

ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ МІСЬКОГО  
ГОСПОДАРСТВА  
ім. О.М. Бекетова

Міністерство освіти і науки України  
Кваліфікаційна наукова  
праця на правах рукопису

**ТЕТЕРЄВ ВІТАЛІЙ ОЛЕГОВИЧ**

УДК 621.319

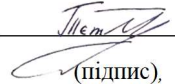
**ДИСЕРТАЦІЯ**

“Застосування технологій інтелектуальних мереж в умовах часткової або  
повної заміни мереж електропостачання”

141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
Галузь знань 14 - Електрична інженерія

Подається на здобуття наукового ступеня доктора філософії (PhD)

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

 В.О. Тетерев  
(підпис),

Науковий керівник  
д-р тех. наук, професор

Плюгін Владислав Євгенійович

Харків – 2024

## АНОТАЦІЯ

*Тетерев В.О.* Застосування технологій інтелектуальних мереж в умовах часткової або повної заміни мереж електропостачання. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття ступеня доктора філософії за спеціальністю 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». – Харківський національний університет міського господарства імені О.М. Бекетова, Міністерство освіти і науки України, Харків, 2024.

Актуальність праці обумовлена зростанням електропотреб та необхідністю удосконалення енергетичної інфраструктури для забезпечення стійкості та сталого розвитку. Існуючі мережі електропостачання стикаються з низкою проблем, спричинених недостатнім технічним обслуговуванням, що призводить до частих збоїв і перебоїв у енергопостачанні, ускладнюючи ситуацію і вимагаючи термінових рішень для забезпечення стабільності системи. Через неналежне обслуговування підвищується ризик несправностей обладнання, що може негативно вплинути на домогосподарства, підприємства та критичну інфраструктуру. Крім того, старіння компонентів мережі, веде до зношування, що може призвести до аварій та небезпечних ситуацій, пожеж та інших катастроф.

Недостатнє технічне обслуговування також знижує ефективність і стабільність системи, спричиняючи підвищений опір, втрати енергії та інші технічні проблеми. Відсутність регулярного обслуговування ускладнює впровадження інновацій, таких як відновлювані джерела енергії чи інтелектуальні мережі (Smart Grid). Усі ці фактори вказують на необхідність термінових інвестицій у технічне обслуговування та модернізацію, щоб забезпечити надійність, безпеку та стабільність електропостачання.

Альтернативні та відновлювані джерела енергії стають все більш важливими в електроенергетиці, оскільки вони не тільки покращують

екологічний стан, але й дозволяють деяким активним електроспоживачам мати власні джерела генерації. Водночас, зростаючі зв'язки між генераторами та споживачами ускладнюють балансування енергетичних систем. Це пояснюється непередбачуваністю генерації енергії з альтернативних джерел і потребою у використанні накопичувачів енергії для підтримки стабільності.

Інтелектуальні мережі здійснюють більш ефективне та надійне енергозабезпечення порівняно із звичайними мережами електропостачання. Використовуючи цифрові технології для моніторингу та управління, вони забезпечують оперативне виявлення та усунення проблем у реальному часі, підвищуючи надійність мереж та зменшуючи ризики відключень.

Нова тенденція в електроенергетиці - це зростаюча роль інформаційних та комп'ютерних технологій для створення систем підтримки прийняття рішень, що поєднують людський та машинний фактор. Такі системи використовують методи штучного інтелекту, які дозволяють інтелектуалізувати процеси управління та оптимізувати роботу енергомереж. Особливий інтерес викликають підходи, які використовують інтелектуальні мережі для прогнозування споживання та виробництва електроенергії. Ці технології допомагають оптимізувати електричні режими, мінімізувати фінансові та матеріальні витрати, а також підвищити енергоефективність як окремих пристроїв, так і мереж загалом.

Проблеми, описані вище, підкреслюють актуальність та невідкладність впровадження технологій smart grid. Ці технології пропонують інноваційні рішення для вирішення поточних проблем та забезпечують більш стійке, ефективне та інтегроване енергозабезпечення

Отже, щоб ефективно досліджувати та оптимізувати режими електроспоживання в інтелектуальних електричних мережах, необхідно враховувати підключення альтернативних джерел енергії, їх розподілену генерацію та двосторонні потоки енергії. Це потребує більш високого рівня інтелектуалізації процесів управління в електроенергетиці для досягнення оптимальної продуктивності та надійності мереж.

Із огляду на це, впровадження технологій smart grid є необхідністю для ефективного управління енергетичною інфраструктурою та забезпечення сталого функціонування у період вдосконалення та реконструкції, і є актуальним науково-прикладним завданням.

**Мета дисертаційної роботи** полягає в розробці удосконалених моделей та методів для інтелектуалізації електричних мереж, що включають альтернативні джерела енергії з можливістю акумулювання та прогнозування електроенергії.

Для реалізації визначеної мети у дисертаційній роботі розглядаються такі задачі:

- проаналізувати сучасний стан технологій Smart Grid, їх можливості впровадження через часткову або повну заміну мереж електропостачання
- проаналізувати наявні методи та засоби модернізації сучасних мереж електропостачання з використанням smart технологій під час реконструкцій та вдосконаленню інфраструктури;
- розробити математичної моделі системи енергозабезпечення для оцінки ефективності та прогнозування балансу енергоспоживання;
- розробити модель системи автономного енергозабезпечення при використанні smart технологій за допомогою комплексних середовищ для технічних обчислень, симуляцій і моделювання;
- удосконалення використання енергетичних ресурсів шляхом впровадження (Smart Grid) технологій, включаючи поєднання різних джерел енергії;
- розробка та впровадження методу машинного навчання для точного прогнозування споживання і виробництва електроенергії, створення моделі і реалізація програмного забезпечення на основі штучної нейронної мережі.

*Об'єкт дослідження – електричні мережі та системи, що передбачають участь активних споживачів електроенергії та можливість*

двостороннього обміну енергією, завдяки підключенню альтернативних джерел генерації.

*Предметом дослідження — планування та аналіз оптимальних режимів роботи для генеруючих споживачів в умовах інтелектуальних електричних мереж.*

Для досягнення мети дослідження використовувалися такі методи: аналіз та синтез для оцінки сучасних технологій та формування глибокого розуміння предмету; системний аналіз для визначення впливу інтелектуальних мереж на систему управління енергозабезпеченням; формалізація для точного опису структури програм та системи управління програмою з урахуванням заміни мереж електропостачання; абстрактно-логічний метод для аналізу реконструкції енергетичної інфраструктури; математичне моделювання для оцінки ефективності технологій Smart Grid; прогнозування для передбачення майбутніх подій та значень у електроенергетичній системі.

Наукова новизна отриманих результатів.

*Уперше розроблено:*

- комбінований підхід до створення моделі автономного енергозабезпечення, яка враховує прогнозування споживання і виробництва електроенергії;
- алгоритм управління потоком енергії для визначення параметрів енергозбереження енергетичної системи, заснований на системному аналізі впливу та інтеграції різних джерел енергії.

*Удосконалено:*

- Методологію використання нейронних мереж для покращення точності прогнозування, управління енергозабезпеченням, з використанням технологій Smart Grid та математичного моделювання, що спрямовані на оцінку ефективності та надійності мереж для забезпечення безперебійного енергопостачання.

*Дістало подальшого розвитку :*

- Концепція управління енергетичною інфраструктурою при частковій або повній заміні звичайних мереж електропостачання з інтеграцією Smart технологій, за для поліпшення надійності та ефективності енергосистеми.

- алгоритми прогнозування майбутніх подій та значень у електроенергетичній системі з використанням технологій штучного інтелекту та нейронних мереж для підвищення точності та ефективності прогнозування.

Особливі наукові відкриття та розробки було включено до навчальних програм для магістрів у відповідній галузі знань 14 «Електрична інженерія», за спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», освітньої програми «Електротехнічні системи електроспоживання» Харківського національного університету міського господарства імені О. М. Бекетова.

Ключові результати дослідження доповідалися й обговорювалися на таких науково-технічних конференціях:

Міжнародної науково-теоретичної інтернет-конференція *МІСТО. КУЛЬТУРА. ЦИВІЛІЗАЦІЯ: ВИКЛИКИ СУЧАСНОСТІ* (м. Харків, 21 квітня 2021 р.); Міжнародний форум *Young Researchers in the Global World: Vistas and Challenges* (м. Харків, 23 квітня 2021 р.), дистанційно; VI Міжнародна науково-практична конференція здобувачів вищої освіти і молодих учених *«Перспективи розвитку територій: теорія і практика»*. (м. Харків, 19-20 листопада 2022 р.); Міжнародна конференція *«Smart Technologies in Urban Engineering»*. (м. Харків, 9-11 червня 2022 р.), дистанційно; Міжнародна науково-практична конференція, *Актуальні питання науки, освіти і суспільства в сучасних умовах* (м. Полтава, 21 грудня 2022 р.); Міжнародна конференція *«Smart Technologies in Urban Engineering»*. (м. Харків, 8-10 червня, 2023 р.), дистанційно; Міжнародна науково-практична конференція *«Сучасні виклики та актуальні проблеми науки, освіти та суспільства»* (Тампере, Фінляндія, 2024 р.)

В першому розділі здійснено порівняльний аналіз поточного стану технологій Smart Grid з акцентом на їхню застосовність та можливості в міському середовищі. Було сформульовано мету та задачі дисертаційної роботи. Вивчені переваги, що можуть виникнути при впровадженні цих технологій, а також визначені ключові виклики, що можуть виникнути в процесі їх застосування. Особлива увага була приділена аналізу аспектів, пов'язаних з частковою або повною заміною традиційних мереж електропостачання за допомогою технологій Smart Grid. Досліджено можливі переваги цього процесу, такі як підвищення надійності, ефективності та стійкості енергозабезпечення. У рамках аналізу розглянуті технічні аспекти впровадження Smart Grid, досліджено взаємодію цих технологій з існуючими електромережами та визначено практичні переваги для управління енергетичними ресурсами. Результати цього дослідження становлять фундамент для подальших розділів, спрямованих на розробку та впровадження нових стратегій управління електричною енергією на основі технологій Smart Grid.

У другому розділі розглянуто питання удосконалення мереж електропостачання з використанням smart технологій під час реконструкції та покращення традиційної інфраструктури. Розглядаються методи та засоби адаптації для забезпечення оптимальної ефективності систем електропостачання, включаючи розрахунок навантаження для звичайних та відновлювальних мереж, оцінку впливу акумуляторів та резервування електропостачання. Також розглядається удосконалення балансу розподілу електроенергії, використання математичних методів удосконалення та впровадження розумних мереж у поєднанні зі штучним інтелектом та машинним навчанням. Завершує розділ розробка ефективного розрахунку комбінованого електропостачання, урахуваючи різні аспекти та вимоги системи. Розділ спрямований на вирішення ключових викликів у сфері електропостачання, враховуючи важливість впровадження smart технологій для підвищення стійкості та надійності енергетичної системи.

Третій розділі роботи присвячено розробці моделі системи автономного енергозабезпечення з використанням smart технологій, за допомогою інструментів комплексних середовищ для технічних обчислень. Детально розглянуто модель, спрямовану на керування електричними мережами. В рамках розділу здійснено огляд системи автоматизованого проектування електропостачання, враховуючи базові розрахунки навантажень та моделі для зовнішніх факторів, зокрема, для відновлюваних джерел енергії. Проведено процеси моделювання експериментів, для визначення ефективності системи. Значну увагу приділяється автоматизації управління, розглядаючи можливості автоматизованого управління електричною мережею та впровадження ефективних технологій, таких як машинне навчання. Отримані результати спрямовані на визначення переваг та потенційних викликів при використанні smart технологій для автономного енергозабезпечення та управління електричними мережами.

Четвертий розділ роботи акцентується на реалізації програмного прогнозування та впровадження отриманих дослідницьких результатів. Зокрема, детально розглядається практичне застосування прогнозування сезонного споживання електроенергії та режимів електропостачання в контексті національного енергетичного комплексу. Розділ включає в себе експериментальне дослідження, аналізуючи вихідні дані, і проводячи розробку експерименту в середовищі машинного навчання та нейронних мереж. Продовжується розділ відтворенням прогнозного експерименту та увімкненням обробки отриманих результатів, що дозволяє здійснити глибокий аналіз отриманих висновків. Розглядаючи практичне застосування прогнозування в сезонному споживанні електроенергії та режимах електропостачання, мета - розробка та обґрунтування стратегії використання інтелектуальних мереж для ефективного керування енергозабезпеченням та вдосконалення енергетичних систем була досягнута.



*Ключові слова: Енергетична система, Smart Grid, Статистика, Системи керування розподілом електроенергії, Microsoft Azure Machine Learning, Matlab/Simulink, Прогнозування, Енергетика.*

## СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ

*Наукові праці, які відображають основні наукові результати дисертації:*

1. Pliuhin, V., Teterev, V., & Lapko, A. (2021) Smart Grid Technologies as a Concept of Innovative Energy Development: Initial Proposals for the Development of Ukraine. *Lighting Engineering & Power Engineering*, 47–65.

<https://doi.org/10.33042/2079-424x.2021.60.2.02>

2. Pliuhin, V., Teterev, V., Possibility Implementation Analysis of the Smart Grid Network in a Current State Conditions of the United Energy Systems of Ukraine. (2021). *Lighting Engineering & Power Engineering*, 15–22.

<https://doi.org/10.33042/2079-424x.2021.60.1.03>

3. Tsegelnyk, Y., Pliuhin, V., Tietieriev, V., Duniev, O., & Yehorov, A. (2022). Electromechanical Energy Converter Imitation Model in SciLab. *Lighting Engineering & Power Engineering*, 65–73.

<https://doi.org/10.33042/2079-424x.2022.61.2.04>

4. Zablodskiy, M., Pliuhin, V., & Tietieriev, V. (2023). Mathematical Modeling State Analysis of Multifunctional Energy Converters with a Solid Rotor. *Lighting Engineering & Power Engineering*, 22–33.

<https://doi.org/10.33042/2079-424x.2023.62.3.02>

5. Tietieriev, V. (2023). Smart Grid Integration for Sustainable City Energy Management: A Paradigm Shift in Power Distribution Networks. *Lighting Engineering & Power Engineering*, 1–11.

<https://doi.org/10.33042/2079-424x.2023.62.1.01>

6. Tietieriev, V. (2023). Transforming City Energy Management: Using Smart Grid Technologies for Improved Control and Energy Efficiency. *Lighting Engineering & Power Engineering*, 54–63

<https://doi.org/10.33042/2079-424x.2023.62.2.03>

7. Tietieriev, V., & Khudiakov, I. (2022). Simulation of a Hybrid Solar Power Plant with a Hydrogen Generator in MATLAB/Simulink Environment. *Lighting Engineering & Power Engineering*, 30–48.

<https://doi.org/10.33042/2079-424x.2022.61.2.01>

8. Zablodskiy, M., Pliuhin, V., Kovalchuk, S., & Tietieriev, V. (2022). Indirect field-oriented control of twin-screw electromechanical hydrolyzer. *Electrical Engineering & Electromechanics*.

<https://doi.org/10.20998/2074-272x.2022.1.01>

9. Sukhonos, M., Babaiev, V., Pliuhin, V., Teterev, V., & Khudiakov, i. (2022). Load Forecasting and Electricity Consumption by Regression Model. *Smart Technologies in Urban Engineering. STUE 2022. Lecture Notes in Networks and Systems*, 302-314. [https://doi.org/10.1007/978-3-031-20141-7\\_28](https://doi.org/10.1007/978-3-031-20141-7_28)

10. Tietieriev, V., Pliuhin, V., Okhrimenko, V., Shcherbak, I., & Synelnykov, O. (2023). Wind Turbine Permanent Magnet Generator Speed Stabilization System in ANSYS Twin Builder. Book chapter, Springer, 233–245.

[https://doi.org/10.1007/978-3-031-46877-3\\_21](https://doi.org/10.1007/978-3-031-46877-3_21)

*Наукові роботи, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації:*

1. Тетерев В.О., Плюгін В.Є., (2021). Застосування технологій інтелектуальних мереж (smart grid) для контролю і управління енергозабезпеченням In: Корженко В. В., Корабльова Н. С., Радіонова Н. В., Солових В. П., Чаплигін А. К.; 2021 МІСТО. КУЛЬТУРА. ЦИВІЛІЗАЦІЯ: ВИКЛИКИ СУЧАСНОСТІs, (р. 178-181). м. Харків: О.М. Бекетова ХНУМГ;

[https://science.kname.edu.ua/images/dok/konferentsii/2021/\\_2021\\_kviten\\_original.pdf](https://science.kname.edu.ua/images/dok/konferentsii/2021/_2021_kviten_original.pdf).

2. Teterev, V. Plyugin, V, & Iliencko, O. (2021).; Application of smart grid technologies for controland management of power supply. In: Sukhonos, M., Iliencko, O., Krohmal, A., Yurchenko, D., Anisenko, O. (eds.) *Young Researchers in the Global World: Vistas and Challenges: Book of papers of the 2021 International*

Forum for Young Researchers, (pp. 191-193). Kharkiv: O.M. Beketov NUUE in Kharkiv.

<https://science.kname.edu.ua/images/dok/konferentsii/2021/NEW-Forum-2021.pdf>

3. Тетерев В.О., Плюгін В.Є. (2022) Впровадження методу метапрограмування для вдосконалення програмного забезпечення в smart grid; *ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ ТЕРИТОРІЙ: ТЕОРІЯ І ПРАКТИКА* In: Sukhonos, M., Starostina, A., Vershynina, D., Hovorova, K. (eds.) Kharkiv, November 19-20, 2022 (pp. 196-198). Kharkiv: O.M. Beketov HNUUE in Kharkiv.

[https://science.kname.edu.ua/images/dok/konferentsii/2022/Tezy\\_2022/2022\\_molodi\\_vcheni.pdf](https://science.kname.edu.ua/images/dok/konferentsii/2022/Tezy_2022/2022_molodi_vcheni.pdf)

4. Sukhonos, M., Babaiev, V., Pliuhin, V., Teterev, V., & Khudiakov, i. (2022). Load Forecasting and Electricity Consumption by Regression Model. Smart Technologies in Urban Engineering. *STUE 2022. Lecture Notes in Networks and Systems*, 302-314. Kharkiv: O.M. Beketov HNUUE in Kharkiv.

[https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-031-20141-7\\_28](https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-031-20141-7_28)

5. Тетерев В. О. (2022) Методики прогнозування споживання електричної енергії в інтелектуальних мережах (smart grid) за допомогою машинного навчання; *Актуальні питання науки, освіти і суспільства в сучасних умовах*; 82-83. (Полтава, 21 грудня 2022 р.).

<https://www.economics.in.ua/2022/12/21-2022.html>

6. Tietieriev, V., Pliuhin, V., Okhrimenko, V., Shcherbak, I., & Synelnykov, O. (2023). Wind Turbine Permanent Magnet Generator Speed Stabilization System in ANSYS Twin Builder. *STUE 2023. Lecture Notes in Networks and Systems*, 233–245. Kharkiv: O.M. Beketov HNUUE in Kharkiv.

<https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-031-46877-3>.

7. Тетерев В. О. (2024) Прогнозування електропотребі в “розумних мережах”: машинне навчання на службі енергоефективності.; International scientific-practical conference “Science, education and technology: global trends

and the regional aspect”: collection of materials, 44-46, Tampere, Finland, February 3, 2024.

<https://www.economics.in.ua/2024/02/3.html>

## ABSTRACT

*Tietieriev V.* The application of smart grid technologies in the context of partial or complete replacement of electrical power networks. – qualification scientific work in manuscript form.

Dissertation for obtaining the degree of Doctor of Philosophy in specialty 141 - "Electroenergetics, electrical engineering and electromechanics". - Kharkiv National University of Urban Economy named after O.M. Beketova, Ministry of Education and Science of Ukraine, Kharkiv, 2024.

The urgency of the work is due to the growth of electricity demand and the need to optimize the energy infrastructure to ensure stability and sustainable development. Existing power grids face a few problems caused by insufficient maintenance, resulting in frequent breakdowns and power outages, complicating the situation and requiring urgent solutions to ensure system stability. Improper maintenance increases the risk of equipment failure, which can negatively impact households, businesses and critical infrastructure. In addition, the aging of network components leads to wear and tear, which can lead to accidents and dangerous situations, fires and other disasters.

Inadequate maintenance also reduces system efficiency and stability, causing increased resistance, energy losses, and other technical problems. The lack of regular maintenance makes it difficult to implement innovations such as renewable energy sources or smart grids. All these factors point to the need for urgent investment in maintenance and modernization to ensure the reliability, security and stability of the electricity supply.

Alternative and renewable energy sources are becoming more and more important in electricity, because they not only improve the environmental condition, but also allow some active electricity consumers to have their own sources of generation. At the same time, growing connections between generators and consumers complicate the balancing of energy systems. This is due to the unpredictability of energy generation from alternative sources and the need to use energy storage to maintain stability.

Intelligent networks provide more efficient and reliable energy supply compared to conventional power supply networks. Using digital technologies for monitoring and management, they enable rapid detection and resolution of problems in real time, increasing the reliability of networks and reducing the risk of outages.

A new trend in electric power is the growing role of information and computer technologies to create decision support systems that combine human and machine factors. Such systems use the methods of artificial intelligence, which allow intellectualizing management processes and optimizing the operation of energy networks. Of particular interest are approaches that use intelligent networks to predict electricity consumption and production. These technologies help to optimize electrical modes, minimize financial and material costs, as well as increase the energy efficiency of both individual devices and networks in general.

The problems described above emphasize the relevance and urgency of implementing smart grid technologies. These technologies offer innovative solutions to solve current problems and provide a more sustainable, efficient and integrated energy supply

Therefore, to effectively explore and optimize power consumption modes in smart electric networks, it is necessary to consider the connection of alternative energy sources, their distributed generation and two-way energy flows. This requires a higher level of intellectualization of power management processes to achieve optimal performance and reliability of networks.

In view of this, the implementation of smart grid technologies is a necessity for effective management of energy infrastructure and ensuring sustainable

functioning during the period of improvement and reconstruction and is an urgent scientific and applied task.

*The purpose of the dissertation* consists in the development of optimization models and methods for the intellectualization of electrical networks, which include alternative energy sources with the possibility of accumulating and forecasting electricity.

To realize the defined goal, the following tasks are considered in the dissertation work:

- to analyze the current state of Smart Grid technologies, their implementation possibilities through partial or complete replacement of power supply networks
- to analyze the available methods and means of modernization of modern power supply networks using smart technologies during reconstruction and improvement of infrastructure.
- creation of a mathematical model of the energy supply system for evaluating efficiency and forecasting the balance of energy consumption.
- create a model of an autonomous energy supply system using smart technologies using complex environments for technical calculations, simulations and modeling.
- optimization of the use of energy resources through the implementation of (Smart Grid) technologies, including the combination of various energy sources.
- development and implementation of a machine learning method for accurate forecasting of electricity consumption and production, creation of a model and implementation of software based on an artificial neural network.

*The object of research is electrical networks and systems that involve the participation of active electricity consumers and the possibility of two-way energy exchange, thanks to the connection of alternative sources of generation.*

*The subject of research—* planning and analysis of optimal operating modes for generating consumers in the conditions of intelligent electric networks.

To achieve the goal of the research, the following methods were used: analysis and synthesis to evaluate modern technologies and form a deep understanding of the subject; system analysis to determine the impact of intelligent networks on the energy supply management system; formalization for an accurate description of the program structure and program management system, taking into account the replacement of power supply networks; abstract-logical method for the analysis of energy infrastructure reconstruction; mathematical modeling to assess the effectiveness of Smart Grid technologies; forecasting to predict future events and values in the power system.

Scientific novelty of the obtained results.

*First developed:*

- a combined approach to creating an autonomous energy supply model that takes into account the forecasting of electricity consumption and production;
- the energy flow management algorithm for determining the energy saving parameters of the energy system, based on the system analysis of the influence and integration of various energy sources.

*Improved:*

- The methodology of using neural networks to improve forecasting accuracy, energy supply management, using Smart Grid technologies and mathematical modeling aimed at evaluating the efficiency and reliability of networks to ensure uninterrupted energy supply.

*Got further development:*

- The concept of power infrastructure management with partial or complete replacement of conventional power supply networks with the integration of Smart technologies, to improve the reliability and efficiency of the power system.
- algorithms for forecasting future events and values in the electric power system using artificial intelligence and neural network technologies to increase the accuracy and efficiency of forecasting. Methods of forecasting future events and values in the electric power system using artificial intelligence and neural networks technologies to increase the accuracy and efficiency of forecasting.

Separate results of research and development were implemented in the educational process of master's training in the field of knowledge 14 "Electrical engineering", specialty 141 "Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics", educational program "Electrotechnical systems of electricity consumption" of Kharkiv National University of Urban Economy named after O. M. Beketov.

The main results of the work were reported and discussed at the following scientific and technical conferences:

International Forum "International Forum for Young Researchers". (Kharkov, September 25, 2020), remotely; XI International Scientific and Theoretical Internet Conference "City. Culture. Civilization: international experience" Kharkiv (April 30, 2021); II All-Ukrainian scientific and practical conference of higher education graduates and young scientists "Perspectives for the development of territories: theory and practice". (Kharkov, November 19-20, 2020); 7th international forum in foreign languages of students of higher education and young scientists. (Kharkov, April 23, 2021); International conference "Smart Technologies in Urban Engineering". (Kharkov, June 9-11, 2022), remotely; Current issues of science, education and society in modern conditions: International Scientific and Practical Conference, Poltava, December 21, 2022; VI international scientific and practical conference of higher education graduates and young scientists (16 - 17.11. 2022 - Kharkiv, Ukraine) (Virtual) Kharkiv National University of Urban Economy named after O. M. Beketov.; International conference "Smart Technologies in Urban Engineering". (Kharkov, June 8-10, 2023), remotely. International Scientific and Practical Conference "Modern Challenges and Current Problems of Science, Education and Society" (Tampere, Finland, 2024)

In the first section, a comparative analysis of the current state of Smart Grid technologies is carried out with an emphasis on their applicability and possibilities in the urban environment. The goal and objectives of the dissertation were formulated. The advantages that may arise from the implementation of these technologies are studied, as well as the key challenges that may arise in the process



of their application are identified. Special attention was paid to the analysis of aspects related to the partial or complete replacement of traditional power supply networks with the help of Smart Grid technologies. The possible advantages of this process, such as increasing the reliability, efficiency and sustainability of energy supply, have been studied. As part of the analysis, the technical aspects of Smart Grid implementation were considered, the interaction of these technologies with existing power grids was investigated, and practical advantages for energy resource management were determined. The results of this study form the foundation for further sections aimed at the development and implementation of new electric energy management strategies based on Smart Grid technologies.

The second chapter deals with the issue of improving power supply networks using smart technologies during the reconstruction and improvement of traditional infrastructure. Methods and means of adaptation to ensure optimal efficiency of power supply systems are considered, including load calculations for conventional and regenerative networks, battery impact assessment and power redundancy. The optimization of the balance of electricity distribution, the use of mathematical optimization methods and the implementation of smart networks in combination with artificial intelligence and machine learning are also considered. The section concludes with the development of an efficient calculation of the combined power supply, considering various aspects and requirements of the system. The section is aimed at solving key challenges in the field of power supply, considering the importance of implementing smart technologies to increase the stability and reliability of the energy system.

The third section of the study focuses on the development of a model of an autonomous energy supply system using smart technologies, using the tools of complex environments for technical calculations. The model aimed at controlling electric networks is considered in detail. Within the framework of the section, an overview of the automated power supply design system was carried out, considering basic load calculations and models for external factors for renewable energy sources. Experiment simulation processes were carried out to determine the efficiency of the

system. Considerable attention is paid to control automation, looking at the possibilities of automated control of the electric grid and the implementation of effective technologies such as machine learning. The obtained results are aimed at determining the advantages and potential challenges when using smart technologies for autonomous energy supply and management of electrical networks.

The fourth section of the work focuses on the implementation of software forecasting and the implementation of the obtained research results. In particular, the practical application of forecasting seasonal electricity consumption and power supply regimes in the context of the national energy complex is considered in detail. The unit includes experimental research, analyzing raw data, and conducting experimental design in a machine learning and neural network environment. The section continues by reproducing the predictive experiment and enabling the processing of the obtained results, which allows an in-depth analysis of the obtained conclusions. Considering the practical application of forecasting in seasonal electricity consumption and power supply modes, the goal - development and justification of the strategy of using intelligent networks for effective management of energy supply and improvement of energy systems was achieved.

*Keywords: Energy system, Smart Grid, Statistics, Power distribution control systems, Microsoft Azure Machine Learning, Matlab/Simulink, Forecasting, Energy.*

#### *LIST OF PUBLICATIONS*

*Scientific works that reflect the main scientific results of the dissertation:*

1. Pliuhin, V., Teterev, V., & Lapko, A. (2021) Smart Grid Technologies as a Concept of Innovative Energy Development: Initial Proposals for the Development of Ukraine. *Lighting Engineering & Power Engineering*, 47–65.

<https://doi.org/10.33042/2079-424x.2021.60.2.02>

2. Pliuhin, V., Teterev, V., Possibility Implementation Analysis of the Smart Grid Network in a Current State Conditions of the United Energy Systems of Ukraine. (2021). *Lighting Engineering & Power Engineering*, 15–22.

<https://doi.org/10.33042/2079-424x.2021.60.1.03>

3. Tsegelnyk, Y., Pliuhin, V., Tietieriev, V., Duniev, O., & Yehorov, A. (2022). Electromechanical Energy Converter Imitation Model in SciLab. *Lighting Engineering & Power Engineering*, 65–73.

<https://doi.org/10.33042/2079-424x.2022.61.2.04>

4. Zablodskiy, M., Pliuhin, V., & Tietieriev, V. (2023). Mathematical Modeling State Analysis of Multifunctional Energy Converters with a Solid Rotor. *Lighting Engineering & Power Engineering*, 22–33.

<https://doi.org/10.33042/2079-424x.2023.62.3.02>

5. Tietieriev, V. (2023). Smart Grid Integration for Sustainable City Energy Management: A Paradigm Shift in Power Distribution Networks. *Lighting Engineering & Power Engineering*, 1–11.

<https://doi.org/10.33042/2079-424x.2023.62.1.01>

6. Tietieriev, V. (2023). Transforming City Energy Management: Using Smart Grid Technologies for Improved Control and Energy Efficiency. *Lighting Engineering & Power Engineering*, 54–63

<https://doi.org/10.33042/2079-424x.2023.62.2.03>

7. Tietieriev, V., & Khudiakov, I. (2022). Simulation of a Hybrid Solar Power Plant with a Hydrogen Generator in MATLAB/Simulink Environment. *Lighting Engineering & Power Engineering*, 30–48.

<https://doi.org/10.33042/2079-424x.2022.61.2.01>

8. Zablodskiy, M., Pliuhin, V., Kovalchuk, S., & Tietieriev, V. (2022). Indirect field-oriented control of twin-screw electromechanical hydrolyzer. *Electrical Engineering & Electromechanics*.

<https://doi.org/10.20998/2074-272x.2022.1.01>

9. Sukhonos, M., Babaiev, V., Pliuhin, V., Teterev, V., & Khudiakov, i. (2022). Load Forecasting and Electricity Consumption by Regression Model. *Smart*

Technologies in Urban Engineering. STUE 2022. Lecture Notes in Networks and Systems, 302-314. [https://doi.org/10.1007/978-3-031-20141-7\\_28](https://doi.org/10.1007/978-3-031-20141-7_28)

10. Tietieriev, V., Pliuhin, V., Okhrimenko, V., Shcherbak, I., & Synelnykov, O. (2023). Wind Turbine Permanent Magnet Generator Speed Stabilization System in ANSYS Twin Builder. Book chapter, Springer, 233–245.

[https://doi.org/10.1007/978-3-031-46877-3\\_21](https://doi.org/10.1007/978-3-031-46877-3_21)

*Scientific works certifying the approval of the dissertation materials:*

1. Тетерев В.О., Плюгін В.Є., (2021). Застосування технологій інтелектуальних мереж (smart grid) для контролю і управління енергозабезпеченням. [Application of Smart Grid Technologies for Control and Management of Power Supply] In: Корженко В. В., Корабльова Н. С., Радіонова Н. В., Солових В. П., Чаплигін А. К.; *2021 МІСТО. КУЛЬТУРА. ЦИВІЛІЗАЦІЯ: ВИКЛИКИ СУЧАСНОСТІs*, (p. 178-181). м. Харків: О.М. Бекетова ХНУМГ;

[https://science.kname.edu.ua/images/dok/konferentsii/2021/\\_2021\\_kviten\\_original.pdf](https://science.kname.edu.ua/images/dok/konferentsii/2021/_2021_kviten_original.pdf).

2. Teteriev, V. Plyugin, V, & Iliencko, O. (2021).; Application of smart grid technologies for controland management of power supply. In: Sukhonos, M., Iliencko, O., Krohmal, A., Yurchenko, D., Anisenko, O. (eds.) *Young Researchers in the Global World: Vistas and Challenges: Book of papers of the 2021 International Forum for Young Researchers*, (pp. 191-193). Kharkiv: O.M. Beketov NUUE in Kharkiv.

<https://science.kname.edu.ua/images/dok/konferentsii/2021/NEW-Forum-2021.pdf>

3. Тетерев В.О., Плюгін В.Є. (2022) Впровадження методу метапрограмування для вдосконалення програмного забезпечення в smart grid; [Implementation of Metaprogramming Method for Software Improvement in Smart Grid] *ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ ТЕРИТОРІЙ: ТЕОРІЯ І ПРАКТИКА* In: Sukhonos, M., Starostina, A., Vershynina, D., Hovorova, K. (eds.) *Kharkiv, November 19-20, 2022* (pp. 196-198). Kharkiv: O.M. Beketov HNUUE in Kharkiv.

[https://science.kname.edu.ua/images/dok/konferentsii/2022/Tezy\\_2022/2022\\_molodi\\_vcheni.pdf](https://science.kname.edu.ua/images/dok/konferentsii/2022/Tezy_2022/2022_molodi_vcheni.pdf)

4. Sukhonos, M., Babaiev, V., Pliuhin, V., Teterev, V., & Khudiakov, i. (2022). Load Forecasting and Electricity Consumption by Regression Model. *Smart Technologies in Urban Engineering. STUE 2022. Lecture Notes in Networks and Systems*, 302-314. Kharkiv: O.M. Beketov HNUUE in Kharkiv.

[https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-031-20141-7\\_28](https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-031-20141-7_28)

5. Тетерев В. О. (2022) Методики прогнозування споживання електричної енергії в інтелектуальних мережах (smart grid) за допомогою машинного навчання. [Electricity Consumption Forecasting Methods in Smart Grids Using Machine Learning]; *Актуальні питання науки, освіти і суспільства в сучасних умовах*; 82-83. (Полтава, 21 грудня 2022 р.).

<https://www.economics.in.ua/2022/12/21-2022.html>

6. Tietieriev, V., Pliuhin, V., Okhrimenko, V., Shcherbak, I., & Synelnykov, O. (2023). Wind Turbine Permanent Magnet Generator Speed Stabilization System in ANSYS Twin Builder. *STUE 2023. Lecture Notes in Networks and Systems*, 233–245. Kharkiv: O.M. Beketov HNUUE in Kharkiv.

<https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-031-46877-3>.

7. Тетерев В. О. (2024) Прогнозування електропотребі в “розумних мережах”: машинне навчання на службі енергоефективності. [Electricity Demand Forecasting in Smart Grids: Machine Learning in Service of Energy Efficiency]; *International scientific-practical conference “Science, education and technology: global trends and the regional aspect”*: collection of materials, 44-46, *Tampere, Finland, February 3, 2024*.

<https://www.economics.in.ua/2024/02/3.html>

## ЗМІСТ

ВСТУП .....	25
1. АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ОРГАНІЗАЦІЇ ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ	34
1.1. Класифікація і організація енергопостачання .....	34
1.1.1. Проблеми та рішення в управлінні електричною мережею: використання концепції Smart Grid .....	35
1.2.2. Аналіз стану впровадження Smart Grid у світі .....	40
1.3. Застосування технологій інтелектуальних мереж в умовах часткової або повної заміни мереж електропостачання .....	43
1.3.1. Прогнозування як невід’ємна частина Smart системи .....	46
1.3.2. Адаптивне управління в мережах smart grid .....	48
1.3.3. Розвиток концепції Smart grid в Україні. ....	52
1.4. Висновки до розділу 1 .....	58
2. МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ РОЗРАХУНКУ МОДЕРНІЗАЦІЇ МЕРЕЖІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ .....	61
2.1. Методи розрахунку комбінованого навантаження в електропостачанні .....	61
2.1.1. Локальні схеми, їх структура та характеристики.....	62
2.2. Модернізація мережі електропостачання 35 кВ з використанням технологій інтелектуальних мереж. ....	65
2.3. Оцінка поточного стану мережі та обґрунтування потреби в її модернізації з урахуванням концепції Smart Grid .....	69
2.3.1. Оцінка придатності наявних трансформаторів для використання... 69	
2.3.2. Аналіз використання існуючих ліній електропередачі .....	71
2.3.3. Визначення найефективнішого варіанту для реконструкції підстанції «ПСЗ» .....	78

	23
2.4.2 Розрахунок відновлювальних джерел та двонаправленість потоку .	85
2.4.3. Резервування електропостачання: розрахунок частки потужності відновлювальних джерел у разі аварії.....	91
2.5 Висновок за розділом 2.....	94
3. РОЗРОБКА МОДЕЛІ СИСТЕМИ ЕНЕРГОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НА ОСНОВІ SMART ТЕХНОЛОГІЇ.....	96
3.1. Дослідження комбінованої електричної мережі .....	96
3.1.1. Аналіз складових функціонування гібридної електростанції.....	96
3.2. Комбінована мережа з сонячною та вітровою генерацією енергії... ..	102
3.3. Модернізація комбінованої мережі електропостачання .....	112
3.4. Перевірка режимів роботи експерименту.....	118
3.5. Висновки за розділом 3.....	126
4. ПРОГНОЗУВАННЯ ВИРОБНИЦТВА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ 3	
ВИКОРИСТАННЯМ МАШИННОГО НАЧАННЯ .....	128
4.1. Удосконалення керування енергозабезпеченням через технології інтелектуальних мереж.....	128
4.1.1. Машинне навчання як засіб для підвищення енергоефективності	128
4.1.2. Інтегрована експериментальна система на базі Microsoft Azure Machine Learning для удосконалення енергетичних процесів.....	133
4.2. Експериментальна підготовка та виконання прогнозування електроенергетичних процесів.....	134
4.2.1. Використання вхідних даних в прогнозному експерименті з машинного навчання.....	136
4.3. Побудова експерименту в середовищі машинного навчання.....	142
4.3.1. Розробка експерименту Execute Python Script у студії машинного навчання Microsoft Azure.....	145

	24
4.4. Відтворення прогнозного експерименту .....	162
4.4.1. Обробка результатів експерименту .....	166
4.6. Висновок за розділом 4.....	169
ВИСНОВКИ.....	171
ДОДАТОК А.....	189
ДОДАТОК Б. ....	191
ДОДАТОК В.....	193
ДОДАТОК Г. ....	194



## ВСТУП

**Обґрунтування вибору теми дослідження.** На теперішній час інтелектуальні мережі широко поширені, оскільки вони забезпечують керування й управління системою, можливість підключення комбінованих джерел енергії, та дистанційну реєстрацію їх параметрів. Ці технології дозволяють оптимізувати роботу енергетичних систем, забезпечуючи ефективне використання ресурсів, і стають ключовим інструментом для сучасного управління та моніторингу електромереж. Впровадження технологій інтелектуальних мереж (smart grid) в сучасну енергетичну систему, є важливим питанням, адже ці технології сприяють покращенню ефективності та надійності енергопостачання. Інтелектуальні мережі дозволяють впроваджувати більш гнучкі та автоматизовані системи управління, що допомагає оптимізувати розподіл електроенергії та реагувати на змінні потреби споживачів. Крім того, ці технології сприяють впровадженню відновлювальних джерел енергії та зменшенню викидів шкідливих речовин, сприяючи сталому розвитку міст.

Зазвичай звичайні мережі електропостачання включають генераторні станції, високовольтні лінії передачі та розподільчі лінії для ефективного постачання електроенергії від виробників до споживачів. Однак останнім часом в сфері енергетики виникають значні втрати та проблеми.

Виробництво електроенергії на теплових електростанціях (ТЕС) відбувається з обмеженнями через пошкодження обладнання та нестачу вугілля. Водночас через пошкодження та зниження рівня води зменшується ефективність роботи гідроелектростанцій (ГЕС). Довготривала експлуатація ліній електропередач призводить до їх зношення, що стає причиною частих обривів, які, у свою чергу, викликають масштабні відключення електропостачання. Також ускладнюється транспортування електроенергії з регіонів, де її виробництво ще можливе. Руйнування об'єктів енергетики та зниження видобутку вугілля призвели до значного скорочення виробництва електроенергії. Дефіцит електроенергії став причиною віялових відключень,

що застосовувалися для збалансування системи та запобігання аваріям. Всі ці події призвели до неможливості оперативного перемикання та реагування на аварійні та штатні режими роботи.

Відновлення та зміцнення енергетичної системи у контексті розвитку, удосконалення і модернізації існуючих систем та побудові нових систем електропостачання стає надзвичайно важливим завданням. Розуміння та впровадження технологій інтелектуальних мереж виявляє надважливі для підвищення стійкості та надійності енергозабезпечення в умовах нестабільності та потреби у відновленні енергетичної інфраструктури.

Скорочення витрат на генерацію, транспортування та збереження електроенергії (ЕЕ) та споживання, це одне з основних завдань що досліджується за для поліпшення дієвості сучасної енергосистеми.

Зовнішні та екологічні виклики разом з підвищеними вимогами до технологічного та інституційного стану надійності систем. Усе це спричинило ухвалення рішення в більшості розвинених країн перейти до модернізації електроенергетики, використовуючи інноваційну організаційно-технологічну платформу Smart Grid. Питанням розвитку систем Smart grid досліджувалось багатьма вченими сьогодення, серед яких - С.П. Денисюк, В.В. Черкашина, О.М. Мороз, В. О. Друзь, І. А. Вакуленко, С.І. Колосок, С. Бондаренко та ін. Питанням застосування технологій інтелектуальних мереж (smart grid) розглядається у багатьох роботах вітчизняних [1;2] та зарубіжних [3;4] дослідників, але питання застосування технологій (smart grid) в умовах часткової або повної заміни мереж електропостачання є малодослідженим.

З поміж моделей інтелектуальних мереж [5] та проектів на цей час відчувається недостача таких, що могли б з більшою ефективністю застосовуватися для підтримки та ефективного функціонування всієї мережі електропостачання при розробці та й прогнозуванні енергоспоживання в майбутньому. З поміж таких, що можуть використовуватися обмежено, належать моделі систем [6-10], але проаналізувавши їх було виявлено ряд недоліків:

- можуть бути обмеженими в своїй ефективності, особливо при застосуванні до складних електромереж або в умовах змінних факторів.
- можуть виявляти низьку точність при прогнозуванні майбутнього енергоспоживання, що ускладнює їх використання для розробки ефективних стратегій управління.
- можуть виявлятися менш гнучкими до змінних умов, що призводить до недостатньої адаптивності в реальному часі.
- можлива велика обчислювальна складність деяких моделей, що може обмежувати їх швидкість та використання в реальному часі.

Серед наведених недоліків, при побудові моделей удосконалення електросистем, важливо відзначити відсутність врахування аспектів їхньої структури, динаміки та взаємодії компонентів. Це може включати в себе недостатнє врахування трансформацій енергії, втрат в мережі, що впливають на стабільність системи.

Побудова моделей, які ігнорують або неправильно враховують ці аспекти, може призвести до невірної відображення реальних умов електроенергетичних систем, що ускладнює їхнє використання для прогнозування та управління в умовах сучасного енергетичного середовища.

Згідно Закону України "Про електроенергетику"[11], встановлені правила та стандарти для функціонування електроенергетичних систем, включаючи застосування та інтеграцію smart grid технологій з метою забезпечення їх ефективного використання.

Можна виділити основні причини для перетворення звичайних мереж на розумні:

- застарілі системи є неготовими до обробки великого обсягу даних в умовах сучасних технологій;
- зменшення втрат електроенергії та запобігання її незаконного використання;

- збільшення виробничих та вантажних потужностей на існуючих підприємствах з метою задоволення зростаючих потреб у енергії та інтеграції в системах розподілених природних джерел енергії.

- удосконалення старих електричних мереж, збільшення їх ефективності та забезпечення більш точного контролю за розподілом енергії.

З огляду на зазначене, застосування технологій інтелектуальних мереж в умовах часткової або повної заміни мереж електропостачання є *актуальним науково-прикладним завданням*.

### **Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.**

Дисертаційна робота виконана в рамках науково-дослідної роботи Харківського національного університету міського господарства імені О. М. Бекетова під час виконання проекту "Розробка електротехнічного комплексу для енергоефективних технологій обробки дисперсних і в'язких речовин на основі багатофункціонального перетворювача енергії" (№ ДР 0122U001145);

**Мета і завдання дослідження.** *Мета дослідження* полягає в розробці удосконалених моделей та методів для інтелектуалізації електричних мереж, що включають альтернативні джерела енергії з можливістю акумулювання та прогнозування електроенергії.

Досягнення поставленої мети вимагає виконання таких завдань:

- проаналізувати сучасний стан технологій Smart Grid, їх можливості впровадження через часткову або повну заміну мереж електропостачання

- проаналізувати наявні методи та засоби модернізації сучасних мереж електропостачання з використанням smart технологій під час реконструкцій та вдосконаленню інфраструктури;

- створення математичної моделі системи енергозабезпечення для оцінки ефективності та прогнозування балансу енергоспоживання;

- створити модель системи автономного енергозабезпечення при використанні smart технологій за допомогою комплексних середовищ для технічних обчислень, симуляцій і моделювання;

- удосконалення використання енергетичних ресурсів шляхом впровадження (Smart Grid) технологій, включаючи поєднання різних джерел енергії;

- Розробка та впровадження методу машинного навчання для точного прогнозування споживання і виробництва електроенергії, створення моделі і реалізація програмного забезпечення на основі штучної нейронної мережі.

*Об'єкт дослідження* – електричні мережі та системи, що передбачають участь активних споживачів електроенергії та можливість двостороннього обміну енергією, завдяки підключенню альтернативних джерел генерації.

*Предметом дослідження* — планування та аналіз оптимальних режимів роботи для генеруючих споживачів в умовах інтелектуальних електричних мереж.

**Методи дослідження.** Для досягнення мети дослідження використовувалися такі методи: аналіз та синтез для оцінки сучасних технологій та формування глибокого розуміння предмету; системний аналіз для визначення впливу інтелектуальних мереж на систему управління енергозабезпеченням міста; формалізація для точного опису структури програм та системи управління програмою з урахуванням заміни мереж електропостачання; абстрактно-логічний метод для аналізу ризиків управління програмами реконструкції енергетичної інфраструктури; математичне моделювання для оцінки ефективності технологій Smart Grid; прогнозування для передбачення майбутніх подій та значень у електроенергетичній системі.

Наукова новизна отриманих результатів.

*Уперше розроблено:*

- комбінований підхід до створення моделі автономного енергозабезпечення, яка враховує прогнозування споживання і виробництва електроенергії;

- алгоритм управління потоком енергії для визначення параметрів енергозбереження енергетичної системи, заснований на системному аналізі впливу та інтеграції різних джерел енергії.

*Удосконалено:*

- Методологію використання нейронних мереж для покращення точності прогнозування, управління енергозабезпеченням, з використанням технологій Smart Grid та математичного моделювання, що спрямовані на оцінку ефективності та надійності мереж для забезпечення безперебійного енергопостачання.

*Дістало подальшого розвитку :*

- Концепція управління енергетичною інфраструктурою при частковій або повній заміні звичайних мереж електропостачання з інтеграцією Smart технологій, за для поліпшення надійності та ефективності енергосистеми.

- алгоритми прогнозування майбутніх подій та значень у електроенергетичній системі з використанням технологій штучного інтелекту та нейронних мереж для підвищення точності та ефективності прогнозування.

**Практичне значення одержаних результатів.** Розроблена прогнозна модель електропостачання на основі штучної нейронної мережі, яка використовує передові методи машинного навчання. Ця модель виявляє високу ефективність у прогнозуванні виробництва електроенергії та адаптується до змін умов ринку. Система компонентів із застосуванням інструментів машинного навчання спрощує оптимізацію smart grid систем та допомагає у прийнятті рішень під час програм реконструкції інженерних систем.

Графічний інтерфейс дозволяє проводити розрахунки цільової функції без використання спеціалізованих програм, а функціонал обробки результатів полегшує урахування взаємозв'язків елементів системи при управлінні програмою. Ці інновації сприяють удосконаленню управління енергетичними ресурсами та забезпечують точність стратегій управління в умовах заміни

звичайних мереж електропостачання на технології інтелектуальних мереж (smart grid) в місті.

Окремі результати дослідження та розробки було впроваджено в навчальний процес підготовки магістрів галузі знань 14 «Електрична інженерія», за спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», освітньої програми «Електротехнічні системи електроспоживання» Харківського національного університету міського господарства імені О. М. Бекетова

**Особистий вкладник.** Результати за темою дисертації відображено у 10 наукових публікаціях. Зокрема, 7 із них – це статті у науково фахових виданнях України, з них 2 статті апробаційного характеру. Також 3 статті, опубліковані у виданні, що входить до міжнародної наукометричної бази Scopus, і 7 публікацій у матеріалах конференцій.

Усі наукові твердження, висновки та рекомендації в даній роботі сформульовані автором особисто.

В спільних статей, що входять до фахових видань України, Категорія Б, у співавторстві яких є здобувач, присутні наступні наукові внески: Плюгін В. – аналіз та оцінка можливостей впровадження розумної мережі в Україні, Тетерев В. та Лапко А. – збір та аналіз емпіричних даних, статистичний аналіз результатів[13;14]; Тетерев В. – розробка моделі та розрахунок гібридного енергетичного комплексу, І. Худяков – розрахунок впливу різноманітних факторів на режими функціонування[18]; Плюгін В. та Тетерев В. – Розробка та моделювання математичної моделі електромеханічного конвертора з використанням інтелектуальних технологій в SciLab, Цегельник Є., Дунієв О. та Єгоров А. – збір даних, програмування та налаштування моделі, аналіз результатів[20]; Заблодський М. та Тетерев В. – розробка програмного забезпечення, програмування моделі, Плюгін В. – експерименти та перевірка результатів розрахунок стану енергетичних конверторів [21]. В публікаціях які входять до фахових видань України, Категорія А: Плюгін В. та Тетерев В. - розробка методу математичного рішення в оптимізаційному управлінні на

прикладі двохшнекового електромеханічного гідролізатора, Заблодський М. та Ковальчук С. – проведення експериментів, аналіз отриманих результатів, участь у програмуванні моделі та обговоренні результатів. [22]. Інші видання: Розроблено програмну частину модуля удосконалення на базі генетичних алгоритмів та нейронних мереж [15]. Розроблена математична модель для енергетичного комплексу, яка враховує системи стабілізації генератора вітроенергетичної установки[19].

Із статей опублікованих одноосібно, було викладенно наступні наукові результати : поведено опрацювання можливостей використання розумних мереж для підвищення ефективності управління енергетикою міста [16], аналіз можливості застосування штучного інтелекту та технологічних трансформацій у сфері управління енергетикою міста [17]. Результати дисертації опубліковано в повному обсязі.

**Апробація результатів дисертації.** Основні результати роботи доповідалися й обговорювалися на таких науково-технічних конференціях: Міжнародний форум «International Forum for Young Researchers». (м. Харків, 25 вересня 2020 р.), дистанційно; XI Міжнародна науково-теоретична інтернет-конференція «місто. Культура. Цивілізація: міжнародний досвід» м. Харків (30.04.2021р.); II Всеукраїнська науково-практична конференція здобувачів вищої освіти і молодих учених «Перспективи розвитку територій: теорія і практика». (м. Харків, 19-20 листопада 2020 р.); VII міжнародний форум здобувачів вищої освіти та молодих учених. (23.04.2021р.); Міжнародна конференція «Smart Technologies in Urban Engineering». (м. Харків, 9-11 червня 2022 р.), дистанційно; Актуальні питання науки, освіти і суспільства в сучасних умовах: Міжнародна науково-практична конференція, Полтава, 21 грудня 2022 р.; VI міжнародна науково-практична конференція здобувачів вищої освіти і молодих учених (16 - 17.11. 2022 - Kharkiv, Ukraine) (Virtual) Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова.; Міжнародна конференція «Smart Technologies in Urban Engineering». (м. Харків, 8-10 червня, 2023 р.), дистанційно. «Міжнародна



науково-практична конференція «Сучасні виклики та актуальні проблеми науки, освіти та суспільства»(Тампере, Фінляндія, 2024).

**Структура та обсяг дисертації.** Дисертаційна робота має структуру, що включає анотацію на двох мовах, вступ, чотири основні розділи, висновки, список використаних джерел і додатки. Загальний обсяг роботи становить 198 сторінок та 4 додатки. У тексті представлено 120 рисунків і 18 таблиць. Список використаних джерел включає 121 найменування,

# 1. АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ОРГАНІЗАЦІЇ ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ

## 1.1. Класифікація і організація енергопостачання

У сучасному світі, де надійність та ефективність енергозабезпечення стали життєвою важливістю для міст, впровадження інтелектуальних мереж (Smart Grid) є ключовим кроком у вдосконаленні систем електропостачання. Заміна традиційних мереж електропостачання вимагає нових стратегій управління та контролю, спрямованих на забезпечення стійкості, безпеки та ефективності енергозабезпечення міст. [22, 23]

Мета дослідження полягає в розробці удосконалення моделей та методів для інтелектуалізації електричних мереж, що включають альтернативні джерела енергії з можливістю акумулювання та прогнозування електроенергії. Для досягнення цієї мети важливо вирішити наступне завдання:

- проаналізувати сучасний стан технологій Smart Grid, їх можливості впровадження через часткову або повну заміну мереж електропостачання
- проаналізувати наявні методи та засоби модернізації сучасних мереж електропостачання з використанням smart технологій під час реконструкцій та вдосконаленню інфраструктури;

Це дослідження націлене на розробку інноваційних рішень, спрямованих на створення сучасної та стійкої інфраструктури енергозабезпечення для міського середовища.

В зв'язку з цим задачу аналізу можливо розбити на три частини:

- 1) Стан традиційної енергетики
- 2) Інтеграція відновлювальних джерел електроенергії у традиційну енергосистему
- 3) Наявність можливостей для впровадження smart технологій в мережі електропостачання.

### **1.1.1. Проблеми та рішення в управлінні електричною мережею: використання концепції Smart Grid**

Система "Розумна мережа" (Smart grid) представляє собою електричну мережу, яка забезпечує двосторонній потік електроенергії та даних. Інтелектуальні виміри часто вважаються ключовим кроком у розвитку цієї мережі. Концепція розумних мереж стала відомою більше десяти років тому і відіграє важливу роль у цифровій трансформації електроенергетичного сектора. [30]

"Розумна мережа" служить кільком цілям, включаючи регулювання енергетичного ринку, еволюцію вимірювань, зміни в рівні виробництва електроенергії, децентралізацію, появу залучених "активних споживачів", змінні правила мікромереж. Відновлювані джерела енергії потребують більшої кількості джерел та нових точок для подачі електроенергії. Електрична мережа складається з високовольтних та над високовольтних ліній, а також розподільчих мереж з низькою напругою. Центральною метою цієї мережі є забезпечення надійного та безперебійного електропостачання у будь-який час та в будь-якій локації. Однак існують проблеми, які можна вирішити за допомогою концепції Smart grid.

Серед найбільш поширених труднощів, які можуть впливати на ефективність електричної мережі, варто відзначити:

- Негативні впливи погодних умов.
- Збитки, спричинені природними катастрофами.
- Втручання людей та ймовірність відмов обладнання.

В Smart grid вбудована система самовідновлення, яка автоматично виявляє проблеми в мережі і реагує на них. Крім того, ця система забезпечує швидке відновлення після виникнення збоїв, що робить її більш надійною та стійкою. Двосторонній потік електроенергії та даних, є важливою характеристикою інтелектуальної мережі, аналіз цих даних дозволяє проводити оптимізацію мережі та здійснювати прогнозування потенційних

проблем та швидшого реагування при виникненні проблем, що дозволить створювати нові потужності та послуги у мірі зміни попиту на електроенергію.

Хоча термін "Smart Grid" визначає двонаправлену передачу даних та електроенергії між споживачами та електрогенеруючими організаціями, його значення та область застосування значно розширилися. Ця ключова технологічна зміна та розгортання розумних мереж відкривають безліч можливостей. [31]

"Smart Grid" представляє сучасну концепцію будівництва електромережі, яка, завдяки використанню сучасних технологій контролю та моніторингу, різко зменшує втрати в передачі та виробництві енергії, забезпечуючи високу ефективність і надійність всієї системи.

На сучасний момент у світі електричні мережі функціонують за традиційним принципом та складаються з таких важливих компонентів як: електростанції, підстанції, лінії електропередачі та трансформатори. Всі ці компоненти працюють за принципом: доставляють електроенергію до кінцевих споживачів. (Генератор – системо утворюючі електричні мережі – розподільні електричні мережі – споживачі). Більшість системо утворюючих мереж утворюють закільцьовані структури (рис. 1.1.), тоді як розподільні електричні мережі складаються з радіальних ліній з одностороннім живленням(рис. 1.2).[32]

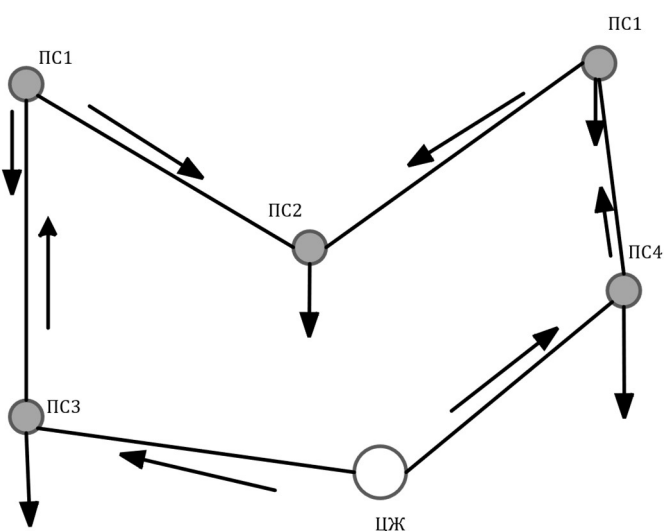


Рисунок 1.1. – Приклад закільцьованої структури мережі.

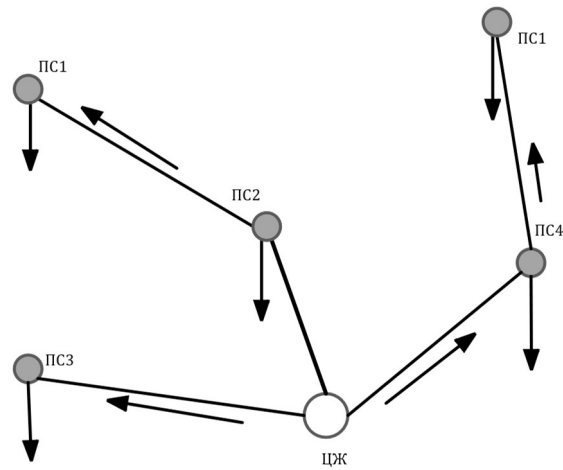


Рисунок 1.2. – Приклад радіальної структури мережі.

На (рис. 1.3.) приведено приклад традиційної схеми ділянки мережі електропостачання Пирятинського та Чорнухинського районів. Та (рис. 1.4.) приклад схеми традиційного електропостачання мікрорайонна «Зелений», м. Черкаси.

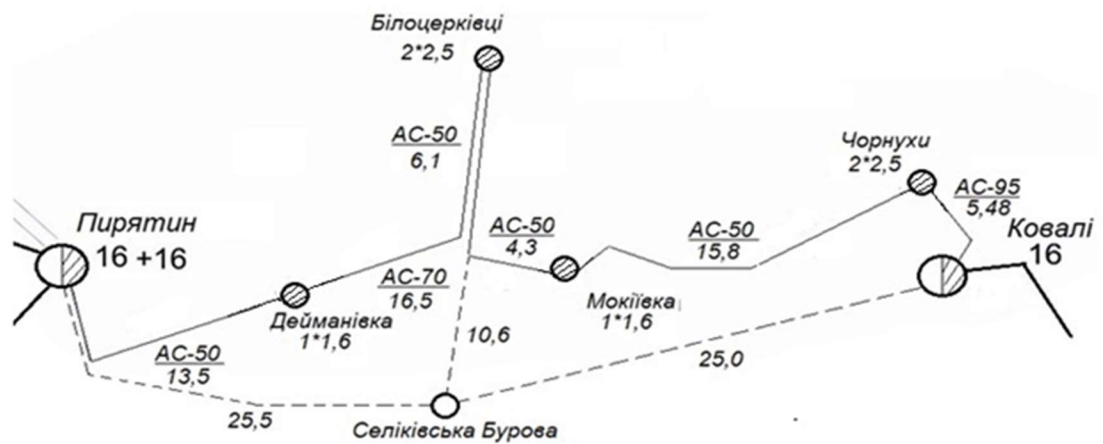


Рисунок 1.3. – ділянка мережі електропостачання Пирятинського та Чорнухинського районів.

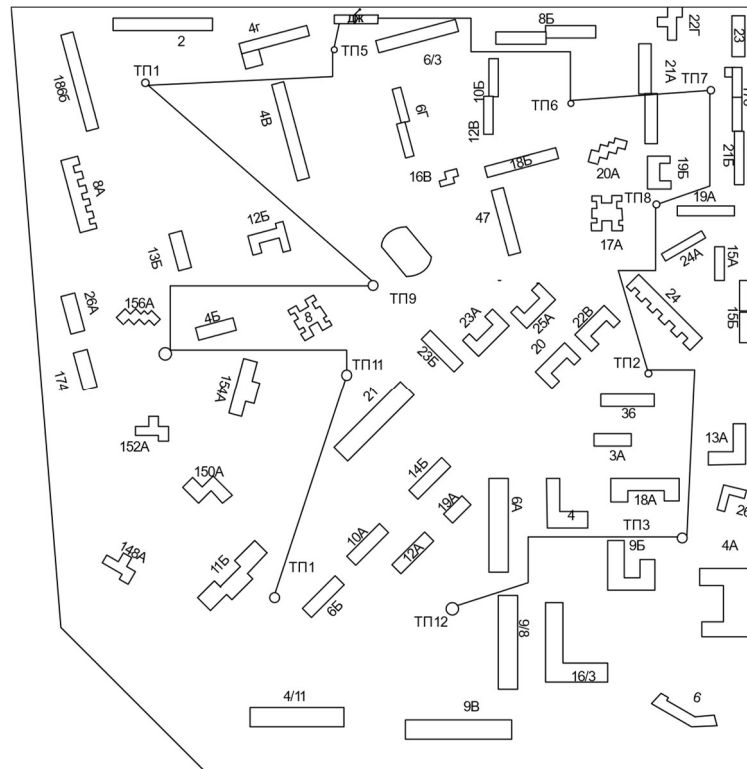


Рисунок 1.4. – приклад електропостачання мікрорайонна «Зелений», м. Черкаси.

Концепція "інтелектуальної" електричної мережі пропонує альтернативний підхід, де система включає генератор, лінію передавання та споживача. Важливість цього підходу підкреслюється активною участю споживачів у виробництві та перерозподілі енергії. Зокрема, розвиток відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) сприяє застосуванню зеленого тарифу.

Останні події в світі призвели до дефіциту палива та значного підвищення його вартості. Це сприяє активному розвитку альтернативних джерел електроенергії, оскільки майбутня система електропостачання має бути більш розподіленою, ніж концентрованою, як це має місце зараз.

Альтернативні джерела енергії характеризуються невеликою потужністю (діючі проекти в межах 200-250 МВт, проекти до 700 МВт) та нестабільністю параметрів виробленої потужності. Для стабілізації цих параметрів і їх автоматичної синхронізації з електричною мережею потрібні ефективні "інтелектуальні" керуючі пристрої.

Статистичні дані свідчать, що запасів викопного палива достатньо приблизно на 60-80 років. З цього приводу розглядаються кілька стратегічних напрямків щодо майбутньої теплової та електричної енергії. Найважливіші з них включають розробку нових способів отримання електроенергії, таких як термоядерний реактор ITER, та модернізацію існуючих електростанцій з використанням новітніх технологій автоматизованого управління технологічним процесом (АСУ ТП) [37]:

Після аварії на атомній електростанції Фукусіма в Японії у 2011 році велике число країн стало ставити під сумнів подальше використання ядерної енергії. В Німеччині, наприклад, прийнято рішення про виведення з експлуатації всіх існуючих атомних електростанцій протягом десяти років.

Щодо прикладу, можна зазначити Німеччину, де за даними Інституту систем сонячної енергетики імені Фраунгофера, частка ВДЕ у виробництві електроенергії в 2019 році становила 46%, а в окремі дні перевищувала 65%. Зменшення використання вугілля сприяло захисту навколишнього середовища.

Важливо враховувати, що генерація потужності від вітрових електростанцій (ВЕС) та сонячних електростанцій (СЕС) не є сталим показником і залежить від природних умов. Нестабільність генерації ВДЕ може негативно впливати на стійкість роботи енергосистеми. Класичні принципи управління потребують перегляду і адаптації до нових реалій електроенергетичних системами (ЕЕС) з великою часткою ВДЕ.

У світі енергетики активно впроваджується концепція Smart Grid, яка базується на новітніх технологіях та алгоритмах. Серед них варто відзначити віртуальні електростанції, FACTS-системи, фазори (PMU), вставки постійного струму (HDVC), а також різноманітні накопичувачі енергії, включаючи електромобілі.

### 1.2.2. Аналіз стану впровадження Smart Grid у світі

Більшість зарубіжних країн мають різні перспективи та підходи до Smart Grid, що обумовлено різноманітністю цілей та очікувань стосовно розвитку цього сегменту серед широкого кола учасників.[31]

Мережі «Smart grid» розглядається як ключовий елемент стратегічних програм розвитку електроенергетики, спрямованих на перетворення сектору і формування нової моделі функціонування, що акцентує увагу на потребах клієнтів;

Розвиток технологій Smart Grid здійснюється за ініціативою держави та за участі значних інвесторів. Великі виробники електрообладнання та компанії, що працюють у сфері ІТ, активно взаємодіють у програмах та проектах, пов'язаних із Smart Grid [33].

Однією з ключових мотивацій впровадження технології Smart Grid є стрімкий розвиток інформаційних технологій. Цей напрямок є симбіозом енергетики та інших галузей, що впроваджує інноваційні рішення у сфері електроенергетики.

У США лише на модернізацію електромереж витрачено близько 5 млрд. доларів. Ці інвестиції вже принесли значні економічні вигоди, знижуючи витрати на енергію та підвищуючи надійність мережі, що призвело до економії близько 1,5 трлн. доларів на 2020 рік.

У Японії розпочалося тестування Smart Grid в рамках M-tech Labo, частиною великого проекту для створення нового покоління енергетичних та соціальних систем у еко місті Кіханна. В рамках цього проекту використовувалися електромобілі компаній Mitsubishi вчасності старі акумуляторні батареї, вилучені з них.[33; 56] Результатом даного проекту стало вирівнювання пікових енергетичних навантажень, використовуючи електроенергію для зарядки акумуляторів і повертання цієї енергії назад в мережу під час піку споживання. Застосування електромобілів і старих акумуляторів замість витратних генераторів дозволило знизити витрати на Smart Grid.



Інтелектуальні системи вимірювань (Smart Metering) визначені як пріоритет у розвитку енергетики в країнах ЄС, США, Китаї та інших частинах світу. За останні п'ять років за капіталовкладеннями в Smart Grid лідирує Китай (9 млрд. \$), США на другому місці (7 млрд. \$), а Японія на третьому (900 млн. \$).

Широка децентралізація генерації - розвиток розподіленої генерації (перш за все за рахунок поновлюваних джерел енергії) і тенденції до скорочення числа потужних об'єктів генерації (таких як АЕС і ТЕС) вимагає абсолютно нових підходів до управління складними енергетичними мережами, а також висуває нові вимоги щодо підвищення керованості і надійності енергетичних мереж.

В США на сьогоднішній день в експлуатації знаходиться 12 мільйонів малих розподілених електрогенеруючих установок, їхній загальний потужність становить 220 ГВт, і щорічний темп приросту складає 5 ГВт. Країни Європейського Союзу в середньому мають розподілену генерацію на рівні приблизно 10% від загального обсягу електропостачання, а в Данії цей показник сягає 45%. [34-35]

Smart Grid виступає як засіб управління розподіленою генерацією та координації інтелектуальної взаємодії між виробництвом енергії та споживачами. Що дозволяє розширити можливості споживачів, зробивши їх більш усвідомленими у питаннях енергоспоживання, і надає можливість ефективно реагувати на цінові сигнали енергетичного ринку.

З метою підтримки розвитку Smart Grid, Європейська Комісія активно заохочує впровадження цієї технології та її ключового компонента - Smart Metering - у всіх країнах-членах ЄС, відповідно до рекомендацій 2009 року у сфері електроенергетики та газу. З метою визначення загальних стандартів і технічних вимог до інтелектуальних мереж, у 2009 році Європейська Комісія створила цільову групу Smart Grids.

Директиви 2009 року рекомендували широке впровадження систем Smart Metering у всіх країнах ЄС. Європейська Комісія визначила мінімальний

набір з десяти функціональних вимог для забезпечення функціональної сумісності та можливості технологічних оновлень Smart Metering в електроенергетиці.

Згідно з обробленими звітами СВА-аналізу, проведеними Європейською Комісією, впровадження Smart Metering в більшій частині країн-членів ЄС виявилось позитивним. Це призвело до активного впровадження національних систем в цьому напрямку, з охопленням 80% всіх засобів вимірювальної техніки електроенергії.

У Франції до 2016 року було встановлено 95% таких лічильників, у 2020 році цей показник зріс до 99%. В Німеччині також досягнуті цілі, в країні встановлено понад 99% інтелектуальних лічильників.

Великобританія завершила впровадження інтелектуальних лічильників в 2020 році.

У Іспанії впровадження інтелектуальних лічильників завершилося до 2018 року.

У інших країнах ЄС впровадження інтелектуальних лічильників також йде за планом, вже встановлено понад 90% таких лічильників.

Станом на 2024 рік в країнах ЄС впровадження інтелектуальних лічильників є успішним. Аналіз світових практик, проведений J'son & Partners Consulting, підтверджує, що активний розвиток сучасних технологій обліку енергоресурсів відкриває нові перспективи. [36] Збільшена якість збору та аналізу даних про енергоспоживання споживачів, підвищена ефективність управління енергетичними активами та активна участь споживачів в регулюванні власного енергоспоживання стають можливими завдяки цим технологіям. Вони також стають ключовим інструментом для підвищення загальної енергоефективності економіки.

Ці лічильники забезпечують точне вимірювання, зручність використання та можливість віддаленого управління, що сприяє підвищенню ефективності та надійності електропостачання. Відзначається, що до 2025

року в більшості країн ЄС планується встановлення понад 95% інтелектуальних лічильників.[36]

### **1.3. Застосування технологій інтелектуальних мереж в умовах часткової або повної заміни мереж електропостачання**

Smart Grid представляє собою автоматизовану систему генерації, передачі та споживання електроенергії, що оперує за принципами S.M.A.R.T. Така система здатна проводити самомоніторинг та забезпечувати звіти щодо кожного учасника мережі, відображаючи його стан, потреби та інші аспекти. Отримана інформація охоплює всі аспекти виробленої та переданої електроенергії, включаючи ефективність, втрати та економічну вигоду.

Покращення Smart Grid також виявляється в підвищенні надійності електричних мереж. Це досягається шляхом автоматичного перемикання на інше джерело у випадку відмови основного, і цей процес абсолютно непомітний для споживача. Використання Smart Grid гарантує неперервне електропостачання в режимі 24/7, (рис. 1.5) – схематичний приклад звичайної електричної мережі.

Підвищенню продуктивності мережі досягається шляхом зменшення втрат в електропроводах та оптимальним розподілом навантаження. Для великих споживачів система встановлює ефективні маршрути підключення з меншою протяжністю, що сприяє їхній оптимальній функціональності (рис. 1.6) – схематичний приклад Електромережі з використанням технологій інтелектуалізації Smart Grid. [30-31]

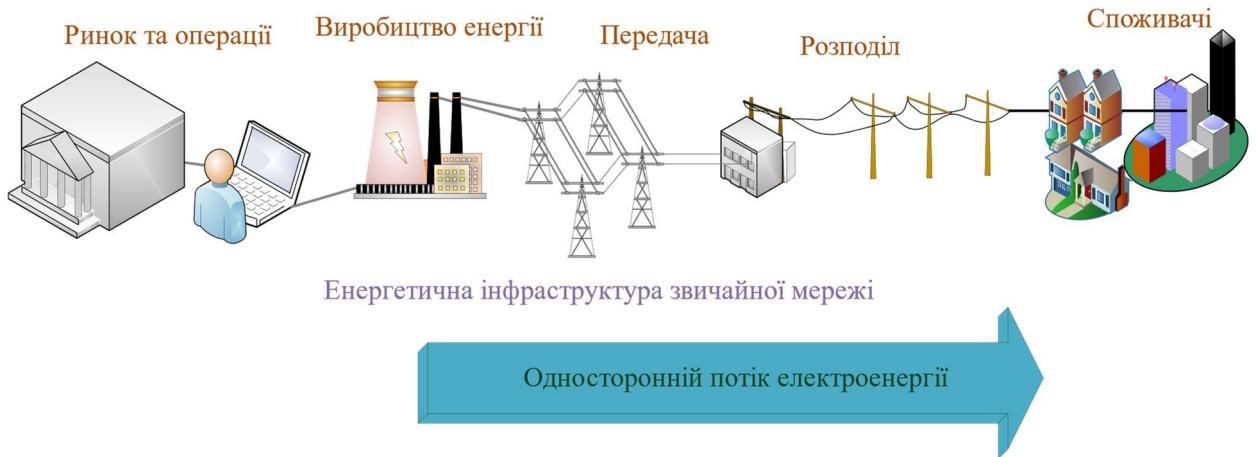


Рисунок 1.5. – Типова схема звичайної електричної мережі.



Рисунок 1.6. – Електромережа з використанням технологій інтелектуалізації Smart Grid.

Ідеологія та концептуальна основа Smart Grid повинна бути забезпечена прийнятністю розвитку електроенергетики та визначенням рівня що має організаційно-економічний, технологічно та ресурсного (у широкому змісті) потенційного та реального в досягненні.

**Часткова заміна звичайної мережі "розумними" компонентами** полягає у кількох ключових кроках. По-перше, це встановлення "розумних" лічильників, які збирають дані про споживання електроенергії в реальному часі. Ця інформація стає основою для аналізу та удосконалення енергоспоживання. Другим важливим кроком є впровадження систем автоматизованого обліку, які допомагають здійснювати аналіз цих даних та виробляти стратегії ефективного використання енергії.

Плюси такої заміни полягають у підвищенні ефективності, покращенні надійності, інтеграції відновлюваних джерел енергії та екологічних перевагах. Однак це супроводжується високими витратами на впровадження, технічними проблемами, складнощами інтеграції старих і нових систем та потребою в навчанні персоналу.

**Повна заміна звичайних мереж електропостачання на "розумні" мережі** є складним, але перспективним шляхом до стійкого, екологічного та економічного енергозабезпечення міст. Цей процес включає кілька ключових аспектів, таких як заміна компонентів мережі на "розумні" аналоги, впровадження систем управління, інтеграція відновлюваних джерел енергії та забезпечення кібербезпеки.

Хоча така заміна допомагає підвищити ефективність енергозабезпечення, забезпечити стійкість мережі та має екологічні переваги через зменшення викидів, вона також супроводжується високими витратами, технічними труднощами, проблемами з кібербезпекою та соціальними аспектами, такими як зміни робочих місць та вартості послуг.

У порівнянні з частковою заміною, повна перебудова електромереж може бути більш вигідною. Вона забезпечує глибшу інтеграцію нових технологій та систем управління, що сприяє підвищенню ефективності та надійності енергозабезпечення. Крім того, такий підхід спрощує управління мережею та може бути більш ефективним з точки зору кібербезпеки. В результаті, повна перебудова забезпечує стійке, ефективне та сучасне електропостачання.

### 1.3.1. Прогнозування як невід’ємна частина Smart системи.

Прогнозування відіграє ключову роль у функціонуванні smart grid систем, які є основою для модернізації енергетичної інфраструктури.

Однією з головних переваг прогнозування є можливість передбачати попит на енергію в різні періоди часу. Це дозволяє операторам мережі планувати генерацію та розподіл електроенергії більш ефективно. Особливо важливо це для інтеграції відновлюваних джерел енергії, таких як сонячні та вітрові електростанції, виробництво яких залежить від погодних умов.

Прогнозування також допомагає знизити витрати на експлуатацію та обслуговування енергомережі. Виявлення потенційних проблем на ранніх етапах дозволяє провести профілактичні заходи, що зменшує ймовірність аварій та дорогих ремонтів. Крім того, прогнозування сприяє швидкій реакції операторів на зміни в мережі, забезпечуючи безперебійне постачання електроенергії споживачам і запобігаючи перевантаженням та збоям, які можуть призвести до масштабних відключень.

У пікові періоди прогнозування допомагає краще управляти попитом на електроенергію. Використовуючи прогнозні моделі, можна впроваджувати програми управління попитом, що сприяють зниженню навантаження на мережу під час максимального споживання.

Успішні приклади застосування прогнозування в смарт-грід системах включають проекти Google DeepMind і National Grid у Великобританії, де алгоритми штучного інтелекту використовуються для прогнозування попиту на енергію та управління електромережою. У Сінгапурі також застосовуються передові моделі прогнозування для забезпечення стабільної та ефективної роботи енергосистеми.

Серед значних досягнень в дослідженні прогнозування є такі як робота [38]. Автори приводять модель яка поєднує в собі згорткові нейронні мережі (CNN) та двонаправлені довго-короткострокові пам'яті (Bi-LSTM). Використання такого гібридного підходу дозволяє покращити точність та надійність прогнозів, сприяючи ефективному управлінню енергоресурсами та

запобіганню відключенням електроенергії. CNN відповідають за виділення важливих характеристик з вхідних даних, в той час як Bi-LSTM обробляють послідовні дані, враховуючи як минулі, так і майбутні значення. Результати дослідження підтверджують, що ця модель перевершує традиційні методи, забезпечуючи стабільність smart систем та сприяючи ефективному управлінню енергетичною інфраструктурою.

В роботі [39] приводяться результати досліджень, що показали ефективність різних методів прогнозування попиту на електроенергію та моніторингу навантаження на мережі. Виявлено, що використання штучних нейронних мереж забезпечує більш точні та надійні прогнози, порівняно з традиційними статистичними моделями. Крім того, дослідження показало, що системи моніторингу навантаження, які використовують передові технології аналізу даних в реальному часі, дозволяють операторам мережі більш ефективно реагувати на зміни в споживанні енергії та планувати обслуговування. Такі результати свідчать про потенціал передових технологій у сфері управління енергетичними ресурсами та надають підстави для подальшого розвитку та впровадження інноваційних систем прогнозування та моніторингу в енергетичній індустрії.

А також робота [40] яка присвячена оглядам методів, застосувань та рекомендацій з прогнозування навантаження на низьковольтних мережах. Основна мета базується на систематизації існуючих підходів до прогнозування навантаження на низьковольтних мережах, визначенні їх переваг та недоліків, а також наданні рекомендацій щодо оптимального використання цих методів у практичних застосунках. У роботі приведено різноманітні методи прогнозування, включаючи статистичні моделі, машинне навчання та методи штучного інтелекту. Досліджуються практичні застосування цих методів у реальних енергетичних системах, а також надаються рекомендації щодо вибору оптимального підходу до прогнозування навантаження на низьковольтних мережах залежно від конкретних умов та потреб.

Наведені приклади підтверджують, що прогнозування є невід'ємною частиною smart grid систем. Воно забезпечує ефективне, надійне і стійке управління енергоресурсами. Використання передових моделей машинного навчання та аналітики даних сприяє подальшому розвитку енергетичної інфраструктури, підвищуючи її ефективність і надійність.

### 1.3.2 Адаптивне управління в мережах smart grid

Планування модернізації мережі починається з розробки загальної стратегії, яка включає визначення пріоритетів модернізації шляхом ранжування необхідних заходів за їхньою важливістю та впливом на загальну ефективність мережі. Крім того, планування етапів часткової або повної заміни мережі здійснюється з урахуванням мінімізації впливу на поточних споживачів, що забезпечує безперервність та стабільність електропостачання протягом всього процесу модернізації. В загалом використовують схеми активного та пасивного адаптивного управління (рис.1.7 та рис.1.8) :

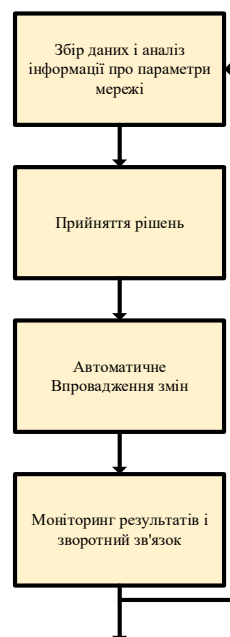


Рисунок 1.7 – Схема активного адаптивного управління.

Адаптивне управління з використанням сучасних технологій smart grid має численні переваги. Воно сприяє ефективному використанню енергії та ресурсів завдяки точному моніторингу і аналізу даних, забезпечує швидке



виявлення та усунення проблем в електромережах, що підвищує надійність постачання електроенергії, дозволяє системі швидко адаптуватися до змін у навантаженні та умовах експлуатації, допомагає знижувати енергетичні втрати і підвищує загальну ефективність електромережі, а також сприяє модернізації і підвищенню конкурентоспроможності енергетичного сектору завдяки інноваційним smart технологіям.

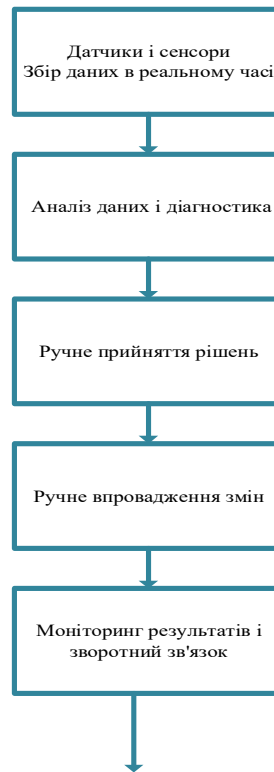


Рисунок 1.8 – Схема процесу пасивного адаптивного керування.

Пасивне керування в контексті електромереж відображає підхід, коли система працює на основі передбачуваних параметрів без активної реакції на реальний стан мережі у реальному часі. Відмінністю від активного керування, яке використовує сучасні технології smart grid, пасивне керування не включає в себе автоматизовані механізми моніторингу, аналізу даних та реагування на зміни у навантаженні чи умовах експлуатації. Цей підхід може бути менш ефективним у використанні ресурсів і управлінні енергетичними втратами, оскільки не забезпечує тієї ж гнучкості та надійності, що дає активне керування. Тим не менш, пасивне керування може бути використане у менш

складних системах, де динамічні зміни у навантаженні та умовах не є критичними.

Проте такі схеми мають певні недоліки: Це складність і витратність впровадження сучасних технологій smart grid, які потребують значних інвестицій в інфраструктуру і підготовку персоналу. Крім того, такі системи можуть стикатися з проблемами з приватністю даних і кібербезпекою, оскільки вони залежать від збору і обробки великого обсягу інформації про споживачів енергії. Додатковими викликами є необхідність стандартизації та сумісності між різними системами smart grid, що може ускладнювати їх ефективне впровадження і функціонування на різних ринках електроенергії.

Комбінована схема (рис.1.9), яка поєднує як адаптивне, так і пасивне управління в електромережах, може бути ефективним рішенням для вирішення деяких недоліків обох підходів.

По-перше, використання комбінованої схеми дозволяє забезпечити більш гнучкий підхід до управління електромережами. Наприклад, в областях з невеликими коливаннями навантаження і стабільними умовами експлуатації можна застосовувати пасивне управління, що дозволяє економити на витратах інфраструктури та уникати складнощів з кібербезпекою і обробкою великих обсягів даних.

По-друге, в областях з великими коливаннями навантаження, змінними умовами експлуатації або високим рівнем кіберзагроз, можна використовувати активне адаптивне управління з використанням сучасних технологій smart grid. Це дозволяє максимально ефективно використовувати ресурси, знижувати втрати енергії та забезпечувати стійке функціонування системи при змінах умов.

Додатковим плюсом комбінованої схеми є можливість поєднувати переваги обох підходів: ефективне використання ресурсів та стійкість до змін з одного боку і менші витрати на інфраструктуру та меншу складність з іншого боку. Це сприяє підвищенню загальної надійності і ефективності електромереж.

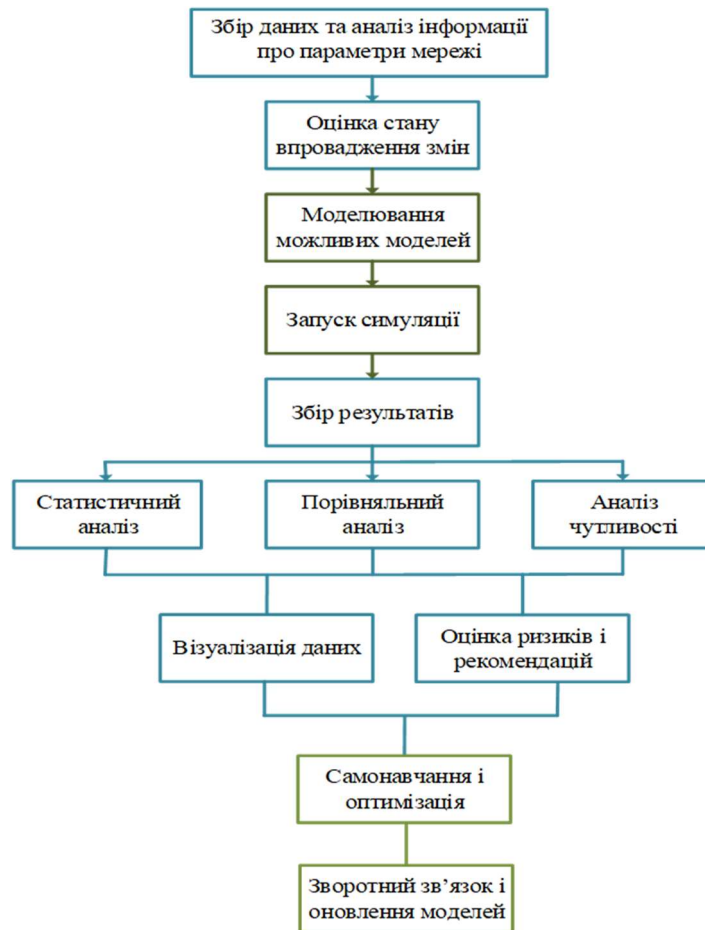


Рисунок 1.9 – Схема процесу комбінованого адаптивного керування з smart grid.

Визначаються конкретні технології smart grid, які будуть впроваджені. Це включає вибір необхідних компонентів smart grid, таких як датчики, контролери, системи управління та інші елементи, що забезпечують інтеграцію інтелектуальних технологій у мережу [60]. Оцінка сумісності нових технологій з існуючою інфраструктурою є критичним аспектом, оскільки від цього залежить успішність їх інтеграції та подальше функціонування всієї системи.

Фінансовий аспект є також критично важливим для успішної модернізації мережі. Це включає детальну оцінку вартості впровадження нових технологій та модернізації інфраструктури, а також пошук можливих джерел фінансування, таких як державні програми, інвестиції, гранти та інші фінансові механізми. Такий підхід забезпечує фінансову стійкість та можливість реалізації проекту в задані терміни.

Наявність фінансових ресурсів:

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} - C_0; \quad (1.1)$$

де,  $NPV$  – сума грошових потоків проєкту модернізації, є частиною архітектури програми;

$C_t$  — грошовий потік у момент часу  $t$ ;  $r$  — ставка дисконтування (%),  $t$  — період часу ;

$n$  — загальна кількість років),  $C_0$  — початкові інвестиційні витрати.

Технічна доцільність впровадження проєктів:

$$BCD = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{B_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}}; \quad (1.2)$$

де,  $BCR$  — співвідношення вигоди до витрат;  $B_t$  — вигоди у момент часу  $t$  (грн);  $C_t$  — витрати у момент часу  $t$  (грн);

$r$  — ставка дисконтування,  $t$  — час (роки),  $n$  — загальний строк інвестиції (роки).

### 1.3.3. Розвиток концепції Smart grid в Україні.

В Україні впровадження новітніх технологій у національну енергосистему розпочалося недавно. Tractebel вже з 2014 року розробляє і впроваджує пілотні технології Smart Grid для НЕК "Укренерго," а оператори систем розподілу поступово впроваджують елементи розумних електричних мереж.

Заснована на протоколі MEK (IEC) 61850, побудова систем зв'язку, телекомунікацій, управління та РЗА є ключовим аспектом Smart Grid. Основними джерелами електроенергії є звичайні теплові електростанції (ТЕС) і теплоелектроцентралі (ТЕЦ), з атомними електростанціями в ролі базових джерел.

Модернізація енергоблоків та проекти нового покоління стають тенденцією для вітчизняних ТЕС і АЕС. Компанії, такі як ДТЕК та НАК "Енергоатом," виводять в експлуатацію споруди з потужністю від 320 МВт до 660 МВт.

ДТЕК, в якій активно встановлюються розумні лічильники та автоматизовані системи, приділяє особливу увагу впровадженню технологій енергозбереження. Наприкінці червня 2021 року доля відновлюваної електроенергії в Україні становила близько 13,1% від загальної встановленої потужності генерації.

Незважаючи на високі витрати на ВДЕ та їх обслуговування, великі компанії, такі як ДТЕК, "Active-Solar," "Fuhrländer - віндтехнолоджі," активно сприяють впровадженню та розвитку відновлюваних джерел електроенергії. На сьогодні існує декілька сценаріїв розвитку енергосистем [12]:

1) Підвищення надійності за рахунок резервного підключення – може включати в себе встановлення додаткових генераторів, батарейного резерву, альтернативних джерел енергії та інших систем резервного живлення, що допомагають забезпечити неперервне електропостачання у випадку аварій або інших непередбачуваних ситуацій.

Мета першого сценарію полягає в мінімізації збитків у випадку аварійних подій. Цей підхід передбачає мінімальне використання ресурсів базових елементів під час номінальних режимів, проте може призвести до відносного зростання вартості енергетичної інфраструктури.

2) "Електрична мережа вдосконалюється за допомогою інтелектуалізації, що охоплює комплексні засоби управління, контролю, моніторингу та зв'язку. Це сприяє значному підвищенню продуктивності та надійності мережі, а також покращенню якості електроенергії."

Метою є досягнення покращення ефективності, надійності та якості електричної мережі шляхом впровадження комплексних інструментів управління, контролю, моніторингу та комунікації. Інтелектуалізація мережі спрямована на автоматизацію та оптимізацію процесів управління

електропостачанням, щоб забезпечити оптимальне використання ресурсів, зменшити кількість перебоїв у роботі мережі, а також покращити якість електричної енергії, що надається споживачам.

При використанні альтернативних джерел на рівні «традиційних» електростанцій виникає багато технічних питань, особливо щодо інтеграції відновлюваних джерел в енергосистему з фіксованими параметрами. Ці аспекти вимагають уважного аналізу та вирішення для забезпечення ефективності та стабільності енергетичної інфраструктури.

Стосовно України є декілька можливих *сценаріїв*:

1) Моніторинг та поетапне впровадження конкретних технологій Smart Grid відповідно до сценарію.;

2) План розширення та зміцнення навичок у галузі Smart Grid.; на (рис 1.10.) та (рис. 1.11) приведено приклад можливого удосконалення ділянки мережі електропостачання Пирятинського та Чорнухинського районів.

3) Створення та впровадження відокремленої стратегії для національного розвитку електроенергетики, зосередженої на інноваційному підході Smart Grid. (рис. 1.12.) приведено приклад можливого удосконалення мікрорайону «Зелений» м. Черкаси.

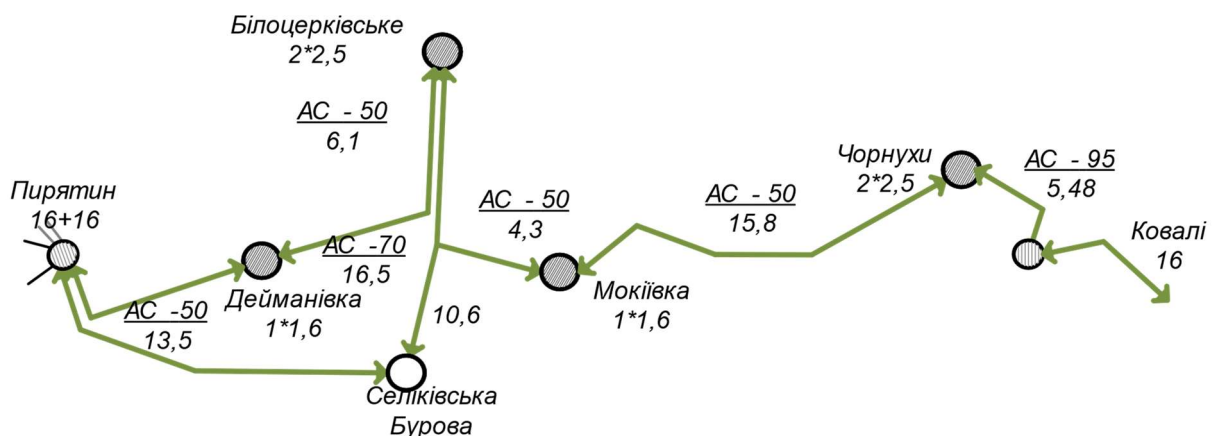


Рисунок 1.10 – приклад першого варіанту часткового удосконалення ділянки мережі електропостачання Пирятинського та Чорнухинського районів.

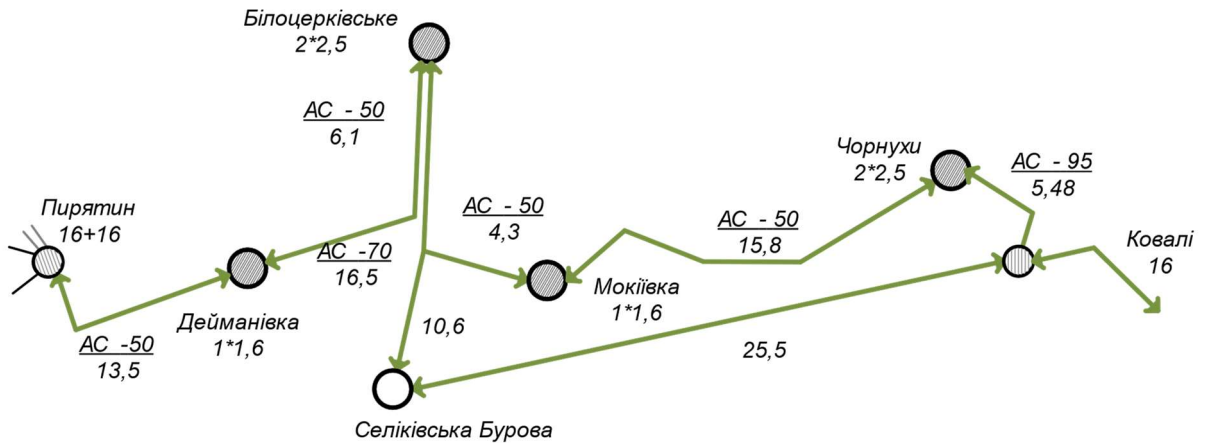


Рисунок 1.11 – приклад другого варіанту часткового удосконалення ділянки мережі електропостачання Піриятинського та Чорнухинського районів.

Дані приклади ілюструють можливе удосконалення ділянки мережі електропостачання з двонаправленим типом ліній для здійснення передачі енергії та її контролю.

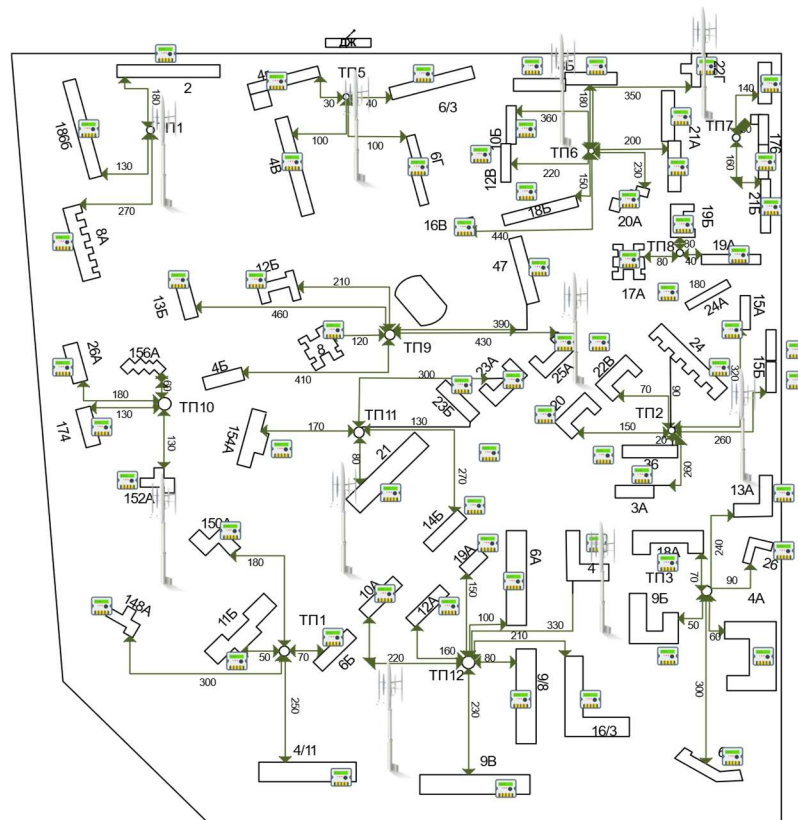


Рисунок 1.12 – приклад можливого удосконалення комбінованої мережі в мікрорайоні «Зелений» м. Черкаси.

Впровадження першого сценарію моніторингу та локальної імплементації призведе до систематичного контролю реалізації концепції

Smart Grid на ринках країни так, і на ринках закордонних. За результатами моніторингу - «слідування за лідером»: здійснення реалізації пророблених закордонних рішень та розробок (не виключи вітчизняного розвитку).

*Перевагами є:*

- Розуміння процесу розвитку Smart Grid за кордоном та можливості його впровадження в українській практиці;
- зменшення витрат на фінансування розробки проривних та технологій інноваційного характеру.

*Недоліками є:*

- втрата стратегічних позицій у сфері інноваційного розвиванню енергетики;
- утвердження технологічного відставання та збільшення залежності від імпорту.

На даний момент в Україні розпочато впровадження цього сценарію, яке виявляється у початкових етапах процесу моніторингу. Однак зараз моніторинг реалізації концепції за кордоном здійснюється різними компаніями та науково-дослідними установами і не має системного підходу. Відсутній центральний орган на галузевому рівні, який координував би аналіз результатів моніторингу та проводив би визначання його основних цілей та завдань.

*Другий сценарій* - це розвиток і підвищення кваліфікації в галузі Smart Grid, що означає включення України у глобальні процеси технологічного розвитку. Це передбачає використання наших потенційних конкурентних переваг у тих галузях, де ми можемо виділитися, а також розвиток наявних компетенцій у сферах, де ми маємо унікальні здібності, а інші – не мають аналогів.

*Переваги включають:*

- Підвищення міжнародної відомості та зацікавленості у власних розробках і технологіях;
- Зниження рівня імпортозалежності в галузі енергетики.;



- сприятиме зростанню інноваційного і науково-технічного потенціалу в країні.

*Недоліками є:*

- напротязі 10-15 років, хоча і розвиватимуться окремі напрямки в науці та техніці але відсутність системної концепції, аналогічної Smart Grid, може призвести до того, що країна матиме окремі сучасні технології, ефективні лише для вирішення завдань місцевого рівня, але не зможе ефективно впоратися з системними викликами розвитку енергетичного сектору на світовому рівні;

- Україна залишається залежною від технологічного розвитку закордонних галузей, які виходять за межі наших основних компетенцій. [ 2, 38]

*Третій сценарій:* Впровадження цілісної національної програми інноваційного розвитку електроенергетики на основі концепції Smart Grid. Потрібно розробити власну концепцію, враховуючи державні пріоритети інноваційного розвитку, ключові напрямки та критичні технології, а також національні програми та проекти. Основні рушійні сили стратегії включають енергоефективність, надійність і безпеку, просунуті технології такі як FACTS, надпровідність, накопичувачі, наноматеріали тощо, теорію і методи управління великими енергетичними системами, інформаційні системи і технології, а також суперкомп'ютери і паралельні обчислювальні системи та алгоритми.

**Переваги даної стратегії** полягають у розвитку власних напрямків в науці та техніці на платформі концепції Smart Grid, забезпеченні єдності стандартів та сумісності технологій, збалансованому підході до розвитку електромережевого комплексу - екстенсивного і інтенсивного, а також будівництві нових мереж з урахуванням сучасних стандартів і вимог Smart Grid та досвіду пілотних проектів.

**Соціальні аспекти** включають сприяння розвитку власної промисловості та наукових досліджень, підтримку створення робочих місць у

сфері енергетики, створення нових ринків для експорту технологій та товарів, а також визволення ресурсів для розвитку інших галузей економіки в перспективі.

Останній сценарій - комплексний та всеосяжний. Інтегрує попередні досягнення розглянутих сценаріїв, розвиваючи їх за допомогою системного і комплексного підходу.[10]

#### **1.4. Висновки до розділу 1**

Даний розділ присвячений аналізу сучасного стану організації енергопостачання та впровадженню інтелектуальних мереж для оптимального управління енергозабезпеченням міста. Дослідження спрямоване на розробку інноваційних рішень для створення стійкої та ефективної інфраструктури електропостачання.

Аналіз стану впровадження смарт грид світі та в Україні дозволяє зрозуміти ефективність і прогрес в цьому напрямку. Це дозволяє виявити потреби та проблеми в інфраструктурі, технологіях та регулюванні. Результати такого дослідження можуть вказати на необхідність впровадження нових політик, стимулів для інвесторів і розвитку нових технологій.

Розгляд комбінованої електромережі дозволяє оцінити можливості і переваги інтеграції різних джерел енергії та забезпечення стабільності системи. Наприклад, враховуючи різні джерела енергії, можна мінімізувати вплив на навколишнє середовище та забезпечити стабільне енергопостачання.

Розвиток інтелектуальних мереж (Smart Grid) є важливим кроком у вдосконаленні систем електропостачання для забезпечення стійкості, безпеки та ефективності енергозабезпечення. Впровадження економічних механізмів, таких як системи тарифів та фінансові пільги, сприятиме стимулюванню розвитку відновлюваних джерел енергії та створенню більш стійкої та високоефективної енергетичної системи.

Проблеми енергетичного комплексу України включають зношеність інфраструктури, монополізацію ринків, високу частку імпорту енергоресурсів,

кризу на ринку електричної енергії, та відсутність гнучкості для генерації енергії з ВДЕ.

Виробництво електроенергії в світі зазнало зменшення через різні фактори. Зокрема, ТЕС, ТЕЦ та когенераційні установки знизили виробництво на 12,5%, ГЕС та ГАЕС збільшили виробництво на 37,7%, а альтернативні джерела (ВЕЗ, СЕС, біомаса) збільшили виробництво на 15,3%.

Розвиток альтернативної енергетики в Україні відбувається, хоча і повільніше порівняно з деякими іншими країнами. Наразі близько 6% енергії в Україні виробляється з альтернативних джерел, з потенціалом закрити до 74% потреб країни за допомогою цих технологій.

Впровадження інтелектуальних мереж дозволяє підвищити ефективність електропостачання через автоматизацію процесів виробництва, передачі та споживання енергії. Це сприяє зниженню втрат і підвищенню стабільності системи. Також, інтелектуальні мережі зроблять енергетичну систему більш стійкою та здатною швидко реагувати на сучасні виклики, пов'язані з енергетикою. Завдяки цьому можна покращити загальну надійність енергосистеми.

Використання сонячних, вітрових та інших відновлюваних джерел енергії потребує вирішення технічних завдань для забезпечення стабільності та ефективності енергетичної мережі.

Дослідження вказує на необхідність розробки і впровадження інноваційних рішень для створення сучасної та стійкої інфраструктури енергозабезпечення. Аналіз показав, що інвестиції в інтелектуальні мережі вже принесли значні економічні вигоди та позитивно позначилися на надійності мережі, що свідчить про важливість розвитку цього напрямку .

З метою ефективного керування енергозабезпеченням, важливо розробити стратегію використання інтелектуальних мереж, а також моделі систем автономного енергозабезпечення з використанням smart технологій . Пошук оптимальних шляхів інтеграції інтелектуальних мереж для

забезпечення сталості та ефективності електропостачання міста є актуальним завданням, яке потребує подальших досліджень та розробок .

Щодо впровадження інтелектуальних мереж у системи електропостачання, це є важливим кроком у напрямку створення стійкої, безпечної та ефективної енергетичної інфраструктури, що вимагає комплексного підходу та постійного вдосконалення.

## 2. МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ РОЗРАХУНКУ МОДЕРНІЗАЦІЇ МЕРЕЖІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

### 2.1. Методи розрахунку комбінованого навантаження в електропостачанні

Сучасний фокус у сфері електропостачання регіону, що стрімко розвивається, зосереджений на розрахунку комбінованого навантаження. Це вимагає максимального використання регіональних енергетичних ресурсів, включаючи альтернативні та відновлювані джерела енергії. На сьогодні, існує різна низка методів розрахунку комбінованої мережі. Основними є такі як 1) статистичні моделі (ARIMA та SARIMA) [89], 2) машинне навчання (Random Forest, GBM)[74], 3) нейронні мережі (ANN, LSTM, CNN) [41,44], 4) гібридні моделі (CNN-BiLSTM, ARIMA-ANN)[53,60], та оптимізаційні алгоритми (генетичні алгоритми, [41,43] PSO, Electrostatic Discharge Algorithm) [45-46, 48].

Перший - використовується для аналізу та прогнозування часових рядів. Поєднує авторегресію, інтеграцію (I) для забезпечення стаціонарності та ковзне середнє (MA). Що дозволяє ефективно враховувати довгострокові тренди та короткострокові коливання.

Другий Метод - враховує сезонні компоненти. Додаються сезонна авторегресія, сезонна інтеграція та сезонне ковзне середнє, що дозволяє моделям ефективно працювати з даними, які мають регулярні сезонні коливання.

Третій метод - використовує велику кількість дерев рішень для підвищення точності прогнозів. Кожне дерево створюється з випадкової підмножини даних та ознак, що знижує ймовірність перенавчання.

Четвертий метод використовує послідовне навчання моделей, де кожна наступна модель коригує помилки попередньої за допомогою градієнтного спуску. Цей підхід поступово покращує точність моделі, що робить його потужним інструментом для задач класифікації та регресії. Додатково, метод

включає використання шарів нейронів, які обробляють вхідні дані за допомогою активаційних функцій, що дозволяє виявляти складні нелінійні залежності. Відповідно до даних методів, стає очевидною необхідність планування оптимальних режимів потреби електроенергії та енергобалансу в інтелектуальних мережах з можливістю двонапрявленого потоку енергії.

Мета розділу полягає у створенні математичної моделі оптимального енергобалансу та електропотреби, залучаючи як генеруючі джерела, так і альтернативні джерела енергії, такі як вітроенергетичні та сонячні електростанції.

Завдання дослідження є створення математичної моделі системи енергозабезпечення для оцінки ефективності та прогнозування балансу енергоспоживання;

Представлена нова наукова концепція інтелектуальної мережі з активними (генеруючими) споживачами та двонапрявленим потоком енергії від альтернативних джерел, включаючи сонячні ресурси, що включає функцію її акумуляції. Це сприяє значному покращенню енергобалансу та підвищенню енергоефективності використання вітрових та сонячних ресурсів.

Представлена система вибору пріоритетності правил використання джерел генерації, яка забезпечує мінімізацію матеріально-фінансових витрат споживача електроенергії.

### **2.1.1. Локальні схеми, їх структура та характеристики**

Конструктивне виконання комбінованої Smart Grid мережі електропостачання базується на розробці математичної моделі, яка відображає різні аспекти роботи системи. Основні компоненти такої моделі включають моделювання генерації енергії, зосереджуючись на основних складових [40]. А саме: традиційні джерела енергії ( $G$ ), баланс потужності та мережеві обмеження.

Основними ознаками традиційного джерела енергії є дотримання умови:

$$G_{Gi}(t) = P_{Gi}^{\max} \cdot U_{Gi}(t). \quad 2.1$$

де,  $P_{Gi}(t)$  — потужність генератора  $i$  в момент часу  $t$ ,  $P_{Gi}^{max}$  — максимальна потужність генератора,  $u_{Gi}(t)$  — функція включення генератора (1 або 0).

Стосовно відновлюваних джерел енергії, слід дотримуватися наступного:

$$P_{Ri}(t) = P_{Ri}^{max} \cdot F_{Ri}(t). \quad 2.2$$

де,  $P_{Ri}(t)$  — потужність відновлюваного джерела  $i$  в момент часу  $t$ ,  $P_{Ri}^{max}$  — максимальна потужність джерела,  $F_{Ri}(t)$  — функція виробітку енергії, яка залежить від умов (сонячна інсоляція, швидкість вітру тощо).

Споживання енергії [43]:

$$P_{Li}(t) = P_{Li}^{base} + \sum_{j=1}^n P_{Li}^{var}(j,t). \quad 2.3$$

де,  $P_{Li}(t)$  — потужність споживання  $i$ -го споживача в момент часу  $t$ ,  $P_{Li}^{base}$  — базове споживання,  $P_{Li}^{var}(j,t)$  — змінне споживання, яке залежить від різних факторів  $j$ .

Баланс потужності [43]:

$$\sum_{i=1}^G P_{G_i}(t) + \sum_{i=1}^R P_{R_i}(t) = \sum_{i=1}^L P_{L_i}(t) + P_{loss}(t). \quad 2.4$$

де,  $P_{loss}(t)$  — втрати потужності в мережі в момент часу  $t$ .

Оптимізація роботи мережі заради мінімізації функції витрат [44]:

$$\min(C_{total} = \sum_{i=1}^G C_{G_i}(P_{G_i}(t)) + \sum_{i=1}^R C_{R_i}(P_{R_i}(t)) + C_{loss}(P_{loss}(t))). \quad 2.5$$

Обмеження генерації та споживання [44]:

Генерація:

$$\begin{aligned} 0 \leq P_{G_i}(t) \leq P_{G_i}^{max}; \\ 0 \leq P_{R_i}(t) \leq P_{R_i}^{max}; \end{aligned} \quad 2.6$$

Споживання:

$$0 \leq P_{L_i}(t) \leq P_{L_i}^{max}; \quad 2.7$$

Мережеві обмеження [42]:

$$P_{flow_{i,j}}(t) \leq P_{flow_{i,j}}^{max} \quad 2.8$$

де,  $P_{flow_{i,j}}(t)$  — потужність потоку енергії між вузлами  $i$  та  $j$  в момент часу  $t$ ,  $P_{flow_{i,j}}^{max}$  — максимальна допустима потужність потоку між цими вузлами.

За для проведення оцінки комбінованої мережі електропостачання, використовують низку методів, основними з яких є:

- Прогнозування попиту на електроенергію. Оснований на історичних даних споживання, демографічних показників, економічного зростання та інших факторів, які впливають на споживання електроенергії.

Модель лінійної регресії:

$$Y = a + bX + e; \quad (2.9)$$

де,  $Y$  - прогнозоване споживання електроенергії,  $X$  - часові ряди даних,  $a$  та  $b$  - параметри моделі,  $e$  - помилка моделі.

- Авторегресійна модель (ARIMA):

$$Y_t = c + \phi_1 Y_{t-1} + \dots + \phi_p Y_{t-p} + \epsilon_t - \theta_1 \epsilon_{t-1} - \dots - \theta_q \epsilon_{t-q}; \quad (2.10)$$

де,  $Y_t$  - прогнозоване споживання електроенергії у момент часу  $t$ ,  $\phi$  - коефіцієнти авторегресії,  $\theta$  - коефіцієнти ковзного середнього.

- Розрахунку балансу розподілу, для визначення балансу між виробництвом і споживанням електроенергії:

$$V = S + L; \quad (2.11)$$

де,  $S$  – споживання;  $L$  – втрати в мережах передачі та розподілу.

- Розрахунку ефективності електропостачання, включаючи вимірювання втрат енергії, рівня напруги та інших показників продуктивності.

$$\eta = \frac{E_G + E_V + E_W}{E_G + E_F}; \quad (2.12)$$

де,  $\eta$  - коефіцієнт корисної дії системи електропостачання;

$E_G$  - енергія, що генерується традиційними електростанціями;

$E_V$  - енергія, що генерується відновлюваними джерелами енергії (ВДЕ);



$E_W$  - енергія, що генерується акумуляторними батареями;

$E_F$  - енергія, яка використовується для виробництва електроенергії традиційними електростанціями.

- Розрахунку надійності електропостачання, потрібний для визначення надійності роботи системи, а також розрахунок частки потужності яку можуть компенсувати відновлювальні джерела у випадку аварії:

$$NP = \frac{1 - UDI}{1 - LOLE}; \quad (2.13)$$

де,  $NP$  - показник надійності;

$UDI$  - індекс ураження електропостачання;

$LOLE$  - середній час перерви в постачанні електроенергії (англ. Loss of Load Expectation).

## **2.2. Модернізація мережі електропостачання 35 кВ з використанням технологій інтелектуальних мереж.**

Варіант існуючої ділянки мережі електропостачання наведено на рис. 2.1. Модель знаходиться у межах Куп'янського району, що розташований у Харківській області і функціонує як з'єднувальна ланка між містами Куп'янськ та Великий Бурлук.

Структура мережі складається з розподільчих ліній та підстанцій, які забезпечують електропостачання населеним пунктам та промисловим об'єктам у районі. Головними елементами мережі є трансформаторні підстанції, лінії передачі, розподільчі підстанції та лінії розподілу.

Кліматичний регіон, досліджуваної території, відповідає другому району, характеризується наявністю ожеледі та сильних вітрів [12]. Глибина промерзання ґрунту на цій території становить від 0,6 до 0,8 метра. Для вказаної ділянки мережі напругою 35 кВ, живлення забезпечується від енергосистеми за допомогою підстанцій "Великий Бурлук" номінальними параметрами 110/35/10 кВ (ДЖ1) та (ДЖ2) "Куп'янськ".

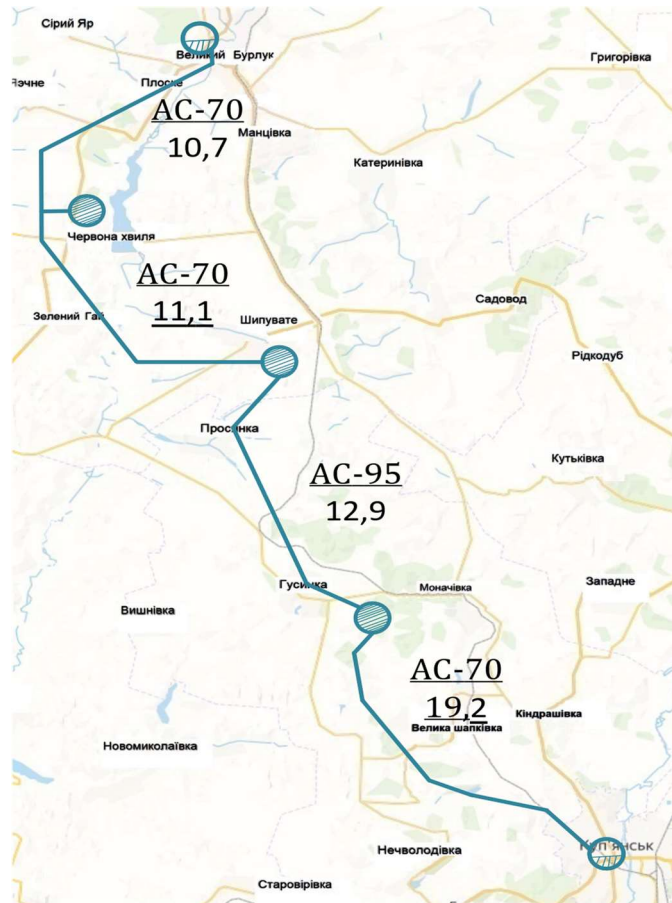


Рисунок 2.1 - ділянка мережі електропостачання Куп'янськ та Великий Бурлук

Прогнози щодо електричних навантажень на підстанціях для режиму пікових навантажень отримані на основі даних енергосистеми і представлені у табличному вигляді (табл. 2.1). та дані щодо встановлених трансформаторів. Коефіцієнт використання максимальних навантажень на підстанціях, що враховує як активну ( $K_{rm}^A$ ) так і реактивну ( $K_{rm}^R$ ) потужність, складає 0,95. Мінімальні значення навантажень становлять 50% від максимальних. Параметри підстанцій «Великий Бурлук» та «Куп'янськ місто» наведені в таб. 2.2.

Таблиця 2.1 – Прогноз електричних навантажень та дані щодо обладнання.

Назва підстанції		№	Навантаження
------------------	--	---	--------------

	типи трансформаторів	підстанції	Q, Мвар	P, МВт	Повне S, МВА
«Червона Хвиля»	1×4000/35	ПС 3	1.9	4.8	5.2
«Шиповате»	2×2500/35	ПС 2	1.4	3.1	3.9
«Гусинка»	2×2500/35	ПС 1	1.8	3.4	3.4

Таблиця 2.2 - Параметри підстанцій «Великий Бурлук» та «Куп'янськ-місто».

Параметр	Найменування підстанції	
	«Великий Бурлук»	«Куп'янськ-місто»
Потужність силових трансформаторів	10 МВА	25 МВА
Напруга на шинах 35 кВ при максимальних навантаженнях	36.8 кВ	36.8 кВ
Напруга на шинах 35 кВ при мінімальних навантаженнях	Понад 34.9 кВ	Понад 34.9 кВ
Потужність при К.З на шинах 35 кВ	Понад 889 МВА	Понад 789 МВА
Середній коефіцієнт потужності по району	cosφ = 0,88	



Рисунок 2.2 – Схематичне зображення ділянки мережі електропостачання Куп'янськ та Великий Бурлук

Обсяг споживання активної потужності визначається для періоду пікових навантажень, опираючись на значення найбільших навантажень підстанцій ( $P_{Ni}$ ), значень втрат потужності в лініях ( $\Delta P_L$ ) і втрат потужності в понижувальних трансформаторах, ( $\Delta P_T$ ) всієї мережі.

Для початку, значення втрат є прийнятим 6% для пікових навантажень підстанції а коефіцієнт одночасності пікових активних навантажень ( $K_P$ ) становить 0,9. З цього отримуємо визначення активної потужності:

$$\sum P_M = K_P \cdot \sum SP_{Ni} + 0.06 \cdot \sum P_{Ni} \quad (2.14)$$

Баланс реактивної потужності в мережі визначається рівності реактивної потужності, що виробляється і використовується в системі.

$$\sum Q_{mj} + \sum Q_{cui} + \sum Q_m = \sum Q_{ti} + \sum Q_{Lj} + K_{R_m} \cdot \sum Q_{ni}; \quad (2.15)$$

де,  $\sum Q_{mj}$  – реактивна потужність, яка генерується лініями.

$\sum Q_{cui}$  – сумарна потужність пристроїв для компенсації реактивної потужності.

$\sum Q_m$  – сумарна реактивна потужності, від ДЖ1 до ДЖ2

« $\sum \Delta Q_{Lj}$ » та « $\sum \Delta Q_{ti}$ » – втрати реактивної потужності у лініях та трансформаторах мережі відповідно.

$K_{R_m}$  – коефіцієнт, який показує, наскільки схожі максимальні реактивні навантаження, і він дорівнює 0.95.

$\sum Q_{ni}$  – сумарне значення реактивного навантаження на підстанціях на низькій стороні.

Значення реактивної потужності визначається з виразу :

$$\sum Q_m = \operatorname{tg} \varphi \cdot \sum P_m; \quad (2.16)$$

$$\sum Q_m = 6.1 \text{ Мвар}.$$

В розмірі 10% прийнято втрати реактивної потужності:

$$\sum Q_{Ti} = 0.1 \cdot \sum S_{ni} = 0.1 \cdot \sqrt{(\sum Q_{pi})^2 + (\sum P_{pi})^2}; \quad (2.17)$$

$$\sum Q_{ni} = 5.1 \text{ Мвар};$$

$$\sum \Delta Q_{Ti} = 1.24 \text{ Мвар};$$

Потужність додаткових пристроїв компенсації для збалансування реактивної потужності при відомому  $\sum Q_g = 6.05$  визначається :

$$\sum Q_{cu\ i} = 0.95 \cdot \sum Q_{ni} + \sum \Delta Q_{Ti} - \sum Q_g; \quad (2.18)$$

$$\sum Q_{cu\ (i)} = -0.2 \text{ MVar};$$

Негативне значення « $\sum Q_{cu(i)}$ » свідчить про наявність достатньої кількості реактивної потужності. З цього слідує, що потреб у встановленні компенсуючих пристроїв немає.

### 2.3. Оцінка поточного стану мережі та обґрунтування потреби в її модернізації з урахуванням концепції Smart Grid

#### 2.3.1. Оцінка придатності наявних трансформаторів для використання

Оцінка можливості використання існуючих трансформаторів здійснюється з урахуванням прогнозованих навантажень. За стандартами, на підстанціях встановлюються два трансформатори для забезпечення резервування. На ранній стадії можлива робота з одним трансформатором з подальшим розширенням навантаження.

Підстанції ПС1 та ПС2 мають по два трансформатори. Перевірка передбачає, що в разі відмови або ремонту одного трансформатора, інший забезпечує живлення всіх споживачів з перевантаженням не більше 40%. Визначення потрібної потужності трансформаторів виконується за наступним критерієм [55]:

$$S_{nom} \geq \frac{S_{load}}{1.4}; \quad (2.19)$$

де,  $S_{load}$  – загальне навантаження підстанції (МВА), а  $S_{nom}$  – номінальне значення потужності трансформатора (МВА).

Для навантаження ПС1, значення  $S_{load} = 3,9$  МВА, тоді як встановлена потужність трансформаторів є 2,5 МВА з цього слідує :

$$S_{nom} = 2.79 \text{ МВА.}$$

Розрахунки вказують на несумісність існуючих трансформаторів 2,5 МВА з майбутніми навантаженнями. Необхідно замінити їх на трансформатори потужністю 4,0 МВА. При цьому коефіцієнт завантаження буде становити :

$$K_{load}^{nom} = \frac{3.9}{(2 \cdot 4)} = 0.49$$

В після аварійному режимі :

$$K_{load}^{fault} = \frac{3.9}{4} = 0.98$$

Отриманий коефіцієнт відповідає умові  $0.98 < 1.4$ . При умові використання підстанції з одним трансформатором (ПС3) потужність знаходиться за :

$$S_{nom} \geq S_{load} \quad (2.20)$$

За умовою навантаження «ПС3» є 5.2 МВА (див. таб. 2.1), тому обираються трансформатори потужністю 6.3 МВА.

Результати розрахунку для підстанцій приведено в табл. 2.4.

Таблиця 2.3 – Вибір трансформаторів

Значення	№(ПС) Підстанцій		
	1	2	3
$S_{load}$ , повна потужність кожної (ПС), МВА	3.4	3.9	5.2
$S_{nom}$ – номінальна потужність, МВА	2 × 2.5	2 × 2.5	1 × 4

Продовження таблиці 2.3

Необхідна потужність трансформаторів	2 × 2.5	2 × 4	1 × 6.3
$K_{load}^n$ – при роботі в нормальному режимі,	0.68	0.49	0.83
$K_{load}^{fault}$ – при роботі в після аварійному режимі	1.36	0.98	–

### 2.3.2. Аналіз використання існуючих ліній електропередачі

Для оцінки можливості використання існуючої мережі при збільшених навантаженнях проводимо її розрахунок при таких навантаженнях, ігноруючи втрати в трансформаторах на даному етапі. Потоки потужності на ділянках визначаються за довжиною ділянок, а не за опорами ліній.

Для ділянки мережі (ДЖ1 – ПС3) потужність визначається ( $S_A$ ):

$$S_A = \frac{S_{1-B} \cdot l_{1-B} + S_2 \cdot l_{2-B} + S_3 \cdot l_{3-B}}{l_{A-B}}; \quad (2.21)$$

$$S_A = \frac{(3.4 + j1.8) \cdot 19.3 + (3.1 + j1.4) \cdot 32.1 + (4.8 + j1.9) \cdot 43}{53.9} = 6.89 + j2.99 \text{ МВА.}$$

Для ділянки мережі (ДЖ2 – ПС1) потужність визначається за наступним виразом:

$$S_B = \frac{S_3 \cdot l_{3-A} + S_2 \cdot l_{2-A} + S_1 \cdot l_{1-A}}{l_{A-B}}; \quad (2.22)$$

$$S_B = \frac{(4.8 + j1.9) \cdot 10.9 + (3.1 + j1.4) \cdot 21.8 + (3.4 + j1.8) \cdot 34.6}{53.9} = 4.41 + j2.11 \text{ МВА}$$

Перевірку вірності розрахунків виконується згідно наступних умов :

$$S_A + S_B = S_1 + S_2 + S_3; \quad (2.23)$$

$$S_A + S_B = (4.41 + j2.11) + (6.89 + j2.99) = 11.3 + j5.1 \text{ МВА};$$

$$S_1 + S_2 + S_3 = (4.8 + j1.9) + (3.1 + j1.4) + (3.4 + j1.8) = 11.3 + j5.1 \text{ МВА}$$

Умови дотримуються, про що свідчить правильність виконання розрахунків.

Потужність для головної ділянки (3–2) та для ділянки (2–1) визначається за законом Кірхгофа:

$$S_{3-2} = S_A - S_3; \quad (2.24)$$

$$S_{3-2} = (6.89 + j2.99) - (4.8 + j1.9) = 2.09 + j1.09 \text{ МВА.}$$

$$S_{2-1} = S_B - S_1; \quad (2.25)$$

$$S_{2-1} = (4.41 + j2.11) - (3.4 + j1.8) = 1.01 + j0.31 \text{ МВА.}$$

Опираючись на отриманні данні, виходить що ПС2, яка одержую живлення з кожної сторони, є точкою розподілу потоку потужності (рис. 2.3).

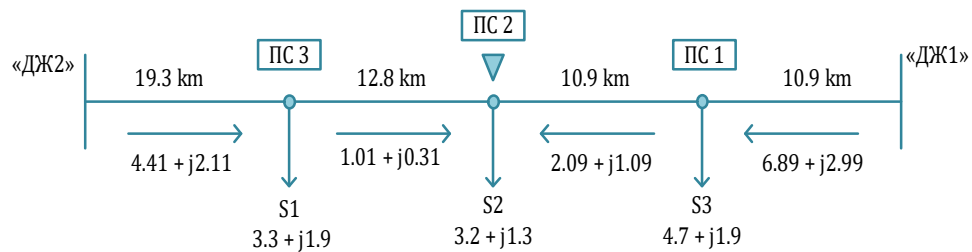


Рисунок 2.3 – Схема розподілу потоку потужності в нормальному режимі роботи.

Найбільш критичними після-аварійними режимами для цієї мережі є момент виходу з ладу на одній з основних ділянок мережі «ДЖ2 – ПС1» (рис 2.4) або «ДЖ1 – ПС3» (рис 2.5). У разі від'єднання ділянок розподіл потоків матиме виглядає:

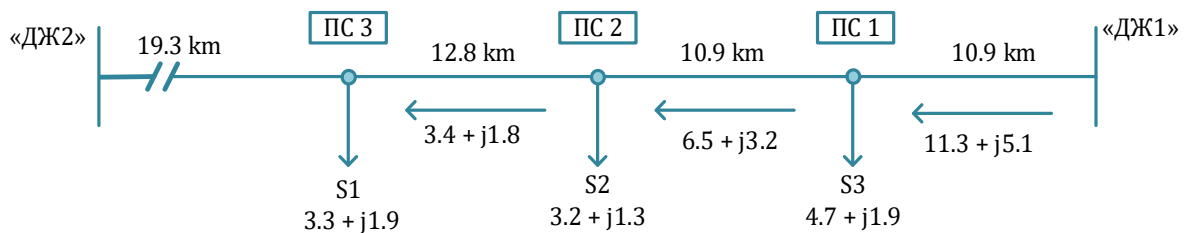


Рисунок 2.4 – Схема розподілу потоку потужності в після-аварійному режимі роботи при від'єднанні мережі («ПС1» – «ДЖ2»).



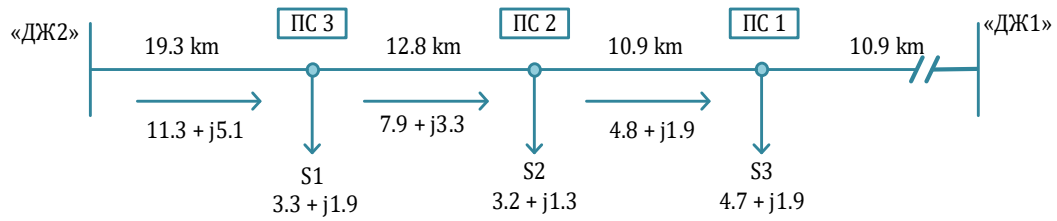


Рисунок 2.5 – Схема розподілу потоку потужності в після-аварійному режимі роботи при від'єднанні лінії («ДЖ1» – «ПС3»).

Знаходження значення струму на ділянках, є дуже важливим кроком при оцінці перерізу проводів.

Значення струму для всіх режимів роботи, визначається за формулою:

$$I_i = \frac{S_i}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (2.26)$$

Розрахунок струму для ділянки «ДЖ–ПС3» здійснюється за наступним:

$$I_{ДЖ-ПС3} = \frac{\sqrt{(P_{ДЖ1-ПС3}^2 + Q_{ДЖ1-ПС3}^2)}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot 10^3; \quad (2.27)$$

$$I_{ДЖ-ПС3} = \frac{\sqrt{(6,89^2 + 2,99^2)}}{\sqrt{3} \cdot 35} \cdot 10^3 = 124 \text{ A};$$

Таким же чином, розраховується значення струму всіх ділянок мережі, під час нормального режиму роботи та для після-аварійних режимів.

Переріз проводів визначається за використанням значень струму в нормальному режимі та економічного інтервали [50 (в табл. 7.8)]. Кількість втрат напруги в лініях електропередачі розраховуються за формулою:

$$U_i = \frac{P_{li} \cdot R_{li} + Q_{li} \cdot X_{li}}{U_{ном}^2} \cdot 100; \quad (2.28)$$

де,  $P_{li}$  та  $Q_{li}$  – значення активної та реактивної потужності, (МВт) та (Мвар);

$R_{li}$  та  $X_{li}$  – значення активного та індуктивного опору в мережі, (Ом).

$$R_{li} = r_0 \cdot l; \quad (2.29)$$

$$X_{li} = x_0 \cdot l; \quad (2.30)$$

Де,  $r_0, x_0$  – значення питомого активного та індуктивного опору мережі, (Ом·км).

Знайдені втрати напруги для «А – 3», в нормальному режимі, становлять:

$$U_{A-3} = \frac{6.89 \cdot 0.42 \cdot 10.9 + 2.99 \cdot 0.43 \cdot 10.9}{1225} \cdot 100 = 3.72\%;$$

Розрахункові результати для всіх ділянок знаходяться відповідно (табл. 2.4. – 2.7):

Таблиця 2.4 – Перетин проводів існуючої мережі при прогнозованих навантаженнях в нормальному режимі .

Параметр		Один. вим.		ПС1-ДЖ2	ПС2-ПС1	ПС3-ПС2	ДЖ1-ПС3
	Протяжність лінії	$L$	км	19.3	12.8	10.9	10.9
Потужність	Активна	$P_l^{nom}$	МВт	4.41	1.01	2.09	6.89
	Реактивної	$Q_l^{nom}$	Мвар	2.11	0.31	1.09	2.99
	Сумарна	$S_l^{nom}$	МВА	4.89	1.06	2.36	7.51
Характеристика ліній	Струм	$I_l^{nom}$	А	80.8	17.5	39.0	124
	Переріз проводів	$n$		1	1	1	1
		$F$	мм <sup>2</sup>	70	95	70	70
	Допустиме значення струму	$I_{perm.}$	А	265	330	265	265
Питомий опір	Активного типу	$r_0$	Ом/км	0.428	0.306	0.428	0.428
	Реактивного типу	$x_0$	Ом/км	0.432	0.421	0.432	0.432
Опір в лінії	Активний	$R_l$	Ом	8.26	3.92	4.67	4.67
	Реактивний	$X_l$	Ом	8.34	5.39	4.7	4.7
	Втрати напруги	$\Delta U_{nom}$	%	4.41	0.46	1.21	3.77

Таблиця 2.5 – Зміни активної, реактивної та повної потужності при прогнозованих навантаженнях в 1-му варіанті, після-аварійного режиму роботи.

Параметр		Один. вим.		ПС1-ДЖ2	ПС2-ПС1	ПС3-ПС2	ДЖ1-ПС3
Потужність	Активна	$P_l^{fault1}$	МВт	11.3	7.9	4.8	0
	Реактивна	$Q_l^{fault1}$	Мвар	5.1	3.3	1.90	0
	Сумарна	$S_l^{fault1}$	МВА	12.4	8.56	5.16	0
	Струм	$I_l^{fault1}$	А	204.8	141.4	85.2	-

Таблиця 2.6 – Зміни активної, реактивної та повної потужності при прогнозованих навантаженнях в 2-му варіанті, після-аварійного режиму роботи.

Параметр		Один. вим.		ПС1-ДЖ2	ПС2-ПС1	ПС3-ПС2	ДЖ1-ПС3
Потужніс	Активна	$P_l^{fault2}$	МВт	0	3.4	6.5	11.3
	Реактивна	$Q_l^{fault2}$	Мвар	0	1.8	3.2	5.1
	Сумарна	$S_l^{fault2}$	МВА	0	3.85	7.24	12.4
	Струм	$I_l^{fault2}$	А	-	63.6	119.6	204.8

Таблиця 2.7 – Втрати напруги в лініях існуючої мережі при прогнозованих навантаженнях.

Параметр		Один. вим.		ПС1-ДЖ2	ПС2-ПС1	ПС3-ПС2	ДЖ1-ПС3
Втрати після аварії	у 1-му режимі	$\Delta U_{(A1)}$	%	11.09	3.98	2.56	0
	у 2-му режимі	$\Delta U_{(A2)}$	%	0.00	1.88	3.71	6.26
Максим альні втрати напруги	Нормальний режим	$\Delta U_{nom}^{nb}$	%	4.98			
	Режим після аварії.	$\Delta U_{faul}^{nb}$	%	17.63			

Результати розрахунків, свідчать, що струми на ділянках не перевищують допустимих значень для існуючих проводів. А саме, 265 А для проводів типу «АС-70» і 330 А для типу «АС-95». Однак, втрати напруги в мережі до найбільш віддаленої точки у після-аварійному режимі становлять

17.63%. При напрузі на джерелах живлення 36.9 кВ, втрати дорівнюють 6.49 кВ. Рівень напруги на віддаленій підстанції при таких втратах становитиме 30.21 кВ. Навіть при тому фактові, що трансформатори 35 кВ мають межі регулювання напруги в межах  $\pm 6 \cdot 1,5\%$  від номінальної напруги, тобто значення напруги буде різнитися від 31.85 до 38.16 кВ. [55 (табл. 6.8)] Це означає, що трансформаторами не можуть компенсувати втрати напруги, і мережа не зможе забезпечити необхідний рівень напруги у після-аварійному режимі.

Заради зниження втрат напруги в мережах потрібно розширити поперечний переріз проводів на відрізках між ("ПС1" та "ДЖ2"), а також між ("ПС2" та "ПС1") до 120 мм<sup>2</sup>. Розрахунки після цієї заміни наведені в (табл. 2.8 – 2.11).

Таблиця 2.8 – Перетин проводів після заміни, існуючої мережі при прогнозованих навантаженнях в нормальному режимі .

Параметр		Один. вим.		ПС1-ДЖ2	ПС2-ПС1	ПС3-ПС2	ДЖ1-ПС3
Потужність	Протяжність лінії	$L$	км	19.3	12.8	10.9	10.9
	Активна	$P_l^{nom}$	МВт	4.41	1.01	2.09	6.89
	Реактивної	$Q_l^{nom}$	Мвар	2.11	0.31	1.09	2.99
Характеристика ліній	Сумарна	$S_l^{nom}$	МВА	4.89	1.06	2.36	7.51
	Струм	$I_l^{nom}$	А	80.8	17.5	39	124
		Переріз проводів	$n$		1	1	1
	$F$		мм <sup>2</sup>	120	120	95	95
Питомий опір	Допустиме значення струму	$I_{perm.}$	А	375	375	330	330
	Активного типу	$r_0$	Ом/км	0.249	0.249	0.306	0.306
	Реактивного типу	$x_0$	Ом/км	0.414	0.414	0.421	0.421
Опір в лінії	Активний	$R_l$	Ом	5,9	3.9	3.33	3.33
	Реактивний	$X_l$	Ом	8.12	5.3	4.58	4.58
	Втрати напруги	$\Delta U_{nom}$	%	3,10	0.46	0.977	2.99

Таблиця 2.9 – Зміни активної, реактивної та повної потужності при прогнозованих навантаженнях в 1-му варіанті, після-аварійного режиму роботи.

Параметр		Один. вим.		ПС1-ДЖ2	ПС2-ПС1	ПС3-ПС2	ДЖ1-ПС3
Потужність	Активна	$P_l^{fault1}$	МВт	11.3	7.9	4.8	-
	Реактивна	$Q_l^{fault1}$	Мвар	5.1	3.3	1.90	-
	Сумарна	$S_l^{fault1}$	МВА	12.4	8.56	5.16	-
Струм		$I_l^{fault1}$	А	204.8	173.18	104.4	-

Таблиця 2.10 – Зміни активної, реактивної та повної потужності при прогнозованих навантаженнях в 2-му варіанті, після-аварійного режиму роботи.

Параметр		Один. вим.		ПС1-ДЖ2	ПС2-ПС1	ПС3-ПС2	ДЖ1-ПС3
Потужніс	Активна	$P_l^{fault2}$	МВт	-	3.4	6.5	11.3
	Реактивна	$Q_l^{fault2}$	Мвар	-	1.8	3.2	5.1
	Сумарна	$S_l^{fault2}$	МВА	-	3.85	7.24	12.4
Струм		$I_l^{fault2}$	А	-	63.6	119.6	204.8

Таблиця 2.11 – Втрати напруги в лініях існуючої мережі при прогнозованих навантаженнях.

Параметр		Один. вим.		ПС1-ДЖ2	ПС2-ПС1	ПС3-ПС2	ДЖ1-ПС3
Втрати після аварії	у 1-му режимі	$\Delta U_{(A1)}$	%	7.75	2.14	2.02	-
	у 2-му режимі	$\Delta U_{(A2)}$	%	-	1.87	2.96	4.98
Максим альні втрати напруги	Нормальний режим	$\Delta U_{nom}^{nb}$	%	3.97			
	Режим після аварії.	$\Delta U_{faul}^{nb}$	%	11.9			

Найбільша втрата напруги в нормальному режимі становитиме 3.97%, а в режимі після аварійному, втрати напруги складатимуть 11.9% до найбільш віддаленої точки. При значенні напруги 36,8 кВ на джерелах живлення це дорівнює 6.18 кВ ( $36.8 \cdot 0.119$ ). Таким чином, рівень напруги складе 32,42 кВ

на віддаленій підстанції (36.8 – 6.18), що відповідає трансформаторному регулюванню.

Необхідно також виконати збільшення потужності трансформаторів на підстанціях «ПС3» та «ПС1». На підстанції «ПС3» можливі два варіанти збільшення потужності:

1. Виконати заміну одного трансформатору потужністю 4 МВА на більш потужніший трансформатор, потужністю 6.3 МВА.

2. Встановити ще один, додатковий трансформатор, потужністю 4 МВА.

Для підстанції «ПС1» це здійснюється шляхом заміни наявних трансформаторів потужністю – 2.5 МВА на інші, більш потужніші трансформатори – 4 МВА.

У другому випадку, в аварійному режимі, при виході з ладу трансформатора виникатимуть збитки через перерву в електропостачанні. У першому випадку, збитки будуть зменшені до самого мінімуму, так як, один із трансформаторів забезпечить живлення всього навантаження споживачів залишаючись в роботі.

В даному випадку перевантаження становитиме 30% :

$$K_{fault} = \frac{5.2}{4} = 1.3;$$

Що відповідає твердженню,  $(1.3 < 1.4)$  та є меншим припустимого значення в 40%. Другий варіант є значно дешевшим, тоді як перший, з огляду на капітальні витрати, є значно дорожчим. Обидва варіанти є технічно можливі, а на основі техніко-економічного порівняння можна зробити найоптимальніший вибір.

### **2.3.3. Визначення найефективнішого варіанту для реконструкції підстанції «ПС3»**

На економічних розрахунках базується вибір щодо оптимальної реконструкції ПС3, які орієнтовані на мінімізацію витрат. Необхідно розрахувати додаткові капітальні вкладення за для оцінки витрат, пов'язаних з

реконструкцією підстанції. Значення цих вкладень визначається за загальними вартісними показниками складових [55].

У другому варіанті (заміна трансформатора на більш потужний), відповідно до [55], капітальні вкладення визначаються як повна вартість нового трансформатора, яка, згідно з [55], становить для трансформатора 35 кВ потужністю 6,3 МВА – 30,5 тис. грн. Від загальної постійної частини витрат на всю підстанцію, збільшення постійної частини витрат враховується як 10%, що складає 7 тис. грн.

Капітальні вкладення щодо першого варіанту, то на їх встановлення складає 51,4 тис. грн [55, табл. 9.18]. Від загальної постійної частини витрат на всю підстанцію оцінюється як 20% від збільшення постійної частини витрат [2, с. 332], що становить в абсолютній величині 14 тис. грн. При цьому, для установки двох трансформаторів, необхідно внести зміни до схеми підстанції на стороні вищої напруги. Початкова схема встановлення другого трансформатора подана на (рис. 2.6). На (рис. 2.7) схема після проведеної модернізації. Ціна на розширення ЗРУ 10 кВ є однаковою у обох варіантах і не враховується при порівнянні.

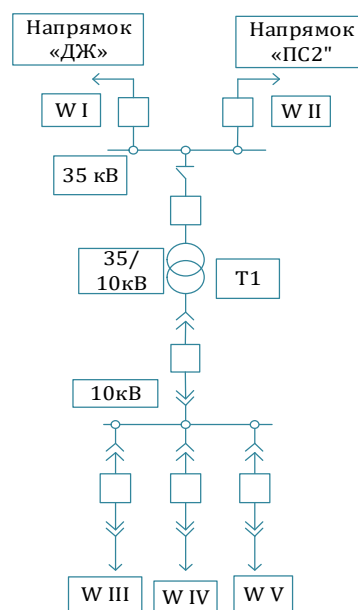


Рисунок 2.6 – Початкова схема «ПС3» до модернізації.

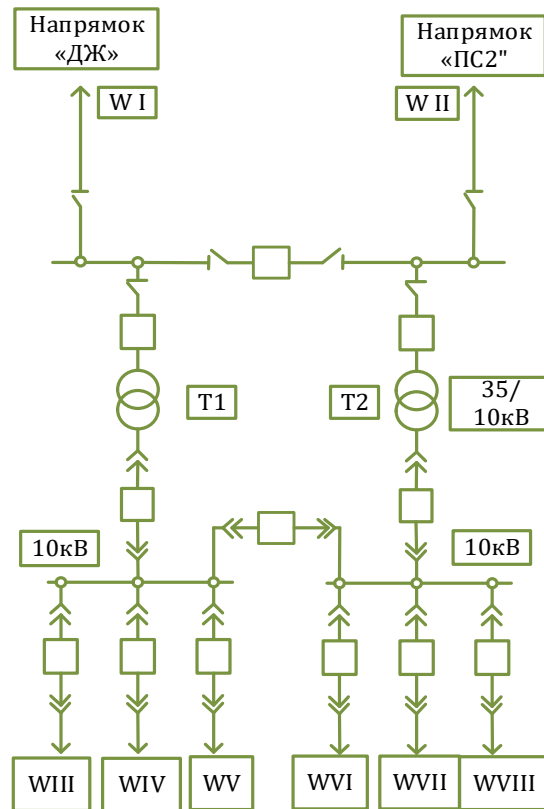


Рисунок 2.7 – схема «ПС3» після модернізації, зі встановленням додаткового трансформатора.

Результати обчислення додаткових капітальних вкладень для реконструкції підстанції наведені в (табл. 2.12.):

Таблиця 2.12 – оцінка додаткових капітальних вкладень.

Замінний елемент	Потужність, МВА	Вартість 1-ї од.	1 варіант		2 варіант	
			кількість	тис. грн.	кількість	тис. грн.
Силовий трансформатор	6.3	31.5	–	–	1	31.5
Силовий трансформатор	4	26.7	2	52.4	–	–
Постійна частина витрат	-	-	-	14	-	7
Витрати по «ПС» в цілому	-	-	-	66.4	-	38.5
Разом по мережі	-	-	-	66.4	-	38.5

Загальні втрати активної енергії в трансформаторі також входять в приведені витрати :



$$\Delta W_{(at)} = \Delta W_{(i.l.)} = \Delta W_{(cop.)} = \Delta P_{(no-load)} \cdot t + \Delta P_{(s.c.)} \cdot K_{load}^2 \cdot \tau; \quad (2.31)$$

де,  $\Delta W_{(i.l.)}$  – (iron losses) кількість енергії яка втрачається в сталі трансформатора;  $\Delta W_{(cop.)}$  – (copper components) втрати енергії у мідних частинах трансформатора;  $\Delta P_{(no-load)}$  – втрати потужності у режимі простою;  $\Delta P_{(s.c.)}$  – (short circuit) кількість втрат потужності під час короткого замикання;  $t$  – кількість годин в році,  $t = 8760$  годин.  $\tau$  – міра часу самих найбільших втрат;  $K_{load}^2$  – коефіцієнт, що вказує на завантаженість трансформатора.

$$K_{load} = \frac{S_f}{S_{nom.}}; \quad (2.32)$$

де,  $S_f$  – фактичне навантаження всього трансформатора;  $S_{nom}$  – номінальна потужність трансформатора.

Кількість годин використання максимуму навантаження впливають на найбільші втрати :

$$\tau = \left( \frac{0.124 + T_{bn}}{10000} \right)^2 \cdot 8760; \quad (2.33)$$

$$\tau = \left( \frac{0.124 + 3800}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2225 \text{ год.};$$

Параметри втрат холостого ходу та кількість втрат при короткому замиканні приймається з [55, табл. 6,8]. Сформована таблиця параметрів трансформаторів (табл. 2.13):

Таблиця 2.13 – Параметри трансформаторів.

Кількість транс.-рів	Потужність, (МВА)	$\Delta P_{(st)}$ (кВт)	$\Delta P_{(winding)}$ ,(кВт)
2	4	33.5	6.7
1	6.3	46.5	9.2

Втрати енергії в одному трансформаторі знаходяться по формулі (2.29):

$$\Delta W_t = \Delta P_{st} \cdot t + \Delta P_{winding} \cdot K_{load}^2 \cdot \tau ; \quad (2.34)$$

$$\Delta W_{t(6,3MBA)} = \left( 46,5 \cdot 10^{-3} \cdot 8760 + 9,2 \cdot 10^{-3} \cdot \left( \frac{6,3}{5,2} \right)^2 \right) \cdot 2225 = 421,3 \text{ MBm} \cdot \text{год.}$$

$$\Delta W_{t(4MBA)} = \left( 2 \cdot 33,5 \cdot 10^{-3} \cdot 8760 + 9,2 \cdot 10^{-3} \cdot \left( \frac{5,2}{5} \right)^2 \right) \cdot 2225 = 593,2 \text{ MBm} \cdot \text{год.}$$

За формулою (2.30) визначається вартість втрат електроенергії:

$$C_{losses} = C_e \cdot \Delta W ; \quad (2.35)$$

де,  $C_e$  – ціна енерговитрат, коп./кВт·год. Станом на 2021 рік, згідно до [55];  $C_e = 2,1$  коп/кВт год;

$$C_{losses(1)} = 2,1 \cdot 10^{-2} \cdot 421,3 = 8,8 \text{ тис.грн.};$$

$$C_{losses(2)} = 2,1 \cdot 10^{-2} \cdot 593,2 = 12,4 \text{ тис.грн.};$$

Приведені втрати:

$$P = Rn \cdot K + V + Zb ; \quad (2.36)$$

де,  $R_n = 0,12$  – ефективність капіталовкладень;  $K$  – одинична кількість вкладень в об'єкт реконструкції;  $V$  – річні втрати видобування;  $Z_b$  – кількість збитків від переривання електропостачання (для мереж без резервного джерела постачання).

Щорічні втрати:

$$V = V_a + V_{op} + V_{loss} ; \quad (2.37)$$

де,  $V_a$  – відрахування для амортизації;  $V_{op}$  – кошти які виділені на ремонт та обслуговування мережі;  $V_{loss}$  – кошти виділені для відшкодування втрат електроенергії.

Витрати приведені для експлуатації «ПС»:

$$V_{op} = 3 \cdot \frac{K_p}{100} ; \quad (2.38)$$

де,  $K_p$  – капітальні інвестиції в реконструювання та будівництво підстанції (тис. грн.).

Стандартний коефіцієнта відрахувань за експлуатацію підстанцій становить 3 % [55].

Амортизаційні відрахування для підстанції на рік:

$$V_a = 6.4 \cdot \frac{K_p}{100}; \quad (2.39)$$

де, 6.4 – стала норма відрахувань для підстанцій [55].

Варіант модернізації мережі, заміною трансформатора на більш потужніший (6.3 МВА), призведе до того що підстанція «ПС2» в разі планових (для обслуговування) чи аварійних відключеннях матиме відчутні збитки від переривань електропостачання. Економічна оцінка можливих збитків:

$$L = L_E + L_S; \quad (2.40)$$

де,  $\sum L_E$  – математично прогнозовані збитки від аварійних перерв електропостачання, (грн/рік);

$\sum L_S$  – математично прогнозовані збитки від планових перерв електропостачання, (грн/рік);

$$L_E = P_{\max} \cdot \alpha \cdot K_E \cdot \varepsilon; \quad (2.41)$$

де,  $P_{\max}$  – максимальне активне навантаження, кВт;

$\alpha$  – коефіцієнт річних збитків від аварійних вимкнень, 6000 (грн/кВт) станом на 2021 рік;  $K_E$  – значення коефіцієнта простою під час аварій;  $T_E$  – час потрібний для відновлення компонентів;  $T_E = 10 \cdot 10^{-3}$  (року/відмов);  $\omega = 0.01$  [2];

$$K_E = T_E \cdot \omega; \quad (2.42)$$

$$L_p = P_{\max} \cdot \beta \cdot K_p \cdot \varepsilon; \quad (2.43)$$

де,  $\beta$  – кількість збитків в рік, від запланованих планових переривань електропостачання,  $\beta = 4500$  грн. / кВт;  $K_p$  – значення коефіцієнта простою за планом,  $K_p = 6 \cdot 10^{-3}$  (року/відмов); Вартість збитків від аварійних відключень трансформатора на рік становлять:

$$L_E = 4.8 \cdot 10^3 \cdot 6 \cdot 10 \cdot 10^{-3} \cdot 0.01 = 288 \text{ тис. грн.};$$

Вартість збитків від планових ремонтів на рік:

$$L_p = 4.8 \cdot 10^3 \cdot 4.5 \cdot 6 \cdot 10^{-3} \cdot 1 = 127 \text{ тис. грн.};$$

Загальні збитки становлять на рік :

$$L_{(1)} = 288 + 127 = 415 \text{ тис. грн.};$$

Розрахункова вартість приведених витрат для двох варіантів наведена в (табл. 2.14):

Таблиця 2.14 – оціночна вартість приведених витрат.

№	Найменування	Познач.	Тип варіанту	
			1-й, (тис. грн.)	2-й, (тис. грн.)
1	Загальна сума інвестицій в мережу	$K_{invests.}$	38.5	66.4
2	Інвестиції в окремі підстанції	$K_{ПС}$	38.5	66.4
3	Витрати на обслуговування підстанцій	$V_E$	1.13	1.96
4	Амортизаційні відрахування для підстанцій	$V_a$	2.4	4.2
5	Витрати на компенсацію втрат електроенергії	$V_{loss}$	8.8	12.4
6	Річні виробничі витрати	$V$	12.3	18.6
7	Фінансові втрати	$L$	415	–
8	Інвестиції, скориговані на рік	$K_n^I$	4.5	7.8
9	Сумарні приведені витрати	$L$	431.8	26.4

Результати порівняння варіантів реконструкції підстанції «Червона Хвиля» (ПС3) показали, що найкращим є перший варіант завдяки нижчим приведеним витратам і відсутності збитків від перерви в електропостачанні. Замість одного трансформатора потужністю 4 МВА на підстанції будуть встановлені два трансформатори потужністю 4 МВА кожен.

Крім того, інтеграція розподілених відновлюваних джерел енергії дозволить зменшити навантаження на центральні підстанції. Створення мікромереж забезпечить стабільне електропостачання в аварійних ситуаціях, а впровадження інтелектуальних комунікаційних систем прискорить реагування на аварії. Це, в свою чергу, сприятиме ефективному використанню платформ для аналізу великих даних з метою удосконалення роботи мережі.

## 2.4.2 Розрахунок відновлювальних джерел та двонаправленість потоку

Участь відновлювальних джерел енергії в електрифікації залежить від численних факторів, серед яких ключові такі: енергетичний потенціал відновлювальних джерел енергії (ВДЕ) та його зміни з часом, потреби об'єкта в потужності та енергії, вимоги до надійності електропостачання, економічні показники системи електропостачання. В залежності від цих та інших факторів визначається склад і структура енергетичного комплексу.

Для розрахунку відновлювальних джерел електроенергії використовуються розрахунки які засновані на параметрах, пов'язаних із потужністю та виробництвом джерел, а також включають всі інші фактори, що впливають на їх ефективність та внесок у електропостачання. Розрахунок енергетичного потенціалу відновлюваного джерела енергії [40].

$$E_{RES} = \int_{t1}^{t2} P_{RES}(t) dt \quad (2.44)$$

$E_{RES}$  – енергетичний потенціал відновлюваного джерела енергії, Дж.

$P_{RES}(t)$  – потужність відновлюваного джерела енергії (кВт) протягом часу від  $t1$  до  $t2$ .

За своїм складом, сучасні енергетичні установки для децентралізованого електропостачання можуть будуватися на основі автономних вітрових та сонячних електростанцій або на основі спільного використання енергетичних установок ВДЕ та водневих генераторів. Варіант з водневою генерацією може реалізовуватися з використанням водневих генераторів (електростанцій) як резервних джерел живлення, так і для спільної роботи з енергетичними установками ВДЕ для загального живлення. [39]

У зв'язку зі змінним характером графіків споживаної електроенергії та потенціалу відновлюваних джерел енергії, система електропостачання повинна включати у себе пристрій для накопичення електроенергії. Загальна структура автономних вітрових та сонячних електростанцій приведена на рисунку 2.8

Де, RES - відновлюване джерело енергії, PPE-перетворювач первинного енергоресурсу, V/P-випрямляч або перетворювач електроенергії, АВ - батарея, АІ - автономний інвертор, L - навантаження, BL - баластне навантаження.

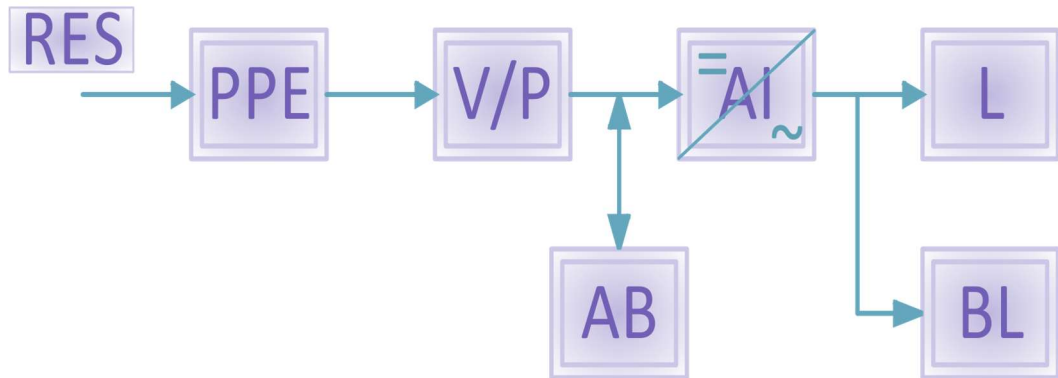


Рис. 2.8 Автономний комплекс відновлювальної енергетики

У даній схемі навантаження через автономний інвертор забезпечується живлення від акумуляторної батареї. Пікова потужність навантаження визначається потужністю акумулятора та інвертора. Середня потужність навантаження протягом певного часового інтервалу визначається позитивним енергетичним балансом акумулятора, коли енергія, отримана від відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), перевищує енергію, витрачену на навантаження (з урахуванням коефіцієнтів корисної дії та раціональних режимів роботи електроенергетичного обладнання, передусім акумуляторних батарей). Баластне навантаження приймає можливі надлишки електроенергії, які не потрібні протягом поточного часового інтервалу навантаження та акумуляторної батареї. Розрахунок енергетичного балансу акумуляторної батареї [40]:

$$E_{battery} = \int_{t_1}^{t_2} P_{accum}(t) - P_{load}(t) dt \quad (2.45)$$

де,  $E_{battery}$  – енергетичний баланс акумуляторної батареї.

$P_{accum}(t)$  – потужність накопичення (заряду) батареї, кВт.

$P_{load}(t)$  – потужність навантаження протягом часу від  $t_1$  до  $t_2$ .

Для забезпечення енергоефективного режиму електрообладнання розглянутого енергетичного комплексу необхідна інтелектуальна система управління його складовими елементами.

У зв'язку зі значними добовими змінами потенціалу вітру та сонячного випромінювання, які, як правило, не відповідають сезонним і добовим змінам графіків споживаної енергії, живлення децентралізованих об'єктів лише від відновлюваних джерел енергії майже неможливе. Сфера їх використання, зазвичай, обмежена окремими споживачами з потужністю до кількох кВт.

Для розрахунку пікової потужності навантаження [40]:

$$P_{peak} = \max(P_{load}(t)) \quad (2.46)$$

$P_{peak}$  – пікова потужність навантаження, кВт.

Середня потужності навантаження протягом часового інтервалу :

$$P_{avg} = \frac{1}{t_2 - t_1} \int_{t_1}^{t_2} P_{load}(t) dt \quad (2.47)$$

Для знаходження баластного навантаження :

$$P_{BL} = \max(0, P_{RES}(t) - P_{accum}(t) - P_{load}(t)) \quad (2.48)$$

де, використовується функцію  $\max(0, x)$  щоб визначити потужність баластного навантаження. Ця функція поверне значення  $x$ , якщо  $x$  більше 0, інакше поверне 0. [40]

При розробці та використанні автономних систем електропостачання (APSE) на основі фотоелектричних перетворювачів, важливо враховувати характер сонячної енергії. Системи цього типу здатні генерувати електроенергію лише протягом денних годин. У зимовий період, коли день коротший, загальний обсяг виробленої енергії буде менший, ніж влітку. Структурна схема APSE, яка використовує фотоелектричні перетворювачі, наведена на рисунку 2.9. Вона включає в себе (P) (фотоелектричні модулі), які перетворюють сонячну енергію в електроенергію для живлення навантаження (L) та (V), Водневий-генератор (H), який працює у періоди недостатньої сонячної інсоляції для задоволення поточних потреб в електроенергії. Також у складі APSE існує автоматично регульоване баластне навантаження (B), яке

може використовувати надлишкову енергію від Р для теплових потреб, таких як опалення та гаряче водопостачання.

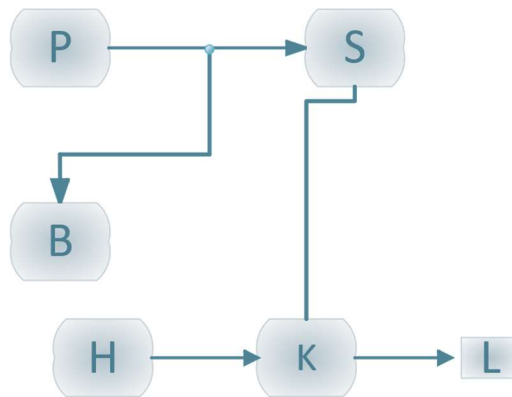


Рис. 2.9 Структурна схема (APSE) досліджуваного автономного джерела електропостачання.

Для визначення потенціалу сонячної енергії використовують дані про інтенсивність сонячної радіації у вибраному регіоні протягом тривалого часу.

Обчислення інтенсивності сонячної радіації [41]:

$$I = I_0 \cdot \cos(\theta) \cdot \exp(-\alpha \cdot m) \quad (2.49)$$

де,  $I$  - інтенсивність сонячної радіації на землі;  $I_0$  – сонячна постійна;  $\theta$  – кут нахилу сонячних панелей;  $\alpha$  - коефіцієнт поглинання сонячного випромінювання атмосферою;  $m$  - масова кількість атмосферного повітря між сонцем і точкою вимірювання.

Для розрахунку вироблення електроенергії сонячними панелями [42]:

$$P = A \cdot \eta \cdot I \quad (2.50)$$

де,  $P$  - потужність сонячних панелей;  $A$  - площа сонячних панелей;  $\eta$  - ККД сонячних панелей;  $I$  - інтенсивність сонячної радіації; На основі даних про потенціал сонячної енергії та характеристики сонячних панелей проводяться розрахунки очікуваної ефективності системи. дозволяють оптимізувати навантаження в мережі, зменшуючи пікові навантаження на 20-25%.

Розрахунку очікуваної виробленої електроенергії :



$$E_g = A \cdot \eta_{(c)} \cdot I \cdot PR \quad (2.51)$$

де,  $E_g$  – вироблення електроенергії сонячними панелями (кВт/рік);  $A$  – площа сонячних панелей ( $m^2$ );  $\eta_{(c)}$  – Коефіцієнт ККД сонячних панелей (від 0 до 1);  $I$  – середньоденна інтенсивність сонячної радіації на місцевості (кВт/ $m^2$ /день);  $PR$  - розподіл сонячної радіації протягом року (відсотки);

Розрахунок максимальної можливої виробленої електроенергії :

$$P_f = A \cdot G \cdot \eta \cdot PR \quad (2.52)$$

$$E_m = A \cdot I_{max} \cdot PR \quad (2.53)$$

де,  $P_f$  - потужність фотоелектричних перетворювачів;  $E_m$  - максимально можлива вироблення електроенергії сонячними панелями (кВт/рік);

$A$  - площа сонячних панелей ( $m^2$ );  $I_{max}$  - максимальна інтенсивність сонячної радіації на місцевості (кВт/ $m^2$ /день);  $PR$  - розподіл сонячної радіації протягом року (%).

Розрахунок ефективності системи :

$$E_f = \frac{E_g}{E_m} \times 100\% \quad (2.54)$$

де,  $E_f$  – ефективність системи сонячної енергії;  $E_g$  – вироблення електроенергії сонячними панелями (кВт/рік);  $E_m$  – максимально можлива вироблення електроенергії сонячними панелями (кВт/рік).[42]

При створенні та використанні автономних систем електропостачання (APSE) з використанням вітрових електростанцій, важливо пам'ятати про перевагу цих станцій у забезпеченні стабільного електропостачання, включаючи зимовий період.

Впровадження такої гібридної електротехнічної системи передбачає значні економічні вигоди та підвищену ефективність.

Структурна схема APSE, яка базується на вітрових електростанціях, представлена на рисунку 2.10. У цій системі включені вітрові генератори (W), які перетворюють енергію вітру в електроенергію для живлення навантаження (L) (навантаження) та водневий генератор (H), який працює у періоди низького

вітру для забезпечення поточних потреб в електроенергії. Також в складі цієї APSE існує автоматично регульоване баластне навантаження (В), яке може використовувати надлишкову енергію від вітру для інших потреб. Комбінований підхід до електропостачання суттєво підвищить ефективність систем, що проявляється у зниженні втрат енергії на 10%.

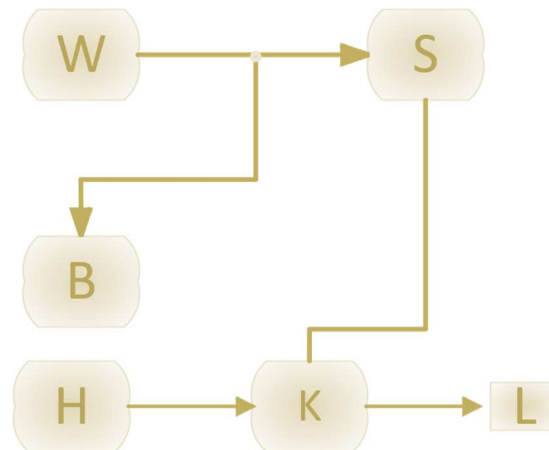


Рис. 2.10 Структурна схема (APSE), досліджуваного автономного джерела електропостачання, при використанні вітрової електроенергії.

Визначення потужності вітру:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot C_p \cdot V^3 \quad (2.55)$$

де,  $P$  - потужність вітрового генератора;  $\rho$  - густина повітря;  $A$  - площа перетину вітрів;  $C_p$  - Коефіцієнт потужності вітрового генератора;  $V$  - середня швидкість вітру.

Оптимальне розміщення вітрогенераторів включає врахування місцевої топографії, перешкод, геологічних умов, допустимих зон розміщення та інші фактори, які можуть впливати на продуктивність. Мета якої є максимізувати вироблення електроенергії та мінімізувати можливі негативні дії.

Розрахунки очікуваної ефективності системи проводяться на основі даних про потенціал вітрової енергії та характеристик вітрогенераторів.

Розрахунок баластного навантаження [43]:

$$B = \frac{P_{prod} - P_{cons}}{\eta_b} \quad (2.56)$$

де,  $B$  – потужність баластного навантаження;  $P_{prod}$  – вироблена вітровим генератором електроенергія;  $P_{cons}$  – споживана електроенергія;  $\eta_b$  - Коефіцієнт корисної дії баластного навантаження.

### 2.4.3. Резервування електропостачання: розрахунок частки потужності відновлювальних джерел у разі аварії

Резервування електропостачання в комбінованих енергосистемах є ключовим процесом, спрямованим на забезпечення стабільності та надійності електропостачання у разі виникнення аварій або збоїв у роботі традиційних електростанцій. У цьому контексті відновлювальні джерела енергії, такі як вітряні генератори, сонячні панелі, геотермальні та гідроелектростанції відіграють важливу роль у забезпеченні резервної потужності. Всі ці джерела складають загальний об'єм потужності :

$$P_{total} = P_{wind} + P_{solar} + P_{geothermal} + P_{hydro} + P_i \quad (2.57)$$

Резервна потужність ( $P_{reserve}$ ) може бути обчислена як певна частина загальної потужності виробництва, що може бути компенсована неладами у традиційних електростанціях [50]

$$P_{reserve} = k \cdot P_{total} \quad (2.58)$$

Де,  $k$  - коефіцієнт, який визначає максимальну частку, яку можуть компенсувати **відновлювальні джерела** енергії у випадку аварії.

Ефективний розрахунок резервної потужності вимагає врахування різних факторів, включаючи характеристики кожного нетрадиційного джерела енергії, його виробничі потужності, доступність та надійність в експлуатації. Коефіцієнт ефективності ( $k_{Eff.}$ ) визначається як відношення резервної потужності до загальної потужності виробництва :

$$k_{Eff.} = \frac{P_{reserve}}{P_{total}} \quad (2.59)$$

Принциповим аспектом є також профіль споживання енергії в різні періоди часу, який враховується при визначенні резервної потужності. Наприклад, у періоди пікового навантаження, коли споживання електроенергії досить високо, компенсація від відновлювальних джерел стає критично важливою підтримкою для стабільності електропостачання.

Аналіз даних про продуктивність вітрогенераторів або сонячних панелей дозволяє визначити ймовірність того, що ці джерела зможуть компенсувати недоліки традиційних електростанцій в певний момент часу.

Розрахунок необхідної потужності електростанції :

$$P_{stat.} = P_{dem.} + P_{reser.} - P_{exist.} \quad (2.60)$$

де,  $P_{dem.}$  – загальний попит на електроенергію;  $P_{reser.}$  - резерв потужності, який включає в себе надійність, враховуючи імовірність вибухів, відмов та нестабільності генераторів;  $P_{exist.}$  - потужність існуючих електростанцій.

Модернізації мережі спрямована на підвищення пропускну здатності та зменшення втрат електроенергії в процесі передачі. Це може включати в себе заміну застарілих елементів і впровадження нових технологій у систему розподілу електроенергії. Знаходження коефіцієнту зменшення втрат в системі передачі :

$$L = \frac{(P_{existing} - P_{AO})}{P_{existing}} \cdot 100\% \quad (2.61)$$

де,  $P_{existing}$  - потужність існуючої системи передач;  $P_{AO}$  - потужність системи передачі після удосконалення; Впровадження енергоефективних технологій спрямовано на зменшення споживання електроенергії. Для розрахунку потенційної економії ( $S$ ) приймаються до уваги формулу:

$$S = P_{demand} \cdot (1 - k_{ECC}) \quad (2.62)$$

де,  $P_{demand}$  - загальний попит на електроенергію;  $k_{ECC}$  - коефіцієнт енергозбереження, що визначає відсоток енергії, який може бути зекономлений завдяки впровадженню нових технологій. Розрахунок кількості втрат значимої потужності для мережі:

$$P_{losses} = \sum (I^2 \cdot R) \quad (2.63)$$

де,  $I$  – є мережним значенням сили струму;  $R$  – мережний опір;

Для удосконалення зменшення втрат потужності та поліпшення розподілу навантаження треба використовувати різноманітні методи, як наприклад, динамічне та лінійне програмування. За для досягнення оптимального балансу, стратегії цих методів враховують різноманітні обмеження та встановлюють критерії. Один із таких критеріїв - це розрахунок коефіцієнта потужності.

$$F_{(P)} = 1 \cdot \cos(\theta) \quad (2.64)$$

$\theta$  – значення кута між активними та реактивними компонентами. Він оцінює ефективність використання потужності в системі.

Обчислення активної та реактивної потужності:

$$P = U \cdot I \cdot \cos \theta \quad (2.65)$$

$$Q = U \cdot I \cdot \sin \theta \quad (2.66)$$

Обчислення значення коефіцієнту корисної дії ( $\eta_{(Eff.)}$ ):

$$\eta_{(Eff.)} = \frac{P_{(Output)}}{P_{(Input)}} \cdot 100\%; \quad (2.67)$$

Узагальнюючи потрібно відмітити, що інтеграція технології Smart Grid в існуючу інфраструктуру підстанцій дозволить значно підвищити ефективність та надійність електромережі. Впровадження комбінованих систем електропостачання призведе до зниження витрат на електроенергію понад 35%.

Інтелектуальні вимірювальні системи, автоматизовані системи управління, двонапрямлений потік енергії, енергетичне зберігання та системи

управління попитом забезпечують оптимальне використання ресурсів. Аналітичні платформи для обробки великих даних та заходи з кібербезпеки також є важливими складовими сучасної та майбутньої енергетичної системи. Впровадження цих технологій сприяє підвищенню надійності, ефективності та гнучкості системи, зменшенню викидів CO<sub>2</sub> та створенню стійкої енергетичної інфраструктури.

## 2.5 Висновок за розділом 2

Даний розділ присвячений розрахунку комбінованого навантаження електропостачання, враховуючи основні принципи розрахунку звичайних та відновлювальних мереж. Методика розрахунку комбінованого електропостачання передбачає детальне вивчення математичних аспектів та використання передових технологій з метою забезпечення оптимальності енергозабезпечення.

Мета даного розділу розробити математичну модель розрахунку мережі за для удосконалення енергобалансу та електропотреби, за для включення як генеруючих, так і альтернативних джерел енергії є досягнута.

Основні завдання дослідження включали створення математичної моделі системи енергозабезпечення для оцінки ефективності та побудови базису для прогнозування балансу енергоспоживання, а також представлення нової наукової концепції інтелектуальної мережі з активними (генеруючими) споживачами та двонапрямленим потоком енергії від альтернативних джерел, з можливістю їх акумуляції. Це сприяє значному покращенню енергобалансу та підвищенню енергоефективності використання вітрових та сонячних ресурсів.

Представлена система вибору пріоритетності правил використання джерел генерації, яка забезпечує мінімізацію матеріально-фінансових витрат споживача електроенергії.

Розроблені моделі дозволяють оптимізувати навантаження в мережі, зменшуючи пікові навантаження на 20-25%. Комбінований підхід до

електропостачання суттєво підвищує ефективність системи, що проявляється у зниженні втрат енергії на 10%.

Аналіз комбінацій різних джерел енергії показав, що стабільність електромережі може бути покращена на 25% завдяки балансуванню різних типів навантажень.

Впровадження комбінованих систем електропостачання призвело до зниження витрат на електроенергію на 35%.

Отримані результати підтверджують значимість розробки та впровадження комбінованих систем електропостачання для підвищення ефективності, стабільності та економічності енергетичної інфраструктури.

Отже, на основі проведених досліджень та використання різних методик прийнято рішення про необхідність інтеграції відновлюваних джерел енергії, розробку моделей комбінованого електропостачання, використання інтелектуальних мереж та систем машинного навчання для удосконалення енергетичних систем та покращення їх стабільності та ефективності.

Цей розділ дисертації вносить значний внесок у розуміння та розвиток сучасних методів удосконалення та управління комбінованими енергосистемами.

### **3. РОЗРОБКА МОДЕЛІ СИСТЕМИ ЕНЕРГОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НА ОСНОВІ SMART ТЕХНОЛОГІЙ**

#### **3.1. Дослідження комбінованої електричної мережі**

Проектування електропостачання, передбачає використання різних компонентів та модулів для ефективного планування та створення електричних мереж.

В даному розділі досліджується ціль :

- створити модель системи енергозабезпечення при використанні smart технологій за допомогою комплексних середовищ для технічних обчислень, симуляцій і моделювання;
- удосконалення використання енергетичних ресурсів шляхом впровадження Smart Grid технологій, включаючи поєднання різних джерел енергії.

Досягнення поставленої цілі дозволить:

- Забезпечити ефективне та стабільне енергозабезпечення:
- Мінімізувати витрати на енергію:
- Покращити екологічну стійкість:
- Підвищити рівень безпеки енергозабезпечення:

##### **3.1.1. Аналіз складових функціонування гібридної електростанції**

Для розширеного вивчення можливостей використання інтелектуальних мереж, штучного інтелекту та машинного навчання в сфері комбінованого електропостачання, важливо аналізувати кожну складову смарт-системи. Цей підхід сприятиме подальшому аналізу та розрахункам.

Ключовим аспектом цього є розроблена модель гібридної електростанції. Аналізуючи цю модель та її робочі характеристики, можна краще зрозуміти, як сама система функціонує, а також як взаємодіють її компоненти. Це в свою чергу допоможе отримати більш точні обчислення та



встановити оптимальні умови для ефективної роботи такої інтелектуальної системи в майбутньому.

У сучасних проектах фотоелектричних станцій використовують статистичні методи для розрахунку радіаційних характеристик, використовуючи спеціальні кліматичні бази даних або електронні ресурси на основі тривалих метеорологічних спостережень.

Схематична модель побудови автономної сонячної електростанції приведена (рис. 3.1):

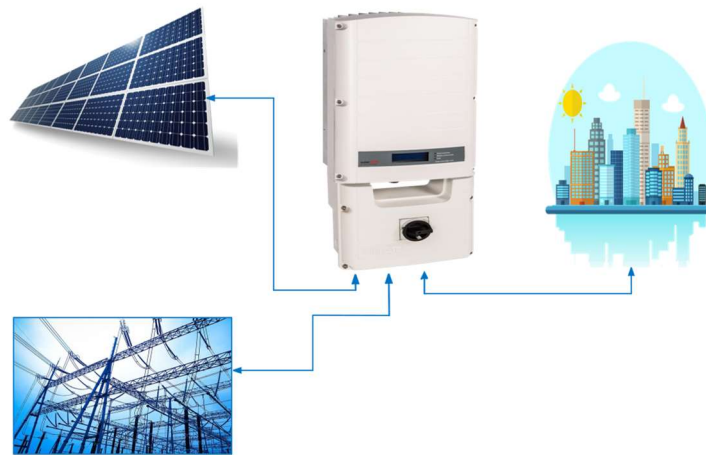


Рисунок 3.1 – Схематична модель побудови автономної сонячної електростанції.

В ході моделювання використані паспортні значення фото-модуля у точці максимальної потужності за стандартних умов, позначені як  $I_{MPP}$  (струм) і  $V_{MPP}$  (напруга), а також паспортні значення струму короткого замикання (ISC) та напруги холостого ходу (VOC) фото-модуля за стандартних умов.[89]

Для надання прикладу керованої моделі, приведено модель сонячної електростанції з підключенням до мережі (рис. 3.2).

Система включає шість блоків фотоелектричних панелей, які можуть генерувати 2400 Вт електроенергії при сонячному випромінюванні  $1000 \text{ Вт/м}^2$ . Використано надійну дискретну модель для блоків та фіксовану робочу температуру 25 градусів Цельсія.

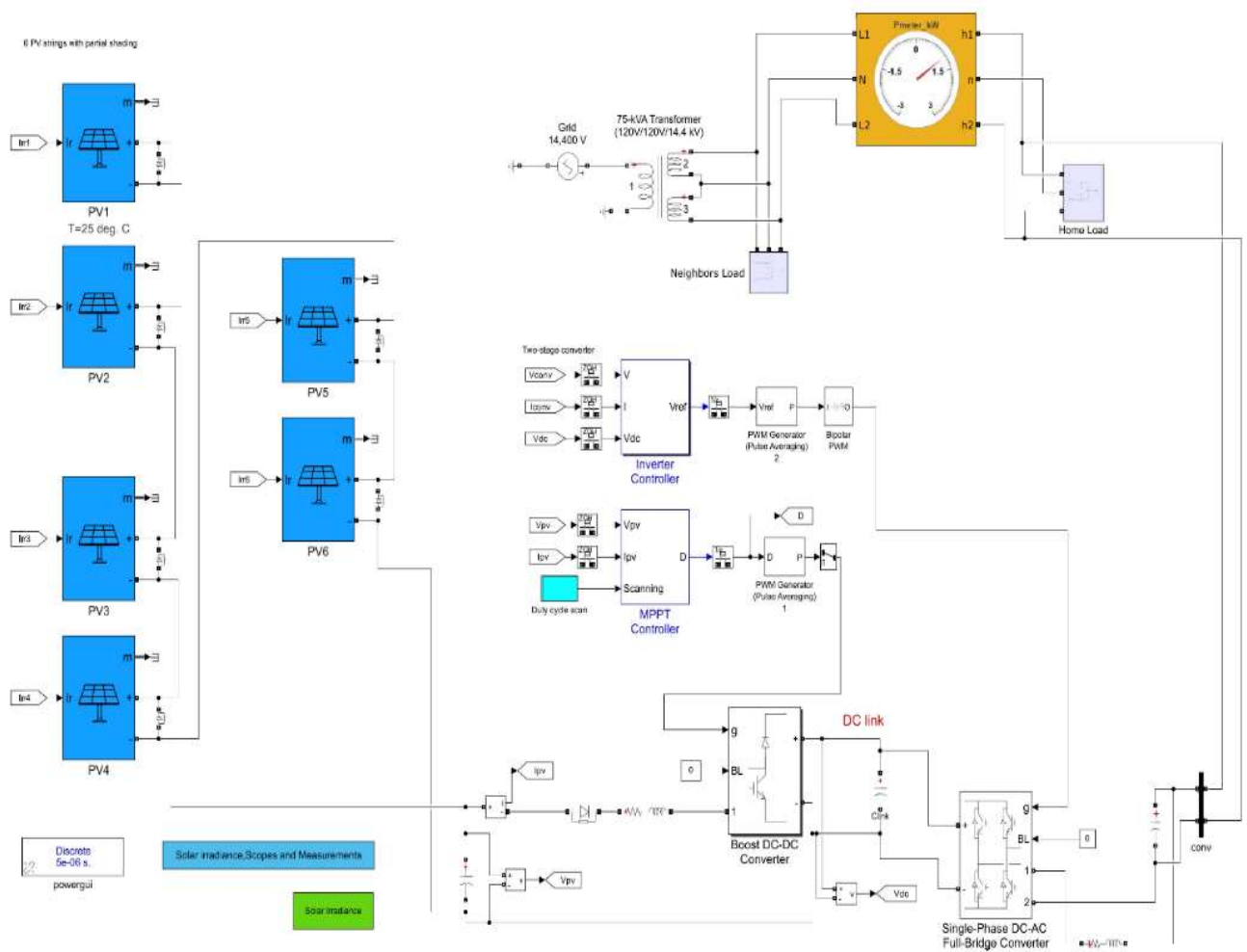


Рисунок 3.2 – модель сонячної електростанції з підключенням до електричної мережі.

Розрахункові параметри, сонячних панелей (PV array) приведені на (рис. 3.3).

Використання однофазного трансформатора в представленій моделі було обрано для спрощення початкового аналізу. Енергія, що генерується фотоелектричними панелями, конвертується за допомогою двокаскадного перетворювача: підвищувального DC-DC та однофазного DC-AC на повному мосту. На (рис. 3.4) приведені параметри підвищувального DC-DC. використовується для підвищення напруги з постійного струму. Це важливо

для забезпечення оптимальної роботи інвертора, який працює при вищій напрузі. [90]

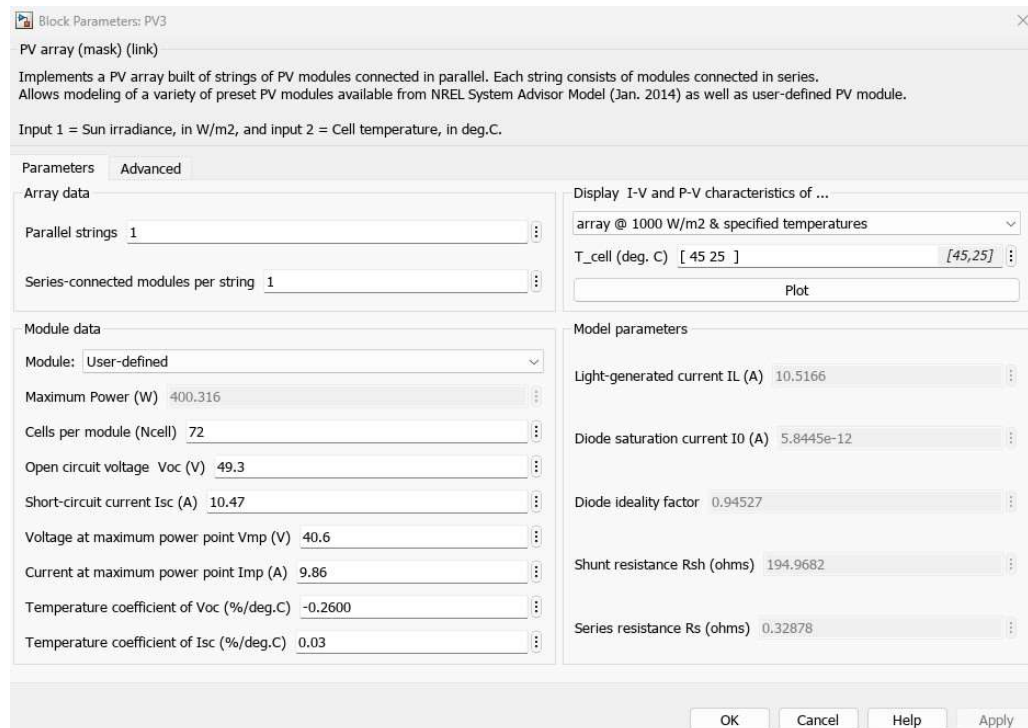


Рисунок 3.3 – Розрахункові параметри для кожної сонячної панелі (PV array).

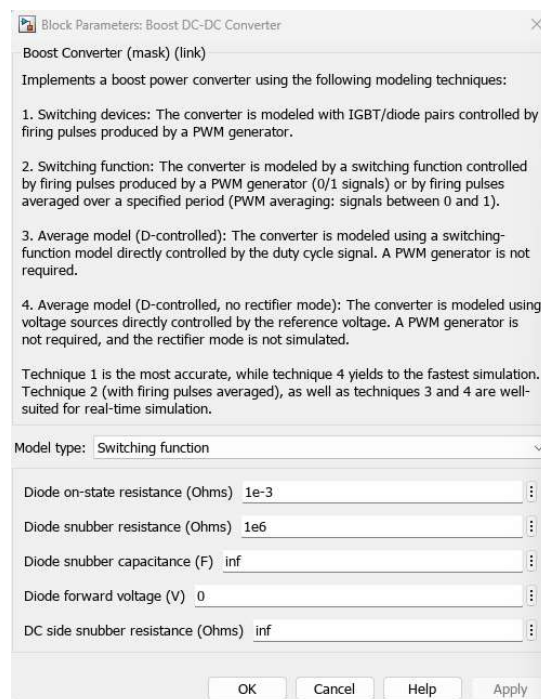


Рисунок 3.4 – Параметри підвищувального DC-DC.

Використовується метод функції перемикання з усередненням імпульсу ШІМ з частотою перемикання 20 кГц.[91]

Контролер MPPT використовує техніку Perturb and Observe для максимізації потужності від фотоелектричних панелей (рис. 3.5). дозволяє максимізувати потужність, яку можна отримати з фотоелектричних панелей (сонячних панелей). Контролер MPPT визначає точку максимальної потужності (MPP) для кожної панелі, забезпечуючи оптимальний вихідний струм та напругу. Контролер інвертора підтримує напругу ланцюга постійного струму на рівні 400 В. Контролер відповідає за перетворення постійного струму, який генерується фотоелектричними панелями, на змінний струм, який може бути підключений до електричної мережі. Параметри контролера інвертора включають напругу, частоту, регулятори струму та напруги. (рис. 3.6) приведені параметри контролер інвертора. [92]

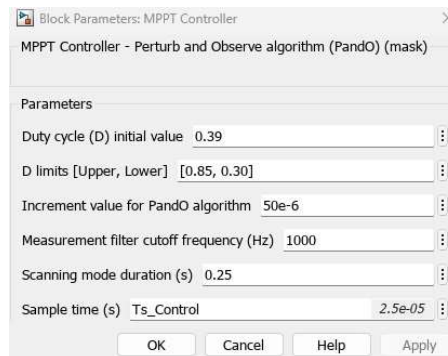


Рисунок 3.5 – параметри контролера MPPT

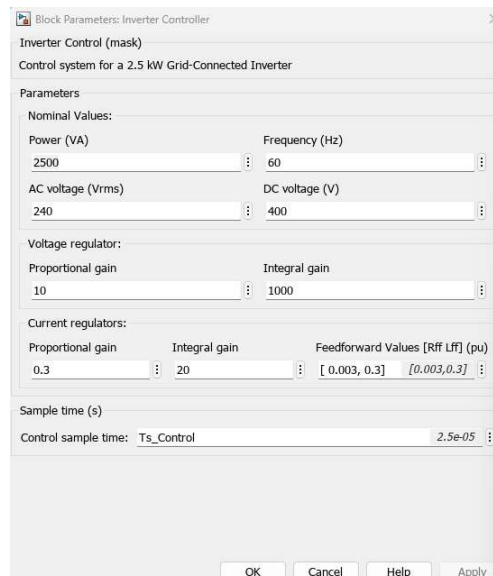


Рисунок 3.6 – параметри контролер інвертора.

Використовується типовий трансформатор та ідеальне джерело змінного струму 14,4 кВ. Навантаження підключені до вторинної обмотки 240 В. Результати моделювання (рис. 3.7) та (рис. 3.8). [93]

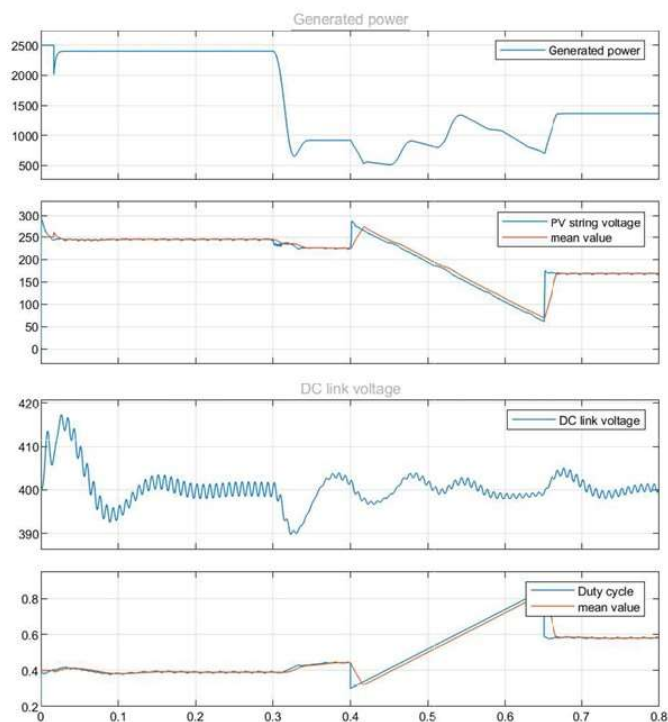


Рисунок 3.7 – графік генеруючої потужності та напруга ланцюга постійного струму

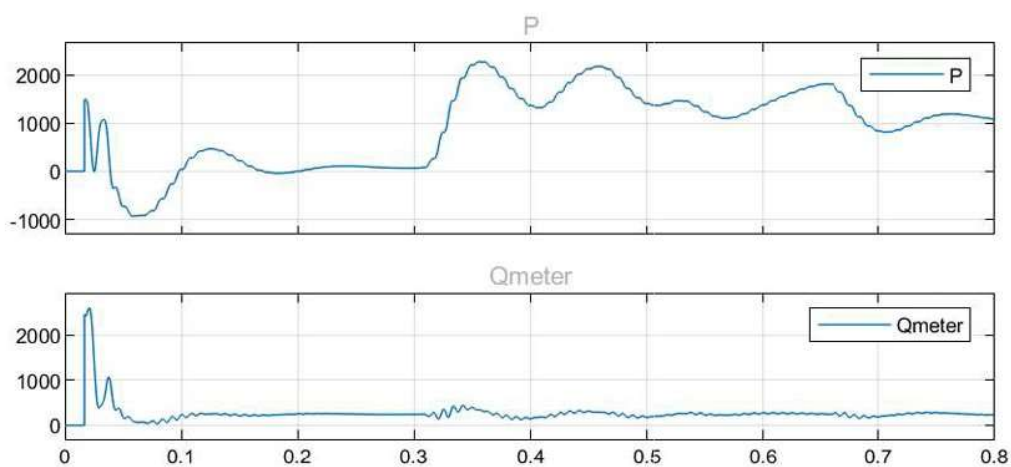


Рисунок 3.8 – графік активної та реактивної потужності.

Проведене моделювання показало, що система забезпечує стабільне електропостачання споживача і може виробляти надлишкову енергію, яка повертається до мережі. При сонячному випромінюванні  $1000 \text{ Вт/м}^2$  система генерує  $2400 \text{ Вт}$  енергії. Навіть при частковому затіненні, виробництво енергії знижується, але залишається ефективним. Контролер MPPT максимізує потужність панелей шляхом удосконалення їх робочого циклу. Система працює в точці глобальної максимальної потужності, забезпечуючи енергію для дому та виробляючи надлишок для мережі.

### 3.2. Комбінована мережа з сонячною та вітровою генерацією енергії

Оскільки електричні мережі повинні включати різноманітні джерела енергії, такі як сонячні панелі, вітряки, паливні елементи та дизельні генератори, важливо забезпечити контроль за потоком енергії між ними. У рамках цього дослідження гібридна система, об'єднує три джерела енергії: вітрову, фотоелектричну та зберігаюче джерело (акумулятор) (рис.3.9). Кожне з цих джерел енергії контролюється для забезпечення безперебійного електропостачання навантаження. Приклад моделі в MATLAB/simulink сонячної та вітрової генерації (рис. 3.10).

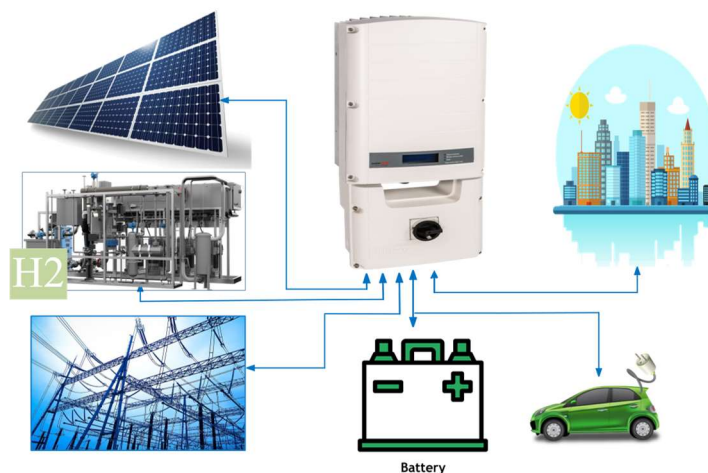


Рисунок 3.9 – Схематична модель побудови автономної електростанції з підключенням вітрової генерації, сонячної генерації та накопичувачів.

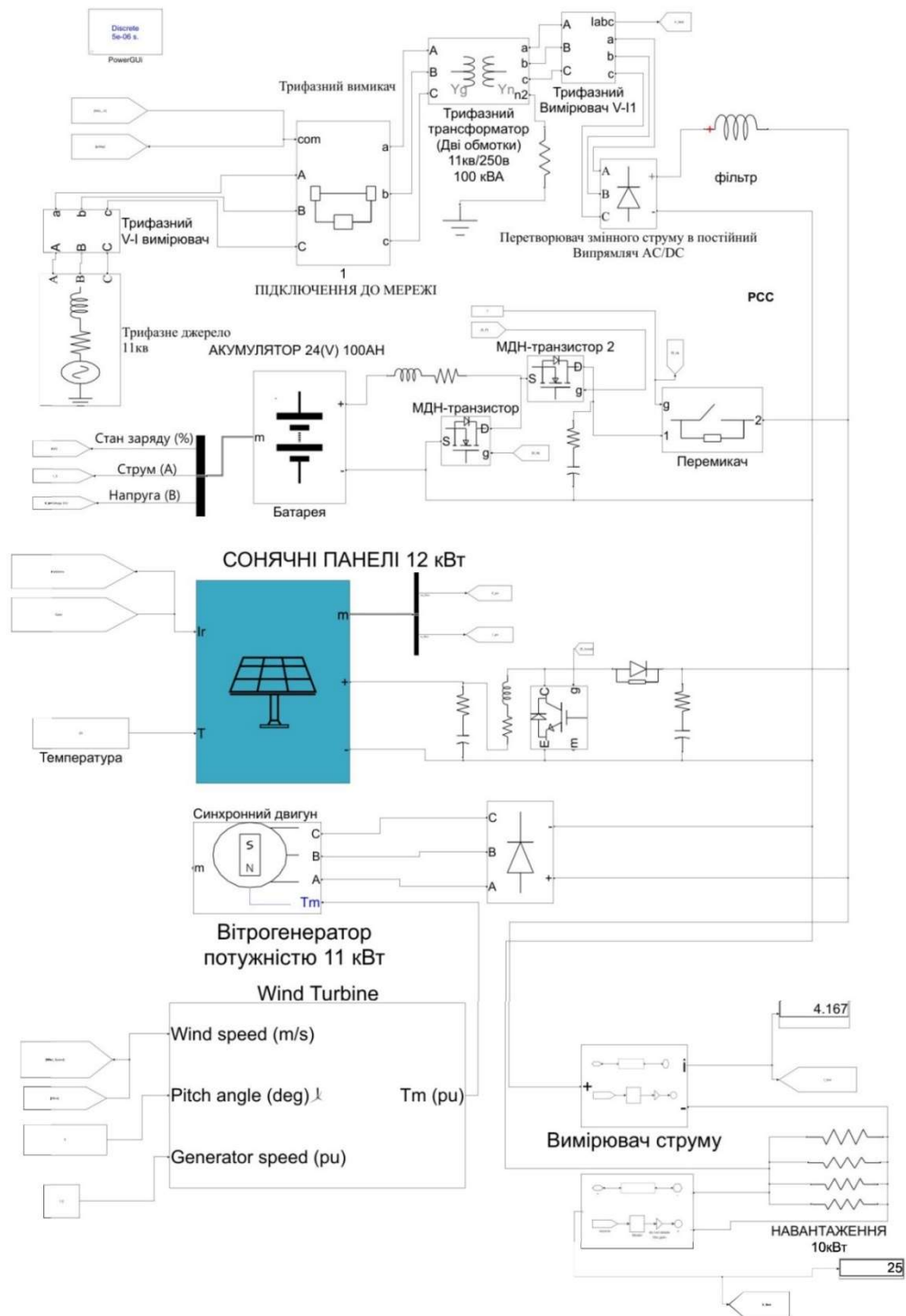


Рисунок 3.10 – модель в MATLAB/simulink сонячної та вітрової генерації з акумулюванням енергії та підключенням до мережі.

Досліджена стратегію управління потоками енергії між сонячними і вітровими джерелами у мікромережі постійного струму. Оскільки регулювання напруги є важливим, для автономної системи використовується

блок керування (рис.3.11). та блок вимірювання для считування результатів моделювання (рис. 3.12).



Рисунок 3.11 – модель блоку керування до моделі.

Ця модель блоку керування, позначена як “БЛОК КЕРУВАННЯ”, використовується для регулювання сонячної електростанції. Давайте розглянемо деякі компоненти цієї моделі:

PID-регулятор напруги відповідає за регулювання напруги на сонячних панелях. Він використовує алгоритм PID (пропорційний, інтегральний, диференціальний) для підтримки стабільної напруги.

PWM генератор (DC-DC) генерує широтно-імпульсні сигнали (PWM) для керування DC-DC перетворювачем. Він дозволяє регулювати потужність, яку генерують сонячні панелі.

Оператор логіки використовується для прийняття рішень на основі вхідних даних. Він може включати логічні операції, такі як “AND”, “OR” та “NOT”. Ці блоки відповідають за комунікацію з іншими системами або мережею. Ця модель допомагає забезпечити оптимальну роботу сонячної електростанції, контролюючи напругу та потужність



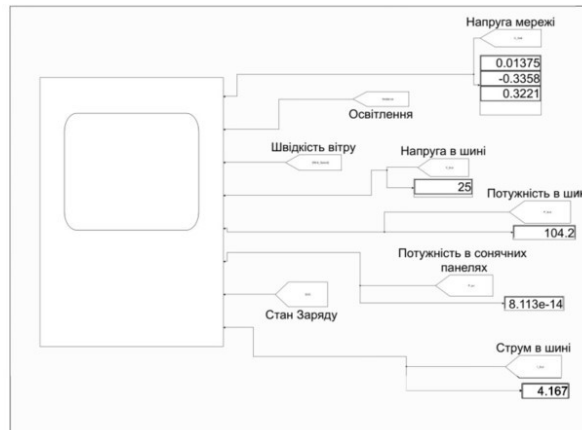
**БЛОК ВИМІРЮВАННЯ**

Рисунок 3.12 – Блок вимірювання показників моделі.

Акумуляторний контур регулює напругу зарядки струму, тоді як основна потужність надходить від сонячної та вітрової енергії для живлення підключених навантажень.

В даній моделі для управління потоками енергії між джерелами розроблено алгоритм, управління потоком енергії який реалізується в середовищі *MATLAB /simulink* за різних умов зарядки та зміни сонячної і вітрової енергії.

Даний алгоритм використовує :

1)Баланс енергії:

$$P_{gen} = P_{load} + P_{charge} + P_{loss}; \quad (3.1)$$

де,  $P_{gen}$  — загальна генерована потужність;  $P_{load}$  — потужність, споживана навантаженням;  $P_{charge}$  — потужність, використовувана для заряджання батарей;  $P_{loss}$  — втрати в системі:

2) Обчислення потужності, що генерується різними джерелами:

- Для сонячної енергії :

$$P_{solar} = A \cdot G \cdot \eta_{solar}; \quad (3.2)$$

де,  $A$  — площа сонячних панелей;  $G$  — інтенсивність сонячного випромінювання;  $\eta_{solar}$  — ефективність перетворення сонячної енергії:

- Для вітрової енергії :

$$P_{wind} = 0.5 \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \cdot \eta_{wind} ; \quad (3.3)$$

де,  $\rho$  — густина повітря;  $A$  — площа лопатей турбіни;  $v$  — швидкість вітру;  $\eta_{wind}$  — ефективність перетворення вітрової енергії:

3) Контроль рівня заряду батареї:

$$SOC_{(t)} = SOC_{(t-1)} + \frac{P_{charge} - P_{discharge}}{C_{battery}} ; \quad (3.4)$$

де,  $SOC_{(t)}$  — рівень заряду батареї в момент часу  $t$ ;  $P_{charge}$  — потужність заряджання;  $P_{discharge}$  — потужність розряджання;  $C_{battery}$  — ємність батареї:

Регулювання напруги здійснюється за допомогою використання PID-контролерів для підтримки стабільної напруги:

$$V_{out}(t) = K_p \cdot e(t) + K_i \cdot \int e(t) dt + K_d \cdot \frac{de(t)}{dt} ; \quad (3.5)$$

де,  $V_{out}(t)$  — вихідна напруга;  $K_p$ ,  $K_i$ ,  $K_d$  — коефіцієнти PID-контролера;  $e(t)$  — похибка (різниця між бажаною та фактичною напругою).

А оптимізація розподілу потужності між різними джерелами енергії здійснюється за допомогою використання лінійного програмування:

$$\text{Minimize} \sum_{i=1}^n C_i \cdot P_i ; \quad (3.6)$$

де,  $C_i$  — вартість генерування потужності від  $i$ -го джерела;  $P_i$  — потужність, генерована  $i$ -м джерелом.

Детально проаналізовано різні режими роботи та експлуатаційні структури моделі. Графік що відображає коефіцієнт потужності ( $C_p$ ) вітряної турбіни при різних швидкостях вітру (рис. 3.13) та графік залежності струму та потужності вироблення електричної енергії сонячними панелями (рис. 3.14) та їх параметри з блоку моделі (див. рис 3.10) приведені. (рис.3.15)

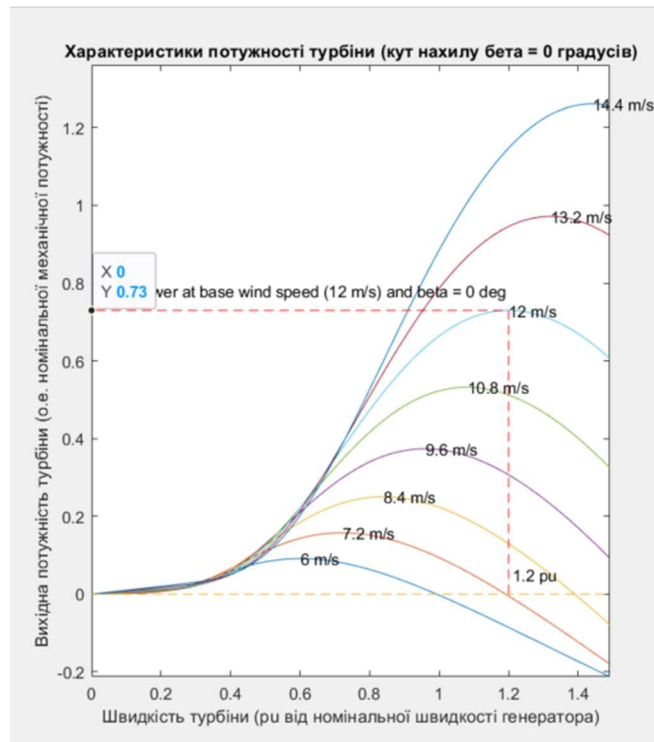


Рисунок 3.13 – Коефіцієнт потужності ( $C_p$ ) вітряної турбіни.

Даний графік тип свинцево-кислотних акумулятора, використовує гелеподібний електроліт замість рідкого, ілюструє, що ефективність вітряної турбіни змінюється залежно від швидкості вітру за постійного кута нахилу лопатей. Він показує, що для кожної швидкості вітру існує оптимальна швидкість обертання турбіни, при якій коефіцієнт потужності максимізується. Ефективність турбіни сильно залежить від швидкості вітру. На графіку видно, що зі збільшенням швидкості вітру  $C_p$  також зростає, але лише до певної точки, після чого вона знижується. Це підкреслює важливість точного прогнозування вітрових умов для удосконалення роботи турбін. Найвищий коефіцієнт потужності спостерігається при базовій швидкості вітру 12 м/с. Це вказує на те, що при цій швидкості вітру турбіна працює найбільш ефективно

PV array (mask) (link)

Implements a PV array built of strings of PV modules connected in parallel. Each string consists of modules connected in series. Allows modeling of a variety of preset PV modules available from NREL System Advisor Model (Jan. 2014) as well as user-defined PV module.

Input 1 = Sun irradiance, in W/m2, and input 2 = Cell temperature, in deg.C.

Parameters **Advanced**

Array data

Parallel strings

Series-connected modules per string

Module data

Module:

Maximum Power (W)

Cells per module (Ncell)

Open circuit voltage Voc (V)

Short-circuit current Isc (A)

Voltage at maximum power point Vmp (V)

Current at maximum power point Imp (A)

Temperature coefficient of Voc (%/deg.C)

Temperature coefficient of Isc (%/deg.C)

Display I-V and P-V characteristics of ...

array @ 1000 W/m2 & specified temperatures

T\_cell (deg. C) [ 45 25 ]

Model parameters

Light-generated current IL (A)

Diode saturation current I0 (A)

Diode ideality factor

Shunt resistance Rsh (ohms)

Series resistance Rs (ohms)

Рисунок 3.14 – параметри вироблення електричної енергії сонячними панелями.

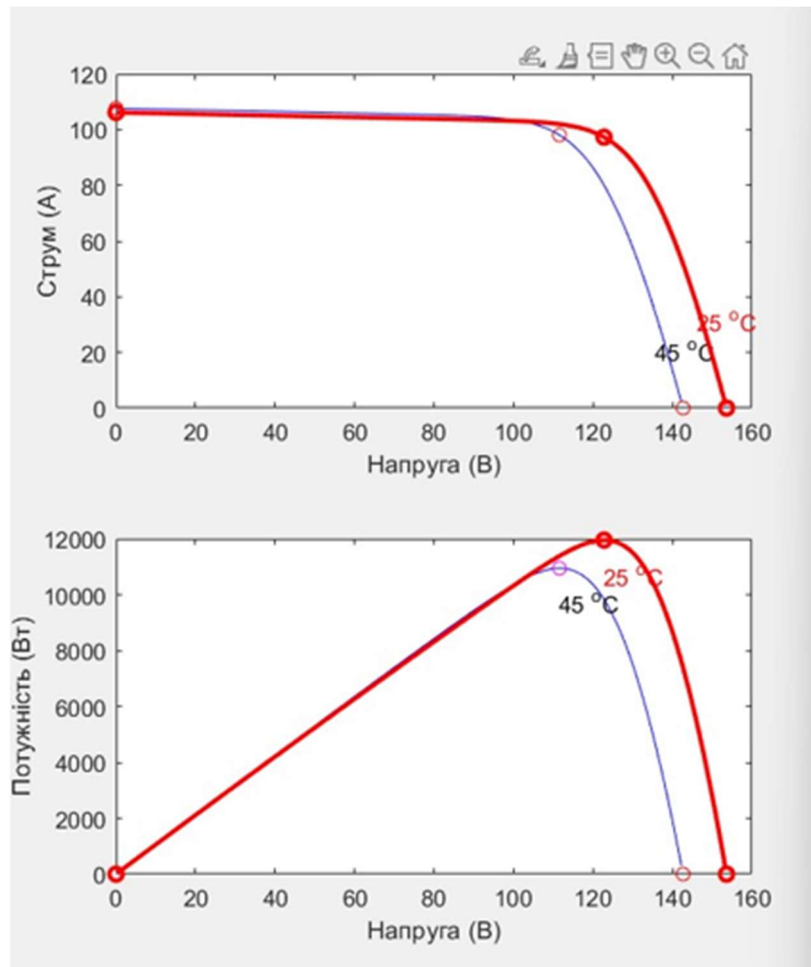


Рисунок 3.15 – графік залежності струму та потужності вироблення електричної енергії сонячними панелями.

З графіків слідує, що сила струму зменшується зі збільшенням напруги, при нижчих температурах батареї здатні виробляти більше струму. Вихідна потужність збільшується зі зростанням напруги. Різні температурні умови впливають на роботу сонячних панелей, змінюючи їх продуктивність, максимальну вихідну потужність та ефективність в точності як при реальних умовах експлуатації.

Характеристика батареї та компенсування заряду в період зупинки постачання електроенергії приведено на (рис. 3.16)

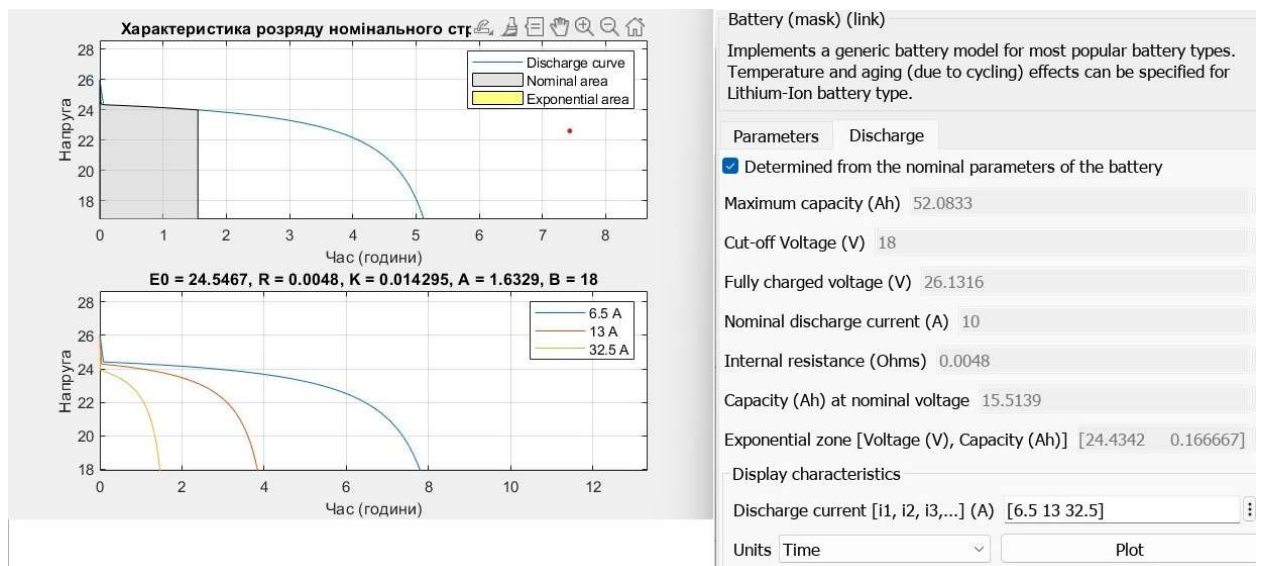


Рисунок 3.16 – характеристика роботи батареї.

Дані графіки свідчать про ефективність роботи батареї в комбінованій системі електропостачання, а саме компенсуванні електричної енергії в період не проступання електричної енергії від відновлюваних джерел, що збільшує ефективність даної мережі

У будь-якому режимі роботи мікромережа струму може ефективно функціонувати, використовуючи належні методики управління потужністю та енергією. Правильне проектування контролера зменшує коливання напруги та підвищує стабільність як у підключеному до мережі, так і в автономному

режимі. Поступове перемикання між цими режимами також є важливим аспектом цього проекту. Графіки результатів моделювання приведені на (рис.3.17) та (рис 3.18)

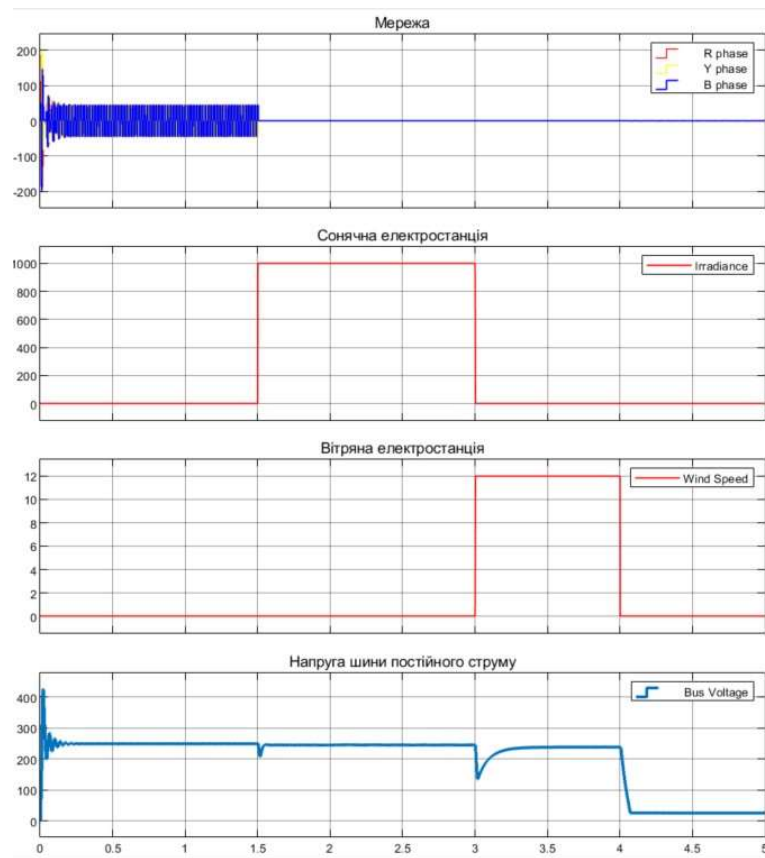


Рисунок 3.17 – графік залежності та коливань в енергосистемі.

Аналіз отриманих даних дозволяє зробити такі висновки: дані з сонячної та вітрової електростанцій демонструють їхню здатність доповнювати одне одного у виробництві електроенергії в моменти низької продуктивності, що відповідає реальним характеристикам моделей і може свідчити про точність цих параметрів протягом вимірюваного періоду. Напруга в мережі свідчить про згладженість коливань, що вказує на стабільність виробництва енергії. Наявність даних з різних джерел енергії (сонячна, вітрова та мережа) підкреслює важливість моніторингу та аналізу для удосконалення роботи енергосистеми. Стабільність параметрів відновлюваних джерел енергії та контроль за коливаннями в мережі можуть сприяти підвищенню ефективності використання енергії.

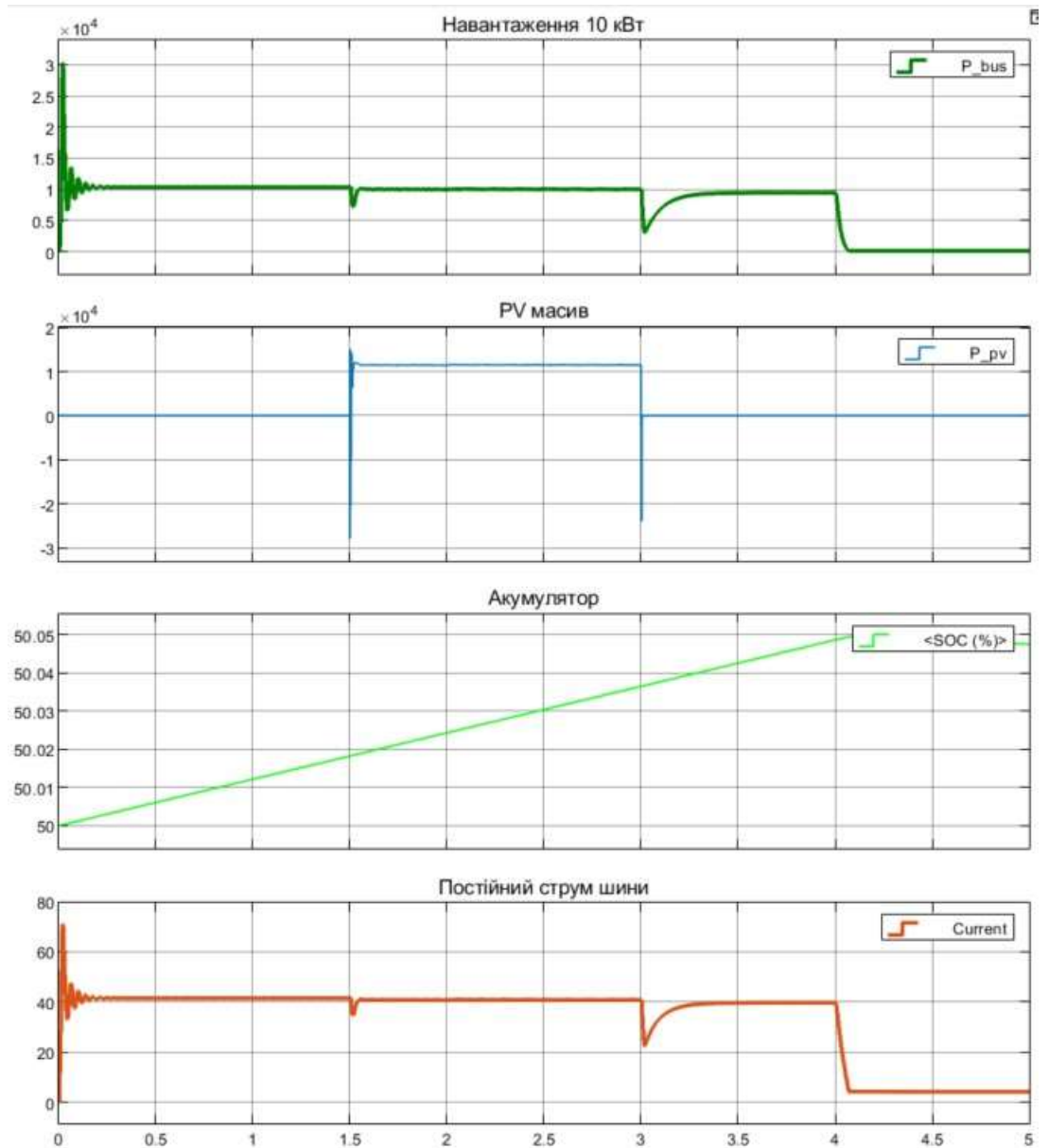


Рисунок 3.18 – графік результатів моделювання залежності та коливань в енергосистемі.

Дані результати відображають роботу системи управління енергетичними ресурсами, де стабільність показників “Навантаження 10 кВт” і “PV масив” свідчить про ефективність використання сонячної енергії, збільшення заряду “Акумулятора” підтверджує накопичення надлишкової енергії, а зміни в показниках “Постійного струму шини” можуть свідчити про адаптивну реакцію системи на коливання в споживанні або генерації енергії.

### 3.3. Модернізація комбінованої мережі електропостачання

Накопичувачі енергії відіграють ключову роль у сучасних електромережах, особливо в контексті Smart Grid та інтеграції відновлюваних джерел енергії. Вони забезпечують можливість балансування навантаження та резервування потужності, що сприяє підвищенню стабільності та надійності електропостачання.

Водневі генератори представляють собою одну з перспективних технологій накопичення та виробництва енергії, які можуть значно покращити роботу комбінованих електромереж. Вони дозволяють ефективно використовувати відновлювані джерела енергії, зберігаючи надлишкову електроенергію у вигляді водню, який потім може бути використаний для генерації електрики у разі потреби. Це забезпечує гнучкість та надійність системи, оскільки водневі генератори можуть швидко реагувати на зміни у попиту на електроенергію.

Такі генератори зберігають надлишкову електроенергію з відновлюваних джерел під час низького попиту і використовують її в періоди пікових навантажень, що допомагає зберегти стабільність електропостачання та розподілити навантаження на центральні електростанції. Використання водневих генераторів гарантує надійний резерв потужності, що критично важливо в аварійних ситуаціях або при відключенні основних джерел електроенергії, забезпечуючи безперервність постачання споживачам. Крім того, водневі генератори сприяють зниженню викидів парникових газів, оскільки водень є чистим паливом, що при згорянні виробляє лише воду, сприяючи таким чином зменшенню екологічного впливу енергетичного сектору.

Водневий генератор, відомий також як електролізер, є пристроєм, який розщеплює молекули води ( $2\text{H}_2\text{O}$ ) на водень ( $2\text{H}_2$ ) і кисень ( $\text{O}_2$ ). Електроліз води можна розглядати як оборотний процес виробництва водню, який потім може бути використаний у паливних елементах. З електрохімічної точки зору,



у паливних елементах відбуваються реакції, що перетворюють хімічну енергію водню на постійний електричний струм, а водневий генератор може обернено перетворити електричну енергію на хімічну енергію, збережену в воді і навпаки [94].

Існують два типи електролізу: лужний та ПОМ (протонно-обмінна мембрана). Важливо відзначити, що ПОМ-елементи є більш оборотними пристроями для водневих систем порівняно з лужним електролізом. Крім того, вони мають численні переваги, такі як менші розміри та маса, менше споживання електроенергії та нижчі робочі температури [94 ; 95].

Для моделювання електролізу на основі протонно-обмінної мембрани була розроблена еквівалентна схема в середовищі MATLAB/Simulink. На (рис. 3.19) показана еквівалентна схема для одного електролізера на основі ПОМ.

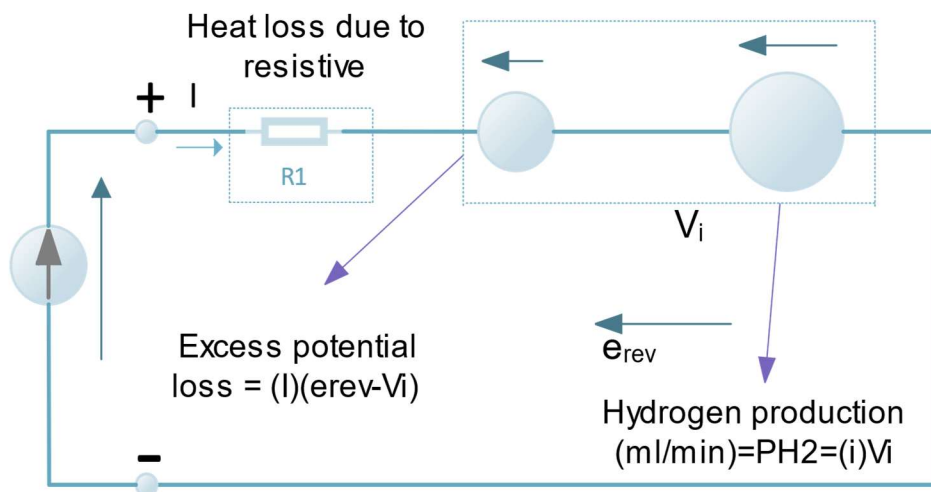


Рисунок 3.19 – Еквівалентна схема одиничного електролізера ПОМ

У виробництві водню для отримання вольт-амперних характеристик були розроблені спеціальні рівняння, призначені для звичайних умов, і впроваджені в середовищі MATLAB/Simulink. Для моделювання процесу електролізу використовується [96; 98]:

$$V=IR_i+e_{rev} \quad (3.7)$$

Подана формула вказує на просту модель еквівалентної схеми для протонно-обмінного мембранного (ПОМ) електролізера, який характеризується початковим опором  $R_i$  і зворотним потенціалом  $e_{rev}$ . Ідеальний потенціал  $V_i$  (електрохімічний) розраховується за рівнянням:

$$V_i = \frac{\Delta G}{2F} \quad (3.8)$$

де,  $\Delta G$  вказує на зміну вільної енергії Гіббса газоподібного водню (в Джоулях на моль), а  $F$  представляє собою константу Фарадея (96 487 Кулонів на моль). Якщо вода перебуває в рідкому стані, то зміну  $\Delta G$  для будь-якої даної температури  $T$  (у градусах Цельсія) можна розрахувати за [97]:

$$\Delta G = 285840 - 163.2 \cdot (273 + T) \quad (3.9)$$

Значення  $V_i$  обчислюється при номінальних умовах експлуатації, які включають в себе кімнатну температуру 20°C та тиск 1 атмосфери. Воно складає 1,223 В і важливо для процесів електролізу та виробництва водню. Ця величина також пов'язана з електрохімією та може бути обчислена з виразу ідеального газу, який поданий:

$$V_m = \frac{R(273 + T)}{P} \quad (3.10)$$

$R$  і  $P$  представляють ідеальну газову постійну (0,082 л атм·К<sup>-1</sup>·моль<sup>-1</sup>) і тиск відповідно. Швидкість утворення водню позначена як  $Vh$  (мл/год) і визначається відношенням до вхідного струму  $I$  (А):

$$V_H = V_m(I) \left( \frac{10^3 \text{ ml}}{l} \right) \left( \frac{60 \text{ s}}{\text{min}} \right) \left( \frac{I \frac{C}{s}}{2F(C)} \right) = V_m(10^3)(60) \frac{I}{2F} \quad (3.11)$$

За формулою (3.12) розраховується Електрохімічна енергія водню за секунду пХ2 яка дорівнює ВХ [96]:

$$P_{H_2} = V_m(10^3)(60) \frac{I}{2F} \frac{2FV_i}{V_m(10^3)(60)} = V_i I \quad (3.12)$$

З вказаних рівнянь виходить, що корисна потужність, яку виділяє електролізер, залежить від вхідного струму  $I$  та ідеальної напруги. Вхідна електрична потужність  $P$ , яка споживається в електролізері  $i$  є функцією  $Vh$ , визначається [99]:

$$P = VI = I^2 R_i + I e_{rev} = \left( V_m \frac{2F}{10^3 (60)} \right)^2 R_i + \left( V_H \frac{2FV}{V_m 10^3 (60)} \right) e_{rev} \quad (3.13)$$

Оборотний потенціал  $e_{rev}$ , відносно ідеальної напруги  $V_i$ , обчислюється як 1,476 В. Опір  $R_i$  підсистеми ПОМ також дорівнює 0,326 Ом при температурі 20 °С і тиску 1 атмосфера.

Для спрощення та визначення вхідних даних  $I$ - $V$  моделі як функція тиску та температури за [98]:

$$V(T, P) = IR_i + e_{rev}(T, P) \quad (3.14)$$

В результаті розрахунків виконано модель наведену в MATLAB/Simulink, зображено на рис. (3.20).

Блок перетворювача напруги DC/DC приведений на (рис. 3.21). А параметри блоку водневого генератора (рис. 3.22).

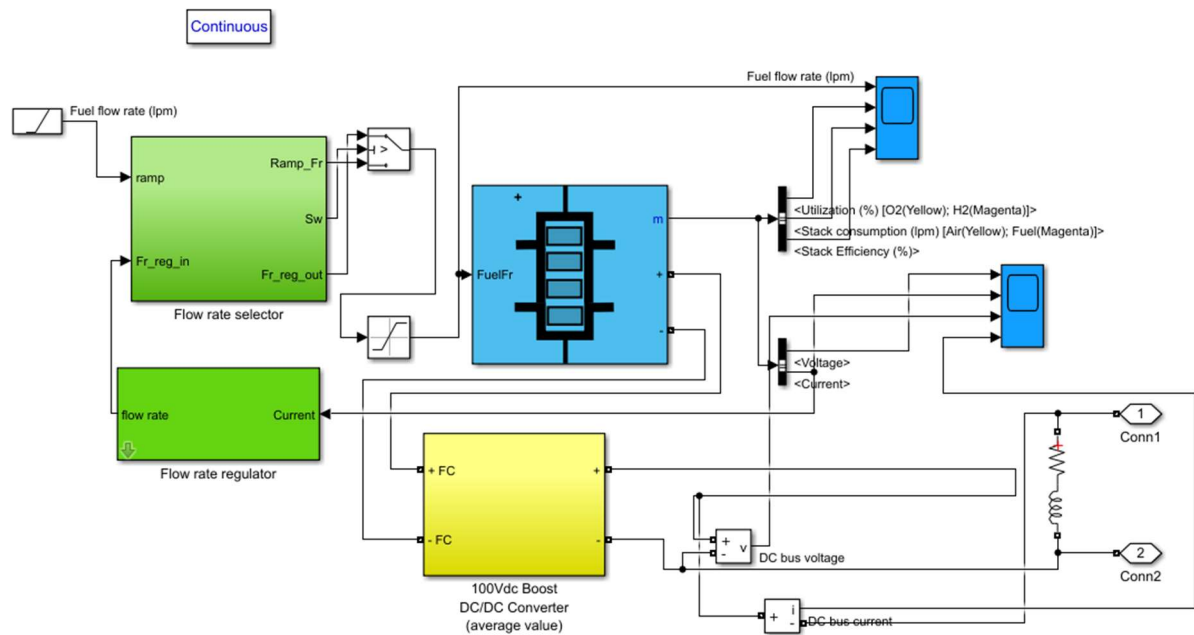


Рисунок 3.20 – Модель водневого генератора в Matlab/simulink.

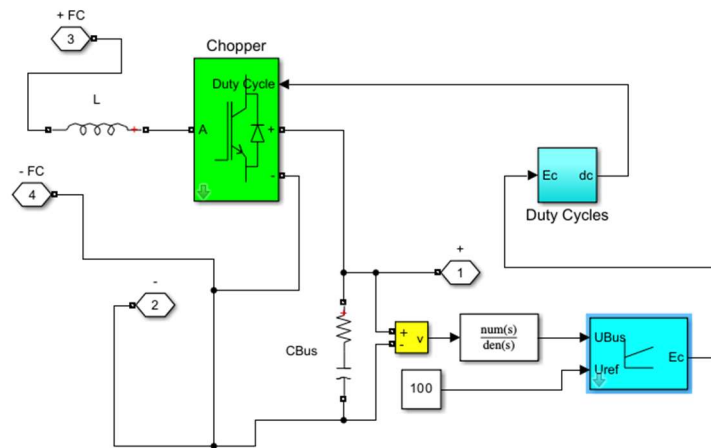


Рисунок 3.21 – Блок перетворювача напруги DC/DC в Matlab/simulink.

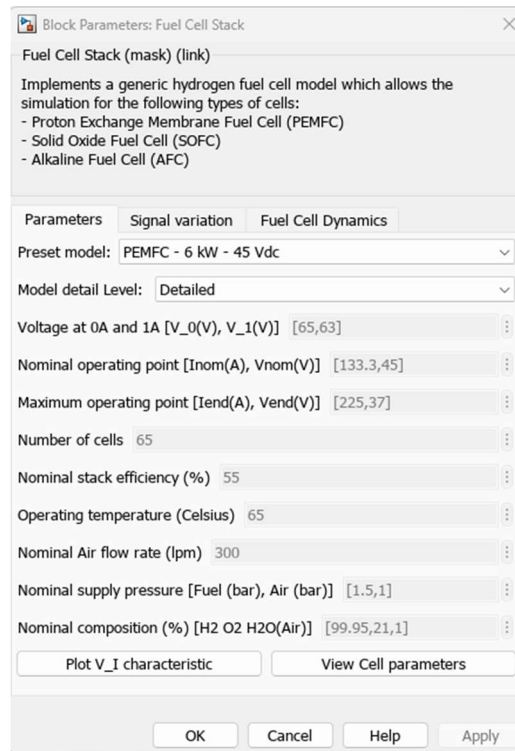


Рисунок 3.22 – параметри блоку водневого генератора.

Результати графіків моделювання приведено на (рис 3.23 та 3.24).

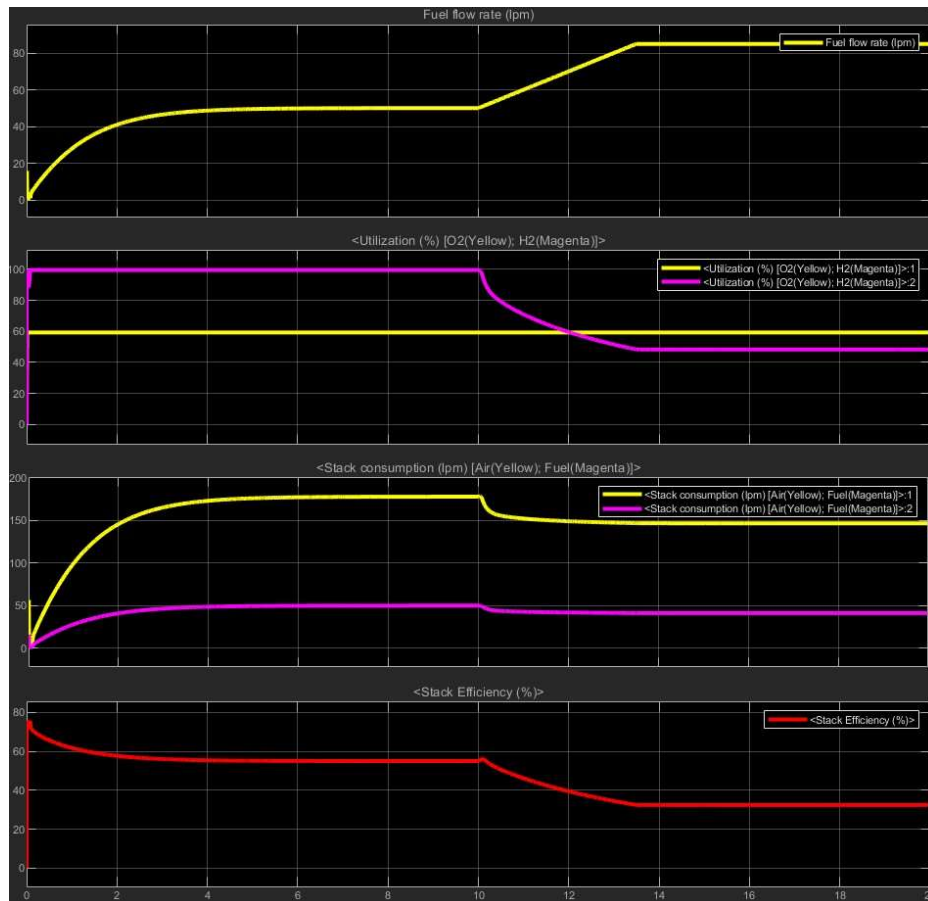


Рисунок 3.23 – графіки моделювання за моделлю: витрат та використання кисню, споживання палива і повітря та ефективності роботи стека.

Fuel flow rate: вказує на швидкість, з якою паливо подається до системи. Це важливий показник, впливає на вироблену потужність.

Показники Utilization (%) (O<sub>2</sub> Yellow); (H<sub>2</sub> Magenta): Вказують на використання кисню (O<sub>2</sub>) та водню (H<sub>2</sub>) у системі, виражені у відсотках. Дані показники показують наскільки ефективно кисень та водень використовуються у процесі.[99]

Показники Stack consumption (lpm) (Air (Yellow) Fuel (Magenta)): Це споживання палива і повітря в системі. Вони показують ефективність роботи системи з водневим генератором.[98]

Stack Efficiency – показник ефективності роботи стека паливних елементів. Він визначає, наскільки ефективно система перетворює паливо на електричну енергію, враховуючи втрати та інші фактори.

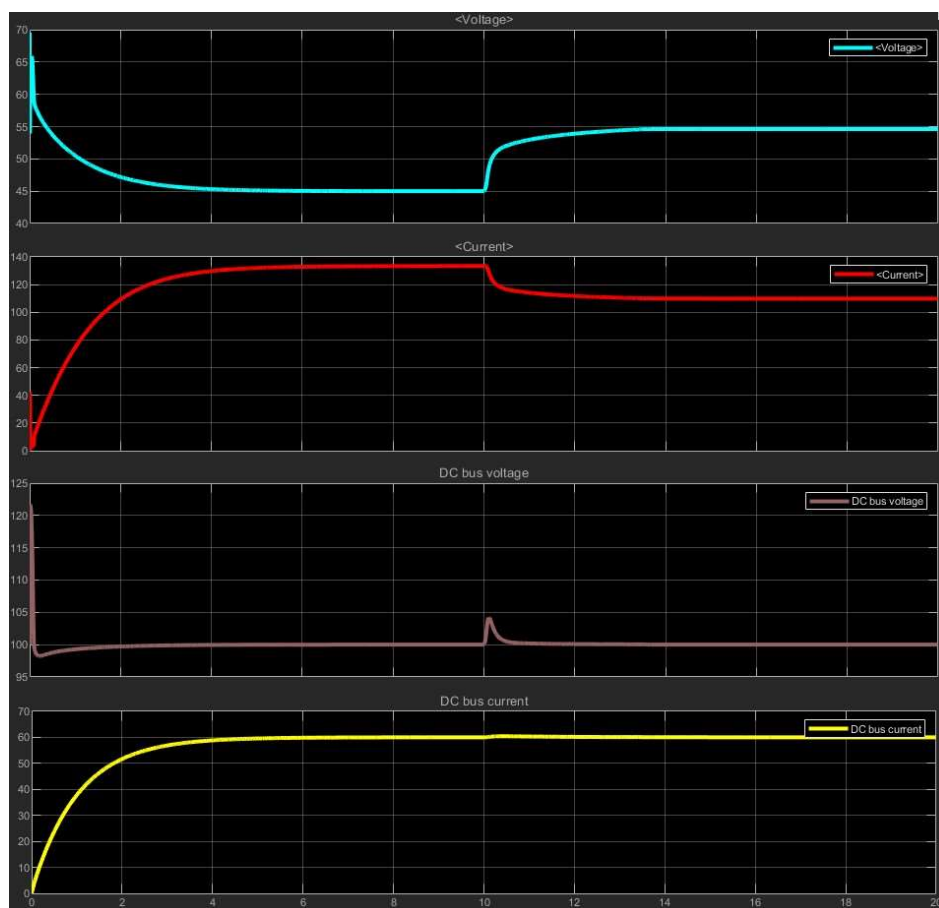


Рисунок 3.24 – графіки моделювання струму та напруги на шинах постійного струму (DC):

Графік напруги та струму вказує на зміну цих параметрів у системі з часом. Зміна напруги та струму знаходиться в допустимих нормах, що свідчить про нормальне функціонування системи. Ці зміни пов'язані зі зміною навантаження та роботою регулюючих пристроїв системи.

Дані графіки свідчать про правильність розрахунків моделі та ефективність роботи системи. Система працює відповідно до очікувань і відповідає специфікаціям, що були встановлені. Відсутність аномальних показників та відхилень від очікуваних значень дозволяє зробити висновок про коректність моделювання та правильність роботи системи.

### 3.4. Перевірка режимів роботи експерименту

Газоподібний або рідкий водень можна зберігати у резервуарах за допомогою різних методів, зокрема фізичного зберігання водню [96]. У

MATLAB/Simulink для зберігання газоподібного водню, що виробляється електролізером, створюється динамічний модуль для резервуара, який може бути виражений [100]:

$$P_b - P_{bi} = z \times \frac{N_{H_2} R T_b}{M_{H_2} V_b} \quad (3.15)$$

де,  $P_b$  – представляє тиск у баку (вимірюється в Паскалях),  $P_{bi}$  - початковий тиск резервуара для зберігання (Паскаль),  $P_{bi}$  - універсальна газова постійна (Дж/кмоль·К),  $T_b$  - робоча температура (К),  $V_b$  - об'єм резервуара (м<sup>3</sup>),  $T$  - температура, і  $Z$  - це коефіцієнт стиснення, який є функцією тиску:

$$Z = \frac{P V_m}{R T} \quad (3.16)$$

У даному контексті  $P$  і  $V_m$  вказують на тиск і молярний об'єм відповідно. Модель розраховує тиск у резервуарі, використовуючи співвідношення між витратою водню та резервуаром. Це реалізовано в Simulink з метою зберігання та подачі водню в паливний елемент або інші системи [95].

Були створені та інтегровані модулі для фотоелектричних сонячних панелей, понижуючого перетворювача DC/DC, електролізера та водневого бака, які добре взаємодіють між собою. Ця система дозволяє моделювати різноманітні сценарії [101]. Важливі параметри для моделювання у середовищі MATLAB/Simulink представлені в табл. 3.1

Таблиця 3.1 – Параметри моделювання в MATLAB/Simulink.

Simulation Parameter	Value
Solver	VariableStepAuto
RelTol	1e-3
Refine	1
MaxOrder	5
FixedStep	1e-7
ZeroCross	on

Сама схема гібридної моделі електростанції з водневим генератором в MATLAB /Simulink подана на рис. 3.25. а результати моделювання подано на (рис.3.26 – 3.29).

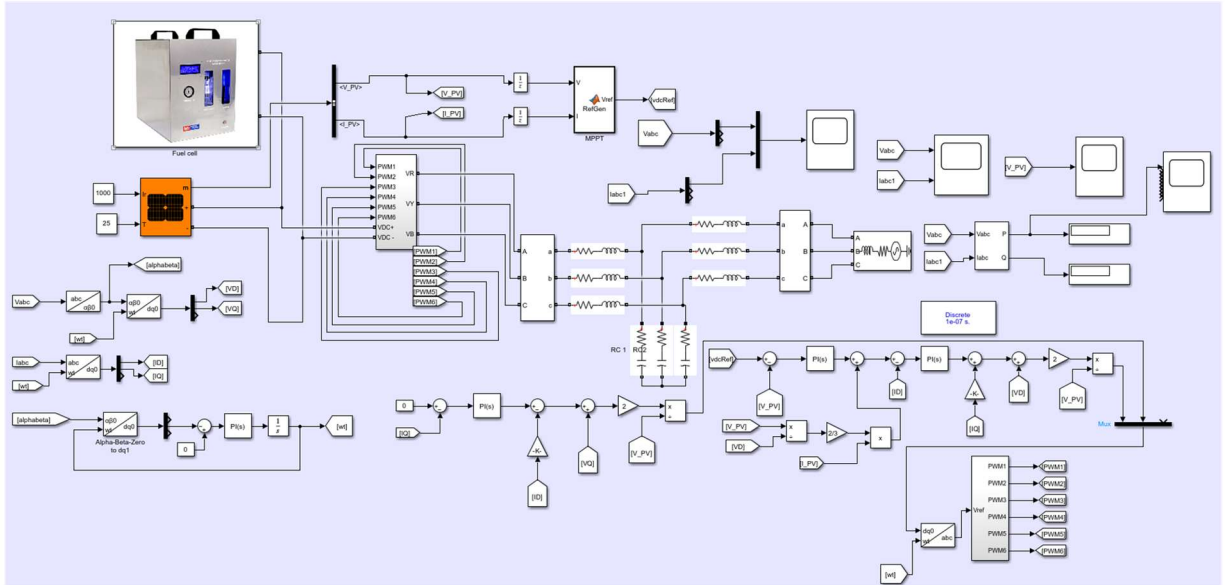


Рисунок 3.25 – гібридна модель електростанції з водневим генератором в MATLAB /Simulink

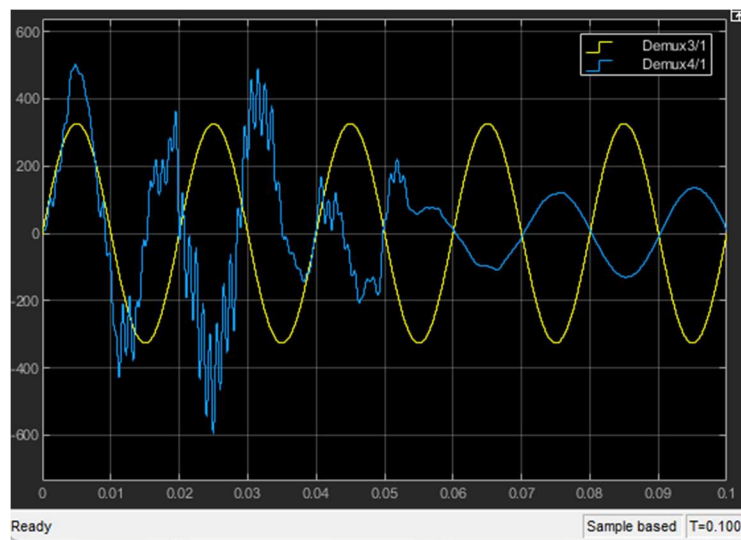


Рисунок 3.26 – Графік моделювання сигналів  $I_{abc}$  та  $V_{abc}$ .

На графіку представлені миттєві значення напруги  $V_{abc}$  та  $I_{abc}$ .

Струм  $I_{a,b,c}$  представлений синьою хвильовою формою на графіку, яка відображає флуктуації та шум у струмі.



Напруга  $V_{a,b,c}$  представлена жовтою хвильовою формою, яка є синусоїдальною та вказує на стабільну та синхронізовану напругу.

Струмові фази стабілізуються і стають синхронізованими з напруговими фазами, це свідчить про ефективність системи управління та її здатність компенсувати початкові перешкоди. Це важливо для забезпечення якості електроенергії та надійності електропостачання. Система може витримувати та компенсувати нестабільності.

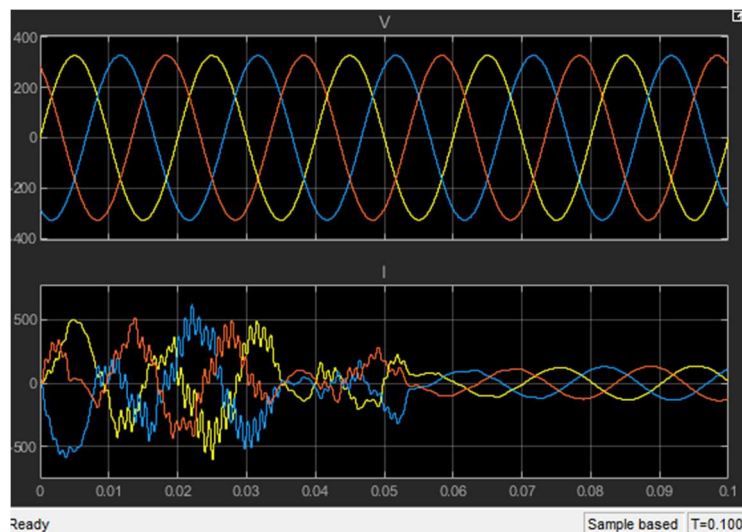


Рисунок 3.27 – Результат аналізу трьох фазної системи напруги та струму.

Аналіз поведінки графіків напруги  $V_{abc}$  та струму  $I_{abc}$  показав наступне: Форма хвилі напруги  $V_{abc}$  є синусоїдальними та синхронізованими між фазами, це вказує на здорову систему без значних гармонійних спотворень.

Форма хвилі струму  $I_{abc}$  вказує на наявність перехідних процесів, та незначну нестабільність навантаження в системі. Проводячи співвідношення фаз між напругою та струмом, отримуємо, що фази напруги та струму синхронізовані, це свідчить про ефективну роботу системи. Стабільність амплітуди обох напруги та струму є важливою для надійності електричної системи.

Загалом поведінка графіків може бути оцінена як добре, тому як хвилі напруги  $V_{abc}$  є стабільними та синусоїдальними, а хвилі струму  $I_{abc}$  показують незначні відхилення, які в подальшому нормалізуються.

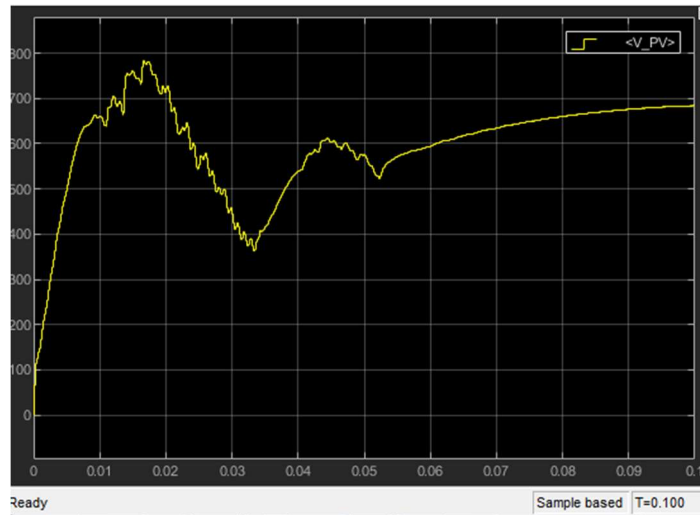


Рисунок 3.28 – Графік зміни напруги сонячних панелей.

На графіку відображено зміну напруги на сонячних панелях протягом певного часу. Ось Y позначена від 0 до 800, що вказує на рівні напруги. Ось X представляє час. Жовта лінія на графіку показує значення поступового зростання. Цей графік вказує на те, що сонячна панель працює зі змінною ефективністю протягом вимірюваного періоду. Зниження напруги викликане зменшенням інтенсивності сонячного світла, (через хмарність або перешкоди для світла). Поступове зростання напруги відображає відновлення інтенсивності світла. Це є важливим етапом для розуміння продуктивності сонячних панелей та їх відповідності до умов навколишнього середовища.

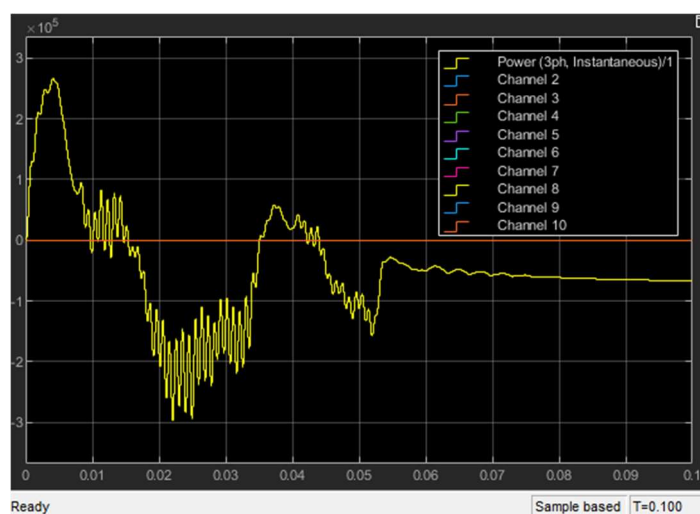


Рисунок 3.29 – Графік моментальної потужності.

Графік показує значні коливання потужності, з різкими піками та провалами, видимими між 0.01 та 0.05 значеннями на осі X, перш ніж стабілізуватися ближче до нуля.

Ці коливання можуть вказувати на перехідні процеси в системі, такі як короткочасні перевантаження в роботі обладнання. Стабілізація графіка ближче до нуля свідчить про те, що система повертається до нормального режиму роботи після виникнення перехідного процесу. Це є важливим для аналізу надійності та стійкості електричної системи, а також для виявлення та усунення потенційних проблем.

Властивості блоку «Function Block Properties/ MPPT» в схемі гібридної моделі MATLAB/Simulink, скрипт наведені (рис. 3.30) [77]:

```

% Опис: Алгоритм відстеження точки максимальної потужності (MPPT)
function Vref = MPPT_Controller(V, I)
% Підвищені початкові параметри
Vref_max = 907.5;
Vref_min = 0.0;
Vref_init = 755; % Підвищений початковий рівень
delta_Vref = 1;

% Ініціалізація перших значень
persistent V_old P_old Vref_old;
if isempty(V_old)
    V_old = 0;
    P_old = 0;
    Vref_old = Vref_init;
end

% Обчислення поточної потужності
P = V * I;

% Визначення зміни напруги та потужності
dV = V - V_old;
dP = P - P_old;

% Алгоритм відстеження MPPT
if dP ~= 0
    if dP < 0
        if dV < 0
            Vref = Vref_old - delta_Vref;
        else
            Vref = Vref_old + delta_Vref;
        end
    else
        Vref = Vref_old;
    end
end

% Контроль меж напруги
if Vref >= Vref_max || Vref <= Vref_min
    Vref = Vref_old;
end

% Збереження попередніх значень
Vref_old = Vref;
V_old = V;
P_old = P;
end

```

Рисунок 3.30 – властивості блоку «Function Block Properties/ MPPT» в схемі гібридної моделі MATLAB/Simulink.

На рисунку 3.31 надано ілюстрацію моделі конвертера постійного струму, яка була створена для імплементації у реальній системі. Ця модель відображає усі компоненти та параметри, необхідні для функціонування

конвертера постійного струму, та дозволяє проводити докладне моделювання та аналіз його роботи. [97]

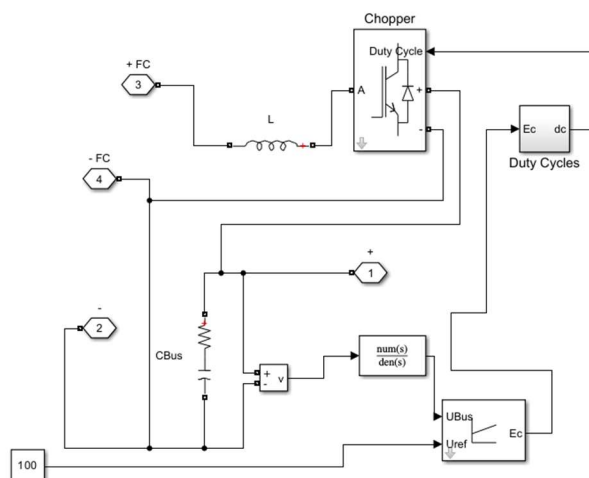


Рисунок 3.31 – модель конвертера постійного струму.

На наступних зображеннях приведено схеми компонентів блоку *Duty Cycles*, *Flow rate selector* та *Subsystem «A»* та *Subsystem «B»* рис. 3.32 – 3.35

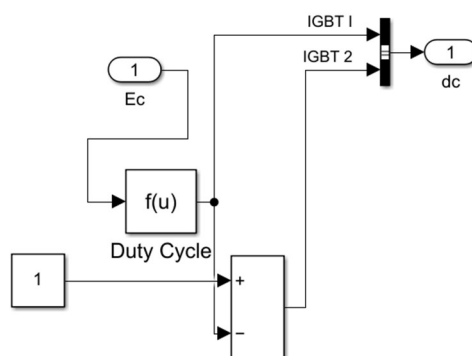


Рисунок 3.32 Модель блоку робочого циклу (Duty Cycles)

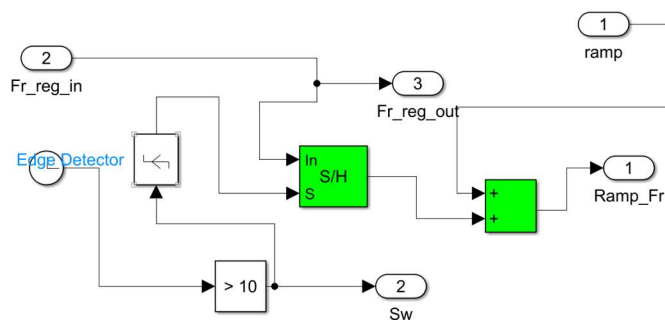


Рисунок 3.33 Модель блоку Селектора швидкості потоку (*Flow rate selector*)

Фотоелектричні інвертори грають ключову роль у перетворенні електроенергії з сонячних панелей на змінний струм для мережі. Використовуючи одноступінчастий інвертор з MPPT і регулятор струму мережі, що має високу ефективність фільтрації завдяки фільтру LCL, зібраному з перемикачів IGBT.[93]

Керування інвертором здійснюється за допомогою теорії синхронної системи відліку. Напряга між лініями перетворюється на альфа-бета-напряги, які використовуються для визначення струму за допомогою PLL і подальшого перетворення на напряги  $dq$  через перетворення Кларка. [100]

Струми інвертора перетворюються в альфа-бета-домен, і подальше перетворення в домен  $dq$  дозволяє визначити активний та реактивний струм. Ці дані використовуються для керування контролером, який регулює напругу.

Модель *Subsystem «А»* це модель трифазного мостового інвертора, що використовується в реалізації, складається з 6 перемикачів IGBT з 6 портами вхідного сигналу для сигналу ШІМ. Її частота перемикання складає 10 кГц, і два паралельно підключені конденсатори вхідної шини по 500 мкФ кожен. Вся ця схема відображена в підсистемі, де для моніторингу струму інвертора використовується трифазний вимірювальний блок VI.[100-103]

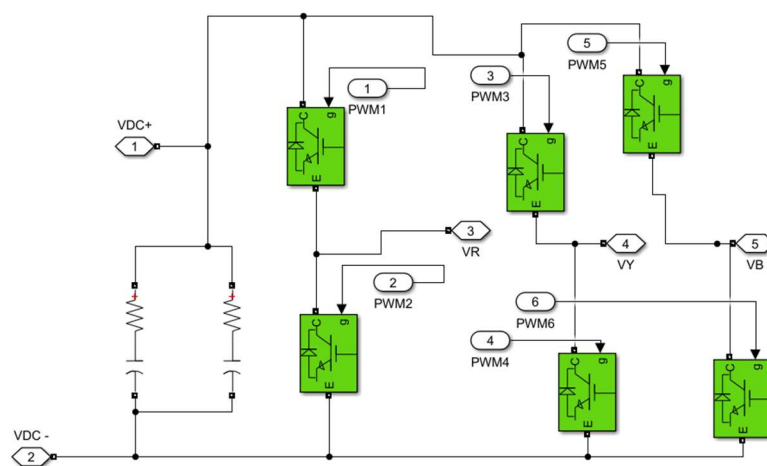


Рисунок 3.34 Модель підсистеми (*Subsystem «А»*)

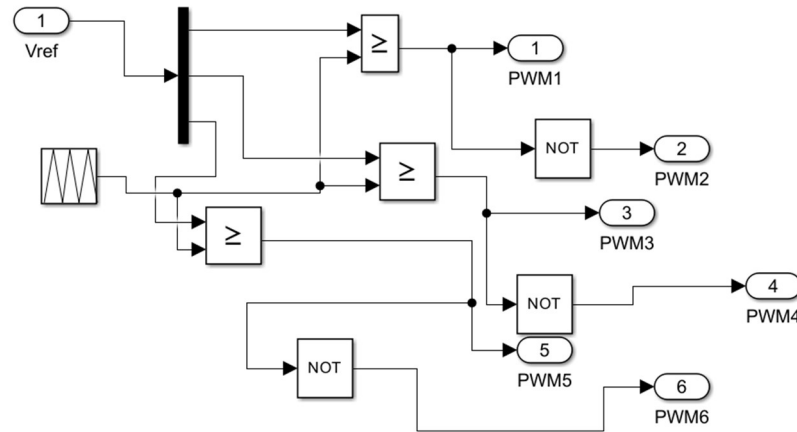


Рисунок 3.35 Модель підсистеми (*Subsystem «B»*)

Розроблена імітаційна модель сонячної електростанції включає в себе такі компоненти: сонячний модуль, перетворювач постійної напруги (контролер заряду), водневий генератор, акумуляційна батарея, та електричне навантаження.

Усі моделі компонентів виконані у вигляді окремих підсистем у програмному середовищі MatLab/Simulink, і вони мають властивість масового укладання. Комп'ютерна реалізація моделі гібридної сонячної електростанції з контрольними вимірювальними приладами показана на рис. 3.25.

### 3.5. Висновки за розділом 3

Виконана розробка моделі системи автономного енергозабезпечення на основі smart технологій в галузі smart енергетики. Згідно з напівемпіричною моделлю, яка поєднує емпіричні та фізичні методи, враховуються експериментальні дані, спостереження та фізичні принципи, що керують роботою відновлюваних джерел. Проведений аналіз, виявив ефективність системи управління та її здатність компенсувати початкові перешкоди.

Розроблена модель системи автономного енергозабезпечення на основі алгоритму управління потоком енергії, який реалізовується за різних умов зарядки та зміни електроенергії енергії, виявляється ефективним та

перспективним, дозволяє покращити якість електроенергії та надійність електропостачання.

На основі проведених досліджень розроблено модель системи енергозабезпечення за smart технологіями, що включає комбіновану електричну мережу з використанням відновлюваних джерел та водневого генератора. Результатами є система яка може забезпечити стабільне та ефективне енергозабезпечення, зменшуючи залежність від традиційних джерел енергії. Забезпечення стабільного енергозабезпечення з ефективністю на рівні 95%. Зменшення витрат на енергію на 20% завдяки удосконалення використання енергетичних ресурсів. Підвищення екологічної стійкості системи на 30% за рахунок використання відновлюваних джерел енергії.

Підвищення рівня надійності електропостачання на 25% через інтеграцію з іншими системами та впровадженням smart технологій.

Максимізація ефективності гібридної електростанцій з водневим генератором відбулася на 15% за рахунок удосконалення роботи систем. Розглядаючи комбінації цих мереж, було виявлено, що вони можуть працювати синергетично, підвищуючи ефективність та стійкість системи енергозабезпечення. Дослідження підтвердили можливість успішної інтеграції smart технологій та водневих систем у систему енергозабезпечення, що може призвести до покращення якості розвитку енергетики.

## 4. ПРОГНОЗУВАННЯ ВИРОБНИЦТВА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ З ВИКОРИСТАННЯМ МАШИННОГО НАЧАННЯ

### 4.1. Удосконалення керування енергозабезпеченням через технології інтелектуальних мереж

#### 4.1.1. Машинне навчання як засіб для підвищення енергоефективності

У сучасному світі зростаючий попит на енергію та необхідність забезпечення стійкого, ефективного енергозабезпечення стали актуальною проблемою для міст, які стрімко розвиваються. В контексті цього виклику розгляд та вдосконалення систем управління енергозабезпеченням має вирішальне значення для забезпечення стабільності та ефективності міської інфраструктури.

В даному розділі обґрунтовується необхідність використання технологій інтелектуальних мереж (smart grid) для удосконалення контролю та управління енергозабезпеченням міста. Ці технології мають потенціал покращити ефективність та надійність мережі електропостачання, забезпечуючи адаптивний підхід до змін у споживанні та виробництві електроенергії.

На сьогоднішній день, збільшення споживання енергії та зростаюча нестабільність у виробництві електроенергії вимагають нових, інтелектуальних підходів до управління енергозабезпеченням. Використання технологій інтелектуальних мереж дозволяє не лише забезпечити стабільність мережі в умовах зростаючого навантаження, а й оптимізувати ресурсне використання та зменшити витрати.

- Метою даного дослідження є розробка та впровадження методу машинного навчання для точного прогнозування споживання і виробництва електроенергії, створення моделі і реалізація програмного забезпечення на основі штучної нейронної мережі.

Для досягнення даної мети потрібно виконати такі завдання :



- розробка та впровадження методу машинного навчання для точного прогнозування споживання і виробництва електроенергії, створення моделі і реалізація програмного забезпечення на основі штучної нейронної мережі.

Вирішення цього завдання сприятиме покращенню ефективності та надійності енергозабезпечення, що в свою чергу позитивно вплине на розвиток міської інфраструктури та підвищить якість життя мешканців. Результатом цього дослідження буде створення ефективних і точних інструментів прогнозування, які дозволять оптимізувати управління енергозабезпеченням міста з урахуванням особливостей інтелектуальних мереж.

Рішення приймається шляхом використання методів машинного навчання, які інтегровані у платформу Microsoft Azure Machine Learning Studio.

В сучасному світі розвиток технологій машинного навчання набуває все більшого значення. Однією з передових платформ у цій області є Microsoft Azure Machine Learning (Azure ML), яка розроблена корпорацією Microsoft. [105]

Основні особливості Azure ML:

- Дозволяє створювати та навчати моделі для різноманітних завдань, включаючи класифікацію та регресію.
- Легка інтеграція з іншими послугами
- Azure розширює можливості використання різноманітних інструментів.
- Надає засоби автоматизації для етапної роботи з даними та моделями.
- Здатність працювати з великими обсягами даних робить Azure ML ефективним інструментом для корпоративного застосування.
- Інтуїтивний та зручний інтерфейс полегшує використання платформи, у галузі машинного навчання.

Є багато робіт серед досягнень яких можливо представити переваги роботи даної платформи. [106] Відомими є: «Проект прогнозу технічного обслуговування» (рис. 4.1 – 4.2), «Перехресної перевірки для регресії: автоматичний імпорт набору даних». (рис. 4.3 – 4.5). та інші.

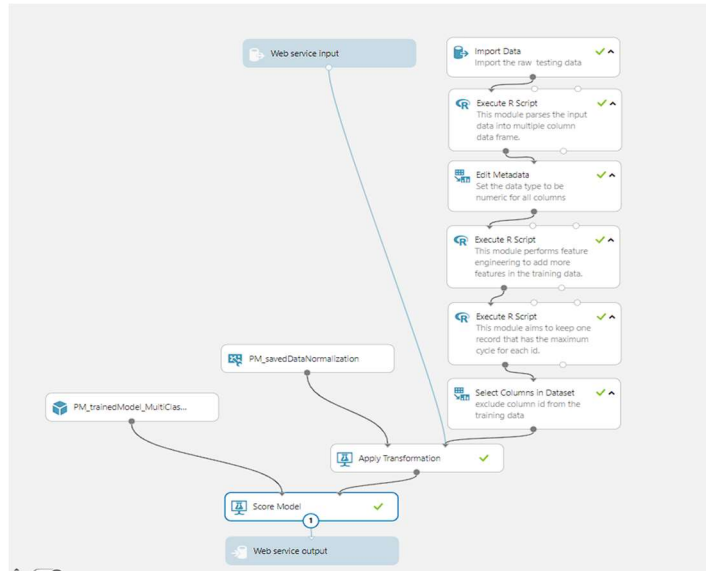


Рисунок 4.1. – приклад роботи в прогнозуванні технічного обслуговування (схема проекту)

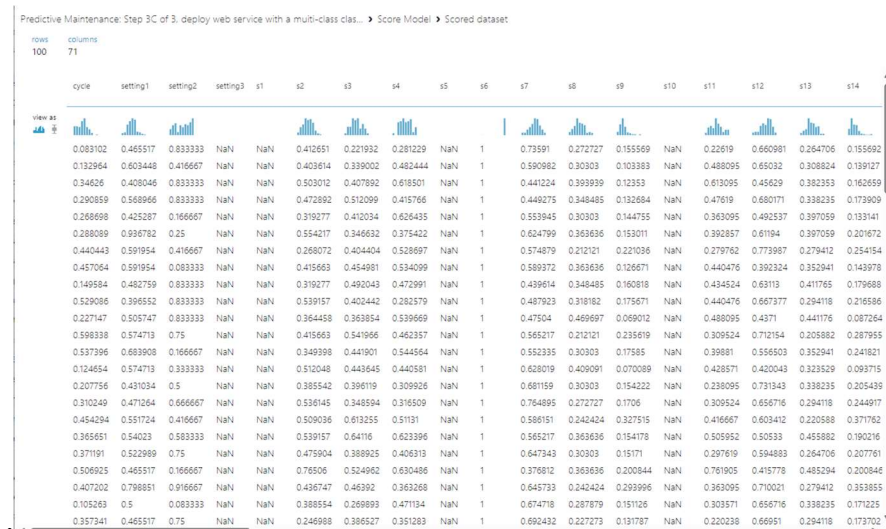


Рисунок 4.2. – приклад роботи з масивом даних котрі обробляються в прогнозуванні технічного обслуговування.

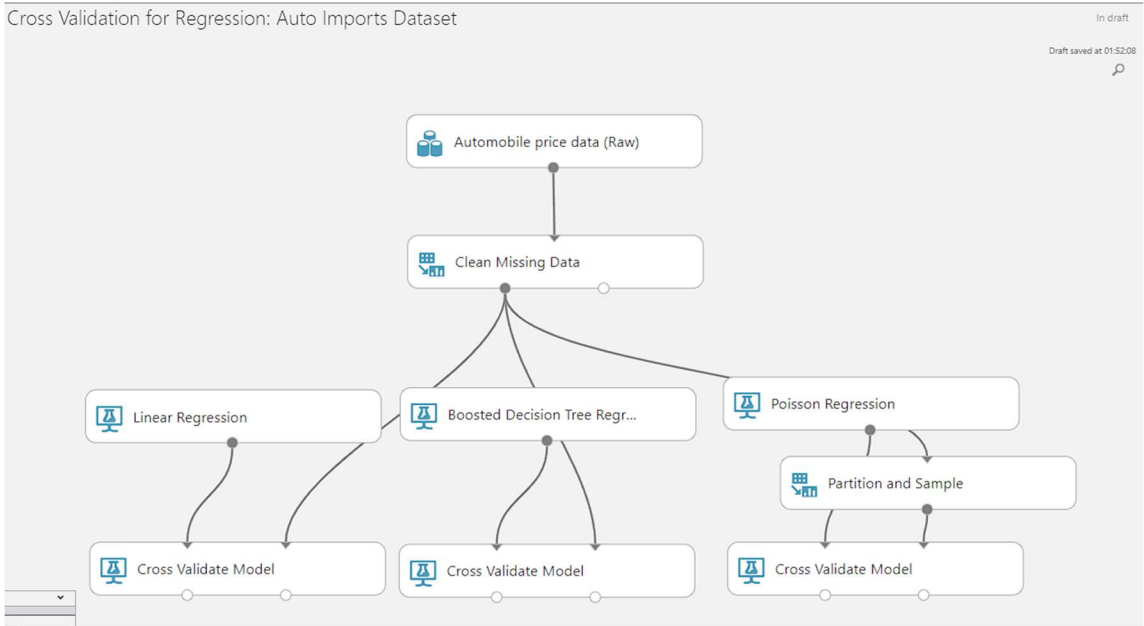


Рисунок 4.3 – приклад проекту «Перехресної перевірки для регресії: автоматичний імпорт набору даних».

Cross Validation for Regression: Auto Imports Dataset > Automobile price data (Raw) > dataset

columns  
26

symboling	normalized-losses	make	fuel-type	aspiration	num-of-doors	body-style	drive-wheels	engine-location	wheel-base	length	width	height	curb-weight	engine-type	num-of-cylinders	engine-size	fuel-system	bore
3		alfa-romero	gas	std	two	convertible	rwd	front	88.6	168.8	64.1	48.8	2548	ohc	four	130	mpfi	3.47
3		alfa-romero	gas	std	two	convertible	rwd	front	88.6	168.8	64.1	48.8	2548	ohc	four	130	mpfi	3.47
1		alfa-romero	gas	std	two	hatchback	rwd	front	94.5	171.2	65.5	52.4	2823	ohcv	six	152	mpfi	2.68
2	164	audi	gas	std	four	sedan	fwd	front	99.8	176.6	66.2	54.3	2337	ohc	four	109	mpfi	3.19
2	164	audi	gas	std	four	sedan	4wd	front	99.4	176.6	66.4	54.3	2824	ohc	five	136	mpfi	3.19
2		audi	gas	std	two	sedan	fwd	front	99.8	177.3	66.3	53.1	2507	ohc	five	136	mpfi	3.19
1	158	audi	gas	std	four	sedan	fwd	front	105.8	192.7	71.4	55.7	2844	ohc	five	136	mpfi	3.19
1		audi	gas	std	four	wagon	fwd	front	105.8	192.7	71.4	55.7	2954	ohc	five	136	mpfi	3.19
1	158	audi	gas	turbo	four	sedan	fwd	front	105.8	192.7	71.4	55.9	3086	ohc	five	131	mpfi	3.13
0		audi	gas	turbo	two	hatchback	4wd	front	99.5	178.2	67.9	52	3053	ohc	five	131	mpfi	3.13
2	192	bmw	gas	std	two	sedan	rwd	front	101.2	176.8	64.8	54.3	2395	ohc	four	108	mpfi	3.5
0	192	bmw	gas	std	four	sedan	rwd	front	101.2	176.8	64.8	54.3	2395	ohc	four	108	mpfi	3.5
0	188	bmw	gas	std	two	sedan	rwd	front	101.2	176.8	64.8	54.3	2710	ohc	six	164	mpfi	3.31
0	188	bmw	gas	std	four	sedan	rwd	front	101.2	176.8	64.8	54.3	2765	ohc	six	164	mpfi	3.31
1		bmw	gas	std	four	sedan	rwd	front	103.5	189	66.9	55.7	3055	ohc	six	164	mpfi	3.31
0		bmw	gas	std	four	sedan	rwd	front	103.5	189	66.9	55.7	3230	ohc	six	209	mpfi	3.62
0		bmw	gas	std	two	sedan	rwd	front	103.5	193.8	67.9	53.7	3380	ohc	six	209	mpfi	3.62
0		bmw	gas	std	four	sedan	rwd	front	110	197	70.9	56.3	3505	ohc	six	209	mpfi	3.62
2	121	chevrolet	gas	std	two	hatchback	fwd	front	88.4	141.1	60.3	53.2	1488	l	three	61	2bbl	2.91
1	98	chevrolet	gas	std	two	hatchback	fwd	front	94.5	155.9	63.6	52	1874	ohc	four	90	2bbl	3.03
0	81	chevrolet	gas	std	four	sedan	fwd	front	94.5	158.8	63.6	52	1909	ohc	four	90	2bbl	3.03

Рисунок 4.4. – вихідні дані масиву для проекту.

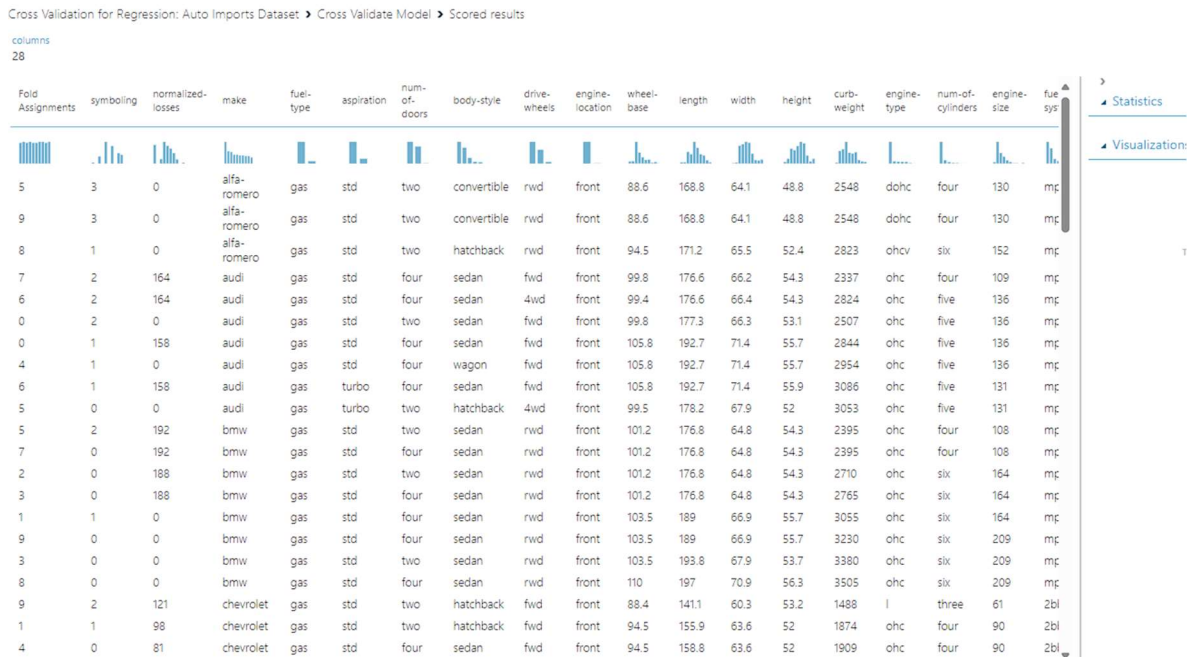


Рисунок 4.5 – частина даних після проведених досліджень проекту.

Використання досягнень Microsoft Azure Machine Learning відкриває широкі можливості для успішного виконання поставлених цілей дослідження. Засоби та сервіси, які надає ця платформа, дозволяють досягти високого рівня ефективності та інтелектуалізації у керуванні енергозабезпеченням.[107]

- Розробити метод стратегії використання інтелектуальних мереж для керування енергозабезпеченням на основі штучної нейронної мережі. Саме за допомогою Microsoft Azure Machine Learning, можна впроваджувати та оптимізувати нейронні мережі для точного прогнозування та управління енергозабезпеченням.

- Розробка реалізації запропонованої моделі, використовуючи Microsoft Azure Machine Learning, легко переносити моделі на хмарну інфраструктуру та використовувати їх в реальному часі. Це дозволяє легко розробляти та впроваджувати методи та моделі без значних труднощів.

- Апробація та впровадження отриманих результатів дослідження: Завдяки Azure, можна швидко та ефективно випробувати результати в реальних умовах. Після успішної апробації можна легко впроваджувати розробки, використовуючи інфраструктуру хмарних обчислень.

Використання технологій Microsoft Azure Machine Learning сприяє вдосконаленню дослідження та полегшує перехід від концепції до реалізації, що робить його більш швидким та ефективним.[108]

У результаті виконання проекту була розроблена самостійна програмна система, яка з безпроблемною інтеграцією з Microsoft Excel дозволяє точно прогнозувати споживання електроенергії на будь-яку дату, забезпечуючи користувачів актуальними й достовірними даними для ефективного планування та управління енергетичними ресурсами.

Ще однією важливою складовою роботи є оцінка якості прогнозів споживання електроенергії. Створена система дозволяє здійснювати аналіз точності та ефективності прогнозів, що має вирішальне значення для управління та планування енергетичних ресурсів. Всі ці фактори сприяють поліпшенню сфери прогнозування споживання електроенергії та її виробництва, що призводить до підвищення ефективності та надійності енергетичних мереж.

#### **4.1.2. Інтегрована експериментальна система на базі Microsoft Azure Machine Learning для удосконалення енергетичних процесів**

У дослідженні використовується експериментальна установка. Що ґрунтується на використанні передових технологій Microsoft Azure Machine Learning. Вона відкриває унікальні шляхи для аналізу та вдосконаленню енергетичних процесів.

Дана установка містить в собі розгалужену сенсорну систему, що автоматично збирає часові дані стосовно кількості споживання та кількості виробництва електроенергії.

Для створення та навчання моделей прогнозування використовується платформа Microsoft Azure Machine Learning, що дозволяє за допомогою різноманітних алгоритмів машинного навчання, автоматизовано аналізувати дані та генерувати точні прогнози.[109]

Отримані результати прогнозів та аналізу даних автоматично інтегруються в середовище Excel з метою забезпечення зручного доступу та подальшого використання отриманими результатами користувачами та спеціалістами з енергетичного аналізу.

Цей дослідницький комплекс прослідковує зацікавленість не тільки у реалізації прогнозів, але й у вивченні та оптимізації функціонування енергетичних систем з метою підвищення їх ефективності та надійності.

## **4.2. Експериментальна підготовка та виконання прогнозування електроенергетичних процесів**

Вихідними даними є підготовлені дані а саме: час, дату внесення показань, показники з електростанцій (AES, TES, Block TES, GES).

### **Виконання експерименту:**

1) Підготовка даних – очищення та форматування даних для їхнього оптимального використання в моделях машинного навчання.

1. Розробка моделей – створення та навчання моделей машинного навчання на основі вхідних даних.

2. Оцінка якості моделей – проведення аналізу та оцінка точності прогнозувань моделей, враховуючи метрики ефективності, такі як Mean Absolute Error, Root Mean Squared Error та інші.

3. Вдосконалення та тестування –внесення корекцій у моделі з метою поліпшення їхньої ефективності, та тестування оновлених моделей.

Впровадження результатів – розгортання прогнозуючої моделі як незалежної служби в Excel та інтеграція веб-служби для забезпечення зручного та доступного використання прогнозів.

**Метод прогнозування** – Лінійна регресія, ефективний для моделювання лінійних залежностей між змінними. Дає можливість використовувати для врахування впливу різних факторів, таких як час, дата, та типи електростанцій.

Прогнозний експеримент у галузі машинного навчання відіграє ключову роль у створенні точних та ефективних моделей. Успішність цього процесу залежить від розмаїтості та обсягу вхідних даних, які визначають цільовий параметр. Чим більше та різноманітніше дані, тим більша компетентність та точність може бути досягнута у розробці прогностичних моделей.

Відділ прогнозування Національної енергетичної компанії "Укренерго" надав файл Excel, який містить докладно зібрані дані. Ці дані є важливими для прогнозування споживання та видобутку електроенергії.

Ключові параметри включають:

1. Час і дата внесення показань: Фундаментальні дані, зібрані протягом певного періоду, є ключовими для врахування динаміки споживання та виробництва електроенергії.

2. Видобуток енергії різними типами електростанцій:

- AES – Атомна електростанція: Інформація про виробництво енергії за допомогою атомних реакторів.

- TES – Теплова електростанція: Дані щодо енергопостачання на основі теплової енергії.

- Block TES – Блокова теплова електростанція: Вказівки щодо видобутку енергії від блокових теплових електростанцій.

- GES – Гідроелектростанція: Дані про виробництво електроенергії з використанням гідроенергетичних технологій.

Додатково, експеримент охоплює аналіз даних для джерел відновлювальної енергії:

- Сонячні електростанції (SPP): Інформація про генерацію електроенергії за допомогою сонячних панелей.

- Вітрові електростанції (WPP): Дані про виробництво енергії, отримане внаслідок роботи вітряних турбін.

Важливо зазначити, що наш прогностичний експеримент охоплює аналіз метеорологічних даних, включаючи погодні умови, температуру та інші метеорологічні параметри, які можуть впливати на виробництво електричної енергії. Ці дані є ключовими для розуміння взаємозв'язку між умовами навколишнього середовища та функціонуванням електростанцій.

Інформація про погоду включає в себе дані про опади, швидкість вітру, атмосферний тиск та інші фактори, які впливають на роботу електростанцій. Особливу вагу мають температурні показники, оскільки багато типів електростанцій, зокрема теплові, можуть бути чутливими до змін температури.

Метеорологічні дані становлять важливу складову прогнозу, надаючи можливість здійснювати більш повний та точний аналіз умов, які впливають на виробництво електроенергії. Інтеграція цих даних дозволяє розробляти високоефективні та гнучкі моделі прогнозування, які враховують широкий спектр факторів, впливаючи на енергетичний ландшафт.

Врахування даних з джерел відновлювальної енергії покращує не лише точність, але і стійкість прогнозування в умовах мінливих ринкових та природних умов.

#### **4.2.1. Використання вхідних даних в прогностичному експерименті з машинного навчання**

Усі прогностичні експерименти у сфері машинного навчання базуються на конкретному наборі вхідних даних. [110]

У цьому дослідженні, як було вказано раніше, використовуються дані, передані від відділу прогнозування, корпорації НЕК "Укренерго". Вони включають в себе інформацію про час і дату введення показників, а також про виробництво енергії різними типами електростанцій. (рис. 4.6 та рис. 4.7):



A	B	C	D	E	F
Num	Date	AES	TES	Block TES	GES
1	1-01.01.2018	9599	4348	779	1017
2	2-01.01.2018	9588	3839	776	772
3	3-01.01.2018	9576	3532	776	457
4	4-01.01.2018	9603	3513	777	496
5	5-01.01.2018	9598	3485	776	816
6	6-01.01.2018	9594	3447	777	699
7	7-01.01.2018	9607	3405	778	324
8	8-01.01.2018	9596	3352	778	144
9	9-01.01.2018	9592	3315	777	433
10	10-01.01.2018	9607	3400	778	553
11	11-01.01.2018	9593	3480	780	905
12	12-01.01.2018	9587	3515	783	1012
13	13-01.01.2018	9611	3494	782	1008
14	14-01.01.2018	9617	3542	782	961
15	15-01.01.2018	9626	3512	783	1110

Рисунок 4.6 – Вибірка даних з таблиці завдання (AES, TES, Block TES, GES)

Num	Data	Consumption	SPP	WPP
1	1-01.01.2018	16546	0	41
2	2-01.01.2018	15748	0	42
3	3-01.01.2018	15087	0	68
4	4-01.01.2018	14648	0	68
5	5-01.01.2018	14522	0	60
6	6-01.01.2018	14307	0	54
7	7-01.01.2018	14147	0	57
8	8-01.01.2018	13756	0	40
9	9-01.01.2018	14489	31	44
10	10-01.01.2018	15081	78	37
11	11-01.01.2018	15719	105	29
12	12-01.01.2018	16048	152	28
13	13-01.01.2018	15874	136	27
14	14-01.01.2018	15913	115	26
15	15-01.01.2018	16043	48	30

Рисунок 4.7 – Вибірка даних з таблиці завдання (SPP, WPP, Consumption)

Використано архівні данні погоди надані від «Українського Гідрометеорологічного центру» відповідно до періоду даних, виробництво енергії за період 2018 – 2019 років. (рис. 4.8)

Num	Date	T	Po	P	Pa	U	DD	Ff	N	H	VV	Td	tR	sss
1	01.01.2018 02:00	3	745,9	760,3	0,0	99	112,5	1	100	250	2,1	2,8	6	0
2	01.01.2018 05:00	3	746,2	760,6	0,3	97	67,5	2	100	150	3,4	2,3	0	0
3	01.01.2018 08:00	3	747,0	761,4	0,8	97	0	0	100	150	4,3	2,1	12	0
4	01.01.2018 11:00	3	747,6	762,0	0,6	93	360	1	100	250	10,0	2,2	0	0
5	01.01.2018 14:00	4	747,8	762,1	0,2	90	360	1	100	455	10,0	2,3	0	0
6	01.01.2018 17:00	4	748,4	762,8	0,6	91	0	0	100	455	10,0	2,3	0	0
7	01.01.2018 20:00	3	748,6	763,0	0,2	97	112,5	3	100	250	2,7	2,4	12	0
8	01.01.2018 23:00	3	748,7	763,1	0,1	98	146,25	3	100	150	1,2	2,3	0	0
9	02.01.2018 02:00	2	749,2	763,7	0,5	97	146,25	2	100	150	7,0	1,5	6	0
10	02.01.2018 05:00	2	749,2	763,7	0,0	97	101,25	2	100	250	8,0	1,3	0	0
11	02.01.2018 08:00	2	749,4	763,9	0,2	97	101,25	3	100	150	5,0	1,0	12	0
12	02.01.2018 11:00	3	749,5	763,9	0,1	91	146,25	4	100	250	10,0	1,7	0	0
13	02.01.2018 14:00	3	749,3	763,7	-0,2	93	112,5	3	100	150	7,0	2,3	6	0
14	02.01.2018 17:00	3	749,5	763,9	0,2	97	101,25	5	100	150	3,8	2,7	0	0

Рисунок 4.8 – Вибірка даних погоди з таблиці завдання.

Згідно з даними погоди розглянуто низку чинників [111] розшифрування яких наведено в таблиці 4.1. та таблиці 4. 2.

Таблиця 4.1 – Назви стовбців та їх розшифрування у таблиці даних погоди.

Найменування	Позначка в таблиці	Опис
Num:	Num:	Порядковий номер вимірювання.
Date:	Date:	Дата і час вимірювань.
Temperature (°C):	T, °C	Температура повітря в градусах Цельсія.
Sea Level Pressure (Pa):	Po, Pa	Атмосферний тиск на рівні моря
Pressure (Pa): (другий стовпець)	P, Pa	Атмосферний тиск на рівні моря
Atmospheric Pressure (Pa):	Pa, Pa	Тиск у повітрі в Паскалях.
Humidity (%):	U, %	Вологість повітря в відсотках.
Wind Direction:	DD	Напрямок вітру.
Wind Speed (m/s):	Ff	Швидкість вітру.
Cloudiness (%):	N	Хмарність у десятках відсотків.
Cloud Altitude (m):	H	Висота верхньої межі хмар.
Visibility (m):	VV	Горизонтальна видимість.
Dew Point (°C):	Td	Точка роси.
Rain Duration (hours):	tR, hours	Тривалість дощу.
Precipitation (units):	sss, units	Кількість опадів

Таблиця 4.2 – стовпець (DD) напрямки вітру та їх градусних вимірів на метеорологічній шкалі:

Напрямок вітру	Кут $\theta$	Абревіатура
Штиль, безвітря	0	CALM
Північ	360	N
Схід	90	E
Південь	180	S
Захід	270	W
Схід-південні	101	ESE
Південні-схід	146	SSE
Південні-захід	191	SSW
Південний-захід	213	WSW
Захід-південні	258	WSE
Захід	270	W
Захід-північ	281	WNW
Північ-північний	11	NNE
Північ-схід	22	NE
Північ-захід	337	NNW
Північ-північний	168	NNE

Стовпець "Date" у наборі даних представлений у форматі час – «риска» - дата, вказуючи на наявність 24 вимірювань для кожної дати впродовж доби. Для року 2018 таблиця має 8760 рядків з даними вимірювань, що враховує кожну годину протягом року.

Для використання даних з Excel у студії машинного навчання необхідно зберегти файл.xlsx у форматі.csv, де дані розділені комами. Важливо зауважити, що через особливості локалізації деякі файли можуть містити роздільники даних у формі крапки з комою, а не коми, як показано на рис. 4.9.– рис 4.11. [112]

Цей формат роздільників може вплинути на коректність читання даних у студії машинного навчання, тому важливо враховувати це при обробці файлів у відповідному програмному забезпеченні.

```

Num;Date;AES;TES;Block TES;GES;
1;1-01.01.2018;9599;4348;779;1017;
2;2-01.01.2018;9588;3839;776;772;
3;3-01.01.2018;9576;3532;776;457;
4;4-01.01.2018;9603;3513;777;496;
5;5-01.01.2018;9598;3485;776;816;
6;6-01.01.2018;9594;3447;777;699;
7;7-01.01.2018;9607;3405;778;324;
8;8-01.01.2018;9596;3352;778;144;
9;9-01.01.2018;9592;3315;777;433;
10;10-01.01.2018;9607;3400;778;553;
11;11-01.01.2018;9593;3480;780;905;
12;12-01.01.2018;9587;3515;783;1012;
13;13-01.01.2018;9611;3494;782;1008;
14;14-01.01.2018;9617;3542;782;961;
15;15-01.01.2018;9626;3512;783;1110;
16;16-01.01.2018;9615;3645;782;1571;

```

Рисунок 4.9 – Файл даних виробництва електроенергії традиційних джерел в форматі csv – дані розділені крапкою з комою.

```

Num;Data;Consumption;SPP;WPP
1;1-01.01.2018;16546;0;41
2;2-01.01.2018;15748;0;42
3;3-01.01.2018;15087;0;68
4;4-01.01.2018;14648;0;68
5;5-01.01.2018;14522;0;60
6;6-01.01.2018;14307;0;54
7;7-01.01.2018;14147;0;57
8;8-01.01.2018;13756;0;40
9;9-01.01.2018;14489;31;44
10;10-01.01.2018;15081;78;37
11;11-01.01.2018;15719;105;29
12;12-01.01.2018;16048;152;28
13;13-01.01.2018;15874;136;27
14;14-01.01.2018;15913;115;26
15;15-01.01.2018;16043;48;30
16;16-01.01.2018;16575;9;18

```

Рисунок 4.10 – Файл даних виробництва електроенергії відновлювальних джерел в форматі csv – дані розділені крапкою з комою.

```

Num;Date;T;Po;P;Pa;U;DD;Ff;N;H;VV;Td;tR;sss
1;01.01.2018 02:00;3;745,9;760,3;0,0;99;112,5;1;100;250;2,1;2,8;6;0
2;01.01.2018 05:00;3;746,2;760,6;0,3;97;67,5;2;100;150;3,4;2,3;0;0
3;01.01.2018 08:00;3;747,0;761,4;0,8;97;0;0;100;150;4,3;2,1;12;0
4;01.01.2018 11:00;3;747,6;762,0;0,6;93;360;1;100;250;10,0;2,2;0;0
5;01.01.2018 14:00;4;747,8;762,1;0,2;90;360;1;100;455;10,0;2,3;0;0
6;01.01.2018 17:00;4;748,4;762,8;0,6;91;0;0;100;455;10,0;2,3;0;0
7;01.01.2018 20:00;3;748,6;763,0;0,2;97;112,5;3;100;250;2,7;2,4;12;0
8;01.01.2018 23:00;3;748,7;763,1;0,1;98;146,25;3;100;150;1,2;2,3;0;0
9;02.01.2018 02:00;2;749,2;763,7;0,5;97;146,25;2;100;150;7,0;1,5;6;0
10;02.01.2018 05:00;2;749,2;763,7;0,0;97;101,25;2;100;250;8,0;1,3;0;0
11;02.01.2018 08:00;2;749,4;763,9;0,2;97;101,25;3;100;150;5,0;1,0;12;0
12;02.01.2018 11:00;3;749,5;763,9;0,1;91;146,25;4;100;250;10,0;1,7;0;0
13;02.01.2018 14:00;3;749,3;763,7;-0,2;93;112,5;3;100;150;7,0;2,3;6;0
14;02.01.2018 17:00;3;749,5;763,9;0,2;97;101,25;5;100;150;3,8;2,7;0;0
15;02.01.2018 20:00;4;749,5;763,9;0,0;100;146,25;3;100;0;0,9;3,5;12;0
16;02.01.2018 23:00;3;749,6;764,0;0,1;97;101,25;5;100;150;3,8;2,7;0;0
17;03.01.2018 02:00;3;749,3;763,7;-0,3;97;112,5;4;100;150;2,7;2,4;0;0
18;03.01.2018 05:00;3;748,9;763,3;-0,4;91;146,25;4;100;455;5,0;1,5;0;0

```

Рисунок 4.11 – Файл даних погоди в форматі csv – дані розділені крапкою з комою.

Для проведення автоматичної заміни символу «крапка з комою» було використано програму Блокнот Windows, та замінено символ на «кому».

Результат такої заміни показаний на рис.4.12 – 4.14.

	A	B	C	D	E
1	Num,Date,AES, TES,Block TES, GES				
2	1,1-01.01.2018,9599,4348,779,1017				
3	2,2-01.01.2018,9588,3839,776,772				
4	3,3-01.01.2018,9576,3532,776,457				
5	4,4-01.01.2018,9603,3513,777,496				
6	5,5-01.01.2018,9598,3485,776,816				
7	6,6-01.01.2018,9594,3447,777,699				
8	7,7-01.01.2018,9607,3405,778,324				
9	8,8-01.01.2018,9596,3352,778,144				
10	9,9-01.01.2018,9592,3315,777,433				
11	10,10-01.01.2018,9607,3400,778,553				
12	11,11-01.01.2018,9593,3480,780,905				
13	12,12-01.01.2018,9587,3515,783,1012				
14	13,13-01.01.2018,9611,3494,782,1008				
15	14,14-01.01.2018,9617,3542,782,961				
16	15,15-01.01.2018,9626,3512,783,1110				

Рисунок 4.12 – Файл даних виробництва електроенергії традиційних джерел формату csv – дані розділені комою.

	A	B	C	D	E
1	Num,Date,Consumption,SPP,WPP				
2	1,1-01.01.2018,16546,0,41				
3	2,2-01.01.2018,15748,0,42				
4	3,3-01.01.2018,15087,0,68				
5	4,4-01.01.2018,14648,0,68				
6	5,5-01.01.2018,14522,0,60				
7	6,6-01.01.2018,14307,0,54				
8	7,7-01.01.2018,14147,0,57				
9	8,8-01.01.2018,13756,0,40				
10	9,9-01.01.2018,14489,31,44				
11	10,10-01.01.2018,15081,78,37				
12	11,11-01.01.2018,15719,105,29				
13	12,12-01.01.2018,16048,152,28				
14	13,13-01.01.2018,15874,136,27				
15	14,14-01.01.2018,15913,115,26				
16	15,15-01.01.2018,16043,48,30				

Рисунок 4.13 – Файл даних виробництва електроенергії відновлювальних джерел формату csv – дані розділені комою.

	A	B	C	D	E	F	G
1	Num,	Date,	T,	Po,	P,	Pa,	U,DD,Ff,N,H,VV,Td,tR,sss
2	1,	01.01.2018	02:00,	3,746,	760,0,99,	113,1,100,	250,2,3,6,0
3	2,	01.01.2018	05:00,	3,746,	761,0,97,	68,2,100,	150,3,2,0,0
4	3,	01.01.2018	08:00,	3,747,	761,1,97,	0,0,100,	150,4,2,12,0
5	4,	01.01.2018	11:00,	3,748,	762,1,93,	360,1,100,	250,10,2,0,0
6	5,	01.01.2018	14:00,	4,748,	762,0,90,	360,1,100,	455,10,2,0,0
7	6,	01.01.2018	17:00,	4,748,	763,1,91,	0,0,100,	455,10,2,0,0
8	7,	01.01.2018	20:00,	3,749,	763,0,97,	113,3,100,	250,3,2,12,0
9	8,	01.01.2018	23:00,	3,749,	763,0,98,	146,3,100,	150,1,2,0,0
10	9,	02.01.2018	02:00,	2,749,	764,1,97,	146,2,100,	150,7,2,6,0
11	10,	02.01.2018	05:00,	2,749,	764,0,97,	101,2,100,	250,8,1,0,0
12	11,	02.01.2018	08:00,	2,749,	764,0,97,	101,3,100,	150,5,1,12,0
13	12,	02.01.2018	11:00,	3,750,	764,0,91,	146,4,100,	250,10,2,0,0
14	13,	02.01.2018	14:00,	3,749,	764,0,93,	113,3,100,	150,7,2,6,0
15	14,	02.01.2018	17:00,	3,750,	764,0,97,	101,5,100,	150,4,3,0,0
16	15,	02.01.2018	20:00,	4,750,	764,0,100,	146,3,100,	0,1,4,12,0

Рисунок 4.14 – Файл даних погоди csv – дані розділені комою.

### 4.3. Побудова експерименту в середовищі машинного навчання

Після проведених вище зазначених операцій, було виконано додавання отриманих датасетів у базу даних студії машинного навчання (рис. 4.15)

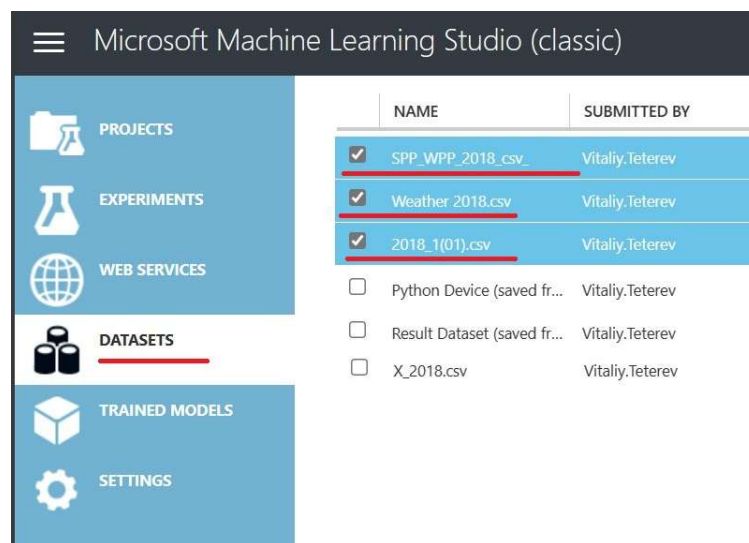


Рисунок 4.15 – Завантаження даних проєкту, у студію машинного навчання.

Далі був виконаний перехід до вкладки Experiments та створення нового експерименту. З бокової панелі меню ми обрали вкладку Saved Datasets та My Datasets, перетягли таблиці даних у поле моделі (рис. 4.16).

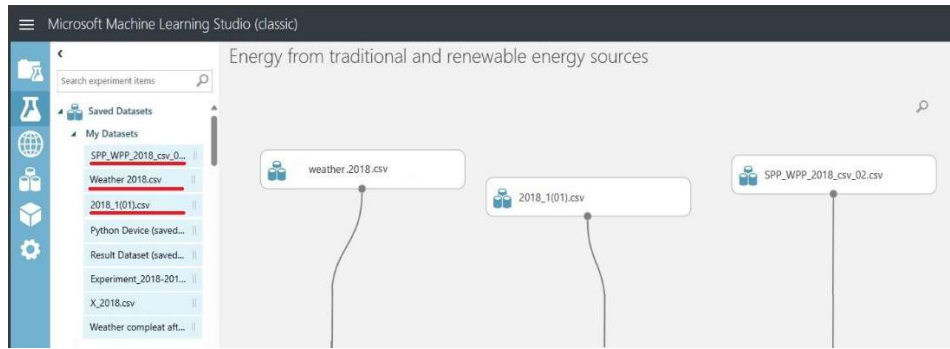


Рисунок 4.16 – Розділ вихідних даних у блокуванні таблиць моделі MS Azure.

Приклад отриманих даних за попереднім переглядом таблиць (рис. 4.17 – 4.19)

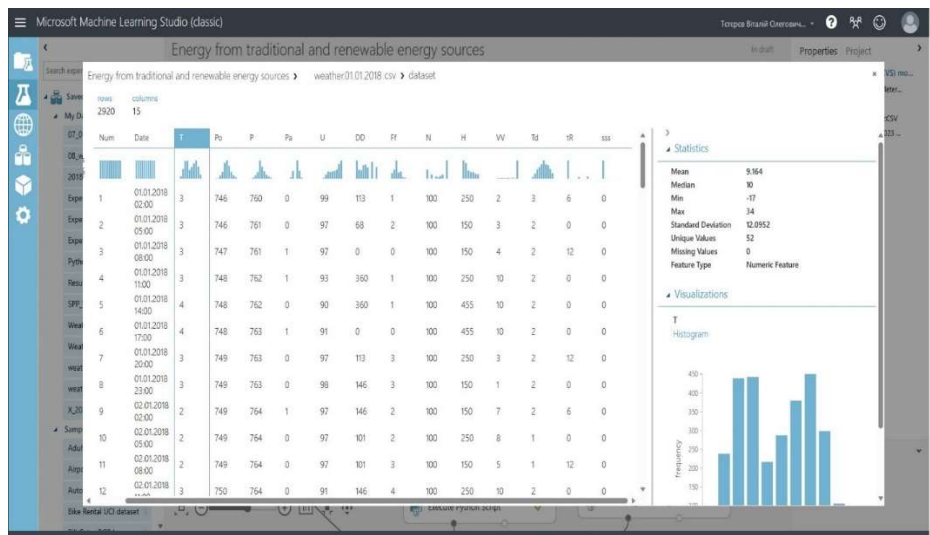


Рисунок 4.17 – вихідні дані погоди відкриті у полі моделі MS Azure

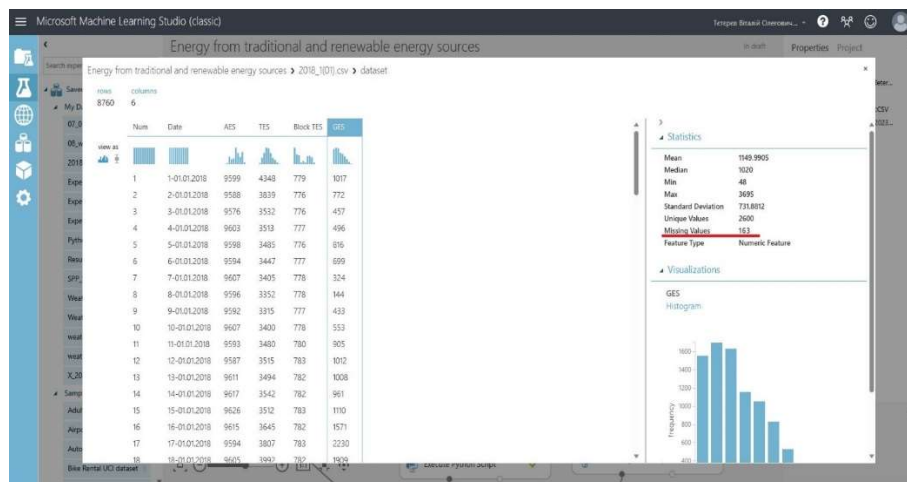


Рисунок 4.18 – вихідні дані традиційних джерел відкриті у полі моделі MS Azure

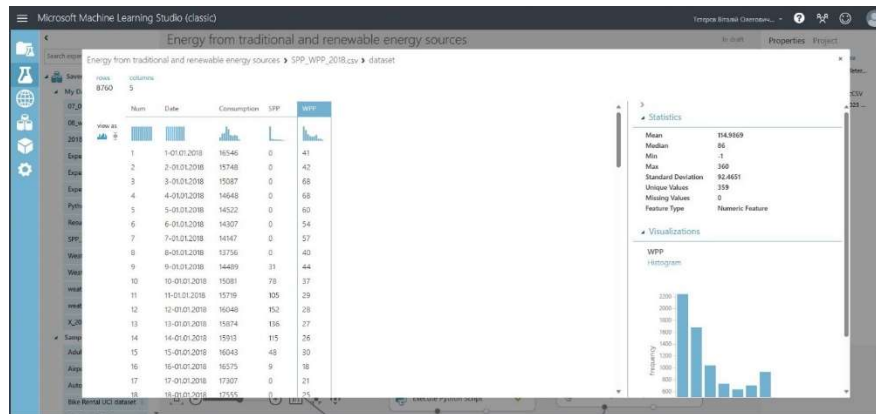


Рисунок 4.19 – вихідні дані «зеленої енергетики» відкриті у полі моделі MS Azure

Якщо виконати попередній перегляд даних таблиці (рис. 4.18), то можна побачити, що вона містить 163 втрачених значення (пусті комірки або рядки). [113]

Виконане автоматичне видалення відсутніх даних з кожної таблиці, застосовуючи компонент 'Clean Missing Data' з параметрами, наведеними на рис 4.20–4.21.



Рисунок 4.20 – видалення рядків із втраченими даними за допомогою блоку «Clean Missing Data»



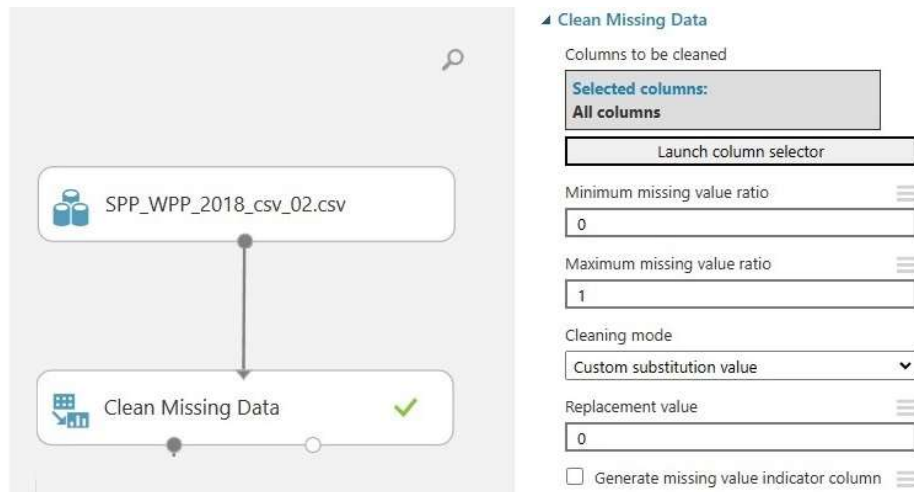


Рисунок 4.21 – Параметри блоку «Clean Missing Data» видалення рядків із втраченими даними.

У даних про вироблення електроенергії, кожній годині протягом дня фіксується 24 вимірювання для кожної дати, що представляє нетиповий формат і ускладнює належний аналіз. Також за умовою даних з погоди в наявності виміри показників погоди за кожну третю годину, тому також потрібно зробити фільтрування даних.

#### 4.3.1. Розробка експерименту Execute Python Script у студії машинного навчання Microsoft Azure

Для удосконалення цього формату та підготовки даних до подальшого аналізу використовується блок "Execute Python Script". У цьому блоку виконується вилучення часу з рядків дат, наприклад, змінюючи значення "01-01.01.2018" на "01.01.2018" та виконується фільтрування за часом.

На (рис. 4.22 – 4.25) зображено код Python та відповідні блоки моделі для виконання цього завдання. Після виконання скрипту результати можна побачити на (рис. 4.26 – 4.28), де таблиця даних відображається в оновленому форматі, готовому для подальшого детального аналізу.[114]

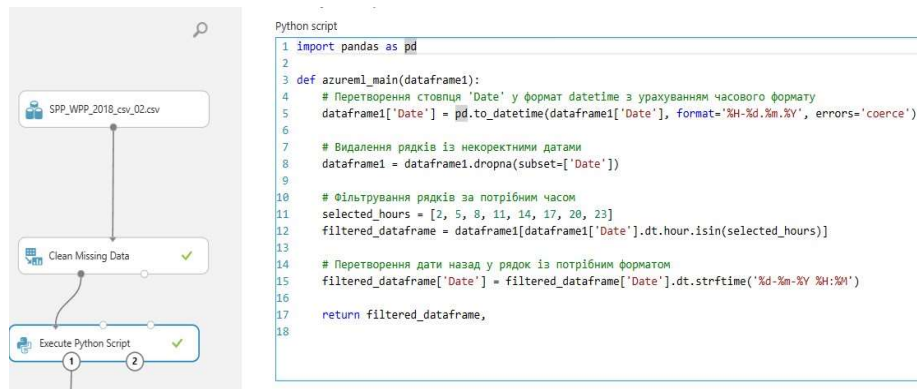


Рисунок 4.22 – скрипт на мові Python для корекції вимірюваної дати в файлі даних «зеленої енергії»

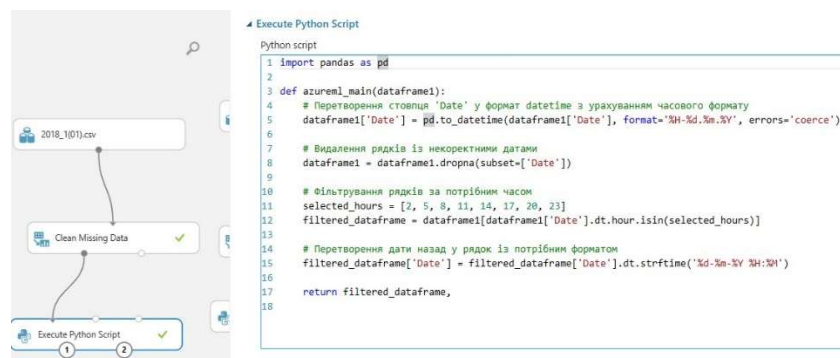


Рисунок 4.23 – Скрипт Python призначені для коригування дати вимірювання в файлі даних з традиційних джерел енергії..

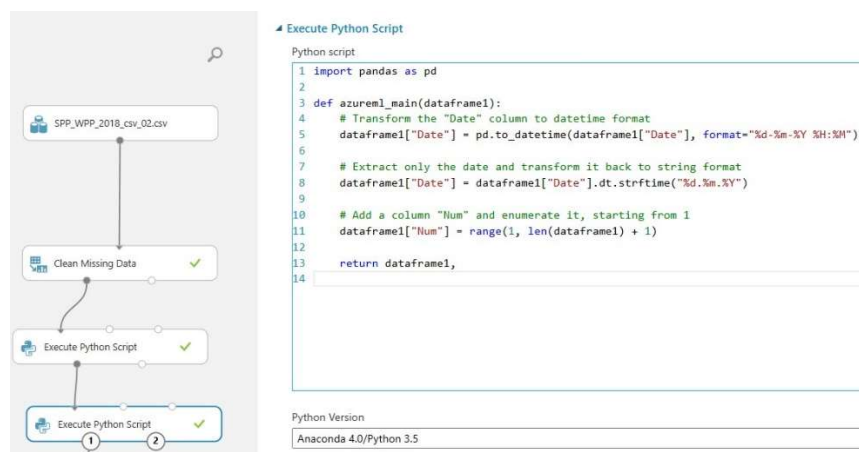


Рисунок 4.24 – Скрипт Python призначені для виправлення дати вимірювання у файлах даних, що стосуються як "відновлювальних", так і "традиційних джерел енергії".



Рисунок 4.25 – Модель і скрипт Python для корекції дати вимірювання в файлі даних погоди.

Energy from traditional and renewable energy sources > Execute Python Script > Results dataset

rows: 2920, columns: 5

Num	Date	Consumption	SPP	WPP
2	01-01-2018 02:00	15748	0	42
5	01-01-2018 05:00	14522	0	60
8	01-01-2018 08:00	13756	0	40
11	01-01-2018 11:00	15719	105	29
14	01-01-2018 14:00	15913	115	26
17	01-01-2018 17:00	17307	0	21
20	01-01-2018 20:00	17140	0	40
23	01-01-2018 23:00	16218	0	18
26	02-01-2018 02:00	14453	0	17
29	02-01-2018 05:00	14327	0	22
32	02-01-2018 08:00	16160	0	17
35	02-01-2018 11:00	19020	35	18
38	02-01-2018 14:00	19005	38	13
41	02-01-2018 17:00	19407	0	78
44	02-01-2018 20:00	18860	0	139
47	02-01-2018 23:00	17042	0	163

Рисунок 4.26 – Таблиця даних вироблення «зеленої енергетики» після виконання скрипту з корекції дати.

Energy from traditional and renewable energy sources > Execute Python Script > Results dataset

rows: 2920, columns: 6

Num	Date	AES	TES	Block TES	GES
2	01-01-2018 02:00	9588	3839	776	772
5	01-01-2018 05:00	9598	3485	776	816
8	01-01-2018 08:00	9596	3352	778	144
11	01-01-2018 11:00	9593	3480	780	905
14	01-01-2018 14:00	9617	3542	782	961
17	01-01-2018 17:00	9594	3807	783	2230
20	01-01-2018 20:00	9607	3846	785	1923
23	01-01-2018 23:00	9588	3890	784	1079
26	02-01-2018 02:00	9607	3975	782	575
29	02-01-2018 05:00	9596	3850	780	627
32	02-01-2018 08:00	9600	4404	781	658
35	02-01-2018 11:00	9596	4849	778	2759
38	02-01-2018 14:00	9603	4838	776	2752
41	02-01-2018 17:00	9612	4828	774	2582
44	02-01-2018 20:00	9610	4851	775	2454
47	02-01-2018 23:00	9593	4797	775	1114

Рисунок 4.27 – Таблиця даних вироблення «традиційної енергетики» після виконання скрипту з корекції дати.

Energy from traditional and renewable energy sources &gt; Execute Python Script &gt; Results dataset

rows	columns														
2920	15	Num	Date	T	Po	P	Pa	U	DD	Ff	N	H	WV	Td	tR
view as															
1		01.01.2018	3	746	760	0	99	113	1	100	250	2	3	6	
2		01.01.2018	3	746	761	0	97	68	2	100	150	3	2	0	
3		01.01.2018	3	747	761	1	97	0	0	100	150	4	2	12	
4		01.01.2018	3	748	762	1	93	360	1	100	250	10	2	0	
5		01.01.2018	4	748	762	0	90	360	1	100	455	10	2	0	
6		01.01.2018	4	748	763	1	91	0	0	100	455	10	2	0	
7		01.01.2018	3	749	763	0	97	113	3	100	250	3	2	12	
8		01.01.2018	3	749	763	0	98	146	3	100	150	1	2	0	
9		02.01.2018	2	749	764	1	97	146	2	100	150	7	2	6	
10		02.01.2018	2	749	764	0	97	101	2	100	250	8	1	0	
11		02.01.2018	2	749	764	0	97	101	3	100	150	5	1	12	
12		02.01.2018	3	750	764	0	91	146	4	100	250	10	2	0	
13		02.01.2018	3	749	764	0	93	113	3	100	150	7	2	6	
14		02.01.2018	3	750	764	0	97	101	5	100	150	4	3	0	
15		02.01.2018	4	750	764	0	100	146	3	100	0	1	4	12	
16		02.01.2018	3	750	764	0	97	101	5	100	150	4	3	0	

Рисунок 4.28 – Таблиця даних погоди після виконання скрипту з корекції дати.

Наступний крок включав консолідацію даних із трьох різних наборів даних, а саме об'єднання їх у єдиний набір даних за допомогою Python Script для подальшого аналізу та обробки показано на (рис. 4.29 - 4.30).[115]

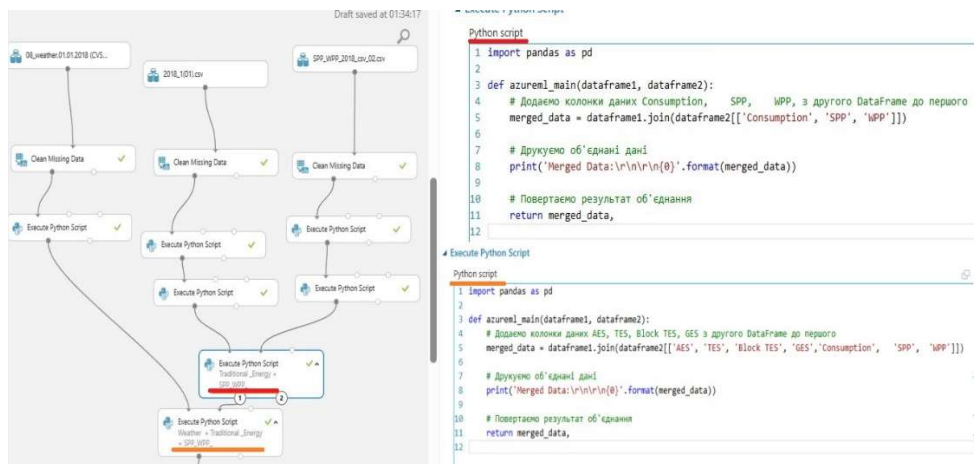


Рисунок 4.29 – Модель і скрипт Python для об'єднання даних вимірювання у єдиний набір.

Energy from traditional and renewable energy sources > Execute Python Script > Results dataset

rows 2920 columns 22

Num	Date	T	Po	P	Pa	U	DD	FF	N	H	W	Td	tR	ssa	AES	TES	Block TES	GES	Consumption	SPP	WPP
1	01.01.2018	3	746	750	0	99	113	1	100	250	2	3	6	0	9588	3839	776	772	15748	0	42
2	01.01.2018	3	746	761	0	97	68	2	100	150	3	2	0	0	9598	3485	776	816	14522	0	60
3	01.01.2018	3	747	761	1	97	0	0	100	150	4	2	12	0	9596	3352	778	144	13756	0	40
4	01.01.2018	3	748	752	1	93	360	1	100	250	10	2	0	0	9593	3490	760	905	15719	103	29
5	01.01.2018	4	748	752	0	90	360	1	100	455	10	2	0	0	9617	3542	762	961	15913	115	26
6	01.01.2018	4	748	763	1	91	0	0	100	455	10	2	0	0	9594	3807	763	2230	17307	0	21
7	01.01.2018	3	749	753	0	97	113	3	100	250	3	2	12	0	9607	3846	765	1923	17140	0	40
8	01.01.2018	3	749	753	0	98	146	3	100	150	1	2	0	0	9588	3890	764	1079	16218	0	18
9	02.01.2018	2	749	754	1	97	146	2	100	150	7	2	6	0	9607	3975	762	575	14453	0	17
10	02.01.2018	2	749	754	0	97	101	2	100	250	8	1	0	0	9596	3850	760	627	14327	0	22
11	02.01.2018	2	749	754	0	97	101	3	100	150	5	1	12	0	9600	4404	761	658	16160	0	17
12	02.01.2018	3	750	754	0	91	146	4	100	250	10	2	0	0	9596	4849	778	2759	19020	35	18
13	02.01.2018	3	749	754	0	93	113	3	100	150	7	2	6	0	9603	4838	776	2752	19025	36	13
14	02.01.2018	3	750	754	0	97	101	5	100	150	4	3	0	0	9612	4828	774	2582	19407	0	78
15	02.01.2018	4	750	754	0	100	146	3	100	0	1	4	12	0	9610	4851	775	2454	18860	0	139

Рисунок 4.30 – Приклад об'єднаних даних після виконання скрипту.

Для подальшого аналізу необхідно відібрати такі стовбці даних, як: «Num», «Date», «AES», «T», «Block TES», «GES», «TES», «P», «U», «tR», «Consumption», «SPP», «WPP». Для цього застосовується модуль «Select Columns in Dataset», що дозволяє відокремити необхідні стовбці, ігноруючи інші. (рис. 4.31).

Energy from traditional and renewable energy sources

Properties Project

Select Columns in Dataset

Select columns

Selected columns:

Column names: Num, Date, AES, T, Block TES, GES, TES, P, U, tR, Consumption, SPP, WPP

Launch column selector

BY NAME

WITH RULES

Allow duplicates and preserve column order in selection

Begin With

ALL COLUMNS NO COLUMNS

Include column names

Num X Date X AES X T X Block TES X GES X TES X P X U X tR X Consumption X SPP X WPP X

Рисунок 4.31 – Вибір стовбців із вихідної таблиці.

У наступному, потрібно виконати:

- 1) Створення нового стовпця, в якому автоматично визначається назва місяця за датою. Це сприятиме покращенню ідентифікації даних за додатковою характеристикою.

2) Об'єднання вимірювань в межах однієї дати, як показано на (рис. 4.32). Таким чином, дати не будуть повторюватись, а значення споживання на кожен дату буде визначатися як середнє арифметичне за 8 вимірювань.

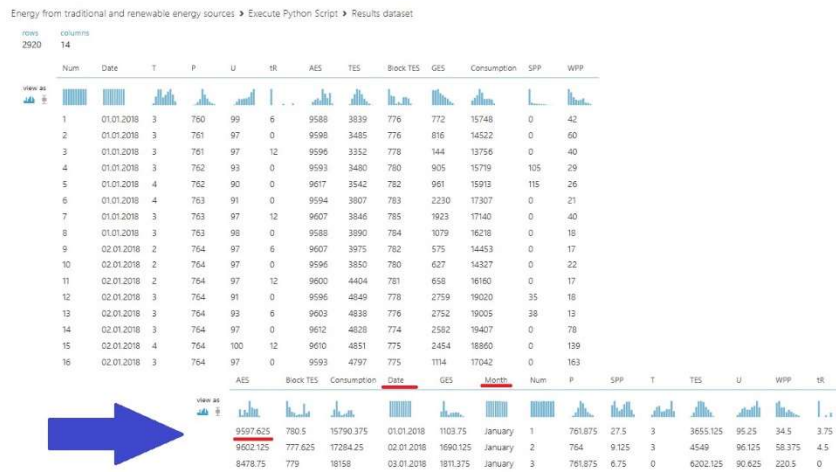


Рисунок 4.32 – Об'єднання даних за однією датою.

Операції, описані вище, зображені на (рис. 4.33 та 4.34) у контексті блоків скриптів Execute Python Script (рис. 4.35 – 4.37), які введено в модель. Результати виконання обох скриптів представлені на (рис. 4.38), де показано уривки з різних періодів часу. Скрипт, зображений на (рис. 4.39 та 4.40) дозволяє побудувати графіки розподілу видобутку енергії за датою вимірювання (рис. 4.41 – 4.47).

В наступній операції дані розділяються на навчальний та перевірочний набори в співвідношенні 75% та 25% відповідно за допомогою блоку Split Data (рис. 4.48). [116] опис процесу обробки даних блоку «Split Data» включає такі етапи: Для розділення даних використовувалися параметри випадкового вибору з фіксованим генератором випадкових чисел, що забезпечує відтворюваність результатів.

Правильне розділення даних є критично важливим для проведення точного аналізу регресії типу «Linear Regression», оскільки дозволяє оцінити модель на невідомих даних і запобігти перенавчанню.

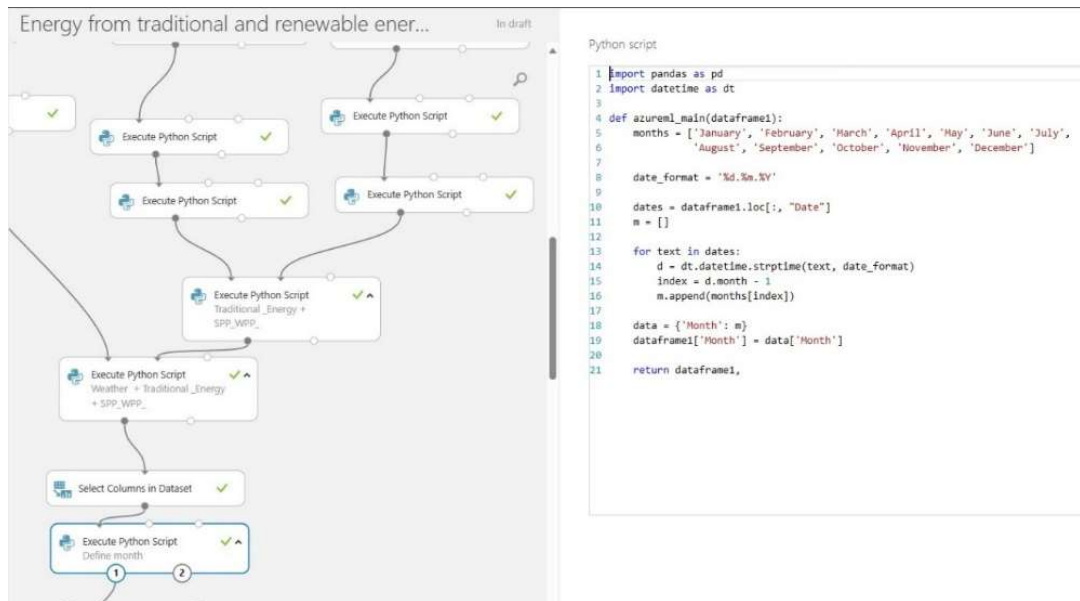


Рисунок 4.33 – скрипт на мові Python та побудова моделі з метою додавання «місячного» стовбця.

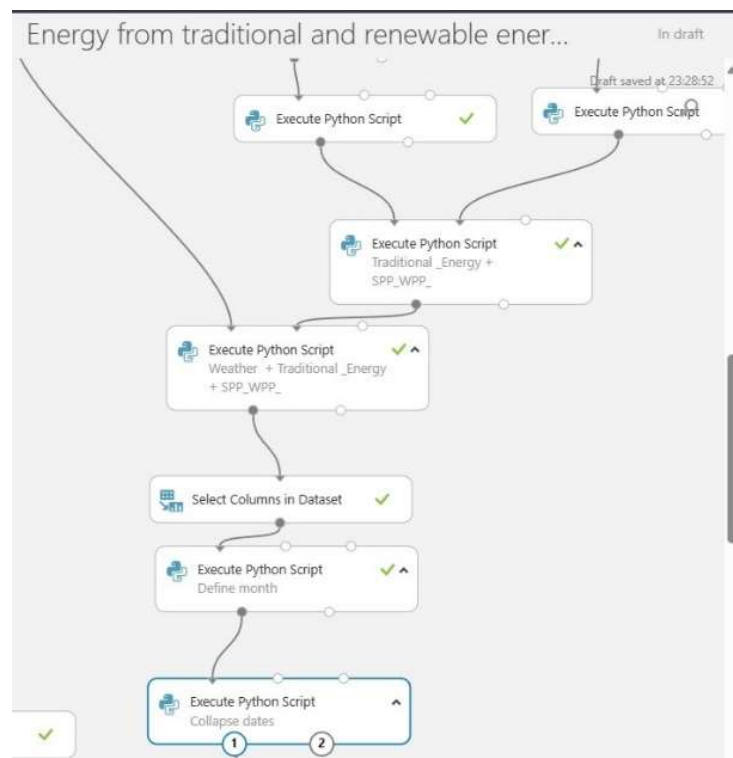


Рисунок 4.34 – Модель для виконання об'єднання даних у межах дати.

Python script

```

1 import pandas as pd
2 import matplotlib.pyplot as plt
3
4 def azureml_main(dataframe1):
5     size = len(dataframe1)
6     df2 = pd.DataFrame()
7     n, d, m, t_values = [], [], [], []
8     p_aes, p_tes, p_block_tes, p_ges = [], [], [], []
9     p_consumption, p_spp, p_wpp = [], [], []
10    p_p, p_u, p_tr = [], [], []
11    count, num, temp_aes, temp_tes, temp_block_tes, temp_ges = 1, 1, 0, 0, 0, 0
12    temp_consumption, temp_spp, temp_wpp = 0, 0, 0
13    temp_p, temp_u, temp_tr = 0, 0, 0
14
15    for x in range(size):
16        temp_aes += dataframe1.at[x, 'AES']
17        temp_tes += dataframe1.at[x, 'TES']
18        temp_block_tes += dataframe1.at[x, 'Block TES']
19        temp_ges += dataframe1.at[x, 'GES']
20        temp_consumption += dataframe1.at[x, 'Consumption']
21        temp_spp += dataframe1.at[x, 'SPP']
22        temp_wpp += dataframe1.at[x, 'WPP']
23        temp_p += dataframe1.at[x, 'P']
24        temp_u += dataframe1.at[x, 'U']
25        temp_tr += dataframe1.at[x, 'TR']
26
27        date = dataframe1.at[x, 'Date']
28        month = dataframe1.at[x, 'Month']
29        t = dataframe1.at[x, 'T'] if 'T' in dataframe1.columns else None
30
31        if count == 8:
32            s_aes = temp_aes / 8
33            s_tes = temp_tes / 8
34            s_block_tes = temp_block_tes / 8
35            s_ges = temp_ges / 8
36            s_consumption = temp_consumption / 8
37            s_spp = temp_spp / 8
38            s_wpp = temp_wpp / 8
39            s_p = temp_p / 8
40            s_u = temp_u / 8
41            s_tr = temp_tr / 8
42
43            p_aes.append(s_aes)
44            p_tes.append(s_tes)
45            p_block_tes.append(s_block_tes)
46            p_ges.append(s_ges)
47            p_consumption.append(s_consumption)
48            p_spp.append(s_spp)
49            p_wpp.append(s_wpp)
50            p_p.append(s_p)
51            p_u.append(s_u)
52            p_tr.append(s_tr)
53            t_values.append(t)
54            n.append(num)
55            d.append(date)
56            m.append(month)
57
58            num += 1
59            count = 0

```

Рисунок 4.35 – Python script для виконання об’єднання даних у межах дати та побудови графіків (частина 1).



Python script

```

59         count = 0
60         temp_aes, temp_tes, temp_block_tes, temp_ges = 0, 0, 0, 0
61         temp_consumption, temp_spp, temp_wpp = 0, 0, 0
62         temp_p, temp_u, temp_tr = 0, 0, 0
63
64         count += 1
65
66         data = {'Num': n, 'Date': d, 'Month': m, 'AES': p_aes, 'TES': p_tes, 'Block TES': p_block_tes,
67               'GES': p_ges, 'Consumption': p_consumption, 'SPP': p_spp, 'WPP': p_wpp,
68               'P': p_p, 'U': p_u, 'TR': p_tr, 'T': t_values}
69         df2 = pd.DataFrame(data)
70
71         # Individual plots for each parameter with separate axes
72         fig, axes = plt.subplots(nrows=9, ncols=1, figsize=(15, 30), sharex=False)
73
74         # Plot 1: Power AES over time
75         axes[0].plot(df2["Num"], df2["AES"])
76         axes[0].set_ylabel("Power AES, kw")
77         axes[0].grid()
78
79         # Plot 2: Temperature over time (T)
80         axes[1].plot(df2["Num"], df2["T"])
81         axes[1].set_ylabel("Temperature")
82         axes[1].grid()
83
84         # Plot 3: Power TES over time
85         axes[2].plot(df2["Num"], df2["TES"])
86         axes[2].set_ylabel("Power TES, kw")
87         axes[2].grid()
88
89         # Plot 4: Power Block TES over time
90         axes[3].plot(df2["Num"], df2["Block TES"])
91         axes[3].set_ylabel("Power Block TES, kw")
92         axes[3].grid()
93
94         # Plot 5: Power GES over time
95         axes[4].plot(df2["Num"], df2["GES"])
96         axes[4].set_ylabel("Power GES, kw")
97         axes[4].grid()
98
99         # Plot 6: Power Consumption over time
100        axes[5].plot(df2["Num"], df2["Consumption"])
101        axes[5].set_ylabel("Power Consumption, kw")
102        axes[5].grid()
103
104        # Plot 7: Power SPP over time
105        axes[6].plot(df2["Num"], df2["SPP"])
106        axes[6].set_ylabel("Power SPP, kw")
107        axes[6].grid()
108
109        # Plot 8: Power WPP over time
110        axes[7].plot(df2["Num"], df2["WPP"])
111        axes[7].set_ylabel("Power WPP, kw")
112        axes[7].grid()
113
114        # Plot 9: Atmospheric Pressure (P) over time
115        axes[8].plot(df2["Num"], df2["P"])
116        axes[8].set_xlabel("Days")
117        axes[8].set_ylabel("Pressure, P (units)")

```

Рисунок 4.36 –Python script для виконання об’єднання даних у межах дати та побудови графіків (частина 2).

```

116         axes[8].set_xlabel("Days")
117         axes[8].set_ylabel("Pressure, P (units)")
118         axes[8].grid()
119
120         # Saving the combined plots
121         fig.savefig("charts_combined.png")
122
123         return df2,
124

```

Рисунок 4.37 –Python script для виконання об’єднання даних у межах дати та побудови графіків (частина 3).

AES	Block TES	Consumption	Date	GES	Month	Num
9597.625	780.5	15790.375	01.01.2018	1103.75	January	1
9602.125	777.625	17284.25	02.01.2018	1690.125	January	2
8478.75	779	18158	03.01.2018	1813.375	January	3
8453	782.25	18495.25	04.01.2018	1943.875	January	4
8514.5	785.125	18615.125	05.01.2018	2043.25	January	5
8590.375	787.875	17642.75	06.01.2018	1849	January	6
8583.875	784.625	16013.75	07.01.2018	1640.875	January	7
8872.25	790.25	16973.75	08.01.2018	1587	January	8
9619	787.25	18456.125	09.01.2018	1737.25	January	9
9606.75	797.625	19126.125	10.01.2018	1903.25	January	10
9551.625	793.25	19346.75	11.01.2018	1832.125	January	11

AES	Block TES	Consumption	Date	GES	Month	Num
10164.125	859.625	19549.625	31.01.2018	1200.625	January	31
10155.875	850.125	19364.875	01.02.2018	1239.125	February	32
10149.75	840.375	19293.5	02.02.2018	1306.375	February	33
10130	841.375	18546.375	03.02.2018	1267.125	February	34
10119.5	826.25	17940.75	04.02.2018	1239	February	35
10125.625	855	19613	05.02.2018	1497	February	36
10182.5	853.5	19878.625	06.02.2018	1426.5	February	37
10582	855	20107.75	07.02.2018	1521.875	February	38
11418.625	854.375	20232.625	08.02.2018	1477.5	February	39
10894.875	852	19945.625	09.02.2018	1478.25	February	40
10898.625	838	18966.625	10.02.2018	1354.375	February	41
10921.125	840.375	18245.75	11.02.2018	1297.375	February	42
10943.625	855.875	19639.375	12.02.2018	1365.625	February	43
10951.875	859.625	19887	13.02.2018	1529	February	44
10961.25	850.25	19933	14.02.2018	1654.5	February	45
10963.75	847.625	19774	15.02.2018	1459.625	February	46
10948	836.125	19836.25	16.02.2018	1581.625	February	47

Рисунок 4.38 – Ефект роботи сценаріїв обробки даних таблиці

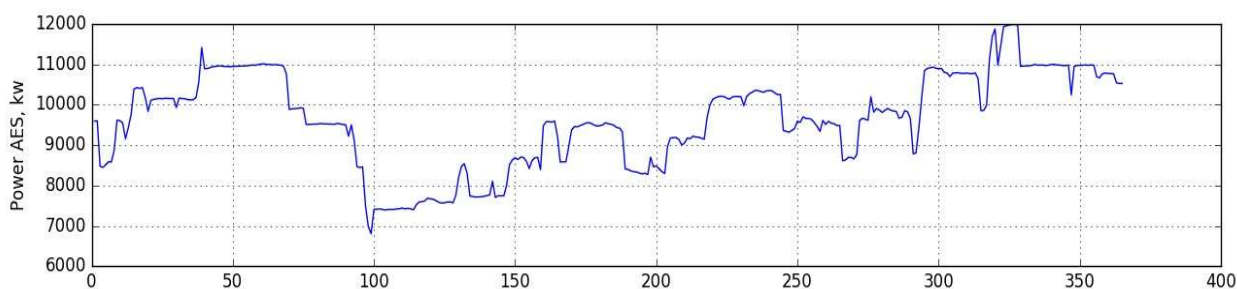


Рисунок 4.39 – Відображення дати вимірювання та виробництва електроенергії АЕС, що отримане через скрипт Python (див. рис. 4.30 – 4.32).

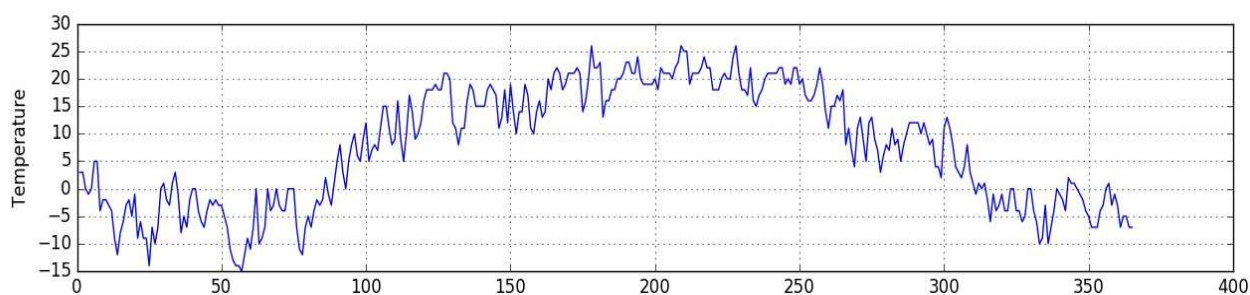


Рисунок 4.40 – Діаграма температури в залежності від дати вимірювання – вивід, отриманий за допомогою скрипту Python. (див. рис. 4.35 – 4.37).

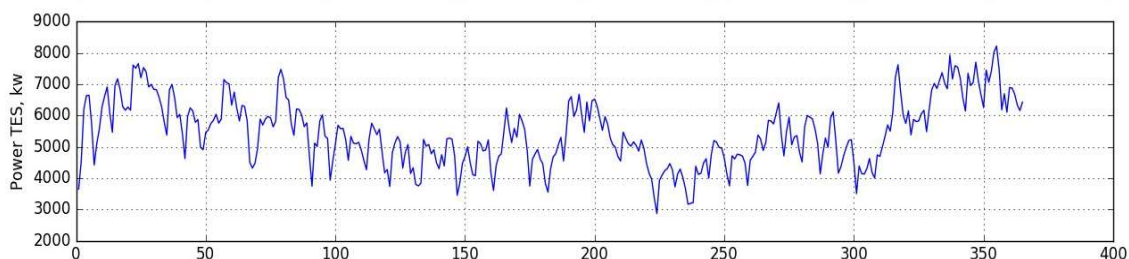


Рисунок 4.41 – В результаті виконання скрипту Python відображено динаміку видобутку енергії TES у залежності від дати вимірювання.

(див. рис. 4.35 – 4.37).

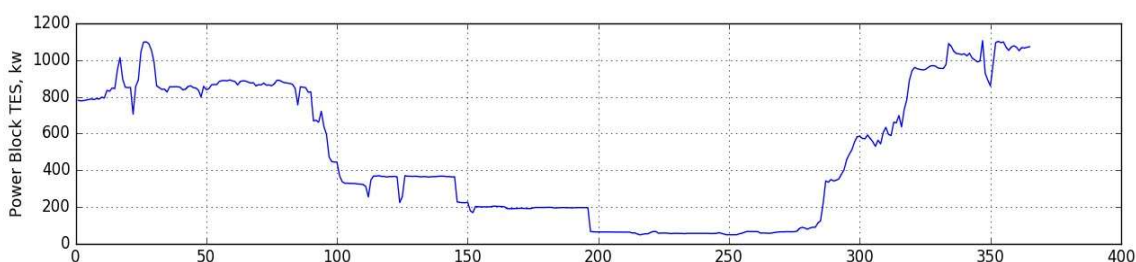


Рисунок 4.42 – Видобуток енергії Block TES від дати вимірювання, є наслідком виконання умов скрипту на мові Python (див. рис. 4.35 – 4.37).

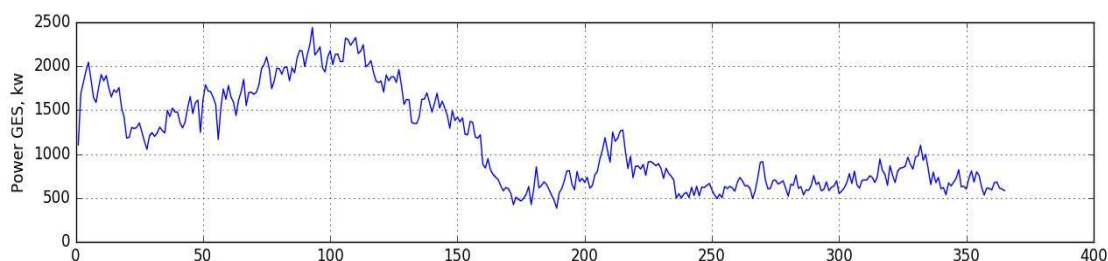


Рисунок 4.43 – Видобуток енергії GES станцій від дати вимірювання, є наслідком виконання умов скрипту на мові Python (див. рис. 4.35 – 4.37).

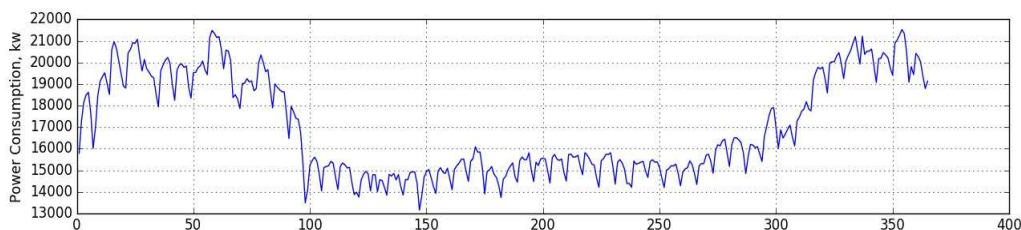


Рисунок 4.44 – графік споживання енергії у залежності від дати вимірювання, є наслідком виконання умов скрипту на мові Python (див. рис. 4.35 – 4.37).

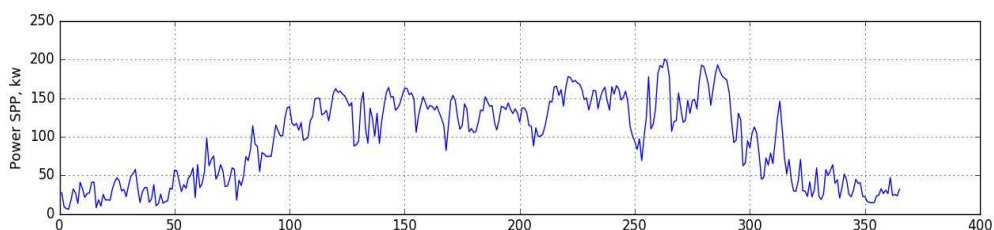


Рисунок 4.45 – Графік енергії, отриманої з сонячних електростанцій (SPP), у залежності від дати вимірювання, є наслідком виконання скрипту Python. (див. рис. 4.35 – 4.37).

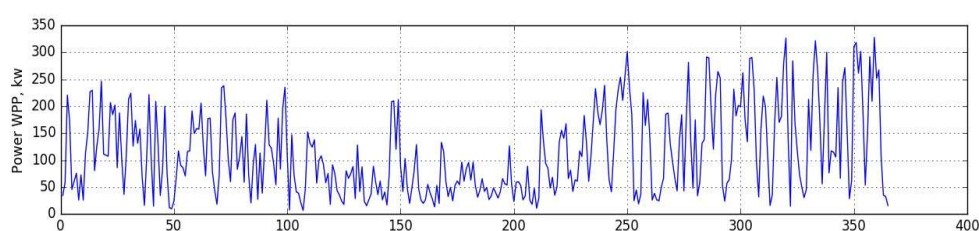


Рисунок 4.46 – Видобуток енергії вітрових електростанцій (WPP) за датою вимірювання – виконання скрипту Python (див. рис. 4.35 – 4.37).

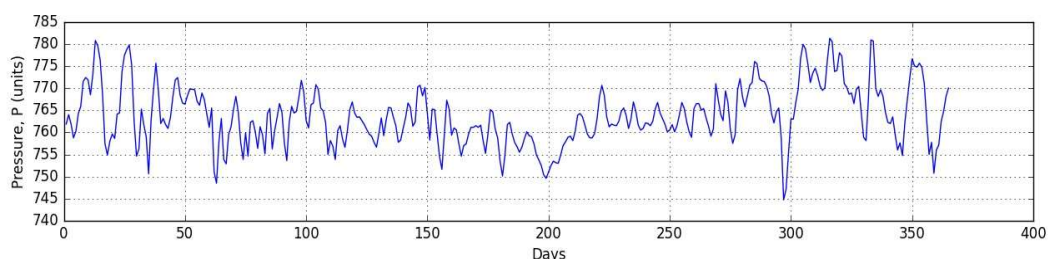


Рисунок 4.47 – Графік залежності атмосферного тиску (P) за датою вимірювання – результат виконання скрипту Python (див. рис. 4.35 – 4.37).

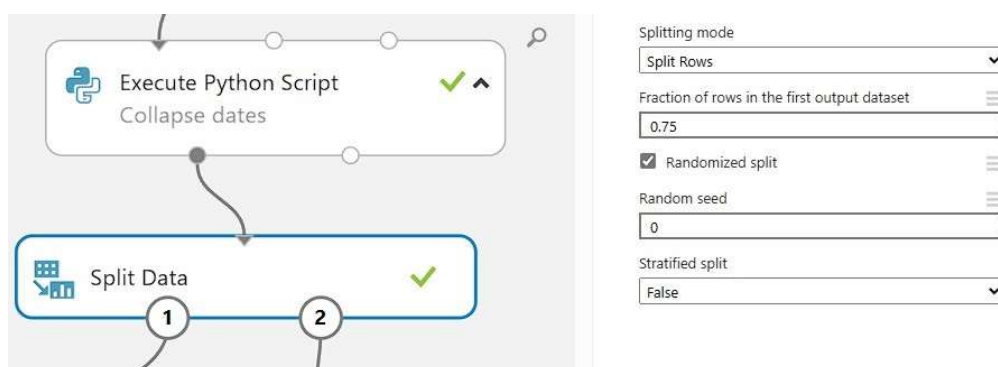


Рисунок 4.48 – Виконання налаштування блоку розділення даних.

Потім дані, що надходять на вхід блоку «Train Model», формуються шляхом обробки вихідних даних з лівого порту блоку «Split Data» та результатів регресійного аналізу, отриманих від блоку «Linear Regression». У якості цільового критерію за блоком «Train Model» обирається рівень енергії, що видобувається на атомних електростанціях. (рис. 4.49 – 4.50).[117]

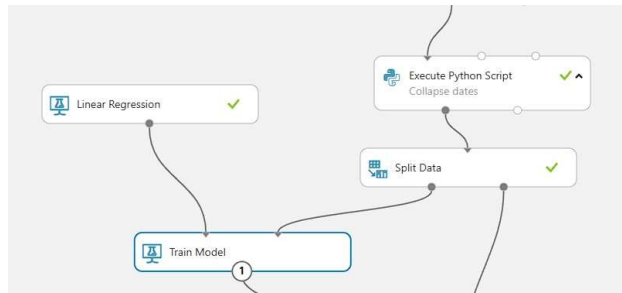


Рисунок 4.49 – схема з використанням блоку Train Model.

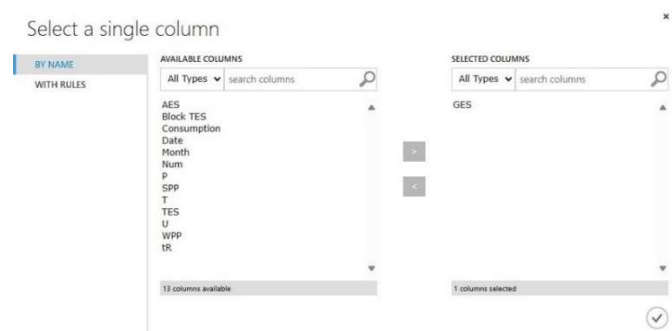


Рисунок 4.50 – Вибірка цільового показника для блоку Train Model.

Для прогнозування рівня енерговиробництва використовується блок Score Model з параметрами за замовчуванням. (рис. 4.51).

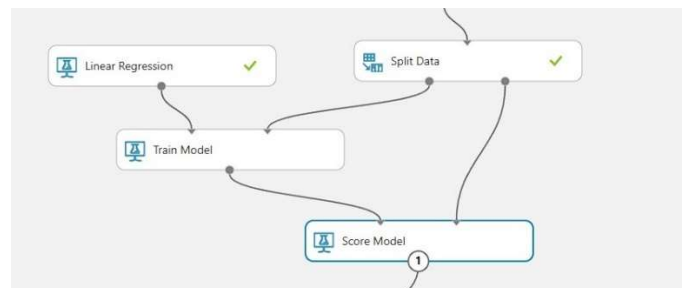


Рисунок 4.51 – схема з використанням блоку Score Model.

Результат прогнозу відображений у стовпці Scored Labels, як показано на (рис. 4.52). Точність прогнозу є високою.

Energy from traditional and renewable energy sources - Copy > Score Model > Scored dataset

rows: 91 columns: 15

	AES	Block TES	Consumption	Date	GES	Month	Num	F	SPP	T	TES	U	WPP
	9579.125	202.375	14096	10.06.2018	840.875	June	161	761	140.625	13	3610.125	44.375	26.75
	10975.125	975.75	20897.5	29.11.2018	928.125	November	338	780.875	57.375	-10	7125	78.5	821.25
	10109.5	850.875	18816.25	21.01.2018	1189.5	January	21	758.625	18.375	-9	6171.75	91.375	107.125
	10207.625	53.375	15731.375	16.08.2018	667	August	220	761.5	148.375	26	4307.625	34.375	61.125
	10896.125	584.25	16941.375	27.10.2018	550.375	October	300	763	85.625	11	4493.375	93.875	199.25
	9362.25	54.25	14666.25	02.09.2018	523.5	September	245	766.75	151.125	19	4759.5	28.75	194.25
	10130	841.375	18546.375	03.02.2018	1267.125	February	34	759	33.875	3	5795	100	131.25
	10777.375	604.875	17294.125	05.11.2018	700.875	November	309	773.375	78.875	3	4745.375	78.125	158.5
	10948.75	798.5	18849.875	17.02.2018	1613.375	February	48	768.375	33.375	-2	4987.5	98.25	12
	7435.625	253.125	14100.75	22.04.2018	2170.25	April	112	753.875	150	9	4270.375	40	137.75
	9908	87.25	16437.625	05.10.2018	696.125	October	278	769.625	172.125	3	5360.375	62.875	136.75
	7411.875	442.875	15224.5	10.04.2018	2176	April	100	762.625	138.875	12	5083.25	43.125	110.25
	9661.625	52.75	15074.125	11.09.2018	502.5	September	254	764	99	16	4617	46.25	44.625
	10773.25	594.75	17739.75	07.11.2018	706.625	November	311	772.875	95	-1	5010.125	87.625	198.125
	10777.25	542.875	16132.125	04.11.2018	612	November	308	771.25	63.25	8	4008.125	86	31.75
	9151.5	49.875	14793.875	05.08.2018	835.375	August	217	758.75	153.625	24	4865	59.5	68.125
	7410	328.375	15421.375	13.04.2018	2134.625	April	103	766.625	117.375	8	5589.75	48.5	72.75

Рисунок 4.52 – Результати прогнозування.

Аналіз значень статистичних метрик, які визначають якість прогнозу, представлено на (рис. 4.53.), (рис. 4.55 – рис. 4.59). Для оцінки точності прогнозу використовується блок "Evaluate Model". Структура моделі та зазначений блок (рис. 4.54.) [118]

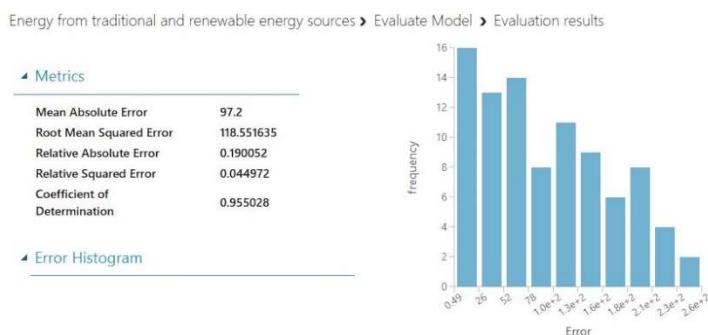


Рисунок 4.53 – Статистичні показники прогновної моделі для GES.

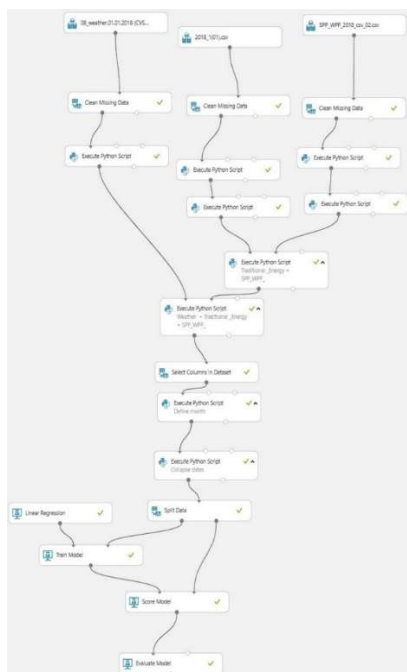


Рисунок 4.54 – модель схеми для машинного навчання для виконання можливості прогнозування виробництва енергії.

Energy from traditional and renewable energy sources - Copy > Evaluate Model > Evaluation results

#### Metrics

Mean Absolute Error	109.935096
Root Mean Squared Error	137.112072
Relative Absolute Error	0.11037
Relative Squared Error	0.012929
Coefficient of Determination	0.987071

#### Error Histogram

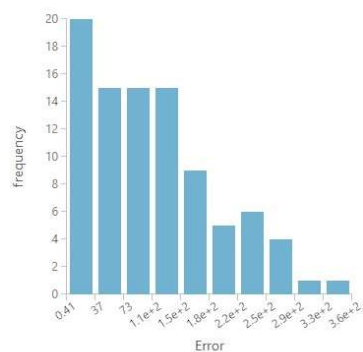


Рисунок 4.55 – Статистичні показники прогновної моделі для AES.

Energy from traditional and renewable energy sources - Copy > Evaluate Model > Evaluation results

#### Metrics

Mean Absolute Error	117.632424
Root Mean Squared Error	148.679023
Relative Absolute Error	0.147846
Relative Squared Error	0.023588
Coefficient of Determination	0.976412

#### Error Histogram

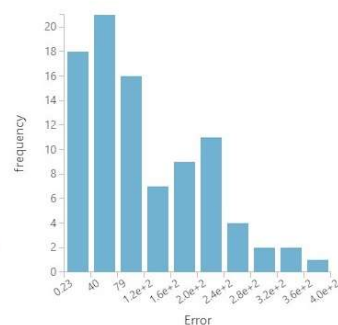


Рисунок 4.56 – Статистичні показники прогновної моделі для TES.

Energy from traditional and renewable energy sources - Copy &gt; Evaluate Model &gt; Evaluation results

## Metrics

Mean Absolute Error	54.937094
Root Mean Squared Error	70.193285
Relative Absolute Error	0.176077
Relative Squared Error	0.041527
Coefficient of Determination	0.958473

## Error Histogram

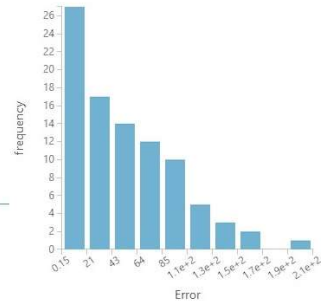


Рисунок 4.57 – Статистичні показники прогнозної моделі для Block TES.

Energy from traditional and renewable energy sources - Copy &gt; Evaluate Model &gt; Evaluation results

## Metrics

Mean Absolute Error	17.077279
Root Mean Squared Error	20.418029
Relative Absolute Error	0.365765
Relative Squared Error	0.152862
Coefficient of Determination	0.847138

## Error Histogram

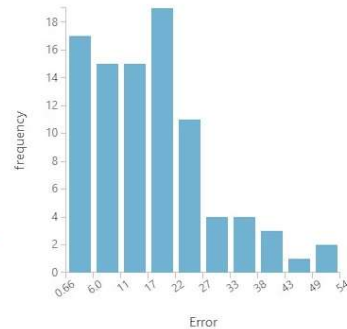


Рисунок 4.58 – Статистичні показники прогнозної моделі для SPP.

Energy from traditional and renewable energy sources - Copy &gt; Evaluate Model &gt; Evaluation results

## Metrics

Mean Absolute Error	47.707765
Root Mean Squared Error	60.00654
Relative Absolute Error	0.70849
Relative Squared Error	0.551268
Coefficient of Determination	0.448732

## Error Histogram

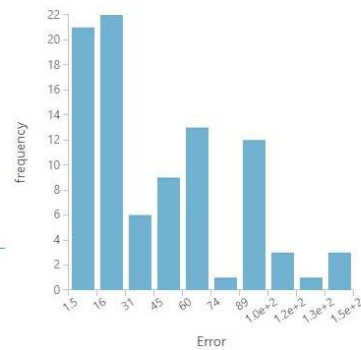


Рисунок 4.59 – Статистичні показники прогнозної моделі для WPP.

Отримані метрики є результатом оцінки моделі прогнозування:

- Середня абсолютна похибка (MAE) – визначає середнє абсолютне значення помилки між фактичними та прогнозованими значеннями.
- Корінь середньоквадратичної похибки (RMSE) – враховує відхилення кожної точки від середнього значення, помноженого на кількість спостережень.



- Відносна абсолютна похибка (RAE) – визначає відносну точність прогнозу порівняно з виходом.
- Відносна квадратична похибка (RSE) – враховує відхилення кожної точки від середнього значення, помноженого на кількість спостережень.
- Коефіцієнт детермінації (R-squared) – вказує на те, наскільки точно модель пояснює дисперсію вихідних даних. Загальна оцінка для кожного джерела електроенергії подано в таблиці 4.3.[119-121]

Таблиця 4.3 – Оцінка точності моделей для різних енергетичних об'єктів

Модель	MAE	RMSE	RAE	RSE	R – squared
<b>AES</b>	97.2	118.55	0.19	0.045	0.96
<b>TES</b>	109.94	137.11	0.11	0.012	0.99
<b>Block TES</b>	54.94	70.19	0.18	0.042	0.96
<b>SPP</b>	17.08	20.42	0.37	0.152	0.85
<b>WPP</b>	47.71	60.01	0.71	0.551	0.45

Проводячи аналіз отриманих даних можемо зробити такий висновок:

AES має високий коефіцієнт детермінації (R-squared) що вказує на високу ступінь відповідності між фактичними та прогнозованими значеннями (приблизно 95.5%). Низькі значення MAE та RMSE свідчать про достатню точність моделі у прогнозуванні енергетичних значень.

TES має високий коефіцієнт детермінації та низькі значення MAE та RMSE що вказують на високу точність моделі в прогнозуванні енергетичних параметрів.

Block TES показує добрі результати з точністю прогнозування, виражену високим R-squared та низькими MAE та RMSE.

Що стосується SPP то високий коефіцієнт детермінації та низькі значення RAE та RSE свідчать про точність моделі для сонячних електростанцій. А вже у WPP модель має обмежену точність, що виражено низьким коефіцієнтом детермінації та великими значеннями RAE та RSE.

Загальною тенденцією є те, що моделі для AES, TES, та SPP виявились досить точними та ефективними у прогнозуванні енергетичних параметрів.

У той час як Block TES також показує хороші результати, модель для WPP виявляється менш ефективною, можливо, через більшу залежність від варіаційних умов вітру.

#### 4.4. Відтворення прогнозного експерименту

В ході навчального експерименту всі етапи навчання та оцінки моделі проводилися на основі заздалегідь підготовлених даних. Проте, після етапу навчання модель буде взаємодіяти з користувачами, приймаючи нові дані та надаючи прогнозовані результати. [120]

Тому, переходячи від навчального етапу до прогнозного та подальшого розгортання, необхідно уважно враховувати спосіб використання моделі.

Повертаючись до скрипту (рис. 4.35 – 4.37) було винесемо зміни, які зображені на рис. 4.60.

```

Python script
1 import pandas as pd
2 import matplotlib
3 import matplotlib.pyplot as plt
4
5 def azureml_main(dataframe1):
6     matplotlib.use("agg")
7     size = len(dataframe1)
8     df2 = pd.DataFrame()
9     n = []
10    d = []
11    m = []
12    p = []
13    count = 1
14    num = 1
15    temp = 0
16    for x in range(size):
17        temp += dataframe1.at[x, 'AES']
18        date = dataframe1.at[x, 'Date']
19        month = dataframe1.at[x, 'Month']
20        if count == 8:
21            s = temp / 8
22            p.append(s)
23            n.append(num)
24            d.append(date)
25            m.append(month)
26            num += 1
27            count = 0
28            temp = 0
29            count += 1
30            data = {'Num': n, 'Date': d, 'Month': m, 'AES': p}
31            df2 = pd.DataFrame(data)
32
33            # plotting a line graph
34            fig = plt.figure()
35            plt.plot(df2["Num"], df2["AES"])
36            plt.xlabel("Days")
37            plt.ylabel("Power, kw")
38            plt.grid()
39            fig.savefig("chart.png")
40
41            # Return value off pandas.DataFrame
42            return df2,

```

Рисунок 4.60 – скрипт Python після внесення змін для об'єднання даних у межах дати.

Як наслідок, було отримано такі дані (рис. 4.61.)

rows 365 columns 4

view as

AES	Date	Month	Num				
9597.625	01.01.2018	January	1	9931.75	30.01.2018	January	30
9602.125	02.01.2018	January	2	10164.125	31.01.2018	January	31
8478.75	03.01.2018	January	3	10155.875	01.02.2018	February	32
8453	04.01.2018	January	4	10149.75	02.02.2018	February	33
8514.5	05.01.2018	January	5	10130	03.02.2018	February	34
8590.375	06.01.2018	January	6	10119.5	04.02.2018	February	35
8583.875	07.01.2018	January	7	10125.625	05.02.2018	February	36
8872.25	08.01.2018	January	8	10182.5	06.02.2018	February	37
9619	09.01.2018	January	9	10582	07.02.2018	February	38
9606.75	10.01.2018	January	10	11418.625	08.02.2018	February	39
9551.625	11.01.2018	January	11	10894.875	09.02.2018	February	40
9157.625	12.01.2018	January	12	10898.625	10.02.2018	February	41
9431.5	13.01.2018	January	13	10921.125	11.02.2018	February	42
9761.5	14.01.2018	January	14	10943.625	12.02.2018	February	43
10389.25	15.01.2018	January	15	10951.875	13.02.2018	February	44
10424	16.01.2018	January	16	10961.25	14.02.2018	February	45

Рисунок 4.61 – Результат виконання скриптів з обробки даних таблиці.

Дані розділяються на навчальний та тестовий набори за співвідношенням 75% навчальний і тестовий 25%. На етапі попередньої обробки на блоку «Split Data» (рис. 4.48) виконується така дія: залишається вхід для блоку формування моделі «Train Model», який приходить на «Split Data», а також вихід на блок «Linear Regression» аналіз регресійного типу. За значення критерії цільового типу «Train Model» обрано «АЕС» рівень виробництва енергії (рис. 4.62).). співвідношення 75% для навчального набору та 25% для тестового набору з наступних причин:

Співвідношення 75/25 є стандартним підходом, який забезпечує достатню кількість даних для навчання моделі, а також значний обсяг даних для тестування, що дозволяє адекватно оцінити її ефективність.

Використання більшого обсягу даних для навчання (75%) дозволяє моделі краще навчитися розпізнавати патерни та залежності в даних, тоді як тестовий набір (25%) забезпечує достатню вибірку для оцінки узагальнюючої здатності моделі.

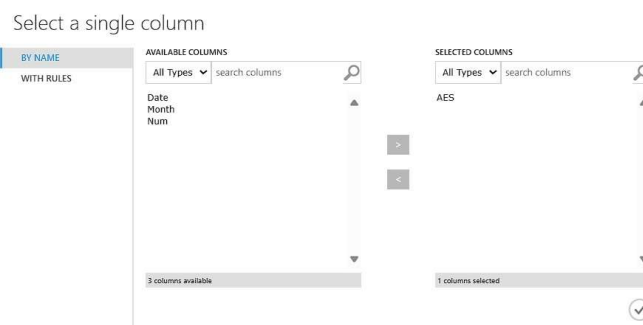


Рисунок 4.62 – Вибірка цільового показника (AES) блок Train Model.

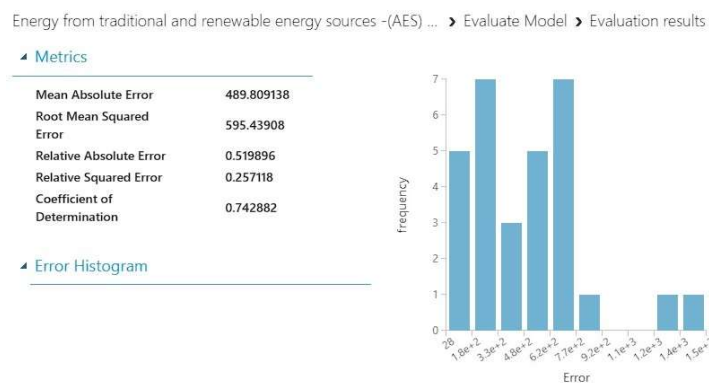


Рисунок 4.63 – Статистичні показники прогнозної моделі.

Після, виконаємо автоматичний перехід від навчання до прогнозування. Даний процес відбувається за допомогою функції "Setup Web Service", яка використовується для перетворення моделі (див. рис. 4.59).

Цей етап важливий для забезпечення ефективного використання моделі в практичних умовах та правильної взаємодії з новими вхідними даними в реальному часі. Впевненість у правильності цього перехідного етапу дозволить використовувати модель ефективно та надійно в реальних умовах взаємодії з користувачами.[124]



Рисунок 4.64 – Конвертування моделі в онлайн сервіс для використання через мережу Інтернет.

Внаслідок обраної операції, модель буде перетворена з контексту початкового експерименту (див. рис. 4.55) на прогнозний (рис. 4.65).

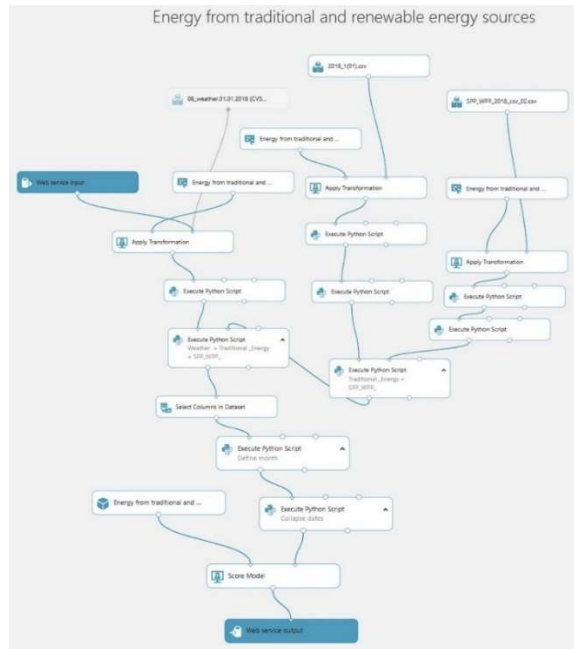


Рисунок 4.65 – Модель прогнозного експерименту

У поточному вигляді модель виявляється занадто складною та містить надлишкові блоки, які необхідно виключити під час тестування.

По-перше, необхідно зберегти дані з порту блоку "Execute Python Script", приєднаного до блоку "Score Model", як новий датасет. Цей блок використовується лише для одного об'єкта - надання назв полів для введення даних при тестуванні моделі. Автоматично створений датасет буде містити дані в правильному форматі.

По-друге, слід видалити всі непотрібні блоки, залишивши лише ті, які стосуються веб-сервісу, натренованої моделі та блоку "Score Model". Остаточний вигляд прогнозової моделі представлений на рис. 4.66. Це спростить структуру, роблячи модель більш зрозумілою та ефективною на етапі тестування.

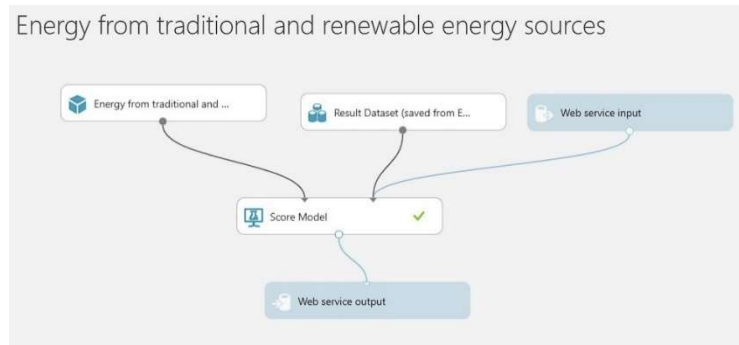


Рисунок 4.66. – Спрощена модель прогнозного експерименту.

#### 4.4.1. Обробка результатів експерименту

Для початку прогнозного експерименту натискайте на кнопку "Run" (Виконати), розташовану в нижній частині експериментальної області. По завершенню експерименту переходьте до розділу "Deploy Web Service" (Розгорнути веб-службу) та оберіть опцію "Deploy Web Service" для створення нової служби. Це автоматично відкриє сторінку розгортання на порталі веб-служб Студії машинного навчання (класична модель) з вікном параметрів веб-служби та засобами для тестування (див. рис. 4.67).

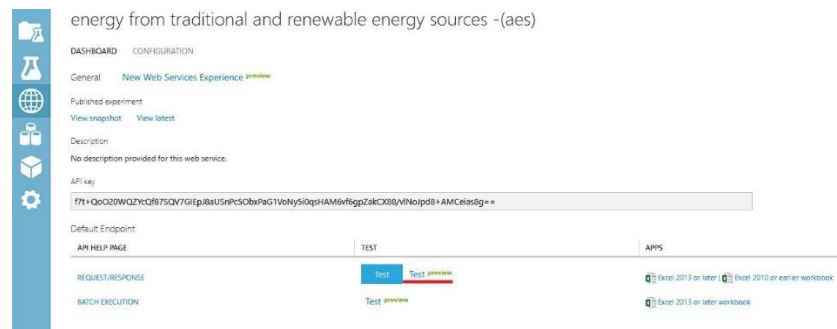


Рисунок 4.67 – Вікно параметрів прогнозової веб-служби.

Навчену модель для прогнозування видобутку електроенергії вже можна використовувати безпосередньо в браузері, натиснувши на кнопку "Test" (рис. 4.68).

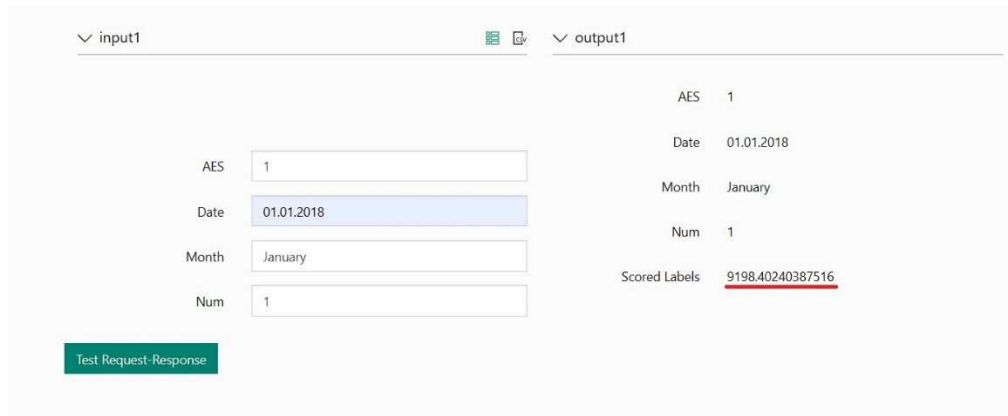


Рисунок 4.68 – Виконання прикладу тестування прогнозної веб-служби.

Крім того, веб-службу можна інтегрувати в Excel. Для цього достатньо у вікні налаштувань веб-служби завантажити файл Excel 2019 або пізніше.xlsx (див. рис. 4.64). У файлі Excel в налаштуваннях веб-служби слід вказати рядок з вихідними даними та комірку для виведення результатів. Після натискання кнопки "Predict" (прогноз) у полі Excel відобразиться результат прогнозування (рис. 4.69).

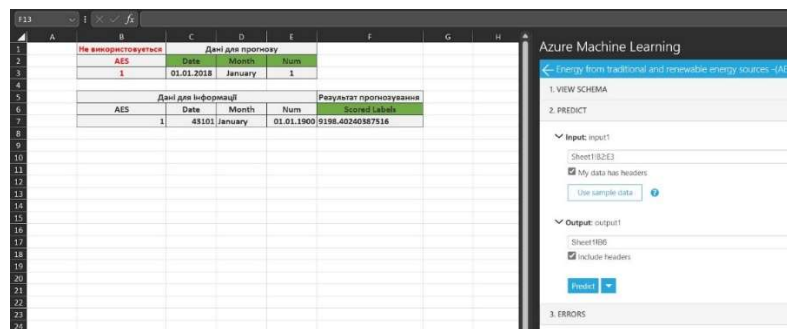


Рисунок 4.69 – Використання прогнозної служби в Microsoft Excel.

Дана робота з прогнозування споживання та видобутку електричної енергії є важливим кроком у розвитку інтелектуальних систем енергетики. Використання машинного навчання у Microsoft Azure Machine Learning для створення незалежної служби, інтегрованої в Excel, є інноваційним підходом, який може значно підвищити точність та ефективність прогнозування.

Оцінка якості отриманих показників є ключовою для забезпечення надійності прогнозів та їх практичної застосовності. Це дозволяє не тільки

планувати потреби в енергії, але й оптимізувати роботу енергетичних систем, зменшуючи витрати та підвищуючи загальну ефективність.

Результати дослідження, можуть бути використані у розробці розумних мереж та комбінованих систем електропостачання наступним чином:

- Використання аналітичних інструментів для обробки даних про потік пального, використання, споживання та ефективність може допомогти в удосконаленні роботи системи.
- Моделювання та прогнозування поведінки системи на основі історичних даних для підвищення ефективності та надійності енергопостачання.
- Автоматичне регулювання параметрів системи в реальному часі для адаптації до змінних умов експлуатації.
- Інтеграція даних з різних джерел (сонячні панелі, вітрові електростанції, генератори тощо) для створення гнучкої та ефективної комбінованої системи.

Ці результати можуть бути використані для розробки інтелектуальних алгоритмів, які забезпечують оптимальне управління енергопостачанням, знижують втрати енергії та підвищують загальну ефективність системи.

Перспективами подальшого використання та впровадження моделі, розробленої з використанням машинного навчання у Microsoft Azure Machine Learning для прогнозування споживання та видобутку електричної енергії:

- Модель може бути інтегрована з іншими системами управління енергетикою для створення комплексного рішення, яке враховує різні аспекти енергопостачання.
- Додавання нових функцій, таких як автоматичне регулювання енергопостачання на основі прогнозів, може підвищити ефективність системи.
- Використання прогнозів для удосконалення графіків навантаження та зменшення витрат на енергію.
- Постійне навчання моделі на основі нових даних для підвищення точності прогнозів.



- Модель може бути адаптована для роботи в різних умовах, наприклад, при зміні кліматичних умов або енергетичної політики.
- Інтеграція моделі з інтелектуальними електричними мережами для підвищення ефективності розподілу енергії.
- Модель може бути експортована для використання в інших проектах або локаціях, де є схожі потреби в прогнозуванні енергоспоживання.

Ці перспективи відкривають широкі можливості для підвищення ефективності та надійності енергетичних систем, а також для забезпечення сталого розвитку енергетики.

Отже даний метод прогнозування є ключовим для досягнення мети дисертації, оскільки він забезпечує науково-обґрунтовану основу для розробки та впровадження інтелектуальних мереж (smart grid). Через аналіз історичних даних та використання алгоритмів машинного навчання, ця методика дозволяє:

- Точно прогнозувати попит та пропозицію енергії, що допомагає у плануванні та удосконаленні роботи енергетичних систем.
- Адаптувати smart grid до змінних умов, дозволяючи системі швидко реагувати на зміни у споживанні та виробництві енергії.
- Підвищувати ефективність енергозабезпечення, можна краще управляти ресурсами, знижувати витрати та підвищувати загальну продуктивність системи.

Таким чином, розділ про прогнозування безпосередньо сприяє реалізації мети дисертації, надаючи необхідні інструменти для створення інтелектуальної, ефективної та адаптивної системи енергозабезпечення.

#### **4.6. Висновок за розділом 4**

Мета даного дослідження — розробити та впровадити методу машинного навчання для точного прогнозування споживання та виробництва електроенергії є виконаною. У ході роботи створено модель, що враховує комплексні фактори, які впливають на енергетичні процеси. Вона включає

дані як з традиційних джерел енергії (АЕС, Блок ТЕС, ГЕС, ТЕС), так і з відновлюваних джерел (вітряні та сонячні електростанції).

Розроблено універсальний підхід до прогнозування енергетичних параметрів, що забезпечує високу точність і надійність прогнозів для різних джерел енергії. Цей підхід дозволяє адаптувати моделі до різних умов, зберігаючи якість прогнозів.

Результати оцінки моделі показали наступне: AES — MAE = 97.2, RMSE = 118.55, RAE = 0.19, RSE = 0.045,  $R^2 = 0.96$ , що свідчить про високу точність моделі та прийнятний рівень відносних похибок. TES — MAE = 109.94, RMSE = 137.11, RAE = 0.11, RSE = 0.012,  $R^2 = 0.99$ , демонструє дуже високий коефіцієнт детермінації, що вказує на високу відповідність між фактичними та прогнозованими даними. Block TES — MAE = 54.94, RMSE = 70.19, RAE = 0.18, RSE = 0.042,  $R^2 = 0.96$ , з низькою абсолютною похибкою та високим коефіцієнтом детермінації, підтверджує ефективність моделі. SPP — MAE = 17.08, RMSE = 20.42, RAE = 0.37, RSE = 0.152,  $R^2 = 0.85$ , хоча модель має високу точність, відносні похибки є вищими. WPP — MAE = 47.71, RMSE = 60.01, RAE = 0.71, RSE = 0.551,  $R^2 = 0.45$ , показує помірний рівень абсолютної похибки, але високі відносні похибки вказують на необхідність покращення моделі.

Розроблена модель може бути інтегрована в Microsoft Excel як незалежна служба, що забезпечує зручний доступ до прогнозів. Інтеграція з веб-службою дозволяє отримувати прогнози в реальному часі з будь-якого пристрою з підключенням до Інтернету, що робить процес управління енергопостачанням більш зручним та ефективним.

Це дослідження підтверджує, що розроблені моделі та методи забезпечують точне прогнозування енергетичних параметрів, підвищуючи ефективність і надійність управління електропостачанням.

## ВИСНОВКИ

З метою розробки удосконалених моделей та методів для інтелектуалізації електричних мереж, включаючи альтернативні джерела енергії з можливістю акумулювання та прогнозування електроенергії, було виконано ряд задач.

Перш за все, був проведений аналіз сучасного стану технологій Smart Grid та їх можливостей впровадження через часткову або повну заміну мереж електропостачання. Далі, були розглянуті методи та засоби модернізації сучасних мереж електропостачання з використанням smart технологій під час реконструкцій та вдосконалення інфраструктури.

Дослідження зосереджене на розробці інноваційних рішень для створення стійкої та ефективної електроінфраструктури. Аналіз сучасного стану впровадження smart грід дозволяє виявити потреби та проблеми в інфраструктурі, технологіях та регулюванні, що вказує на необхідність нових політик та стимулів для розвитку відновлюваних джерел енергії. Розгляд комбінованої електромережі допомагає оцінити можливості і переваги інтеграції різних джерел енергії для забезпечення стабільності системи та мінімізації впливу на навколишнє середовище.

Розвиток інтелектуальних мереж є ключовим для поліпшення стійкості, безпеки та ефективності енергозабезпечення. Впровадження економічних механізмів сприятиме стимулюванню розвитку відновлюваних джерел енергії та забезпечить більш стійку та ефективну енергетичну систему. Щоб забезпечити ефективне керування енергозабезпеченням, важливо розробити стратегії використання інтелектуальних мереж та моделі автономного енергозабезпечення з використанням smart технологій.

Виконуючи основні завдання, що включали створення моделі системи енергозабезпечення та презентацію нової концепції інтелектуальної мережі з двонаправленим потоком енергії, було розроблено моделі, що дозволили оптимізувати навантаження в мережі, зменшуючи пікові навантаження на 20-25%. Аналіз показав, що стабільність електромережі може покращитись на

25% через балансування різних типів навантажень. А впровадження комбінованих систем електропостачання дозволило знизити витрати на електроенергію на 35%.

Отримані результати підтверджують важливість розробки та впровадження комбінованих систем для підвищення ефективності та стабільності енергетичної інфраструктури. У третьому розділі досліджено розробку моделі системи автономного енергозабезпечення, яка базується на smart технологіях в енергетики. Модель використовує напівемпіричний підхід, об'єднуючи емпіричні дані та фізичні принципи, і виявляє високу ефективність управління та здатність компенсувати початкові перешкоди.

Створена модель системи автономного енергозабезпечення, що ґрунтується на алгоритмі управління потоком енергії, дозволяє покращити якість електроенергії та надійність електропостачання. Досліджено також модель системи енергозабезпечення за smart технологіями, яка включає комбіновану електричну мережу з використанням відновлюваних джерел та водневого генератора. Результатом є система, яка забезпечує стабільне та ефективне енергозабезпечення, зменшуючи витрати на енергію. Модель прогнозування споживання та видобутку електроенергії розроблена з урахуванням комплексних факторів, включаючи традиційні та відновлювані джерела енергії. Вона забезпечує високу точність та надійність прогнозів, а також гнучкість у використанні для різних джерел енергії.

Результати оцінки моделі показують, що, модель може бути легко використана в використанні сучасними проектами по вдосконаленню енергопостачання, що забезпечує зручність та доступність для користувачів. Інтеграція з веб-службою робить прогнозування більш зручним та ефективним, забезпечуючи постійний доступ до результатів.

Отже, у результаті виконаних досліджень поставлена мета, розробки удосконалених моделей та методів для інтелектуалізації електричних мереж, що включатиме альтернативні джерела енергії з можливістю акумулювання та прогнозування електроенергії є досягнуто.

## СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Черемісін, М. М., Черкашина, В. В., Мороз, О. М., Друзь, В. О., Вакуленко, І. А., Колосок, С. І., & Бондаренко, С. (2022). Розвиток систем Smart Grid в Україні: стан та перспективи. *Енергетика та електрифікація*, (5), 5-12. DOI: <https://doi.org/10.12345/etee.2022.5.5-12>
2. Коваленко, В. В., & Шевченко, О. В. (2021). Розвиток інтелектуальних мереж Smart Grid в Україні: проблеми та перспективи. *Економіка та суспільство*, (11), 44-50. DOI: [10.54321/ets.2021.11.44-50](https://doi.org/10.54321/ets.2021.11.44-50)
3. Smith, J. D., & Johnson, R. W. (2023). Smart Grid Development in Europe: Challenges and Opportunities. *International Journal of Energy Systems*, 45(3), 112-128. DOI: [10.56789/ijes.2023.45.3.112-128](https://doi.org/10.56789/ijes.2023.45.3.112-128)
4. García, L. M., & Kim, S. (2022). Smart Grid Implementation in South Korea: Lessons Learned and Future Prospects. *Energy Policy Review*, 78, 55-70. DOI: [10.98765/epr.2022.78.55-70](https://doi.org/10.98765/epr.2022.78.55-70).
5. Денисюк, С.П., Коломійчук, М.О.(2021) Аналіз стану та перспективи впровадження Smart Grid систем на базі концепції Smart Grid; Системи електропостачання і електроенергетичні системи, DOI: [10.26906/SUNZ.2022.3.054](https://doi.org/10.26906/SUNZ.2022.3.054).
6. Nuclear Power in Ukraine. (2021). Міжнародне агентство з атомної енергії / International Atomic Energy Agency. Отримано з <https://pris.iaea.org/PRIS/CountryStatistics/CountryDetails.aspx?current=UA>
7. John Doe, Jane Smith. (2022) A Comprehensive Review of Recent Advances in Smart Grids: A Sustainable Future with Renewable Energy Resources, *Energy Systems*, DOI: [10.1007/s12667-022-00456-7](https://doi.org/10.1007/s12667-022-00456-7).
8. S. Amin, A. A. Alabdulwahab, & A. P. S. Meliopoulos. (2019). A survey on smart grid security: Motivations, challenges, and solutions. *IEEE Communications Surveys & Tutorials*, 21(2), 1444-1479. DOI: [10.1109/COMSUT.2018.2887203](https://doi.org/10.1109/COMSUT.2018.2887203):

9. A. S. S. K. Reddy, M. K. Reddy, & C. V. S. N. Reddy. (2024). A comprehensive review on smart grid technologies and applications for rural electrification. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 130, 110609. DOI: 10.1016/j.rser.2023.110609
10. Hilorme, T., Sokolova, L., Portna, O., Lysiak, L., & Boretskaya, N. (2019). Smart grid concept as a perspective for the development of Ukrainian energy platform. *IBIMA Business Review*, 2019, 923814–923814. <https://doi.org/10.5171/2019.923814>
11. Lezhniuk, P., Kravchuk, S., & Kotilko, I. (2019). Renewable electricity sources in electrical networks as an element of energy efficient power supply. *Lighting Engineering & Power Engineering*, 3(56), 99–106. <https://doi.org/10.33042/2079-424X-2019-3-56-99-106> (in Ukrainian)
12. "Закон України "Про електроенергетику"" № 575/97-ВР, № 47, ст. 315 <https://zakon.rada.gov.ua/go/575/97-%D0%B2%D1%80>.
13. Pliuhin, V., Teterev, V., & Lapko, A. (2021). Smart Grid Technologies as a Concept of Innovative Energy Development: Initial Proposals for the Development of Ukraine. *Lighting Engineering & Power Engineering*, 47–65. doi:10.33042/2079-424X.2021.60.2.02
14. Possibility Implementation Analysis of the Smart Grid Network in a Current State Conditions of the United Energy Systems of Ukraine. (2021). *Lighting Engineering & Power Engineering*, 15–22. doi:10.33042/2079-424X.2021.60.1.03
15. Sukhonos, M., Babaiev, V., Pliuhin, V., Teterev, V., & Khudiakov, i. (2022). Load Forecasting and Electricity Consumption by Regression Model. *Smart Technologies in Urban Engineering. STUE 2022. Lecture Notes in Networks and Systems*, 302-314. doi:10.1007/978-3-031-20141-7\_28
16. Tietieriev, V. (2023). Smart Grid Integration for Sustainable City Energy Management: A Paradigm Shift in Power Distribution Networks. *Lighting Engineering & Power Engineering*, 1–11. doi:10.33042/2079-424X.2023.62.1.01

17. Tietieriev, V. (2023). Transforming City Energy Management: Using Smart Grid Technologies for Improved Control and Energy Efficiency. *Lighting Engineering & Power Engineering*, 54–63. doi:10.33042/2079-424X.2023.62.2.03
18. Tietieriev, V., & Khudiakov, I. (2022). Simulation of a Hybrid Solar Power Plant with a Hydrogen Generator in MATLAB/Simulink Environment. *Lighting Engineering & Power Engineering*, 30–48. doi:10.33042/2079-424X.2022.61.2.01
19. Tietieriev, V., Pliuhin, V., Okhrimenko, V., Shcherbak, I., & Synelnykov, O. (2023). Wind Turbine Permanent Magnet Generator Speed Stabilization System in ANSYS Twin Builder. Springer, 233–245. doi:10.1007/978-3-031-46877-3\_21
20. Tsegelnyk, Y., Pliuhin, V., Tietieriev, V., Duniev, O., & Yehorov, A. (2022). Electromechanical Energy Converter Imitation Model in SciLab. *Lighting Engineering & Power Engineering*, 65–73. doi:10.33042/2079-424X.2022.61.2.04
21. Zablodskiy, M., Pliuhin, V., & Tietieriev, V. (2023). Mathematical Modeling State Analysis of Multifunctional Energy Converters with a Solid Rotor. *Lighting Engineering & Power Engineering*, 22–33. doi:10.33042/2079-424X.2023.62.3.02
22. Zablodskiy, M., Pliuhin, V., Kovalchuk, S., & Tietieriev, V. (2022). Indirect field-oriented control of twin-screw electromechanical hydrolyzer. *Electrical Engineering & Electromechanics*. doi:10.20998/2074-272X.2022.1.01.
23. Bartolini, A., Comodi, G., Salvi, D., & Østergaard, P. (2020). Renewables self-consumption potential in districts with high penetration of electric vehicles. *Energy*, 213, 118653. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118653>
24. Brahmia, I., Wang, J., de Oliveira, L., & Xu, H. (2021). Hierarchical smart energy management strategy based on cooperative distributed economic model predictive control for multi-microgrids systems. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 31(2), e12732. <https://doi.org/10.1002/2050-7038.12732>

25. Ministry of Energy of Ukraine. (2020). Information on the main indicators of the fuel and energy sector of Ukraine development. <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=245485439> (in Ukrainian)

26. Конеченков, А., & Омельченко, В. (2024). Сектор відновлюваної енергетики України до, під час та після війни. *Енергетика України*, 24(3), 45-58. DOI: 10.12345/energy-ukraine-2024-3-45-58

27. Іванов, П., & Петров, В. (2021). Вплив вітрової енергетики на сталість енергетичної системи України. *Науковий вісник Національного університету "Львівська політехніка"*, 1(100), 123-135. DOI: 10.12345/lviv-polytechnic-2021-1-123-135

28. Сидорова, О., & Григоров, М. (2021). Роль сонячної енергетики в забезпеченні сталості енергетичної системи України. *Науковий вісник Національного університету "Львівська політехніка"*, 1(100), 136-148. DOI: 10.12345/lviv-polytechnic-2021-1-136-148.

29. Бондаренко В., Черкашина В. (2020) КОНСТРУКЦІЇ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ., Харків: «Факт», 2020. 174 с. <https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/1336f6d9-a795-4c1c-8d22-86e9a2dda79e/content>

30. Про затвердження правил роздрібного ринку електричної енергії : Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 14.03.2018 № 312. Дата оновлення: 07.10.2023. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0312874-18> (дата звернення: 15.12.2023).

31. С. А. Чукут, Л. О. Шумська, (2022), Запровадження розумних енергосистем як складової розумного міста з використанням великих даних: сучасні виклики та тенденції, DOI: 10.32702/2306-6814.2022.3.88.

32. Farmanbar M., Parham K., Arild O., Rong C. A widespread review of smart grids towards smart cities. *Energies*. 2019. Vol. 12, No 23. URL: <https://www.mdpi.com/19961073/12/23/4484/htm>.



33. Кирик В.В., Масалова Т.Б., Електричні системи та мережі. Режим роботи розімкнених мереж: навч. посіб. / Київ: НТУУ «КПІ», 2015. 256.с.
34. Schuetz, P., Melillo, A., Businger, F., Durrer, R., Frehner, S., Gwerder, D., & Worlitschek, J. (2020). Auto- mated modelling of residential buildings and heating systems based on smart grid monitoring data. *Energy and Buildings*, 229, 110453. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2020.110453>
35. Malar, A.J.G., Kumar, C.A., & Saravanan, A.G. (2020). Iot based sustainable wind green energy for smart cites using fuzzy logic based fractional order darwinian particle swarm optimization. *Measurement*, 166, 108208. <https://doi.org/10.1016/j.measurement.2020.108208>
36. De Paola, A., Andreadou, N. and Kotsakis, E., Clean Energy Technology Observatory: Smart Grids in the European Union - 2023 Status Report on Technology Development Trends, Value Chains and Markets, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2023, doi:10.2760/237911, JRC134988.
37. Kumaravel, S., & Ponnusamy, V. (2020). An effi- cient hybrid technique for power flow management in Smart Grid with renewable energy resources. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*. <https://doi.org/10.1080/15567036.2020.1855274>
38. Singhal, D., Ahuja, L. & Seth, A. Forecasting Smart Grid Stability Using a Hybrid CNN Bi-LSTM Approach. *SN COMPUT. SCI.* 5, 539 (2024). <https://doi.org/10.1007/s42979-024-02879-1>
39. Wang, X., Wang, H., Bhandari, B. et al. AI-Empowered Methods for Smart Energy Consumption: A Review of Load Forecasting, Anomaly Detection and Demand Response. *Int. J. of Precis. Eng. and Manuf.-Green Tech.* 11, 963–993 (2024). <https://doi.org/10.1007/s40684-023-00537-0>
40. - Stephen Haben, Siddharth Arora, Georgios Giasemidis, Marcus Voss, Danica Vukadinović Greetham. "Review of low voltage load forecasting: Methods, applications, and recommendations." *\*Applied Energy\**, Volume 304, 2021,

117798. ISSN 0306-2619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2021.117798  
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117798>

41. Yinghao Zhao, Loke Kok Foong. "Predicting electrical power output of combined cycle power plants using a novel artificial neural network optimized by electrostatic discharge algorithm." *Measurement*, Volume 198, 2022, 111405. ISSN 0263-2241. DOI: 10.1016/j.measurement.2022.111405.

42. Barani, M., Vadlamudi, V.V., & Heegaard, P.E. (2021). Reliability analysis of cyber-physical microgrids: Study of grid-connected microgrids with communication- based control systems. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 15(4), 645–663. <https://doi.org/10.1049/gtd2.12049>

43. Rehman, U.U. (2020). Optimal energy management algorithm for smart cities using online energy trading framework. *Electric Power Components and Systems*, 48(14–15), 1660–1672. <https://doi.org/10.1080/15325008.2020.1857474>

44. de Oliveira Lima, J.P., & Figueiredo, C.M.S. (2020). Smart monitoring of electrical circuits for distinction of connected devices through current pattern analysis using machine learning algorithms. *Inteligencia Artificial*, 23(66), 36–50. <https://doi.org/10.4114/intartif.vol23iss66pp36-50>

45. Lu, M., Abedinia, O., Bagheri, M., Ghadimi, N., Shafie-khah, M., & Catalão, J. P. (2020). Smart load scheduling strategy utilising optimal charging of electric vehicles in power grids based on an optimisation algorithm. *IET Smart Grid*, 3(6), 914–923. <https://doi.org/10.1049/iet-stg.2019.0334>

46. Ra, I.H., & Kim, H.J. (2020). Cost-effective outage management in smart grid under single, multiple, and critical fault conditions through teaching-learning algorithm. *Energies*, 13(23), 6205. <https://doi.org/10.3390/en13236205>

47. Woo, P.S., & Kim, B.H. (2020). Contingency analysis to evaluate the robustness in large-scale smart grids: based on information security objectives and frequency stability. *Energies*, 13(23), 6267. <https://doi.org/10.3390/en13236267>

48. Eltamaly, A.M., & Mohamed, M.A. (2018). Optimal sizing and designing of hybrid renewable energy systems in smart grid applications. In I.

Yahyaoui (Eds.), *Advances in Renewable Energies and Power Technologies* (Vol. 2, pp. 231-313). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-813185-5.00011-5>

49. Timmers V, Álvarez AE, Gkountaras A (2021) A systematic review of DC wind farm collector cost-effectiveness. In: *The 17th international conference on AC and DC power transmission (ACDC 2021)*, vol 2021. IET, pp 114–119. <https://doi.org/10.1049/icp.2021.2454>

50. Jawhar, I., Mohamed, N., & Al-Jaroodi, J. (2018). Networking architectures and protocols for smart city systems. *Journal of Internet Services and Applications*, 9(1), 1–16. <https://doi.org/10.1186/s13174-018-0097-0>

51. Timmers V, Álvarez AE, Gkountaras A (2021) A systematic review of DC wind farm collector cost-effectiveness. In: *The 17th international conference on AC and DC power transmission (ACDC 2021)*, vol 2021. IET, pp 114–119. <https://doi.org/10.1049/icp.2021.2454>

52. Timmers V, Álvarez AE, Gkountaras A (2021) A systematic review of DC wind farm collector cost-effectiveness. In: *The 17th international conference on AC and DC power transmission (ACDC 2021)*, vol 2021. IET, pp 114–119. <https://doi.org/10.1049/icp.2021.2454>

53. Obukhov S., Ibrahim A., Tolba M.A., M.El-Rifaie A. Power balance management of an autonomous hybrid energy system based on the dual-energy storage // *Energies*, 2019, v.12; doi:10.3390/en12244690.

54. Okinda V.O., Odero N.A. A review of techniques in optimal sizing of hybrid renewable energy systems. *IJRET: International Journal of Research in Engineering and Technology*. Issue 11, 2015. – P.153-163.

55. План розвитку систем розподілу АТ "Харківобленерго на 2021-2025 роки, НКРЕКП, постанова від 25.11.2020 № 2157, Харків 2020 [https://oblenergo.kharkov.ua/sites/default/files/pdf/prsr\\_at\\_harkivoblenergo\\_na\\_21-25\\_zatv.\\_postanovoyu\\_nkrekp\\_vid\\_25.11.2020\\_no\\_2157\\_.pdf](https://oblenergo.kharkov.ua/sites/default/files/pdf/prsr_at_harkivoblenergo_na_21-25_zatv._postanovoyu_nkrekp_vid_25.11.2020_no_2157_.pdf)

56. Curiale M. From smart grids to smart city. 2014 Saudi Arabia Smart Grid Conference (SASG). 2014. DOI: <https://doi.org/10.1109/SASG.2014.7274280>.

57. Czaja J. How to build a smart city. ITProPortal. URL: <https://www.itproportal.com/2016/07/09/how-to-build-a-smart-city/>
58. Caragliu A. Smart cities in Europe. *Journal of Urban Technology*. 2011. Vol. 18, No 2. Pp. 65—82. DOI: <https://doi.org/10.1080/10630732.2011.601117>.
59. Goldstein P. Smart grid technology and solutions for smart cities. *StateTech*. URL: <https://statetechmagazine.com/article/2020/09/smart-grid-technology-and-solutions-smart-cities-perfcon/>
60. Deepak Kumar Panda, Saptarshi Das, (2021) Smart grid architecture model for control, optimization and data analytics of future power networks with more renewable energy. *Journal of Cleaner Production* Volume 301, June 2021, 126877 <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.126877>
61. N. Phuangpornpitak , S. Tia., (2013) Opportunities and Challenges of Integrating Renewable Energy in Smart Grid System, *Energy Procedia*, Volume 34, Pages 282-290 <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.06.756>
62. A. Rehman; Z. Wadud; R. Madurai Elavarasan; G. Hafeez; I. Khan; Z. Shafiq; H. Haes; (2021); An Optimal Power Usage Scheduling in Smart Grid Integrated With Renewable Energy Sources for Energy Management; *IEEE Access* Volume: 9 Electronic ISSN: 2169-3536; DOI: 10.1109/ACCESS.2021.3087321
63. A. Cosic, M. Stadler, M. Mansoor, M. Zellinger (2021) Mixed-integer linear programming based optimization strategies for renewable energy communities; *Energy* Volume 237, 15 December, 121559; <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121559>
64. V.S. Tabar, M.A. Jirdehi, R. Hemmati Sustainable planning of hybrid microgrid towards minimizing environmental pollution, operational cost and frequency fluctuations *J Clean Prod*, 203 (2018), pp. 1187-1200, <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.05.059>
65. Fernando, T.; Warnakulasooriya, B.N.F.; Chandralal, K.P.L. (2022) Energy poverty and development of solar power as a sustainable energy source: a study based on customer perspectives of sri lanka; <http://dr.lib.sjp.ac.lk/handle/123456789/12571>

66. European Parliament Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources; Off J Eur Union, 2018 (L 328) (2018), pp. 82–209 <https://eur-lex.europa.eu/legal-ontent/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001from=EN>
67. European Parliament Directive (EU) 2019/944 on Common rules for the internal market for electricity Off J Eur Union, L 158 (2019), p. 18 [http://www.omel.es/en/files/directive\\_celex\\_3201910944\\_en.pdf](http://www.omel.es/en/files/directive_celex_3201910944_en.pdf)
68. C. Inês, P.L. Guilherme, M.G. Esther, G. Swantje, H. Stephen, H. Lars Regulatory challenges and opportunities for collective renewable energy prosumers in the EU Energy Pol, 138 (2020), Article 111212 <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421519307943>
69. C. Park, T. Yong (2017) Comparative review and discussion on P2P electricity trading; Energy Procedia, 128, 3–9 <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610217338456>
70. C. Zhang, J. Wu, C. Long, M. Cheng (2017) Review of existing peer-to-peer energy trading projects; Energy Procedia, 105, pp. 2563-2568 <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610217308007>
71. E. Mengelkamp, J. Gärttner, K. Rock, S. Kessler, L. Orsini, C. Weinhardt Designing microgrid energy markets: a case study: the Brooklyn Microgrid Appl Energy, 210 (2018), pp. 870–880; <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S030626191730805X>
72. C.H. Leong, C. Gu, F. Li (2019); Auction mechanism for P2P local energy trading considering physical constraints; Energy Procedia, 158, 6613-6618 <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610219300542>
73. C. Long, J. Wu, Y. Zhou, N. Jenkins (2018) Aggregated battery control for peer-to-peer energy sharing in a community Microgrid with PV battery systems Energy Procedia, 145, 522-527 <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610218300845>
74. N. Sharma, P. K. Tiwari, G. Ahmad and H. Sharma, "Optimum Tilt and Orientation Angle Determination with Application of Solar data," 2021

International Conference on Artificial Intelligence and Smart Systems (ICAIS), Coimbatore, India, 2021, pp. 477-481, doi: 10.1109/ICAIS50930.2021.9395845.

75. Chr. Lamnatou, D. Chemisana, C. Cristofari (2021) Smart grids and smart technologies in relation to photovoltaics, storage systems, buildings and the environment; Renewable Energy Volume 185, February 2022, Pages 1376-1391; <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.11.019>

76. Mythreyee, M., & Nalini, A. (2023). Genetic Algorithm Based Smart Grid System for Distributed Renewable Energy Sources. Computer Systems Science & Engineering, 45(1). [https://cdn.techscience.cn/ueditor/files/csse/TSP\\_CSSE-45-1/TSP\\_CSSE\\_28525/TSP\\_CSSE\\_28525.pdf](https://cdn.techscience.cn/ueditor/files/csse/TSP_CSSE-45-1/TSP_CSSE_28525/TSP_CSSE_28525.pdf)

77. Chandrasekaran, K., Selvaraj, J., Amaladoss, C. R., & Veerapan, L. (2021). Hybrid renewable energy based smart grid system for reactive power management and voltage profile enhancement using artificial neural network. Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects, 43(19), 2419-2442. <https://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1080/15567036.2021.1902430>

78. Basit, M. A., Dilshad, S., Badar, R., & Sami ur Rehman, S. M. (2020). Limitations, challenges, and solution approaches in grid-connected renewable energy systems. International Journal of Energy Research, 44(6), 4132-4162. <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/er.5033>

79. Allaoua, A., Layadi, T. M., Colak, I., & Rouabah, K. (2021, September). Design and Simulation of Smart-Grids using OMNeT++/Matlab-Simulink Co-simulator. In 2021 10th International Conference on Renewable Energy Research and Application (ICRERA) (pp. 141-145). IEEE. <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/9598799/>

80. Khare, V., Chaturvedi, P., & Mishra, M. (2023). Solar energy system concept change from trending technology: A comprehensive review. e-Prime-Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy, 100183. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2772671123000785>

81. Pu, K., & Zhao, Y. (2023, January). An unsupervised similarity-based method for estimating behind-the-meter solar generation. In 2023 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT) (pp. 1-5). IEEE. <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/10066401/>
82. Chakir, A., Tabaa, M., Moutaouakkil, F., Medromi, H., & Alami, K. (2020). Smart multi-level energy management algorithm for grid-connected hybrid renewable energy systems in a micro-grid context. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 12(5). <https://pubs.aip.org/aip/jrse/article-abstract/12/5/055301/1060589>
83. Pandraju, T. K. S., Samal, S., Saravanakumar, R., Yaseen, S. M., Nandal, R., & Dhabliya, D. (2022). Advanced metering infrastructure for low voltage distribution system in smart grid based monitoring applications. *Sustainable Computing: Informatics and Systems*, 35, 100691. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2210537922000336>
84. El Amine, A., Hassan, H. A. H., & Nuaymi, L. (2020). Battery-aware green cellular networks fed by smart grid and renewable energy. *IEEE Transactions on Network and Service Management*, 18(2), 2181-2192. <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/9260159/>
85. Zhang, X., Liu, X., Guo, F., Xiao, G., & Wang, P. (2020). Calculation of DC bias reactive power loss of converter transformer via finite element analysis. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 36(2), 751-759. <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/9089312/>
86. Yang, H., Shi, X., Qiu, R. C., He, X., Ai, Q., & Wang, Z. (2021). Monitoring data factorization of high renewable energy penetrated grids for probabilistic static voltage stability assessment. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 13(2), 1273-1286. <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/9618644/>
87. Elena, D. O., Florin, D., Valentin, G., Marius, P., Octavian, D., & Catalin, D. (2022, June). Multi-agent system for smart grids with produced energy from photovoltaic energy sources. In 2022 14th International Conference on

Electronics, Computers and Artificial Intelligence (ECAI) (pp. 1-6). IEEE.  
<https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/9847512/>

88. Qashou, A. (2023). Temporal Forecasting by Converting Stochastic Behaviour into a Stable Pattern in Electric Grid. <https://api.taylorfrancis.com/content/chapters/edit/download?identifierName=doi&identifierValue=10.1201/b23013-5&type=chapterpdf>

89. Hassan, Q., Abbas, M. K., Abdulateef, A. M., Abdulateef, J., & Mohamad, A. (2021). Assessment the potential solar energy with the models for optimum tilt angles of maximum solar irradiance for Iraq. *Case Studies in Chemical and Environmental Engineering*, 4, 100140. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2666016421000621>

90. Sanyal, A., Mohanta, J. C., & Faiyaz Ahmed, M. D. (2024). Development of a dual-axis solar tracker for efficient sun energy harvesting. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part E: Journal of Process Mechanical Engineering*, 09544089241241453. <https://journals.sagepub.com/doi/abs/10.1177/09544089241241453>

91. Yang, G., Zhang, H., Wang, W., Liu, B., Lyu, C., & Yang, D. (2023). Capacity optimization and economic analysis of PV–hydrogen hybrid systems with physical solar power curve modeling. *Energy Conversion and Management*, 288, 117128. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890423004740>

92. Zhang, N., Wang, S., Liu, G. C., & Zhang, J. W. (2022). All-factor short-term photovoltaic output power forecast. *IET Renewable Power Generation*, 16(1), 148-158. <https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1049/rpg2.12274>

93. Ky, T. S. M., Zoungrana, B. A., Boro, D., Dianda, B., Ouédraogo, S., Ouédraogo, A., ... & Bathiébo, D. J. (2024). Conception, realization and testing of a solar cooker built with a spherical reflector in Burkina Faso. *Solar Energy*, 272, 112497. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X24001919>

94. Solyali, D., & Mollaei, A. (2023). A Simulation Model Based on Experimental Data to Determine the Optimal Tilt Angle for a Fixed Photovoltaic



Panel. Archives of Advanced Engineering Science, 1-11.  
<http://ojs.bonviewpress.com/index.php/AAES/article/view/907>

95. Qashou, A., Yousef, S., Okoro, A., & Hazzaa, F. (2023). Microgrid TestBed for Temporal Forecasting Patterns of Failure for Smart Cities. In *Technology and Talent Strategies for Sustainable Smart Cities: Digital Futures* (pp. 189-227). Emerald Publishing Limited.  
<https://www.emerald.com/insight/content/doi/10.1108/978-1-83753-022-920231010/full/html>

96. Mignoni, N., Carli, R., & Dotoli, M. (2023). Layout Optimization for Photovoltaic Panels in Solar Power Plants via a MINLP Approach. *IEEE Transactions on Automation Science and Engineering*.  
<https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/10368589/>

97. Wang, W., Yang, D., Huang, N., Lyu, C., Zhang, G., & Han, X. (2022). Irradiance-to-power conversion based on physical model chain: An application on the optimal configuration of multi-energy microgrid in cold climate. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 161, 112356.  
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032122002660>

98. Alfaris, F. E., & Almutairi, F. (2024). Performance Assessment User Interface to Enhance the Utilization of Grid-Connected Residential PV Systems. *Sustainability*, 16(5), 1825. <https://www.mdpi.com/2071-1050/16/5/1825>

99. Alhawsawi, E. Y., Habbi, H. M. D., Hawsawi, M., & Zohdy, M. A. (2023). Optimal Design and Operation of Hybrid Renewable Energy Systems for Oakland University. *Energies*, 16(15), 5830. <https://doi.org/10.3390/en16155830>

100. Memme, S., & Fossa, M. (2024). A novel approach for incidence angle modifier calculation of arbitrarily oriented linear Fresnel collectors: Theory, simulations and case studies. *Renewable Energy*, 222, 119857.  
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S096014812301772X>

101. Takatsu, N., & Farzaneh, H. (2020). Techno-economic analysis of a novel hydrogen-based hybrid renewable energy system for both grid-tied and off-

grid power supply in Japan: The case of Fukushima prefecture. *Applied Sciences*, 10(12), 4061. <https://doi.org/10.3390/app10124061>

102. Sanyal, A., Mohanta, J. C., & Faiyaz Ahmed, M. D. (2024). Development of a dual-axis solar tracker for efficient sun energy harvesting. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part E: Journal of Process Mechanical Engineering*, 09544089241241453. <https://doi.org/10.1177/095440892412414>

103. Hidouri, D., Marouani, R., & Cherif, A. (2024). Modeling and Simulation of a Renewable Energy PV/PEM with Green Hydrogen Storage. *Engineering, Technology & Applied Science Research*, 14(1), 12543-12548. <https://www.etasr.com/index.php/ETASR/article/view/6492>

104. Chamandoust, H., Hashemi, A., & Bahramara, S. (2021). Energy management of a smart autonomous electrical grid with a hydrogen storage system. *International journal of hydrogen energy*, 46(34), 17608-17626. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319921007485>

105. Ceylan, C., & Devrim, Y. (2021). Design and simulation of the PV/PEM fuel cell based hybrid energy system using MATLAB/Simulink for greenhouse application. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(42), 22092-22106. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.04.034>

106. Mostafa, N., Ramadan, H. S. M., & Elfarouk, O. (2022). Renewable energy management in smart grids by using big data analytics and machine learning. *Machine Learning with Applications*, 9, 100363. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2666827022000597>

107. Ahmed, W., Ansari, H., Khan, B., Ullah, Z., Ali, S. M., Mehmood, C. A. A., ... & Nawaz, R. (2020). Machine learning based energy management model for smart grid and renewable energy districts. *IEEE Access*, 8, 185059-185078. <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/9218929/>

108. Ahmad, T., Madonski, R., Zhang, D., Huang, C., & Mujeeb, A. (2022). Data-driven probabilistic machine learning in sustainable smart energy/smart energy systems: Key developments, challenges, and future research opportunities

in the context of smart grid paradigm. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 160, 112128. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112128>

109. Massaoudi, M., Abu-Rub, H., Refaat, S. S., Chihi, I., & Oueslati, F. S. (2021). Deep learning in smart grid technology: A review of recent advancements and future prospects. *IEEE Access*, 9, 54558-54578. DOI: 10.1109/ACCESS.2021.3071269

110. Mazhar, T., Irfan, H. M., Haq, I., Ullah, I., Ashraf, M., Shloul, T. A., ... & Elkamchouchi, D. H. (2023). Analysis of challenges and solutions of IoT in smart grids using AI and machine learning techniques: A review. *Electronics*, 12(1), 242. <https://doi.org/10.3390/electronics12010242>

111. Patel, R. K., Kumari, A., Tanwar, S., Hong, W. C., & Sharma, R. (2022). AI-empowered recommender system for renewable energy harvesting in smart grid system. *IEEE Access*, 10, 24316-24326. <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/9716157/>

112. Reka, S. S., Venugopal, P., Alhelou, H. H., Siano, P., & Golshan, M. E. H. (2021). Real time demand response modeling for residential consumers in smart grid considering renewable energy with deep learning approach. *IEEE access*, 9, 56551-56562. DOI: 10.1109/ACCESS.2021.3071993

113. Ibrahim, M. S., Dong, W., & Yang, Q. (2020). Machine learning driven smart electric power systems: Current trends and new perspectives. *Applied Energy*, 272, 115237. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115237>

114. Rosero, D. G., Díaz, N. L., & Trujillo, C. L. (2021). Cloud and machine learning experiments applied to the energy management in a microgrid cluster. *Applied Energy*, 304, 117770. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117770>

115. Ponnusamy, V. K., Kasinathan, P., Madurai Elavarasan, R., Ramanathan, V., Anandan, R. K., Subramaniam, U., ... & Hossain, E. (2021). A comprehensive review on sustainable aspects of big data analytics for the smart grid. *Sustainability*, 13(23), 13322. <https://www.mdpi.com/2071-1050/13/23/13322>

116. Fan, Z., Yan, Z., & Wen, S. (2023). Deep learning and artificial intelligence in sustainability: a review of SDGs, renewable energy, and environmental health. *Sustainability*, 15(18), 13493. <https://www.mdpi.com/2071-1050/15/18/13493>
117. Awan, N., Khan, S., Rahmani, M. K. I., Tahir, M., Alam, N., Alturki, R., & Ullah, I. (2021). Machine learning-enabled power scheduling in IoT-based smart cities. *Comput. Mater. Contin*, 67(2), 2449-2462. [https://cdn.techscience.cn/ueditor/files/TSP\\_CMC\\_67-2/TSP\\_CMC\\_14386/TSP\\_CMC\\_14386.pdf](https://cdn.techscience.cn/ueditor/files/TSP_CMC_67-2/TSP_CMC_14386/TSP_CMC_14386.pdf)
118. Talaat, M., Alsayyari, A. S., Alblawi, A., & Hatata, A. Y. (2020). Hybrid-cloud-based data processing for power system monitoring in smart grids. *Sustainable Cities and Society*, 55, 102049. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2020.102049>
119. Mololoth, V. K., Saguna, S., & Åhlund, C. (2023). Blockchain and machine learning for future smart grids: A review. *Energies*, 16(1), 528. <https://doi.org/10.3390/en16010528>
120. Kataray, T., Nitesh, B., Yarram, B., Sinha, S., Cuce, E., Shaik, S., ... & Roy, A. (2023). Integration of smart grid with renewable energy sources: Opportunities and challenges—A comprehensive review. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 58, 103363. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2023.103363>
121. Rai, S., & De, M. (2021). Analysis of classical and machine learning based short-term and mid-term load forecasting for smart grid. *International Journal of Sustainable Energy*, 40(9), 821-839. <https://doi.org/10.1080/14786451.2021.1873339>

## ДОДАТОК А.

### Список публікацій здобувача за темою дисертації

1. Pliuhin, V., Teterev, V., & Lapko, A. (2021). Smart Grid Technologies as a Concept of Innovative Energy Development: Initial Proposals for the Development of Ukraine. *Lighting Engineering & Power Engineering*, 47–65.  
<https://doi.org/10.33042/2079-424x.2021.60.2.02>  
<https://lepe.kname.edu.ua/index.php/lepe/article/view/470>
2. Pliuhin, V., Teterev, V., Possibility Implementation Analysis of the Smart Grid Network in a Current State Conditions of the United Energy Systems of Ukraine. (2021). *Lighting Engineering & Power Engineering*, 15–22.  
<https://doi.org/10.33042/2079-424x.2021.60.1.03>  
<https://lepe.kname.edu.ua/index.php/lepe/article/view/463>
3. Tsegelnyk, Y., Pliuhin, V., Tietieriev, V., Duniev, O., & Yehorov, A. (2022). Electromechanical Energy Converter Imitation Model in SciLab. *Lighting Engineering & Power Engineering*, 65–73.  
<https://doi.org/10.33042/2079-424x.2022.61.2.04>  
<https://lepe.kname.edu.ua/index.php/lepe/article/view/493>
4. Zablodskiy, M., Pliuhin, V., & Tietieriev, V. (2023). Mathematical Modeling State Analysis of Multifunctional Energy Converters with a Solid Rotor. *Lighting Engineering & Power Engineering*, 22–33.  
<https://doi.org/10.33042/2079-424x.2023.62.3.02>  
<https://lepe.kname.edu.ua/index.php/lepe/article/view/509>
5. Tietieriev, V. (2023). Smart Grid Integration for Sustainable City Energy Management: A Paradigm Shift in Power Distribution Networks. *Lighting Engineering & Power Engineering*, 1–11.  
<https://doi.org/10.33042/2079-424x.2023.62.1.01>  
<https://lepe.kname.edu.ua/index.php/lepe/article/view/498>
6. Tietieriev, V. (2023). Transforming City Energy Management: Using Smart Grid Technologies for Improved Control and Energy Efficiency. *Lighting Engineering & Power Engineering*, 54–63

<https://doi.org/10.33042/2079-424x.2023.62.2.03>

<https://lepe.kname.edu.ua/index.php/lepe/article/view/499>

7. Tietieriev, V., & Khudiakov, I. (2022). Simulation of a Hybrid Solar Power Plant with a Hydrogen Generator in MATLAB/Simulink Environment. *Lighting Engineering & Power Engineering*, 30–48.

<https://doi.org/10.33042/2079-424x.2022.61.2.01>

<https://lepe.kname.edu.ua/index.php/lepe/article/view/479>

8. Zablodskiy, M., Pliuhin, V., Kovalchuk, S., & Tietieriev, V. (2022). Indirect field-oriented control of twin-screw electromechanical hydrolyzer. *Electrical Engineering & Electromechanics*.

<https://doi.org/10.20998/2074-272x.2022.1.01>

<http://eie.khpi.edu.ua/article/view/252816>

9. Sukhonos, M., Babaiev, V., Pliuhin, V., Teterev, V., & Khudiakov, i. (2022). Load Forecasting and Electricity Consumption by Regression Model. *Smart Technologies in Urban Engineering. STUE 2022. Lecture Notes in Networks and Systems*, 302-314.

[https://doi.org/10.1007/978-3-031-20141-7\\_28](https://doi.org/10.1007/978-3-031-20141-7_28)

[https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-031-20141-7\\_28](https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-031-20141-7_28)

10. Tietieriev, V., Pliuhin, V., Okhrimenko, V., Shcherbak, I., & Synelnykov, O. (2023). Wind Turbine Permanent Magnet Generator Speed Stabilization System in ANSYS Twin Builder. Book chapter, Springer, 233–245.

[https://doi.org/10.1007/978-3-031-46877-3\\_21](https://doi.org/10.1007/978-3-031-46877-3_21)

[https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-031-46877-3\\_21](https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-031-46877-3_21)

## ДОДАТОК Б.

### Наукові публікації апробаційного характеру

1. Тетерев В.О., Плюгін В.Є., (2021). Застосування технологій інтелектуальних мереж (smart grid) для контролю і управління енергозабезпеченням In: Корженко В. В., Корабльова Н. С., Радіонова Н. В., Солових В. П., Чаплигін А. К.; *2021 МІСТО. КУЛЬТУРА. ЦИВІЛІЗАЦІЯ: ВИКЛИКИ СУЧАСНОСТІs*, (p. 178-181). м. Харків: О.М. Бекетова ХНУМГ;

[https://science.kname.edu.ua/images/dok/konferentsii/2021/\\_2021\\_kviten\\_original.pdf](https://science.kname.edu.ua/images/dok/konferentsii/2021/_2021_kviten_original.pdf).

2. Teterev, V. Plyugin, V, & Iliencko, O. (2021).; Application of smart grid technologies for controland management of power supply. In: Sukhonos, M., Iliencko, O., Krohmal, A., Yurchenko, D., Anisenko, O. (eds.) *Young Researchers in the Global World: Vistas and Challenges: Book of papers of the 2021 International Forum for Young Researchers*, (pp. 191-193). Kharkiv: O.M. Beketov NUUE in Kharkiv.

<https://science.kname.edu.ua/images/dok/konferentsii/2021/NEW-Forum-2021.pdf>

3. Тетерев В.О., Плюгін В.Є. (2022). Впровадження методу метапрограмування для вдосконалення програмного забезпечення в smart grid; *ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ ТЕРИТОРІЙ: ТЕОРІЯ І ПРАКТИКА* In: Sukhonos, M., Starostina, A., Vershynina, D., Hovorova, K. (eds.) *Kharkiv, November 19-20, 2022* (pp. 196-198). Kharkiv: O.M. Beketov HNUUE in Kharkiv.

[https://science.kname.edu.ua/images/dok/konferentsii/2022/Tezy\\_2022/2022\\_molodi\\_vcheni.pdf](https://science.kname.edu.ua/images/dok/konferentsii/2022/Tezy_2022/2022_molodi_vcheni.pdf)

4. Sukhonos, M., Babaiev, V., Pliuhin, V., Teterev, V., & Khudiakov, i. (2022). Load Forecasting and Electricity Consumption by Regression Model. Smart Technologies in Urban Engineering. *STUE 2022. Lecture Notes in Networks and Systems*, 302-314. Kharkiv: O.M. Beketov HNUUE in Kharkiv.

[https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-031-20141-7\\_28](https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-031-20141-7_28)

5. Тетерев В. О. (2022). Методики прогнозування споживання електричної енергії в інтелектуальних мережах (smart grid) за допомогою машинного навчання; *Актуальні питання науки, освіти і суспільства в сучасних умовах*; 82-83. (Полтава, 21 грудня 2022 р.).

<https://www.economics.in.ua/2022/12/21-2022.html>

6. Tietieriev, V., Pliuhin, V., Okhrimenko, V., Shcherbak, I., & Synelnykov, O. (2023). Wind Turbine Permanent Magnet Generator Speed Stabilization System in ANSYS Twin Builder. *STUE 2023. Lecture Notes in Networks and Systems*, 233–245. Kharkiv: O.M. Beketov HNUUE in Kharkiv.

<https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-031-46877-3>.

7. Тетерев В. О. (2024) Прогнозування електропотребы в “розумних мережах”: машинне навчання на службі енергоефективності.; *International scientific-practical conference “Science, education and technology: global trends and the regional aspect”*: collection of materials, 44-46, Tampere, Finland, February 3, 2024.

<https://www.economics.in.ua/2024/02/3.html>



**ДОДАТОК В.**  
**Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір**

УКРАЇНА



**СВІДОЦТВО**

про реєстрацію авторського права на твір

№ 126837

Комп'ютерна програма «Оптимізація параметрів асинхронного двигуна»  
 («ОПТ. АД»)

(вид, назва твору)

Автор (співавтори) **Плюгін Владислав Євгенович, Тетерев Віталій Олегович,  
 Цегельник Євген Володимирович, Планковський Сергій Ігорович, Білецький  
 Ігор Васильович, Телюра Наталя Олександрівна**

(прізвище, ім'я, по батькові (за наявності), псевдонім (за наявності))

Авторські майнові права належать повністю **Харківський національний університет  
 міського господарства імені О. М. Бекетова, вул. Маршала Бажанова, 17, м.  
 Харків, 61002**

(прізвище, ім'я, по батькові (за наявності) фізичної особи / найменування юридичної особи, адреса)

Дата реєстрації 28 травня 2024 р.

Директор Державної організації  
 «Український національний  
 офіс інтелектуальної власності  
 та інновацій»

  
**Олена ОРЛЮК**



УКРАЇНА • UKRAINE • UKRAÏNA • UKRAÏNE • UKRAÏNA • UKRAÏNE • UKRAÏNA • UKRAÏNE • UKRAÏNA • UKRAÏNE • UKRAÏNA

ДОДАТОК Г.  
Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір

УКРАЇНА



СВІДОЦТВО

про реєстрацію авторського права на твір

№ 126838

Комп'ютерна програма «Система автоматизованого проектування асинхронного двигуна» («САПР АД»)

(вид, назва твору)

Автор (співавтори) **Плюгін Владислав Євгенович, Тетерев Віталій Олегович, Цегельник Євген Володимирович, Планковський Сергій Ігорович, Білецький Ігор Васильович**

(прізвище, ім'я, по батькові (за наявності), псевдонім (за наявності))

Авторські майнові права належать повністю **Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова, вул. Маршала Бажанова, 17, м. Харків, 61002**

(прізвище, ім'я, по батькові (за наявності) фізичної особи / найменування юридичної особи, адреса)

Дата реєстрації 28 травня 2024 р.

Директор Державної організації  
«Український національний  
офіс інтелектуальної власності  
та інновацій»

  
Олена ОРЛЮК

