

Вінницький національний технічний університет
Міністерство освіти і науки України

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

СМАГЛО ІВАН ІВАНОВИЧ

УДК 621.316.1:313.322

ДИСЕРТАЦІЯ
МЕТОДИ І СПОСОБИ ДИСТАНЦІЙНОГО МОНІТОРИНГУ ТА
САМОДІАГНОСТИКИ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ
за спеціальністю 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
в галузі знань 14 «Електрична інженерія»

Подається на здобуття наукового ступеня доктора філософії.

Дисертація містить результати власних досліджень.

Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання
на відповідне джерело _____ І. І. Смагло

Науковий керівник Лежнюк Петро Дем'янович, доктор технічних наук,
професор.

Вінниця – 2025

АНОТАЦІЯ

Смагло І. І. Методи і способи дистанційного моніторингу та самодіагностики фотоелектричних станцій. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» в галузі знань 14 «Електрична інженерія». – Вінницький національний технічний університет, Вінниця, 2025.

В останні роки проявляється тенденція до зміни загальної концепції розвитку електроенергетики, пов'язану з впровадженням відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) та переходом на нову ідеологію керування режимами електроенергетичних систем (ЕЕС) SMART Grid. Встановлена потужність сонячних енергетичних систем постійно зростає з кожним роком у всьому світі, в тому числі в Україні. Недоліком фотоелектричних станцій (ФЕС) є їх залежність від метеорологічних умов, що призводить до нестабільності генерування ними електроенергії і, як наслідок, до необхідності мати в ЕЕС маневрений резерв потужності. Цей недолік підсилюється ще тим, що в ФЕС, які експлуатуються більше 5–10 років, через деградацію фотоелектричних модулів (ФЕМ), силових трансформаторів та іншого обладнання, суттєво зменшується їх продуктивність. Для врахування реальної можливості ФЕС виробляти електроенергію і успішно приймати участь в балансуванні потужності і електроенергії в ЕЕС необхідно враховувати мінливості генерування ФЕС в часі. Задля цього створена і продовжується вдосконалюватися система погодинного прогнозування генерування ФЕС сьогодні на наступну добу і розвивається система моніторингу ФЕС для фактичної індикація технічного стану її основного обладнання, зокрема ФЕМ і силових трансформаторів.

Для підвищення надійності роботи ФЕС і реалізації моделі прогнозування генерації електроенергії та участі ФЕС в балансуванні режимів

ЕЕС з врахуванням деградації її електрообладнання в роботі розв'язуються такі основні задачі: - аналізуються види пошкоджень фотоелектричних модулів, досліджуються фактори, які впливають на деградацію ФЕМ та їх залежність, розглядаються особливості експлуатації силових трансформаторів систем електропостачання та генерування ВДЕ в умовах війни, а також розробляються методи та способи діагностики стану ФЕС; - математичне моделювання та методи оцінювання технічного стану фотоелектричних станцій в балансуєчій групі ЕЕС з використанням часових рядів для представлення генерування ФЕС, кореляційного аналізу параметрів, впливових на генерування ФЕС, а також кластеризації задля визначення ФЕС з аномаліями в їх роботі; для оцінювання технічного стану обладнання ФЕС розробляється програмно-апаратний комплекс діагностування і показано результати його застосування.

Оскільки основним елементом станцій прямого перетворення сонячного випромінювання є фотоелектричні модулі (ФЕМ) і вплив їх деградації на генерування електроенергії ФЕС суттєвий, то розроблено методи та алгоритм моніторингу їх технічного стану. Визначено, що застосування тепловізійного контролю вимагає великої інформаційної бази та постійного вдосконалення методів та ідентифікації дефектів, оскільки навіть візуально схожі дефекти можуть свідчити про різні несправності ФЕМ. Для цього необхідно використовувати алгоритми, які визначають природу деградації ФЕМ. Враховуючи значні площі, які займають промислові фотоелектричні станції, окреслено можливості безпілотних літальних апаратів для розв'язання задач моніторингу. Показано, що для оброблення великих масивів даних, отриманих літальними апаратами, і виявлення серед них ФЕМ з критично низькою продуктивністю, ефективним є застосування методу кластеризації. Метод дозволяє сформувати групи ФЕМ, стрингів і ФЕС зі схожими характеристиками. Для цього необхідно відповідним чином проаналізувати і підготувати вихідну інформацію. Показано, що коли йдеться про погодинні

або пів годинні графіки генерування взяті з АСКОЕ, то ефективним є математичний апарат аналізу часових рядів.

На основі порівняння методів DBSCAN та k-means вибрано метод, який дозволяє на основі координат об'єктів генерування та пів годинних графіків генерування виконати поділ на групи з відносно простою інтерпретацією результатів. Обґрунтовано метод, який створює можливості застосування безпілотних авіаційних систем для автоматизованого аналізу фотоелектричних установок. Цей метод може бути застосований як в інфрачервоному, так і у видимому діапазоні спектру. Обидва випадки вимагають специфічного налаштування певних параметрів, що призводить до різної поведінки БПЛА під час автоматизованих польотів. Точна класифікація цих явищ на знімках у видимому та інфрачервоному діапазонах є предметом подальших досліджень, тоді як ця робота детально фокусується на самому процесі підготовки даних. Крім того, в поточному стані вона може бути використана для оптимізації траєкторії польоту, що впливає не тільки на експлуатаційні витрати, але й на законодавчі вимоги та вимоги безпеки до цих процедур. Подальші дослідження мають призвести до створення повністю автоматизованого механізму.

Для вибору станцій з аномаліями, які потребують проведення моніторингу їх технологічних параметрів, необхідно розробити метод, що дозволив би за доступними параметрами це зробити. Оскільки такими параметрами є графіки генерування електричної енергії окремими станціями, які можуть надаватись системою АСКОЕ з годинною або пів годинною дискретністю, то ці данні готуються для подальшого аналізу. Для цього розроблено відповідне програмно-апаратне забезпечення, яке дозволяє уточнювати природу і причини зниження продуктивності ФЕМ і ФЕС в цілому. Це дозволяє зробити прогнозування генерування ФЕС завдяки визначенню і врахуванню їх технічного стану більш достовірним. Оскільки деякі ФЕМ мають різні темпи деградації, що пов'язано з технологією

виробництва та особливостями навколишнього середовища, в якому експлуатуються ФЕМ, то планування обсягів і термінів ремонтних робіт можуть бути більш адекватними.

Розроблено метод діагностування ФЕМ в умовах неповноти початкових даних, який шляхом використання нейро-нечіткого моделювання дозволяє отримати поточне значення коефіцієнту залишкового ресурсу ФЕМ i , в залежності від результату, зробити висновок про один зі станів ФЕМ (справний, з незначними відхиленнями параметрів, передаварійний, аварійний) та зменшити похибку прогнозування такого стану. Програмно-апаратний комплекс адаптований до обробки і аналізу масивів даних, отриманих літальними апаратами і попередньо оброблених методами аналізу часових рядів і кластеризації.

На практичному прикладі показано вплив деградації обладнання ФЕС на результати генерування електроенергії. З впровадженням процедури погодинного прогнозованого генерування електроенергії ФЕС задача їх участі в балансуванні режимів суттєво ускладнилася, оскільки невідповідність заявленого генерування реальному передбачає фінансову відповідальність. Достовірне прогнозування генерування ФЕС стало неможливим без визначення їх технічного стану. Як приклад, для ілюстрації розроблених в роботі методів і засобів оцінювання технічного стану обладнання ФЕС вибрано станцію середньої потужності (4 МВт, площею 10 га), яка експлуатується 10 років. Застосовано розроблений метод діагностування ФЕМ в умовах неповноти початкових даних, який шляхом використання нейро-нечіткого моделювання дозволяє отримати поточне значення коефіцієнту залишкового ресурсу ФЕМ i , в залежності від результату, зробити висновок про один зі станів ФЕМ та зменшити похибку прогнозування такого стану.

Метод моніторингу та виявлення несправностей в режимі онлайн ФЕМ, які експлуатуються на ФЕС, базується лише на інформації, зібраній SCADA системами ФЕС. В якості вхідних даних використовуються метеорологічні

фактори, які впливають на обсяг генерування ФЕС, таких як сонячне випромінювання, температура навколишнього середовища, струм кожного стрінгу. За результатами випробовування показано, що доцільно ФЕМ ділити на дві групи: ті, що через різну причину деградації зменшили свою продуктивність на 25–35%, і ті, для яких ці значення менші 10%. Останню групу ФЕМ варто продовжити використовувати, а щодо першої, то варто зробити техніко-економічну оцінку і вирішити, чи доцільно продовжити їх експлуатацію, чи демонтувати і замінити на нові.

Досліджено характерні причини пошкоджень трансформаторів ФЕС. В першу чергу, це змінна напрямків, реверс потоків потужності через трансформатор. Сучасні силові трансформатори часто не розраховані на зміну напрямків потоків потужності. Зі збільшенням розповсюдження ФЕС реверсний потік електроенергії стає серйозною проблемою. Оскільки існуючі методики вибору силових трансформаторів не враховують реверсних потоків, що призводить до їх перегріву під час експлуатації. Надто це стосується режимів локальних електроенергетичних истем, просюмерів та активних споживачів, коли вони бажають передати надлишок своєї електроенергії в електричній мережі загального призначення.

Ще однією причиною пошкоджень трансформаторів ФЕС є несинусоїдальність напруги, спотворення синусоїди якої може бути в електричній мережі споживачами. Гармонічний склад напруги і струму може на певних частотах викликати резонанс і перенапруги. Перенапруги виникають також під час включення/відключення ФЕС. Особливо це стосується випадків, коли на одному фідері знаходиться декілька ФЕС і моменти включення/відключення яких не узгоджено між собою. Такі систематичні перенапруги можуть призвести до пошкодження ізоляції і виходу з ладу трансформатора.

Ключові слова: електричні мережі, відновлювальні джерела енергії, фотоелектричні станції, деградація фотоелектричних модулів, оцінювання

технічного стану трансформаторів, дистанційний моніторинг та самодіагностика фотоелектричних станцій.

ABSTRACT

Smaglo I. I. Methods and ways of remote monitoring and self-diagnostic of photovoltaic power plants. – Qualification scientific work in the form of a manuscript.

Dissertation for the degree of Doctor of Philosophy in specialty 141 “Electrical power engineering, electrical engineering and electromechanics” in the field of knowledge 14 “Electrical engineering”. – Vinnytsia National Technical University, Vinnytsia, 2025.

In recent years, there has been a tendency to change the general concept of the development of the electric power industry, associated with the introduction of renewable energy sources (RES) and the transition to a new ideology of controlling the modes of electric power systems (EPS) SMART Grid. The installed capacity of solar energy systems is constantly growing every year around the world, including in Ukraine. The disadvantage of photovoltaic plants (PVP) is their dependence on meteorological conditions, which leads to the instability of their electricity generation and, as a result, to the need to have a maneuverable power reserve in the EPS. This disadvantage is further exacerbated by the fact that in PV plants that have been in operation for more than 5–10 years, due to the degradation of photovoltaic modules (PVM), power transformers and other equipment, their productivity is significantly reduced. To take into account the real possibility of PV plants to produce electricity and successfully participate in balancing power and electricity in the electric power system, it is necessary to take into account the variability of PV generation over time. For this purpose, a system of hourly forecasting of PV generation today for the next day has been created and continues to be improved, and a PV monitoring system is being developed for the actual indication of the

technical condition of its main equipment, in particular PVM and power transformers.

To increase the reliability of the PV plant operation and implement the model for predicting electricity generation and the participation of PV plants in balancing the power system modes, taking into account the degradation of its electrical equipment in operation, the following main tasks are solved: - types of damage to photovoltaic modules are analyzed, factors that affect the degradation of PV and their dependence are investigated, the features of the operation of power transformers of power supply systems and renewable energy generation in war conditions are considered, and methods and means of diagnosing the state of PV plants are developed; - mathematical modeling and methods for assessing the technical condition of photovoltaic plants in the balancing group of the power system using time series to represent PV generation, correlation analysis of parameters affecting PV generation, as well as clustering to identify PV plants with anomalies in their operation; a hardware-software diagnostic complex is developed to assess the technical condition of PV equipment and the results of its application are shown.

Since the main element of direct solar radiation conversion plants are photovoltaic modules (PVMs) and the impact of their degradation on the generation of electricity by PV plants is significant, methods and an algorithm for monitoring their technical condition have been developed. It has been determined that the use of thermal imaging control requires a large information base and constant improvement of methods and defect identification, since even visually similar defects can indicate various malfunctions of the PVM. For this, it is necessary to use algorithms that determine the nature of the PVM degradation. Considering the significant areas occupied by industrial photovoltaic plants, the capabilities of unmanned aerial vehicles for solving monitoring tasks are outlined. It is shown that for processing large data sets obtained by aerial vehicles and identifying PEMs with critically low performance among them, the use of the clustering method is effective.

The method allows you to form groups of PEMs, strings and PV plants with similar characteristics. For this, it is necessary to analyze and prepare the source information accordingly. It is shown that when it comes to hourly or half-hourly generation graphs taken from the automated commercial electricity accounting system (ACEAS), the mathematical apparatus of time series analysis is effective.

Based on a comparison of the DBSCAN and k-means methods, a method was selected that allows, based on the coordinates of the generation objects and half-hourly generation graphs, to perform a division into groups with a relatively simple interpretation of the results. A method was substantiated that creates the possibility of using unmanned aerial systems for automated analysis of photovoltaic installations. This method can be applied both in the infrared and in the visible spectral range. Both cases require specific settings of certain parameters, which leads to different behavior of the unmanned aerial vehicle (UAV) during automated flights. The exact classification of these phenomena in images in the visible and infrared ranges is the subject of further research, while this work focuses in detail on the data preparation process itself. Furthermore, in its current state, it can be used to optimize flight paths, which affects not only operating costs but also the regulatory and safety requirements for these procedures. Further research should lead to the creation of a fully automated mechanism.

To select plants with anomalies that require monitoring of their technological parameters, it is necessary to develop a method that would allow this to be done using available parameters. Since such parameters are the schedules of electricity generation by individual plants, which can be provided by the ACEAS system with hourly or half-hourly discreteness, these data are prepared for further analysis. For this purpose, appropriate software and hardware have been developed, which allows specifying the nature and causes of the decrease in the productivity of PV and PV plants as a whole. This allows making the forecasting of PV generation by determining and taking into account their technical condition more reliable. Since some PV have different rates of degradation, which is associated with the production

technology and the characteristics of the environment in which the PV is operated, the planning of the volume and timing of repair work can be more adequate.

A method for diagnosing PV plants under conditions of incomplete initial data has been developed, which, by using neuro-fuzzy modeling, allows obtaining the current value of the PV plant residual resource coefficient and, depending on the result, drawing a conclusion about one of the PV plant states (serviceable, with minor deviations of parameters, pre-accident, emergency) and reducing the prediction error of such a state. The software and hardware complex is adapted to the processing and analysis of data arrays obtained by aircraft and pre-processed by time series analysis and clustering methods.

A practical example shows the impact of PV plant equipment degradation on the results of electricity generation. With the introduction of the procedure for hourly forecasted electricity generation of PV plants, the task of their participation in mode balancing has become significantly more complicated, since the discrepancy between the declared generation and the real one entails financial liability. Reliable forecasting of PV plant generation has become impossible without determining their technical condition. As an example, to illustrate the methods and means developed in the work for assessing the technical condition of PV equipment, a medium-power plant (4 MW, area 10 ha) was selected, which has been operated for 10 years. The developed method for diagnosing PV in conditions of incomplete initial data was applied, which, by using neuro-fuzzy modeling, allows you to obtain the current value of the coefficient of the PV residual resource and, depending on the result, draw a conclusion about one of the PV states and reduce the error in predicting such a state. The method for monitoring and detecting faults in online PV operated at PV is based only on information collected by PV SCADA systems. Meteorological factors that affect the PV generation volume, such as solar radiation, ambient temperature, current of each string, are used as input data. The test results show that it is advisable to divide PVM into two groups: those that, due to various reasons for degradation, have reduced their productivity by 25–35%, and those for which these

values are less than 10%. The latter group of PVM should be continued to be used, and for the first, it is worth making a technical and economic assessment and deciding whether it is advisable to continue their operation or dismantle and replace them with new ones.

The characteristic causes of damage to PV transformers have been investigated. First of all, this is a change in direction, a reversal of power flows through the transformer. Modern power transformers are often not designed to change the direction of power flows. With the increase in the spread of PVM, the reverse flow of electricity becomes a serious problem. Since existing methods for selecting power transformers do not take into account reverse flows, which leads to their overheating during operation. This is especially true for the modes of local power systems, prosumers and active consumers, when they want to transfer their excess electricity to the general-purpose electrical grid.

Another cause of damage to PV transformers is the non-sinusoidality of the voltage, the distortion of which can be caused by consumers in the electrical grid. The harmonic composition of voltage and current can cause resonance and overvoltages at certain frequencies. Overvoltages also occur during switching on/off of PV. This is especially true in cases where there are several PVM on the same feeder and the switching on/off times are not coordinated with each other. Such systematic overvoltages can lead to insulation damage and transformer failure.

Keywords: electrical networks, renewable energy sources, photovoltaic plants, degradation of photovoltaic modules, assessment of the technical condition of transformers, remote monitoring and self-diagnosis of photovoltaic plants.

Матеріали дисертаційної роботи викладені в таких наукових публікаціях:

1. P. Lezhniuk, M. Belik, V. Komar, O. Rubanenko, Olena Rubanenko, I. Smaglo. Analysis of technical conditions influencing the operation of PV power stations cooperating with controlled power grids // 2022 IEEE 4th International Conference on Modern Electrical and Energy System (MEES). 979-8-3503-4683-1/22/\$31.00 ©2022 IEEE. doi: 10.1109/MEES58014.2022.10005686 **Scopus**

2. Комар В. О., Лежнюк П. Д., Лесько В. О., Гунько І. О., Смагло І. І. Програмно-апаратний комплекс діагностування технічного стану обладнання фотоелектричних станцій // Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність. – № 2. – 2022. – С. 43–50. doi: 10.20998/2224-0349.2022.02.05

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

4. O. Rubanenko, M. Belik, O. Rubanenko, P. V. Bobba, I. Smaglo and G. S. Lakshmi. Determining Probable Locations of Photovoltaic Modules Malfunctions // 2024 IEEE 4th International Conference on Sustainable Energy and Future Electric Transportation (SEFET), Hyderabad, India, 2024, pp. 1-6, doi: 10.1109/SEFET61574.2024.10717959 **Scopus**

5. Лежнюк П.Д., Гунько І.О., Рубаненко О.О., Смагло І.І., Белік М. Визначення ймовірних місць пошкоджень фотомодулів ФЕС // Вісник Хмельницького національного університету (Технічні науки). – 2025. – № 2. – С. 230–239. <https://doi.org/10.3189/2307-5732-2025-349-33>.

6. Смагло І. І., Рубаненко О. Є. Вплив технічного стану ФЕС на генерування ними електроенергії. Матеріали XXIII Міжнародної науково-практичної онлайн-конференції 19–20 травня 2022 «Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті», Київ, 2022.

7. Рубаненко О. О., Лежнюк П. Д., Смагло І. І. Побудова дерева пошкоджень фотоелектричних модулів. Матеріали XXIII Міжнародної науково-практичної онлайн-конференції 19–20 травня 2022 «Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті», Київ, 2022.

8. Лежнюк П. Д., Смагло І. І., Рубаненко О. О. Методи і способи дистанційного моніторингу та самодіагностики фотоелектричних станцій. Матеріали Міжнародної науково-технічної конференції «Оптимальне керування електроустановками 2021», Вінниця, 2021.

9. Комар В. О., Смагло І. І., Нетребський В. В. Вплив на роботу силових

трансформаторів режимів фотоелектричних станцій і розподільних електричних мереж. Матеріали XXVI Міжнародної науково-практичної онлайн-конференції 21–23 травня 2025 «Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті», Київ, 2025.

10. Смагло І. І., Лежнюк П. Д., Рубаненко О.Є. Спосіб оптимального керування режимами розподільних електричних мереж з розосередженим генеруванням. Публікація відомостей про державну реєстрацію: 18.12.2024, Бюл. №51. (19)UA (11)157915 (13)U (51) МПК H02J 3/24 (2006.01)

11. Смагло І. І., Лежнюк П. Д., Рубаненко О.Є. Спосіб оптимального керування режимами розподільних електричних мереж з розосередженим генеруванням . Патент № 158035 UA, МПК H02J 3/24. № u 2024 00240, заявл. 15.01.2024, опубл. 25.12.2024, Бюл. № 52. 7 с.

12. Смагло І. І., Лежнюк П. Д., Рубаненко О.Є. Спосіб оптимального керування режимами розподільних електричних мереж з розосередженим генеруванням. Пат. 153886 UA, МПК G01R 31/00. № а 2023 00345; заявл. 01.02.2023; опубл. 13.09.2023, Бюл. № 37. – 8 с.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ	16
ВСТУП	17
РОЗДІЛ 1 ОЦІНЮВАННЯ ВПЛИВУ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ НА БАЛАНСУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІЙ СИСТЕМІ	23
1.1 Фотоелектричні станції в електричних мережах енергосистем	23
1.2 Аналіз пошкоджень фотоелектричних модулів та вплив їх на генерування електроенергії ФЕС	29
1.3 Особливості експлуатації силових трансформаторів систем електропостачання та генерування ВДЕ в умовах війни	33
1.4 Формування системи визначення технічного стану ФЕС	40
1.5 Висновки до розділу 1. Задачі наукового дослідження	43
РОЗДІЛ 2 МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ТА МЕТОДИ ОЦІНЮВАННЯ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ В БАЛАНСУЮЧІЙ ГРУПІ ЕЕС	45
2.1 Проблеми реалізації моніторингу промислових фотоелектричних станцій	45
2.2 Математичне моделювання генерування електроенергії ВДЕ	54
2.2.1 Використання часових рядів для представлення генерування ВДЕ	54
2.2.2. Оцінювання генерування електроенергії ФЕС на нормальність розподілу	58
2.2.3 Кореляційний аналіз параметрів, впливових на генерування ФЕС	63
2.3 Кластеризація як засіб визначення фотоелектричних станцій з аномаліями в їх роботі	66
2.3.1 Визначення етапності під час кластеризації фотоелектричних станцій	66
2.3.2 Вибір методу кластеризації для визначення об'єктів з відхиленнями	72
2.3.2.1 DBSCAN (Density Based Spatial Clustering of Application with Noise)	72
2.3.2.2 Метод k-means	74
2.4 Висновки до розділу 2	79
РОЗДІЛ 3 ОЦІНЮВАННЯ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ОБЛАДНАННЯ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ ПРОГРАМНО- АПАРАТНИМИ ЗАСОБАМИ	81
3.1 Загальні вимоги та умови оцінювання технічного стану обладнання фотоелектричних станцій	81
3.2 Програмно-апаратний комплекс діагностування технічного стану обладнання фотоелектричних станцій	83

3.2.1 Структура програмно-апаратного комплексу оцінювання технічного стану обладнання ФЕС	83
3.2.2 Формування даних для оцінювання технічного стану ФЕС	86
3.3 Програмне забезпечення оцінювання технічного стану ФЕС.	89
3.4 Використання ПАК для оцінювання деградації ФЕМ	97
3.5 Висновки до розділу 3	101
РОЗДІЛ 4 ВПЛИВ ДЕГРАДАЦІЇ ОБЛАДНАННЯ ФЕС НА РЕЗУЛЬТАТИ ГЕНЕРУВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ	102
4.1 Вплив деградації фотоелектричних модулів на результати генерування ФЕС	103
4.1.1 Критерії дефектів, які виникають з використанням фотоелектричних модулів	103
4.1.2 Визначення методів та способів для діагностики стану фотоелектричних модулів	110
4.1.2.1 Візуальний огляд ФЕМ	110
4.1.2.2 Тепловізійний контроль ФЕМ	111
4.1.2.3 Вимірювання вольт-амперних характеристик (ВАХ) ФЕМ	114
4.2 Вплив режимів фотоелектричних станцій і розподільних електричних мереж на роботу силових трансформаторів	120
4.2.1 Аналіз пошкоджуваності трансформаторного обладнання	121
4.2.2 Моделювання процесів в трансформаторах ФЕС	127
4.3 Висновки до розділу 4	130
ВИСНОВКИ	133
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	137
ДОДАТОК А – Список публікацій здобувача за темою дисертації	146
ДОДАТОК Б – Основні відмінності ФЕМ за структурою матеріалу і основні їх характеристики	148
ДОДАТОК В – Дефекти фотоелектричних модулів і способи їх виявлення	166
ДОДАТОК Г – Результати обстеження фотоелектричних модулів ФЕС «Пороги»	173
ДОДАТОК Д – Довідки про впровадження результатів дисертаційної роботи	181

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

- АЕС – атомна електрична станція;
- АСКОЕ – автоматизована система комерційного обліку електроенергії;
- ВДЕ – відновлювані джерела електроенергії;
- ВЕС – вітрова електрична станція;
- ЕЕС – електроенергетична система;
- ЕМ – електрична мережа;
- ЛЕП – лінія електропередачі;
- ЛЕС – локальна електрична система;
- ОІК – оперативно-інформаційний комплекс;
- ПК – програмний комплекс;
- РГ – розосереджене генерування;
- РДЕ – розосереджені джерела енергії;
- РЕМ – розподільні електричні мережі;
- РП – розподільний пристрій;
- ФЕС – фотоелектрична станція;
- ТЕС – теплова електрична станція;
- ТП – трансформаторна підстанція.

ВСТУП

Актуальність теми. Для подальшої розбудови відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) та оптимального інтегрування їх в електричні мережі необхідно продовжувати створювати умови, які б сприяли формуванню зацікавленості в цьому процесі як виробників електроенергії, так і розподільних мереж та споживачів. Встановлена потужність ВДЕ, зокрема фотоелектричних станцій (ФЕС), в Україні зростає з кожним роком. В балансі електроенергії Об'єднаної єдиної енергосистеми (ОЕС) країни вони відіграють суттєве значення. Проте, через їх природну залежність від метеорологічних умов і нестабільність генерування виникають проблеми щодо участі їх в плануванні режимів на перспективу, надто коли йдеться про погодинне прогнозування генерування електроенергії на наступну добу, а маневрені потужності в ЕЕС обмежені. Окрім неточності прогнозу погодних умов на похибки прогнозування генерування електроенергії ФЕС також впливає деградація фотоелектричних модулів (ФЕМ), силових трансформаторів та іншого її обладнання. Для врахування реальної можливості ФЕС виробляти електроенергію і успішно приймати участь в балансуванні потужності і електроенергії в ЕЕС необхідно враховувати всі фактори, що впливають на їх продуктивність.

Постають нові задачі, до розв'язання яких потрібні нові підходи і методи. У світовій практиці в основу розвитку існуючих та побудови нових електричних мереж з ВДЕ покладено концепцію SMART Grid технологій. Задля цього створена і продовжується вдосконалюватися система погодинного прогнозування генерування ФЕС сьогодні на наступну добу і розвивається система моніторингу ФЕС для фактичної індикація технічного стану її основного обладнання, зокрема ФЕМ і силових трансформаторів. Оскільки частка ФЕС серед ВДЕ є суттєвою, а генерування їх нестабільне в ЕЕС, то актуальним є дослідження впливу на їх генерування деградації обладнання та

розроблення методів і способів дистанційного моніторингу та самодіагностики фотоелектричних станцій.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертація виконана в плані наукових досліджень, які провадяться кафедрою електричних станцій та систем ВНТУ за держбюджетною темою: «Система методів і засобів балансування режимів електроенергетичних систем з відновлюваними джерелами енергії з використанням SMART GRID технологій» (№ держреєстрації 0122U001577), а також за темами «Автоматизація та інтелектуалізація електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії та активними споживачами» (Додаткова угода № БФ/3-2024 від 01.04.2024 р. до Договору № БФ/5-2021 від 01.06.2021 р.), «Адаптація системи балансування режимів електроенергетичної системи з відновлювальними джерелами енергії до автоматизованої системи керування Східно-Європейської електроенергетичної системи» (Додаткова угода № БФ/3-2025 р. від 01.04.2025 р. до Договору № БФ/5-2021 від 01 червня 2021 р. пріоритетного тематичного напрямку «Теорія та практика оптимального керування та діагностування в електроенергетичних і електромеханічних системах»).

Метою роботи є підвищення ефективності експлуатації фотоелектричних станцій в електричних мережах, своєчасно виявляючи та враховуючи деградацію фотоелектричних модулів і погіршення техніко-економічних характеристик обладнання.

Для досягнення поставленої мети в роботі розв'язано такі **основні задачі**:

- аналіз видів пошкоджень фотоелектричних модулів та їх класифікація;
- дослідження факторів які впливають на деградацію фотоелектричних модулів та їх залежність;
- визначення методів та способів для діагностики стану

фотоелектричних модулів;

- алгоритм визначення ймовірних місць пошкодження фотоелектричних модулів;

- оптимізація роботи системи дистанційного моніторингу в частині реалізації функцій самодіагностики елементів електрообладнання ФЕС;

- ідентифікація характерних причини пошкоджень силових трансформаторів, що експлуатуються у складі фотоелектричних станцій, та усунення їх ефективними способами.

Об'єктом дослідження роботи є процес оптимальної експлуатації фотоелектричних станцій в електричних мережах енергосистеми.

Предметом дослідження є методи і засоби дистанційного моніторингу, оцінювання та покращення технічного стану ФЕС.

Методи дослідження. Для аналізу взаємовпливу генерування фотоелектричних станцій на режим розподільних електричних мереж використано статистичні методи оброблення інформації. Для оцінювання генерування електроенергії ФЕС використано часові ряди та кореляційний аналіз параметрів, впливових на генерування ФЕС. Кластеризація використана як засіб визначення ФЕС з аномаліями в їх роботі. Оцінювання технічного стану обладнання фотоелектричних станцій здійснено методами математичного моделювання, задля чого розроблено програмно-апаратний комплекс діагностування обладнання ФЕС.

Наукова новизна одержаних результатів полягає у тому, що:

- розроблено метод оцінювання міри деградації фотоелектричних модулів фотоелектричних станцій з використанням нейро-нечіткого моделювання та експертної оцінки фахівців, що створює умови для визначення фактичного генерування ФЕС під час участі їх в балансуванні режимів електроенергетичної системи і, як результат, підвищення їх техніко-економічної ефективності;

- розвинено метод формування дерева пошкоджень

фотоелектричних модулів, що дозволило виявляти їх елементи, які потребують підвищеної уваги та зміни умов експлуатації, що призводять до інтенсивного розвитку цих дефектів;

– вдосконалено метод і математичну модель моніторингу фотоелектричних станцій для визначення характерних причини пошкоджень трансформаторів ФЕС, виявлення та послаблення впливних факторів на їх надійність, що дозволяє підвищити енергоефективність ФЕС в цілому.

Практичне значення одержаних результатів. Практична цінність роботи полягає в тому, що на підставі виконаних досліджень вирішено актуальну задачу підвищення енергоефективності електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії, що відрізняється від відомих врахуванням під час генерування електроенергії ФЕС деградації їх фотоелектричних модулів та результатів діагностування їх електрообладнання, що у комплексі забезпечує своєчасне виявлення відмов електрообладнання, підвищення надійності ФЕС та ефективнішу участь в процесі балансування потужності та електроенергії в електричних мережах. Працездатність та ефективність запропонованих у роботі методів і алгоритмів підтверджена результатами експериментів з оптимізації та керування режимами ФЕС. Використання наукових розробок та практичних рекомендацій у виробничій діяльності ТОВ «НЕСС СЕРВІС» (довідка про впровадження від 20.06.2024 р) дозволило підвищити ефективність експлуатації ФЕС, своєчасно виявляти відмови обладнання та знижувати витрати на його обслуговування. Підвищення точності погодинного прогнозування генерування ФЕС на наступну добу уточненням фактичного вироблення електроенергії ФЕС в сукупності забезпечило позитивний техніко-економічний ефект.

Особистий внесок здобувача. Всі наукові положення, які є основним змістом дисертаційної роботи, розроблено та обґрунтовано здобувачем особисто. У роботах, що опубліковано у співавторстві, внесок автора такий. В

[1] проаналізовано вплив на роботу ФЕС режимів роботи електричних мереж в умовах профіциту і дефіциту балансу електроенергії та за умов наявності на шинах інвертора гармоніки напруги. В [2] запропоновано алгоритм почергового використання апаратного комплексу діагностування технічного стану обладнання ФЕС і корекції бази даних ФЕМ, сформованої з допомогою БПЛА, вимірюваннями тепловізора. В [3] розроблено програмне забезпечення діагностики ФЕМ в частині визначення вольт-амперних характеристик панелей, аналізу їх ККД та доцільності подальшої експлуатації. В [4] запропоновано формування дерева пошкоджень фотоелектричних модулів задля виявлення елементів, які вимагають постійного контролю і корекції умов експлуатації для зменшення їх деградації. В [5] реалізовано метод застосування безпілотних авіаційних систем для автоматизованого аналізу фотоелектричних станцій. Розроблено алгоритм формування бази даних з оптимізацією траєкторії польоту БПЛА і уточненням класифікації деградації ФЕМ в ІЧ-діапазоні.

Апробація результатів дисертації. Основні положення роботи та її результати доповідались, обговорювались та були схвалені на таких науково-технічних конференціях та семінарах:

1. Міжнародна науково-технічна конференція «Оптимальне керування електроустановками 2021», Вінниця, 2021.

2. XXIII Міжнародна науково-практична онлайн-конференція «Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті», Київ, 19–20 травня 2022 р.

3. Науково-практична конференція «Виробництво енергетичного обладнання в Україні, стан та перспективи впровадження вітчизняного та зарубіжного досвіду на підприємствах. Експлуатація, діагностування та ремонт, безпека обслуговуючого персоналу», с.м.т. Славсько, 12–15 листопада 2024 р.

4. XXVI Міжнародна науково-практична онлайн-конференція

«Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті», Київ, 21–23 травня 2025 р.

5. Науково-практична конференція «Відновлення енергетики України та забезпечення енергетичної стійкості. Розподільчі мережі та microgrid: побудова, керування, інтеграція», Вінниця, 3–5 червня 2025 р.

Публікації. За матеріалами дисертаційної роботи опубліковано 5 статей у наукових фахових виданнях, 3 з них проіндексовані в базі даних Scopus, 4 публікації у збірниках матеріалів міжнародних конференцій, 3 патенти на корисну модель.

РОЗДІЛ 1

ОЦІНЮВАННЯ ВПЛИВУ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ НА БАЛАНСУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІЙ СИСТЕМІ

1.1 Фотоелектричні станції в електричних мережах енергосистем

Встановлена потужність сонячних енергетичних систем постійно зростає з кожним роком у всьому світі, в тому числі в Україні [1, 2]. Недоліком фотоелектричних станцій (ФЕС) є їх залежність від метеорологічних умов, що призводить до нестабільності генерування ними електроенергії і, як наслідок, до необхідності мати в електроенергетичній системі (ЕЕС) маневрений резерв потужності. Цей недолік підсилюється ще тим, що в ФЕС, які експлуатуються більше 5–10 років, через деградацію фотоелектричних модулів (ФЕМ), силових трансформаторів та іншого обладнання, суттєво зменшується їх продуктивність [3–5]. Для врахування реальної можливості ФЕС виробляти електроенергію і успішно приймати участь в балансуванні потужності і електроенергії в ЕЕС необхідно враховувати мінливості генерування ФЕС в часі. Задля цього створена і продовжується вдосконалюватися система погодинного прогнозування генерування ФЕС сьогодні на наступну добу [6–8] і розвивається система моніторингу ФЕС для фактичної індикація технічного стану її основного обладнання, зокрема ФЕМ [3, 9, 10].

Річне підсумовування встановленої потужності сонячних електростанцій у світі на основі звіту IRENA представлено на рис. 1.1. На рис. 1.2 наведено результати розбудови відновлюваної потужності за версією IRENA в Україні на 2022 рік. У звіті IRENA зазначається, що відновлювані джерела енергії (ВДЕ) в Україні розвиваються та зростають, і більшість із них засновані на сонячній енергії [2] (рис. 1.2). Звідси проявляється значення ФЕС для балансу електроенергії в Об'єднаній енергосистемі України і одночасно проблеми, які виникають через їх природну нестабільність щодо генерування електроенергії.

Характерний приклад наведено на рис. 1.3, де показано покриття добового графіка електроспоживання ОЕС України у весняно-літньому сезоні [11].

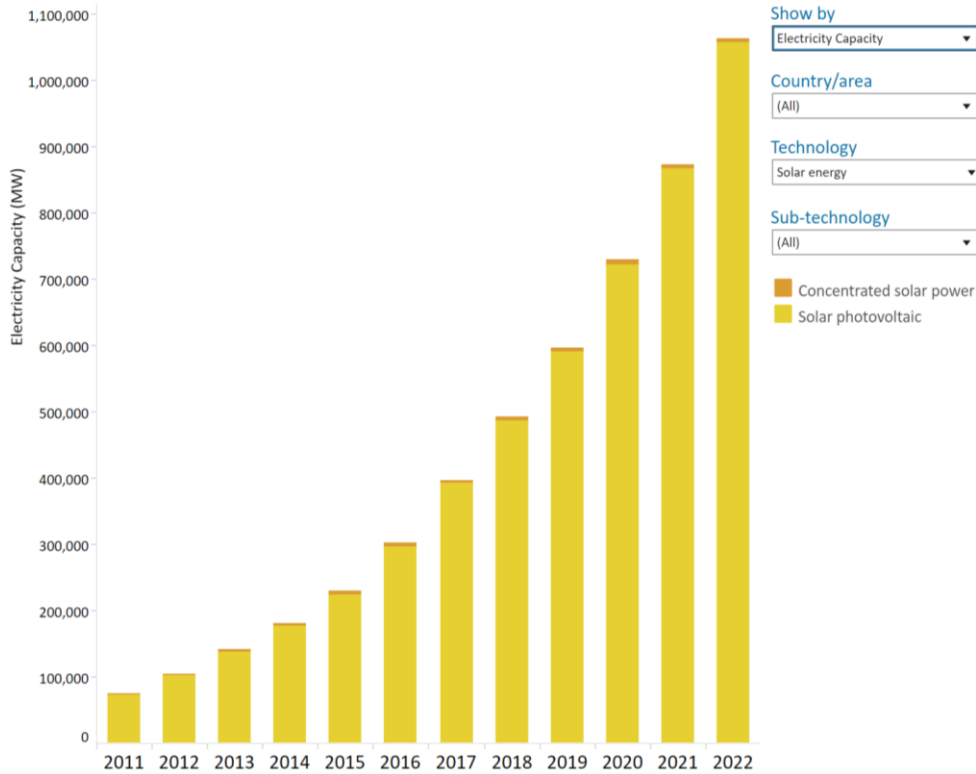


Рисунок 1.1 – Електрична потужність сонячних електростанцій світу за даними IRENA

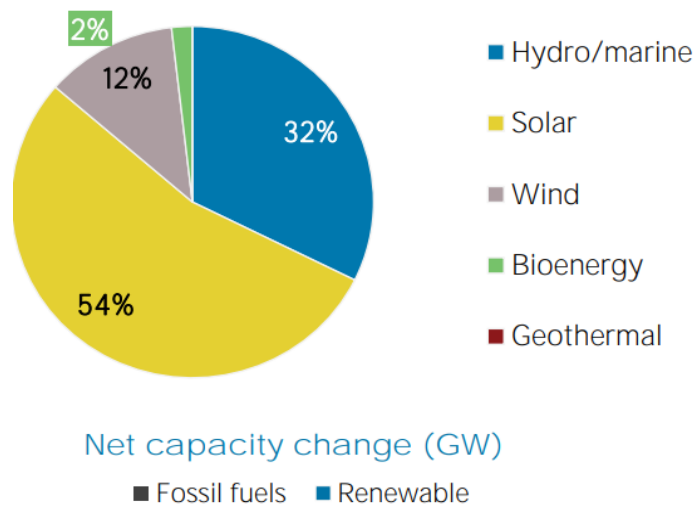


Рисунок 1.2 – Відновлювана потужність за версією IRENA в Україні на 2022 рік

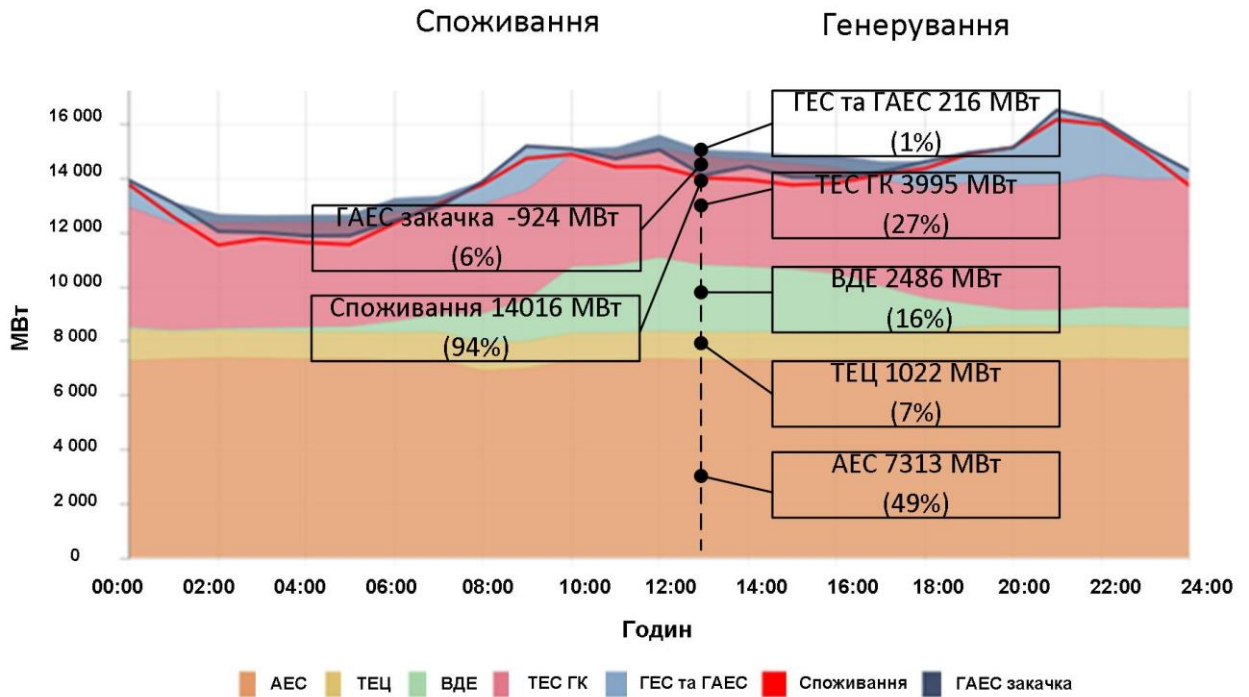


Рисунок 1.3 – Покриття добового графіка електроспоживання 18.05.2020

Характерним є те, що АЕС і ТЕЦ працюють в базі за рівномірним графіком, ГЕС використовуються для покриття ранішнього і вечірнього максимумів навантаження, ВДЕ на той час працювали за вільним графіком (все, що вироблено, видавалось в систему без обмежень), ТЕС працюють у змінній частині графіка і є ремонтним, навантажувальним та аварійним резервом, а також резервом негарантованого генерування фото- і вітроелектричних станцій (ФЕС і ВЕС).

З розбудовою ВДЕ в енергосистемі виникають проблема з маневреною потужністю, що обмежує нарощування потужності ВДЕ та створює ненормальні режими, в першу чергу, електростанцій в системі. Особливо це спостерігається тоді, коли завдяки сприятливим погодним умовам ФЕС і ВЕС виходять на номінальну потужність. Наприклад, на графіку, наведеному на рис. 1.3, з 10.00 до 16.00 стосовно балансування режиму спостерігається «надлишок» генерованої ФЕС і ВЕС потужності. Для того, щоб не обмежувати генерування ВДЕ, прийшлося використати ГАЕС в насосному режимі. Інакше, необхідно було б зупинити один блок 1000 МВт АЕС.

Як бачимо, в енергосистемі необхідно розвивати засоби резервування генерування ВДЕ для успішного вирішення задачі балансування режимів в ЕЕС. Але в першу чергу перед тим як визначатися з резервуванням бажано оцінити поточний стан і на перспективу реальні можливості генерування ФЕС для участі їх в балансуванні режимів ЕЕС.

Оскільки ФЕС займають чільне місце в балансі потужності та електроенергії електроенергетичних систем (ЕЕС), то важливо знати, яку кількість електроенергії і за яким можливим графіком в часі ФЕС можуть її генерувати. Крім інсоляції сонця іншою причиною несталого генерування ФЕС є їх технічний стан, зокрема поступова деградація ФЕМ, старіння трансформаторів та іншого обладнання [3, 4, 12, 13]. Для участі ФЕС в процесі балансування потужності й електроенергії в ЕЕС необхідно знати їх поточний технічний стан і найближчі та подальші перспективи щодо можливості вироблення електроенергії в заданому об'ємі. Йдеться про залишковий ресурс ФЕС по відношенню до розрахункового на початок експлуатації. Це висуває відповідні умови щодо методів і засобів оцінювання технічного стану ФЕС.

В сучасних умовах задача підвищення енергоефективності ЕЕС з ВДЕ, що працюють з нерівномірним графіком генерування в балансі потужності та електроенергії ЕЕС є актуальною. В Україні спостерігаються проблеми балансування в електроенергетичних системах. Цей дисбаланс потужності спричинений збільшенням потужності ВДЕ, зокрема ФЕС та недостатнім обсягом маневреної потужності для балансування. Нажаль, ці процеси – розбудова ВДЕ і збільшення маневреної потужності в ЕЕС, не розвивалися паралельно. Така ситуація в електричних мережах на тлі тенденцій щорічного збільшення встановленої потужності та генерування електроенергії ФЕС ставить нові виклики та задачі.

Наразі існує потреба розвитку нових генеруючих потужностей із необхідними для енергосистеми динамічними характеристиками, зокрема – високоманеврового генерування. Це дозволить забезпечити балансову

надійність ЕЕС в умовах стрімкого розвитку відновлюваної енергетики з нерівномірним графіком відпуску електроенергії, зокрема таких як ФЕС, а також створить умови для ефективного і продуктивного використання ВДЕ [8, 14]. Надто тоді, коли в ЕЕС, згідно балансуєчому ринку, вимагається планувати погодинний графік генерування ВДЕ на наступний день.

Відповідальність виробників електроенергії ВДЕ спонукає їх шукати шляхи підвищення своєї енергоефективності та регулюється нормативно-правовими актами, а саме: Законом України «Про ринок електричної енергії»; Постановою НКРЕП «Про затвердження нормативно-правових актів, що регулюють діяльність гарантованого покупця та купівлі електричної енергії за «зеленим» тарифом та аукціонною ціною» №641 від 26.04.2019 р. та Постановою НКРЕП «Про затвердження правил ринку» №307 від 14.03.2018 р. На основі аналізу цих документів можна виділити три основні принципи регулювання відповідальності, які представлені на рисунку 1.4.

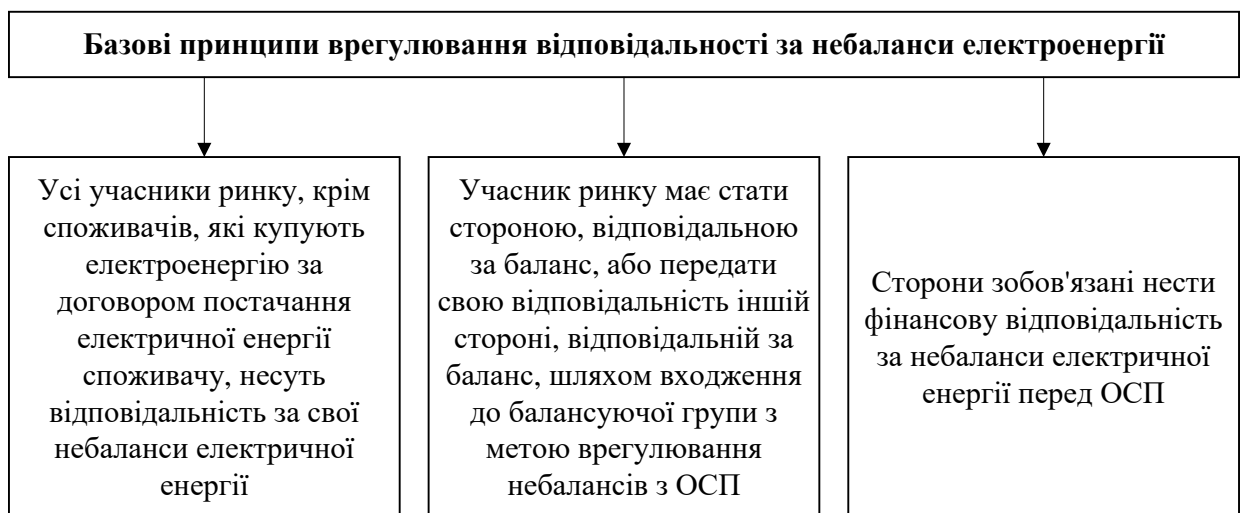


Рисунок 1.4 – Базові принципи врегулювання відповідальності за небаланси електроенергії

Відповідальність за баланс означає зобов'язання учасників ринку звітувати та дотримуватися погодинних графіків постачання електроенергії відповідно до обсягів придбаної та проданої електроенергії, а також нести

фінансову відповідальність за врегулювання небалансів. Небаланс електроенергії – це різниця, розрахована відповідно до правил ринку, між фактичними обсягами постачання або споживання, імпорту та експорту балансуєної сторони за кожен розрахунковий період та обсягами придбаної або проданої електроенергії, зареєстрованими відповідно до правил ринку. Розмір зобов'язання виробників перед гарантованим покупцем за небаланси представлено на рисунку 1.5. Це зобов'язання виникло 1 липня 2019 року для виробників, які виробляють електроенергію з альтернативних джерел енергії, тоді як фінансове зобов'язання учасників балансової групи перед гарантованим покупцем виникло 1 січня 2021 року.

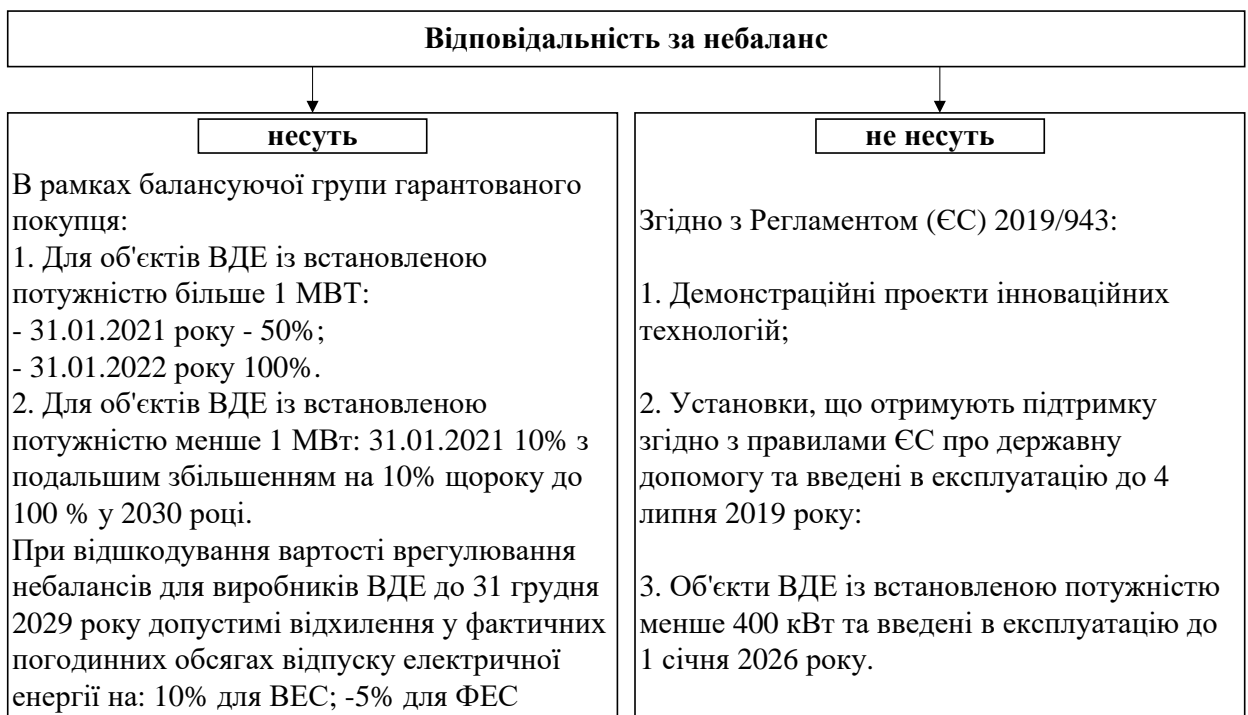


Рисунок 1.5 – Відповідальність за небаланс об'єктів енергетики

Важливу роль відіграє допустима похибка прогнозування (Tolerance margin), а саме, до 31 грудня 2029 року компенсації суб'єктів господарювання, що виробляють електроенергію з сонячних та вітрових електростанцій та належать до балансової групи гарантованого покупця, виплачуватимуться, якщо фактичні погодинні обсяги постачання електроенергії таких суб'єктів

господарювання відхилятимуться від їх погодинного графіка постачання електроенергії більш ніж на 5% (для вітрових електростанцій – на 10%). Очікується, що похибка прогнозу зменшуватиметься в міру накопичення бази даних, досвіду програмування, нових програмних засобів та адаптації існуючих, а також підвищення енергоефективності самих відновлюваних джерел енергії. Оскільки сонячні електростанції також відповідають за небаланс електроенергетичної системи, справність усіх її компонентів безпосередньо впливає на виробництво.

1.2 Аналіз пошкоджень фотоелектричних модулів та вплив їх на генерування електроенергії ФЕС

Оскільки на кількість електроенергії, що виробляється ФЕС, впливають не тільки погодні умови, що очевидно, але й технічний стан їх обладнання, то для забезпечення надійності електропостачання необхідно виявляти та прогнозувати їх виникнення, спланувати заміну пошкодженого обладнання та його реконструкцію. Особливе місце тут посідають фотоелектричні модулі (ФЕМ), для яких природною реакцією є зниження їх ефективності (деградація) з часом [3, 4]. Таким чином, постає завдання підтримувати енергоефективність установок, що гарантуватиме очікуваний рівень виробництва електроенергії, і в той же час необхідно контролювати їх роботу, щоб уникнути будь-яких можливих зупинок, які можуть спричинити надмірні відхилення від запланованого значення генерації від поточного [5]. При експлуатації фотоелектричних установок важливо постійно контролювати стан фотомодулів, оскільки вони є основною складовою всієї системи. Для цього необхідно в короткі терміни виявити пошкодження фотоелектричного модуля та якомога швидше усунути ці недоліки .

Фотоелектричні модулі в процесі експлуатації з часом втрачають свою ефективність, що може бути пов'язано як і з природньою деградацією фотоелементів, так і з їх пошкодженням або виходу з ладу. Характер

пошкоджень може бути пов'язаний з різними факторами, починаючи від будови та типу фотоелектричних модулів, так і з неправильною експлуатацією, неправильним підключенням або неправильним обслуговуванням фотоелектричних модулів.

Різноманітність будови фотоелектричних модулів впливає на характер внутрішніх пошкоджень, які пов'язані із пошкодженням елементів структури фотоелектричного модуля.

ФЕМ у загальному випадку класифікують так:

- за структурою напівпровідникового матеріалу, з якого виготовлено основний складник модуля – фотоелемент (ФЕ): монокристалічні, полікристалічні, мікрокристалічні, аморфні тощо;
- за хімічним складом р-n-переходу в ФЕ: CdTe, CuInGa (CIS) тощо.

В додатку Б наведено основні відмінності ФЕМ за структурою напівпровідникового матеріалу і основні їх характеристики, які необхідно знати для оцінювання рівня деградації окремих модулів і їх об'єднань в стрінги.

Електрообладнання ФЕС під час своєї роботи може зазнавати пошкоджень внаслідок різних факторів: комутаційні на грозові перенапруги, неправильна експлуатація, заводський брак, погіршення ізоляційних характеристик тощо. ФЕМ не є виключенням у даному випадку, а навпаки, є найбільш схильним до пошкоджень обладнанням, що пов'язано з його специфічною будовою та особливостями експлуатації.

Експлуатування ФЕМ здійснюється у складі ФЕС і, відповідно, до вимог експлуатаційної документації на ФЕМ, експлуатаційної документації на конкретну ФЕС. Обслуговування ФЕС поділяється на [15]:

- планове або профілактичне обслуговування, основними завданнями якого є попередження порушень в роботі і підтримання роботи станції в нормальному режимі;

- позапланове або аварійне обслуговування, основним завданням якого є усунення пошкоджень у найкоротший час.

Частота (повторюваність) планового обслуговування визначається [15]:

- Технологіями, що використовуються під час будівництва;
- Умовами навколишнього середовища (місцевості);
- Сезонними коливаннями;
- Гарантійними умовами;
- Інструкціями з експлуатації виробників обладнання.

Аналіз видів пошкоджень ФЕМ проводиться на ФЕС, які знаходяться в експлуатації з моменту введення їх в роботу; досліджувані об'єкти мають термін експлуатації від 3 до 10 років. Дослідження даних об'єктів базується на основі систематичної діагностики електрообладнання, статистиці подій та особливостях експлуатації. Кожен з досліджуваних об'єктів за цей період знаходиться в реальній експлуатації та має реальну хронологію всіх подій, що на ньому відбувались.

З огляду на досвід експлуатації ФЕС та зокрема ФЕМ, необхідно відзначити те, що всі пошкодження ФЕМ варто класифікувати на заводські та ті, що виникли під час експлуатації. Так як на ФЕМ під час експлуатації впливає багато зовнішніх чинників, таких як: комутаційні та грозові перенапруги, вплив природних чинників, якість експлуатації і т. д., то варто заводські дефекти за походженням розділити на конструктивні та електричні, але при цьому електричні дефекти можна вважати заводськими тільки при тому, якщо вони виявлені протягом першого року після введення ФЕС в роботу. Дана класифікація дещо ускладнює розуміння про причини виникнення тих чи інших дефектів, але варто відзначити, що при дотриманні систематичної експлуатації ФЕМ в частині технічного обслуговування, діагностики, очищення від бруду та пилу і, як наслідок, ведення хронології подій допоможе визначити вузькі місця та встановити причини відхилень у

роботі. Як наслідок, дослідження в реальних умовах будуть відрізнятися від досліджень, проведених в лабораторних умовах та на дослідних об'єктах.

При дослідженні дефектів та відхилень від нормального режиму роботи в процесі експлуатації важливо врахувати зовнішні чинники, які впливають на роботу ФЕМ та ФЕС загалом, адже багато дефектів виникають внаслідок неякісної експлуатації. Для розуміння, до неякісної експлуатації варто віднести такі явища як: затінення ФЕМ, бруд та пил на поверхні модулів, невчасна заміна дефектних елементів та недостатність систем захисту від грозових та комутаційних перенапруг.

Водночас, варто окремо класифікувати деградацію ФЕМ (рис. 1.6), яка може бути як природною (заявлена заводом-виробником), так і набутою внаслідок інших чинників (затінення, забруднення тощо).



Рисунок 1.6 – Класифікація дефектів ФЕМ

1.3 Особливості експлуатації силових трансформаторів систем електропостачання та генерування ВДЕ в умовах війни

В наш час в експлуатації знаходиться велика кількість силових високовольтних трансформаторів (СТ): блочних – на електричних станціях, власних потреб – на електричних станціях та підстанціях, автотрансформаторів зв'язку – на електричних станціях та підстанціях, понижувальних СТ на підстанціях підприємств розподільних електричних мереж на підстанціях підприємств різних галузей народного господарства. Від справної роботи силових трансформаторів залежать надійність електропостачання, якість електричної енергії, економічність процесу її транспортування та розподілу і т. п.

Нажаль, ознакою сьогодення є те, що держава – агресор, з метою розширення власних територій за рахунок інших держав, розв'язала війну. Під час війни знищується критична інфраструктура, а саме енергетична галузь. На електричних станціях та підстанціях пошкоджуються силові трансформатори. Вітчизняні підприємства – виробники СТ частково пошкоджені або зменшили виробництво. Раніше створений резерв СТ експлуатуючих підприємств вичерпаний або зменшився. Враховуючи складності з транспортуванням нових СТ до місця експлуатації гострим є питання логістики в умовах військових дій.

В задачах забезпечення надійного та якісного електропостачання, наявність трансформаторів є ще однією проблемою, з якою сьогодні стикаються підприємства розподільних електричних мереж, або великі інші підприємства, які експлуатують трансформатори. В умовах повномасштабної війни, через пошкодження силових трансформаторів, через порушення в ланцюжках поставок, електроенергетика є свідком проблеми з придбанням заміни різного пошкодженого електрообладнання, і трансформатори стали особливим видом обладнання, яке не можна закупити в короткий термін.

Наприклад, в США через потужні трансформатори передається приблизно 90% споживаної потужності. Через дефіцит вітчизняних виробників (в умовах війни), більшість силових трансформаторів імпортовані, а це створює потенційне вузьке місце в системі електропостачання. Енергопостачальні підприємства зараз стикаються з проблемою розвитку стратегій щодо використання резервних шляхів забезпечення необхідного електропостачання, включаючи довший час роботи трансформаторів в режимі перевантаження, зберігання на підприємстві резервних нових, або відремонтованих трансформаторів.

Також складними є питання логістики під час доставки потужних силових трансформаторів з інших країн до місця експлуатації в умовах військових дій на території України. Отже графіки заміни трансформаторів та логістика повинні якісно та ефективно плануватись.

За даними літературних джерел [13] на рис. 1.7 показана відсоткова вартість експортованих США трансформаторів в залежності від їх потужності.

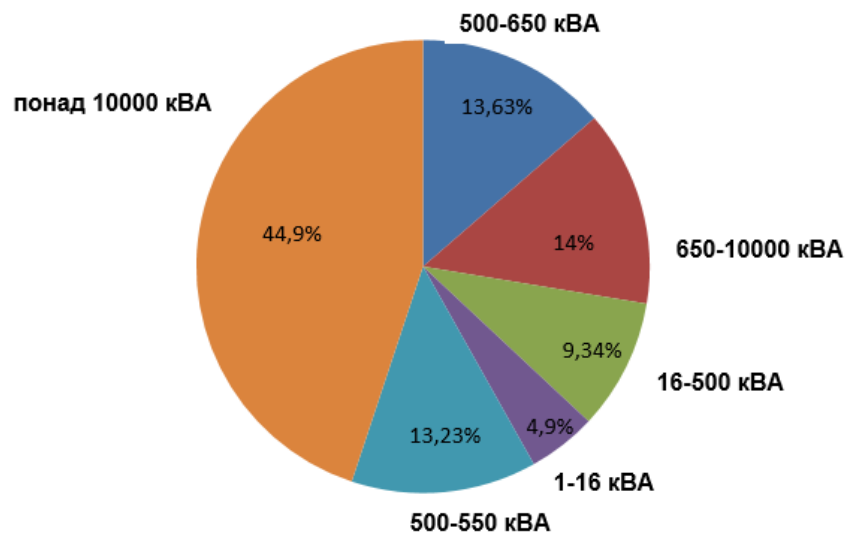


Рисунок 1.7 – Відсоткова вартість експортованих трансформаторів в залежності від їх потужності.

Як бачимо, що LPT (large power transformer – великий за потужністю силовий трансформатор) найбільший в усьому світі затребуваний компонент у виробництві трансформаторів.

Попит на потужні трансформатори визначає їх виробництво і опосередковано впливає на надійність енергосистем. Важливо, щоб енергопостачальні компанії мали власну модель визначення технічного стану на основі випробувань і результатів моніторингу/вимірювання діагностичних параметрів силових трансформаторів. Для цього потрібно створити надійну стратегію «резервного трансформатора». А також потрібно розробити стратегію моніторингу технічного стану силових трансформаторів, шляхом багатofакторного аналізу. Це викликано необхідністю ранжувати СТ за місцем їх встановлення, заміни, за необхідністю першочергової заміни, за логістикою доставки СТ до місця подальшої експлуатації.

В умовах війни в експлуатації знаходяться багато відремонтованих СТ або таких, ресурс яких значно скоротився. В умовах можливих тривалих перевантажень таких застарілих та відремонтованих трансформаторів важливим є перехід підприємств електричної галузі до експлуатації, коли визначення прогностичного технічного стану силових трансформаторів має перевагу в умовах впливу наявної несправності на технічний стан трансформатора, або в умовах впливу на наслідки руйнування як трансформатора, так і суміжного електричного обладнання.

Отже, зменшення перерв в електропостачанні та генерування електроенергії ВДЕ можна забезпечити шляхом резервування шляхів передавання електроенергії або шляхом перевантаження СТ на допустимий час. Слід враховувати, що допустимий час перевантаження безперервно змінюється і залежить від багатьох чинників: від погодних умов, від генерування та від споживання електроенергії, від технічного стану СТ і т.п. [16]. Тому важливим є як періодичний, так і постійний контроль технічного стану СТ.

Силовий трансформатор складається з багатьох вузлів та деталей. Їх відмови в процесі експлуатації, впливають на його роботоздатність, а тому і на надійність та якість функціонування систем електропостачання та генерування. Результати досліджень літературних джерел свідчать про те, що, як в Україні, так за кордоном (табл. 1.1), чимало пошкоджень вузлів та деталей СТ припадає на пошкодження обмоток та магнітопроводів. Це доводить необхідність врахування стану цих елементів трансформатора під час його експлуатації.

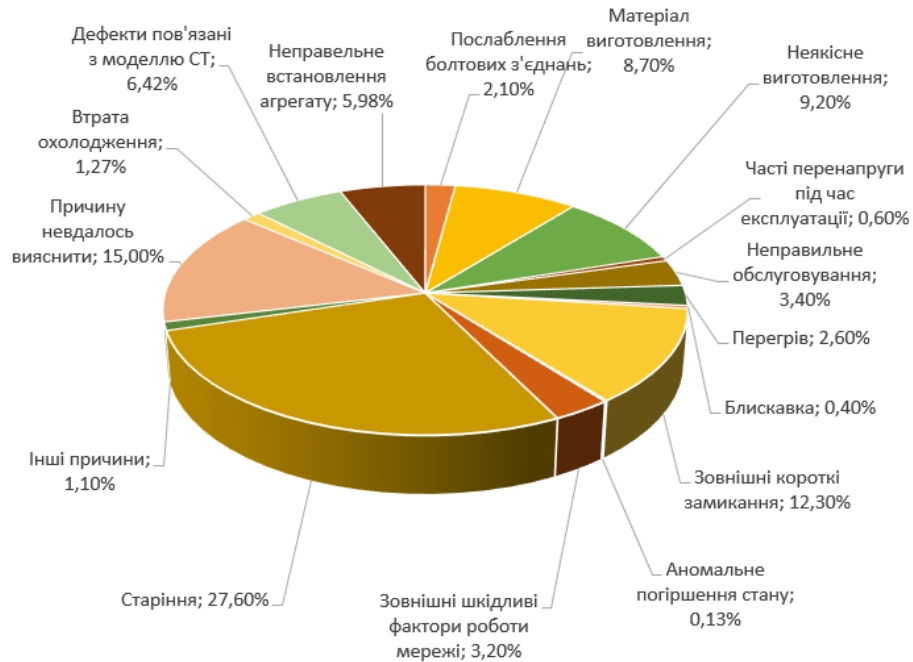
Таблиця 1.1 – Розподіл вузлів трансформатора за їх пошкодженнями

Пошкодження	В Україні	В Німеччині
Бак	7,6 %	3,6 %
РПН	9,5 %	33,9 %
Обмотка	9,7 %	32,1 %
Магнітопровід	5,4 %	7,1 %
Система охолодження	23,1 %	0,9 %
Вводи	15,6 %	11,6 %
Ізоляція	29,1 %	9,8 %

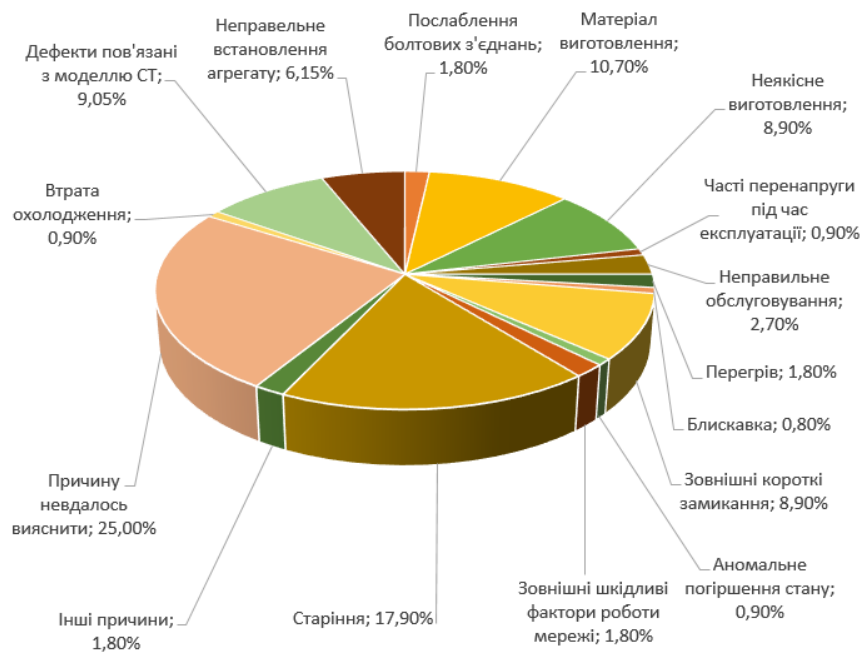
Основні та часті пошкодження силових трансформаторів можна поділити на: пошкодження ізоляції, пошкодження вводів, пошкодження обмотки, пошкодження магнітопроводу, пошкодження РПН, пошкодження системи охолодження, пошкодження баку. Деякі з причин пошкодження СТ показані на рис. 1.8.

Враховуючи вартість та значимість СТ для електроенергетичних підприємств та проаналізувавши пошкодження й причини, що призвели до виведення СТ з експлуатації, потрібно згадати і про час, витрачений на ремонт або на заміну СТ, адже від цього залежать економічні витрати та соціальні проблеми. Частіше СТ неможливо відремонтувати, що говорить про серйозні пошкодження, які призвели до його втрати. Якщо СТ піддається ремонту, то він проводиться, як правило, спеціалізованими технічними сервісами у своїх

цехах. Тут потрібно врахувати, що підприємство під час такого ремонту також зазнає економічних витрат, адже це доставка СТ від місця його експлуатації до місця ремонту і назад, діагностування, розбирання та збирання СТ, сушіння, і т. п.



а)

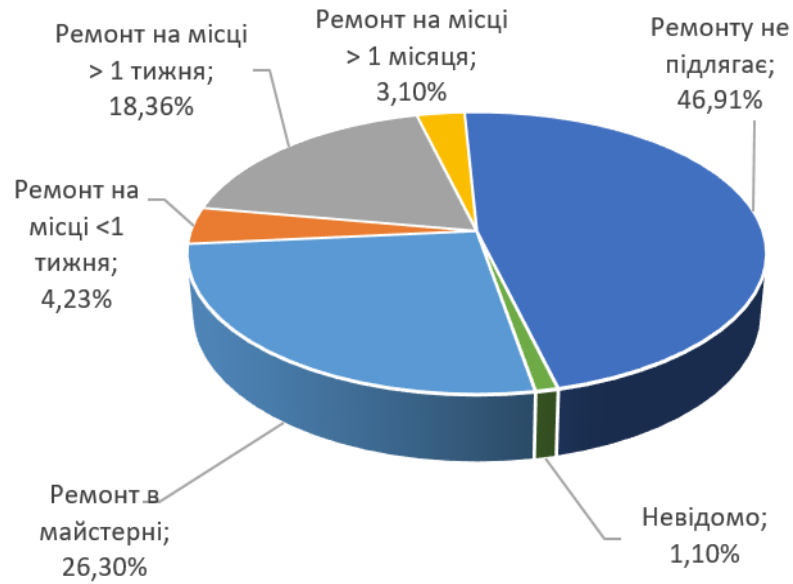


б)

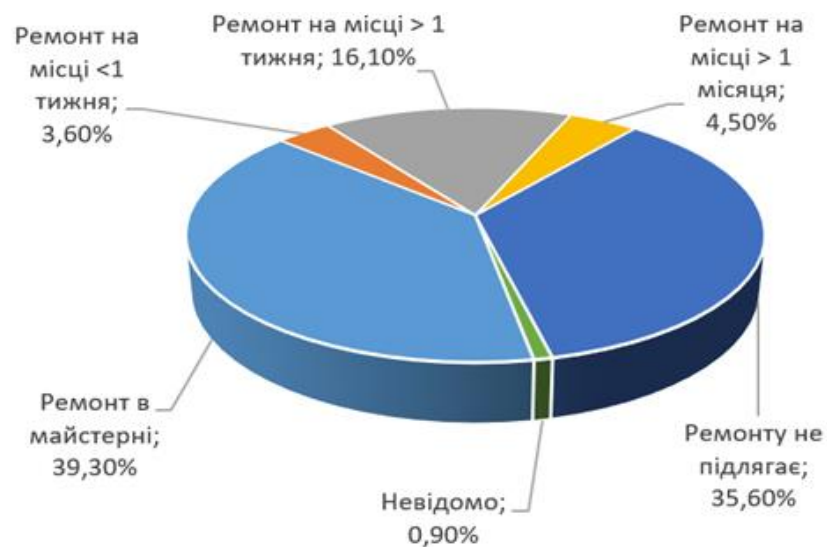
Рисунок 1.8 – Результати аналізу пошкоджень СТ а) в Україні б) за кордоном

Час ремонту СТ залежить від його технічного стану, який визначається методами та засобами діагностування (див. рис. 1.9). На сьогодні існує багато методів та засобів діагностування силових трансформаторів, так, наприклад, тепловізійний контроль, хроматографічний аналіз розчинених газів в трансформаторній оливі та інші.

Контроль стану СТ визначається стратегією його обслуговування. Як правило, до СТ невеликих потужностей застосовується система виведення з роботи за фактом пошкодження, а для СТ великих потужностей використовується, переважно, стратегія за розкладом обстежень і ремонтів відповідно до встановленого план-графіка. Однак варто зазначити, що в деяких випадках економічно недоцільною є така стратегія, оскільки обслуговування згідно з план-графіком передбачає дії, які можуть бути недоцільними для конкретно взятого СТ, так само і виведення СТ за фактом пошкодження може призвести до повної втрати такого обладнання. Тому на сьогодні використовують методи контролю технічного стану, що поділяються на дві категорії – з періодичними та постійними методами діагностування параметрів. Та нині популярними є комплексні методи визначення технічного стану СТ, оскільки вони дозволяють об'єктивно оцінити стан і визначити дефекти в усіх місцях трансформатора, зокрема в активній частині (обмотках і магнітопроводі), вводах, системі охолодження, системі регулювання напруги та ін.



а)



б)

Рисунок 1.9 – Визначення часу усунення пошкодження СТ:
а) в Україні; б) за кордоном

Комплексне діагностування СТ охоплює етапи: аналіз характерних дефектів цього типу трансформаторів; аналіз технічної документації й результатів поточних експлуатаційних вимірювань; проведення вимірювань на працюючому трансформаторі в режимі навантаження й неробочого ходу, а також на відключеному трансформаторі; відбір проб масла з бака, введів

(масло наповнених), контактора регулювання напруги трансформатора (РПН) і проведення фізико-хімічних аналізів масла в лабораторії.

Трансформатори залишаються одним із ключових активів підстанцій генеруючих та енергопостачальних компаній в усьому світі. Коли ми рухаємося до нових інформаційних технологій, до методів оптимального управління в енергетичній галузі – стратегії управління активами підприємств енергетичної галузі, то трансформатори мають бути більш проактивними у формуванні надійного і якісного електропостачання з оптимальним інтегруванням ВДЕ в електричні мережі. Особливо тоді, коли електроенергетика України в складний час воєнної розрухи тим не менше перебудовується в напрямку цифрової трансформації.

1.4 Формування системи визначення технічного стану ФЕС

Виробники електроенергії, що виробляється з відновлюваних джерел енергії, несуть юридичну відповідальність за невиконання оголошеного погодинного графіка виробництва на наступний день у складі балансової групи. Під час експлуатації похибка визначається як різниця між прогнозованою та фактично виробленою електроенергією за годину, добу, місяць тощо. Якщо похибка перевищує допустиме значення, гарантований покупець визначає відповідні штрафи. На величину штрафів впливає як неточний прогноз електроенергії, так і неточне визначення фактично виробленої ними електроенергії. Значення виробленої електроенергії ВДЕ визначається за допомогою АСКОЕ, а її похибка залежить від точності системи розрахунку, яка відома та може бути врахована в процесі управління балансом. Що стосується прогнозування виробленої електроенергії, то тут все набагато складніше. Вплив інших факторів, таких як технічний стан окремих частин сонячної електростанції, на прогнозування графіка виробництва буде розглянуто в наступних розділах цієї роботи.

Під час вивчення енергоефективності джерел енергії з нерегулярним графіком виробництва важливо враховувати не лише погодні умови, які мають стохастичний характер, але й їх технічний стан. Для цього можна використовувати метод аналізу дерева відмов (Fault tree analysis – FTA), який дозволяє виявити та проаналізувати умови і фактори, що сприяють виникненню конкретної події (несправності) або поступовому погіршенню продуктивності [17, 18]. FTA використовувався для визначення факторів, що впливають на продуктивність систем виробництва електроенергії, при розробленні онлайн-діагностичної системи [19], і може бути використаний для діагностики відновлюваних джерел енергії [20, 21].

Аналіз дерева відмов використовується для аналізу подій та їх причин, планування ремонтних робіт та створення систем моніторингу технічного стану обладнання, такого як фотоелектричні електростанції. Правила складання та використання аналізу дерева відмов регламентовані у стандарті ІЕС 61025 [17]. Існує два методи складання дерева відмов: якісний та кількісний. Якісний метод не враховує ймовірність пошкоджень та фактори, що на них впливають – вхідні події – або частоту їх виникнення. Цей метод рекомендується використовувати на фотоелектричних станціях, які тривалий час не експлуатувалися та не накопичили достатньо статистичних даних про пошкодження обладнання для визначення ймовірності подій. Джерелом інформації в цьому випадку є експлуатаційний персонал, нормативні документи, сертифікат експлуатації обладнання, ДСТУ тощо. Тобто, якісний (традиційний) аналіз дерева відмов – це аналіз подій/пошкоджень, який використовується, коли можливо виявити причини або несправності без ймовірностей їх виникнення. Іноді деякі події в традиційному аналізі дерева відмов вивчаються кількісно, але ці розрахунки не пов'язані з жодними загальними поняттями надійності, і в цьому випадку немає можливості розрахувати загальну надійність за допомогою аналізу дерева відмов. Інший підхід, що використовується в багатьох галузях промисловості, є кількісним,

за якого моделюється вся установка, процес або система, і більшість значущих подій, незалежно від того, чи є вони помилковими діями, чи подіями з числовими значеннями ймовірності, виявляються за допомогою статистичного аналізу даних або експериментів. У цьому випадку кінцевим результатом є ймовірність значущої події, яка представляє надійність або ймовірність відмови чи пошкодження. Цей підхід пов'язаний з виявленням та аналізом умов і факторів, які спричиняють або можуть сприяти виникненню певної значущої події. В FTA ця подія, зазвичай, є погіршенням якості роботи системи.

Дерево відмов – це систематичне графічне представлення умов (подій, причин), які спричиняють або сприяють певному небажаному результату, який називається «найвищою подією». Дерево відмов для сонячної електростанції складається у формі, яку можна чітко зрозуміти, проаналізувати та, за необхідності, перебудувати для полегшення повторної ідентифікації, і воно враховує фактори, що впливають на енергоефективність та інші характеристики сонячної електростанції, такі як пошкодження або деградація сонячної панелі. До таких факторів належать помилки проектування, екологічні або експлуатаційні навантаження, відмови компонентів, помилки користувача та програмні помилки.

Кінцевим виходом дерева відмов може бути топ-подія. Дерево відмов описує відмову або подію, яка є результатом впливових подій та характеризується певною комбінацією подій або станів. Наприклад, вхідні дані, де виходом є стан або подія, можуть бути станами або подіями відповідно. Усі вхідні дані оператора I, що виникають в результаті події, повинні бути подіями, тоді як, якщо результатом є стан, усі вхідні дані повинні бути станами. Стан може характеризуватися ймовірністю того, що стан існує в момент часу t , тоді як подія може характеризуватися або частотою відмов, або ймовірністю виникнення події в момент часу t .

Традиційно дерево відмов будується для дослідження несправностей або подій, які призводять до негативного результату. Ця концепція вже давно використовується в багатьох галузях промисловості, і, наприклад, в атомній енергетиці використовуються спеціально розроблені стандарти та дерева відмов [22].

Таким чином, це потужний інструмент для дослідження потенційних проблем, подій та превентивних заходів, які усувають або пом'якшують небажаний результат. Цей підхід аналізує результат, успіх чи невдачу, а також досліджує стани або події, що призводять до цього результату, визначає ймовірність їх існування або виникнення та будує модель дерева відмов, яка, за умови правильної побудови, допомагає визначити ймовірність існування або виникнення очікуваного результату.

У такому викладенні дерево відмов побудовано та оцінено таким чином, що результат описується ймовірністю виникнення несправності або події та не пов'язаний з надійністю елемента або системи, що аналізується. Можливо, що основним або будь-яким іншим подіям не надається справжнє значення ймовірності в такому аналізі, а використовуються лише для дослідження події, яка потенційно може статися.

У цьому випадку їх можна позначити описовою ймовірністю «висока, середня або низька» та оцінити як можливі фактори, що сприяли першій події або умові. Такі дерева відмов часто використовуються для ідентифікації первинної несправності або події, яка була одним із найважливіших факторів події [21].

1.5 Висновки до розділу 1. Задачі наукового дослідження

Для підвищення надійності роботи ФЕС і реалізації моделі прогнозування генерації електроенергії та участі ФЕС в балансуванні режимів ЕЕС з врахуванням деградації її електрообладнання в роботі розв'язуються такі основні задачі:

- аналіз видів пошкоджень фотоелектричних модулів та їх класифікація;
- дослідження факторів які впливають на деградацію фотоелектричних модулів та їх залежність;
- визначення методів та способів для діагностики стану фотоелектричних модулів;
- оцінювання відповідності прогнозування генерації між реальним режимом роботи;
- розроблення моделі розрахунку прогнозування генерації з врахуванням деградації фотоелектричних модулів;
- оцінка небалансів, викликаних прогнозуванням генерування фотоелектричних станцій;
- алгоритм визначення ймовірних місць пошкодження фотоелектричних модулів;
- оптимізація роботи дистанційної системи моніторингу в частині самодіагностики електрообладнання фотоелектричних станцій;
- впровадження системи самодіагностики для фотоелектричних станцій.

РОЗДІЛ 2

МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ТА МЕТОДИ ОЦІНЮВАННЯ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ В БАЛАНСУЮЧІЙ ГРУПІ ЕЕС

Основна відмінність централізованого електропостачання в електричних мережах від розосередженого полягає в тому, що зміна потоків потужності (потоків перетікань електроенергії) та склад балансової структури головним чином залежать лише від графіку споживання. У електричних мережах з глибокою інтеграцією ВДЕ з природно нерівномірним графіком генерування без достатнього акумулюючого резерву, протягом доби змінюється склад генерувальних потужностей під впливом різних факторів, в тому числі і метеорологічних, а також змінюється схема передачі енергії до споживачів під дією природних умов. Зокрема, як зазначено в [23], суттєво може змінюватись склад обладнання, що впливає на балансову надійність системи. Тому важливо оцінити можливість забезпечення балансової надійності ВДЕ в електричних мережах з урахуванням їх графіків генерування та споживання, а також технічного стану обладнання ФЕС. Генерування ВДЕ, зокрема ФЕС, при формуванні балансувальної групи в ЕЕС неможливо без аналізу експериментальних даних задля оцінювання технічного стану їх обладнання і визначення реальних можливостей у виробленні запрогнозованого обсягу електроенергії за погодинним графіком [21].

2.1 Проблеми реалізації моніторингу промислових фотоелектричних станцій

В роботах [24, 25] зазначається, що вироблення електроенергії за рахунок сонця в енергосистемі повинно відповідати індексу оптимальності. Критерій оптимальності ФЕС показує ефективність використання сонячної енергії і залежить від трьох параметрів: положення і розташування в

електромережі [26, 27], метеорологічних параметрів [28] і технічних умов [29, 30]. Це показано на рис. 2.1.

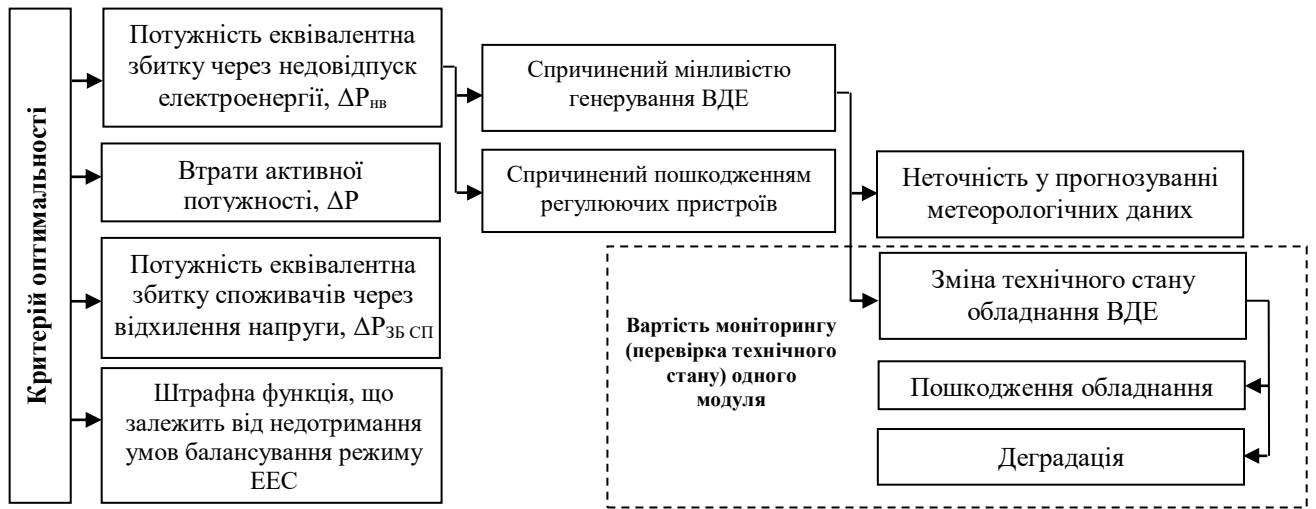


Рисунок 2.1 – Критерій оптимальності

При експлуатації ФЕС важливо постійно контролювати стан фотомодулів, оскільки вони є основним елементом перетворення сонячної енергії в електроенергію. Щоб досягти цього, необхідно завчасно виявляти пошкодження (деградацію) фотоелектричних модулів і усувати ці несправності якомога швидше. Існує багато методів контролю за станом фотомодулів, але через їх високу вартість неможливо використовувати всі одночасно. Тому виникає необхідність використання певних алгоритмів, які будуть як ефективними, так і вимагатимуть мінімальних фінансових витрат (див. рис. 2.2). Запропонований алгоритм містить лише рекомендації щодо загальних етапів визначення технічного стану та може бути змінений при виникненні конкретних умов [31].

Найбільш зручним і основним методом діагностики є онлайн-моніторинг всієї фотоелектричної системи, але цей метод має обмеження в застосуванні та ефективності. Звичайно, неможливо підключити кожен модуль до пристрою, який би постійно зчитував його стан в масштабах великих чи середніх промислових сонячних електростанцій, тому такий

моніторинг зводиться до моніторингу стану окремих комплектів модулів (струнків), розподільні коробки або безпосередньо інвертори [32].

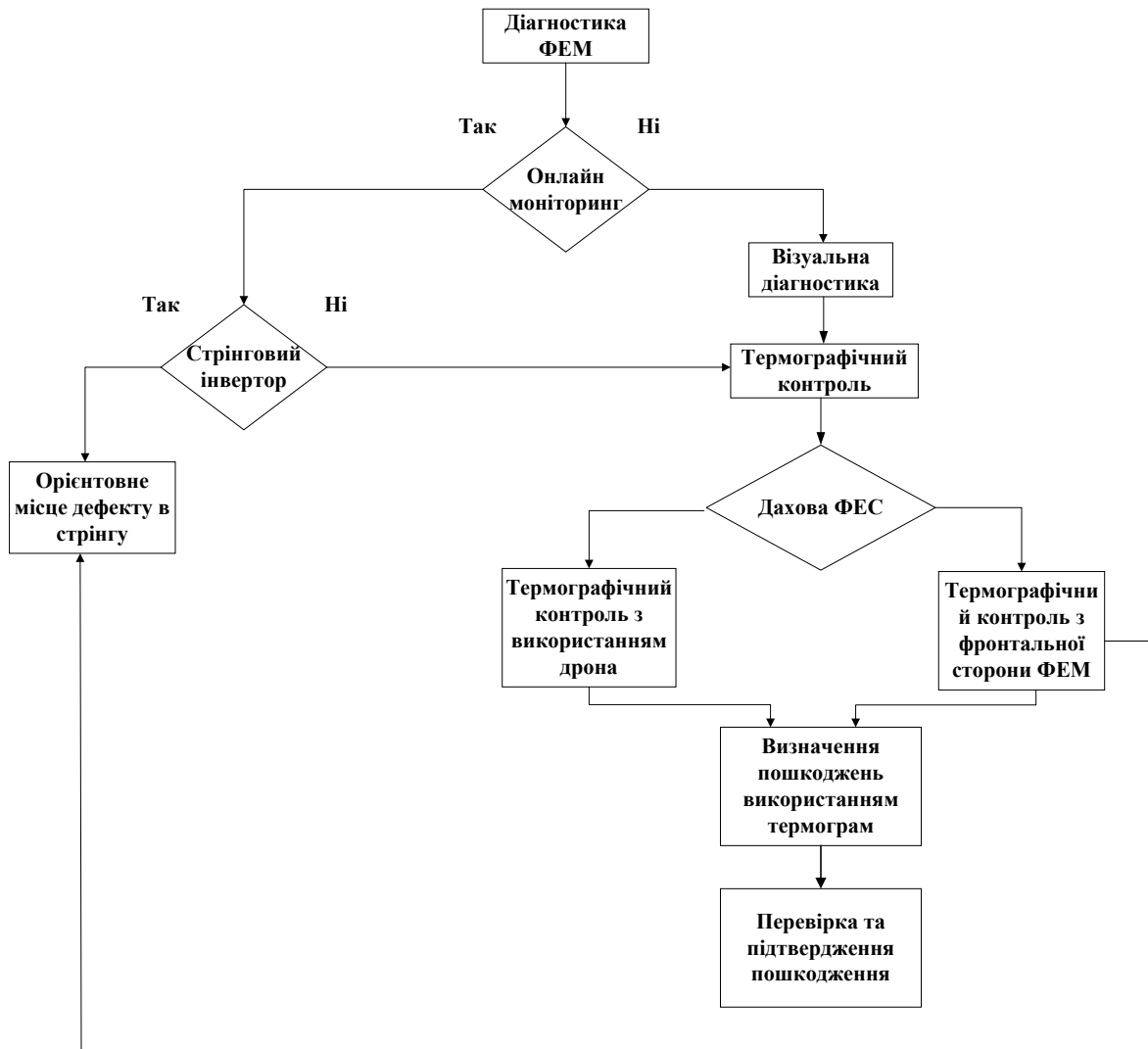


Рисунок 2.2 – Спрощений алгоритм моніторингу технічного стану фотоелектричних модулів

Відстежуючи інвертори відносно малої потужності, можна відстежувати продуктивність стрінгів, а не тільки фотоелектричних модулів. Це означає, що даний спосіб дозволяє визначити, в якій збірці знаходиться пошкоджений фотомодуль, але отримати більш детальну інформацію таким способом неможливо. Для потужних інверторів онлайн-моніторинг обмежується моніторингом стану сонячної панелі, оскільки такі інвертори потребують

більших вхідних значень. У такому випадку виявити можливу несправність ще складніше, а знайти пошкоджений фотоелектричний модуль практично неможливо або потребує певних інструментів витрат часу. Фотоелектричні модулі можуть мати багато дрібних дефектів, таких як мікротріщини, сліди рагликів, розшарування, сторонні відкладення, гарячі точки тощо, які впливають на втрати у ФЕС.

Методи попереднього огляду дозволяють локалізувати ймовірні місця пошкоджень та обсяг майбутніх робіт. Наступним, найбільш ефективним етапом є тепловізійне обстеження фотоелектричних модулів, яке дозволяє отримати максимальний обсяг інформації за короткий проміжок часу. Тепловізійне обстеження має ряд переваг перед іншими видами діагностики:

- діагностика проводиться на працюючому обладнанні і не вимагає його зупинки;
- не вимагається виконувати якісь оперативні перемикання;
- оскільки використовується дистанційний безконтактний метод, то забезпечується безпека персоналу під час діагностування;
- забезпечується висока продуктивність праці при проведенні діагностики;
- досягається необхідна точність і достовірність результатів, оскільки використання тепловізора дозволяє бачити теплову картину в цілому.

Тепловізор як прилад, що призначений для перетворення теплового зображення об'єкта у видиме зображення, для тепловізійного обстеження ФЕС має свої особливості. Для ФЕС різного розміру або різного розташування відносно поверхні обстеження може проводитися в кілька етапів (див. рис. 2.3 та 2.4).

Для дахових фотоелектричних систем немає можливості проводити другий етап, який полягає в огляді фотомодулів зі зворотного боку, щоб уникнути сонячних відблисків або інших факторів, що знижують точність вимірювання. В такому випадку доцільно використовувати лише перший етап, який передбачає огляд фотомодулів за допомогою квадрокоптера з

вбудованою тепловізійною камерою, що є лише орієнтовним і дозволяє знайти конкретне місце дефекту та візуально оцінити характер дефекту.



Рисунок 2.3 – Автоматизований візуальний або тепловізійний метод контролю

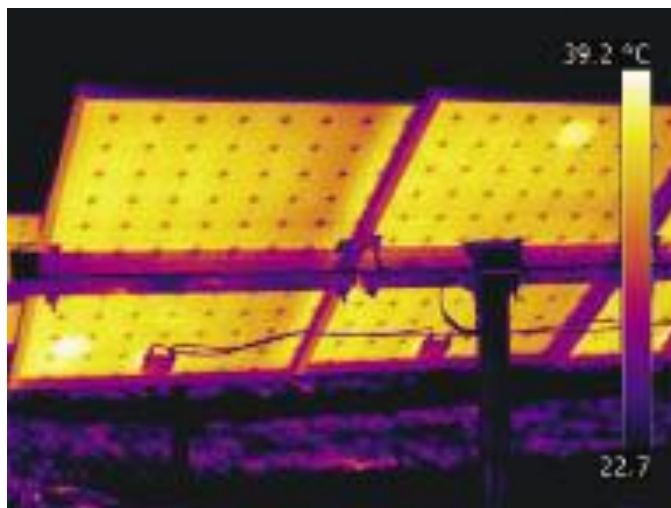


Рисунок 2.4 – Тепловізійний контроль зі зворотного боку фотоелектричних модулів

Для наземних ФЕС проводяться обидва етапи тепловізійного обстеження фотомодулів: політ квадрокоптера над фотомодулями і візуальний

пошук відхилень температури та огляд фотомодулів зі зворотного боку, щоб зафіксувати ці відхилення і детально проаналізувати температури.

В обох випадках, щоб підтвердити або спростувати дефекти, вимірюються вольт-амперні характеристики фотомодулів з можливими дефектами. Для більш детального аналізу вимірювання проводяться не тільки на фотомодулях з дефектами, але і на повністю справних, оскільки це дозволяє порівняти значення, отримані на різних фотомодулях при однакових умовах вимірювання.

Вольт-амперна характеристика як залежність струму навантаження від напруги на клеммах фотомодуля при фіксованих значеннях температури сонячного елемента та інтенсивності випромінювання дозволяє побачити відхилення від нормальної роботи фотоелектричної системи через дефекти або деградацію, затінення або забруднення (рис. 2.5).

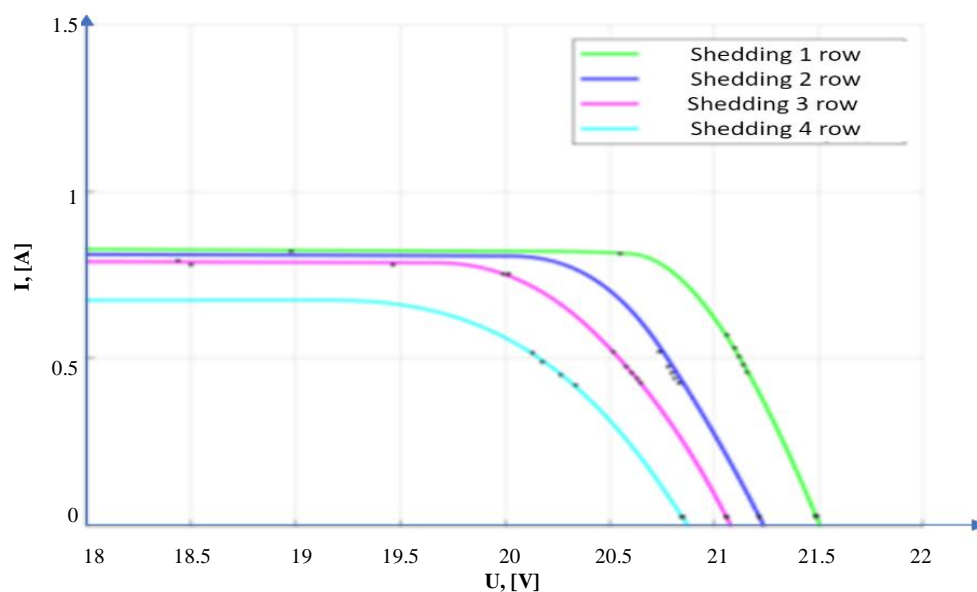


Рисунок 2.5 – Криві 1–4 при різному ступені затінення

Під час експлуатації електростанцій рекомендується щорічно вимірювати вольт-амперні характеристики фотоелектричних модулів і проводити щорічне порівняння та виявлення відхилень між характеристиками. Цей екстенсивний метод дає хороші результати, але його дуже важко

автоматизувати. Тому на першому етапі (або перед етапом) квадрокоптер з VIS або IR камерою може бути використаний в автоматизованому режимі. Проблема полягає в тому, як відбувається автоматизований політ БПЛА.

Тепловізійний контроль вимагає великої інформаційної бази та постійного вдосконалення методів та ідентифікації дефектів, оскільки навіть візуально схожі дефекти можуть свідчити про різні несправності фотомодулів. Для цього необхідно використовувати алгоритми, які визначають несправності фотомодулів.

Для початку, використовуючи перший етап тепловізійного обстеження, необхідно визначити чи стосується несправність окремого фотомодуля, чи їхньої збірки. Перш за все, необхідно визначити шляхом візуального огляду, чи не має фотомодуль механічних пошкоджень на передньому склі, рамі або тильній стороні, оскільки несправність або перегрів можуть виникнути через розгерметизацію або потрапляння вологи всередину фотомодуля. Якщо фотомодуль механічно не пошкоджений, природа пошкодження може бути або структурною, або електричною. Один з найпоширеніших дефектів візуально виглядає як нагрівання 1/3 або 2/3 площі поверхні фотомодуля, а в деяких випадках може перегріватися вся площа фотомодуля. Тривала відсутність усунення цього дефекту впливає на загальні параметри струн фотомодуля і може призвести до пошкодження інших модулів або системи в цілому (рис. 2.6).

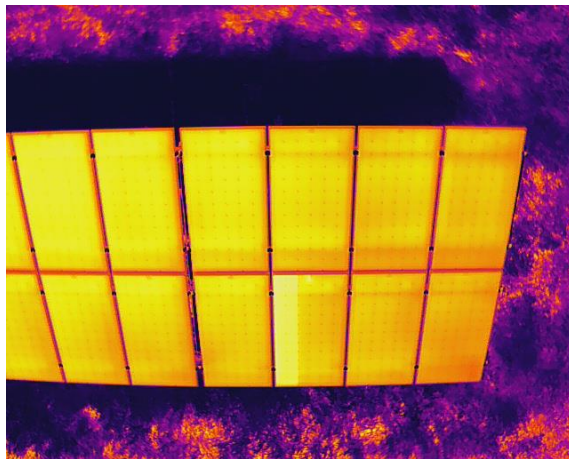


Рисунок 2.6 – Тепловізійне зображення підстрінгового (діодного) дефекту

Якщо окремі фотоелементи перегріваються, це може бути пов'язано як з електричними дефектами, так і з зовнішніми факторами. Перш за все, потрібно переконатися, що фотомодуль не затінений або забруднений (див. рис. 2.7).

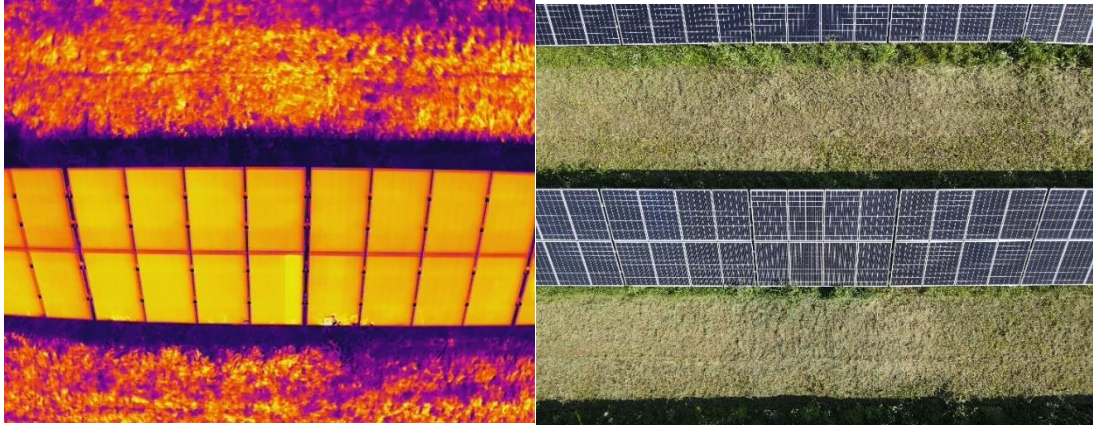


Рисунок 2.7 – Перегрів фотомодулів через затінення

Якщо при огляді виявлено, що ніякі зовнішні фактори не впливають на перегрів фотомодуля, то, в першу чергу, слід оцінити стан розподільчої коробки. Якщо спостерігається значне підвищення температури, то це означає, що контакти в цій розподільчій коробці пошкоджені. Це явище також може супроводжуватися візуальним пошкодженням (оплавленням) коробки (див. рис. 2.8).



Рисунок 2.8 – Загорання клемної коробки

У випадках, коли нагрівання фотоелементів не супроводжується нагріванням з'єднувальної коробки, найімовірніше, спостерігається внутрішнє коротке замикання в фотоелементах (рис. 2.9).

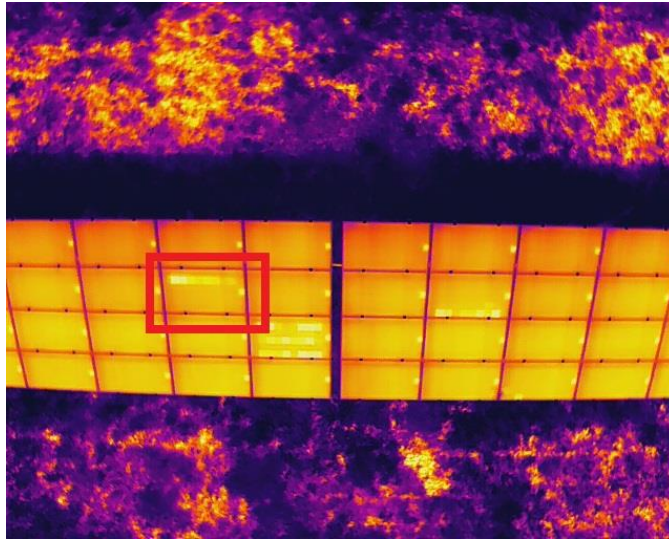


Рисунок 2.9 – Коротке замикання фотоелементів

Інші можливі випадки дефектів і способи їх виявлення винесені в **додаток В**.

Представлений метод описує можливості застосування безпілотних авіаційних систем для автоматизованого аналізу фотоелектричних установок. Цей метод може бути застосована як в інфрачервоному (ІЧ), так і в видимому діапазоні спектру. Обидва випадки вимагають специфічного налаштування певних параметрів, що призводить до різної поведінки БПЛА під час автоматизованих польотів. Особливе налаштування з урахуванням кутової залежності випромінювальної здатності під час зйомки в ІЧ-діапазоні може призвести до плутанини в інтерпретації явищ, виявлених у VIS-діапазоні. Точна класифікація цих явищ на знімках у видимому та інфрачервоному діапазонах є предметом подальших досліджень, тоді як ця робота детально фокусується на самому процесі підготовки даних. Крім того, в поточному стані вона може бути використана для оптимізації траєкторії польоту, що

впливає не тільки на експлуатаційні витрати, але й на законодавчі вимоги та вимоги безпеки до цих процедур. Подальші дослідження можуть призвести до створення повністю автоматизованого механізму.

Описані особливості моніторингу фотоелектричних станцій підтверджують необхідність не лише високотехнологічного обладнання, але й кваліфікованого персоналу. Тому покрити постійним моніторингом одразу всі об'єкти, на даному етапі, не можливо. Для вибору станцій з аномаліями, які потребують проведення моніторингу їх технологічних параметрів, необхідно розробити метод, що дозволив би за доступними параметрами це зробити. Оскільки такими параметрами є графіки генерування електричної енергії окремими станціями, які можуть надаватись системою АСКОЕ з годинною або пів годинною дискретністю, то потрібно підготувати ці данні для подальшого аналізу. Розглянемо основні підходів, які на основі аналізу часових рядів, дозволять виконати очистку вихідних даних від заздалегідь хибних.

2.2 Математичне моделювання генерування електроенергії ВДЕ

2.2.1 Використання часових рядів для представлення генерування ВДЕ

Часові ряди можна використовувати для опису процесів щоденного та погодинного виробництва електроенергії з відновлюваних джерел залежно від впливу метеорологічних факторів, графіків споживання електроенергії та параметрів, що описують технічний стан обладнання електромережі.

Часовий ряд – це серія значень змінної (або змінних), записаних через певні проміжки часу (регулярні чи нерегулярні). Якщо розглядати часовий ряд однієї змінної, то це одновимірний часовий ряд, а якщо кілька змінних досліджуються паралельно, то це багатовимірний часовий ряд [33]. Іншими словами, часовий ряд – це серія значень змінних, розташованих у часі, яка описує стан та зміну явища, що підлягає вивченню [34].

Часові ряди активно використовуються при вивченні властивостей

динамічних складних систем, таких як енергетичні системи, що використовують відновлювані джерела енергії. Вони є актуальними при аналізі результатів експериментальних досліджень. Вони також важливі та ефективні у випадках, коли виникають труднощі з побудовою математичної моделі для опису досліджуваного процесу, за умов наявності достатньої інформації про вимірювані досліджувані величини. Тому аналіз якості роботи енергетичних мереж, що використовують відновлювані джерела енергії, коли доступні великі набори даних вимірювань, часто виконується шляхом обробки отриманих сигналів за допомогою методів оцінки часових рядів [35].

У виміряні у певні моменти часу, поділяється на такі компоненти або частини [33]:

- тренд (Tt), який характеризує тривалий тренд падіння або зростання даних. Тенденція може бути лінійною або нелінійний. У часових рядах може спостерігатися зміна напрямку тренду, коли зростання змінюється спадом або навпаки;

- сезонна складова (St), коли є періодичні зміни, що повторюються. Такі зміни для ФЕС та ВЕС є характерними, тому що пояснюються добовими зміни кількості сонячного світла, що приходить на одиницю поверхні Землі);

- циклічна складова (Ct), що пояснюється наступним чином: присутність довгострокових та короткострокових циклічних коливань в електричних мережах з ВДЕ, що виникають внаслідок ймовірнісного характеру навантаження споживачів;

- нерегулярна складова (ϵ_t): ефекти випадковий фактори ("шум").

Хоча функціональний зв'язок між вищезазначеними компонентами може мати різні форми, зазвичай розглядаються такі два типи залежностей:

- адитивну модель:

$$y_t = T_t + C_t + S_t + \epsilon_t, \quad (2.1)$$

- мультиплікативну модель:

$$y_t = T_t \times C_t \times S_t \times \epsilon_t. \quad (2.2)$$

Аддитивна модель описує стаціонарні часові ряди, де середнє значення та дисперсія u_t приблизно постійні при всіх t . Мультиплікативна модель краще підходить для опису нестаціонарних рядів, які зазвичай мають чіткий тренд, а дисперсія u_t збільшується з часом.

Часові ряди використовуються для короткого опису характеристик та вибору статистичної моделі, яка описує часовий ряд параметрів. Вони також використовуються для визначення характеру ряду та прогнозування майбутніх значень часового ряду на основі поточних та ретроспективних даних, що важливо для планування графіків виробництва сонячних електростанцій на наступний день та контролю процесу, який створює ряд (наприклад, сонячне випромінювання). Досягнення цих цілей вимагає, щоб модель ряду була ідентифікована та формально описана. Після того, як модель створена, її можна використовувати для інтерпретації отриманих даних.

Аналіз часових рядів припускає, що дані містять систематичну складову та випадковий шум, що ускладнює виявлення регулярних складових. Методи дослідження часових рядів включають різні способи фільтрації шуму, що дозволяє чіткіше визначити регулярну складову.

Наразі існують два підходи до вивчення часових рядів, які якісно відрізняються та базуються на статистичних та динамічних методах. Статистичні методи включають методи побудови ймовірнісних моделей. Динамічні методи базуються на теорії Такенса. Уявлення про можливість оцінки часових рядів дає ембедологія (від англ. *embedding* - вкладення), де об'єднуються елементи теорії розмірності, теорії інформації, топології і теорії динамічних систем. Для вирішення задач аналізу числових рядів виробництва відновлюваних джерел енергії з природно нерівномірним графіком відпуску також можна використовувати методи критеріального програмування з теорії подібності [36]. Використання часових рядів для аналізу доцільно розглядати поетапно:

-графічна інтерпретація та опис динаміки зміни часового ряду;

- виділення та видалення закономірних складових ряду, що залежать від часу, тренду, сезонних циклічних складових;
- виділення та видалення низько- або високочастотних складових процесу;
- дослідження випадкової складової ряду, що залишилися з попередніх етапів;
- створення математичної моделі для опису складових та перевірка її адекватності і чутливості;
- прогнозування досліджуваного процесу на заданому інтервалі часу;
- дослідження взаємодії між різними часовими рядами, якщо такі розглядаються.

Підходи до моделювання часового ряду доцільно розділити на два напрямки: моделювання постійної складової та розкладання часового ряду на складові компоненти і моделювання значень кожної компоненти окремо.

До найбільш відомих і розвинених методів аналізу часових рядів відносяться:

- кореляційний аналіз, що дозволяє виявити істотні періодичні залежності всередині одного процесу (автокореляція) або між декількома процесами (кросскореляція);
- спектральний аналіз, що дозволяє знаходити періодичні і квазіперіодичні складові часового ряду;
- вейвлет аналіз;
- фрактальний аналіз;
- згладжування і фільтрація, які призначені для перетворення часового ряду з метою виділення в них високочастотних або сезонних коливань;
- застосування моделей авторегресії для визначення однорідних коливань навколо середнього значення;
- прогнозування, що дозволяє на основі сформованої моделі зміни часового ряду визначити його значення в подальшому.

Враховуючи основні ознаки часових рядів, перспективним є їх використання для аналізу впливу метеорологічних факторів на генерування електроенергії ФЕС з перспективою участі їх в балансуванні режиму електроенергетичної системи. Найбільш часто використовуються методи статистичної обробки первинних результатів емпіричних досліджень (дані про генерування електроенергії ФЕС доби, години, зміна метеорологічних параметрів, зміна параметрів електричного обладнання, що оцінюють його технічний стан т.д.) діляться на дві групи: параметричні і непараметричні. Параметричні методи застосовуються в тих випадках, коли емпіричний розподіл даних є нормальним, тобто відповідає закону нормального розподілу Гауса. Якщо ж розподіл відрізняється від нормального, то потрібно використовувати непараметричні методи. Для того, щоб результати обробки даних були достовірними, потрібно правильно вибрати методи обробки. Тому перше, що необхідно зробити при обробці даних за кількісними шкалами, – це перевірити дані на нормальність розподілу. Це потрібно для того, щоб вибрати метод кореляції. Основним критерієм тут є перевірка даних на відповідність Гаусовому розподілу, тобто на нормальність,

2.2.2. Оцінювання генерування електроенергії ФЕС на нормальність розподілу.

Генерування електроенергії ФЕС завжди має певну стохастичну складову, тому що залежить від умов, зумовлених географічним розташуванням та метеорологічними даними, і вносить певні проблеми під час розв'язання задачі забезпечення надійного і якісного електропостачання споживачів.

Оцінку надійності постачання енергії від ФЕС неможливо провести без аналізу експериментальних даних та адекватного визначення впливових факторів. Причиною можливих похибок визначення впливових факторів на генерування ФЕС є неточність вибору методу кореляційного аналізу.

Основним критерієм вибору методу кореляційного аналізу, а саме коефіцієнту кореляції, є відповідність розподілу даних нормальному закону. Для перевірки досліджуваних даних на нормальність розподілу використовують графічні та статистичні методи [37]. Тому проводиться оцінка добового та погодинного генерування електроенергії для всіх аналізованих ВДЕ. Як, приклад, наведено результати оцінювання на нормальність закону розподілу за добовим значенням генерованої електроенергії за 2024 рік для ФЕС «Пороги», встановленою потужністю 4 МВт (більш повні дані по ФЕС «Пороги» наведено в додатку Г), графічним методом номограм.

Наведений на рис. 2.10 графік ілюструє перевірку досліджуваних даних на нормальність, він побудований наступним чином:

1. Відсортовано значення добового генерування по збільшенню і пронормовано відносно їх математичного сподівання (вісь абсцис – добове генерування у в.о., відсортоване і пронормоване);

2. Встановлена відповідність значенню добового генерування ФЕС та його ймовірність:

$$W_i \equiv (i-0,5)/n, \quad (2.3)$$

де W_i – значення добової генерації ФЕС, вимірюється у відносних одиницях; i – порядковий номер від 1 до n ; n – кількість днів в році (в 2024 $n=366$).

3. Отримано масив зворотніх значень стандартного нормального інтегрального розподілу з ймовірністю, визначеною у попередньому пункті за допомогою зворотної функції стандартного нормального розподілу (вісь ординат – зворотне значення стандартного нормального інтегрального розподілу).

З отриманого графіка, можна зробити висновок, що побудована крива розподілу добового генерування електроенергії протягом 2024 р. суттєво відрізняється від прямої, що характеризує нормальний розподіл, тому

припущення, що досліджувані дані розподілені за нормальним законом відхилено.

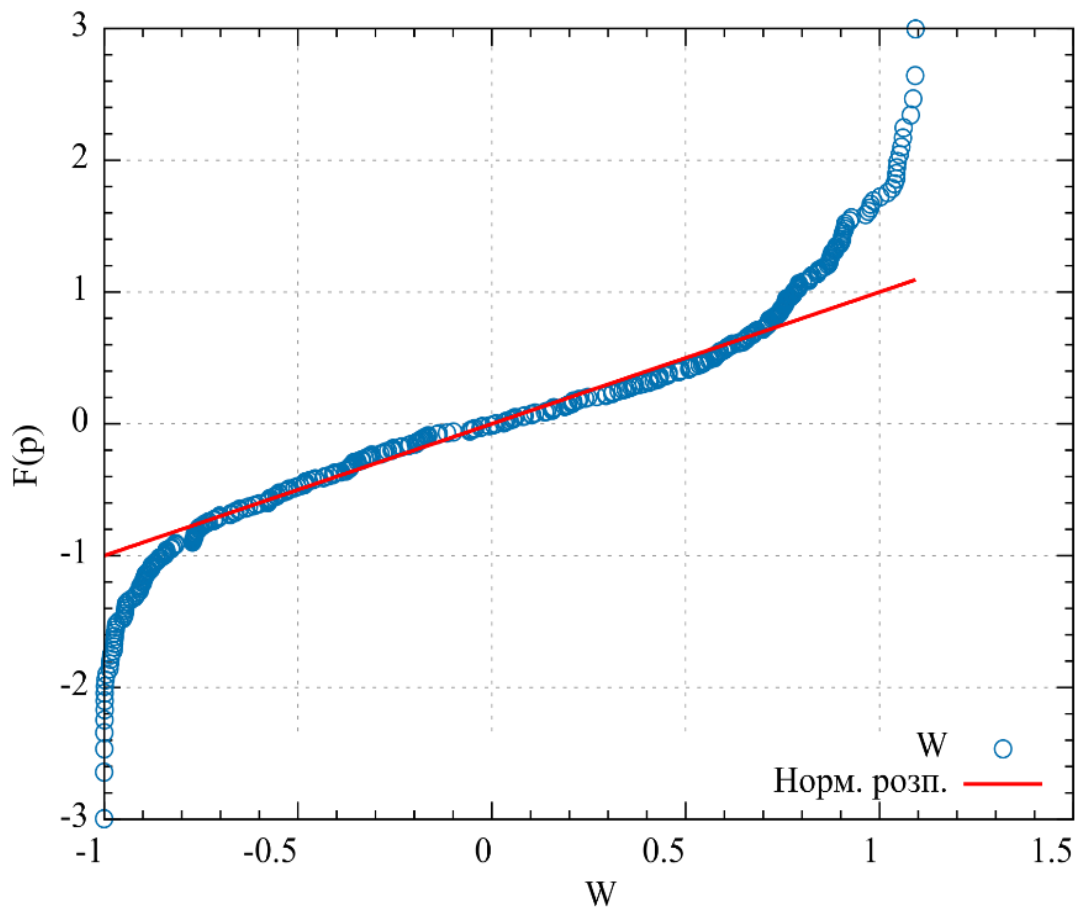


Рисунок 2.10 – Перевірка добового генерування електроенергії ФЕС на нормальність

Для перевірки адекватності отриманого результату використано статистичні методи, описані в [37, 38]. В [38] зазначено, що багатопараметричні критерії застосовують в тому випадку, якщо немає апріорної інформації про тип відхилення від нормального розподілу, тому застосовано критерій Шапіро-Уїлка. Критерій Шапіро-Уїлка базується на відношенні оптимальної нелінійної незміщеної оцінки дисперсії до її звичайної оцінки методом максимальної правдоподібності.

Статистика критерію має вигляд:

$$W = \frac{1}{s^2} \left[\sum_{i=1}^k a_{n-i+1} (x_{n-i+1} - x_i) \right]^2, \quad (2.4)$$

$$s^2 = \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2, \quad (2.5)$$

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i. \quad (2.6)$$

де W – статистика критерію; $\left[\sum_{i=1}^k a_{n-i+1} (x_{n-i+1} - x_i) \right]^2$ – квадрат середньоквадратичного відхилення Ллойда; $k = n/2$ при умові, що n – парне;

$k = n/2 - 1$ при умові, що n – непарне; n – кількість членів вибірки (для 2019 року – 365 днів); x – змінна (добове генерування ФЕС); a_{n-i+1} – коефіцієнти, наведені в довідникових таблицях і обираються в залежності від обсягу вибірки вхідних даних [37].

Критичне значення статистики $W(\alpha)$ наведене в довідникових таблицях. Якщо $W < W(\alpha)$, то нульова гіпотеза нормальності розподілу відхиляється на рівні значимості α . Наближене значення ймовірності емпіричного значення W при H_0 обчислюється за формулою:

$$z = \gamma + \eta \ln \left(\frac{W - \varepsilon}{1 - W} \right), \quad (2.7)$$

де $\gamma, \eta, \varepsilon$ – коефіцієнти довідникової таблиці.

Вивчення потужності критерію Шапіро-Уїлка показало, що це найбільш ефективний критерій перевірки нормальності розподілу випадкових величин. Для великих n таблиці коефіцієнтів a_{n-i+1} є незручними, тому використовують модифікований критерій Шапіро-Уїлка – критерій Шапіро-Франція. Його статистика має вигляд:

$$W' = \frac{1}{s^2} \left[\sum_{i=1}^k c_{n-i+1} (x_{n-i+1} - x_i) \right]^2, \quad (2.8)$$

де $c_{n-i+1} = \frac{m_{n-i+1}}{\left(\sum_{i=1}^n m_{i,n}^2\right)^{\frac{1}{2}}}$, $m_{i,n}$ – математичне очікування i -ої порядкової

статистики із стандартного нормального розподілу. Апроксимація

$$m_i = \Phi^{-1}\left(\frac{i - \frac{3}{8}}{n + \frac{1}{4}}\right) = u_p, \quad (2.9)$$

де $p = \frac{i - \frac{3}{8}}{n + \frac{1}{4}}$ не спотворює суттєво критерій W' . Використовуючи

апроксимацію для квантиля стандартного нормального розподілу можна записати:

$$u_p = 4,91[p^{0,14} - (1-p)^{0,14}], \quad (2.10)$$

і для $p = \frac{i - \frac{3}{8}}{n + \frac{1}{4}}$,

$$m_i = 4,91 \left\{ \left(\frac{i - \frac{3}{8}}{n + \frac{1}{4}} \right)^{0,14} - \left(\frac{n - i + \frac{5}{8}}{n + \frac{1}{4}} \right)^{0,14} \right\}. \quad (2.11)$$

Для визначення критерію Шапіро-Уїлка великої вибірки, якою є вибірка добового генерування протягом 2024 року ФЕС «Пороги», без використання табличних даних застосували корисну апроксимацію наведену в [37]. Для $\alpha=0,05$ статистика визначена за формулою:

$$W_1 = \left(1 - \frac{0,6695}{n^{0,65189}}\right) \frac{s^2}{B}, \quad (2.12)$$

$$\text{де } B = \left\{ \sum_{j=1}^m a_j (x_{n-j} - x_j) \right\}^2, \quad m = \left[\frac{n}{2} \right], \quad a_0 = \frac{0,899}{(n-2,4)^{0,4162}} - 0,02,$$

$$a_j = a_0 \left[z + \frac{1483}{(3-z)^{10,845}} + \frac{71,610^{-10}}{(1.1-z)^{8,26}} \right], \quad z = \frac{n-2j+1}{n-0,5}.$$

Якщо $W_1 < 1$, то нульова гіпотеза нормальності розподілу випадкових величин відхиляється. Наприклад, для вибірки добового генерування протягом року ФЕС $W_1 = 0,98$, тому нульова гіпотеза нормальності розподілу випадкових величин відхиляється. Але для аналізу великих вибірок даних на нормальність і з метою максимальної автоматизації процесу використана розроблена програма в LabView National Instruments, яка використовує стандартні модулі LabView.

Наступним кроком реалізується кореляційний аналіз впливу метеорологічних факторів на генерування електроенергії ВДЕ.

2.2.3 Кореляційний аналіз параметрів, впливових на генерування ФЕС

Характерними є причинно-наслідкові зв'язки між коефіцієнтом небалансу, генеруванням та споживанням, генеруванням електроенергії ВДЕ та метеорологічними факторами. Для аналізу можуть бути застосовані коефіцієнти кореляції Пірсона, Спірмена та Кендела [40]. В [41] показана доцільність для подібних задач аналізу використання коефіцієнта Пірсона, який визначається за формулою:

$$r_{fW} = \frac{n \cdot \sum f_i \cdot W_i - (\sum f_i) \cdot (\sum W_i)}{\sqrt{\left(n \cdot \sum f_i^2 - (\sum f_i)^2 \right) \left(n \cdot \sum W_i^2 - (\sum W_i)^2 \right)}}, \quad (2.13)$$

де W_i – добове генерування; f_i – відповідні для нього метеорологічні

фактори

Він має певні умови щодо області застосування, зумовлену наступними вимогами: величини повинні бути безперервними в інтервальній шкалі, величини повинні мати нормальний розподіл (в п.2.2.2 це показано), вибірка має бути достатня (як мінімум 25 спостережень, залежність між змінними носить лінійний характер, варіабельність однієї змінної не залежить від значень іншої змінної).

Якщо варіабельність змінної W змінюється в залежності від значень змінної f , то тоді коефіцієнт кореляції Пірсона не буде належним чином відображати взаємозв'язки між змінними.

Перевірка нормальності розподілу даних та їх аналіз в п.2.2.2 скатерограм дозволив зробити висновок, що можливо застосувати також інші критерії, наприклад, ранговий коефіцієнт Спірмена. Оскільки значення генерування електроенергії ФЕС та метеорологічні показники завжди прив'язані до часової шкали, то і ранжувати можна їх у відповідності до порядкових змінних (тобто часу – місяцю, доби, години), що важливо в умовах сучасного балансуєчого ринку електроенергії, коли стоїть завдання прогнозування на наступний день погодинного графіка генерування і споживання для задач балансування.

Рангова кореляція як статистичний зв'язок між порядковими змінними аналізується на базі початкових статистичних даних, представлених впорядкуваннями (ранжуваннями) n досліджуваних параметрів по різних ознаках. Визначається зв'язок між впорядкуванням досліджуваних параметрів за ознакою $x(k)$ і впорядкуванням тих же об'єктів за іншою ознакою $x(j)$ як показано в табл. 2.1. Для виміру степені зв'язку між ранжуваннями $X^{(k)} = (x_1^{(k)}, x_2^{(k)}, \dots, x_n^{(k)})^T$ і $X^{(j)} = (x_1^{(j)}, x_2^{(j)}, \dots, x_n^{(j)})^T$ використовується ранговий коефіцієнт кореляції Спірмена:

$$\hat{r}_{kj}^{(s)} = 1 - \frac{6}{n^3 - n} \sum_{i=1}^n (x_i^{(k)} - x_i^{(j)})^2. \quad (2.14)$$

Для співпадаючих ранжирувань при $x_i^{(k)} = x_i^{(j)}$ для всіх $i=1, 2, \dots, n$ буде $\hat{r}_{kj}^{(s)} = 1$, а для протилежних $x_i^{(k)} = n - x_i^{(j)} + 1$ при $i=1, 2, \dots, n$ буде $\hat{r}_{kj}^{(s)} = -1$. В усіх інших випадках $|\hat{r}_{kj}^{(s)}| < 1$.

Таблиця 2.1 – в'язок між впорядкуванням досліджуваних параметрів за ознакою $x^{(k)}$ і впорядкуванням тих же параметрів за іншою ознакою $x^{(i)}$

Порядковий номер об'єкта	Порядковий номер досліджуваної змінної («ознака»)							
	0	1	2	3	...	k	...	p
1	$x_1^{(0)}$	$x_1^{(1)}$	$x_1^{(2)}$	$x_1^{(3)}$...	$x_1^{(k)}$...	$x_1^{(p)}$
2	$x_2^{(0)}$	$x_2^{(1)}$	$x_2^{(2)}$	$x_2^{(3)}$...	$x_2^{(k)}$...	$x_2^{(p)}$
⋮
i	$x_i^{(0)}$	$x_i^{(1)}$	$x_i^{(2)}$	$x_i^{(3)}$...	$x_i^{(k)}$...	$x_i^{(p)}$
...
n	$x_n^{(0)}$	$x_n^{(1)}$	$x_n^{(2)}$	$x_n^{(3)}$...	$x_n^{(k)}$...	$x_n^{(p)}$

Можливе наближене використано коефіцієнта співвідношення:

$$\hat{r}_{kj}^{(a)} = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (x_i^{(k)} - x_i^{(j)})^2}{\frac{1}{6}(n^3 - n) - (T^{(k)} + T^{(j)})}. \quad (2.15)$$

де $T^{(k)} = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^{m^{(k)}} \left[(n_i^{(k)})^3 - n_i^{(k)} \right]$, $m^{(k)}$ – число груп нерозрізнених рангів у

змінній $\lambda^{(k)}$, а $n_i^{(k)}$ – число елементів (рангів), що входять в i -ту групу нерозрізнених рангів.

Якщо $T^{(k)}$ і $T^{(j)}$ є невеликими величинами відносно $\frac{1}{6}(n^3 - n)$, то тоді використовується наближене співвідношення (при $T^{(k)} = T^{(j)}$ воно точне).

Кореляційний аналіз дозволяє встановити міру впливу різних факторів на значення генерування ФЕС і виявити їх взаємозв'язок. Проте для дослідження впливу деградації ФЕМ на значення генерування ФЕС необхідні додаткові дослідження.

2.3 Кластеризація як засіб визначення фотоелектричних станцій з аномаліями в їх роботі

2.3.1 Визначення етапності під час кластеризації фотоелектричних станцій

Проведення постійного моніторингу об'єктів генерування, зокрема фотоелектричних станцій, потребує значних капіталовкладень (обладнання, черговий персонал). Тому є сенс розробити метод, який дозволив би визначити із загального масиву об'єктів, які змінили свій режим, тобто стали аномальними для своєї групи.

Для прийняття якісних рішень з визначення аномальних об'єктів, як правило, немає необхідності знати точне чисельне значення характеристик певних параметрів елементів об'єкта, а клас, якому він належить. Поняття класу, в цьому випадку, означає певну сукупність об'єктів, подібних по обраним характеристикам. Набір таких характеристик називається класифікуючою сукупністю. У нашому випадку мова йде про генеровану електричною станцією енергію, яка задається погодинним/пів годинним графіком. Враховуючи, що станції зі схожими потужностями рознесені по всій території держави є сенс абстрагуватися від їх технічних характеристик шляхом врахування координат об'єкта.

Для проведення такої класифікації пропонується використання кластерного аналізу, методи якого застосовуються під час дослідження економічних систем. Кластерний аналіз широко використовують у прогнозуванні поведінки того чи іншого об'єкта за набором ознак, що визначають поведінку цього об'єкта.

Під час розв'язання подібних завдань, незалежно від предметної області, дослідник стикається по суті з однією проблемою: віднесенням об'єкта розглянутої множини до того чи іншого класу за комплексом ознак.

Розв'язання задачі кластеризації можна розбити на ряд етапів.

Етап 1. Формування матриці спостережень.

Припустимо, у нас є множина $\{1, 2, \dots, n\}$ об'єктів. Кожний з n об'єктів описується певною множиною спостережень і вимірювань показників або характеристик:

$$C_j = \{1, 2, \dots, n, \dots, m\}, \forall j. \quad (2.16)$$

Якщо позначити для фотоелектричної станції j генеровану енергію (взята з АСКОЕ) в момент часу i x_{ij} , то кожен об'єкт у цьому разі можна інтерпретувати як точку m -вимірного простору з координатами, що дорівнюють значенням характеристик для об'єкта, що розглядається.

Цю матрицю спостережень, позначивши її через X , можна подати так:

$$X = \begin{bmatrix} x_{11} & x_{12} & \dots & x_{1m} \\ x_{21} & x_{22} & \dots & x_{2m} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ x_{n1} & x_{n2} & \dots & x_{nm} \end{bmatrix}, \quad (2.17)$$

де n – число фотоелектричних станцій, m – кількість часових проміжків, в межах яких визначена згенерована електрична енергія засобами АСКОЕ.

Завдання кластерного аналізу полягає в тому, щоб на підставі даних, що містяться в матриці X , розбити множину об'єктів $\{1, 2, \dots, j, \dots, n\}$ на підмножини

так, щоб кожний об'єкт належав одній і лише одній підмножині розбивки (підмножини, які не перетинаються), і щоб об'єкти, які належать одній і тій самій підмножині, були схожими, в той час як об'єкти, які належать різним підмножинам, були різнорідними (несхожими).

Етап 2. Стандартизація (масштабування).

Характеристики, включені в матрицю спостережень, неоднорідні, оскільки графіки генерування станції не можуть ідеально співпадати навіть для тих об'єктів, які розташовані поряд, через особливості схемних рішень та характеристик використаного обладнання. Крім того, різняться їхні абсолютні значення, що ще більше ускладнює їх зіставлення. Тому необхідно виконати попереднє перетворення, яке полягає у стандартизації ознак. Стандартизація являє собою перехід до деякого однакового опису для всіх ознак, до введення нової умовної одиниці, що допускає формальне зіставлення об'єктів [42].

Найпоширенішими способами стандартизації показників є [42]:

$$1) x_{ji}^{ст} = \frac{x_{ji}}{x_i};$$

$$2) x_{ji}^{ст} = \frac{x_{ji}}{x_i^{ет}};$$

$$3) x_{ji}^{ст} = \frac{x_{ji}}{x_j^{max}};$$

$$4) x_{ji}^{ст} = \frac{x_{ji} - \bar{x}_i}{x_j^{max} - x_j^{min}},$$

де x_i – середньоарифметичне значення i -ї ознаки;

$x_i^{ет}$ – деяке еталонне значення i -ї ознаки;

x_j^{max} – максимальне значення i -ї ознаки за всіма j -ми об'єктами;

$x_{ji} - \bar{x}_i$ – центроване значення ознаки;

x_j^{min} – мінімальне значення i -ї ознаки за всіма j -ми об'єктами.

Досить часто [40] використовують схему, де відповідне перетворення здійснюють за виразом:

$$5) x_{ji}^{ст} = \frac{x_{ji} - \bar{x}_i}{\sigma_{x_i}},$$

де σ_{x_i} — середньоквадратичне відхилення за всіма об'єктами [42].

У випадку з графіками генерування доцільним є приведення до встановленої потужності фотоелектричної станції.

Етап 3. Формування кластерів.

Найважливішим поняттям для кількісного відображення однорідності (подібності) пари об'єктів є міра близькості між ними. Найпопулярнішою мірою (метрикою) у кластерному аналізі є евклідова відстань, яка досить повно відповідає інтуїтивним уявленням про близькість багатовимірних об'єктів. Варто зауважити, що універсальні, формалізовані правила вибору тієї чи іншої міри близькості наразі відсутні.

Для того, щоб функціонал, визначений на парах об'єктів (a, b) , був евклідовою відстанню, він має відповідати таким чотирьом аксіомам [42]:

- 1) $d(a, b) > 0$ – або два об'єкти ідентичні один одному і їхня відмінність дорівнює нулю, або вони в чомусь відмінні і їхня відмінність більша за нуль;
- 2) $d(a, a) = 0$ – об'єкт ідентичний сам собі;
- 3) $d(a, b) = d(b, a)$ – об'єкт a так само відрізняється від об'єкта b , як об'єкт b відрізняється від об'єкта a ;
- 4) $d(a, b) + d(b, c) \geq d(a, c)$ – аксіома трикутника.

Квадрат евклідової відстані між об'єктами може бути розрахована за формулою:

$$d_{jk}^2 = \sum_{i=1}^m (x_{ji} - x_{ki})^2, \quad (2.18)$$

x_{ji} и x_{ki} – значення i -го показника відповідно j -го і k -го об'єктів [42].

З урахуванням особливостей опису об'єктів, застосування евклідової відстані як міри відмінності є найзручнішим через простоту. Для окремих випадків можна застосовувати й інші (наприклад, векторні або нечіткі).

Результати розрахунків міри близькості можна подати у вигляді симетричної матриці відстаней D^2 :

$$D^2 = \begin{bmatrix} 0 & d_{12}^2 & d_{13}^2 & \dots & d_{1n}^2 \\ d_{21}^2 & 0 & d_{23}^2 & \dots & d_{2n}^2 \\ d_{31}^2 & d_{32}^2 & 0 & \dots & d_{3n}^2 \\ \dots & \dots & \dots & 0 & \dots \\ d_{n1}^2 & d_{n2}^2 & d_{n3}^2 & \dots & d_{nn}^2 \end{bmatrix}. \quad (2.19)$$

Алгоритм кластеризації можна описати так. Кожен елемент класифікованої множини розглядатимемо як окремий кластер, тобто розглянемо $\{1, 2, \dots, j, \dots, n\}$ об'єктів як множину кластерів $\{1\}, \{2\}, \dots, \{j\}, \dots, \{n\}$.

Далі об'єднуються два найближчі кластери. Близькість визначається в сенсі мінімуму квадрата евклідової відстані між об'єктами:

$$\min\{d_{jk}^2\}, j \neq k. \quad (2.20)$$

За допомогою об'єднаних кластерів утворюється новий кластер. Таким чином, нова множина кластерів, що складається вже з $(n - 1)$ кластерів.

Повторюючи процес, ми отримуємо послідовні множини кластерів, що складаються з $(n - 2)$, $(n - 3)$ і т. д. кластерів. По завершенню цієї процедури вийде кластер, що складається з n об'єктів і збігається з початковою множиною $\{1, \dots, 2, \dots, j, \dots, n\}$.

Вибір кількості кластерів або, що те саме, вибір рівня, на якому припиняється робота алгоритму, може бути здійснений особою, яка приймає рішення. Основним міркуванням під час виділення будь-якої групи як кластера є її стійкість протягом кількох кроків алгоритму. Доцільно також брати до уваги відстань між групами, що об'єднуються. Дійсно, якщо для кількох кроків відстань між групами, що об'єднуються, залишається приблизно однаковою, а потім різко збільшується, то це може бути ознакою того, що об'єднуються два самостійні кластери [42].

У процесі аналізу необхідно враховувати ступінь поділу елементів системи на класи. Загальна настанова може бути такою: здійснювати поділ доти, доки не виявлять групи зі стійкими характеристиками. Тобто за результатами цього поділу можна буде вже враховувати характеристики кожного елемента у відокремленій групі, як представника певного класу і не враховувати його індивідуальні особливості.

Розрахунки під час переходу від однієї ітерації до іншої полегшуються тим, що на кожному кроці перераховується не вся матриця відстаней, а лише її незначна частина.

У разі виключення з розгляду кластерів, що об'єднуються, і заміни їх одним координати нового кластера розраховують як центр ваги об'єднаних кластерів. Центр ваги визначають за кожною i -ю компонентою (показником, характеристикою) як просту середню з усіх елементів об'єднаних кластерів, або як зважене (за кількістю елементів у кластерах) середнє на підставі центрів тяжіння кластерів, що об'єднуються.

Найчастіше [42] для оцінювання якості розбиття використовують функціонал:

$$T = 1 - \frac{W}{S}, \quad (2.21)$$

де W – сумарний внутрішньокласовий (внутрішньогруповий) розкид (дисперсія); S – сумарне міжгрупове розсіювання.

Тоді, чим більше значення T , тим більша частка загального розкиду точок пояснюється міжкласовим розкидом і, можна вважати, тим кращою є якість розбивки [42].

2.3.2 Вибір методу кластеризації для визначення об'єктів з відхиленнями

2.3.2.1 DBSCAN (Density Based Spatial Clustering of Application with Noise)

DBSCAN ґрунтується на з'єднанні деяких областей, щільність об'єктів у середині яких перевищує деякий заданий поріг [43-45]. В основі методу кластеризації DBSCAN лежить об'єднання деяких об'єктів відповідно до їхнього внутрішньогрупового «з'єднання». Для проведення коректної процедури кластеризації необхідно вказати критерії, за якими об'єкти будуть об'єднані в кластери. Перш за все, необхідно сказати, що кластери являють собою щільні області деяких об'єктів у просторі даних, розділених між собою об'єктами, щільність яких значно нижча. Розташування точок в одному кластері зумовлене їхнім з'єднанням, тобто деяким зв'язком між собою.

Щільність точок для даної точки X визначається двома параметрами. Першим із них є α – радіус «сусідства» (наближеності) точки X . Цю відстань можна обчислювати різними способами, наприклад, як евклідову відстань або за допомогою метрики Мінковського. Другим параметром визначення щільності точок є MSP – це мінімальна кількість точок, які розташовані найближче до даної точки згідно з певним радіусом α .

Розглянутий метод кластеризації має низку переваг, а саме: алгоритм не чутливий до викидів, тобто в процесі кластеризації всі викиди виносять в окремий кластер із заздалегідь заданою міткою; цей метод не потребує апріорного задавання кількості кластерів; використання цього методу дає змогу працювати із кластерами різної природи (форми); застосування цього методу дає змогу працювати із вибірками великого обсягу. Крім того, використання вищевказаних процедур визначення параметрів α і MSP дає можливість працювати з n -вимірними об'єктами (це об'єкти, кількість атрибутів яких більше ніж 3) за умови адекватного вибору функції для розрахунку відстані (у загальному випадку можна використовувати метрику Мінковського). Однак істотним недоліком є досить трудомістка процедура визначення необхідних параметрів для коректної роботи методу [44].

Виконаємо кластеризацію даних за травень 2024 року по 183 фотоелектричних станціях методом DBSCAN.

На рисунку 2.11 показано сформовані групи коли в якості вихідних даних взято довготу та ширину розташування об'єкта.

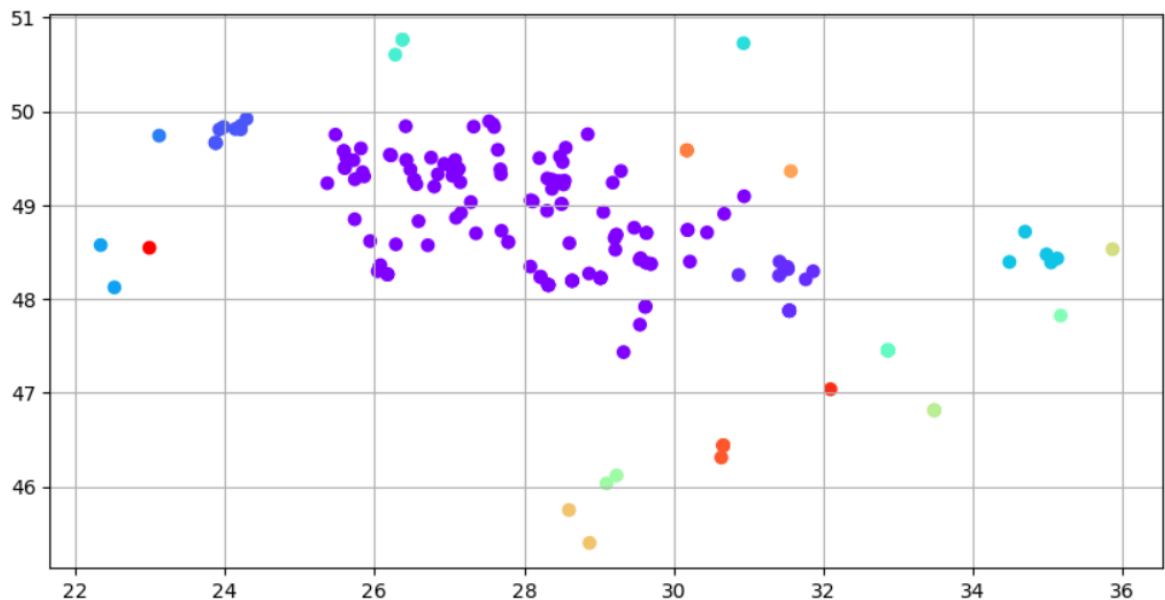


Рисунок 2.11 – Поділ об'єктів генерування за координатами за алгоритмом DBSCAN

Алгоритм методу DBSCAN передбачає автоматичний вибір кількості класів. Спостерігається наявність великої групи в центральній частині, що з аналізу даних по пів годинних графіках генерування не відповідає дійсності. Тому до координат об'єктів генерування додано ще графіки генерування приведені до встановленої потужності станції. Результати кластеризації наведені на рис. 2.12.

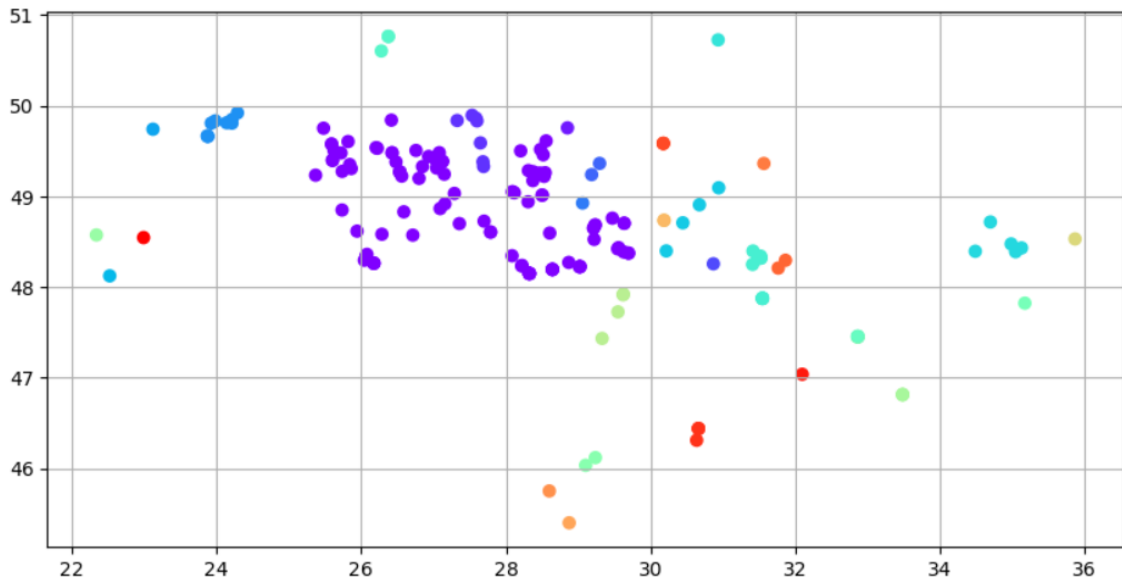


Рисунок 2.12 – Поділ об'єктів генерування за координатами та генерованою електроенергією за алгоритмом DBSCAN

За аналізом отриманих результатів можна зробити висновок, що метод DBSCAN за таких вихідних даних не дозволяє сформувати групи, які б мали однозначне пояснення. Це зумовлено певними особливостями методу: поділ на групи автоматичний; викиди формуються в окрему групу. Виходячи з цього є сенс розглянути такий метод як k-means.

2.3.2.2 Метод k-means

Метод k-means – це ітеративний алгоритм, заснований на мінімізації сумарного квадратичного відхилення точок кластерів від центрів цих кластерів. Суть алгоритму кластеризації, що розглядається, полягає в такому: дана початкова множина розбивається на заздалегідь відому кількість кластерів k . Під час кожної ітерації алгоритм прагне мінімізувати середньоквадратичне відхилення точок кожного кластера. Цю ідею реалізують завдяки перерахунку на кожній ітерації центру мас для кожного кластера, отриманого на попередньому кроці. Після перерахунку всі елементи множини знову розбиваються на кластери, відносячи себе до того, центр якого виявився ближчим. Ці дії завершуються, якщо після перерахунку центру мас

кластера він збігся з центром мас кластера, отриманим на попередній ітерації [46].

Переваги: швидкий до використання; простота алгоритму; зрозумілість і прозорість алгоритму.

Недоліки: від попереднього визначення кількості кластерів залежить результат, тому перед початком використання k-means потрібно перевірити кількість кластерів кількома методами; алгоритм чутливий до викидів, які можуть спотворювати середнє; метод прагне створити кластери однакового розміру, навіть якщо це неоптимально; може працювати повільно на великих базах даних.

Для тих же даних, які аналізувались методом DBSCAN, виконано вибір оптимальної кількості кластерів. Метод ліктя (Elbow Method) є найбільш популярними методами для встановлення оптимальної кількості кластерів. Основна ідея методу ліктя полягає в тому, що зі збільшенням кількості кластерів варіація всередині кожного кластера зменшується. Результати роботи методу наведені на рисунку 2.13.

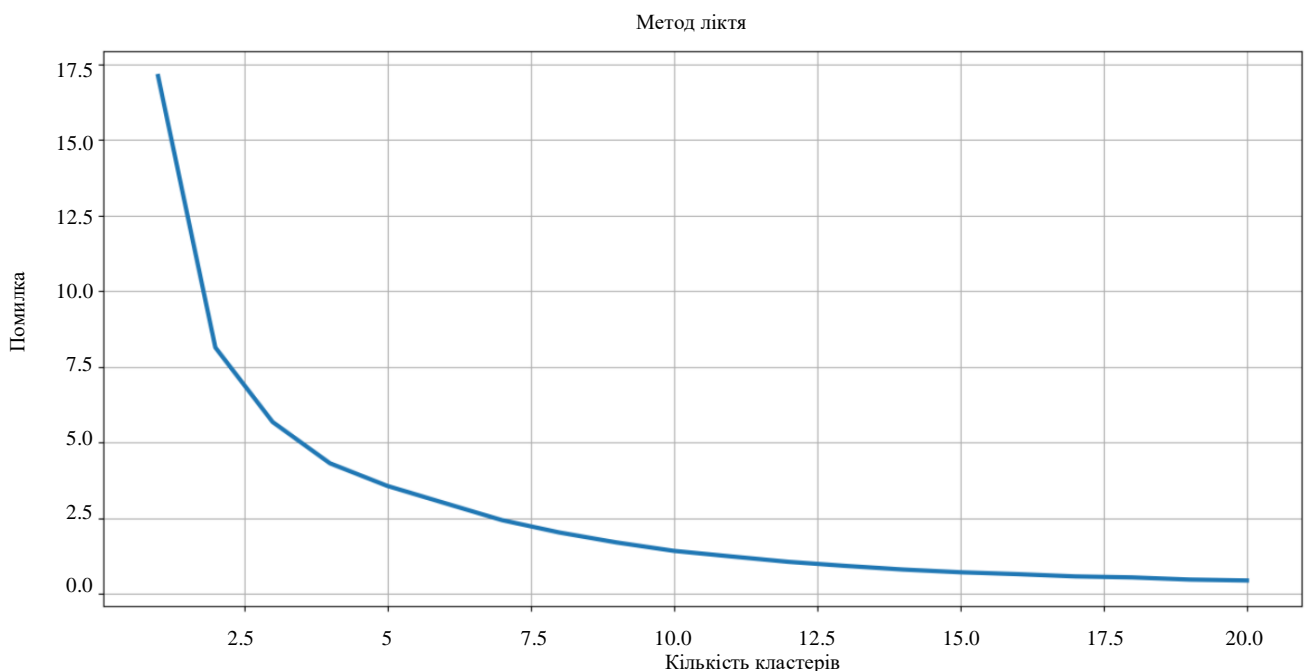


Рисунок 2.13 – Визначення оптимальної кількості кластерів за методом ліктя

За кривою вибираємо 11 кластерів. Саме на таку кількість груп будемо розбивати 183 об'єкти. На рисунку 2.14 показано результати розбиття за координатами фотоелектричних станцій.

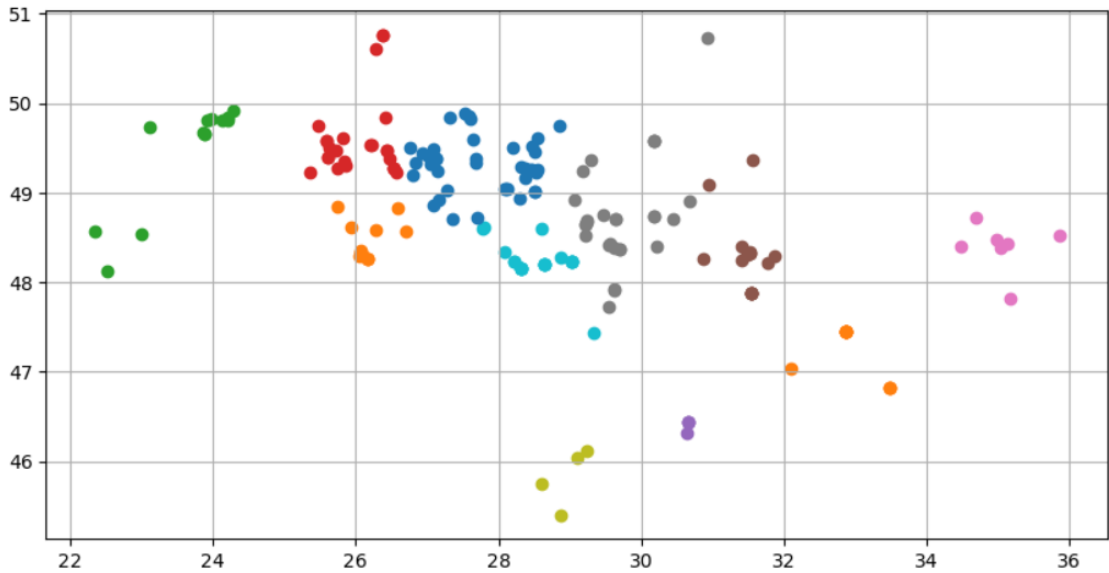


Рисунок 2.14 – Поділ об'єктів генерування за координатами за алгоритмом k-means (11 кластерів)

Кластеризація станцій за координатами та графіками генерування кардинально не змінилось, лише незначно уточнилась (див. рис. 2.15).

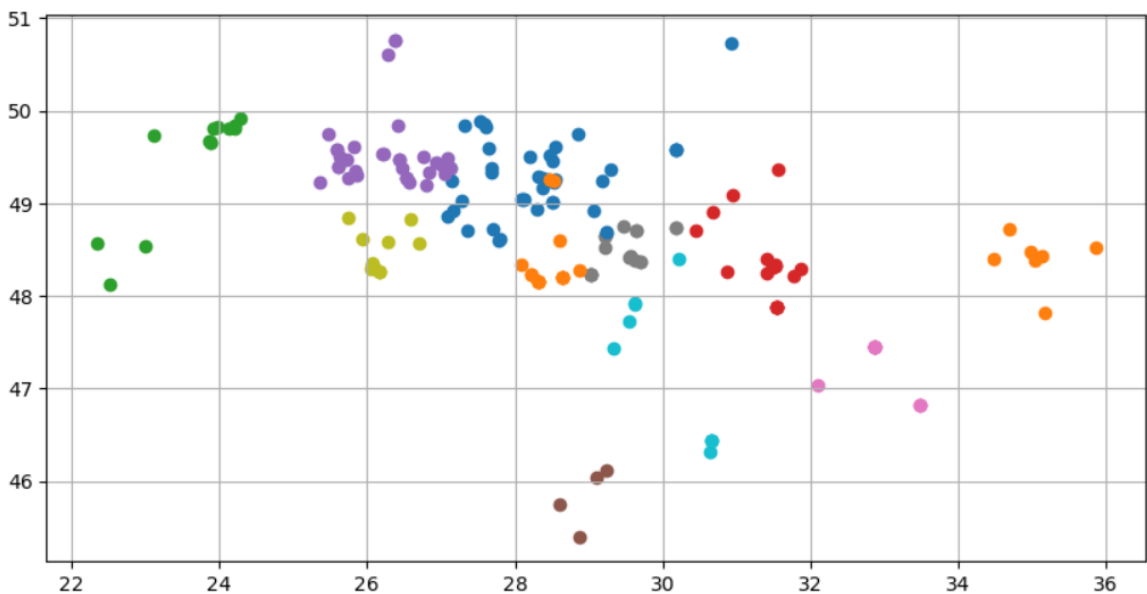


Рисунок 2.15 – Поділ об'єктів генерування за координатами та генерованою потужністю за алгоритмом k-means (11 кластерів)

Отримані результати поділу на групи за методом k-means за такими вихідними даними є більш раціональним і буде використовуватись для подальшого аналізу.

Кластеризація, проведена для центроїдів визначених за даними травня 2024 на даних за червень 2024 року, дозволила визначити зміну групи деякими фотоелектричними станціями. Розглянемо з них станції під номерами 92, 101, 211 та 253 (рис. 2.16).

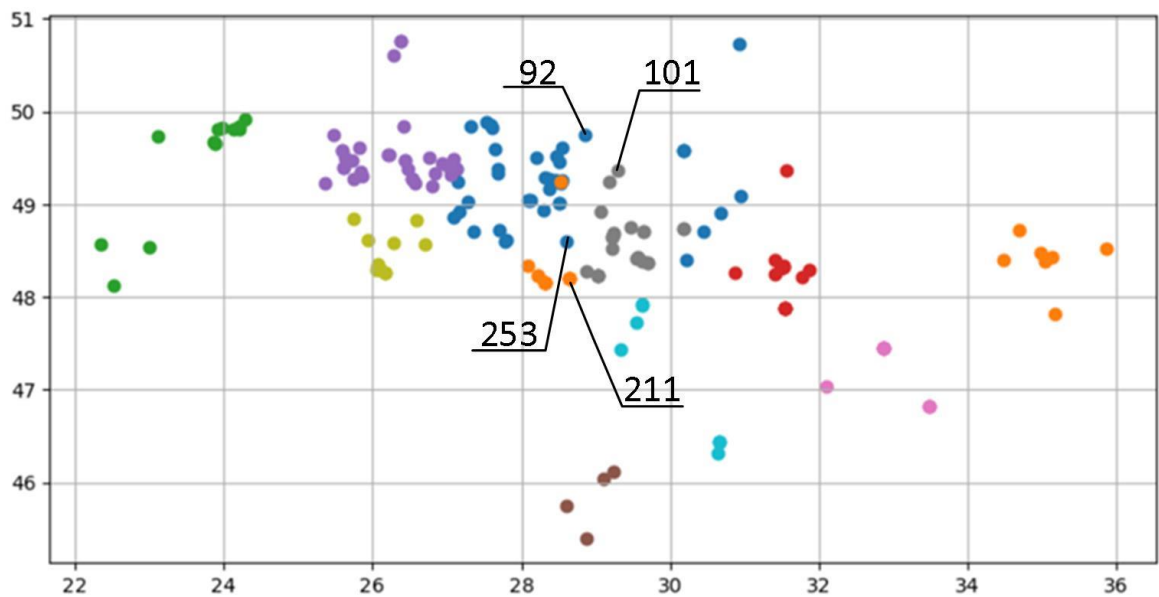
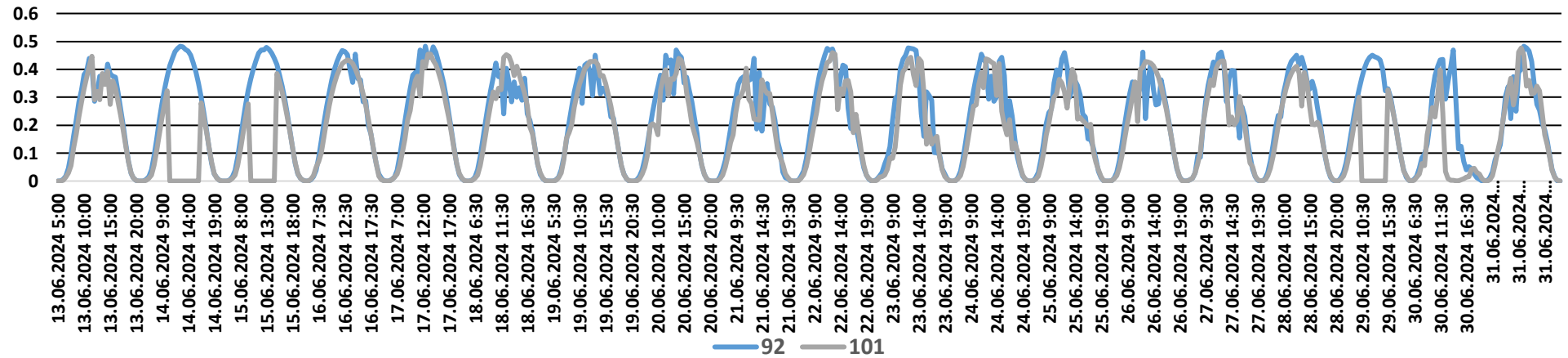


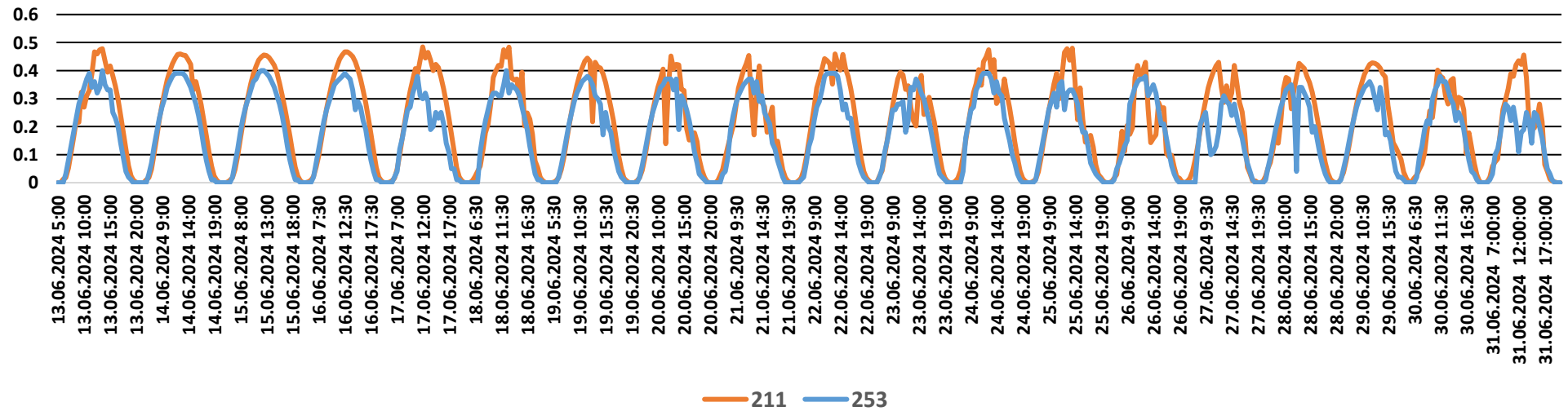
Рисунок 2.16 – Результати кластеризації за даними червня 2024 року

Більш детальний аналіз отриманих результатів показав, що група станцій, серед яких станція 101 змінили групу через систематичні обмеження, що є, останнім часом, звична практика коли система є профіцитною. В наведеному пів годинному графіку (див. рис. 2.17 а) це 14.06.2024, 15.06.2024 та 29.06.2024, що зумовило перехід з «синьої» до «сірої» групи.

Станція 253, не дивлячись на приведення вихідних графіків до встановленої потужності, показує систематичну недогенерацію (див. рис. 2.17 б), а тому це об'єкт, який потребує проведення моніторингового дослідження. Ці дослідження були проведені у липні 2024 і виявили значну деградацію фотомодулів. Результати визначення ВАХ наведені в додатку Г.



a)



б)

Рисунок 2.17 – Пів годинні графіки станцій під номерами 92, 101, 211 та 253

2.4 Висновки до розділу 2.

В розділі проаналізовані основні проблеми реалізації моніторингу на промислових фотоелектричних станціях. Оскільки основним елементом станцій прямого перетворення сонячного випромінювання є фотоелектричні модулі (ФЕМ), то розроблено методи та алгоритм моніторингу їх технічного стану.

Визначено, що застосування тепловізійного контролю вимагає великої інформаційної бази та постійного вдосконалення методів та ідентифікації дефектів, оскільки навіть візуально схожі дефекти можуть свідчити про різні несправності фотоелектричних модулів. Для цього необхідно використовувати алгоритми, які визначають несправності ФЕМ. Враховуючи значні площі, які займають промислові фотоелектричні станції, окреслено можливості безпілотних літальних апаратів для розв'язання задач моніторингу.

Показано, що для оброблення великих масивів даних, отриманих літальними апаратами, і виявлення серед них ФЕМ з критично низькою продуктивністю, ефективним є застосування методу кластеризації. Метод дозволяє сформувати групи ФЕМ, стрингів і ФЕС зі схожими характеристиками. Для цього необхідно відповідним чином проаналізувати і підготувати вихідну інформацію. Показано, що коли йдеться про погодинні або пів годинні графіки генерування взяті з АСКОЕ, то ефективним є математичний апарат аналізу часових рядів.

В роботі на основі порівняння методів DBSCAN та k-means вибрано метод, який дозволяє на основі координат об'єктів генерування та пів годинних графіків генерування виконати поділ на групи з відносно простою інтерпретацією результатів. Обґрунтовано метод, який створює можливості застосування безпілотних авіаційних систем для автоматизованого аналізу фотоелектричних установок. Цей метод може бути застосований як в інфрачервоному (ІЧ), так і в видимому діапазоні спектру. Обидва випадки

вимагають специфічного налаштування певних параметрів, що призводить до різної поведінки БПЛА під час автоматизованих польотів. Точна класифікація цих явищ на знімках у видимому та інфрачервоному діапазонах є предметом подальших досліджень, тоді як ця робота детально фокусується на самому процесі підготовки даних. Крім того, в поточному стані вона може бути використана для оптимізації траєкторії польоту, що впливає не тільки на експлуатаційні витрати, але й на законодавчі вимоги та вимоги безпеки до цих процедур. Подальші дослідження можуть призвести до створення повністю автоматизованого механізму.

Для вибору станцій з аномаліями, які потребують проведення моніторингу їх технологічних параметрів, необхідно розробити метод, що дозволить би за доступними параметрами це зробити. Оскільки такими параметрами є графіки генерування електричної енергії окремими станціями, які можуть надаватись системою АСКОЕ з годинною або пів годинною дискретністю, то потрібно підготувати ці данні для подальшого аналізу. Для цього необхідно розробити відповідне програмно-апаратне забезпечення, яке б дозволяло уточнювати природу і причини зниження продуктивності ФЕМ і ФЕС в цілому.

РОЗДІЛ 3

ОЦІНЮВАННЯ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ОБЛАДНАННЯ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ ПРОГРАМНО-АПАРАТНИМИ ЗАСОБАМИ

3.1 Загальні вимоги та умови оцінювання технічного стану обладнання фотоелектричних станцій

На сьогодні відновлювані джерела енергії, в тому числі ФЕС, займають чільне місце в балансі потужності та електроенергії електроенергетичних систем (ЕЕС). Через нестабільність їх генерування виникають проблеми з балансуванням потужності та електроенергії в ЕЕС. На нестабільність вироблення електроенергії впливають як метеорологічні умови, так і технічний стан обладнання ФЕС. Особливо гострою проблема нестійкого генерування ФЕС проявляється тоді, коли вони вимушені працювати з ЕЕС згідно прогнозованого на наступну добу погодинного графіка генерування, який відповідним чином затверджується [47]. Невідповідність фактичного і планового графіків генерування тягне за собою штрафні санкції, які зменшують економічну ефективність ФЕС. Виникає обґрунтована необхідність більш відповідально відноситися до планових та фактичних графіків генерування ФЕС, а також до реальних можливостей виробляти ними електроенергію у відповідному обсязі [48].

Для участі ФЕС в процесі балансування потужності й електроенергії в ЕЕС необхідно знати їх поточний технічний стан і перспективи щодо можливості вироблення електроенергії в заданому об'ємі для того, щоб ефективно і без штрафних санкцій приймати участь в балансуванні режимів ОЕС України. В оцінюванні технічного стану ФЕС для планування виробітки електроенергії і планування доцільності витрат на ремонт ФЕС зацікавлений також інвестор. Зокрема йдеться про залишковий ресурс ФЕС по відношенню до розрахункового на початок експлуатації. Це висуває відповідні умови щодо

методів і засобів оцінювання технічного стану ФЕС. Особливе місце тут займають фотоелектричні модулі (ФЕМ), для яких природним є зменшення з часом їх продуктивності (деградація) [49, 50]. Щодо ФЕМ, то необхідно контролювати коефіцієнти-індикатори, які вказують на аномальну роботу ФЕМ у стрінгу і фактично сигналізують на наявність проблеми в його роботі. Програмно-апаратний комплекс (ПАК) має дозволяти перевіряти стан контактних з'єднання ФЕС і визначати чи опори контактних з'єднань знаходяться в допустимих межах. За необхідності формується база даних з використанням квадрокоптера. За допомогою тепловізора і пірометра здійснюється обстеження ФЕМ на предмет дефектів, що проявляються областями з температурою, вищою за температуру справних ФЕМ. На ФЕМ виявляються дефекти елементів, які обстежуються детальніше. Для визначення міри працездатності ФЕМ формується база даних для побудови і порівняння окремих вольт-амперних характеристик (ВАХ). Інформація передається на ноутбук, де обробляється розробленою програмою для виявлення та діагностування появи дефектів або несправностей (див. п. 2.3), а також визначаються коефіцієнти залишкового ресурсу і коефіцієнти-індикатори аномальної роботи ФЕМ. За цими результатами приймається рішення щодо доцільності подальшої експлуатації ФЕМ. Визначається можливість їх відновлення або повної заміни.

Тобто, виникає задача підтримки програмно-апаратним комплексом енергоефективності обладнання ФЕС, що гарантуватиме очікуваний рівень генерування електроенергії в ЕЕС. При цьому також існує необхідність контролю за їх роботою для забезпечення надійності електропостачання, покращання SAIFI I SFIDI електричних мереж енергосистем [51]. Завданням є розроблення програмно-апаратного комплексу для моніторингу, класифікації та виявлення несправностей (пошкоджень) роботи ФЕС та ідентифікація її технічного стану з врахуванням ретроспективних даних.

3.2 Програмно-апаратний комплекс діагностування технічного стану обладнання фотоелектричних станцій

3.2.1 Структура програмно-апаратного комплексу оцінювання технічного стану обладнання ФЕС

Можна виділити три способи діагностування пошкоджень ФЕС: 1) шляхом візуального огляду, що потребує значних витрат часу та зусиль; 2) за допомогою обробки зображень, яка може бути розділена на термографію, електролюмінесценцію та УФ-флуоресценцію, що передбачає використання безпілотних технологій та іноді вимагає відключення станції від мережі; 3) за допомогою аналізу електричних вимірювань, який можна отримати за допомогою встановленої системи моніторингу [52]. Перші два способи полягають у використанні ретроспективних даних для формування моделі поточного стану ФЕМ. Також потрібно враховувати обмеження диспетчера на потужність генерування ФЕС, тобто коли ФЕС працює не з максимальною доступною потужністю, а з заданою диспетчером, визначеною на основі системних завдань щодо балансування режимів ЕЕС. Це означає, що інвертори не працюють у режимі відстеження максимальної потужності, а замість цього вони намагаються досягти оптимального значення генерування, що встановлене диспетчером. Отже, максимальне сертифіковане значення потужності, що використовується для виявлення пошкоджень, не коректно використовувати при виявленні технічного стану для ФЕС, які підключені до мережі і експлуатуються у невідповідних умовах.

Запропонований метод формування програмно-апаратного комплексу оцінювання технічного стану ФЕС базується на двох етапах:

1. Моделювання, в ході якого складається математична модель процесу функціонування ФЕС на основі ретроспективних даних про їх роботу з визначенням зони нечутливості та формування нейро-нечіткого алгоритму генерування;

2. Процес моніторингу та прогнозування з метою виявлення та діагностування появи дефектів або несправностей, при якому система працює в режимі реального часу, контролюючи технічний стан ФЕМ.

Запропонований метод працює наступним чином (див. рис. 3.1). Накопичуються дані про значення потужності генерування станції та струмах стрінгів за певних метеорологічних факторах (Блок 1), поточні значення метеорологічних факторів порівнюються з ретроспективними (Блок 5), формується множина таких наборів, при яких метеорологічні фактори не виходять за зону нечутливості, межі якої визначені критеріальним методом (Блок 4). Поточне значення потужності порівнюється з ретроспективним, при однакових чи наближених метеорологічних факторах з сформованої множини (Блок 6). Для додаткової перевірки та виключення похибки, пропонується також потужність генерування порівнювати з розрахунковим значенням, визначеним з використанням нейро-нечіткої мережі (Блок 3) (навчальна вибірка і система логічних рівнянь попередньо коригується експертами з врахуванням особливостей роботи конкретної станції (Блок 2)). У випадку невідповідності поточного значення ретроспективному і розрахунковому, робиться висновок про потребу додаткових досліджень, а саме розрахунок коефіцієнтів-індикаторів для локалізації області пошуку пошкодженої панелі та визначення коефіцієнту залишкового ресурсу (Блок 7), що дозволить ідентифікувати стан панелі (Блок 8) та спрогнозувати розвиток дефекту.

Отримані дані фільтруються і коригуються у разі планового припинення роботи обладнання станції, вимушене обмеження роботи, тощо. Створюється нейро-нечітка мережа, яка дозволяє визначати генерування в залежності від метеорологічних факторів. Для встановлення зони нечутливості запропоновано використовувати критеріальний метод [53]. Особливістю використання критеріального методу є те, що оцінка чутливості здійснюється у відносних одиницях, оскільки визначення зони нечутливості в іменованих одиницях пов'язано з низкою складностей. Поточні значення генерування

порівнюється з ретроспективним, при таких же або наближених значеннях метеорологічних факторів. Якщо значення відхилення виходить за зону нечутливості, то потрібно проводити додаткові дослідження, а саме контролювати значення струмів стрінгів (визначати індикатори аномальної їх роботи) і визначати той, в якому є пошкоджені панелі.

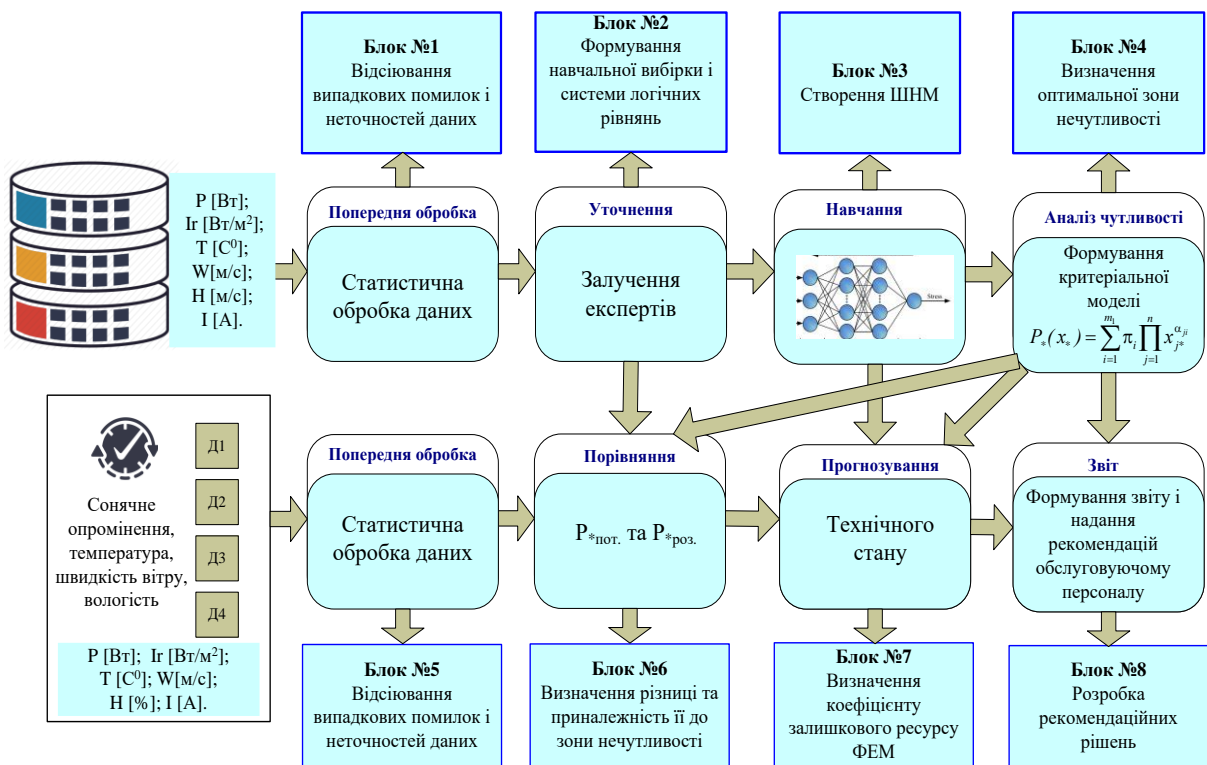


Рисунок 3.1 – Логічна схема оцінювання технічного стану ФЕС

Поступове збільшення відхилення коефіцієнтів-індикаторів аномальної роботи ФЕМ, визначених за ретроспективними даними і поточними, свідчить про розвиток дефектів. Визначення тенденції зміни цих коефіцієнтів дозволяє прогнозувати розвиток дефектів [53].

Визначення оптимальної зони нечутливості визначається за допомогою теорії чутливості [52, 54, 55]. Зокрема в [54] показано, що основні проблеми полягають у розробці відповідних математичних моделей, які враховують динаміку досліджуваного об'єкта. Складність задач визначення впливу

технічного стану обладнання ФЕС на його генерування, головним чином, мають багаторівневу територіальну і часову ієрархією та характеризуються випадковим характером збурень, що діють на системи, зміною в часі параметрів досліджуваних об'єктів, багатомірністю та нелінійним характером останніх.

Не дивлячись на те, що багато задач визначення технічного стану динамічних систем знайшли свій розв'язок, подальше їх розповсюдження та вдосконалення залишається актуальним, у зв'язку з широким впровадженням сучасних засобів обчислювальної техніки та інформаційних технологій [56]. Впровадження їх у SCADA передбачає широку автоматизацію основних функцій процесу керування ВДЕ: збору та обробки інформації, прийняття рішень з управління станами, їх техніко-економічного аналізу та автоматизації основних функцій керування з врахуванням обмежень, які зумовлені зміною технічного стану обладнання ВДЕ, метеорологічних факторів, вимогами системного оператора. Сукупність сучасних ЕОМ, математичних методів моделювання та вимірювальних технічних засобів, що реалізують ідентифікацію технічного стану, дозволяє перейти на якісно новий рівень визначення технічного стану ФЕМ, використовуючи макромодельювання [57].

3.2.2 Формування даних для оцінювання технічного стану ФЕС.

Роботу запропонованого комплексу розглянемо на прикладі моніторингу дефектів ФЕМ (див. рис. 3.2). Процес моніторингу починається з обльоту поля фотоелектричної станції квадрокоптером. Огляд з використанням камер з різними матрицями дозволяє виконувати візуалізацію як у видимому спектрі, так і мультиспектральному. Це допомагає визначити осередки дефектів в межах поля. Вся інформація, отримана під час обльоту, передається в базу даних (БД) через блок збору даних з квадрокоптера. При цьому кожному осередку присвоюються координати на полі ФЕС. За необхідності деякі осередки досліджуються за допомогою ручного тепловізора та пірометра.

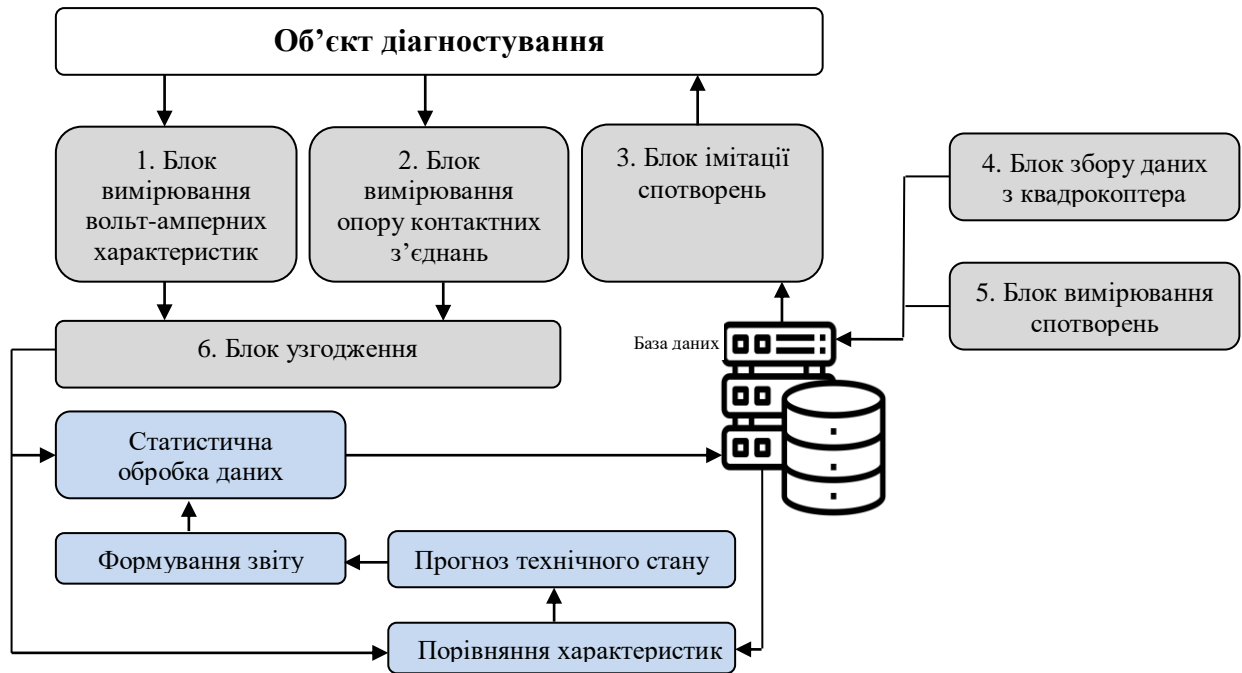


Рисунок 3.2 – Блок-схема програмно-апаратного комплексу оцінювання технічного стану ФЕМ

Вплив виявлених дефектів на ефективність фотоелектричної електростанції оцінюється в кілька етапів:

- оцінюються спотворення кривої напруги, що виникають в електромережі без фотоелектричних систем (блок вимірювання спотворень);
- вимірюються контактні опори проводів окремих стрінгів з несправними панелями (блок вимірювання опору контактних з'єднань);
- імітація спотворень (блок імітації спотворень) та запуск окремих інверторів із стрінгами з несправними сонячними панелями, вимірювання електричних параметрів та спотворень кривої напруги та струму (блок вимірювання спотворень);
- вимірювання вольт-амперних характеристик стрінгів, що містять несправні ФЕМ (блок вимірювання вольт-амперних характеристик);
- за необхідності вимірюється вольт-амперна крива окремих несправних ФЕС (блок вимірювання вольт-амперних характеристик).

Отримані результати вимірювань зіставляються шляхом їх узгодження з

окремими погодними умовами, що переважали під час вимірювань (блок зіставлення). Потім вони статистично обробляються для видалення викидів та переносяться до бази даних.

Наступний крок – порівняння отриманих результатів вимірювань з попередніми вимірюваннями, проведеними на тому ж об'єкті.

Якщо є розбіжність між поточним значенням та розрахунковими значеннями, робиться висновок про необхідність подальших досліджень, а саме про розрахунок коефіцієнтів-індикаторів для визначення області пошуку пошкодженої панелі, оскільки не всі дефекти, виявлені на попередньому кроці, впливають на ефективність фотоелектричної системи. Також визначається коефіцієнт залишкового ресурсу, який можна використовувати для ідентифікації стану панелі та прогнозування розвитку дефекту.

Створюється нейро-нечітка мережу, яка дозволяє визначити генерацію залежно від метеорологічних факторів. Для визначення зони нечутливості запропоновано використання критеріального методу [58]. Особливістю використання критеріального методу є те, що оцінка чутливості проводиться у відносних одиницях, оскільки визначення зони нечутливості в номінальних одиницях пов'язане з низкою труднощів.

Поступове збільшення відхилення коефіцієнтів-індикаторів аномальної роботи системи сонячних панелей, визначених за ретроспективними та поточними даними, свідчить про розвиток відмов. Визначення тенденції змін цих коефіцієнтів дозволяє прогнозувати розвиток відмов [55]. Застосування теорії чутливості та оптимальної зони нечутливості дозволяє перейти до оцінки часового інтервалу та групування систем сонячних панелей за причинами погіршення стану. Досвід такого підходу в динамічних системах, включаючи ЕЕС з відновлюваними джерелами енергетики, стани яких змінюються в часі та просторі, є позитивним [54, 56, 57].

Зокрема, у [56] зазначено, що основними проблемами є розробка відповідних математичних моделей, що враховують динаміку досліджуваного об'єкта. Складність завдань, пов'язаних з визначенням впливу технічного стану фотоелектричної станції на її генерування, є переважно багаторівневою просторово-часовою ієрархією та характеризується випадковим характером збурень, що впливають на системи, змінами параметрів досліджуваних об'єктів з часом, а також багатовимірністю та нелінійністю останніх.

Незважаючи на те, що багато завдань, пов'язаних з визначенням технічного стану динамічних систем, знайшли свої рішення, їх подальше поширення та вдосконалення залишаються актуальними завдяки широкому впровадженню сучасних обчислювальних та інформаційних технологій [59]. Їх реалізація в системі SCADA вимагає масштабної автоматизації основних функцій процесу керування ВДЕ: збору та обробки даних, прийняття рішень в управлінні станом, їх техніко-економічного аналізу, а також автоматизації основних функцій керування з урахуванням обмежень, спричинених змінами технічного стану обладнання ВДЕ, метеорологічними факторами та вимогами системного оператора.

Поєднання сучасних комп'ютерів, методів математичного моделювання та вимірювальних приладів, що реалізують ідентифікацію технічного стану, дозволяє вийти на якісно новий рівень визначення технічного стану ФЕМ за допомогою макромоделювання [60].

3.3 Програмне забезпечення оцінювання технічного стану ФЕС.

Аномальну роботу ФЕМ у стрінгу пропонується оцінювати за допомогою коефіцієнтів-індикаторів, які вказують на наявність проблеми в його роботі. На основі результатів аналізу експериментальних даних, отриманих за допомогою ПАК, визначаються вольт-амперна характеристика (ВАХ) та коефіцієнти залишкового ресурсу ФЕМ. При цьому враховується

чутливість характеристик ФЕМ до змін контрольованих метеорологічних факторів [55].

Процедура розрахунку коефіцієнтів-індикаторів така. Визначається:

1. Різниця у відсотках між середнім значенням струму стрінгів I_{cp} і поточним значенням струму генерування конкретного досліджуваного стрінга I_i :

$$k_1 = \frac{\sum_{i=1}^n (I_{cp} - I_i)}{I_{cp}} 100\% . \quad (3.1)$$

2. Максимальна різниця у відсотках між середнім значенням струму стрінгів I_{cp} і поточним значенням струму генерування конкретного досліджуваного стрінга I_i :

$$k_2 = \max \frac{(I_{cp} - I_i)}{I_{cp}} 100\% . \quad (3.2)$$

3. Різниця у відсотках між середнім струмом всіх стрінгів I_{cp}^{\max} та струмом стрінга I_i^{\max} в точці максимального генерування:

$$k_3 = \frac{I_{cp}^{\max} - I_i^{\max}}{I_{cp}^{\max}} . \quad (3.3)$$

4. Різниця у відсотках між середнім значенням струму всіх стрінгів I_{cp}^{\min} та струмом стрінга I_i^{\min} в точці мінімального генерування:

$$k_4 = \frac{I_{cp}^{\min} - I_i^{\min}}{I_{cp}^{\min}} . \quad (3.4)$$

На рисунках 3.3 та 3.4 наведено приклади пошкоджень ФЕМ, виявлених за допомогою розробленого апаратно-програмного комплексу.

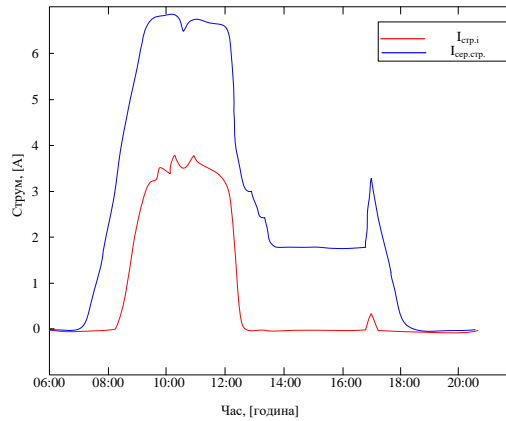


Рисунок 3.3 – Несправності давача струму

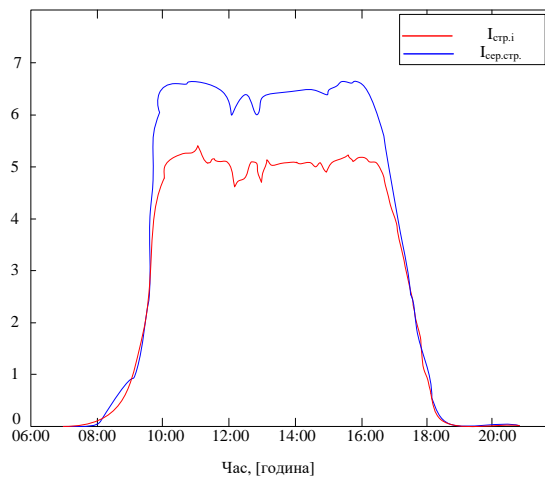


Рисунок 3.4 – Наявності «гарячих точок»

Питання подальшої роботи системи ФЕМ вирішується за значеннями їх коефіцієнтів залишкового ресурсу. Оскільки вихід з ладу кожного вузла ФЕМ призводить до погіршення роботи всього ФЕМ, загальний коефіцієнт залишкового ресурсу (КЗР) отримується з виразу [61]:

$$k_{pec} = \prod_{j=1}^d k_j^{p_j}, \quad (3.5)$$

де k_j – коефіцієнт залишкового ресурсу ФЕМ по j -му діагностичному параметру;

d – кількість діагностичних параметрів;

$p_j = n_j / m$ – ймовірність відхилень контрольованого параметра від гранично допустимого нормованого значення цього параметра;

n_j – кількість відхилень контрольованого параметра від гранично допустимого нормованого значення цього параметра, які були виявлені шляхом контролю j -го діагностичного параметра з загальної кількості виявлених відхилень контрольованих параметрів від гранично допустимого нормованого значення,

m – загальна кількість виявлених відхилень контрольованих діагностичних параметрів від їх гранично допустимих нормованих значень.

Для створення математичної моделі коефіцієнта залишкового ресурсу ФЕМ були використані параметри, кожен з яких дозволяє зробити висновки про стан ФЕМ (див. рис. 3.5). Жоден з цих параметрів повністю не характеризує технічний стан ФЕМ, він лише вказує на певні зміни в технічному стані ФЕМ, що призводить до зниження їх продуктивності. На цьому етапі для вирішення задачі використовуються методи теорії нечітких множин. Це дозволяє враховувати значення різних діагностичних параметрів під час діагностування ФЕМ та створювати правила їх взаємного впливу. З навчальних даних була створена та скоригована вибірка, з якої отримана аналітична залежність коефіцієнта залишкового ресурсу ФЕМ від діагностичних параметрів у вигляді полінома. Отримана залежність використовується в програмному забезпеченні для мікропроцесорних пристроїв діагностування ФЕМ.

$$k_{\text{рес.}i1} = f(x_{i1}; \sigma_{i1}; c_{i1}) = e^{-\frac{(x_{i1}-c_{i1})^2}{2\sigma_{i1}^2}}, \quad (3.6)$$

де σ_{i1} та c_{i1} – числові параметри;

σ_{i1}^2 – дисперсія розподілу, а параметр c_{i1} – математичне сподівання;

i_1 – вхідний параметр нейро-нечіткої моделі, який відповідає діагностичному параметру,

x_{i1} – значення i_1 -го вхідного параметра моделі, $i = \overline{1, d}$.

Ці терми визначають стан ФЕМ від нормального до несправного і відповідне значення присвоюється КЗР. Значення цих коефіцієнтів коливаються від 1 (ФЕМ справний) до 0 (ФЕМ несправний). Значення КЗР групуються в набори: нормальні значення діагностичних параметрів (КЗР $\in 1-0,76$), стан ФЕМ з незначними відхиленнями діагностичних параметрів (КЗР $\in 0,75-0,51$), передаварійний стан (КЗР $\in 0,5-0,26$) – з передаварійними відхиленнями діагностичних параметрів, аварійний стан (КЗР $\in 0,26-0$) – з аварійними відхиленнями діагностичних параметрів.

Для знаходження значення загального коефіцієнта залишкового ресурсу використовується нечітка нелінійна авторегресійна модель КЗР ФЕМ. Ця модель формує нечітке нелінійне перетворення між значеннями коефіцієнтів залишкового ресурсу за діагностичними параметрами та загальним коефіцієнтом залишкового ресурсу ФЕМ:

$$k_{\text{рес.ФЕМ}} = F(k_1, \dots, k_d), \quad (3.7)$$

де F – нечітке функціональне перетворення.

Математична модель загального залишкового коефіцієнта ресурсу зводиться до вигляду наборів логічних рівнянь (див. рис. 3.6). Вихід моделі $k_{\text{рес.ФЕМ}}$ знаходиться як зрівноважена сума висновків бази правил, записаних у вигляді системи логічних рівнянь.

Якщо спостерігаються невеликі відхилення діагностичних параметрів, то за другим правилом

$$k_{\text{рес ФЕМ}} = \sum_{j_2=1}^{m_2} w_{j_2} \left(\begin{array}{l} a_{j_2 1} k_1 + a_{j_2 2} k_2 + a_{j_2 3} k_3 + \\ + a_{j_2 4} k_4 + a_{j_2 5} k_5 + a_{j_2 6} k_6 + c_{j_2} \end{array} \right), \quad (3.8)$$

де $0 \leq w_{j_2} \leq 1$ – ступінь виконання (вага) j_2 -го правила, яка визначається відповідністю реальних змін діагностичних параметрів ФЕМ, що відображені у другому правилі; m_2 – загальна кількість виявлених відхилень контрольованих діагностичних параметрів від їх гранично допустимих нормованих значень.

Налаштування моделі полягає у визначенні параметрів функцій належності та рівнянь виводу. Необхідно визначити середньоквадратичне відхилення $\sigma_{k_1} - \sigma_{k_6}$ та математичне очікування $c_{k1}, c_{k2}, c_{k3}, c_{k4}$ гаусових функції належності, параметри рівнянь висновку ($a_{11} - a_{44}, c_1 - c_4$). Для налаштування та адаптації структури розробленої моделі до реальних параметрів конкретної ФЕМ використовується адаптивна нейро-нечітка багатошарова мережа на основі моделі ANFIS прямого поширення.

$$\left. \begin{array}{l}
 \text{ЯКЩО } k_1 \in \text{"нормальне"} \text{ ТА } k_2 \in \text{"нормальне"} \\
 \text{ТА } k_3 \in \text{"нормальне"} \text{ ТА } k_4 \in \text{"нормальне"} \\
 \text{ТА } k_5 \in \text{"нормальне"} \text{ ТА } k_6 \in \text{"нормальне"} \\
 \text{ТО } k_{\text{ресФЕМ}} = a_{11}k_1 + a_{12}k_2 + a_{13}k_3 + a_{14}k_4 + \\
 + a_{15}k_5 + a_{16}k_6 \\
 \text{ЯКЩО } k_1 \in \text{"незначне відхилення"} \\
 \text{ТА } k_2 \in \text{"незначне відхилення"} \\
 \text{ТА } k_3 \in \text{"нормальне"} \text{ ТА } k_4 \in \text{"незначне} \\
 \text{відхилення"} \text{ ТА } k_5 \in \text{"незначне відхилення"} \\
 \text{ТА } k_6 \in \text{"незначне відхилення"} \\
 \text{ТО } k_{\text{ресФЕМ}} = a_{21}k_1 + a_{22}k_2 + a_{23}k_3 + a_{24}k_4 + \\
 + a_{25}k_5 + a_{26}k_6 \\
 \text{ЯКЩО } k_1 \in \text{"передаварійне"} \text{ ТА } k_2 \in \text{"пере-} \\
 \text{даварійне"} \text{ ТА } k_3 \in \text{"передаварійне"} \\
 \text{ТА } k_4 \in \text{"передаварійне"} \text{ ТА } k_5 \in \text{"перед-} \\
 \text{аварійне"} \text{ ТА } k_6 \in \text{"передаварійне"} \\
 \text{ТО } k_{\text{ресФЕМ}} = a_{31}k_1 + a_{32}k_2 + a_{33}k_3 + a_{34}k_4 + \\
 + a_{35}k_5 + a_{36}k_6 \\
 \text{ЯКЩО } k_1 \in \text{"аварійне"} \text{ ТА } k_2 \in \text{"аварійне"} \\
 \text{ТА } k_3 \in \text{"аварійне"} \text{ ТА } k_4 \in \text{"аварійне"} \\
 \text{ТА } k_5 \in \text{"аварійне"} \text{ ТА } k_6 \in \text{"аварійне"} \\
 \text{ТО } k_{\text{ресФЕМ}} = a_{41}k_1 + a_{42}k_2 + a_{43}k_3 + a_{44}k_4 + \\
 + a_{45}k_5 + a_{46}k_6 \\
 \dots
 \end{array} \right\}$$

Рисунок 3.6 – Математична модель коефіцієнта загального залишкового ресурсу

Математичну модель коефіцієнта загального залишкового ресурсу зведено до набору логічних рівнянь. На рисунку 3.7 показано приклад залежності вихідного параметра розробленої моделі від набору вхідних параметрів.

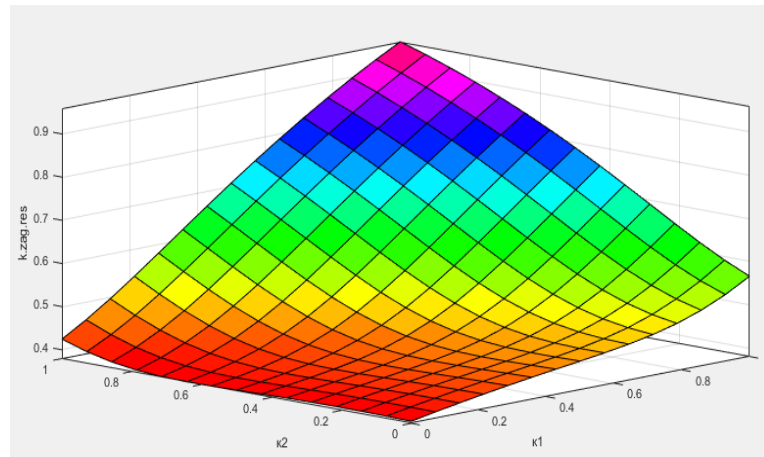


Рисунок 3.7 – Залежність коефіцієнта залишкового ресурсу ФЕМ від k_1 та k_2

3.4 Використання ПАК для оцінювання деградації ФЕМ

Пошкодження можна діагностувати трьома способами: 1) візуальним оглядом, який вимагає значного часу та зусиль; 2) за допомогою обробки зображень, яку можна розділити на термографію, електролюмінесценцію та УФ-флуоресценцію, яка використовує безпілотні технології, а іноді й вимагають відключення станції від мережі; 3) шляхом аналізу електричних вимірювань, які можна отримати за допомогою встановленої системи моніторингу [60]. Перші два методи полягають у використанні ретроспективних даних для моделювання поточного стану фотоелектричної системи. Також необхідно враховувати обмеження, встановлене оператором, на потужність генерації фотоелектричних систем, тобто ситуацію, коли фотоелектрична система працює не на максимальній доступній потужності, а на потужності, встановленій оператором, яка визначається завданнями балансування системи. Це означає, що інвертори не працюють у режимі відстеження максимальної потужності, а прагнуть досягти оптимального значення генерації, встановленого оператором. Таким чином, значення максимальної потужності, яке використовується для виявлення пошкоджень, не підходить для виявлення технічного стану підключених до мережі фотоелектричних електростанцій, що працюють у невідповідних умовах.

На рисунку 3.8 зображено апаратну частину комплексу для визначення технічного стану ФЕС, яка зібрана на платформі та може транспортуватися безпосередньо на ФЕС. За необхідності ПАК може бути оснащений квадрокоптером DJI Phantom 4 Multispectral, з якого будуть передаватися та використовуватися дані про результати дистанційного огляду ФЕС.



Рисунок 3.8 – Апаратна частина комплексу визначення технічного стану ФЕС

Було проведено експериментальне дослідження розробленої системи ПАК. Об'єктами дослідження були ФЕМ, встановлені на лабораторних стендах, та ФЕМ, встановлені на даху навчального корпусу факультету електроенергетичної техніки. Контактні з'єднання системи ФЕС та від ФЕС до інвертора та далі до лічильника електроенергії, перевіряються за допомогою приладу Актаком АММ-6015 (вимірювач опору). Опори контактних з'єднань знаходяться в допустимих межах. Для перевірки ФЕМ на наявність дефектів використовуються тепловізор (OWON Ti332) та пірометр (Venetech GM1250), які проявляються у вигляді ділянок з температурою, вищою за температуру справної ФЕМ. У ФЕМ виявлено кілька дефектних елементів, які були досліджені більш детально (див. рис. 3.9). Для визначення робоздатності ФЕМ та доцільності його подальшого використання визначено вольт-амперну характеристику.

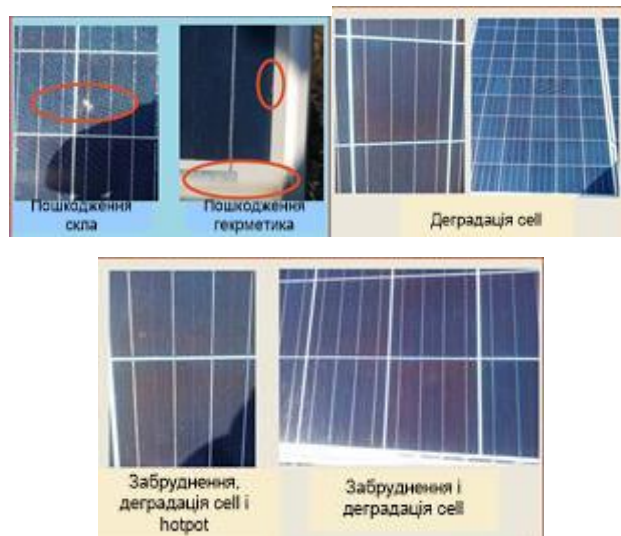


Рисунок 3.9 – Пошкодження виявлені на ФЕМ шляхом візуального огляду

На рисунку 3.10 показано, як тестер електробезпеки Solar PV150 для сонячних установок формує базу даних для побудови та порівняння окремих ВАХ. Дані передаються на ноутбук, де розроблена програма обробляє їх для виявлення та діагностики дефектів або неполадок.

Побудовані ВАХ для ФЕМ відображаються на екрані для візуального аналізу (див. рис. 3.11). Надалі дані з ФЕМ використовуються для визначення коефіцієнтів залишкового ресурсу та розрахунку коефіцієнтів-індикаторів аномальної роботи ФЕМ. На основі цих результатів приймається рішення про доцільність подальшого використання ФЕМ. Визначається можливість їх відновлення або повної заміни.



Рисунок 3.10 – Збір інформації для оцінювання ефективності генерування електроенергії даховою ФЕС

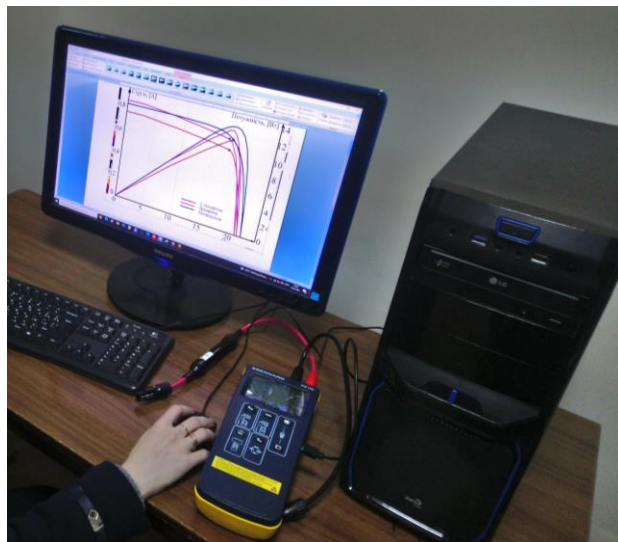


Рисунок 3.11 – Розрахунок ВАХ програмою виявлення та діагностування появи дефектів або несправностей ФЕС

Подібні вимірювання для оцінки ефективності виробництва електроенергії були проведені на кількох сонячних електростанціях у польових умовах.

3.5 Висновки до розділу 3.

На нерівномірність генерування ВДЕ впливають не лише метеорологічні фактори, а й технічний стан обладнання ФЕС. Оскільки ФЕМ експлуатуються в Україні досить нетривалий період і більшість ФЕМ є на гарантійному обслуговуванні, тому відповідно проблем з діагностуванням не виникало, а власники у разі виявлення пошкоджень замінювали ФЕМ по гарантії. Але з впровадженням процедури відшкодування гарантованому покупцю частки вартості небалансів електричної енергії для всіх виробників ВДЕ питання стабільного і прогнозованого генерування є більш актуальним, оскільки невідповідність заявленого генерування реальному передбачає фінансову відповідальність. Достовірне прогнозування генерування ФЕС неможливе без визначення їх технічного стану, адекватного планування обсягів і термінів ремонтних робіт і т.д. Також, треба враховувати, що деякі ФЕМ мають різні темпи деградації, що пов'язано з технологією виробництва та особливостями навколишнього середовища, в якому експлуатуються ФЕМ.

Розроблено метод діагностування ФЕМ в умовах неповноти початкових даних, який шляхом використання нейро-нечіткого моделювання дозволяє отримати поточне значення коефіцієнту залишкового ресурсу ФЕМ і, в залежності від результату, зробити висновок про один зі станів ФЕМ (справний, з незначними відхиленнями параметрів, передаварійний, аварійний) та зменшити похибку прогнозування такого стану. Під час випробувань, це дозволить виявити забруднення ФЕМ, несправності датчиків, а також пошкодження самих ФЕМ, наприклад наявність дефекту «гарячі точки», тощо.

Програмно-апаратний комплекс адаптований до обробки і аналізу масивів даних, отриманих літальними апаратами і попередньо оброблених методами аналізу часових рядів і кластеризації.

РОЗДІЛ 4

ВПЛИВ ДЕГРАДАЦІЇ ОБЛАДНАННЯ ФЕС НА РЕЗУЛЬТАТИ ГЕНЕРУВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Технічний стан електрообладнання суттєво впливає на продуктивність ФЕС і на їх прибутковість, що цікавить власників та інвесторів. Відновлення несправного обладнання вимагає часу та кваліфікованих кадрів, а також дорого коштує. Це стосується, в першу чергу, коштовного обладнання – фотоелектричних модулів та силових трансформаторів. Відмічається також, що зниження генерування електроенергії ФЕС в електричних мережах, на яку вони розраховували, призводить до порушення балансу електроенергії в них та погіршення якості електропостачання [63]. Це примушує мережі організувати і витратитися додатково на резервування електропостачання споживачів. Щодо самих ФЕС, то приходиться впроваджувати сучасні методи комп’ютерного діагностування та оснащення відповідними приладами тепловійного контролю, контролю ізоляції, тощо (рис. 4.1) [3, 64].

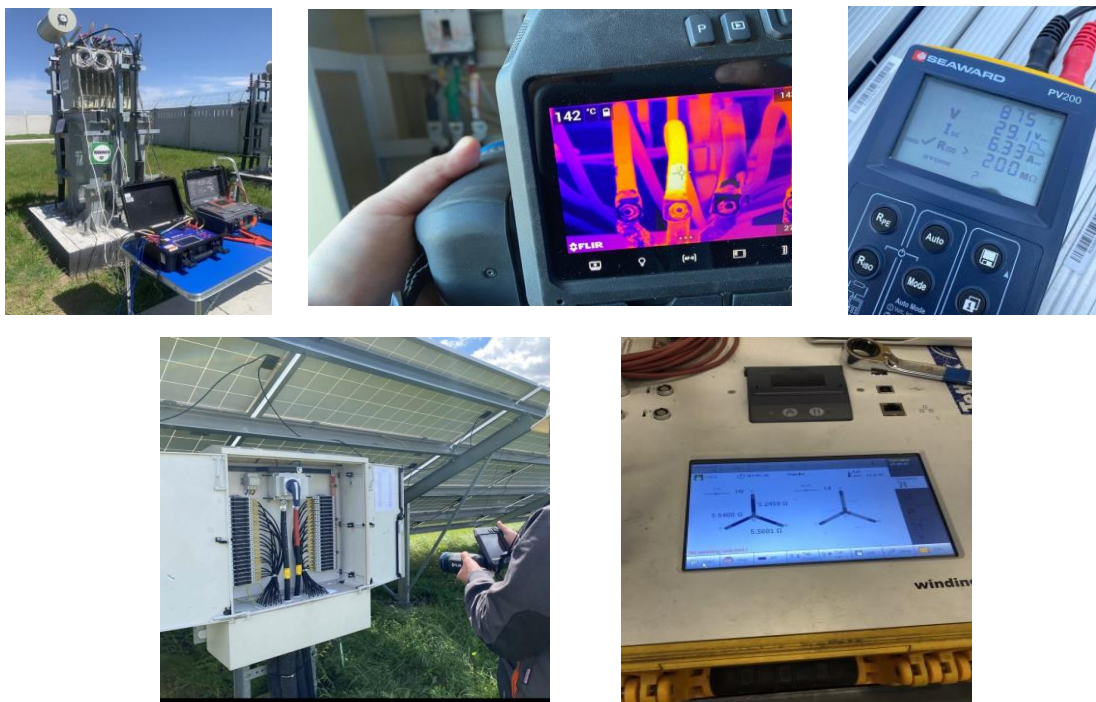


Рисунок 4.1 – Діагностування обладнання ФЕС

4.1 Вплив деградації фотоелектричних модулів на результати генерування ФЕС

4.1.1 Критерії дефектів, які виникають з використанням фотоелектричних модулів

Як приклад розглянуто ФЕС «Пороги» потужністю 4 МВт, кількість PV-модулів 18348 шт, площа 10 га (решта даних наведена в Додатку Г). Станція вибрана через те, що вона експлуатується 10 років і за попередніми даними потужність її суттєво зменшилася. Як виявилось, в першу чергу, через деградацію фотоелектричних модулів. За результатами тепловізійного обстеження було виявлено аномальні температурні відхилення поверхні ряду ФЕМ, градація ступенів дефектів наведена в Таблиці 4.1. Для усіх ФЕМ, на яких спостерігаються температурні відхилення, були зняті ВАХ. Дефектні ФЕМ наведені в Додатку Г 1–5.

Таблиця 4.1 – Градації температур

Case 1	Градiєнт низької температури ($\Delta T < 10 \text{ }^\circ\text{C}$)
Case 2	Помірний градiєнт температури ($10 \text{ }^\circ\text{C} < \Delta T < 20 \text{ }^\circ\text{C}$)
Case 3	Градiєнт високої температури ($\Delta T > 20 \text{ }^\circ\text{C}$)
Case 4	Неактивна комірка або область
Case 5	Гаряча точка у розподільчій коробці
PV-модулі, які відносяться до case 2, 3, 4 і 5 будуть вважатися несправними	

Для оцінки стану деградації ФЕМ, відповідно до заводських параметрів «Datasheet», виконано вибіркоче зняття ВАХ ФЕМ які не мають температурних відхилень (Додаток Г 6–7). Встановлено ряд характерних пошкоджень, які мають певні ознаки.

- 1) Гаряча точка (Hot spot).

Нагрів гарячої точки відбувається в модулі, коли його робочий струм перевищує найменший струм короткого замикання затіненої або несправної

комірки або групи комірок всередині модуля. Термограма ФЕМ показана на рисунку 4.2.

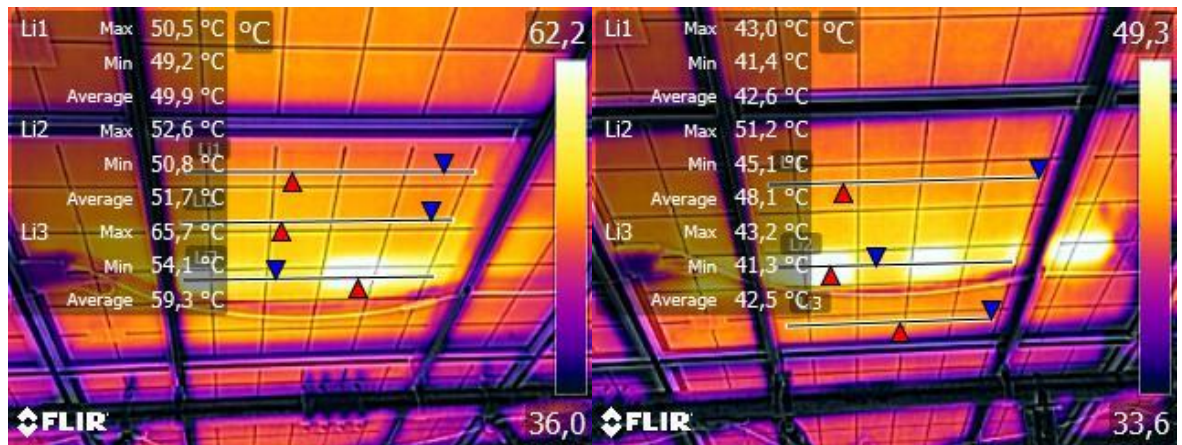


Рисунок 4.2 – Термографічне зображення гарячої точки

Як наслідок, при високих температурах, може відбуватись прогорання фотоелектричного модуля (див. рис. 4.3).



Рисунок 4.3 – Наслідки термічної дії гарячих точок

2) Непрацюючий сабстрінг (дефект діоду).

Під час вимірювання модуля в розімкненому контурі, напруга повинна становити приблизно $2/3$ або $1/3$ від V_{oc} в умовах STC (Standart Test Conditions), лише необхідно враховувати незначні коливання значення

напруги через температуру модуля/рівень освітленості. Свідчить про вихід з ладу одного або декількох байпасних діодів (рис. 4.4).

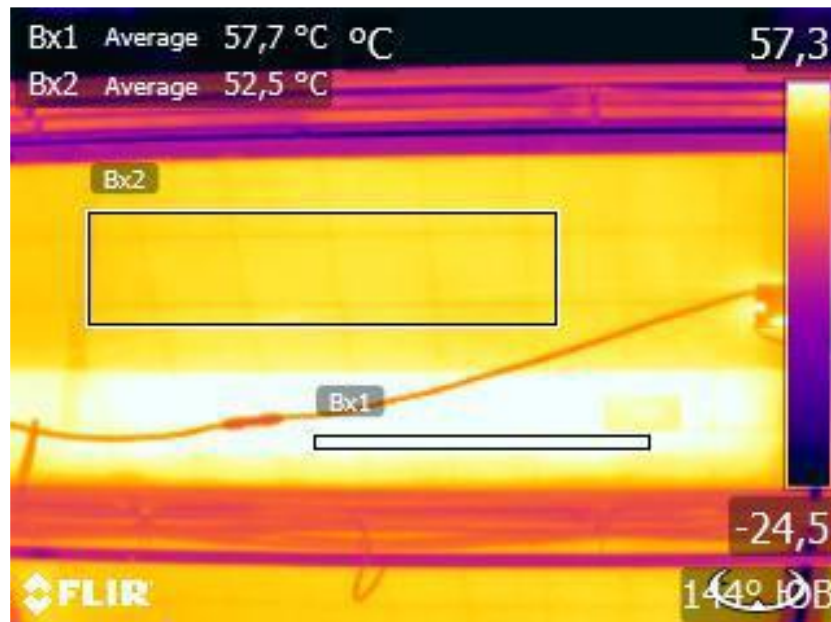


Рисунок 4.4 – Термографічне зображення дефекту сабстріngu (діоду)

3) Деламінація (відшарування).

Відшарування відбувається, коли зв'язок між пластмасою (ззаду) та склом (спереду) порушується, це показано на рисунку 4.5. Розшарування, що утворюють безперешкодний зв'язок між будь-якою частиною електричного кола і корпусом модуля, вважається основним дефектом. Це є проблемою для фотоелектричного модуля, оскільки це дозволяє повітрю та вологі просочуватись всередину, що призводить до корозії та руйнування.

Розшарування заднього аркуша може забезпечити можливість впливу на активні електричні компоненти, особливо під час того, коли модулі вологі. Такі фотоелектричні модулі потрібно негайно замінити. Як наслідок, через розшарування, пропускна здатність світла в даних фотоелектричних модулях зменшується.



Рисунок 4.5 – Візуальний вигляд відшарування

4) Пошкодження скла.

У більшості випадків, пошкодження скла спричинене зовнішніми умовами, як наприклад, при транспортуванні, під час монтажу або ж під час граду або викидання каміння. Дуже рідко скло пошкоджується через виробничі дефекти або дефекти матеріалу. В свою чергу, пошкодження скла може бути мимовільним або від удару (рис. 4.6).



Рисунок 4.6 – Механічне пошкодження ФЕМ

5) Пошкодження розподільчої коробки.

Розподільча коробка містить в собі байпасні (шунтуючі) діоди сонячного модуля. Байпасні діоди – це електричні компоненти, які, у разі потреби – наприклад, часткового затінення модуля, шунтують частину сонячних елементів і таким чином відсікають їх. На рисунку 4.7 показано термографічне зображення нагріву байпасного діоду в розподільчій коробці.

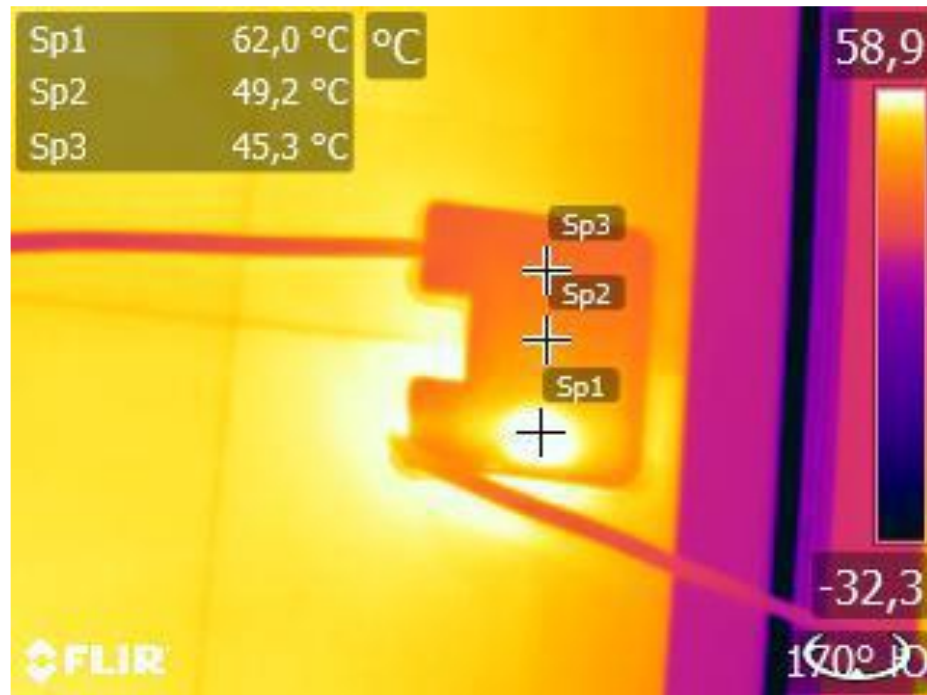


Рисунок 4.7 – Термографічне зображення нагріву байпасного діоду в розподільчій коробці

Оскільки розподільна коробка є закритою структурою, призначеною для захисту електрода модуля та байпасних діодів від зовнішнього середовища, то тепло, що виділяється сонячними елементами, які працюють у фотоелектричному модулі, погано розсіюється назовні. У результаті, температура всередині розподільної коробки може піднятися до понад 70 °C у сонячні літні дні. В свою чергу, байпасний діод працює при температурі понад 60 °C більше 70 годин на рік. За таких суворих умов струм витoku байпасного діода при зворотному зміщенні різко зростає при температурах вище 60 °C або подібних. Виявлено, що в таких випадках струм витoku був у 35 разів вищим, ніж виміряний при 25 °C, що може спричинити перепад температури та вихід з ладу обхідного діода. Несправні байпасні діоди або з'єднувальні контакти

можуть також спричинити перегрів та призвести до дуги в розподільчій коробці. Однак, встановлюються вогнестійкі матеріали, щоб вогонь не поширювався. Основні візуальні дефекти:

- зламані, потріскані або порвані зовнішні поверхні, включаючи надпласти, підкладки, рами та розподільчі коробки;
- зігнуті або неправильно вирівняні зовнішні поверхні, включаючи поверхню, основу, рами та розподільчі коробки настільки, наскільки може бути порушена установка та/або робота модуля;
- тріщина в комірці, поширення якої могло б видалити більше 10% площі цієї комірки з електричного кола модуля;
- розшарування або «бульбашки», що утворюють безперервний контакт між будь-якою частиною електричного кола і корпусом модуля;
- втрата механічної цілісності в тій мірі, в якій встановлення та/або робота модуля будуть порушені.

Також існують візуальні проблеми (дефекти) (рис. 4.8), які не впливають на продуктивність фотоелектричних модулів:

- загальні недоліки на передній/задній поверхні;



Рисунок 4.8 – Візуальні недоліки переднього скла

- «Равликові сліди» показано на рисунку 4.9.



Рисунок 4.9 – «Равликові сліди» на ФЕМ

Однак, у разі, якщо вихідні параметри таких фотоелектричних модулів відрізняються від заданих заводом-виробником, необхідно проводити лабораторний тест для виявлення причини проблеми. Умовно дефекти поділяють на заводські (пов'язані з браком при виробництві фотоелектричних модулів) та набуті в режимі експлуатації. До заводських можна віднести дефект шунтуючого діоду, коротке замикання комірок (hot spot), деламінування та природню деградацію фотоелектричних модулів. Затінення від порослі чи бруду, що призводить до перегріву комірок, можна відносити до набутих дефектів, оскільки це пов'язано із неправильним обслуговуванням фотоелектричних систем.

Також до набутих в процесі експлуатації дефектів відносяться будь-які дефекти, пов'язані із виходом з ладу стрінгів (збірок) фотоелектричних модулів. До них можна віднести пошкодження запобіжників, пошкодження конекторів фотоелектричних модулів, замикання на землю, механічне

пошкодження провідників. Термографічне зображення перегріву стрінгу ФЕМ показано на рис. 4.10.

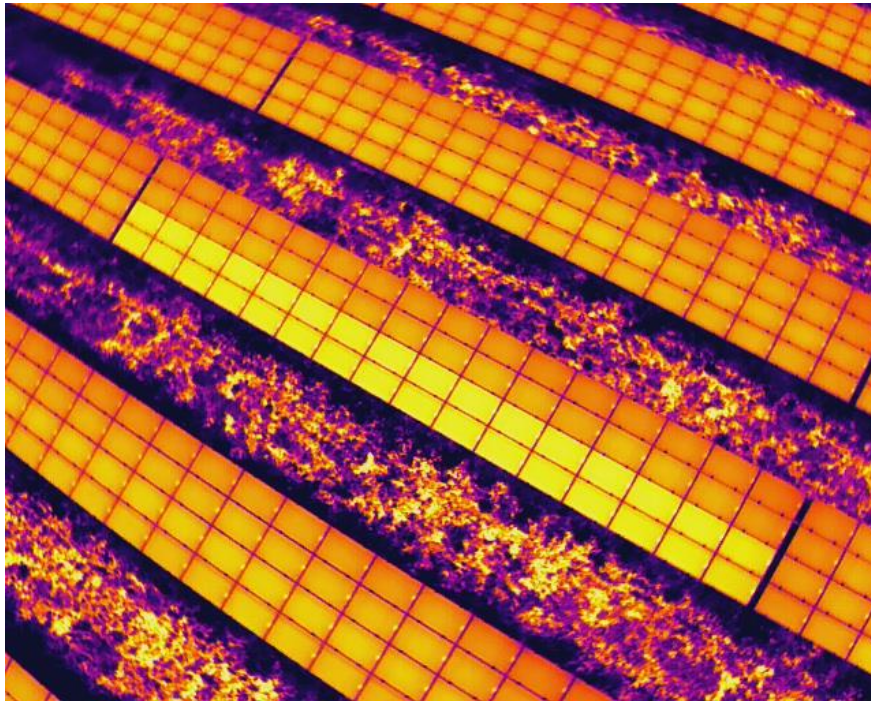


Рисунок 4.10 – Термографічне зображення перегріву стрінгу ФЕМ

4.1.2 Визначення методів та способів для діагностики стану фотоелектричних модулів

Фотоелектричні модулі, як і будь-яка система, потребують постійного контролю їх технічного стану. Якість ФЕМ – основний фактор, який впливає на отримання, перетворення та акумулювання енергії. Від даного показника прямо пропорційно залежить тривалість працездатності всієї електричної системи. Саме тому потрібне визначення методів діагностики ФЕМ, що допоможе запобігати їх пошкодженню та виходу з ладу усїєї станції. В загальному, методи діагностики ФЕМ можна поділити за ступенем важкості дефектів та простотою виявлення дефектів.

4.1.2.1 Візуальний огляд ФЕМ

Такий метод являє собою оцінку стану ФЕМ без додаткової допомоги приладів або ж технологічного втручання в процес. Дозволяє виявити

механічне пошкодження скла ФЕМ, забруднення чи затінення, візуальні косметичні дефекти («равликові сліди», потемніння чи помутніння скла).

4.1.2.2 Тепловізійний контроль ФЕМ

Такі методи діагностики в свою чергу поділяється на два підтипи: використання безпілотних літаючих апаратів (БПЛА) для проведення тепловізійного обстеження та використання тепловізора.

Метод БПЛА показав свою ефективність в останні роки, але його використання може бути розширено, щоб збільшити та спростити регулярні перевірки фотоелектричних електростанцій та змінити майбутнє процедур моніторингу фотоелектричних установок. Щоб цей метод повністю реалізував свій потенціал, його слід поєднувати з алгоритмами та технологіями автоматизації, такими як автоматичне планування маршруту та виявлення дефектів.

Повітряна діагностика ФЕМ використовує відеокамери та камери з інфрачервоною технікою (ІЧТ), які встановлені на БПЛА. Обладнання надає точні зображення в режимі реального часу, що дозволяє проводити інспекцію в короткий термін. Відповідно до мети перевірки та планування обстеження фотоелектричної установки, обстеження можна виконувати на різній висоті і напрямках для виявлення конкретних дефектів або несправностей, залежно від часу, доступного для перевірки.

Процес ІЧ-діагностики виконується в три етапи: отримання зображень, оцінка даних і дії з обробки термографічних зображень. На етапі отримання термограм, БПЛА повинен пролетіти за визначеним маршрутом (рис. 4.11), фіксуючи послідовні фотографії або відео для створення бази даних зображень, що охоплює всі модулі фотоелектричної установки. Оскільки акумулятори мають обмежену ємність зарядку, кожен політ має тривалість близько 20 хвилин.



Рисунок 4.11 – Побудова маршруту для обстеження квадрокоптером

Під час польоту необхідно контролювати погодні умови, швидкість вітру та відбиття сонячного світла, оскільки вони можуть вплинути на вимірювання та, як наслідок, на якість зображень. Крім того, необхідно контролювати швидкість БПЛА, орієнтацію та кут датчика ІЧ-камери, щоб уникнути самозатінення, розмитих зображень та інших відображень. Обстеження слід проводити в безхмарні, сонячні та ясні дні з мінімальною сонячною інтенсивністю 800 Вт/м^2 на площині фотоелектричного модуля, що перевіряється. Траєкторію та швидкість польоту слід планувати заздалегідь.

На основі отриманих даних і відомостей проводиться аналіз виявлених дефектів і несправностей і складається звіт про обстеження фотоелектричної установки. Термографічне зображення дефектів ФЕМ показано на рис. 4.12.

Дані з безпілотної літають дають більш широкий погляд на станцію, допомагають знаходити і виправляти несправності. Несправність одного PV-модуля знайти фізично важче, ніж це зробить квадрокоптер і якщо його не помітити, то це негативно вплине на параметри обладнання всієї системи і може розповсюдитись на інші фотоелектричні модулі.

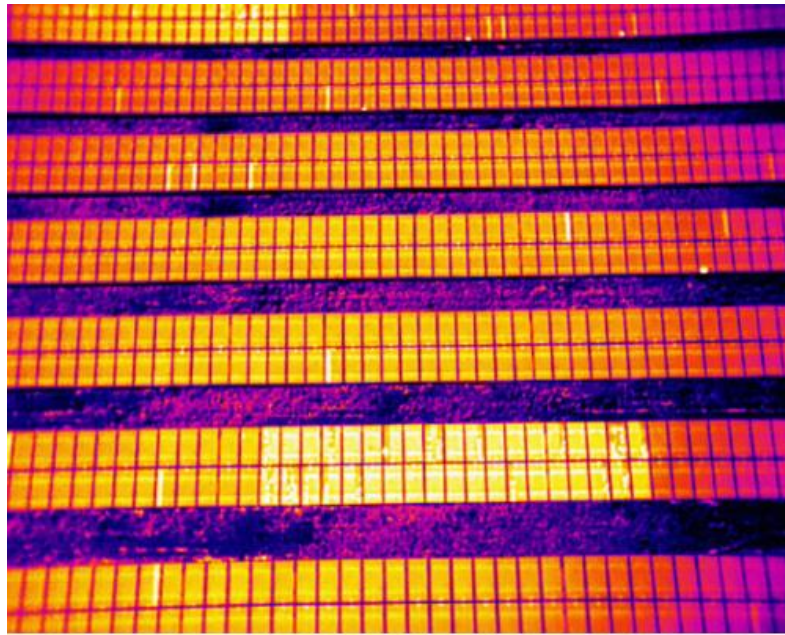


Рисунок 4.12 – Термографічне зображення дефектів ФЕМ

Оскільки використання БПЛА є лише індикаторним методом і допомагає знайти і локалізувати пошкоджені ділянки фотоелектричного поля, то дані виміри не можна вважати повністю достовірними, оскільки не враховуються всі чинники, що можуть впливати на роботу фотоелектричної системи. Використання тепловізійної камери може використовуватись як окремий метод діагностики ФЕМ, так і як один з етапів виконання комбінованого тепловізійного контролю ФЕМ. Приклад виявлення дефектного модуля за допомогою тепловізора показано на рис. 4.13.

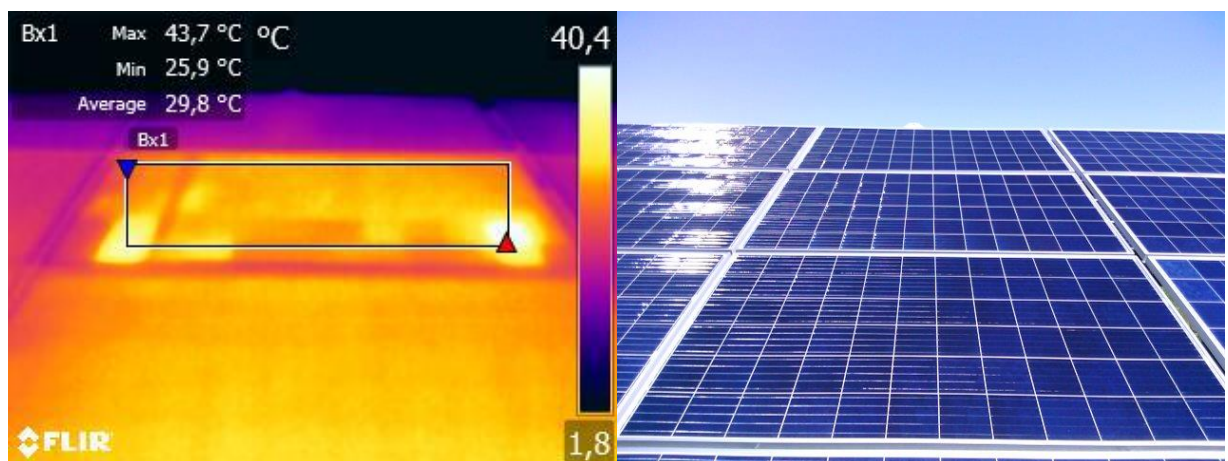


Рисунок 4.13 – Виявлення дефектного модуля за допомогою тепловізора

Тому, як другий етап використовується тепловізійне обстеження ФЕМ з тильної сторони, що дозволяє уникнути відблисків від переднього скла та більш точні значення вимірюваних температур, а також детальне обстеження усієї ділянки ФЕМ та розподільчої коробки. Даний тип обстеження дозволяє отримувати більш детальну інформацію про характер пошкодження та можливі методи його усунення.

Застосування двоетапної термографічної перевірки покращує технічне обслуговування, якщо використовуються переваги обох методів. Перший етап з інфрачервоним термографічним обстеженням за допомогою квадрокоптера дозволить швидко та надійно виявляти дефекти та несправності, а також їх розташування. Крім того, другий етап із інфрачервоною термографічною перевіркою за допомогою тепловізора, що застосовується лише до відповідних дефектів із попереднього етапу, забезпечує більшу точність і роздільність результатів. Цей підхід двоетапного термографічного обстеження покращить результати проведеної діагностики обладнання.

4.1.2.3 Вимірювання вольт-амперних характеристик (ВАХ) ФЕМ

Вольт-амперна характеристика фотоелектричного модуля – це один з найважливіших параметрів, який безпосередньо пов'язаний з ефективністю і розглядається в першу чергу при детальній оцінці установки. Для фотоелектричних електростанцій вироблені і стандартизовані нормальні показники ВАХ, які враховуються при проектуванні в будь-якій країні. Ці показники називаються «стандартні умови» (STC). Щоб виміряти ВАХ, фотоелектричний модуль розміщують на широті 45° , виміри проводяться при температурі, рівній 25°C , а на кожен квадратний метр ФЕМ повинна потрапляти потужність сонячного випромінювання в 1000 Вт (сонячна інтенсивність – 1000 Вт/м^2).

Значення холостого ходу ніяк не залежить від рівня освітленості, на відміну від значення короткого замикання, яке буде рости або падати

пропорційно зміні освітленості елемента. Елементи зв'язуються в загальну послідовну або паралельну електричну схему, але не варто розраховувати потужність загальну як суму потужностей, оскільки під час роботи відбувається втрата потужностей і на практиці показник буде значно менший, ніж теоретично.

В даний час існує велика кількість приладів, які дозволяють вимірювати ВАХ фотоелектричних систем, а також відразу будувати графіки залежності (рис. 4.14). В табл. 4.2 показана відповідність поточних показів ФЕМ до його паспортних даних.

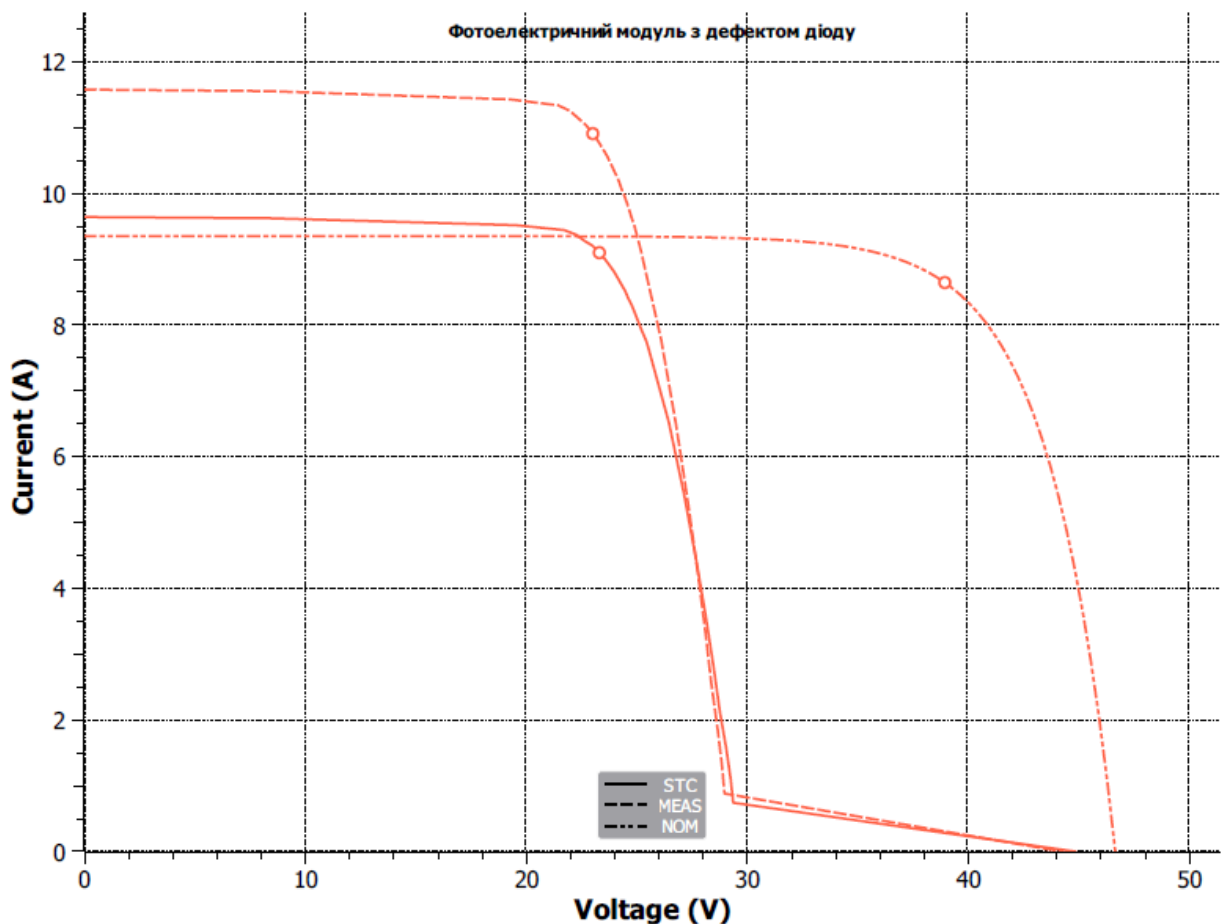


Рисунок 4.14 – Крива ВАХ ФЕМ ФЕС «Пороги» з дефектним діодом

На графіку і в таблиці ВАХ наведені наступні характеристики: $I_{кз}$ (I_{sc}) – струм короткого замикання – це максимальний струм, який може генерувати фотоелектричний модуль, за умови, коли опір навантаження дорівнює нулю; $U_{хх}(V_{oc})$ – напруга холостого ходу – це максимальна напруга, яка виникає при нульовому струмі на ФЕМ. Струм ФЕМ напряму залежить від рівня освітленості і майже не змінюється під впливом температури. Напруга ж навпаки, дуже чутлива до температури навколишнього середовища, тому обов’язково завжди робиться поправка на температурний коефіцієнт.

Часто вживаним є поняття коефіцієнта заповнюваності, який визначається як співвідношення максимальної потужності фотоелектричного модуля до добутку $I_{кз}$ та $U_{хх}$. Коефіцієнт заповнюваності фактично є коефіцієнтом перетворення електричної потужності в корисну потужність. Для сучасних ФЕМ він складає 0,85 та більше. Найпоширенішим показником для фотоелектричних модулів є показник ефективності. Він визначається як співвідношення максимальної електричної потужності ФЕМ до потужності сонячного світла, яке на нього потрапляє. Дані виміри проводяться при STC. Для найкращих ФЕМ, які масово виготовляються, він складає близько 22%.

До програмного забезпечення вносились паспортні дані, вказані в Datasheet даного ФЕМ, а також виконувалось вимірювання ВАХ, коли дані ФЕМ були частково забруднені, а потім – після очищення від бруду (табл. 4.3).

Таблиця 4.2 – Електричні дані вимірюного ФЕМ

Electrical Data																
String Name	Pmpp				Voc			Vmpp			Isc			Impp		
	MEAS	STC	NOM	Diff	MEAS	STC	NOM	MEAS	STC	NOM	MEAS	STC	NOM	MEAS	STC	NOM
	W	W	W	%	V	V	V	V	V	V	A	A	A	A	A	A
Фотоелектричний модуль з дефектом діоду	251	212	336	36,7	44,3	44,9	46,7	23,0	23,3	37,8	11,58	9,64	9,35	10,91	9,10	8,87

Таблиця 4.3 – Електричні показники вимірюних ФЕМ

Electrical Data																
String Name	Pmpp				Voc			Vmpp			Isc			Impp		
	MEAS	STC	NOM	Diff	MEAS	STC	NOM	MEAS	STC	NOM	MEAS	STC	NOM	MEAS	STC	NOM
	W	W	W	%	V	V	V	V	V	V	A	A	A	A	A	A
Модуль до очищення від бруду (S/N 07101920198)	303	363	375	3,3	44,3	48,8	48,1	35,5	39,1	39,9	8,95	9,73	9,78	8,53	9,28	9,40
Модуль до очищення від бруду (S/N 08101920270)	300	358	375	4,5	44,2	48,7	48,1	35,7	39,3	39,9	8,91	9,66	9,78	8,42	9,12	9,40
Модуль до очищення від бруду (S/N 08101920193)	281	336	375	10,4	43,5	48,0	48,1	35,2	38,9	39,9	8,32	9,00	9,78	7,99	8,65	9,40
Модуль після очищення від бруду (S/N 07101920198)	306	370	375	1,3	44,2	49,1	48,1	35,5	39,4	39,9	9,13	9,95	9,78	8,62	9,39	9,40
Модуль після очищення від бруду (S/N 08101920270)	302	365	375	2,7	44,2	49,1	48,1	35,0	38,9	39,9	9,05	9,79	9,78	8,63	9,38	9,40
Модуль після очищення від бруду (S/N 08101920193)	293	355	375	5,4	43,8	48,7	48,1	35,1	39,6	39,9	8,84	9,56	9,78	8,35	8,97	9,40

Вимірювання ВАХ дозволяє оцінити вплив забрудненості чи затінення на роботу ФЕМ. Проведено експериментальний дослід, який виконувався на трьох ідентичних фотоелектричних модулях, паспортні дані яких вказані у таблиці 4.4.

Таблиця 4.4 – Паспортні дані ФЕМ

Електричні характеристики PV-модулів	Максимальна потужність, P_{mp}	375 Вт
	Напруга холостого ходу, V_{oc}	48,1 В
	Струм короткого замикання, I_{sc}	9,78 А
	Напруга в точці P_{mp} , V_{mp}	39,9 В
	Струм в точці P_{mp} , I_{mp}	9,4 А

Показник відхилення ефективності (Diff) показує, на скільки виміряні дані відрізняються від заданих у паспорті ФЕМ. Даний показник вираховується саме з різниці показників потужності в точці максимальної потужності (P_{mpp}). В табл. 4.5 наведені результати проведеного дослідження.

Таблиця 4.5 – Результати проведення дослідження

	P_{mpp} , W			
	MEAS	STC	NOM	Diff
Модуль до очищення від бруду	303	363	375	3,3 %
Модуль до очищення від бруду	300	358	375	4,5 %
Модуль до очищення від бруду	281	336	375	10,4 %
Модуль після очищення від бруду	306	370	375	1,3 %
Модуль після очищення від бруду	302	365	375	2,7 %
Модуль після очищення від бруду	293	355	375	5,4 %

Спостерігається різниця у спаді ефективності $\approx 2,5-5\%$, з чого можна зробити висновок, що забруднені модулі мають більшу різницю в значенні ефективності відносно номінальних значень, а також більший ступінь деградації, ніж очищені від бруду модулі, які знаходяться в аналогічних умовах і, як наслідок, забруднені фотоелектричні модулі з часом будуть швидше виходити з ладу. Вимірювання ВАХ дозволяє виявити електричні несправності ФЕМ, які не можуть бути виявлені попередніми методами або для підтвердження, або спростування раніше виявлених дефектів ФЕМ. В табл. 4.6 і 4.7 приведені зведені дані по впливу дефектів окремих ФЕМ і стрінгів на ФЕС «Пороги» на зниження їх продуктивності в %.

Таблиця 4.6 Зведена таблиця ВАХ PV-модулів на ФЕС «Пороги»

Номер додатку	Ряд	Серійний номер	P _{mpp} , W			
			MEAS	STC	NOM	Diff
№ 1	№ 17	SF22023P1207VI1460	124	161	245	34,2%
№ 2	№ 17	SF22023P1207VI0164	174	209	245	14,5%
№ 3	№ 17	SF22023P1207VI0027	160	213	245	13,1%
№ 4	№ 17	SF22023P1207VI1441	120	152	245	38,1%
№ 5	№ 15	SF22023P1207VI1414	108	211	245	14,0%
№ 6	№ 15	SF22023P1207VI1450	137	235	245	4,0 %
№ 7	№ 15	SF22023P1207VI1233	141	241	245	1,6 %

Таблиця 4.7 Зведена таблиця ВАХ стрінгів на ФЕС «Пороги»

Номер додатку	Номер стрінгу	P _{mpp} , W			
		MEAS	STC	NOM	Diff
№ 8	2.2.1	4 070	4 535	5 386	15,8%
№ 9	2.2.2	3 921	4 257	5 386	21,0%
№ 10	2.2.3	3 660	4 453	5 386	17,3%
№ 11	2.2.4	3 720	4 379	5 386	18,7%
№ 12	2.2.5	4 061	4 371	5 386	18,9%
№ 13	2.2.6	3 941	4 459	5 386	17,2%
№ 14	2.2.7	4 122	4 132	5 386	23,3%
№ 15	2.2.8	3 132	4 155	5 386	22,9%

Продовження таблиці 4.7

№ 16	2.2.9	3 133	4 616	5 386	14,3%
------	-------	-------	-------	-------	-------

№ 17	2.2.10	3 913	4 655	5 386	13,6%
№ 18	2.2.11	3 750	4 433	5 386	17,7%
№ 19	2.2.12	4 014	4 438	5 386	17,6%
№ 20	2.2.13	3 948	4 260	5 386	20,9%
№ 21	2.2.14	4 145	4 370	5 386	18,9%
№ 22	2.4.1	3 742	4 610	5 386	14,4%
№ 23	2.4.2	3 766	4 526	5 386	16,0%
№ 24	2.4.3	3 677	4 513	5 386	16,2%
№ 25	2.4.4	3 593	4 483	5 386	16,8%
№ 26	2.4.5	3 624	4 432	5 386	17,7%
№ 27	2.4.6	3 383	4 337	5 386	19,5%
№ 28	2.4.7	3 392	4 474	5 386	16,9%
№ 29	2.4.8	2 417	3 946	5 386	26,7%

4.2 Вплив режимів фотоелектричних станцій і розподільних електричних мереж на роботу силових трансформаторів

Прогнозується, що глобальний попит на електроенергію зросте майже на 50% до 2050 року, що робить розумний розподіл енергетичних ресурсів більш важливим, ніж будь-коли. Як наслідок, продовжує спостерігатися експоненціальне зростання розподілених енергетичних ресурсів, таких як сонячні та вітрові електростанції [65]. Для якісного та надійного передавання електричної енергії до споживачів потрібна нормальна робота елементів електроенергетичної системи. Одним з основних елементів електроенергетичної системи є силові високовольтні трансформаторів (СТ). Від справної роботи силових трансформаторів залежать надійність електропостачання, якість електричної енергії, економічність процесу її транспортування та розподілу. Вихід з ладу СТ призводить до обмеження в електропостачанні, особливо коли це стосується трансформаторів, які забезпечують зв'язок електричних станцій з електроенергетичною системою. Саме з цих причин ворог інтенсивно обстрілює трансформаторні підстанції, це стосується і трансформаторів ФЕС. Проте, важливо проаналізувати також вплив режимів роботи відновлюваних джерел енергії на пошкоджуваність силових трансформаторів в розподільних електричних мережах.

4.2.1 Аналіз пошкоджуваності трансформаторного обладнання

Силовий трансформатор складається з багатьох вузлів та деталей. Їх відмови в процесі експлуатації впливають на його роботоздатність, а тому і на надійність та якість функціонування електричних мереж. Результати досліджень літературних джерел свідчать про те, що як в Україні, так за кордоном, чимало пошкоджень вузлів та деталей СТ припадає на пошкодження обмоток, введів та магнітопроводів [66]. В табл. 1.1 та на рис. 1.8 наведені дані щодо розподілу вузлів трансформатора за їх пошкодженнями, а також результати аналізу пошкоджень СТ в Україні та за кордоном. Характер пошкоджень силових трансформаторів у нас і за кордоном подібні, але деякі особливості пошкоджень СТ в електричних мережах з ВДЕ в Україні є.

В першу чергу це *вплив реверсивних потоків енергії*. Сучасні силові трансформатори часто розраховані на більшу густину потоку, щоб зменшити розмір трансформатора. Однак, при більш високій щільності потоку втрати в осерді і, як наслідок, збільшення температури може стати проблемою. Зі збільшенням розповсюдження ВДЕ реверсний потік електроенергії стає серйозною проблемою. Оскільки існуючі методики вибору силових трансформаторів не враховують реверсивних потоків, що призводить до їх перегріву під час експлуатації.

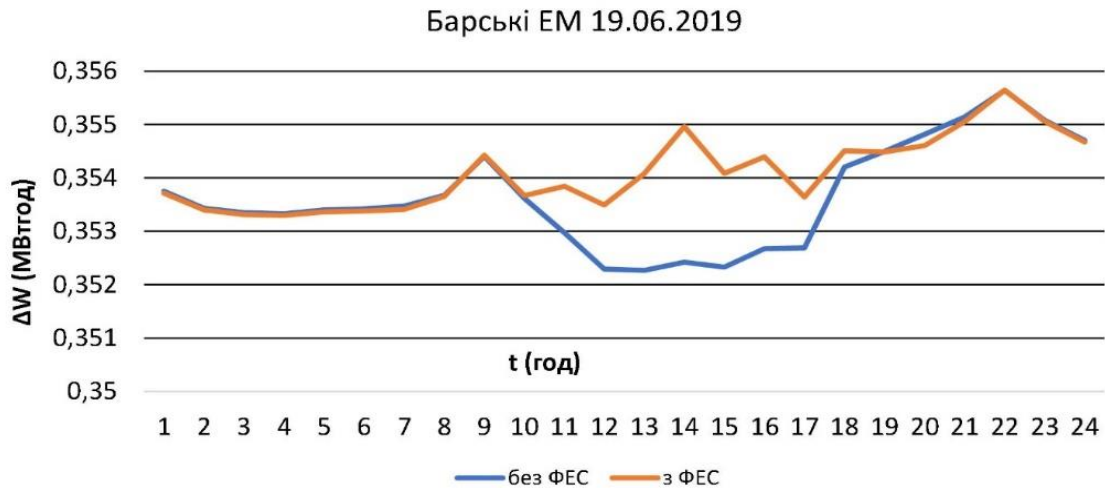


Рисунок 4.15 – Зміна втрат електроенергії в трансформаторах Барських ЕМ протягом 19.06.2019

Реверсивні потоки зумовлені зростанням генерованої потужності відновлюваними джерелами енергії, які приєднанні до розподільних мереж. При цьому їх потужність перевищує споживання, що зумовлює перетікання надлишку енергії в мережі вищих класів напруги. Це призводить до зростання втрат в силових трансформаторах (як приклад, див. рис. 4.15 та 4.16), які, в основному, зумовлені втратами на нагрівання.

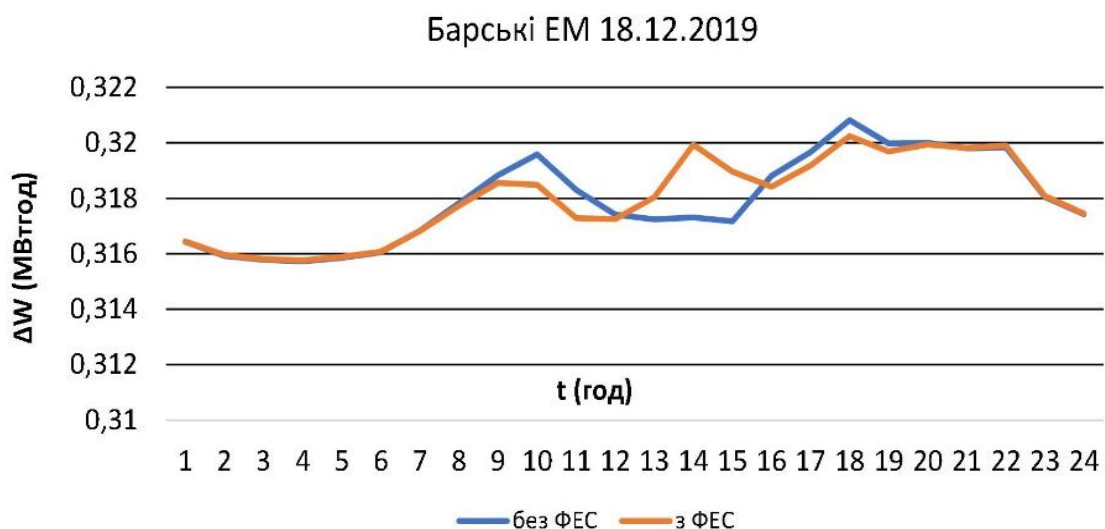


Рисунок 4.16 – Зміна втрат електроенергії в трансформаторах Барських ЕМ протягом 18.12.2019

Трансформатори ФЕС, спроектовані для роботи на лінійній частині ВАХ. Зростання щільності потоку в осерді зумовлює зростання насичення в ньому. Це призводить не лише до перегріву, але й до переходу на нелінійну частину ВАХ. При цьому силовий трансформатор починає спотворювати синусоїду напруги і струму. Поява вищих гармонік в мережах зі значним використанням кабельних ліній може стати причиною появи резонансів напруги та струму. Це призводить до перегріву елементів силових трансформаторів, що знижує їх термін експлуатації.

Вплив силової електроніки. В сучасних електричних мережах найрозповсюдженим видом силової електроніки є інвертори. Вони швидко стають домінуючим типом пристроїв у сучасній енергосистемі [67], поєднуючи генерацію, зберігання та споживання електроенергії. Це призводить до ситуації, зокрема в системі розподілу, за якої кілька інверторів підключені близько один до одного. Це може стати причиною небажаної взаємодії між інверторами та між інверторами та мережею [68]. Ці взаємодії можуть проявлятися у вигляді коливань струму в електромережі, що може призвести до проблем з якістю електроенергії та відключення обладнання.

Хоча виробники інверторів розробляють їх для стабільної роботи при підключенні до мережі, але спостерігаються певні проблеми під час їх паралельної роботи. Вони досліджуються в ряді наукових робіт, зокрема в [69], де розглядаються проблеми в мережі з високим проникненням фотоелектричних інверторів, що зумовлюють невідповідність показників якості електроенергії. Перевищення стандартних значень показників призводить до несподіваного відключення інверторів. Було визначено, що ці проблеми викликані паралельними резонансами між паралельними інверторами та послідовним резонансом між паралельними інверторами та мережею [70, 71].

Явище резонансу виникає при рівності ємнісного та індуктивного реактивних опорів $X_L = X_C$ у паралельному чи послідовному ланцюгу з нелінійними навантаженнями, ємнісним чи індуктивним характером навантаження:

$$\left. \begin{array}{l} X_L = \omega L \\ X_C = \frac{1}{\omega C} \end{array} \right\} \Rightarrow \omega L = \frac{1}{\omega C}. \quad (4.1)$$

Обидва реактивні опори залежать від частоти (f), але індуктивний опір X_L має прямо пропорційну залежність, тоді як ємнісний опір X_C – обернено пропорційний. Тому зі зростанням частоти значення реактивного опору ємнісного X_C зменшується, а реактивного індуктивного опору X_L збільшується.

Резонанс у паралельному LC-ланцюзі настає, коли результуючий струм і напруга збігаються по фазі. Це відбувається за певного значення частоти. У LC-ланцюзі, результуючий струм котушки індуктивності (L) дорівнює струму конденсатора (C), але протилежний йому за знаком, тому і алгебраїчне та векторне додавання дають в результаті максимальне значення опору і нульове значення сумарного струму (на відміну від послідовного з'єднання). У цих умовах струм в обох вітках LC-ланцюга буде занадто великим, що дуже небезпечно для конденсатора, оскільки значення його ємнісного опору буде найменшим (див. рис. 4.17).

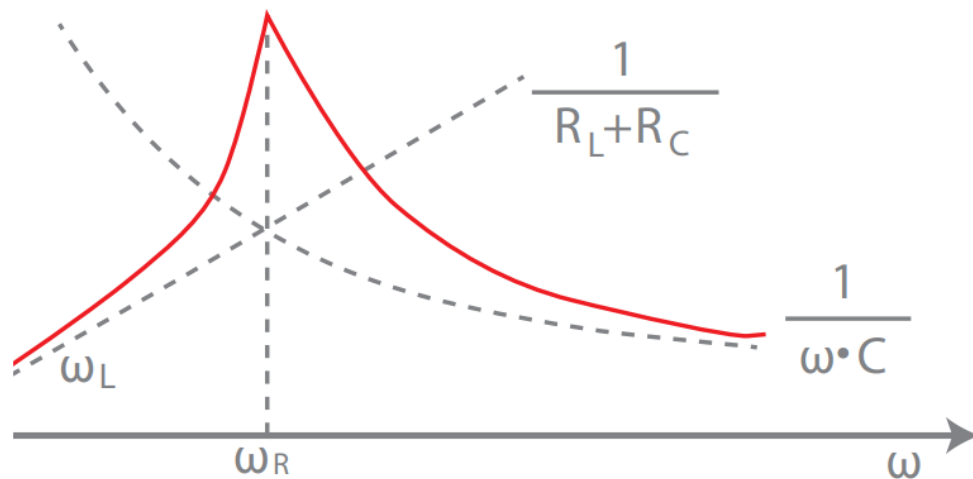


Рисунок 4.17 – Залежність резонансу у паралельному LC-ланцюзі від частоти

Більшість сучасних інверторів, підключених до мережі, комплектуються фільтром індуктивність–ємність–індуктивність (LCL), щоб зменшити вміст характерних гармонік, які генеруються методом широтно-імпульсної модуляції (ШІМ) [72]. Крім того основні елементи електричної мережі можна представити ємностями та індуктивностями. За певних гармонічних спотворень ми можемо отримати коливальний контур.

Виробники визнають факт спотворення синусоїди напруги і струму їх інверторами (дані одного з виробників див. на рис. 4.18). Ці спотворення лежать в допустимих межах. Однак, накладаючись зі спотвореннями, які мають місце в мережі (зумовлені, наприклад, перевантаженням силових трансформаторів реверсивними потоками) вони можуть призводити до резонансних явищ.

Як можна спостерігати на рис. 4.18 зростання коефіцієнта сумарних спотворень більші за менших потужностей генерування фотоелектричними станціями. Крім цього осцилограма натурального експерименту, проведеного автором, показав значні коливання струму під час відключення і включення інверторів (див. рис. 4.19).

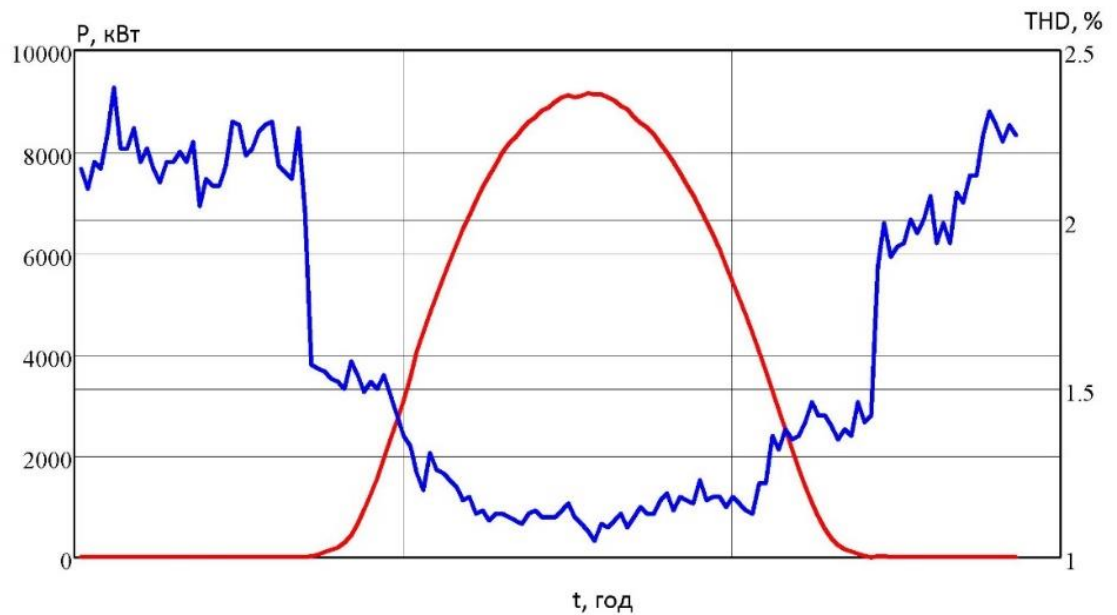


Рисунок 4.18 – Залежність коефіцієнта сумарних спотворень синусоїди напруги THD (синя крива) від завантаження інвертора (генерована потужність – червона крива)

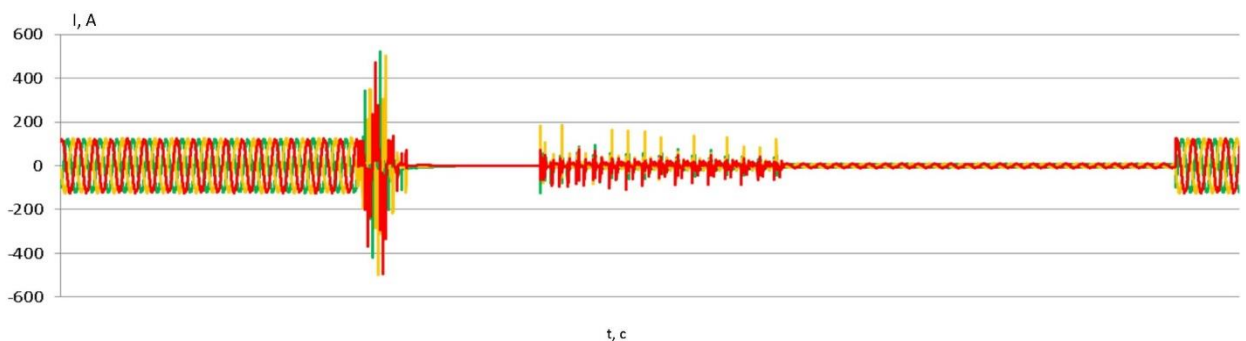


Рисунок 4.19 – Зміна струму під час виконання комутації

Підвищення струмів і спотворення синусоїди напруги і струму під час включення і відключення інверторів або при роботі їх з невеликою потужністю можуть стати причинами пробоя ізоляції як обмотки високої напруги силового трансформатора, так його обмотки низької напруги (див. рис. 4.20). Це часто спостерігається на фотоелектричних станція, виконаних за схемою збору потужності на змінному струмі.



Рисунок 4.20 – Пошкодження обмоток трансформатора

4.2.2 Моделювання процесів в трансформаторах ФЕС

В роботі показані результати моделювання засобами Matlab Simulink фотоелектричної станції, яка працює на мережу з нелінійним навантаженням у вигляді тягової підстанції. На рис. 4.21 показано модель для дослідження процесів в трансформаторах ФЕС.

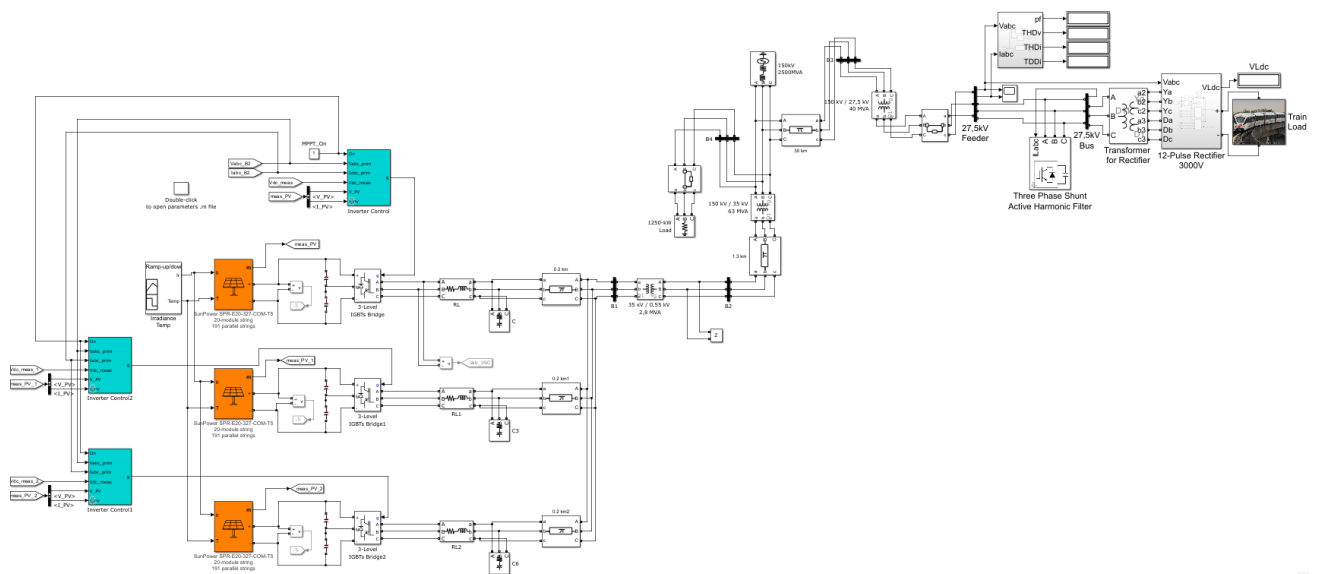


Рисунок 4.21 – модель для дослідження процесів в трансформаторах ФЕС

За основу моделі (рис. 4.20) взято стандартну модель power_PVarray_grid_det.slx [https://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/52434-power_pvarray_grid_det]. Виконані її доопрацювання

полягали у приведенні до реальних технічних характеристик фотомодулів, врахуванні схеми з'єднання фотомодулів у стрингів. Також виконано розробку моделі тягової підстанції з імітацією спотворень, які отримані в результаті виконання пасивного експерименту. Імітація роботи фотоелектричної станції виконувалась для типового літнього графіка сонячної інсоляції для Кіровоградської області.

На рисунку 4.22 показано гармонічний склад спотворень під час набору потужності фотоелектричною станцією.

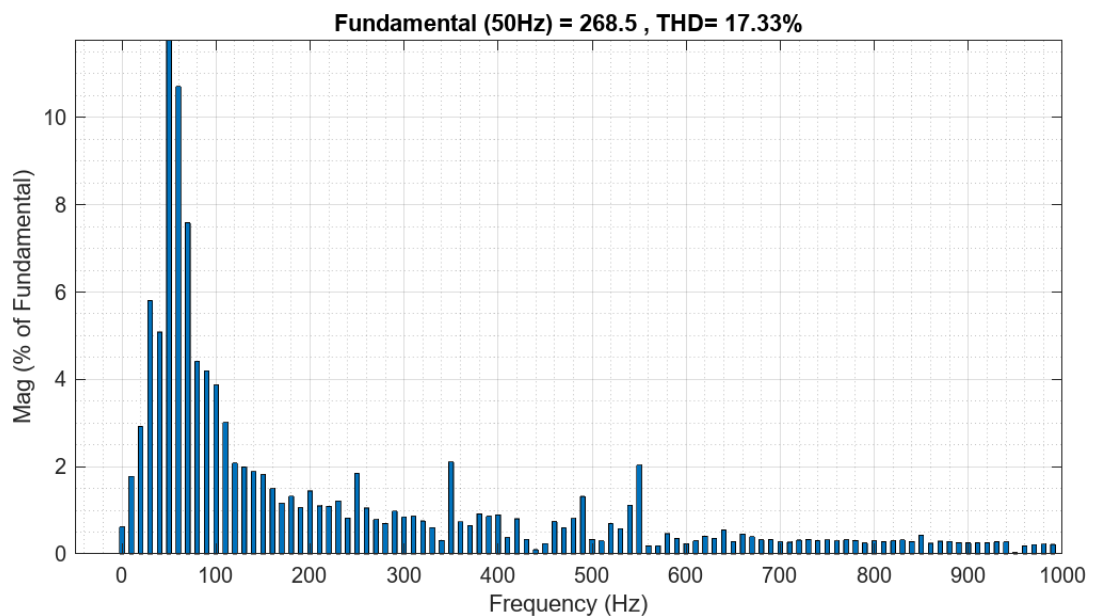


Рисунок 4.22 – Гармонічний склад спотворень синусоїди струму на початку робочого періоду

На рисунку 4.23 та 4.24 показано результати розрахунку імпедансу в колі високої наруги (35 кВ) та в колі низької наруги (0,55 кВ) відповідно.

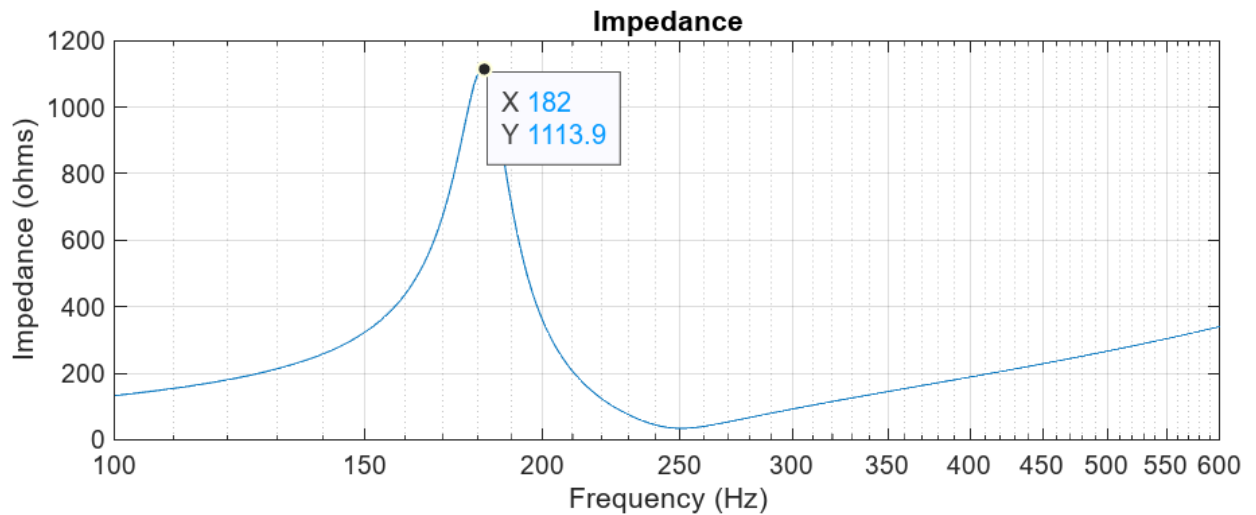


Рисунок 4.23 – Результати розрахунку імпедансу в колі високої наруги (35 кВ)

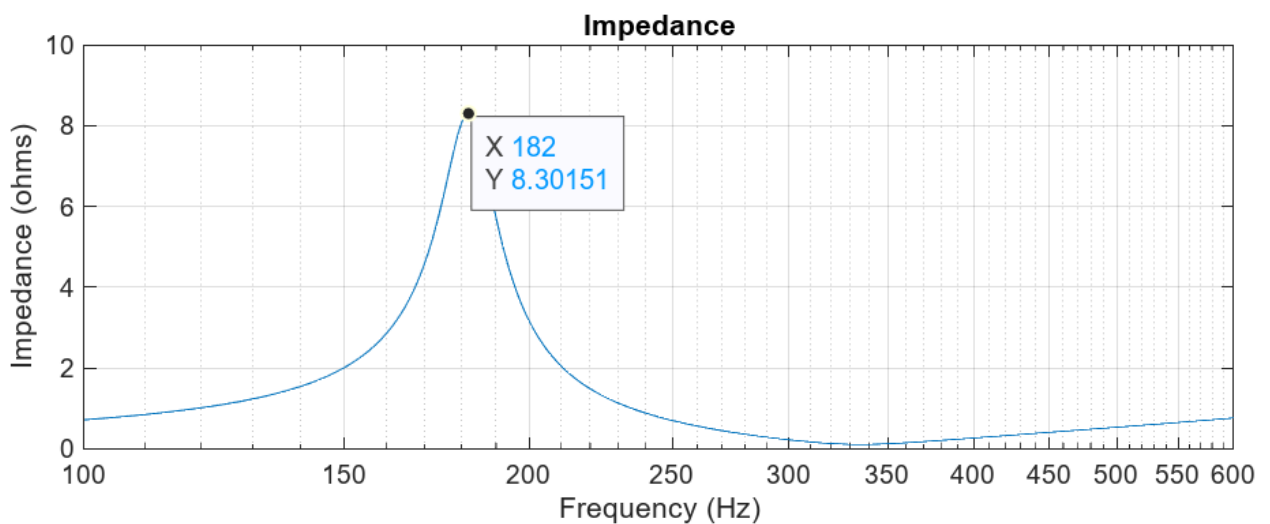


Рисунок 4.24 – результати розрахунку імпедансу в колі низької наруги (0,55 кВ)

Для об'єкту, який реалізований з допомогою цієї моделі, резонанс відбувається на частотах в діапазоні від 150 до 200 Гц.

Отже, результати моделювання підтвердили потенційну можливість виникнення резонансів, які можуть стати причиною систематичного перегріву силових трансформаторів на ФЕС, що може стати причиною виходу їх з ладу в наслідок пробую ізоляції обмоток.

Трансформатори залишаються одним із ключових активів підстанцій генеруючих та енергопостачальних компаній в усьому світі, в тому числі і електричних мереж з ВДЕ. Коли ми впроваджуємо нові інформаційні технології та методи оптимального управління в енергетичній галузі – стратегії управління активами підприємств енергетичної галузі мають бути більш проактивними у придбанні трансформаторного обладнання, яке безпосередньо впливає на надійність ЕЕС. В той час, коли ми рухаємося в умовах військових дій до нових технологій, до методів оптимального управління в енергетичній галузі, то стратегії управління активами підприємств енергетичної галузі мають бути більш проактивними у забезпеченні надійної роботи трансформаторного обладнання. Має бути постійне діагностування СТ в умовах таких зовнішніх чинників як військові дії, які руйнують критичну інфраструктуру країни, які пошкоджують силові трансформатори. Це можливо за умови використання сучасних методів та засобів діагностування СТ.

4.3 Висновки до розділу 4.

З впровадженням процедури погодинного прогнозованого генерування електроенергії ФЕС задача їх участі в балансуванні режимів суттєво ускладнилася, оскільки невідповідність заявленого генерування реальному передбачає фінансову відповідальність. Достовірне прогнозування генерування ФЕС неможливе без визначення їх технічного стану, адекватного планування обсягів і термінів ремонтних робіт і т. д. Також, треба враховувати, що деякі ФЕМ мають різні темпи деградації, що пов'язано з технологією виробництва та особливостями навколишнього середовища, де експлуатуються ФЕМ. Тому для оцінювання технічного стану обладнання ФЕС необхідно застосовувати індивідуальний підхід.

Як приклад, для ілюстрації розроблених в роботі методів і засобів оцінювання технічного стану обладнання ФЕС вибрано станцію середньої

потужності (4 МВт, площею 10 га), яка експлуатується 10 років. Застосовано розроблений метод діагностування ФЕМ в умовах неповноти початкових даних, який шляхом використання нейро-нечіткого моделювання дозволяє отримати поточне значення коефіцієнту залишкового ресурсу ФЕМ і, в залежності від результату, зробити висновок про один зі станів ФЕМ (справний, з незначними відхиленнями параметрів, передаварійний, аварійний) та зменшити похибку прогнозування такого стану.

Розроблено метод моніторингу та виявлення несправностей в режимі онлайн ФЕМ, які експлуатуються на ФЕС. Він базується лише на інформації, зібраній SCADA системами ФЕС та досвіду експлуатаційного персоналу. В якості вхідних даних використовуються метеорологічні фактори, які впливають на обсяг генерування ФЕС, таких як сонячне випромінювання, температура навколишнього середовища, струм кожного стрінгу. За результатами випробовування показано, що доцільно ФЕМ ділити на дві групи: ті, що через різну причину деградації зменшили свою продуктивність на 25–35%, і ті, для яких ці значення менші 10%. Останню групу ФЕМ варто продовжити використовувати, а щодо першої, то варто зробити техніко-економічну оцінку і вирішити, чи доцільно продовжити їх експлуатацію, чи демонтувати і замінити на нові.

Досліджено характерні причини пошкоджень трансформаторів ФЕС. В першу чергу, це змінна напрямків, реверс потоків потужності через трансформатор. Сучасні силові трансформатори часто не розраховані на зміну напрямків потоків потужності. Зі збільшенням розповсюдження ФЕС реверсний потік електроенергії стає серйозною проблемою. Оскільки існуючі методики вибору силових трансформаторів не враховують реверсивних потоків, що призводить до їх перегріву під час експлуатації. Надто це стосується режимів ЛЕС, просюмерів та активних споживачів, коли вони бажають передати надлишок своєї електроенергії в електричні мережі загального призначення.

Ще однією причиною пошкоджень трансформаторів ФЕС є несинусоїдальність напруги, спотворення синусоїди якої може бути в електричній мережі споживачами. Гармонічний склад напруги і струму може на певних частотах викликати резонанс і перенапруги. Перенапруги виникають також під час включення/відключення ФЕС. Особливо це стосується випадків, коли на одному фідері знаходиться декілька ФЕС і моменти включення/відключення яких не узгоджено між собою. Такі систематичні перенапруги можуть призвести до розрушення ізоляції і виходу з ладу трансформатора.

ВИСНОВКИ

В дисертаційній роботі наведено нове вирішення актуальної науково-прикладної задачі підвищення енергоефективності електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії, що відрізняється від відомих врахуванням під час генерування електроенергії ФЕС деградації їх фотоелектричних модулів (ФЕМ) та результатів діагностування їх електрообладнання, що у комплексі забезпечує своєчасне виявлення відмов електрообладнання, підвищення надійності ФЕС та ефективнішу участь в процесі балансування потужності та електроенергії в електричних мережах. Проведені дослідження дозволили отримати такі наукові та практичні результати:

1. Показано, що на нерівномірність генерування ФЕС і участь їх в балансуванні режимів електроенергетичних систем впливають не лише метеорологічні фактори, а й технічний стан обладнання ФЕС. Достовірне прогнозування генерування ФЕС неможливе без врахування деградації ФЕМ під час їх експлуатації та без визначення поточного технічного стану електрообладнання ФЕС, зокрема оцінювання навантажувальної здатності силових трансформаторів перетворення електроенергії для споживачів та зв'язку з ЕЕС.

2. На підставі дослідження пошкоджуваності зарубіжних і вітчизняних ФЕС розроблено математичну модель для оцінювання технічного стану ФЕС і визначення залишкового ресурсу для врахування участі їх в керуванні режимами ЕЕС. Для врахування впливних факторів на технічний стан обладнання ФЕС використано метод часових рядів та кореляційний аналіз параметрів для представлення впливу на генерування ФЕС. Використано кластеризацію як засіб визначення фотоелектричних станцій з аномаліями в їх роботі. Визначено етапності під час кластеризації фотоелектричних станцій та обґрунтовано метод кластеризації для визначення об'єктів з відхиленнями.

3. Розроблено метод діагностування ФЕМ в умовах неповноти

початкових даних, який шляхом використання нейро-нечіткого моделювання дозволяє отримати поточне значення коефіцієнту залишкового ресурсу ФЕМ i , в залежності від результату, зробити висновок про один зі станів ФЕМ (справний, з незначними відхиленнями параметрів, передаварійний, аварійний) та зменшити похибку прогнозування такого стану. Під час випробувань, це дозволить виявити забруднення ФЕМ, несправності датчиків, а також пошкодження самих ФЕМ, наприклад, наявність дефекту «гарячі точки», тощо.

4. Запропоновано метод застосування безпілотних авіаційних систем для автоматизованого аналізу фотоелектричних установок. Цей метод може бути застосований як в інфрачервоному (ІЧ), так і в видимому діапазоні спектру. Обидва випадки вимагають специфічного налаштування певних параметрів, що призводить до різної поведінки БПЛА під час автоматизованих польотів. Налаштування з урахуванням кутової залежності випромінювальної здатності під час зйомки в ІЧ-діапазоні може призвести до неоднозначності в інтерпретації явищ, виявлених у VIS-діапазоні. Тому точна класифікація цих явищ на знімках у видимому та інфрачервоному діапазонах є предметом подальших досліджень. Подальші дослідження можуть призвести до створення повністю автоматизованого механізму діагностування ФЕМ та електрообладнання ФЕС.

5. З впровадженням процедури погодинного прогнозованого генерування електроенергії ФЕС задача їх участі в балансуванні режимів суттєво ускладнилася, оскільки невідповідність заявленого генерування реальному передбачає фінансову відповідальність. Задля достовірного прогнозування генерування ФЕС необхідно враховувати, що ФЕМ мають різні темпи деградації, що пов'язано з технологією виробництва та особливостями навколишнього середовища, де експлуатуються ФЕМ. Тому для оцінювання технічного стану обладнання ФЕС необхідно застосовувати індивідуальний підхід. Як приклад, в роботі для ілюстрації розроблених в роботі методів і

засобів оцінювання технічного стану обладнання ФЕС вибрано станцію середньої потужності (4 МВт, площею 10 га), яка експлуатується 10 років. Застосовано розроблений метод діагностування ФЕМ в умовах неповноти початкових даних, який шляхом використання нейро-нечіткого моделювання дозволяє отримати поточне значення коефіцієнту залишкового ресурсу ФЕМ.

За результатами випробовування показано, що доцільно ФЕМ ділити на дві групи: ті, що через різну причину деградації зменшили свою продуктивність на 25–35%, і ті, для яких ці значення менші 10%. Останню групу ФЕМ варто продовжити використовувати, а щодо першої, то варто зробити техніко-економічну оцінку і вирішити, чи доцільно продовжити їх експлуатацію, чи демонтувати і замінити на нові.

6. Досліджено характерні причини пошкоджень трансформаторів ФЕС. В першу чергу, це змінна напрямків, реверс потоків потужності через трансформатор. Сучасні силові трансформатори часто не розраховані на зміну напрямків потоків потужності. Оскільки існуючі методики вибору силових трансформаторів не враховують реверсивних потоків, то це призводить до їх перегріву під час експлуатації. Надто це стосується режимів ЛЕС, просюмерів та активних споживачів, коли вони бажають передати надлишок своєї електроенергії в електричні мережі загального призначення. Ще однією причиною пошкоджень трансформаторів ФЕС є несинусоїдність напруги, спотворення синусоїди якої може бути в електричній мережі споживачами. Гармонічний склад напруги і струму може на певних частотах викликати резонанс і перенапруги. Перенапруги виникають також під час включення/відключення ФЕС. Особливо це стосується випадків, коли на одному фідері знаходиться декілька ФЕС і моменти включення/відключення яких не узгоджено між собою.

7. Працездатність та ефективність запропонованих у роботі методів і алгоритмів підтверджена результатами експериментів з оптимізації та керування режимами ФЕС. Використання наукових розробок та практичних

рекомендацій у виробничій діяльності ТОВ «HESS SERVICE» дозволило підвищити ефективність експлуатації ФЕС, своєчасно виявляти відмови обладнання та знижувати витрати на його обслуговування. Підвищення точності погодинного прогнозування генерування ФЕС на наступну добу уточненням фактичного вироблення електроенергії ФЕС в сукупності забезпечило позитивний техніко-економічний ефект. Результати дисертаційної роботи використовуються також у навчальному процесі Вінницького національного технічного університету під час курсового та дипломного проектування, а також в лекційних курсах.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

- [1] [Ukraine Europe RE SP.pdf \(irena.org\)](#)
- [2] [Сонячна енергія \(irena.org\)](#)
- [3] Комар В. О., Лежнюк П. Д., Лесько В. О., Гунько І. О., Смагло І. І. Програмно-апаратний комплекс діагностування технічного стану обладнання фотоелектричних станцій // *Вісник Національного технічного університету «ХПІ»*. Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність. – № 2. – 2022. – С. 43–50. doi: 10.20998/2224-0349.2022.02.05
- [4] Komar V., Lezhniuk P., Hunko I., Smaglo I. Assessment of Technical Condition of Photovoltaic Station Equipment Using Software and Hardware Tools // *Vidnovluvana Energetika*, 2023 (1), pp. 19 - 26, Cited 0 times. DOI: 10.36296/1819-8058.2023.1(72).19-26
- [5] Kim, J.; Rabelo, M.; Padi, S.P.; Yousuf, H.; Cho, E.-C.; Yi, J. A Review of the Degradation of Photovoltaic Modules for Life Expectancy. *Energies* 2021, 14, 4278. <https://doi.org/10.3390/en14144278>
- [6] Andrzej Smolarz, Petro Lezhniuk, Stepan Kudrya, Viacheslav Komar, Vladyslav Lysiak, Iryna Hunko, Saltanat Amirgaliyeva, Saule Smailova and Zhassulan Orazbekov. Increasing Technical Efficiency of Renewable Energy Sources in Power Systems. *Energies* 2023, 16, 2828. DOI: <https://doi.org/10.3390/en16062828>.
- [7] Блінов І.В., Мірошник В.О., Шиманюк П.В. Оцінка вартості похибки прогнозу «на добу наперед» технологічних втрат в електричних мережах України. *Технічна електродинаміка*. – 2020. – №5. – С. 70–73. <https://doi.org/10.15407/techned2020.05.070>
- [8] Зміни до постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від № 641 від 26 квітня 2019 року (Затверджено постановою НКРЕКП № 46 від 15.01.2021 р.)
- [9] Aghaei M., Fairbrother A., Gok A., Ahmad S., Kazim S., Lobato K. et al. Review of degradation and failure phenomena in photovoltaic modules. *Renewable and*

- Sustainable Energy Reviews*. 2022. Vol. 159. 112160. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112160>.
- [10] *Забезпечення стійкості енергосистем та їх об'єднань* / Під ред. О.В. Кириленка. – Київ: Ін-т електродинаміки НАН України, 2018. – 320 с.
- [11] <https://ua.energy/> – сайт ПрАТ «Національна енергетична компанія „Укренерго“» (НЕК «Укренерго»).
- [12] Lezhniuk P. and Rubanenko O., “Optimal solutions sensitivity analysis in complex systems in relative units,” in *Scientific Research of the XXI Century*. Sherman Oaks, CA, USA: GS publishing service, 2021, pp. 111–118, doi: <https://doi.org/10.51587/9781-7364-13302-2021-002>.
- [13] Rajarshi Roychowdhury, Xuan Wu, Michael Russ, Dennis Fleming and Joshua Spalding. Stepping Up to the Future With Power Transformers. *IEEE power & energy magazine*, 2023. – pp. 40–50.
- [14] Блінов І.В., Мірошник В.О., Лоскутов С.С. Зниження витрат на покриття небалансів учасників балансуючої групи виробників електричної енергії з відновлюваних джерел. *Технічна електродинаміка*. – 2023. – № 1. – С. 62–65. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2023.01.062>
- [15] Ying-Yi Hong, Rolando A. Pula. Methods of photovoltaic fault detection and classification: A review. *Energy Reports*, Volume 8, November 2022. – pp. 5898-5929.
- [16] *Трансформатори. Монтаж, обслуговування та ремонт* / М. В. Принц, В. М. Цимбалістий. — Л. : Оріяна-Нова, 2007. — 184 с.
- [17] Fault Tree Analysis (FTA), December 2006. INTERNATIONAL IEC STANDARD 61025 Second edition 2006-12.
- [18] Equipment systems reliability analysis based on FTA. Che J., Lv M., Yang Z., Wang Z., Xu F. *2012 International Conference on Quality, Reliability, Risk, Maintenance, and Safety Engineering*, 2012, P. 293-296.

- [19] Analysis of Development Directions of Online Diagnostics of Synchronous Generator. Rubanenko Olena, Gundebommu Sree Lakshmi, Hunko Iryna, Peroutka Zdenek. *Przegląd elektrotechniczny*, 2021, Vol. 97, No. 4, P. 20-26.
- [20] Cosovic M., Rubanenko O., Gundebommu S. L. Analysis of the distributed power generation with focus on power plant technical conditions, *2021 20th International Symposium INFOTEH-JAHORINA (INFOTEH)*, P. 1 – 6. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=9400702>.
- [21] Лежнюк П.Д., Гунько І.О., Рубаненко О.О., Смагло І.І., Белік М. Визначення ймовірних місць пошкоджень фотомодулів ФЕС. *Вісник Хмельницького національного університету (Технічні науки)*. – 2025. – № 2. – С. 230–239. <https://doi.org/10.3189/2307-5732-2025-349-33>.
- [22] Vesely W. E., Goldberg F. F., Roberts N. H., Haasl D. F., Fault Tree Handbook. Systems and Reliability Research Office of Nuclear Regulatory Research U.S. Nuclear Regulatory Commission Washington, D.C. 20555 U.S. *Nuclear Regulatory Commission*, 2020. URL: <https://www.nrc.gov/docs/ML1007/ML100780465.pdf>.
- [23] Zixuan Huang. Analyzing the Impact of Renewable Energy Integration on Power System Reliability. *Highlights in Science Engineering and Technology*, 2024, Volume 87. – P. 76-81. DOI: <https://doi.org/10.54097/sjr4ah46>
- [24] Jairo Cervantes, Fred Choobineh. Optimal sizing of a nonutility-scale solar power system and its battery storage. *Applied Energy*. 2018, Volume 216. – P. 105-115. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.02.013>
- [25] Yang Wang, Shuyu Luo, Lingxiang Yao, Ershun Du, Zhiwen Guan, Xianyong Xiao. Modeling concentrating solar power plants in power system optimal planning and operation: A comprehensive review. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*. 2024, Volume 71. – P. 103992. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.seta.2024.103992>
- [26] Feroz Shaik, Syam Sundar Lingala, Punnaiah Veeraboina. Effect of various parameters on the performance of solar PV power plant: a review and the

- experimental study. *Sustainable Energy Research*. 2023, volume 10, Article number: 6.
- [27] Arcell Lelo Konde, Mehmet Kusaf, Mustafa Dagbasi. An effective design method for grid-connected solar PV power plants for power supply reliability. *Energy for Sustainable Development*. 2022, Volume 70. – P. 301-313. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.esd.2022.08.006>
- [28] Safak Saglam. Meteorological parameters effects on solar energy power generation. *WSEAS transactions on circuits and systems*. 2010, № 09(10). – P. 637-649.
- [29] Villena-Ruiz R., Martín-Martínez S., Honrubia-Escribano A., Javier Ramírez F., Gómez-Lázaro E. Solar PV power plant revamping: Technical and economic analysis of different alternatives for a Spanish case. *Journal of Cleaner Production*. 2024, Volume 446. – P. 141439. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2024.141439>
- [30] John A. Duffie, William A. Beckman, Nathan Blair. Solar Engineering of Thermal Processes, Photovoltaics and Wind. *John Wiley & Sons*, 2013. – P. 905.
- [31] L. Koester, S. Lindig, A. Louwen, A. Astigarraga, G. Manzolini, D. Moser. Review of photovoltaic module degradation, field inspection techniques and techno-economic assessment. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2022, Volume 165. – P. 112616. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112616>
- [32] Munipally Bhavani, K. Vijaybhaskar Reddy, K. Mahesh, S. Saravanan. Impact of variation of solar irradiance and temperature on the inverter output for grid connected photo voltaic (PV) system at different climate conditions. *Materials Today: Proceedings*. 2023, Volume 80, Part 3. – P. 2101-2108. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2021.06.120>
- [33] Angel Lopez-Oriona, Jose A. Vilar Outlier detection for multivariate time series: A functional data approach. *Knowledge-Based Systems*. 2021, Volume 233. – P. 107527. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.knosys.2021.107527>

- [34] Lifan Long, Qian Liu, Hong Peng, Jun Wang, Qian Yang. Multivariate time series forecasting method based on nonlinear spiking neural P systems and non-subsampled shearlet transform. *Neural Networks*. 2022, Volume 152. – P. 300-310. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.neunet.2022.04.030>
- [35] Marhavalas P.K., Koulouriotis D.E., Spartalis S.H. Harmonic analysis of occupational-accident time-series as a part of the quantified risk evaluation in worksites: Application on electric power industry and construction sector. *Reliability Engineering & System Safety*. 2013, Volume 112. – P. 8-25. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ress.2012.11.014>
- [36] Лежнюк П.Д., Бевз С.В. Подібність оптимальних процесів як двоїста задача критеріального програмування. *Математичні моделі і сучасні інформаційні технології*. - Київ, 1998. - С. 97-100.
- [37] Yulia Gel, Weiwen Miao, and Joseph L. Gastwirth. The importance of checking the assumptions underlying statistical analysis: graphical methods for assessing normality. *SYMPOSIUM Jurimetrics*. 2005, Volume 45. – P.3-29.
- [38] Tamas F. Mori, Gabor J. Szekely, Maria L. Rizzo. On energy tests of normality. *Journal of Statistical Planning and Inference*. 2021, Volume 213. – P. 1-15. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jspi.2020.11.001>
- [39] Julia Teles. Concordance coefficients to measure the agreement among several sets of ranks. *Journal of Applied Statistics*. 2012, Volume 39. – P. 1749-1764. DOI: <https://doi.org/10.1080/02664763.2012.681460>
- [40] Волошин О., Галайко Н.. *Економетрія*. Ч. 1: навч. Посібник. Львів: Львівський державний університет внутрішніх справ, 2012. – 192 с.
- [41] Рубаненко О.О. Аналіз нестабільності генерування відновлюваними джерелами енергії з урахуванням їх технічного стану. *Світлотехніка та електроенергетика*. Харків. 2020. № 3. С. 108-116.
- [42] Катренко А.В. *Системний аналіз об'єктів та процесів комп'ютеризації*. Львів: Новий світ, 2003. 424 с.

- [43] Martin Ester, Hans-Peter Kriegel, Jörg Sander, Xiaowei Xu. A Density-Based Algorithm for Discovering Clusters in Large Spatial Databases with Noise, KDD'96. – P. 226-231.
- [44] Jiawei Han, Micheline Kamber. Data Mining: Concepts and Techniques: – Academic Press, 2001. – P. 363-370.
- [45] Haykin S. Neural Networks. A Comprehensive Foundation. – Upper Saddle River, N.J.: Prentice Hall, Inc., 1999. – 1104 с
- [46] K-Means Clustering Algorithm in Machine Learning. URL: <https://www.javatpoint.com/k-means-clustering-algorithm-in-machinelearning> (07.02.2023)
- [47] Постанова НКРЕКП від 26 квітня 2019 р. № 641 «Про затвердження нормативно-правових актів, що регулюють діяльність гарантованого покупця та купівлі електричної енергії за "зеленим" тарифом». URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0641874-19#Text>
- [48] Про затвердження Кодексу системи передачі, 2018. URL: <https://www.nerc.gov.ua/?id=31909>
- [49] Kim, J.; Rabelo, M.; Padi, S.P.; Yousuf, H.; Cho, E.-C.; Yi, J. A Review of the Degradation of Photovoltaic Modules for Life Expectancy, *Energies* 2021, 14, 4278. <https://doi.org/10.3390/en14144278>
- [50] Aghaei M., Fairbrother A., Gok A., Ahmad S., Kazim S., Lobato K., Oreski G., Reinders A., Schmitz J., Theelen M., Yilmaz P., Kettle J., Review of degradation and failure phenomena in photovoltaic modules, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 159, 2022,112160, ISSN 1364-0321,
- [51] Rahimi K., Mohajeryami S., Majzoobi A. Effects of photovoltaic systems on power quality, *2016 North American Power Symposium (NAPS)*, 2016, P. 1 – 6.
- [52] Köntges M. et al., Review of Failures of Photovoltaic Modules. 2014. URL: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/01/IEA-PVPS_T13-01_2014_Review_of_Failures_of_Photovoltaic_Modules_Final.pdf

- [53] Petr Lezhniuk, Vyacheslav Komar, Olena Rubanenko, Natalia Ostra. The sensitivity of the process of optimal decisions making in electrical networks with renewable energy sources, *Przegląd Elektrotechniczny*, Vol 2020, №10, page 32–38. DOI: 10.15199/48.2020.10.05.
- [54] Castallà M., Kampouropoulos K., Urbano E., Romeral L., Supervision and fault detection system for photovoltaic installations based on classification algorithms. *Renewable Energy and Power Quality Journal*. 2020. Vol. 18, P. 375 – 379.
- [55] Lezhniuk P., Rubanenko O. Optimal solutions sensitivity analysis in complex systems in relative units. *Chapter of book: Scientific research of the XXI century*. 2021. Volume 2. P.111 – 118.
- [56] Лежнюк П. Д. *Аналіз чутливості оптимальних рішень в складних системах критеріальним методом* : моногр. — Вінниця : УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2003. — 131 с.
- [57] Lezhniuk P., Komar V., Kravchuk S. Macromodeling of electrical grids with renewable energy sources for assessing their energy efficiency. *Computational Problems of Electrical Engineering*. Lviv: Lviv Politechnic Publishing House, 2019. Vol. 9. No 1. P. 14 –20.
- [58] Lezhniuk P., Komar V., Rubanenko O. Criterion modelling of the process of redundancy of renewable energy sources power generation instability by electrochemical accumulators. *Computational Problems of Electrical Engineering*. 2021, № 11(2). – p. 12-17. DOI:10.23939/jcpee2021.02.012
- [59] Гоголюк П. Ф., Гречин Т. М. *Теорія автоматичного керування*. Львів: Видавництво НУ «Львівська політехніка», 2019. 208 с.
- [60] Lezhniuk P., Rubanenko O., Rubanenko O. Determination of Optimal Transformation Ratios of Power System Transformers in Conditions of Incomplete Information Regarding the Values of Diagnostic Parameters. *Chapter of book: “Fuzzy Logic”*. 2019. P. 97–124. doi: 10.5772/intechopen.84959.

- [61] Kim, J.; Rabelo, M.; Padi, S.P.; Yousuf, H.; Cho, E.-C.; Yi, J. A Review of the Degradation of Photovoltaic Modules for Life Expectancy. *Energies* 2021, 14, 4278. <https://doi.org/10.3390/en14144278>
- [62] Aghaei M., Fairbrother A., Gok A., Ahmad S., Kazim S., Lobato K., Oreski G., Reinders A., Schmitz J., Theelen M., Yilmaz P., Kettle J., Review of degradation and failure phenomena in photovoltaic modules. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 159, 2022, 112160, ISSN 1364-0321
- [63] Lezhniuk P., Belik M., Komar V., Rubanenko O., Rubanenko Olena, Smaglo I.. Analysis of technical conditions influencing the operation of PV power stations cooperating with controlled power grids // *2022 IEEE 4th International Conference on Modern Electrical and Energy System (MEES)*. 979-8-3503-4683-1/22/\$31.00 ©2022 IEEE. doi: 10.1109/MEES58014.2022.10005686
- [64] Rubanenko O., Belik M., Rubanenko O., Bobba P. B., Smaglo I. and Lakshmi G. S. Determining Probable Locations of Photovoltaic Modules Malfunctions // *2024 IEEE 4th International Conference on Sustainable Energy and Future Electric Transportation (SEFET), Hyderabad, India, 2024*, pp. 1-6, doi: 10.1109/SEFET61574.2024.10717959
- [65] Murdock, H.E.; Gibb, D.; Andre, T.; Sawin, J.L.; Brown, A.; Ranalder, L.; Collier, U.; Dent, C.; Epp, B.; Hareesh Kumar, C.; et al. Renewables 2021— *Global Status Report*. 2021. Available online: https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2021_Full_Report.pdf
- [66] Roychowdhury R., X. Wu, M. Russ, D. Fleming and J. Spalding, "Stepping Up to the Future With Power Transformers: Power Transformer Asset Management Strategies: State of the Art and Recommendations for the Future," in *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 21, no. 2, pp. 40-50, March-April 2023, doi: 10.1109/MPE.2022.3230889
- [67] Blaabjerg, F.; Yang, Y.; Ma, K.; Wang, X. Power electronics-the key technology for renewable energy system integration. *In Proceedings of the 2015 International*

- Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*, Palermo, Italy, 22–25 November 2015; pp. 1618–1626.
- [68] Agorreta, J.L.; Borrega, M.; López, J.; Marroyo, L. Modeling and control of N-paralleled grid-connected inverters with LCL filter coupled due to grid impedance in PV plants. *IEEE Trans. Power Electron.* 2010, 26, pp. 770–785.
- [69] Enslin, J.H.; Heskes, P.J. Harmonic interaction between a large number of distributed power inverters and the distribution network. *IEEE Trans. Power Electron.* 2004, 19, pp. 1586–1593.
- [70] Li, C. Unstable operation of photovoltaic inverter from field experiences. *IEEE Trans. Power Deliv.* 2017, 33, pp. 1013–1015.
- [71] Liu, Q.; Liu, F.; Zou, R.; Li, Y. Harmonic Resonance Characteristic of Large-scale PV Plant: Modelling, Analysis and Engineering Case. *IEEE Trans. Power Deliv.* 2022, 37, pp. 2359–2368.
- [72] Fang, T., Shen, S., Jin, Y., and Ruan, X. (2021). Robustness Investigation of Multi-Inverter Paralleled Grid-Connected System with LCL-Filter Based on the Grid-Impedance Allocation Mechanism. *IEEE Trans. Power Electron.* 36 (12), pp. 14508–14524. Dec. 2021. doi:10.1109/TPEL.2021.3088992

ДОДАТОК А

Список публікацій здобувача за темою дисертації

1. P. Lezhniuk, M. Belik, V. Komar, O. Rubanenko, Olena Rubanenko, I. Smaglo. Analysis of technical conditions influencing the operation of PV power stations cooperating with controlled power grids // 2022 IEEE 4th International Conference on Modern Electrical and Energy System (MEES). 979-8-3503-4683-1/22/\$31.00 ©2022 IEEE. doi: 10.1109/MEES58014.2022.10005686 **Scopus**
2. Комар В. О., Лежнюк П. Д., Лесько В. О., Гунько І. О., Смагло І. І. Програмно-апаратний комплекс діагностування технічного стану обладнання фотоелектричних станцій // Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність. – № 2. – 2022. – С. 43–50. doi: 10.20998/2224-0349.2022.02.05
3. Komar V., Lezhniuk P., Hunko I., Smaglo I. Assessment of Technical Condition of Photovoltaic Station Equipment Using Software and Hardware Tools // (2023) Vidnovluvana Energetika, 2023 (1), pp. 19 - 26, Cited 0 times. DOI: 10.36296/1819-8058.2023.1(72).19-26 **Scopus**
4. O. Rubanenko, M. Belik, O. Rubanenko, P. V. Bobba, I. Smaglo and G. S. Lakshmi. Determining Probable Locations of Photovoltaic Modules Malfunctions // 2024 IEEE 4th International Conference on Sustainable Energy and Future Electric Transportation (SEFET), Hyderabad, India, 2024, pp. 1-6, doi: 10.1109/SEFET61574.2024.10717959 **Scopus**
5. Лежнюк П.Д., Гунько І.О., Рубаненко О.О., Смагло І.І., Белік М. Визначення ймовірних місць пошкоджень фотомодулів ФЕС // Вісник Хмельницького національного університету (Технічні науки). – 2025. – № 2. – С. 230–239. <https://doi.org/10.3189/2307-5732-2025-349-33>.
6. Смагло І. І., Рубаненко О. Є. Вплив технічного стану ФЕС на генерування ними електроенергії. Матеріали XXIII Міжнародної науково-практичної онлайн-конференції 19–20 травня 2022 «Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті», Київ, 2022.
7. Рубаненко О. О., Лежнюк П. Д., Смагло І. І. Побудова дерева пошкоджень фотоелектричних модулів. Матеріали XXIII Міжнародної

науково-практичної онлайн-конференції 19–20 травня 2022 «Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті», Київ, 2022.

8. Лежнюк П. Д., Смагло І. І., Рубаненко О. О. Методи і способи дистанційного моніторингу та самодіагностики фотоелектричних станцій. Матеріали Міжнародної науково-технічної конференції «Оптимальне керування електроустановками 2021», Вінниця, 2021.

9. Комар В. О., Смагло І. І., Нетребський В. В. Вплив на роботу силових трансформаторів режимів фотоелектричних станцій і розподільних електричних мереж. Матеріали XXVI Міжнародної науково-практичної онлайн-конференції 21–23 травня 2025 «Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті», Київ, 2025.

10. Смагло І. І., Лежнюк П. Д., Рубаненко О.Є. Спосіб оптимального керування режимами розподільних електричних мереж з розосередженим генеруванням. Публікація відомостей про державну реєстрацію: 18.12.2024, Бюл. №51. (19)UA (11)157915 (13)U (51) МПК H02J 3/24 (2006.01)

11. Смагло І. І., Лежнюк П. Д., Рубаненко О.Є. Спосіб оптимального керування режимами розподільних електричних мереж з розосередженим генеруванням. Патент № 158035 UA, МПК H02J 3/24. № u 2024 00240, заявл. 15.01.2024, опубл. 25.12.2024, Бюл. № 52. 7 с.

12. Смагло І. І., Лежнюк П. Д., Рубаненко О.Є. Спосіб оптимального керування режимами розподільних електричних мереж з розосередженим генеруванням. Пат. 153886 UA, МПК G01R 31/00. № а 2023 00345; заявл. 01.02.2023; опубл. 13.09.2023, Бюл. № 37. 8 с.

ДОДАТОК Б

Основні відмінності ФЕМ за структурою матеріалу і основні їх характеристики

1) Полікристалічні фотоелектричні модулі. Їх структуру показано на рисунку Б.1.



Рисунок Б.1 – Полікристалічний фотоелектричний модуль

Візуальна відмінність цього виду модулів – зернистий візерунок, обумовлений сукупністю великої кількості яскраво-синіх кристалів. При виробництві модулів з полікристалів використовується кремній середнього очищення та відсутня технологічна стадія витягування, тому витрати на виготовлення виходять меншими, порівняно з монокристалом. Полікристали мають квадратну форму з причини прямокутної конфігурації заготовок. Колір їх неоднорідний, що пояснюється сукупністю неоднакових кремнієвих елементів та вмістом домішок. «Сильними сторонами» полікристалів є більш доступна для споживача ціна, а також поліпшена можливість акумуляції денного світла у похмурі дні.

2) Монокристалічні фотоелектричні модулі (зображено на рисунку Б.2):



Рисунок Б.2 – Монокристалічний фотоелектричний модуль

Дані фотоелектричні модулі передбачають використання кристалічного кремнію. Серединою модуля є сонячні елементи, які зверху і знизу закриваються плівкою-герметиком. Вона запобігає потраплянню вологого повітря на сонячний елемент, в результаті чого може відбутися окислення і вихід з ладу останнього. Етиленвінілацетатна плівка ЕВА, застосовувана досі, залишає бажати кращого, оскільки через деякий час втрачає прозорість. У цьому напрямку ведуться розробки по всьому світу.

3) Тонкоплівкові конструкції (зображено на рисунку Б.3):



Рисунок Б.3 – Тонкоплівковий модуль

У цих ФЕМ використовується плівковий аморфний кремній a-Si разом з плівкою та кремній підвищеної прозорості uc-Si. Сутність цієї технології наступна: аморфний кремній бере участь у перетворенні енергії, одержуваної з видимої частини спектру, а мікроплівка працює з інфрачервоним випромінюванням. У порівнянні з одноплівковою конструкцією, аморфна технологія сприяє зростанню потужності на цілих 50%, а розміри модуля при цьому залишаються незмінними.

Коефіцієнт оптичного поглинання денного світла у аморфного кремнію в 20 разів вище, ніж у кристалічного. Тому досить використовувати його шар товщиною в 0,5 – 1 мікрон. А для досягнення такого ж світлопоглинаючого показника у кристалічного кремнію потрібний виріб товщиною в 300 мікрон.

Для тонкоплівкового кремнієвого фотоелемента застосовують силан (кремневодень) – він наноситься шаром в 100 разів більш тонким, ніж фотокристалічний кремній. Термін експлуатації таких модулів значно нижчий за ті, що виготовлені з чистого кремнію, що пояснюється вигоранням від сонячної радіації тонкої плівки фотоелемента.

ФЕМ кристалічного типу в загальному випадку містить такі основні складники:

- Верхній прозорий покрив;
- Корпус (каркас або раму);
- З'єднані між собою електрично й конструктивно фотоелектричні елементи кристалічного типу;
- Нижній покрив;
- Герметик (ламінат);
- Розподільчу коробку (за наявності).

Основу фотоелектричного модуля формує кристалічний фотоелемент – активна частина, яка при потраплянні на неї сонячного проміння, перетворює її на електричний струм. Даний фотоелемент поділяється на монокристал та

полікристал. Принципова їхня різниця полягає в технології їх виготовлення. Справа в тому, що у випадку створення монокристалічного за основу береться один великий розплав напівпровідника кремнію і бору, що занурюється в початковий кристал, який є затравкою. Після досягнення температури кристалізації, його по-трохи дістають і опісля обробляють для приведення до необхідної форми. Даний метод створення монокристалу називається методом Чхоральського.

Щодо полікристалу, то його формування відбувається дещо іншим способом: кремнієво – боровий розплав охолоджують до отримання певної ємності. Цей розплав складається з кількох кристалів, котрі є однорідні за складом, проте різні за розмірами – через що в результаті панель і отримує певний зернистий візерунок. Обробка даного кристалу надалі відбувається за аналогічним до монокристалічного, методом. Окрім фотоелемента, в склад ФЕМ входять струмознімні доріжки, котрі переносять згенерований струм з фотомодуля до розподільчої коробки. Дана коробка у більшості якісних ФЕМ обладнана захисними діодами Шотткі, що захищають її від затінення та перегрівання. Фотоелемент, для ізоляції струму, ламінують спеціальним EVA – шаром, який герметизує елементи панелі, захищає їх від корозії та впливу навколишнього середовища. Гартоване скло додає конструкції міцності та виконує захисну функцію у випадку дощу, граду та будь-яких інших ударів по ФЕМ. Закріплює це все алюмінієва рама, призначена для кріплення кількох панелей у одну загальну конструкцію (Рисунок Б.4).



Рисунок Б.4 – Конструкція ФЕМ

Принцип роботи фотоелектричного модуля будується на фотогальванічному ефекті, котрий показує, що сонячний промінь можна перетворити на електроенергію, накопичувати та використовувати завдяки роботі напівпровідників. Якщо коротко охарактеризувати даний процес, то він відбувається так: сонячний промінь потрапляє на поверхню р-п – шару провідника та вибиває з нього електрони. Після цього дані електрони з певним зарядом переміщуються по колу, що дозволяє живити електроспоживача, підключеного до даного кола.

За технологічними й конструктивними ознаками ФЕМ розподіляють на три основні групи:

- ФЕМ на основі фотоелектричних сонячних елементів з кристалічними об'ємними підкладками (сюди можна віднести ФЕМ на основі ФЕ з монокристалічного і полікристалічного кремнію, а також з арсенід галію тощо);
- ФЕМ на основі тонкоплівкових фотоелектричних сонячних елементів (сюди можна віднести ФЕМ на основі ФЕ з мікрокристалічного, нанокристалічного і аморфного кремнію, ФЕМ на основі з CdTe, ФЕМ на основі ФЕ з CuInGa (CIS) тощо).

- ФЕМ на основі концентраторів сонячного випромінювання. Цю групу ФЕМ класифікують:

- За типом ФЕ за кількістю р-n-переходів у самому ФЕ (одноперехідні, тандемні, триперехідні, каскадні тощо);
- За ступенем концентрації сонячного випромінювання на ФЕ;
- За типом концентраторної оптики (лінзова, відбивальна тощо).

Технологічна конструкція ФЕМ показана на рисунку Б.5.

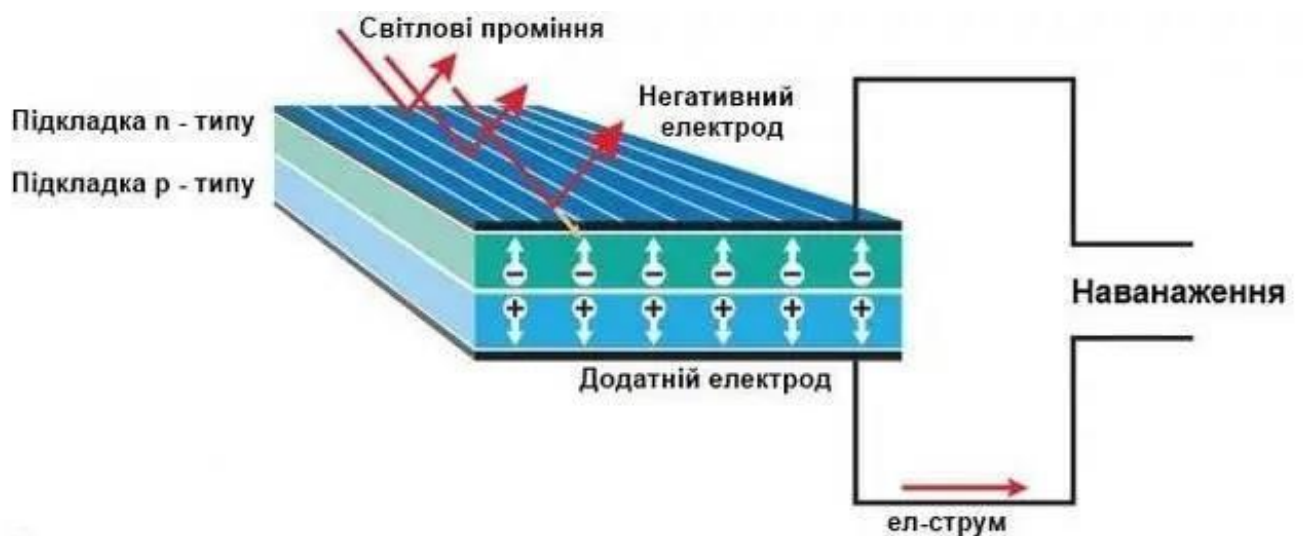


Рисунок Б.5 – Технологічна конструкція ФЕМ

Даний р-n – перехід зазвичай використовують у роботі діодів та трансформаторів.

Одною з найбільш поширених проблем, котрі можуть виникнути при роботі фотоелектричного модуля є затінення. При затіненні частини панелі, даний сектор перестає генерувати електроенергію. Інші частини панелі, що працюють, намагаються «компенсувати» її роботу. Як наслідок – відбувається високе перевищення напруги, що супроводжується надмірною температурою, яка може просто спалити панель. Сучасні виробники намагаються активно боротися з даною проблемою, використовуючи діоди Шотткі для захисту модуля від перегріву.

Усі ФЕМ мають основні показники та характеристики, за якими підбирають усе допоміжне обладнання для правильної експлуатації. ФЕМ характеризуються такими основними показниками:

- $U_{x.x}$ – напруга холостого ходу;
- $I_{к.з.}$ – струм короткого замикання;
- P_n – номінальна потужність;
- I_n – номінальний або робочий струм;
- U_n – номінальна напруга;
- Габаритні розміри;
- ККД або ефективність ФЕМ;
- Вага;
- Коефіцієнт заповнення ФЕМ;
- Тип фотоелектричних елементів (кристалічний, тонкоплівковий, каскадний тощо);
- Температурні коефіцієнти струму, напруги й потужності;
- Ступінь концентрації для ФЕМ з концентраторами;
- Вид концентраторів (лінзи, дзеркала тощо) для ФЕМ з концентраторами;
- Матеріал гомогенізатора для ФЕМ з концентраторами.

Фотоелектричні модулі зазвичай вважаються найнадійнішими компонентами фотоелектричних систем. ФЕМ має високу надійність належної роботи протягом 30 років у типових умовах експлуатації. Щоб оцінити довгострокову роботу ФЕМ в різноманітних наземних умовах, слід використовувати дані про продуктивність поза приміщенням.

Б.1. Зміна кольору інкапсулятора

Знебарвлення герметика є однією з найбільш розповсюджених і досліджуваних проблем деградації, які впливають на продуктивність фотоелектричних модулів, оскільки вони зменшують сонячне світло, що наближається до ФЕМ. Інкапсулятор є невід'ємним компонентом фотоелектричного модуля, який захищає комірки від різких зовнішніх

навантажень. Параметри інкапсулятора, такі як неналежний зв'язок між склом і комірками модуля, забруднення та вологість, що потрапляє через крайові ущільнювачі, фактори навколишнього середовища, такі як висока робоча температура, висока інтенсивність ультрафіолетового випромінювання та вологість навколишнього середовища тощо, є одними з факторів, які можуть сприяти знебарвленню інкапсулятора. Зміна кольору легко помітна при візуальному огляді лише після того, як колір стане темнішим. Знебарвлення бувають двох типів: побуріння і пожовтіння поверхні модулів. Протягом останніх кількох десятиліть EVA постійно використовувався як герметик для кристалічних кремнієвих модулів завдяки його відносно низькій вартості, високій пропускну здатності, адгезії до скла та стійкості до ультрафіолетового випромінювання та несприятливих погодних умов.

Б.2. Корозія

Корозійна деградація є, мабуть, найпоширенішою загрозою для ФЕМ під час розміщення на відкритому повітрі. Виявлення корозії досить складне. Корозія ініціюється та швидко прискорюється різними факторами, такими як знос компонентів фотоелектричного модуля, таких як задня частина, недостатнє ламінування, герметичні засоби та фактори навколишнього середовища. Корозія в основному забезпечує проникнення молекул води та кисню в комірки. Конденсація води в повітрі на стінці сонячної батареї спричиняє в'язку поверхню, яка полегшує захоплення частинок пилу та бруду. Електроліти, окислювачі, метали, з'єднувальні елементи відіграють суттєву роль у процесі корозії.

Б.3. Тріщини і поломки

Подібно до корозії, тріщини належать до часто спостережуваних погіршень, особливо в кремнієвих фотоелектричних модулях. Таким чином, протягом останнього десятиліття наукові дослідження були зосереджені на тріщинах у кремнієвих елементах і пластинах. Тріщини зазвичай виникають в

результаті механічних і термомеханічних навантажень на різних етапах терміну експлуатації фотоелектричних модулів. На стадії виробництва можуть виникати тріщини, через що пайка створює високі напруги в фотоелектричних елементах. Тріщини можуть виникати під час транспортування модулів від місця виробництва/роздрібної торгівлі до місця встановлення, а також під час монтажу, внаслідок чого необережне поводження може створити тріщини або розширити їх. Крім того, під час тривалого розгортання на відкритому повітрі, коли вплив навколишнього середовища через сильні вітри, град тощо може вплинути на утворення тріщин на поверхнях модулів. Завдяки значному технологічному прогресу на рівні матеріалів для фотоелектричних модулів, розміри сонячних елементів значно зменшилися за останні два десятиліття. Наприклад, на виробничих лініях товщину комірок було значно зменшено з 300 мкм до менше, ніж 50 мкм. Різноманітні значні зміни в структурі та архітектурі осередків зробили ФЕМ значно крихкішими та вразливими до зламів, тріщин і поломок під час процесу ламінування, транспортування та встановлення модуля. Основним наслідком тріщин є те, що вони можуть спричинити від'єднання частин клітини та, як результат, відбувається зниження максимальної потужності.

Б.4. Потенційно індукована деградація (PID)

Так званий PID-ефект – потенційно індукована деградація фотоелектричних модулів (Potential Induced Degradation) це процес, який зменшує продуктивність фотоелектричного фотомодуля протягом часу до 70 %. Явище зменшення ефективності фотоелектричного фотомодуля після декількох років роботи, є особливо актуальним для потужних електростанцій у фінансовому співвідношенні.

Потенційно-індукована деградація є, мабуть, найсерйознішим механізмом деградації в сучасних ФЕМ, оскільки вона потенційно може викликати катастрофічні збої модулів. PID ініціюється наступним чином: коли ФЕМ (особливо ті, що підключені до мережі) з'єднані послідовно, корпуси модулів

заземлюються з міркувань безпеки та підтримки. Залежно від типу інвертора та умов експлуатації, таких як проникнення вологи та постійне затінення, величезна різниця потенціалів між ФЕМ та каркасом модуля може бути викликана в модулях на обох кінцях довгих збірок модулів, з'єднаних послідовно (стрінг). Різниця електричних потенціалів спричиняє течію струмів витоку від рами модуля до сонячних елементів (або навпаки, залежно від положення модуля в стрінгу), і цей процес призводить до PID. Крім того, інші режими деградації ФЕМ, включаючи тріщини, збій в байпасних діодах, проблеми з інкапсуляцією та покриттям, затінення тощо були ідентифіковані як режими, які прискорюють PID. Для того, щоб пом'якшити PID, оператори зазвичай встановлюють анти-PID коробку між рядами та інвертором. В останні роки PID привернув значну увагу через його шкідливий вплив як на кристалічний кремній (PID-шунтування), так і на продуктивність тонкоплівкових фотоелектричних модулів у польових умовах.

Тим не менш, ключем до вирішення проблеми PID-ефекту є уникнення утворення різниці потенціалів між фотоелектричним модулем та рамою модуля. В іншому випадку виникає ризик втрати потужності. PID ефект розповсюджується як на кристалічні фотомодулі так і на тонкоплівкові. Це пов'язано низькою стійкістю до виникнення різниці потенціалів (блукуючих струмів) у ФЕМ.

Існують два типи деградації PID

- Реверсивний (поляризація)
- Необоротні (електро-корозія)

Якщо ФЕМ мають негативний потенціал відносно землі, існує висока напруга між ФЕМ та рамою, навіть при заземлених фотоелектричних модулях. Негативна напруга ФЕМ притягує електрони з матеріалів якого виготовлений фотоелектричний модуль та розряджається через заземлену раму, таким чином відбувається певний витік струму. Цей неконтрольований рух вільних носіїв заряду порушує фотоелектричний ефект. Цей момент є не до кінця вивчений,

проте вчені впевнені що суттєвий вплив на це явище має температура та вологість навколишнього середовища.

Хоча вивчення PID-процесів почалося в 70-х роках, активне вивчення довелося саме на 2008-2012 роки, час, коли фотовольтаїка здійснила стрімкий стрибок, з'явилися великі промислові ФЕС, а ціна на ФЕМ значно впала (іноді знижувалася і якість). Проблематика деградації фотоелектричних модулів є надзвичайно важливою для великих сонячних електростанцій, які при будівництві використовують кредитні кошти і розраховують свій бізнес-план на 20-30 років роботи модулів, спад продуктивності на 40-80% протягом перших років стає для них катастрофічним. Вивчення PID-факторів стало надзвичайно важливим для виробників ФЕМ і девелоперів.

Мобільність електронів зростає по мірі збільшення температури і потенціалу напруги. Практичні дослідження виявили також збільшення інтенсивності PID процесів із збільшенням вологості навколишнього середовища.

Фізичний контакт з площиною модуля сторонніх предметів також призводить до збільшення струмів витоку різної інтенсивності.

Деградація ФЕМ суттєво залежить від умов навколишнього середовища, в яких вони встановлені та експлуатуються. Залежно від місця розташування по різному може впливати рівень сонячної інтенсивності, зміна температурного режиму впродовж року, інтенсивність вітрових потоків, рівень вологості тощо.

Саме тому, в різних країнах рівень деградації для одного і того ж типу модулів може суттєво відрізнятись. Основні причина деградації в залежності від місця розташування показані на рисунку Б.6.

Країна	Тип модуля	Швидкість деградації	Причина деградації
Іспанія [7]	Мульти-Si сонячна батарея	від -0,8% до -1,1%/рік	Швидкість вітру
Італія [8]	Мульти-Si сонячна батарея	від -0,8% до -1,1%/рік	Затінення фотоелектричних комірок
Кіпр [9]	Мульти-Si сонячна батарея	від -0,8% до -1,1%/рік	Сонячне випромінювання та температура клітини
Греція [10]	Мульти-Si сонячна батарея	від -0,9% до -1,13%/рік	Температура навколишнього середовища, сонячне випромінювання та швидкість вітру
Польща [11]	Мульти-Si сонячна батарея	>-0,9%/рік	Підвищена температура повітря
Індія [12]	Моно-Si сонячні елементи	-1,4%/рік	Висока температура і вологість камери
Південна Індія [13]	Мульти-Si сонячна батарея	-1,3%/рік	Температура повітря і висока освітленість
Таїланд [14]	Мульти-Si сонячна батарея	від -1,5% до -4,9%/рік	Вологість і вогкість
Північний Таїланд [15]	Мульти-Si сонячна батарея	-1,5%/рік	Розшарування EVA ¹ лист
Японія [16]	Мульти-Si сонячна батарея	-1,15%/рік	Фактори зовнішнього середовища
Сінгапур [17]	Мульти-Si сонячна батарея	-2,0%/рік	Температура навколишнього середовища
Республіка Корея [18]	Мульти-Si сонячна батарея	-1,3%/рік	Корозія та зміна кольору
Шотландія, Великобританія [19]	Мульти-Si сонячна батарея	від -1,05% до -1,16%/рік	Екстремально низька температура та вологість
Австралія [19]	Мульти-Si сонячна батарея	від -1,35% до -1,46%/рік	Екстремально висока температура та вологість

Рисунок Б.6 – Причини деградації ФЕМ в різних країнах

Причини виникнення PID - процесів можна поділити на чотири основні групи:

1. Фактори навколишнього середовища.
2. Особливості будови системи.
3. Структура модуля.
4. Структура фотоелектричного перетворювача.

Зрозуміло, що контролювати навколишнє середовище майже неможливо, тому всі зусилля вчених та інженерів спрямовані на дослідження 2, 3 та 4 чинників.

Вплив навколишнього середовища. Як відомо, збільшення відносної вологості і температури негативно впливають на ефективність ФЕМ і електростанції в цілому. Передові дослідники PID - деградації Underwriters Laboratories (UL) and International Electrotechnical Commission (IEC) відзначають три основні причини виникнення даного явища: підвищена температура при високій вологості (dump heat), температурні перепади, повторювані цикли замерзання-відтавання вологи/води. Особливо руйнівним є останній чинник, при якому вкраплення вологи розширюються при замерзанні і особливо швидко руйнують цілісність шару EVA і призводять до зменшення опору струму витoku. Всі ці чинники значно прогресують зі

збільшенням відносної вологості і температури навколишнього середовища і самих ФЕМ.

Також варто відзначити, що збільшення температури не тільки прискорює PID-процеси, але і збільшує швидкість відновлення перетворювачів при зворотному (поляризаційної) деградації.

Інженери і оператори сонячних електростанцій майже не можуть вплинути на характеристики навколишнього середовища, тому нашу увагу варто зосередити на чинниках впливу характеристик модулів, перетворювачів і систем.

Системні чинники. На системному рівні, найважливішими чинниками виникнення PID - ефекту є напруга, прикладена до модулю та її знак, які залежать від положення модуля в системі і типології заземлення. Інвертор вибирається з точки зору будови системи та інших факторів. За типом використовуваного напруги і заземлення інвертори можуть бути класифіковані на основні чотири групи.

Потенціал напруги каскаду модулів може істотно змінюватися в залежності від типу заземлення. Деградація модулів найчастіше асоціюється з негативним потенціалом напруги щодо заземлення, хоча вплив позитивного напруги було детально досліджено лабораторією SunPower: "Багато років досвіду роботи з численними системами забезпечують чіткий і заспокійливий відповідь: для кристалічних фотоелектричних модулів не існує взаємозв'язку між потенційною деградацією ФЕМ і принципом роботи використовуваного інвертора. Це лише одна з гіпотез, дослідження даної тематики тривають, як і постійні дискусії в наукових колах.

Також дослідження показали, що в явищі залежності напруги і PID - ефекту можуть бути ємнісні ефекти. Міграція іонів, викликана певними електричними силами, згідно прикладеній напрузі призводить до насичення близьких до контактної поверхні шарів, зберігаючи всі сили в стані термодинамічної рівноваги. Ці електричні заряди впливають на напівпровідникові пластини і

знижують ККД модуля. Незалежно від рівня напруги, процеси деградації модулів можливо стабілізувати на певному рівні, який є характерним для кожного типу модуля, затверджується в дослідження SunPower.

Подальша робота буде направлена на дослідження впливу більш високих напруг у масиві модулів на PID - ефект. США починають застосовувати 6000 В масиви, і у всіх областях фотовольтаїки використання 5000 В і навіть 2000 В системи розглядається як засіб зниження витрат у великих комерційних та комунальних проектах сонячних електростанцій. Стійкість до PID-деградації буде набувати все більшого значення в якості характеристики високовольтної системи. За однією з версій, стверджується, що в масивах з напругою в 5000 В або більше, високий позитивний потенціал здатний викликати нові механізми виходу з ладу.

Чинники на рівні модулів. Вибір скла, матеріалу для інкапсуляції і дифузійних бар'єрів, як вже було показано, істотно впливають на PID - ефекти. Згідно з дослідженнями, домішки натрію у фронтальному склі стають важливим чинником деградації модулів.

Також учені зазначають, що інгредієнт, що міститься в натрієво-вапняному склі, але відсутній в кварцовому склі може бути чинником деградації. Було запропоновано, що цією домішкою може бути натрій. У той час як натрій є головним підозрюваним, завдяки своїй електричній активності, алюміній, магній і кальцій присутні в меншій концентрації в натрієво-вапняному склі, але відсутні в кварцовому склі і також можуть зробити свій внесок у PID - ефект.

Всі засоби для інкапсуляції модулів мають абсолютно різні властивості, і вони справляють істотний вплив на PID: EVA (вінілацетат етилену) відіграє життєво важливу роль у запобіганні PID - ефектів, проявляючи набагато кращі

властивості, ніж більшість аналогів. Дане явище пов'язане з відмінностями в електричних властивостях інкапсулянтів, а саме - провідності.

Також оцтова кислота, яка є в складі EVA в поєднанні з вологою можуть бути чинником, відповідальним за розчинення іонів металу на поверхні розділу скла, відомого як "скляної корозії". Результати досліджень показують, що PID - ефект пов'язаний з процесом виникнення струмів витоку не тільки на поверхні між інкапсулянтном і перетворювачем, а і між склом і інкапсулянтном.

Інший тест показав, що модулі, ламіновані з допомогою полівінілбутираля (PVB) показують найбільш високу схильність до PID.

PVB має дуже низький опір до проникнення вологи, зрозуміло, збільшення кількості вологи збільшує провідність. На даний момент проводяться дослідження з метою знайти альтернативний матеріал для інкапсуляції, який більшою мірою буде запобігати появі струмів витоку.

Використання діоксиду кремнію, як бар'єр для дифузії натрію між склом і електрично активними ділянками напівпровідника може працювати досить добре для запобігання PID, але такий бар'єр не застрахований від pin-hole витоку.

Крім того, лазерна абляція фронтальної поверхні тонкоплівкових елемента може залишати пробіли в бар'єрному шарі, що може стати проблематичним без кроків післявиробничої обробки по заповненню цих дефектів.

Чинники на рівні перетворювачів. Анти-рефлекторне покриття (ARC) збільшує захоплення світла і, отже, збільшує коефіцієнт перетворення енергії модуля. Але дослідження показали, що для ARC характерні сполуки, стають причинним фактором у PID: наявність ARC може стати ще однією важливою умовою для PID процесу. Дану залежність нещодавно було виявлено завдяки SIMS - дослідженням (вторинна іонна мас-спектрометрія): натрій, який виходить із скла був виявлений у верхніх шарах анти-рефлекторного покриття

Вплив PID – явищ. Зниження опору шунта (R_{sh}), викликане PID-ефектом, знижує як максимальну потужність модуля (MPP), так і напруга холостого

ходу (розімкнутого ланцюга). TÜV Rheinland Group ідентифікує проблеми, викликані PID-ефект з допомогою трьох чинників: зниження продуктивності; зниження сили струму і напруження; зміна інфрачервоного зображення пластин (ИК).

Незрозумілі втрати продуктивності можуть бути ознакою PID. Оскільки вимірювання Rsh, MPP і ІК вимагають дорогого обладнання, найпростіший спосіб виявити PID-ефект в окремому модулі, чи масиві є використання звичайного вольтметра для вимірювання рівня напруги холостого ходу U_{xx} . У той час як форма кривої вольт-амперної характеристики (показано вище) не може бути виведена тільки завдяки вимірюванню U_{xx} , ступінь деградації модулів можливо вивести шляхом побудови одновимірної графіка U_{xx} , або порівняння вимірювань U_{xx} для панелей на протилежних кінцях масиву.

PID - ефект може бути оборотним або необоротним, в залежності від причини. Очевидно, що необоротний ефект набагато серйозніше, він вимагає негайного виявлення та мінімізації збитків. Необоротна деградація модулів, як правило, викликано електрохімічними реакціями, що призводить до електротехнічної корозії та/або розшарування складових модуля. Незворотні процеси були зареєстровані в основному в тонкоплівкових модулях, хоча і в кристалічних трапляються досить часто.

Незворотні процеси деградації сонячних модулів, в основному, пов'язані з дефектами структури, викликаними перепадами температури, циклами замерзання, розморожування, проникненням вологи і небажаних домішок в макроскопічних масштабах під фронтальне покриття, ламінуючий шар модулів.

Оборотна форма PID, також відома як поверхнева поляризація або ефект поляризації» була виявлена фахівцями SunPower ще у 2005 році. Фрагмент повідомлення SunPower про відкриття: «Цей новий ефект був названий нами поверхневою поляризацією. Він створює стабільний, але оборотне накопичення

статичного заряду на поверхні сонячних елементів. Цей ефект, як правило, пов'язаний з кристалічними кремнієвими модулями».

В результаті цих досліджень було виявлено специфічну реакцію, яка відбувається між склом і напівпровідниковими пластинами: іони натрію можуть дифундувати з фронтального скла до поверхні фотоелектричних перетворювачів за рахунок сили, викликані потенціалом прикладеної напруги. Швидкість переходу позитивно заряджених іонів залежить від типу інкапсулянта, температури, вологості і прикладеної напруги.

Конкретні механізми, що відбуваються відразу після досягненням натрію напівпровідникової пластини не так добре зрозумілі, але було запропоновано декілька основних теорій: "З одного боку заряджені іони можуть концентруватися на поверхні шару з максимальним електричним полем, що веде до анти-пасивуючому ефекту, в результаті чого збільшується швидкості поверхневої рекомбінації. Крім того, натрій може дифундувати в напівпровідниковий шар і діяти в якості атома донора. Це призводить до зростання концентрації іонів натрію в перетворювачі, так що негативний ефект легування може нейтралізувати фотоелектричні властивості матеріалу, погіршувати властивості р-n переходу, так що в результаті буде знижена ефективність фотоелектричного перетворювача.

Незалежно від конкретних механізмів, тестування модулів продемонструвало здатність зворотного ефекту поляризації, і тим самим повного відновлення вихідної потужності модулів. Одне з таких досліджень було проведено в Університеті штату Арізона.

Поляризаційний вплив на кремнієві модулі може бути нейтралізовано шляхом прикладення напруги з оберненим знаком.

Тестування на PID-ефект. Проводити тестування модулів на сприйнятливості до PID-деградації тепер стало як ніколи важливо для будь-якого великомасштабного PV-проекту, часто абсолютно необхідно для отримання фінансування. Тестування може визначити чи є механізм, що

викликає PID є оборотним, які заходи можуть бути застосовані для мінімізації втрат потужності.

Б.5. Деградація, що викликана світлом (LID) і деградація, що викликана світлом і підвищеною температурою (LeTID)

Подібно до корозії, LID і LeTID останнім часом продовжують отримувати особливу увагу через їхню частоту та внесок у глобальні темпи деградації фотоелектричної системи. LID характеризується передчасною та значною втратою ефективності комірок протягом перших годин впливу світла з енергією, що перевищує ширину забороненої зони матеріалу. Враховуючи численні переваги технології сонячних елементів із легованим бором кремнієм Чохральського (Cz-Si), які включають низьку вартість, високу ефективність тощо, ця технологія страждає здебільшого від проблеми LID, яка пов'язана з утворенням комплексів бор-кисень і це обмежує їх розвиток. LID значно зменшує вироблення електроенергії. Крім того, механізми LID відрізняються залежно від комірки, матеріалу та процесу виробництва. З іншого боку, LeTID відносно залежить від температури, і він є найбільш значущим у мультикристалічних кремнієвих пасивованих емітерних і задніх контактних елементах (PERC). LeTID суттєво відрізняється від звичайного LID, оскільки це процес деградації, який запускається тривалим впливом світла та високої температури. Вважається, що водень у масовому кремнії є відповідальним за дефекти LeTID у мультикристалічних кремнієвих елементах.

ДОДАТОК В

Дефекти фотоелектричних модулів і способи їх виявлення

У випадках, коли фотомодуль в зборі перегрівається, мова йде про дефект струни, який може бути викликаний низкою факторів (рис. В.1).

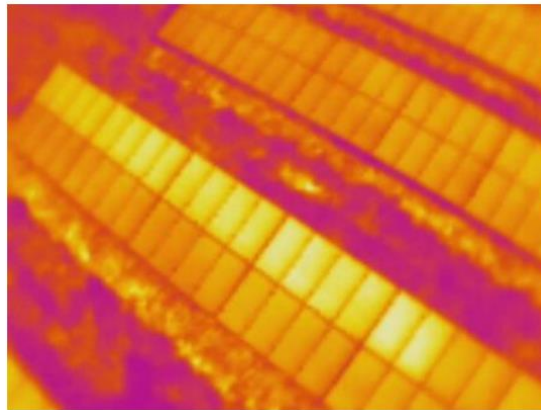


Рисунок В.1 – Перегрів фотомодуля в корпусі (стріngu)

Перш за все, оцінюється стан кола фотоелектричних модулів шляхом вимірювання струму цієї збірки. Якщо струм не відхиляється від номінальних значень, необхідно перевірити справність кожного з фотомодулів. Якщо виявлено пошкоджені або технічно несправні фотомодулі, необхідно провести повний детальний аналіз, як описано вище. Якщо всі фотомодулі справні, а струм відповідає (майже відповідає) номінальним значенням, можна припустити, що фотомодулі в цій збірці підключені неправильно (полярність при підключенні змінена на протилежну). Водночас цей дефект може супроводжуватися зміною струму, як у бік збільшення, так і в бік зменшення. Це явище характеризується різноманітністю можливих помилок при підключенні фотомодулів. В цьому випадку необхідно виміряти всі параметри цієї нитки, щоб виявити природу конкретного дефекту.

Також необхідно максимально локалізувати розташування ймовірного місця неправильного підключення для швидкого усунення.

Часто неправильне підключення або зворотна полярність супроводжується хаотичним перегрівом комірок фотоелектричних модулів всього стрінгу (рис. В.2).

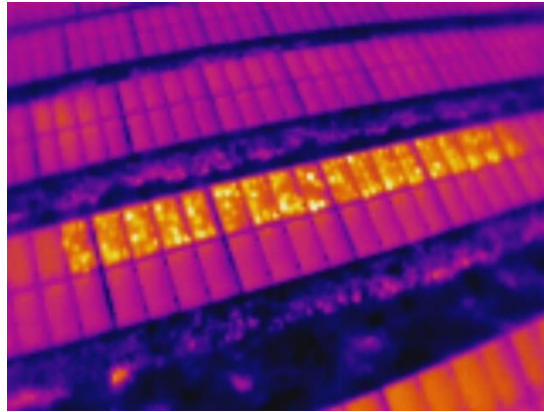


Рисунок В.2 – Випадковий перегрів комірок струнного фотомодуля

Якщо під час вимірювання струм відсутній, необхідно перевірити всі інші показники, щоб визначити можливу несправність.

Далі перевіряється відсутність замикань на землю. Для цього по черзі вимірюється напруга відносно землі (спочатку полюс «+», а потім полюс «-»). За відсутності замикання на землю напруга повинна швидко падати. Якщо напруга залишається постійною або починає хаотично змінюватися, значить, є замикання на землю.

Якщо під час перевірки на замикання на землю напруга падає, необхідно перевірити цілісність запобіжників, встановлених на цій нитці, і в разі пошкодження замінити їх, а потім знову перевірити всі показники цієї нитки.

Наступним обов'язковим кроком є перевірка конекторів вздовж всього стрінгу. Часто вони занадто щільно закріплені до металевих конструкцій, що може призвести до їх перетискання і, як наслідок, пошкодження. Якщо роз'єми не мають явних дефектів, то сонячний кабель може бути обірваний в місцях, які неможливо візуально оглянути. В такому випадку рекомендується виміряти опір ізоляції цього кабелю (рис. В.3).



Рисунок В.3 – Пошкодження конектора ФЕМ

Описаний метод термографії та візуальний контроль (за допомогою камери VIS) також можуть бути легко автоматизовані за допомогою певного типу безпілотних літальних апаратів. Важливим завданням є оптимізація траєкторії БПЛА та окремих параметрів знімків (накладання, кут, фокусна відстань і т.д.). Приклад траєкторії БПЛА над досліджуваним об'єктом представлений на рис. В.4, а накладання знімків - на рис. В.5 (для більш чіткого розмежування 4-х послідовних знімків показана вільна ділянка місцевості, на яку накладено знімки).



Рисунок В.4 – Приклад траєкторії БПЛА



Рисунок В.5 – Приклади накладання знімків БПЛА

Наступний крок - автоматизована оцінка якості записаних зображень. Фактично це означає відсіювання зображень, неприйнятних для подальшого аналізу. Тут необхідно визначити допустимий діапазон всіх параметрів. Якщо ми зосередимося лише на термограмах великої фотоелектричної станції, ми повинні враховувати кут зйомки всіх аналізованих точок. Кожна точка представляє тепловий потік, який можна розрахувати за формулою (В.1).

$$W_{\text{заг}} = \varepsilon\tau W_{\text{об}} + (1 - \varepsilon)\tau W_{\text{відб}} + (1 - \tau)W_{\text{атм}}. \quad (\text{В.1})$$

Очевидно, що загальний тепловий потік $W_{\text{заг}}$ складається з 3 окремих елементів (потік від вимірюваного об'єкта $W_{\text{об}}$, потік від відбитих навколишніх об'єктів $W_{\text{відб}}$ і потік від атмосфери $W_{\text{атм}}$), тому дуже важко виділити 3 незалежні змінні з 1 рівняння. Ситуація також ускладнюється іншими змінними, а саме випромінювальною здатністю та абсолютною температурою всіх 3 окремих компонентів. Крім того, випромінювальна здатність залежить від кута нахилу. Для правильного зчитування значення теплоти дуже важливо вибрати правильні частини термограм пострілу, перш за все, якщо ми намагаємося представити цю величину як значення температури. Це вимагає точного процесу для адаптації методу до конкретної БПЛА і знімального пристрою. На рис. В.6 показано процес відбору з використанням загального граничного значення 0,5. Після етапу відбору генерується хмара точок, як

показано на рис. В.7. Кожна візуалізована точка несе певну інформацію (положення, колір, випромінювальна здатність, температура тощо). Ці точки розраховуються на основі накладених знімків і наносяться на карту.

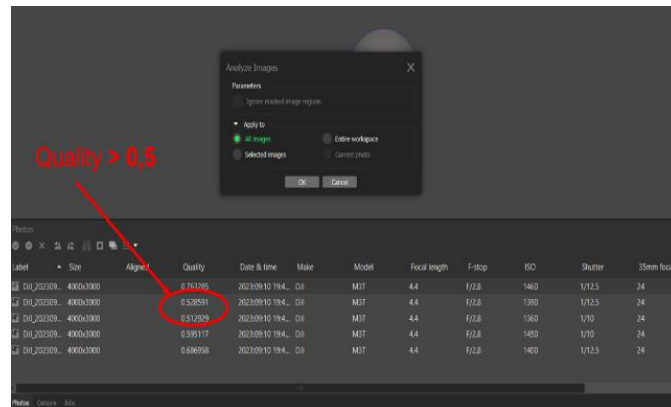


Рисунок В.6 – Аналіз якості зображення

Точність залежить від особливостей знімальної системи та точності координат конкретних знімків. Спеціальні методики з використанням RTK-мереж і ручної тригонометрії можуть підвищити точність до рівня, прийнятного для майбутньої повторної автоматизованої діагностики.

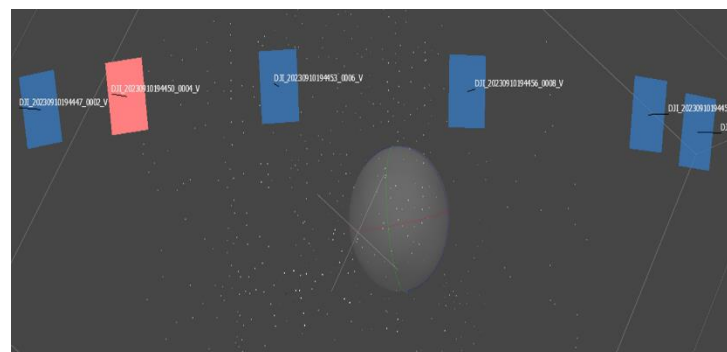


Рисунок В.7 – Формування хмари точок

Цей крок має вирішальне значення для подальшого процесу. Необхідно виявити якомога більше точок, що містять дефектну інформацію. Ці дефекти можуть бути наслідком усіх згаданих фізичних характеристик (кут зйомки, особливості об'єктивів, фокусна відстань тощо). На рис. В.8 і В.9 показано 2

прикладі одного і того ж набору даних з різним рівнем порогу (0,569064 і 0,315460). Змінюючи значення порогу, можна досягти відбору (або фільтрації) приблизно від 0,1 % до 99,5 % проаналізованих точок. Знову ж таки, для майбутніх автоматизованих аналізів необхідно знайти відповідні налаштування для конкретного налаштування БПЛА і системи зйомки. Цей процес має виконуватися вручну і є основою успішного застосування БПЛА. Загалом, нижчі значення порогу мають тенденцію до кращої точності в ІЧ-спектрі (0,30 - 0,35), тоді як вищі значення (0,55 - 0,65) призводять до кращих результатів у VIS-спектрі. Пошкоджені точки виділені на обох зображеннях.

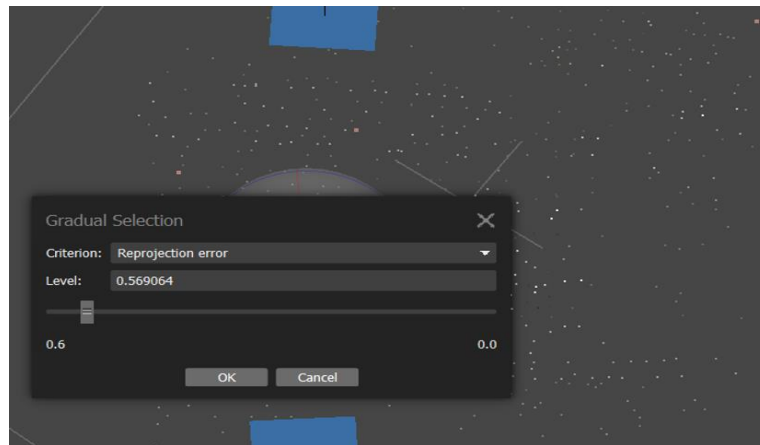


Рисунок В.8 – Набір вибірки - поріг 0,569064

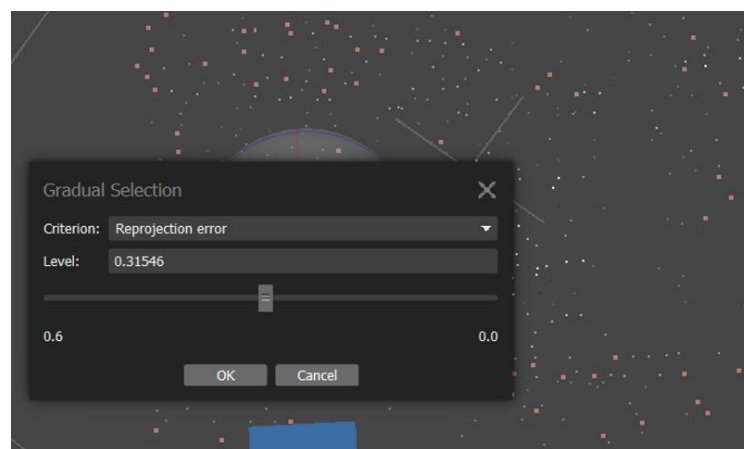


Рисунок В.9 – Набір вибірки - поріг 0,315460

Після цього кроку можна згустити хмару точок. Результатом може бути як текстурована, так і сітчаста модель як у видимому, так і в інфрачервоному спектрі. Приклад сітчастої ІЧ-моделі показано на рис. В.10. Зрештою, всі ці етапи призводять до створення еталонної моделі аналізованої фотоелектричної системи, яка може бути використана як для поточного аналізу виробничих втрат, так і для майбутнього порівняння оцінки деградації (або виявлення деградації). Приклад моделювання втрат представлений на рис. В.11. Для аналізу отриманих результатів можна використовувати багато безкоштовного або особливо безкоштовного програмного забезпечення, наприклад FLIR Quick Report, Pix4Dmapper тощо.

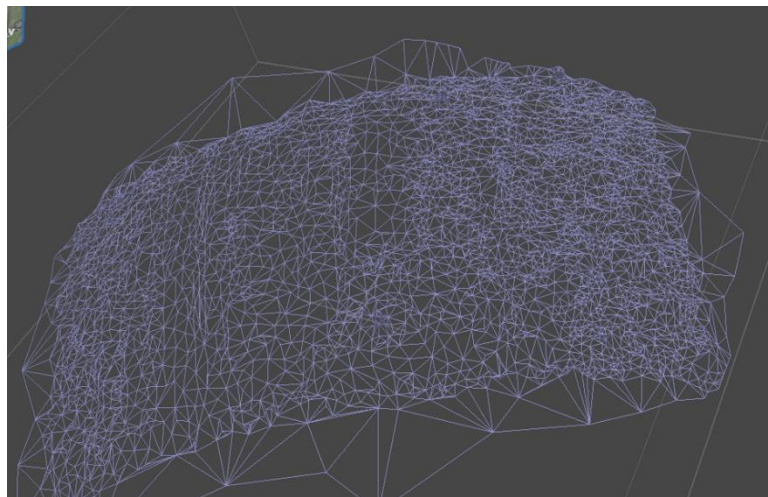


Рисунок В.10 – Сітчаста модель зразка (ІЧ-спектр)

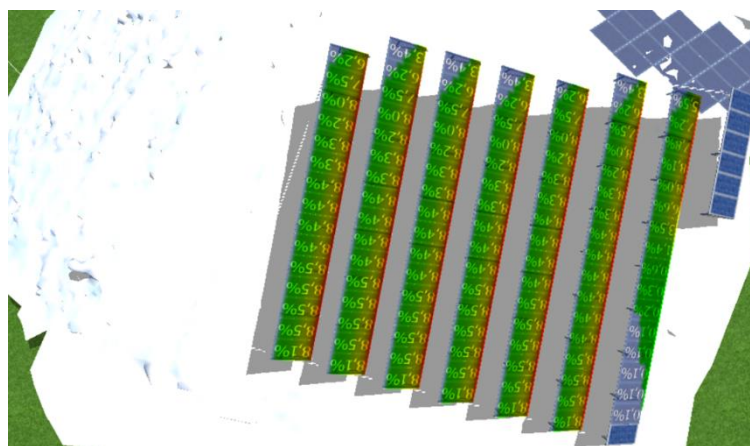


Рисунок В.11 – Аналіз втрат

ДОДАТОК Г

Результати обстеження фотоелектричних модулів ФЕС «Пороги»

Об'єкт	Фотоелектрична електростанція «Пороги»
Площа	10 га
Номінальна потужність	4 МВт
Кількість PV-модулів	18 348 шт.
Тип PV-модулів	Hanwha SolarOne (Qidong) SF220-30-M245L
Дата проведення	02.07.2024 року
Погодні умови	+25°C – +30°C, сонячно, вітер 2 м/с
Тепловізор	FLIR E85, № 78514488, сертифікат
Анемометр	№260224-02 від 26.02.2024; Wöhler FA410, № 2060252, свідоцтво 240/56 від 29.01.2024
Пристрій тестування сонячних установок і побудови графіків залежності I-V Seaward PV200 з вимірювачем рівня сонячної інтенсивності Survey S200R	PV200 S/N: 38M-0889/04005018; S/N: 39M-0459; сертифікат UA/25/220222/000157 від 05.03.2024

За результатами діагностики ФЕМ (додаток 1–5) виявлено ряд відхилень за температурними показниками та різницю між виміряною ефективністю ФЕМ і паспортними значеннями, як наслідок втрата потужності дефектних ФЕМ складає $\approx 14 - 40 \%$.

Додаток

№ 1

Ряд

№ 17 нижній

Стрінг

2.2.2

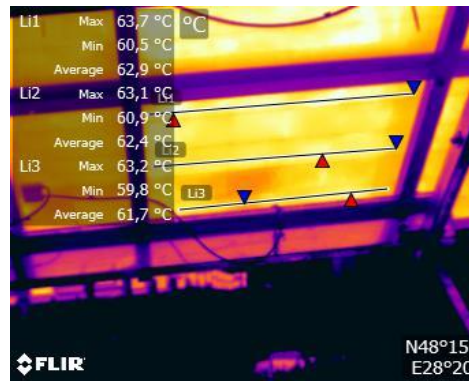
Серійний номер

SF22023P1207VI1460

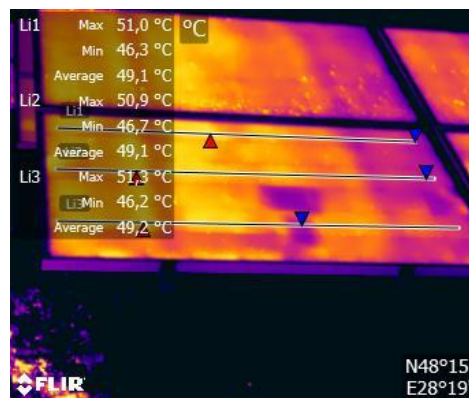
Рекомендації

Замінити PV-модуль

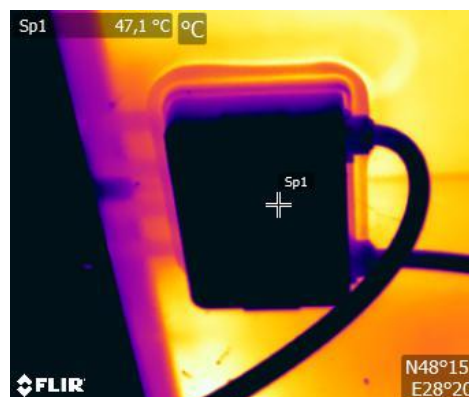
Термограма
№ FLIR_26421
№ FLIR_26422



Термограма
№ FLIR_26419
№ FLIR_26420

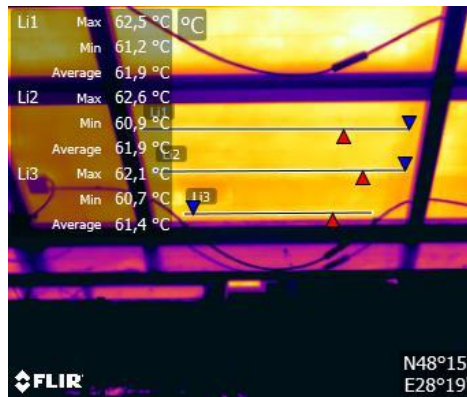


Термограма
№ FLIR_26423
№ FLIR_26424

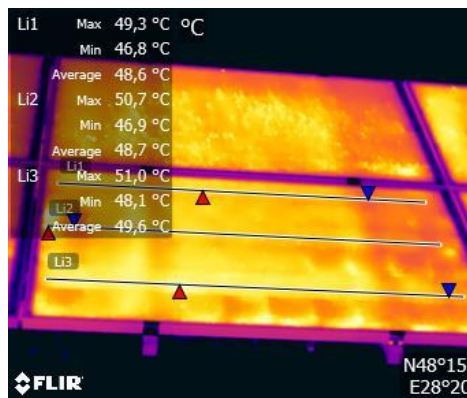


Додаток № 2
 Ряд № 17 нижній
 Стрінг 2.2.1
 Серійний номер SF22023P1207VI0164
 Рекомендації Замінити PV-модуль

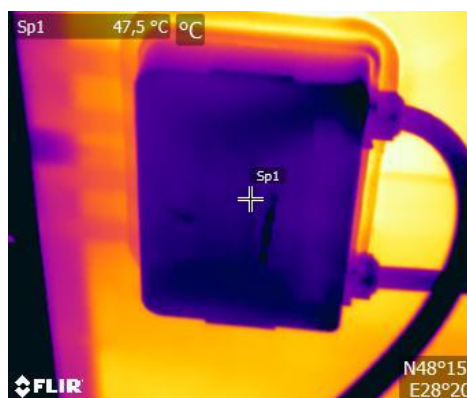
Термограма
 № FLIR_26433
 № FLIR_26434



Термограма
 № FLIR_26431
 № FLIR_26432

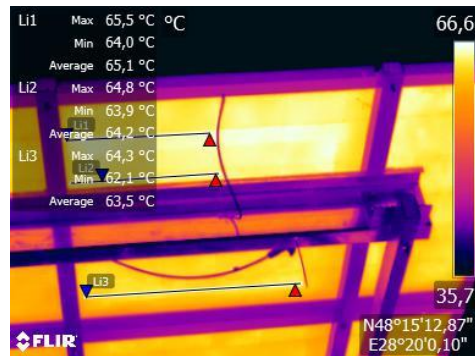


Термограма
 № FLIR_26435
 № FLIR_26436

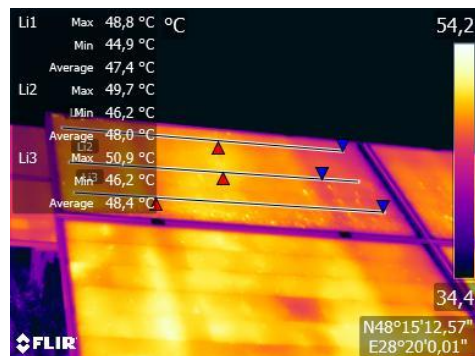


Додаток № 3
 Ряд № 17 верхній
 Стрінг 2.2.1
 Серійний номер SF22023P1207VI0027
 Рекомендації Замінити PV-модуль

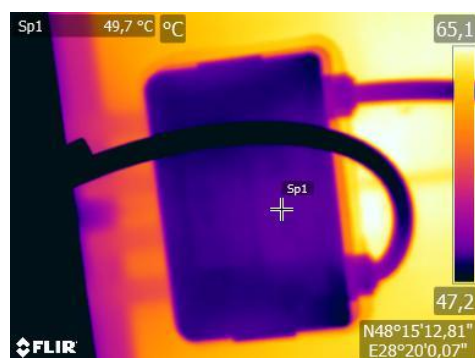
Термограма
 № FLIR_26427
 № FLIR_26428



Термограма
 № FLIR_26425
 № FLIR_26426

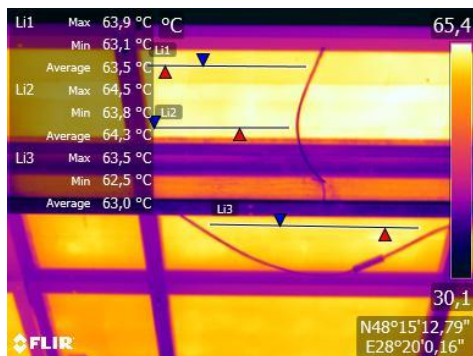


Термограма
 № FLIR_26429
 № FLIR_26430

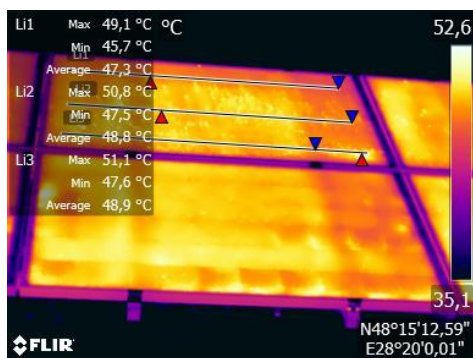


Додаток № 4
 Ряд № 17 верхній
 Стрінг 2.2.2
 Серійний номер SF22023P1207VI1441
 Рекомендації Замінити PV-модуль

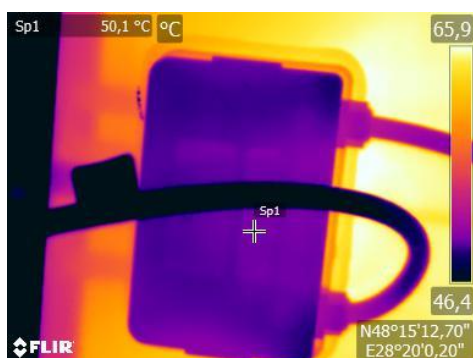
Термограма
 № FLIR_26437
 № FLIR_26438



Термограма
 № FLIR_26431
 № FLIR_26432

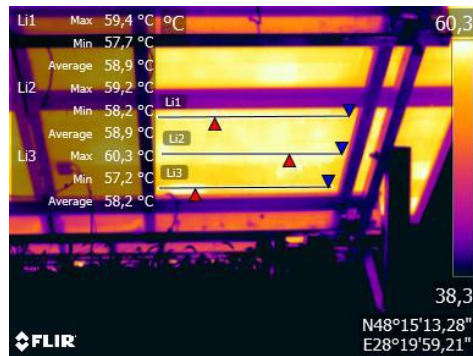


Термограма
 № FLIR_26439
 № FLIR_26440

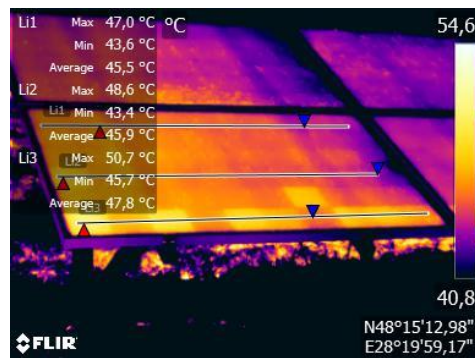


Додаток № 5
 Ряд № 15 нижній
 Стрінг 2.1.1
 Серійний номер SF22023P1207VI1414
 Рекомендації Замінити PV-модуль

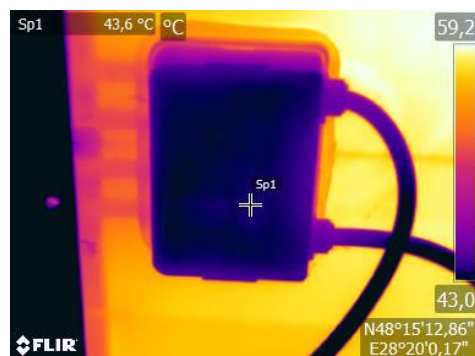
Термограма
 № FLIR_26403
 № FLIR_26404



Термограма
 № FLIR_26401
 № FLIR_26402

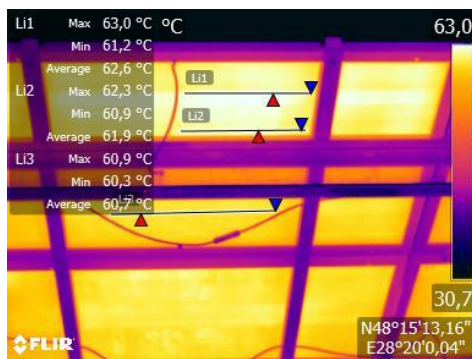


Термограма
 № FLIR_26405
 № FLIR_26406

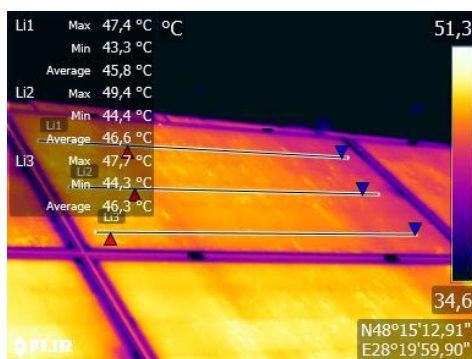


Додаток № 6
 Ряд № 15 верхній
 Стрінг 2.1.1
 Серійний номер SF22023P1207VI1450

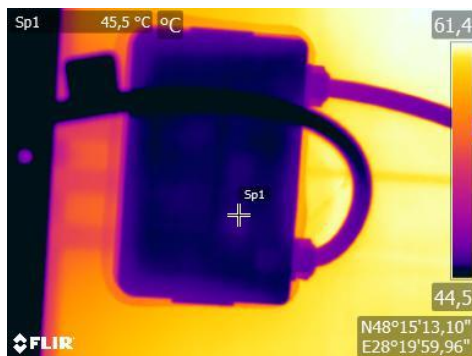
Термограма
 № FLIR_26415
 № FLIR_26416



Термограма
 № FLIR_26413
 № FLIR_26414



Термограма
 № FLIR_26417
 № FLIR_26418

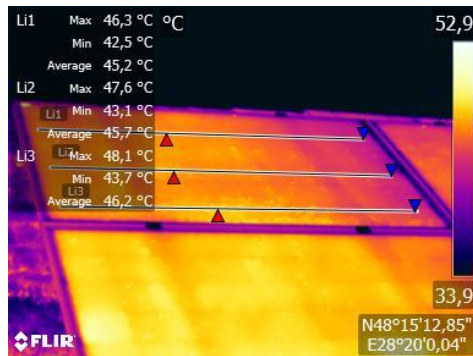


Додаток № 7
 Ряд № 15 верхній
 Стрінг 2.1.2
 Серійний номер SF22023P1207VI1233

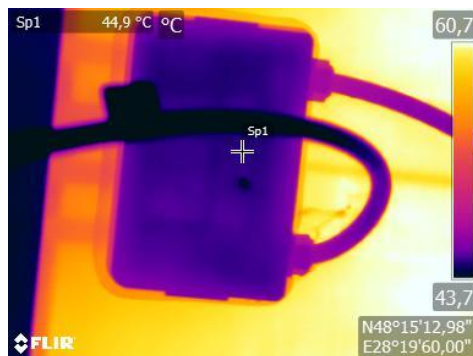
Термограма
 № FLIR_26409
 № FLIR_26410



Термограма
 № FLIR_26407
 № FLIR_26408



Термограма
 № FLIR_26411
 № FLIR_26412



ДОДАТОК Д

Довідки про впровадження результатів дисертаційної роботи



ТОВ «НЕСС СЕРВІС»
 вул. Гонти, 39 А, Вінниця, 21017, Україна
 Т: +380 432 50 72 70 E: office@kness.energy
 F: +380 432 50 72 70 W: kness.energy

Довідка

про техніко-економічну ефективність впровадження результатів дисертаційної роботи Смагло І. І. «Методи і способи дистанційного моніторингу та самодіагностики фотоелектричних станцій»

У ТОВ «НЕСС СЕРВІС» з метою підвищення надійності функціонування фотоелектричних станцій (далі – ФЕС), а також реалізації моделі прогнозування генерації електроенергії з урахуванням деградації елементів електрообладнання, впроваджено результати дисертаційної роботи Смагло І. І., зокрема:

- проведено аналіз основних типів пошкоджень фотоелектричних модулів (далі – ФЕМ) та досліджено фактори, що впливають на їх деградацію, із встановленням відповідних закономірностей;
- запропоновано та впроваджено метод і спосіб діагностики технічного стану ФЕМ в умовах реальної експлуатації;
- розроблено алгоритм локалізації ймовірних місць пошкодження фотоелектричних модулів;
- алгоритм визначення ймовірних місць пошкодження фотоелектричних модулів;
- здійснено оптимізацію роботи системи дистанційного моніторингу в частині реалізації функцій самодіагностики елементів електрообладнання ФЕС;
- ідентифіковано характерні причини пошкоджень силових трансформаторів, що експлуатуються у складі фотоелектричних станцій, та запропоновано ефективні способи їх усунення.

Використання зазначених наукових розробок у виробничій діяльності ТОВ «НЕСС СЕРВІС» дозволило підвищити ефективність експлуатації фотоелектричних станцій, своєчасно виявляти відмови обладнання та знижувати витрати на його обслуговування, що в сукупності забезпечує позитивний техніко-економічний ефект.

Директор
 ТОВ «НЕСС СЕРВІС»



Володимир Мельник



ЗАТВЕРДЖУЮ

Проректор з науково-педагогічної роботи
та організації освітнього процесу
Вінницького національного технічного
університету

к.т.н., доц. Петров О.В.

« 30 » травня 2025 р.

АКТ

впровадження результатів дисертаційної роботи

Смагла Івана Івановича

на тему «Методи і способи дистанційного моніторингу та самодіагностики
фотоелектричних станцій»

у навчальний процес

Члени комісії у складі декана факультету електроенергетики та електромеханіки, доцента Тепті В.В., заступника декана з навчально-методичної роботи, доцента Кутіної М.В., завідувача кафедри електричних станцій та систем, професора Комара В.О. склали цей акт про те, що у Вінницькому національному технічному університету для виконання курсових та дипломних робіт для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, а також для вивчення дисциплін «Розосереджені джерела енергії» та «Локальні електроенергетичні системи» впроваджено такі результати, розроблені Смагло І.І.:

– статистичні методи аналізу технічного стану обладнання фотоелектричних станцій (ФЕС);

– причини деградації фотоелектричних модулів і трансформаторів ФЕС та вплив їх на генерування електроенергії.

Включення результатів дослідження до розділів дисципліни, в яких вивчаються методи оптимізації та заходи підвищення надійності забезпечення споживачів електроенергією, доповнює знання студентів щодо ефективного керування технологічними процесами на етапах формування та практичної реалізації оптимальних рішень з врахуванням реальних умов експлуатації.

Декан ФЕЕЕМ

Заступник декана ФЕЕЕМ

Завідувач кафедри ЕСС

Віра ТЕПТЯ

Марина КУТІНА

Вячеслав КОМАР