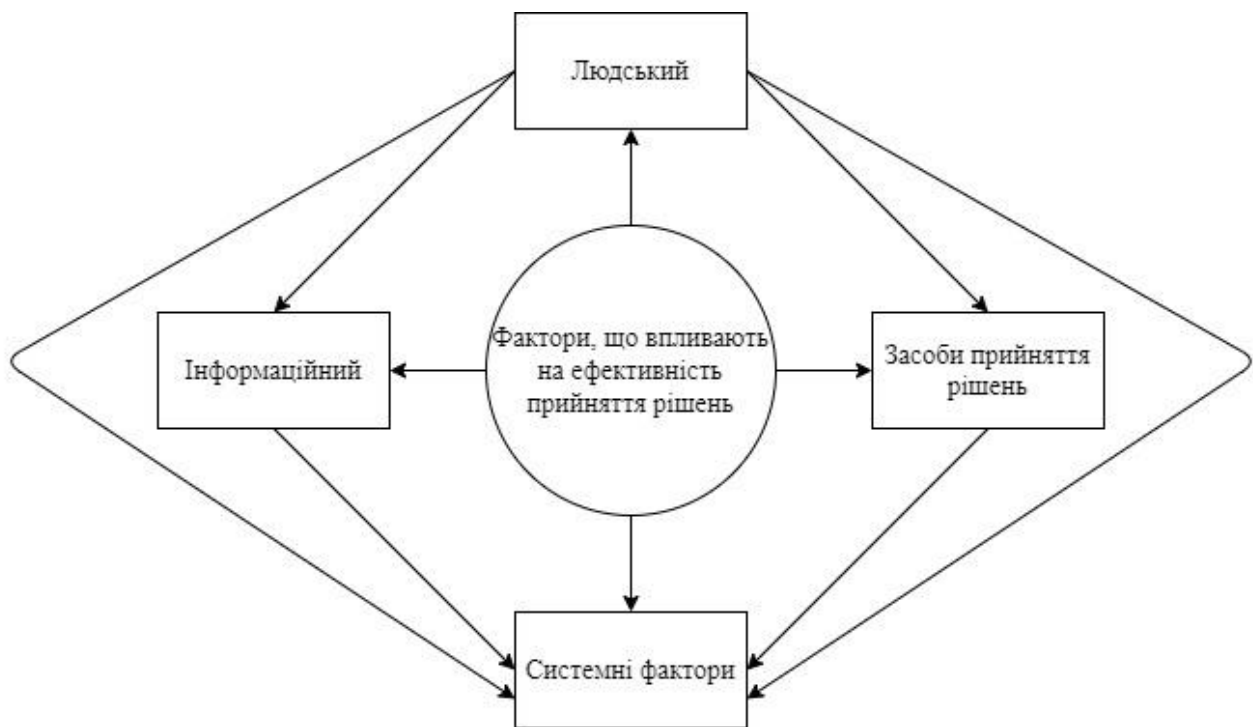


Рисунок 4.29 – Система впливу факторів на ефективність прийняття рішень

Реалізація інформаційної технології в СППР “Hybrid” призводить до оптимізації управлінської діяльності ОПР, оскільки інформаційна технологія це новий засіб, який знімає вплив фактору засобів прийняття рішень.

Системний фактор поєднує в собі відповідність технічної системи (у нашому випадку GE), автоматизованої системи управління та механізмів управління та механізмів прийняття рішень. Системний фактор по суті є характеристикою двох з трьох циклів управління (інформаційного та вибору та прийняття рішень). Як попередньо було зазначено, запропонована інформаційна технологія успішно долає і цей фактор.

Ефективність застосування СППР окрім технічних (якість електроенергії), економічних (прибуток, економія) критеріїв можна охарактеризувати показником, який характеризує сукупну цінність рішень, що приймаються, з точки зору ОПР та враховує її переваги. В загальному випадку управлінське рішення базується на визначенні цілі управління, яку задає ОПР. Такою ціллю може бути або автономія ГЕ шляхом зниження споживання від централізованої електромережі та задоволення власних потреб, у першу чергу, за рахунок власної генерації, або отримання прибутку від продажу згенерованої енергії. В залежності від цього будується стратегія управління та приймаються відповідні рішення щодо вибору режиму функціонування ГЕ .

Для визначення рівня прибутку від власної генерації необхідно проводити аналіз економічних показників та динаміки ринку «зеленої» електроенергії, що не входило до завдань даного дослідження. Тому аналіз ефективності застосування СППР виконувався з точки зору досягнення максимальної автономії у забезпеченні електроенергією споживача при постійнозмінних погодних умовах.

Як вже було зазначено, ефективність застосування як ІТППР, так і СППР, що її реалізує, можна визначити інтегрально, за певний період час. Таким чином, ціль управління, сформульована ОПР, полягає у забезпеченні балансу між споживанням та генерацією при достатньому рівні якості електричної енергії та наявних метеоумовах. Тестування ефективності застосування СППР “Hybrid” виконувалося на тій же вибірці даних, що і тестування запропонованої моделі прийняття рішень (п.4.1), тобто даних про споживання електроенергії у ПАФ «Колос» (Білопільський район Сумської області), які, в свою чергу, були використані для формування моделі короткострокового прогнозу споживання. Прогнозування рівня генерації від ВДЕ здійснено для реальних метеоумов у найбільш характерні дні кожного сезону, а саме літнього та зимового сонцестояння та весняного й осіннього рівнодення. Порівняння виконано для двох випадків: управління режимами ГЕ без використання СППР “Hybrid” та з використанням зазначеної системи. Для визначення рівня автономності відповідно реєструвались такі параметри, як кількість енергії, отриманої від централізованої електромережі, та кількість

електроенергії від ГЕ, виданої в централізовану електромережу. Також контролювалися балансні обмеження та якість електроенергії.

Аналіз результатів тестування (рисунок 4.30), показав що застосування СППР “Hybrid” в середньому дає суттєве зниження споживання електроенергії від централізованої електромережі - більше ніж на 39%, а також незначне збільшення продажу електроенергії в централізовану електромережу на рівні 0,13%.

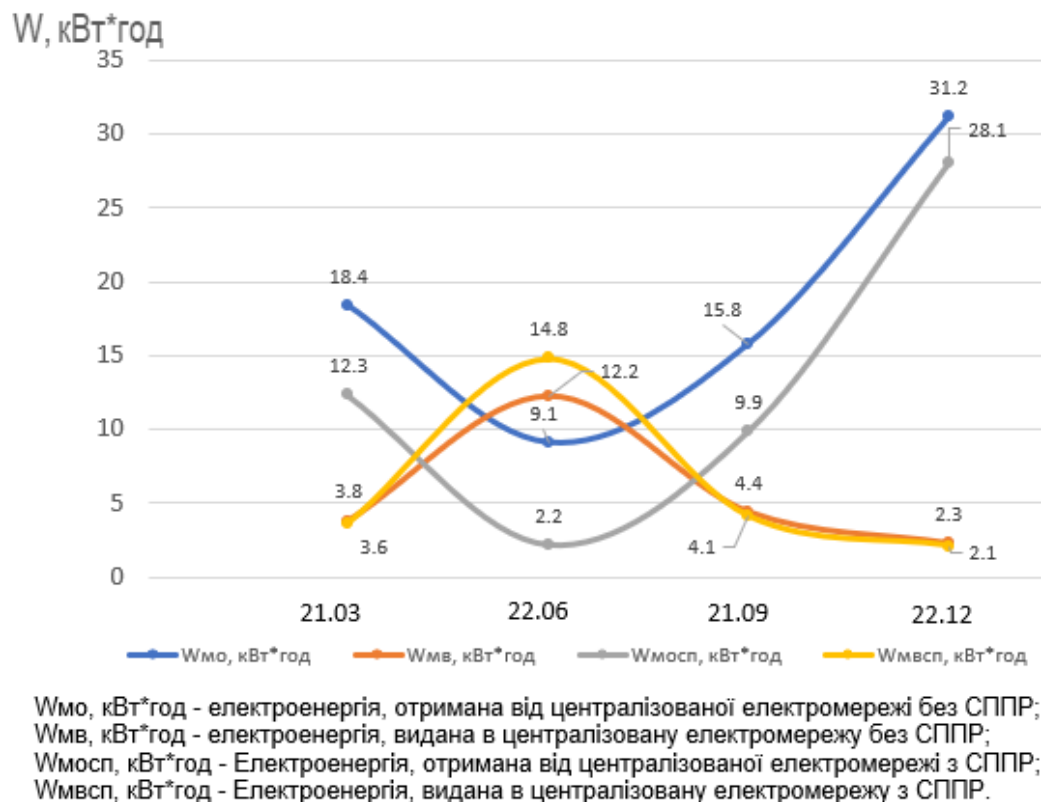


Рисунок 4.30 – Результати тестування ефективності застосування СППР:

При цьому були витримані всі балансні обмеження і вимоги щодо якості електроенергії. Це свідчить, що при використанні СППР “Hybrid” при управлінні ГЕ, автономність значно підвищується і таким чином досягається ціль управління, тобто загалом підвищується ефективність ГЕ з точки зору ОПР.

Таким чином, опосередковано визначено, що запропонована інформаційна технологія підтримки прийняття рішень при управлінні ГЕ є ефективною, оскільки вона скорочує цикли прийняття рішення та долає фактори, що впливають на процес

прийняття рішень. Впровадження СППР у процес управління ГЕ дозволяє досягти цілей управління та підвищити ефективність ГЕ.

#### **4.5 Висновки до четвертого розділу**

Проведено апробацію моделі прийняття рішень, побудованої на основі системи нечітких продукційних правил з урахуванням операційної логіки ГЕ (на основі сформованої експертами бази знань) в умовах постійної зміни у часі метеорологічних умов та динаміки взаємодії об'єктів гібридної електромережі. Отриманий результат є основою для системи підтримки прийняття рішення і дозволяє без втручання в роботу автоматизованої системи управління вносити зміни в управління структурою самої ГЕ.

Розроблено СППР “Hybrid”, яка є реалізацією розроблених у дисертаційному дослідженні моделей та інформаційної технології підтримки прийняття рішень при управлінні ГЕ. Запропоновано архітектуру СППР, виконано програмну реалізацію. На основі UML діаграми варіантів використання наведено опис функціональних можливостей розробленого програмного додатку.

Виконано опосередковану оцінку ефективності інформаційної технології та тестування ефективності застосування СППР, що її реалізує.

Основні результати, відображені у розділі, опубліковано у працях [1, 3, 4, 12, 14].

## ВИСНОВКИ

У дисертаційному дослідженні узагальнено постановку та запропоновано вирішення актуального науково-практичного завдання, яке полягає у підвищенні ефективності рішень при управлінні гібридними енергетичними мережами з відновлювальними джерелами енергії.

Запропоновані результати проведеного дослідження полягають в удосконаленні підходів до інформаційного забезпечення процесу підтримки прийняття рішень при управлінні гібридними енергетичними мережами та реалізації інформаційної технології підтримки прийняття рішень, що відповідає меті і задачам дослідження, відображається в наукових результатах та має важливе практичне значення для ефективного управління гібридними енергетичними мережами з відновлювальними джерелами енергії. Основні наукові та практичні результати роботи можна узагальнити у відповідних висновках:

1. Проведено аналіз гібридних енергомереж як об'єкта управління, виконано аналіз моделей та існуючого інформаційного забезпечення процесу прийняття рішень при управлінні гібридними енергетичними мережами з відновлювальними джерелами енергії. Визначено, що на сьогодні отримали розповсюдження методи автоматизації та інформаційних технологій для вирішення окремих завдань управління, але відсутні моделі та інформаційна технологія, які б забезпечили поєднання процесів прийняття рішення з управлінням енергомережою з метою визначення ефективного рішення щодо управління. Таким чином, необхідним є вдосконалення алгоритмічної та інформаційної підтримки процесу прийняття рішення. Проведений аналіз дозволив сформулювати мету та виконати змістовну постановку задач даного дисертаційного дослідження.

2. Сформульовано задачу прийняття рішень при управлінні гібридними енергомережами, формалізовано підпроцеси, які виконують інформаційну та алгоритмічну підтримку процесу прийняття рішення, визначено множину завдань, які повинні вирішуватися в процесі управління.

3. Розроблено модель збору та попередньої обробки інформації, яка формалізує процес збору даних в режимі реального часу (кожні три години), забезпечує перевірку відповідності між зібраними даними та характеристиками об'єкта спостереження, забезпечує відсів помилкових даних, попередню підготовку зібраних даних для подальшого їх використання в інших моделях зі ступенем деталізації, який є необхідним для підтримки прийняття рішень щодо управління гібридною енергомережою.

4. Запропоновано опис моделі визначення рівня генерації електроенергії від різного типу відновлювальних джерел енергії, яка використовує апарат нечіткої математики, методи нечіткого регресійного аналізу, дозволяє здійснювати прогнозування режиму генерації у залежності від існуючих метеорологічних умов в умовах нечіткості вхідних даних.

5. Удосконалено модель прогнозування споживання електроенергії на основі нечіткої математики та нечіткого регресійного аналізу, яка надає можливість комплексно враховувати фактори впливу на потребу в електроенергії, що дозволяє підвищити точність короткострокового прогнозування.

6. Запропоновано модель оцінки якості електроенергії, яка дозволяє не тільки оцінювати ступінь відповідності показників якості прийнятим нормам, а й відслідковувати зміну якості електроенергії навіть якщо основні показники не виходять за межі допустимих значень, формувати критерії оцінки вибору альтернатив для визначення режиму функціонування та управління режимами роботи гібридної енергомережі.

7. Сформовано масиви альтернативних можливих режимів функціонування гібридної енергомережі, на основі експертної оцінки визначено критерії вибору рішень, розроблено модель прийняття рішень, яка використовує систему нечітких продукційних правил операційної логіки гібридної енергомережі в умовах постійної зміни у часі метеорологічних умов та динаміки взаємодії компонентів гібридної енергомережі. Запропонована модель прийняття рішень при управлінні забезпечує вибір режиму функціонування, який дозволяє нормалізувати якість електричної енергії, а також ефективно її спожити за рахунок оперативного

балансування рівня споживання та генерації автоматизованою системою управління у певний період через внесення змін в управління структурою самої гібридної мережі.

8. Розроблено інформаційну технологію підтримки прийняття рішень при управлінні гібридною енергетичною мережею, яка підтримує повний цикл обробки інформації та перетворення її у знання при формуванні ефективного управлінського рішення. Використання зазначеної інформаційної технології дозволяє підвищити ефективність рішень щодо управління гібридною енергомережею з відновлювальними джерелами енергії.

9. Практичне значення отриманих у дисертаційному дослідженні результатів полягає у реалізації запропонованих моделей, алгоритмічного, інформаційного забезпечення процесу прийняття рішень та інформаційної технології прийняття рішень у вигляді програмної реалізації у СППР “Hybrid”. Використання цих моделей та інформаційної технології підтримки прийняття рішень на їх основі у СППР дозволяє створити інструмент для вибору ефективного рішення з можливих альтернатив режимів функціонування гібридної енергомережі у відповідності до поточного технічного стану її компонентів, прогнозованих метеорологічних умов та рівня споживання.

Достовірність отриманих моделей і інформаційної технології підтверджується обґрунтованістю допущень та обраного математичного апарату, врахуванням знань експертів та результатами практичних впроваджень.

Висновки, положення та науково-практичні результати, одержані в ході виконання дисертаційного дослідження, апробовані на міжнародних науково-практичних конференціях, викладені у матеріалах наукових конференцій, статтях і звітах про науково-дослідну роботу, впроваджені в діяльність підприємств ТОВ «Призма Енерджи Груп» (м. Харків) та ПАФ «Колос» (Білопільський район Сумської області та у навчальний процес Сумського державного університету (Додаток Г), захищені авторським правом - авторське свідоцтво на програмний продукт (Додаток В).



Таким чином, досягнуто основної мети дисертаційного дослідження, яка полягає у підвищенні ефективності підтримки прийняття рішень при управлінні гібридною енергомережою з відновлювальними джерелами енергії шляхом розроблення та впровадження моделей, інформаційної технології та, на їх основі, системи підтримки прийняття рішень щодо управління в умовах невизначеності.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Shendryk S.O., Tymchuk S.O., Shendryk V.V., Telizhenko O. M. Electricity power consumption management in hybrid power grid with renewable energy sources. *Information systems and innovative technologies in project and program management: Collective monograph edited by I.Linde, I.Chumachenko, V.Timofeyev. X.: ХНУРЕ, 2019. С. 161-169.*
2. Shendryk V., Boiko O., Parfenenko Y., Shendryk S., Tymchuk S. Decision Making for Energy Management in Smart Grid. *Handbook of Research on Industrial Advancement in Scientific Knowledge: Collective monograph edited by Vicente González-Prida Diaz and Jesus Pedro Zamora Bonilla. IGI Global. 2019. P. 264-297.*
3. Шендрик, С. А., Тимчук, С. А., Шендрик, В. В., Бойко, О. В., Парфененко, Ю. В. Уалиев, Ж. З. Стратегия управления режимами работы Smart Grid на основе возобновляемых источников энергии. *Вісник ХНТУСГ ім. П.Василенка. Технічні науки. “Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України”.* 2018. Випуск 196. С. 74-76.
4. Бойко О. В., Шендрик В. В., Парфененко Ю. В., Шендрик С. О. Багатокритеріальний підхід до оцінки альтернативних варіантів гібридних енергетичних систем. *Вісник ХНТУСГ ім. П. Василенка. Технічні науки. “Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України”.* 2019. Випуск 204. С. 81-83.
5. Tymchuk S., Shendryk S., Shendryk V., Piskarov O., Kazlauskayte A. Fuzzy Predictive Model of Solar Panel for Decision Support System in the Management of Hybrid Grid. *Communications in Computer and Information Science (CCIS): Book series edited by R. Damaševičius, G. Vasiljeviene. Springer, 2019. Vol. 1078. P. 416-427.*
6. Tymchuk S., Shendryk S. Mathematical Model of Solar Battery for Balance Calculations in Hybrid Electrical Grids. *Proceedings of the International Conference on Modern Electrical and Energy Systems, Kremenchuk. 2017. P. 204-207.*

7. Тимчук С. О., Шендрик С. О. Дослідження впливу освітленості і температури оточуючого середовища на схемні втрати потужності в сонячних батареях. *Вісник ХНТУСГ ім. П. Василенка. Технічні науки. "Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України"*. 2017. Випуск 187. С. 8-9.
8. Тимчук С. О., Шендрик С. О. Нечітка математична модель потужності сонячної батареї для системи підтримки прийняття рішень при керуванні гібридною електромережею. *Енергетика та комп'ютерно-інтегровані технології в АПК*. 2017. № 1(6). С. 85-87.
9. Tymchuk S., Miroshnyk O., Shendryk S., Shendryk V. Integral Fuzzy Power Quality Assessment for Decision Support System at Management of Power Network with Distributed Generation. *Communications in Computer and Information Science (CCIS)*: / Book series edited by R. Damaševičius, G. Vasiljeviene. Springer, 2018. Vol. 920. P. 88-97.
10. Shulyma O., Shendryk V., Parfenenko Y., Shendryk S. Models of Decision Making in Planning the Structure of Hybrid Renewable Energy System. *Communications in Computer and Information Science (CCIS)*: Book series edited by R. Damaševičius, V. Mikašytė. Springer. 2017. Volume 756. P. 213-225.
11. Perekrest A., Shendryk V., Pijarski P., Parfenenko Y., Shendryk S. Complex Information and Technical Solutions for Energy Management of Municipal Energetics. *Photonics Applications in Astronomy, Communications, Industry, and High Energy Physics Experiments*. Wilga, Proceedings Volume 10445. Poland. 2017. URL: <https://www.spiedigitallibrary.org/conference-proceedings-of-spie/10445/1044567/Complex-information-and-technical-solutions-for-energy-management-of-municipal/10.1117/12.2280962.short?SSO=1>.
12. Shulyma O., Shendryk V., Parfenenko Y., Shendryk S. The model for decision support on design of the hybrid renewable energy system. *Proceedings of the 9th IEEE International Conference on Intelligent Data Acquisition and Advanced Computing Systems: Technology and Applications*. Bucharest. 2017. P. 47-50.

13. Шендрик С. О., Тимчук С. О., Тищенко Д. В., Шендрик В. В. Подолання невизначеності та неповноти інформації при управлінні гібридними енергомережами. *Інформатика, Математика, Інформатика ІМА 2018*: матеріали Науково-технічної конференції (м. Суми, 6-9 лютого 2018 р.). Суми: Сумський державний університет. 2018. С.78.

14. Шендрик С. О., Шендрик В. В., Тищенко Д. В. Визначення критерія оптимальності режиму експлуатації гібридної енергосистеми. *Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України*: матеріали Науково-практичної студентської конференції (м. Харків, 5-6 квітня 2018 р.). Харків: ХНТУСГ імені Петра Василенка. 2018. Вип. 10. С. 238.

15. Шендрик С. О., Тимчук С. О., Шендрик В. В. Прийняття рішень для оптимального керування електропостачанням в мережах з розподіленою генерацією. *Автоматика – 2016*: матеріали Міжнародної науково-практичної конференції з автоматичного управління (м. Суми). Суми: СумДУ. 2016. С. 182-183.

16. Шулима О. В., Шендрик В. В., Шендрик С. О. Вимоги до планування гібридної енергетичної системи з відновлювальними джерелами енергії. *Комп'ютерні технології в міському та регіональному господарстві*: матеріали Міжнародної науково-практичної інтернет-конференції (м. Харків, 23-28 листопада 2015 р.). Харків: ХНУМГ ім. А.Н. Бекетова. 2015. С.49-50..

17. Шулима О. В., Шендрик В. В., Пакштас А., Шендрик С. О. Модель функціонування гібридної енергетичної системи з відновлювальними джерелами енергії. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка*. 2015. №165. С. 73–75.

18. Перекрест А. Л., Шендрик В. В., Парфененко Ю. В., Шендрик С. О. Комплексні інформаційно-технічні рішення для систем енергетичного менеджменту в комунальній енергетиці. *Контроль і управління в складних системах (КУСС-2016)*: матеріали XIII Міжнародній конференції. Вінниця: ВНТУ. 2016. С. 152-154.

19. Тимчук С. О., Шендрик В. В., Шендрик С. О., Шулима О. В. Підтримка прийняття рішень для оптимального керування електропостачання від відновлювальних джерел енергії. *Проблеми енергоресурсозбереження в електротехнічних системах. Наука, освіта і практика*. 2016. №1. С. 208–210.

20. Тимчук С. О., Шендрик В. В., Шендрик С. О., Шулима О. В. Прийняття оптимальних рішень при керуванні гібридними електричними мережами з відновлювальними джерелами енергії. *Електромеханічні і енергозберігаючі системи*. 2016. №34. С. 55-61.

21. Тимчук С. О., Шендрик В. В., Шендрик С. О., Шулима О. В. Прийняття оптимальних рішень в мережах електропостачання з розподіленою генерацією. *Енергетика та комп'ютерно-інтегровані технології в АПК*. 2016. №49. С. 49-51.

22. Шендрик С. О., Тимчук С. О., Шендрик В. В. Прогнозування електроспоживання при управлінні гібридною електромережею з відновлюваними джерелами енергії. *Математичне моделювання процесів в економіці та управлінні проектами і програмами*: матеріали Міжнародна науково-практична конференція, м. Коблево, 09-14 вересня 2019 р. Харків-Миколаїв, 2019. С. 51-54.

23. Казлаускайте А. С., Шендрик С. О. Прогнозування рівня електрогенерації сонячних батарей при управлінні гібридною електромережею. *Інформатика, Математика, Інформатика ІМА 2019*, Суми, 23-26 квітня 2019 р. : Матеріали Науково-технічної конференції. Суми: Сумський державний університет. 2019. С.138.

24. Казлаускайте А. С., Шендрик С. О. Нечітке прогнозування продуктивності сонячних батарей у залежності від метеорологічних умов. *Молодь і сільськогосподарська техніка у XXI сторіччі*: Матеріали XV-го Міжнародного форуму молоді, Харків, 4-5 квітня 2019 р. Харків: ХНУТСГ. 2019. С. 180.

25. Портяной М. Д., Шендрик С. О., Нечітка прогнозна модель інсоляції та температури для системи підтримки прийняття рішень при управлінні гібридною електромережею з сонячними батареями. *Молодь і сільськогосподарська техніка у XXI сторіччі*: Матеріали XV-го Міжнародного форуму молоді, Харків, 4-5 квітня 2019 р. Харків: ХНУТСГ. 2019. С. 190.

26. Шендрик С. О., Шендрик В. В., Бойко О. В., Вербицька А. А. Задача планування енергетичної системи з відновлювальними джерелами енергії. *Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України*: Матеріали Науково-практичної студентської конференції, Харків, 5-6 квітня 2018 р. Харків: ХНТУСГ імені Петра Василенка. 2018. Вип. 10. С. 208.

27. Шендрик С. О., Тимчук С. О. Аналіз предметної області прийняття рішень при управлінні гібридними енергомережами. *Автоматика – 2017*: матеріали XXIV Міжнародна конференція з автоматичного управління, Київ, 13–15 вересня 2017 р. Київ. 2017. С. 221-222.

28. Шендрик С. О., Тимчук С. О., Шендрик В. В., Шулима О. В. Підтримка прийняття рішень для оптимального керування електропостачанням від відновлювальних джерел енергії. *Проблеми енергоресурсозбереження в електротехнічних системах. Наука, освіта і практика. ICPEES 2016*: матеріали XVII Міжнародної науково-технічної конференції, м. Кременчук. Кременчук: КрНУ ім. Остроградського. 2016. Випуск 1/2016(4). С. 208-210.

29. Курбатова Т. О. Концептуальні основи формування організаційно-економічного механізму управління розвитком відновлювальної енергетики / Т.О. Курбатова // *Економіка і суспільство*. – 2018. – № 18. – С. 129-138.

30. Сотник І. М. Організаційно-економічні проблеми і перспективи розвитку відновлювальної енергетики у приватних домогосподарствах України / І.М. Сотник // *Економічний форум*. – 2018. – № 3. – С. 47-56.

31. Daniele M., Anna P. Sorrentinos method to improve microgrid reliability by optimal sizing PV wind plants and storage systems. *20th International Conference on Electricity Distribution*. Prague Czech: CIRED. 2009. P. 8-16.

32. Shendryk V., Shulyma O., Parfenenko Y. The topicality and the peculiarities of the renewable energy sources integration into the ukrainian power grids and the heating system. *Promoting Sustainable Practices through Energy Engineering and Asset Management* : Ed. V, González-Prida, A. Raman. Hersey PA: IGI Global. 2015. P. 162-192.

33. Аналіз роботи ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку за 2019 рік (6 місяців). URL: <https://www.oree.com.ua/index.php/web/65> .
34. Renewables 2019. Global status report. URL : [https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr\\_2019\\_full\\_report\\_en.pdf](https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr_2019_full_report_en.pdf) .
35. Smart Grids and Renewables: A Guide for Effective Deployment. 2013. URL: <http://www.irena.org/publications/2013/Nov/Smart-Grids-and-Renewables-A-Guide-for-Effective-Deployment>.
36. Hoang B. Smart Power Grids - Talking about a Revolution. *IEEE Emerging Technology Portal*. 2012. URL: <http://docshare04.docshare.tips/files/12095/120950232.pdf> .
37. Roncero J. R. Integration is key to Smart Grid management. *CIREN Seminar 2008: SmartGrids for Distribution*. Frankfurt. 2008. P. 1-4
38. Jonas Enerbäck, Nilsson Oscar. Modelling and Simulation of Smart Grids using Dymola/Modelica. *CODEN:LUTEDX/TEIE*. 2013. URL: <https://lup.lub.lu.se/student-papers/search/publication/4537037> .
39. Moslehi K., Kumar R. Smart Grid - a reliability perspective. *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*. Gothenburg. 2010. P. 1-8.
40. Menniti D., Pinnarelli A., Sorrentino N.. A method to improve microgrid reliability by optimal sizing PV/wind plants and storage systems. *CIREN 2009 - The 20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution*. Prague, 2009. Part 2, P. 1-4.
41. Ali A., Li W., Hussain R., He X., Williams B. W., Memon, A. H. Overview of Current Microgrid Policies, Incentives and Barriers in the European Union, United States and China. *Sustainability*. 2017. Vol. 9. URL : <https://www.mdpi.com/2071-1050/9/7/1146/pdf> .
42. IEEE Guide for Smart Grid Interoperability of Energy Technology and Information Technology Operation with the Electric Power System (EPS), End-Use Applications, and Loads, in *IEEE Std 2030*. 2011. P. 1-126.

43. Додонов О. Г., Путятін В. Г., Валетчик В. О. . Інформаційно-аналітична підтримка прийняття управлінських рішень. *Реєстрація, зберігання і обробка даних*. 2005. Т. 7(2). С. 77–93.
44. Camacho E. F., Samad T., Garcia-Sanz M., Hiskens I. Control for Renewable Energy and Smart Grids. *The Impact of Control Technology*. 2011. URL : <http://ieeecss.org/sites/ieeecss.org/files/documents/IoCT-Part1-06RESG.pdf>
45. Advanced Architectures and Control Concepts for More Microgrids. 2009. URL : <http://www.microgrids.eu/documents/668.pdf> .
46. Reddy K. S., Kumar M., Mallick T. K., Sharon H., Lokeswaran S. A review of Integration, Control, Communication and Metering (ICCM) of renewable energy based smart grid. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014. 38. P. 180-192.
47. Energy Efficiency Program Impact Evaluation Guide. URL : [https://www4.eere.energy.gov/seeaction/system/files/documents/emv\\_ee\\_program\\_impact\\_guide\\_0.pdf](https://www4.eere.energy.gov/seeaction/system/files/documents/emv_ee_program_impact_guide_0.pdf) .
48. Palensky P., Dietrich D. Demand side management: Demand response, intelligent energy systems, and smart loads. *IEEE transactions on industrial informatics*. 2011. 7(3). P. 381-388.
49. Kanwar A., Rodríguez D. I. H., von Appen, J., a Braun M. A Comparative Study of Optimization- and Rule-Based Control for Microgrid Operation. *Proceedings of the Power and Energy Student Summit*. 2015. URL : [https://www.researchgate.net/publication/273776348\\_A\\_Comparative\\_Study\\_of\\_Optimization-and\\_Rule-Based\\_Control\\_for\\_Microgrid\\_Operation](https://www.researchgate.net/publication/273776348_A_Comparative_Study_of_Optimization-and_Rule-Based_Control_for_Microgrid_Operation) .
50. Fuhs A. E. Hybrid Vehicles and the Future of Personal Transportation, Boca Raton : CRC Press. 2019. 471 p.
51. Wang J., Chen G., Wu E., Sun L., Zhang L., Sun, K. Research of Smart Microgrid Energy Monitoring System based on EMS. *Proceedings of the International Conference on Intelligent Systems Research and Mechatronics Engineering (ISRME 2015)*. 2015. URL : <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=.1.1.861.8979&rep=rep1&type=pdf>



52. Li Sh., Jiang B., Wang X., Dong, L. Research and Application of a SCADA System for a Microgrid. *Technologies*. 2017. Vol. 5(12). URL : <http://www.mdpi.com/2227-7080/5/2/12>.
53. Colson C. M., Nehrir M. H., Gunderson R. W. Multi-agent Microgrid Power Management. 2018. URL : [https://www.researchgate.net/publication/264884178\\_Multi-agent\\_Microgrid\\_Power\\_Management](https://www.researchgate.net/publication/264884178_Multi-agent_Microgrid_Power_Management) .
54. Energy Management Information Systems. Planning Manual and Tool. New Brunswick: Office of Energy Efficiency. 2010. URL : <http://www.hydroquebec.com/data/affaires/pdf/guide-outil-planification-en.pdf> .
55. Lamoureux R., Reeves S. Home Energy Management Systems (HEMS) Paths to Savings: OnRamps and Dead Ends. *In Proceedings of the 2016 ACEEE Summer Study on Energy Efficiency in Buildings Conference*. 2016. URL : [https://aceee.org/files/proceedings/2016/data/papers/12\\_630.pdf](https://aceee.org/files/proceedings/2016/data/papers/12_630.pdf) .
56. Grijalva S. White Paper Research Needs in Multi-Dimensional, Multi-Scale Modeling and Algorithms for Next Generation Electricity Grids. *In Proceedings of the Computational Needs for the Next Generation Electric Grid*. Iowa: Iowa State University. 2011.
57. Guenard G., Legendre P., Boisclair D., Bilodeau M. Multiscale codependence analysis: an integrated approach to analyze relationships across scales. *Ecology*. 2010. Vol. 91(10). P. 2952-2964.
58. Buygi M. O., Balzer G., Shanechi H. M., Shahidehpour M. Market-based transmission expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2014. Vol. 19(4). P. 2060-2067.
59. Rya S. M., McCalley J. D., Woodruff D. White Paper Long Term Resource Planning for Electric Power Systems Under Uncertainty. *In Proceedings of the Computational Needs for the Next Generation Electric Grid*. Iowa: Iowa State University. 2011.
60. Jones R. B. How Reliable Is Your Microgrid? *Public Utilities Fortnightly*. 26-36, July 2015. URL : <https://www.nyserda.ny.gov/-/media/Files/Publications/Research/Electic-Power-Delivery/How-Reliable-Is-Your-Microgrid.pdf> .

61. Ramachandra T. V. RIEP: Regional integrated energy plan. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2009. Vol. 13. P. 285-317.
62. Hunt J. D., Bañares-Alcántara R., Hanbury D. A new integrated tool for complex decision making. *Application to the UK energy sector. Decision Support Systems*. 2013. Vol. 54. P. 1427–1441.
63. Щур І. З., Климко В. І. Техніко-економічне обґрунтування параметрів гібридної вітро-сонячної системи для електропостачання окремого об'єкта. *Електромеханічні і енергозберігаючі системи*. 2014. № 2. С. 92-100.
64. Elhadidy M. A. Performance evaluation of hybrid (wind/solar/diesel) power systems. *Renewable Energy*. 2002. Vol. 26. P. 401–413.
65. Celik A. N. Optimisation and techno-economic analysis of autonomous photovoltaic–wind hybrid energy systems in comparison to single photovoltaic and wind systems. *Energy Conversion and Management*. 2002. Vol. 43. P. 2453–2468 .
66. Nehrir M. H., LaMeres B. J., Venkataramanan G. An approach to evaluate the general performance of stand-alone wind/photovoltaic generating systems. *Energy Conversion, IEEE Transactions on*. 2000. Vol. 15. P. 433–439.
67. Lazarou S., Oikonomou D. S., Ekonomou L. A platform for Planning and Evaluating Distributed Generation conncted to the Hellenic Electric Distribution Grid. *Circuits, Systems, Electronics, Control & Signal Processing: Proceedings of the 11th WSEAS International Conference*. Montreux, Switzerland, 29-31December, 2012. WSEAS Press. 2012. P. 80-86.
68. Сабірзянов Т. Г., Кубкін М. В., Солдатенко В. П. Методика вибору структури і складу систем електропостачання з відновлювальними джерелами. *Техніка в сільськогосподарському виробництві, галузеве машинобудування, автоматизація*. 2011. № 24. С. 146-151.
69. Deshmukh M. K., Deshmukh S. S. Modeling of hybrid renewable energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2008. Vol. №12. P. 235–249.
70. Ai B., Yang H., Shen H., Liao X. Computer-aided design of PV/wind hybrid system. *Renewable Energy*. 2003. Vol. 28. P. 1491–1512.

71. Gomaa S., Seoud A. A., Kheiralla H. N. Design and analysis of photovoltaic and wind energy hybrid systems in Alexandria, Egypt. *Renewable energy*. 1995. Vol. 6. P. 643–647.
72. Barbato A., Capone A., Carello G. A framework for home energy management and its experimental validation. *Energy Efficiency*. 2014. Vol. 7. P. 1013–1052.
73. Згуровський М. З., Панкратова Н. Д. Основи системного аналізу. – К.: Видавнича група BHV. 2007. 544 с.
74. Object Management Group. A standard Business Process Model and Notation (BPMN). URL : <http://www.bpmn.org/>.
75. Шаховська Н. Б. Сховища та простори даних : монографія / Н. Б. Шаховська, В. В. Пасічник. Львів : Видавництво Національного університету «Львівська політехніка». 2009. 244 с.
76. Опара Д. С., Коваленко К. О., Шендрик В. В., Методика відбору та накопичення змінного у часі web-контенту. *Нові рішення в сучасних технологіях. Вісник Національного технічного університету "ХПІ" : Збірник наукових праць*, Харків: НТУ «ХПІ». 2012. №34. С. 71-75.
77. Коваленко К. О., Шендрик В. В., Парфененко Ю. В. Інтерактивна інформаційна система збирання метеорологічних даних. *Сучасні інформаційні системи і технології : матеріали Першої міжнародної науково-практичної конференції*, Суми, 15–18 травня 2012. Суми : СумДУ. 2012. С. 192–193.
78. Шендрик В. В., Ващенко С. М.. Система збирання, розміщення та аналізу даних. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Серія "Інформаційні системи та мережі"* . 2011. № 715. С. 343-353.
79. Доценко С.І., Тимчук С.О., Шендрик С.О., Шулима О.В. Розрахунок потужності інсоляції для прогнозування виробництва електричної енергії фотоелектричними панелями. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка*. 2016. Вип. 176. С.8-11.

80. Книга о солнце. Руководство по проектированию систем солнечного теплоснабжения. Viessmann. – К.: «Злато-Граф». 2010. 194 с.
81. Кравченко В. П., Кравченко Є. В., Бондар І. В.. Інструментальне визначення інсоляції в районі м. Одеси. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2016. № 1. С. 20-27.
82. Arcos-Aviles D., Pascual J., Marroyo L., Sanchis P., Guinjoan F. Fuzzy Logic-Based Energy Management System Design for Residential Grid-Connected Microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2018. Vol. 9. No. 2. P. 530-543.
83. Щур В. І. Енергоефективне керування вітроустановками малої потужності для генерування електричної і теплової енергії: дис. ... канд. техн. наук : 05.09.03 – електротехнічні комплекси та системи / Щур Всеволод Ігорович ; Національний університет «Львівська політехніка». Львів. 2017. 246 с.
84. Щур І. З., Ковальчук А. І. Імітаційне моделювання роботи і техніко-економічна оцінка автономних контролорних вітроелектроустановок різної потужності з трансформаторами із обертовою половиною. *Електромеханічні і енергозберігаючі системи*. 2014. №3. С. 36–44.
85. Раушенбах Г. Справочник по проектированию солнечных батарей / Г.Раушенбах. -М.: Энергоатомиздат. 1983. 360 с.
86. Nema R. K., Nema S., Agnihotri G. Computer Simulation Based Study of Photovoltaic Cells/Modules and their Experimental Verification. *International Journal of Recent Trends in Engineering*. 2009. Vol 1. No. 3. P. 151-156.
87. Znajdek K. Review of simulation models suitability for characterization of actual Si PV cells. *XII International PhD Workshop OWD*. 2010. P. 423-425.
88. Tsuno Y., Hishikawa Y., Kurokawa K. Temperature and irradiance dependence of the I-V curves of various kinds of solar cells. *15th International photovoltaic science & engineering conference PSEC-15*. 2005. P.422-423.
89. Базилевский А. Б., Лукьяненко М. В. Моделирование вольтамперных характеристик солнечных батарей. *Вестник Сибирского государственного аэрокосмического университета им. академика М.Ф.Решетнева*. 2005. №4. С. 63-66

90. Гамарко А. В. Методи чисельної апроксимації вольт-амперних кривих фотоелектричного модуля. *Відновлювальна енергетика*. 2016. №1. С. 33-38.
91. Бойко О. В. Моделі та інформаційна технологія планування енергозабезпечення будівель з використанням відновлювальних джерел енергії : дис. ... канд. техн. наук : 05.13.06 / Ольга Василівна Бойко, Харк. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. Харківж. 2017. 190 с.
92. Yun-Hsi O. Chang, Ayyub Bilal M. Fuzzy regression methods - a comparative assessment. *Fuzzy Sets and Systems*. 2001. Vol. 119 (2). P. 187–203.
93. Таранцев А. А. Принципы построения регрессионных моделей при исходных данных с нечетким описанием. *Автоматика и телемеханика*. 1997. № 11. С. 215–220.
94. Манусов В. З., Могиленко А. В. Методы оценивания потерь электроэнергии в условиях неопределенности. *Электричество*. 2003. № 3. С. 2–8.
95. Tau Lee H., Hua Chen S. Fuzzy regression model with fuzzy input and output data for manpower forecasting . *Fuzzy Sets and Systems*. 2001. Vol. 119 (2). P. 205–213.
96. Yu J.-R., Tzeng G.-H., Li H.-L. General fuzzy piecewise regression analysis with automatic change-point detection. *Fuzzy Sets and Systems*. 2001. Vol. 119 (2). P. 247–257.
97. Chen Y.-S. Outliers detection and confidence interval modification in fuzzy regression. *Fuzzy Sets and Systems*. 2001. Vol. 119 (2). P. 259–272.
98. Wang H.-F., Tsaur R.-C. Insight of a fuzzy regression model. *Fuzzy Sets and Systems*. 2000. Vol. 112(3). P. 355–369.
99. Celmins A. Least squares model fitting to fuzzy vector data. *Fuzzy Sets and Systems*. 1987. Vol. 22. P. 245-269.
100. Yen K. K., Ghoshray S., Roig G. A linear regression model using triangular fuzzy number coefficients. *Fuzzy Sets and Systems*. 1999. Vol. 106. P. 167-177.
101. Soliman S. A., Abdel Rahman H. Mansour, El-Hawary M. E. Application of -fc fuzzy linear regression algorithm to power system voltage measurements. *Electric Power Systems Research*. 2000. Vol. 42 (3). P. 195-200.

102. Seraya O. V., Demin D. A. Linear regression analysis of a small sample of fuzzy input data. *Journal of Automation and Information Sciences*. 2012. Vol. 44(7). P. 34-48.
103. Раскин Л. Г. Нечеткая математика [Текст]: моногр. / Л. Г. Раскин, О. В. Серая. Харьков: Парус. 2008. 352 с.
104. Buckley J. J., Feuring T. Linear and non-linear fuzzy regression: Evolutionary algorithm solutions. *Fuzzy Sets and Systems*. 2000. Vol. 112 (3). P. 381-394.
105. Tymchuk S., Katyukha I. Development of regression coefficient selection quality criterion in power consumption forecasting problems. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2014. № 5/8 (71). P. 16-20
106. EN 50160:2010 Voltage Characteristics of electricity supplied by public distribution networks. URL : [https://infostore.saiglobal.com/preview/98699522296.pdf?sku=859794\\_saig\\_nsai\\_nsai\\_2045468](https://infostore.saiglobal.com/preview/98699522296.pdf?sku=859794_saig_nsai_nsai_2045468) .
107. ISO/IEC GUIDE 98-3:2008/AWI SUPPL 3. Uncertainty of measurement - Part 3: Guide to the expression of uncertainty in measurement (GUM:1995) - Supplement 3: Developing and using measurement models.
108. Mauris G., Lassere V., Foulley L. A fuzzy approach for the expression of uncertainty in measurement. *Measurement*. 2001. Vol. 29(3). P. 109-121.
109. Mauris G., Berrah L., Foulloy L., Haurat A. Fuzzy handling of measurement errors in instrumentation. *IEEE Transaction and measurement*. 2000. Vol. 49 (1). P. 43-58.
110. Canha L. N., Pereira P. R., Milbradt R., da Rosa Abaide A., Kork Schmitt K. E., de Abreu Antunes M. Intelligent voltage regulator to distributed voltage control in smart grids. *52nd International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*. Heraklion. 2017. P. 1-6.
111. Liu X. N., Wei J., Ye S. Y., Chen B., Long C. Research on uncertainty evaluation measure and method of voltage sag severity. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. 2018. Vol. 108(5). URL : <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/108/5/052098/pdf> .

112. Miroschnik A. A., Tymchuk S. A. Uniform distribution of loads in the electric system 0,38/0,22 kV using genetic algorithms. *Technical Electrodynamics*. 2013. Vol. 4. P. 67- 73.
113. Piegat A. Fuzzy Modeling and Control. Heidelberg: New York: Phisical-Verl. 2001. 728 p.
114. Tymchuk S. A., Miroschnyk A. A. Quality assessment of power in distribution networks 0.38/0.22 kV in the fuzzy form. *Global Science and Innovation. Materials of the II international scientific conference*. Chicago, USA.. 2014. Vol. II. P. 288-299.
115. Tymchuk S. A., Miroschnyk A. A. Assess electricity quality by means of fuzzy generalized index. *East European Journal of Advanced Technologies*. 2015. Vol 75 (3/4). P. 26-31.
116. Орловский С.А. Проблемы принятия решений при нечеткой исходной информации. – М.: Наука. 1981. 206 с.
117. Беллман Р., Заде Л. Принятие решений в расплывчатых условиях. *Вопросы анализа и процедуры принятия решений*. – М: Мир. 1976. с.172-215.
118. А. А. Ахрем, М. Р. Ашинянц, С. А. Петров. Нечеткий логический вывод в системе принятия решений. *Труды ИСА РАН*. 2007. Т.29. С.265–275.
119. Ротштейн А. П. Интеллектуальные технологии идентификации: нечеткие множества, генетические алгоритмы, нейронные сети / А. П. Ротштейн. – Винница : УНИВЕРСУМ. 1999. 320 с.
120. ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.-Введ. 1999-01-01.-М.: Госстандарт РФ. 1997. 33 с. : (межгосударственный стандарт).
121. Christopher Menzel, Richard J. Mayer. The IDEF Family of Languages . *Handbook on Architectures of Information Systems*. Berlin. 2006. P. 215-249.
122. Jeffrey D. Mershon. BPwin Methods Guide. *Logic Works, Inc*. 1997. 128 pp.

123. Вендров А. М. Case-технологии. Современные методы и средства проектирования информационных систем / А. М. Вендров. – М.: Финансы и статистика. 1998. 176 с.

124. Парфененко Ю. В., Неня В. Г., Бондаренко А. О. Інформаційна технологія підтримки прийняття рішень при управлінні режимами централізованого теплозабезпечення. *Технический аудит и резервы производства*. 2015. Вип. 1/2 (21). С. 8-13.

125. Галкін П. В. Аналіз моделей та оптимізації збору інформації в бездротових сенсорних мережах. *Восточно-Европейский журнал передовых технологий*. 2014. 5/9 (71). С. 24-30.

126. Переверзев О. А., Автономні системи збору даних з безпроводним каналом зв'язку, Електронна та акустична інженерія, вип. 2, №3, 2019, С. 39-43.

127. ДСТУ Автоматизовані системи. Терміни та визначення : ДСТУ 2226-93. – [Чинний від 1994-07-01]. – К. : Держстандарт України. 1993. 32 с. (Національний стандарт України).

128. ДСТУ Системи оброблення інформації. Інтелектуальні інформаційні технології. Терміни та визначення : ДСТУ 2481-94. – [Чинний від 1995-01-01]. – К. : Держстандарт України. 1994. 74 с. (Національний стандарт України).

129. Інформаційні технології — значення терміну. Погляд з точки зору наукових і державних стандартів. URL : <http://www.setlab.net/?view=what-is-IT> .

130. Буч Г., Рамбо Д., Якобсон И. Язык UML. Руководство пользователя. М.: ДМК Пресс. 2006. 496 с.

131. Штовба С. Д. Проектирование нечетких систем средствами MATLAB [Текст] / С. Д.Штовба. – М.: Горячая линия – Телеком. 2007. 288 с.

132. Штовба С. Д. Идентификация нелинейных зависимостей с помощью нечеткого логического вывода в системе MATLAB. *Exponenta Pro: Математика в приложениях*. 2003. №2. – С.9-15.

133. Кравець П., Кирикало Р. Системи прийняття рішень з нечіткою логікою. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Комп'ютерні науки та інформаційні технології*. 2009. № 650. С. 115–123.



134. Шаховська Н. Б. Методи опрацювання консолідованих даних за допомогою просторів даних. *Проблеми програмування*. 2011. №4. С. 72-84.

135. Росинский В. В. Обеспечение интеграции данных в корпоративных информационных системах на основе прогрессивных веб-технологий. *Вісник Державного університету інформаційно-комунікаційних технологій*. 2012. №10. С. 87–94.

136. Шаховська Н. Б., Тарасов Д. О. Особливості інтеграції даних інформаційних систем Національного університету «Львівська політехніка». *Складні системи і процеси*. 2009. №2. С. 98-109.

137. Колпаков В. М. Теория и практика принятия управленческих решений: Учеб. пособие. — 2 е изд., перераб. и доп. — К.: МАУП, 2004. - 504 с.: ил. — Библиогр.: с. 247—251.

# ДОДАТКИ

**Додаток А. Список публікацій здобувача за темою дисертації**

1. Shendryk S.O., Tymchuk S.O., Shendryk V.V., Telizhenko O. M. Electricity power consumption management in hybrid power grid with renewable energy sources. *Information systems and innovative technologies in project and program management: /Collective monograph edited by I.Linde, I.Chumachenko, V.Timofeyev. X.: XHYPE, 2019. C. 161-169.*
2. Shendryk V., Boiko O., Parfenenko Y., Shendryk S., Tymchuk S. Decision Making for Energy Management in Smart Grid. *Handbook of Research on Industrial Advancement in Scientific Knowledge: / Collective monograph edited by Vicente González-Prida Diaz and Jesus Pedro Zamora Bonilla. IGI Global, 2019. P. 264-297.*
3. Tymchuk S., Shendryk S., Shendryk V., Piskarov O., Kazlauskayte A. Fuzzy Predictive Model of Solar Panel for Decision Support System in the Management of Hybrid Grid. *Communications in Computer and Information Science (CCIS): / Book series edited by R. Damaševičius, G. Vasiljevienė. Springer, 2019. Volume 1078. P. 416-427.*
4. Tymchuk S., Miroshnyk O., Shendryk S., Shendryk V. Integral Fuzzy Power Quality Assessment for Decision Support System at Management of Power Network with Distributed Generation. *Communications in Computer and Information Science (CCIS): / Book series edited by R. Damaševičius, G. Vasiljevienė. Springer, 2018. Volume 920. P. 88-97.*
5. Shulyma O., Shendryk V., Parfenenko Y., Shendryk S. Models of Decision Making in Planning the Structure of Hybrid Renewable Energy System. *Communications in Computer and Information Science (CCIS): / Book series edited by R. Damaševičius, V. Mikašytė. Springer, 2017. Volume 756. P. 213-225.*
6. Perekrest A., Shendryk V., Pijarski P., Parfenenko Y., Shendryk S. Complex Information and Technical Solutions for Energy Management of Municipal Energetics. *Photonics Applications in Astronomy, Communications, Industry, and High Energy Physics Experiments. Wilga, Proceedings Volume 10445, Poland, 2017. URL: <https://www.spiedigitallibrary.org/conference-proceedings-of-spie/10445/>*

1044567/Complex-information-and-technical-solutions-for-energy-management-of-municipal/10.1117/12.2280962.short?SSO=1

7. Shulyma O., Shendryk V., Parfenenko Y., Shendryk S. The model for decision support on design of the hybrid renewable energy system. *Proceedings of the 9th IEEE International Conference on Intelligent Data Acquisition and Advanced Computing Systems: Technology and Applications*. Bucharest, 2017. P. 47-50. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8095047> (дата звернення: 23.11.2019).

8. Tymchuk S., Shendryk S. Mathematical Model of Solar Battery for Balance Calculations in Hybrid Electrical Grids. *Proceedings of the International Conference on Modern Electrical and Energy Systems*, Kremenchuk, 2017. P. 204-207. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8248890>.

9. Бойко О.В., Шендрик В.В., Парфененко Ю.В., Шендрик С.О. Багатокритеріальний підхід до оцінки альтернативних варіантів гібридних енергетичних систем. *Вісник ХНТУСГ ім. П. Василенка. Технічні науки. “Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України”*. 2019. Випуск 204. С. 81-83.

10. Шендрик, С. А., Тимчук, С. А., Шендрик, В. В., Бойко, О. В., Парфененко, Ю. В. Уалиев, Ж. З. Стратегия управления режимами работы Smart Grid на основе возобновляемых источников энергии. *Вісник ХНТУСГ ім. П.Василенка. Технічні науки. “Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України”*. 2018. Випуск 196. С. 74-76.

11. Тимчук С.О., Шендрик С.О. Дослідження впливу освітленості і температури оточуючого середовища на схемні втрати потужності в сонячних батареях. *Вісник ХНТУСГ ім. П. Василенка. Технічні науки. “Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України”*, 2017. Випуск 187. С. 8-9.

12. Тимчук С.О., Шендрик С.О. Нечітка математична модель потужності сонячної батареї для системи підтримки прийняття рішень при керуванні гібридною електромережею. *Енергетика та комп'ютерно-інтегровані технології в АПК*. 2017. № 1(6). С.85-87.

13. Шулима О. В., Шендрик В. В., Пакштас А., Шендрик С. О. Модель функціонування гібридної енергетичної системи з відновлювальними джерелами енергії. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка*. 2015. №165. С. 73–75.

14. Тимчук С. О., Шендрик В. В., Шендрик С. О., Шулима О. В. Прийняття оптимальних рішень при керуванні гібридними електричними мережами з відновлювальними джерелами енергії. *Електромеханічні і енергозберігаючі системи*. 2016. №34. С. 55-61.

15. Тимчук С. О., Шендрик В. В., Шендрик С. О., Шулима О. В. Прийняття оптимальних рішень в мережах електропостачання з розподіленою генерацією. *Енергетика та комп'ютерно-інтегровані технології в АПК*. 2016. №49. С. 49-51.

16. Шендрик С.О., Тимчук С.О., Шендрик В.В. Прогнозування електроспоживання при управлінні гібридною електромережею з відновлюваними джерелами енергії. *Математичне моделювання процесів в економіці та управлінні проектами і програмами*: матеріали Міжнародна науково-практична конференція (м. Коблево, 09-14 вересня 2019 р.) Харків-Миколаїв. 2019. С. 51-54.

17. Казлаускайте А.С., Шендрик С. О. Прогнозування рівня електрогенерації сонячних батарей при управлінні гібридною електромережею. *Інформатика, Математика, Інформатика ІМА 2019*: матеріали Науково-технічної конференції (м. Суми, 23-26 квітня 2019 р.) - Суми: Сумський державний університет. 2019. С.138.

18. Казлаускайте А.С., Шендрик С. О. Нечітке прогнозування продуктивності сонячних батарей у залежності від метеорологічних умов. *Молодь і сільськогосподарська техніка у XXI сторіччі*: матеріали XV-го Міжнародного форуму молоді (м. Харків, 4-5 квітня 2019 р.). Харків: ХНУТСГ. 2019. С. 180.

19. Портяной М.Д., Шендрик С.О. Нечітка прогнозна модель інсоляції та температури для системи підтримки прийняття рішень при управлінні гібридною електромережею з сонячними батареями. *Молодь і сільськогосподарська техніка у XXI сторіччі*: матеріали XV-го Міжнародного форуму молоді (м. Харків, 4-5 квітня 2019 р.). Харків: ХНУТСГ. 2019. С. 190.

20. Шендрик С.О., Тимчук С.О., Тищенко Д.В., Шендрик В.В. Подолання невизначеності та неповноти інформації при управлінні гібридними енергомережами. *Інформатика, Математика, Інформатика ІМА 2018*: матеріали Науково-технічної конференції (м. Суми, 6-9 лютого 2018 р.). Суми: Сумський державний університет. 2018. С.78.

21. Шендрик С.О., Шендрик В.В., Тищенко Д.В. Визначення критерія оптимальності режиму експлуатації гібридної енергосистеми. *Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України*: матеріали Науково-практичної студентської конференції (м. Харків, 5-6 квітня 2018 р.). Харків: ХНТУСГ імені Петра Василенка. 2018. Вип. 10. С. 238.

22. Шендрик С.О., Шендрик В.В., Бойко О.В., Вербицька А.А. Задача планування енергетичної системи з відновлювальними джерелами енергії. *Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України*: матеріали Науково-практичної студентської конференції (м. Харків, 5-6 квітня 2018 р.). Харків: ХНТУСГ імені Петра Василенка. 2018. Вип. 10. С. 208.

23. Шендрик С.О., Тимчук С.О. Аналіз предметної області прийняття рішень при управлінні гібридними енергомережами. *Автоматика – 2017*: матеріали XXIV Міжнародна конференція з автоматичного управління (м. Київ, 13–15 вересня 2017 р.) Київ. 2017. С. 221-222.

24. Перекрест А.Л., Шендрик В.В., Парфененко Ю.В., Шендрик С.О. Комплексні інформаційно-технічні рішення для систем енергетичного менеджменту в комунальній енергетиці. *Контроль і управління в складних системах (КУСС-2016)*: матеріали XIII Міжнародній конференції (м. Вінниця). Вінниця: ВНТУ. 2016. С. 152-154.

25. Шендрик С.О., Тимчук С.О., Шендрик В.В. Прийняття рішень для оптимального керування електропостачанням в мережах з розподіленою генерацією. *Автоматика – 2016*: матеріали Міжнародної науково-практичної конференції з автоматичного управління (м. Суми). Суми: СумДУ. 2016. С. 182-183.

26. Шендрик С.О., Тимчук С.О., Шендрик В.В., Шулима О.В. Підтримка прийняття рішень для оптимального керування електропостачанням від відновлювальних джерел енергії. *Проблеми енергоресурсозбереження в електротехнічних системах. Наука, освіта і практика. ICPEES 2016*: матеріали XVII Міжнародної науково-технічної конференції (м. Кременчук). Кременчук: КрНУ ім. Остроградського, 2016. Випуск 1/2016(4). С. 208-210.

27. Шулима О. В., Шендрик В. В., Шендрик С. О. Вимоги до планування гібридної енергетичної системи з відновлювальними джерелами енергії. *Комп'ютерні технології в міському та регіональному господарстві*: матеріали Міжнародної науково-практичної інтернет-конференції (м. Харків, 23-28 листопада 2015 р.). Харків: ХНУМГ ім. А.Н. Бекетова, 2015. URL: <http://ojs.kname.edu.ua/index.php/area/article/view/537>

**Додаток Б. Відомості про апробацію результатів дисертації**

1. Міжнародна науково-практична конференція «Комп'ютерні технології в міському та регіональному господарстві», м. Харків, 23-28 листопада 2015 р. – заочна участь.
2. Міжнародна науково-технічна конференція "Проблеми енергоресурсозбереження в електротехнічних системах. Наука, освіта і практика, ICPEES -2016" , м. Кременчук, 17-19 травня 2016 р. – очна участь.
3. Міжнародна науково-практична конференція з автоматичного управління «Автоматика – 2016», м. Суми, 22-23 вересня 2016 р. – очна участь.
4. XIII Міжнародна конференція «Контроль і управління в складних системах (КУСС-2016)», м. Вінниця, 3-6 жовтня 2016 р. – очна участь.
5. XXIV Міжнародна конференція з автоматичного управління «Автоматика – 2017», м. Київ, 13-15 вересня 2017 р. – заочна участь.
6. Міжнародна конференція «International Conference on Intelligent Data Acquisition and Advanced Computing Systems: Technology and Applications, IDAACS -2017», м. Бухарест, Румунія, 21-23 вересня 2017р. – заочна участь.
7. Міжнародна наукова конференція «Information and Software Technologies (ICIST 2017)», м. Друскінінкай, Литва, 12-14 жовтня 2017 р. – очна участь.
8. Міжнародна конференції «International Conference on Modern Electrical And Energy Systems», м. Кременчук, 15-17 листопада 2017 р. – очна участь.
9. Науково-практична студентська конференція «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України», м. Харків, 5-6 квітня 2018 р. – очна участь.
10. Міжнародна наукова конференція «Information and Software Technologies (ICIST 2018)», м. Вільнюс, Литва, 4-6 жовтня 2018 р. – очна участь.
11. Науково-технічна конференція “Інформатика, математика, автоматика - ІМА”, м. Суми, 6-9 лютого 2018 р. – очна участь.



12. XV-й Міжнародний форум молоді “Молодь і сільськогосподарська техніка у XXI сторіччі”, м. Харків, 4-5 квітня 2019 р. – очна участь.
13. Науково-технічна конференція “Інформатика, математика, автоматика - ІМА”, м. Суми, 23-26 квітня 2019 р. – очна участь.
14. Міжнародна науково-практична конференція "Математичне моделювання процесів в економіці та управлінні проектами і програмами ММП-2019", м. Коблево, 09-14 вересня 2019 р. – очна участь.
15. Міжнародна наукова конференція «Information and Software Technologies (ICIST 2019)», м. Вільнюс, Литва, 10-12 жовтня 2019 р. – заочна участь.





**Додаток Г. Акти впровадження результатів дисертаційної роботи**

ЗАТВЕРДЖУЮ  
Директор  
Козій Данило Іванович  
25.11.2019 г.

**АКТ**

про впровадження науково-практичних результатів  
дисертаційної роботи на здобуття наукового ступеня  
доктора філософії Шендрика Сергія Олексійовича

Даний акт засвідчує, що результати дисертаційної роботи Шендрика Сергія Олексійовича, використовуються як інструмент управління електромережою, планування споживання електроенергії ТОВ «Призма Енерджи Груп».

Розроблена інформаційна технологія підтримки прийняття рішення та створена на її основі інформаційно-аналітична система "Hybrid" використовується для корегування навантаження в електромережі.

У ході експлуатації системи підтверджено, що використання сформованих інформаційно-аналітичною системою рішень при управлінні електромережою дозволяє збалансовано генерувати та споживати електроенергію.

Акт складено для надання у спеціалізовану вчену раду.

Інженер



Клименко Юрій Миколайович

Козій Данило Іванович

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Директор ПАФ «Колос»  
Білопільського району  
Сумської області

**С.М. Пасько**

«16» грудня 2019 р.



**АКТ**

**про впровадження результатів дисертаційної роботи  
Шендрика Сергія Олексійовича**

Складено комісією у складі:

**Голова комісії:** М.В. Балим - заступник директора.

**Члени комісії:**

1. С.В. Гончаренко – головний інженер;
2. С.М. Петренко – головний агроном.

Комісія провела роботу з визначення впровадження результатів дисертаційної роботи Шендрика С.О. в діяльність підприємства.

Для розгляду комісії передано:

- Інформаційно-аналітичну систему підтримки прийняття рішення, що є практичною реалізацією інформаційної технології, запропонованої в дисертаційній роботі Шендрика С.О. Доступ до розробленої системи надано голові комісії.
- Інструкції щодо користування інформаційно-аналітичною системою.

За результатами проведення роботи комісією встановлено:

1. Інформаційно-аналітичну систему підтримки прийняття рішення виконує функції збору даних про прогнозовану погоду, оцінки рівня генерації та споживання електроенергії, а також надає рекомендації щодо вибору режиму експлуатації гібридної електромережі.
2. Використання розробленої в дисертаційній роботі інформаційно-аналітичної системи підтримки прийняття рішення дозволяє підвищити енергоефективність підприємства.

Акт складено без фінансових зобов'язань перед автором дослідження.

**Голова комісії**

М.В. Балим

**Члени комісії:**

С.В. Гончаренко

С.М. Петренко



МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
СУМСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Ректор Сумського державного університету

А.В. Васильєв

« 23 » 2019 р.

**АКТ**

впровадження результатів дисертаційного дослідження  
Шендрика Сергія Олексійовича у навчальний процес факультету  
Електроніки та інформаційних технологій Сумського державного університету  
м.Суми

Комісія у складі голови деканату факультету Електроніки та інформаційних технологій, доктора фіз.-мат. наук, професора Проценко С.І. та членів комісії: заступника декана з навчально-методичної роботи, канд. фіз.-мат. наук, Ткач О.П., завідувача кафедри комп'ютерних наук, доктора техн. наук, професора Довбиша А.С. розглянула наступні матеріали щодо впровадження результатів дисертаційного дослідження Шендрика Сергія Олексійовича в навчальний процес Сумського державного університету:

1. Дисертаційну роботу Шендрика Сергія Олексійовича на тему «Моделі та інформаційна технологія підтримки прийняття рішень при управлінні гібридними енергомережами».
2. Робочі програми навчальних дисциплін «Проектування веб-орієнтованих інформаційних систем», «Інтегровані інформаційні системи», «Теорія прийняття рішень».
3. Навчально-методичні матеріали для вивчення перелічених дисциплін.

За результатами проведеної роботи комісією встановлено:

1. Теоретичні, науково-методологічні та практичні результати дисертаційного дослідження Шендрика Сергія Олексійовича на тему «Моделі та інформаційна технологія підтримки прийняття рішень при управлінні гібридними енергомережами» використано при підготовці навчально-методичних матеріалів та робочих програм з дисциплін: «Проектування веб-орієнтованих інформаційних систем», «Інтегровані інформаційні системи», «Теорія прийняття рішень».

2. Методологічні підходи, розроблені у дисертаційній роботі, покладено в основу практичних занять з дисциплін «Проектування веб-орієнтованих інформаційних систем», «Інтегровані інформаційні системи», «Теорія прийняття рішень».

3. Для забезпечення перелічених дисциплін підготовлено до друку навчально-методичні матеріали:

- Шендрик В.В., Парфененко Ю.В., Шендрик С.О. Методичні вказівки до лабораторних робіт з дисципліни "Проектування веб-орієнтованих інформаційних систем" для студентів спеціальності «Комп'ютерні науки» за освітньою програмою «Інформаційні технології проектування» усіх форм навчання.
- Шендрик В.В., Бойко О.В., Шендрик С.О. Методичні вказівки до курсової роботи з дисципліни «Інтегровані інформаційні системи» для студентів спеціальності «Комп'ютерні науки» заочної форм навчання.

4. Застосування в навчальному процесі факультету Електроніки та інформаційних технологій матеріалів дисертаційного дослідження Шендрика Сергія Олексійовича на тему «Моделі та інформаційна технологія підтримки прийняття рішень при управлінні гібридними енергомережами» дозволило підвищити якість підготовки магістрів та бакалаврів за спеціальністю «Комп'ютерні науки» та забезпечити сучасний рівень навчальних матеріалів.

Голова комісії:  
декан факультету ЕлІТ,  
доктор фіз.-мат. наук, професор



С.І. Проценко

Члени комісії:

заступник декана з навчально-методичної роботи,  
канд. фіз.-мат. наук,



О.П. Ткач

завідувач кафедри комп'ютерних наук,  
доктор техн. наук, професор



А.С. Довбиш