

ЛЕЖНЮК ПЕТРО

Вінницький національний технічний університет

<https://orcid.org/0000-0002-9366-3553>e-mail: lezhp@gmail.com**ГУНЬКО ІРИНА**

Інститут відновлюваної енергетики

<https://orcid.org/0000-0001-5470-7413>e-mail: iryna_hunko@ukr.net**РУБАНЕНКО ОЛЕНА**

Вінницький національний технічний університет

<https://orcid.org/0000-0002-2660-182X>e-mail: olena_rubanenko@ukr.net**СМАГЛО ІВАН**

Вінницький національний технічний університет

<https://orcid.org/30000-0003-2662-0091>e-mail: smagloivan91@gmail.com**БЕЛІК МІЛАН**

Західночеський університет

<https://orcid.org/0000-0002-9907-5365>e-mail: belik4@fel.zcu.cz**ВИЗНАЧЕННЯ ЙМОВІРНИХ МІСЦЬ ПОШКОДЖЕНЬ ФОТОМОДУЛІВ ФЕС**

Стаття присвячена автоматизації процесів, що застосовуються для швидкого та недорогого діагностування фотоелектричних станцій (ФЕС). Загалом, існує кілька методів, які зазвичай використовуються для діагностування фотоелектричних систем (візуальний огляд, термографія тощо). Основним недоліком існуючих методик є значні затрати часу і, відповідно, висока вартість робочих ресурсів. Рациональне використання безпілотних автоматизованих систем, таких як квадрокоптери, може значно підвищити ефективність процесу та зменшити витрати. Але сам процес - це не лише безпілотний обліт, а й збір даних. Якщо не брати до уваги правові та технічні складнощі польоту і передпольотної підготовки та потребу в наявності сертифікованих пілотів, то аналіз даних є найбільш складною і трудомісткою частиною. Окремі етапи аналізу можна значно оптимізувати, щоб зменшити часові витрати, але це також впливає на технічні аспекти польоту (траєкторія безпілотного літаючого апарату (БПЛА), час роботи, споживання батареї тощо). В статті досліджено методи контролю технічного стану фотомодулів та запропоновано шляхи їх оптимізації. Застосування запропонованих авторами принципів на конкретній сонячній електростанції дозволить зменшити часу і експлуатаційні затрати порівняно з традиційними методами діагностування ФЕС.

Ключові слова: фотоелектричні станції, пошкодження, моніторинг технічного стану, термографія.

LEZHNIUK PETRO

Vinnytsia National Technical University

HUNKO IRYNA

Institute of Renewable Energy

RUBANENKO OLENA

Vinnytsia National Technical University

SMAGLO IVAN

Vinnytsia National Technical University

BELIK MILAN

University of West Bohemia

DETERMINATION OF PROBABLE PLACES OF DAMAGE TO PV MODULES

The article is devoted to the automation of photovoltaic system diagnostics processes, which reduces time and resources. Photovoltaic systems are usually diagnosed using traditional methods such as visual inspection or thermography. However, these methods have significant disadvantages: high cost due to the significant time required. The article focuses on the use of unmanned automated systems, in particular quadcopters, to improve diagnostic efficiency. These technologies make it possible to automate the survey processes, including object inspection, data collection and subsequent analysis. At the same time, it is noted that the survey itself is only the initial stage of work, while the analysis of the data remains the most complex and time-consuming part of the process.

The authors investigate the optimisation of key stages of analysis, which can significantly reduce time and resources, but at the same time affects a number of technical aspects of the flight, such as the trajectory of the drones, battery consumption and duration of operation. Particular attention is paid to the correlation between flight efficiency and data collection quality, as well as the impact of these factors on the accuracy of diagnostic methods. The article also discusses the legal and technical challenges associated with the use of drones, including the need for certified pilots and compliance with safety regulations.

The practical application of the discussed automation principles to specific examples, such as solar power plants, demonstrates the possibility of a significant reduction in diagnostic time and operational costs compared to traditional methods. The results indicate that automation of photovoltaic system diagnostics is a promising area that combines innovative technologies and economic efficiency.

Keywords: photovoltaic plants, damage, technical condition monitoring, thermography.

Вступ

Встановлена потужність сонячних електростанцій безперервно зростає з кожним роком у всьому світі [1]. Велика частина фотоелектричних станцій експлуатуються понад 20 років, і актуальним є

визначення технічного стану основного обладнання, що встановлено на фотоелектричних станціях (ФЕС). Аналіз даних звіту IRENA, щодо встановленої потужності сонячних електростанцій у світі показав тренд до постійного зростання, що не змінюється останні 12 років, як представлено на рис. 1.

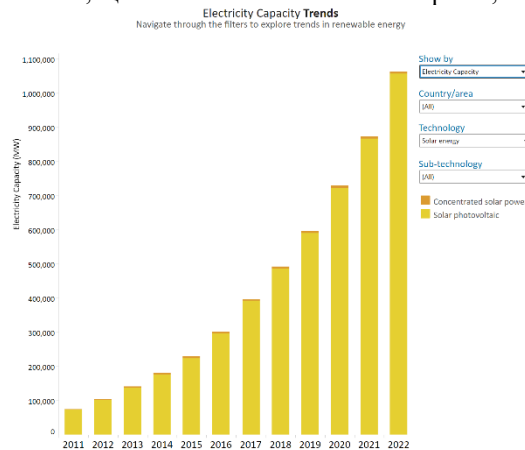


Рис. 1 Встановленої потужності сонячних електростанцій у світі на основі звіту IRENA

Фотоелектричні станції є єдиною технологією з цієї категорії, що використовується в Україні. Запропоноване дослідження є оглядом індикації різних несправностей фотоелектричних модулів на основі результатів експериментів на українських сонячних електростанціях, що дозволяє оптимізувати процеси автоматизації їх діагностування. У звіті IRENA зазначається, що відновлювані джерела енергії (ВДЕ) в Україні розвиваються та зростають, і більшість з них базуються на сонячній енергії [2] (рис. 2).

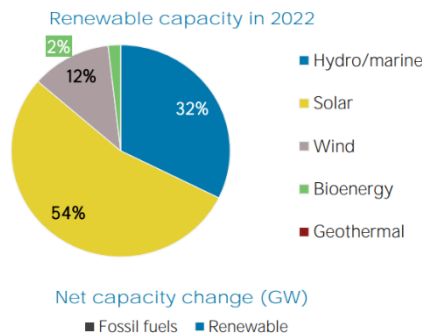


Рис. 2 Відновлювані потужності за версією IRENA в Україні на 2022 рік

В роботах [3, 4] зазначається, що встановлення сонячної системи в енергосистемі повинно відповідати індексу оптимальності [3]. Критерій оптимальності сонячної станції показує ефективність використання сонячної системи і залежить від трьох параметрів: місця встановлення в електроенергетичній системі [5, 6], метеорологічних параметрів [7] і технічних умов [8, 9].



Рис. 3 Критерій оптимальності

При експлуатації фотоелектричних станцій важливо постійно контролювати стан фотомодулів, оскільки вони є основним елементом всієї системи. Для цього необхідно вчасно виявляти пошкодження фотомодулів і в найкоротші терміни усувати ідентифіковані недоліки. Існує багато методів моніторингу технічного стану фотоелектричних модулів, але через їх високу вартість немає можливості використовувати всі з них одночасно. Саме тому виникає потреба у використанні певних алгоритмів, які були б одночасно ефективними та потребували мінімальних фінансових витрат (рис. 4). Запропонований алгоритм є лише орієнтиром для загальних етапів визначення технічного стану і може бути модифікований для конкретних умов [10]. Найзручнішим і першочерговим методом діагностування є онлайн-моніторинг всієї фотоелектричної системи, але цей метод обмежений у застосуванні та результативності. Звичайно, неможливо підключити кожен модуль до пристрою, який би постійно зчитував його стан в масштабах великих або середніх промислових ФЕС, тому такий моніторинг зводиться до моніторингу стану окремих модульних збірок (стрінгів), з'єднувальних коробок або

безпосередньо інверторів [11]. При моніторингу стрінгових інверторів відносно невеликої потужності можна відстежувати продуктивність стрінгів, а не конкретно фотомодулів. Тобто цей метод дає можливість зрозуміти, в якому стрінгу або групі стрінгів знаходиться імовірно пошкоджений фотомодуль, але отримати більш детальну інформацію таким чином неможливо. Що стосується інверторів великої потужності, то тут онлайн-моніторинг обмежується моніторингом стану ФЕМ, оскільки такі інвертори потребують більших вхідних значень. У цьому випадку локалізувати можливий дефект ще складніше, а знайти пошкоджений фотомодуль практично неможливо або буде супроводжуватися великими витратами ресурсів. Фотомодулі мають багато дрібних дефектів, таких як мікротріщини, «равликові доріжки», розшарування, сторонні забруднення, «гарячі точки» тощо. Для українських ФЕС характерно послідовне з'єднання фотоелектричних модулів у стрінги від 12 до 22 модулів. Відповідно, струм стрінгу визначається струмом «найслабкішого» фотомодуля. Тому невчасно виявлений дефект окремого фотомодуля, впливає негативно на ефективність генерування електроенергії ФЕМ цілого стрінгу. В залежності від типу інвертора, можуть виникнути проблеми несиметрії стрінгів. Запропонований метод дозволяє визначити модулі, які потребують більш детального дослідження, наприклад, на FLASH-тестері (PASSAN). Наприклад, в Чехії вимірювання FLASH-тестером PASSAN можливо лише в Пльзні та Празі, що ще ускладнює поставлену задачу.

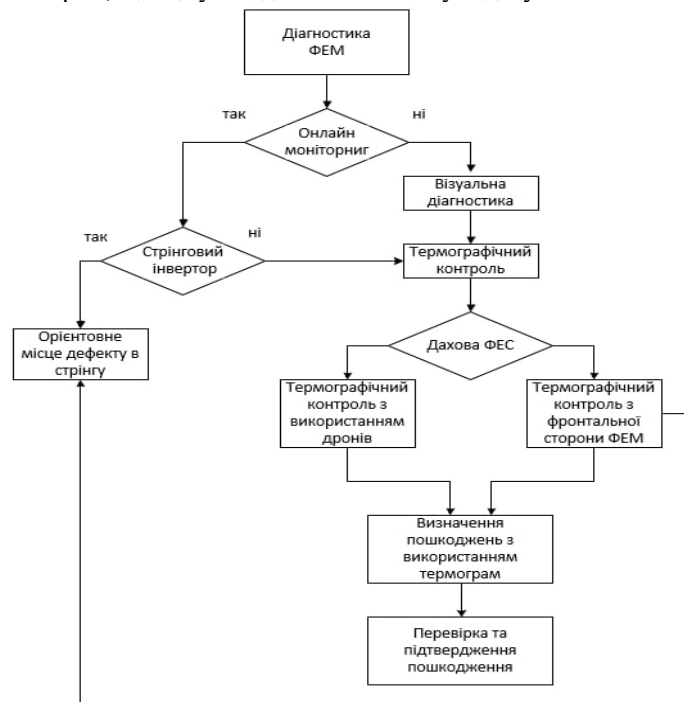


Рис. 4 Спрощений алгоритм моніторингу технічного стану фотоелектричних модулів

1. Методи діагностики фотоелектричних модулів

Тим не менш, методи попереднього огляду дозволяють локалізувати ймовірні місця пошкоджень та обсяг майбутніх перевірок.

Наступним етапом, найбільш ефективним, 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, не вимагає його зупинки;
- Не потрібно виконувати оперативні перемикання;
- Забезпечується безпека персоналу при проведенні діагностики, оскільки використовується дистанційний безконтактний метод;
- Забезпечується висока продуктивність праці при проведенні діагностики;
- Забезпечується необхідна точність і достовірність результатів, використання тепловізора дозволяє бачити теплову картину в цілому, що унеможливує пропуск дефектів.



Рис. 5 Автоматизований візуальний або тепловізійний метод контролю

Тепловізор - це прилад, призначений для перетворення теплового зображення об'єкта (зображення об'єкта, створеного власним тепловим випромінюванням або різницею у випромінювальній здатності поверхні об'єкта контролю) у видиме зображення (рис. 5-6).

Метод тепловізійного обстеження також має свої особливості для ФЕС різного розміру або різного розташування відносно поверхні, оскільки таке обстеження проводиться в кілька етапів.

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. Великий вибір дозволяє вибрати адаптаційні модулі, що приєднуються до мобільного телефону і є доволі бюджетними за ціною з інтуїтивно зрозумілим інтерфейсом.

Для наземних ФЕС проводяться обидва етапи тепловізійного обстеження фотомодулів: обліт квадрокоптером над фотомодулями і візуальний пошук відхилень температури, а також 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.

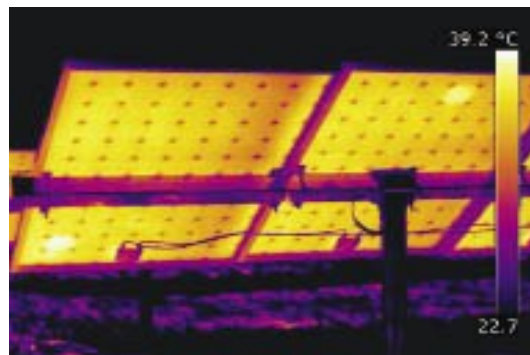


Рис. 6 Тепловізійний контроль зі зворотного боку фотоелектричних модулів

Вольт-амперна характеристика - це залежність струму навантаження від напруги на клеммах фотомодуля при фіксованих значеннях температури та інтенсивності випромінювання. Використовуючи дані, отримані під час вимірювання вольт-амперної характеристики, можна побачити відхилення від нормальної роботи фотоелектричної системи через дефекти або деградацію, затінення або забруднення (рис. 7).

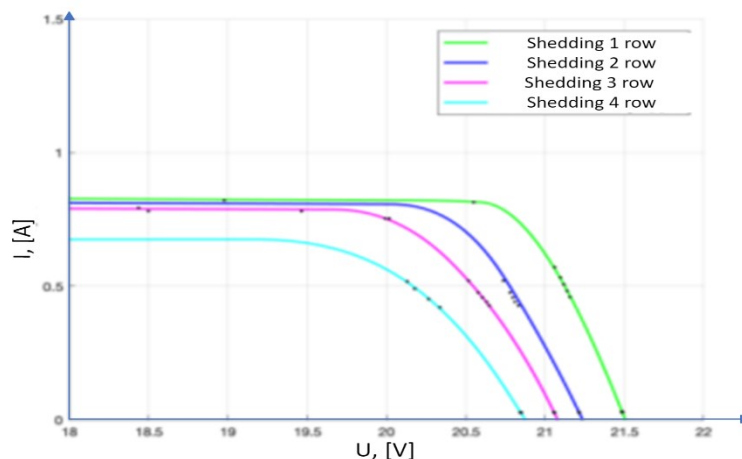


Рис. 7 I-V криві при різному ступені затінення

Під час експлуатації електростанцій рекомендується щорічно вимірювати вольт-амперні характеристики фотоелектричних модулів і проводити щорічне порівняння та виявлення відхилень між параметрами. Цей метод ефективний, але його дуже важко автоматизувати.

2. Термограма ФЕС

Тепловізійний контроль вимагає значної інформаційної бази та безперервного вдосконалення методів ідентифікації дефектів, оскільки навіть зовні схожі пошкодження можуть свідчити про різні види несправностей фотомодулів. Для цього доцільно застосовувати алгоритми, що дозволяють виявляти та аналізувати дефекти фотомодулів.

Для початку, використовуючи метод онлайн діагностування або перший етап тепловізійного обстеження, необхідно визначити, чи стосується несправність окремого фотомодуля, чи цілого стрінгу. 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.

Такий перегрів, найімовірніше, вказує на дефект шунтуючого діода, розташованого в розподільчій коробці фотомодуля.

Тривале ігнорування цього дефекту впливає на загальні параметри стрінгів фотомодулів і може призвести до пошкодження інших модулів або системи в цілому (рис. 8).

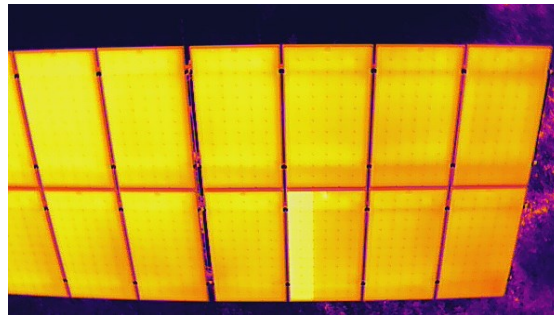


Рис. 8 Тепловізійне зображення підстрінгового (діодного) дефекту

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 заростями навколо нього або брудом, який може бути на поверхні фотоелементів (рис. 9).

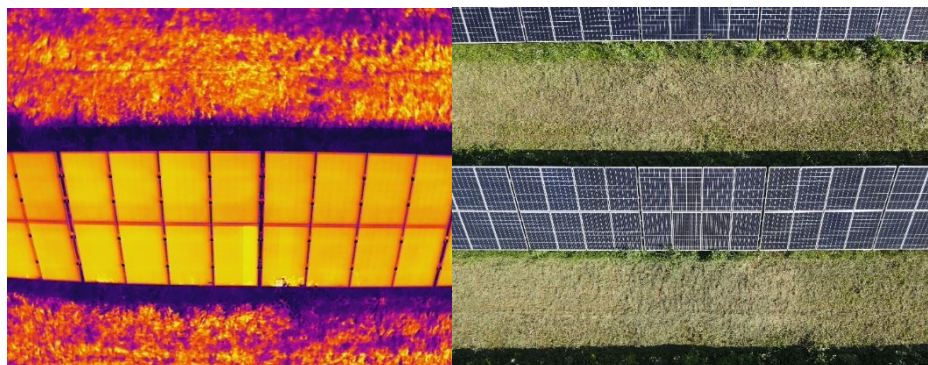


Рис. 9 Перегрів фотомодулів через затінення від заростей

Якщо при огляді виявлено, що зовнішні фактори не впливають на перегрів фотомодуля, то, в першу чергу, слід оцінити стан розподільчої коробки. Якщо спостерігається значне підвищення температури, це означає, що контакти в цій розподільчій коробці пошкоджені. Це явище також може супроводжуватися візуальним пошкодженням (оплавленням) коробки (рис. 10).

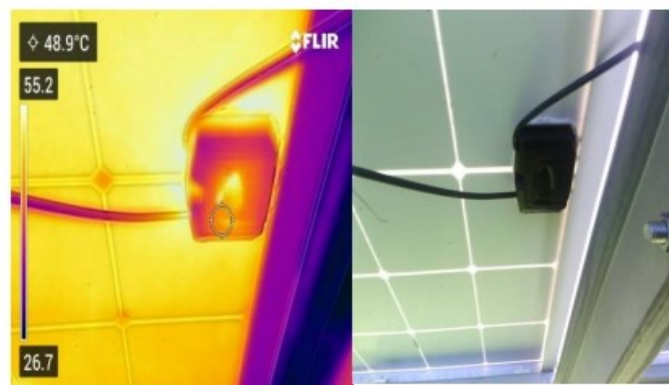


Рис.10 Загорання клемної коробки

У випадках, коли нагрівання фотоелементів не супроводжується нагріванням з'єднувальної коробки, найімовірніше, спостерігається внутрішнє коротке замикання в фотоелементах (рис. 11).

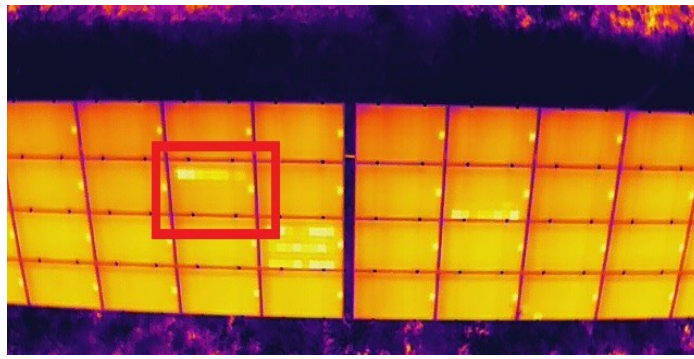


Рис. 11 Коротке замикання фотоелементів

У випадках, коли фотомодуль в стрінгу перегрівається, мова йде про дефект стрінга, який може бути викликаний низкою факторів (рис. 12).

Перш за все, оцінюється стан стрінгу фотоелектричних модулів шляхом вимірювання струму. 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 стрінгу 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 цього стрінгу, 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. 13).

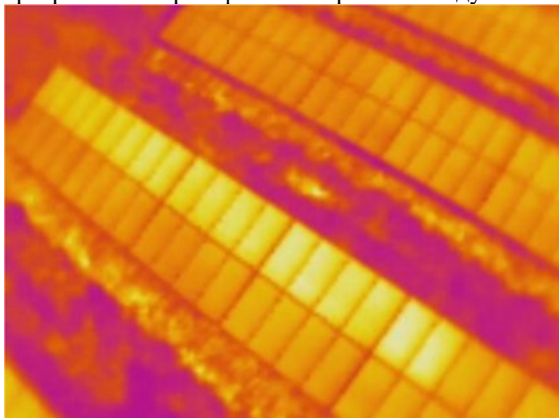


Рис. 12 Перегрів фотомодуля в стрінгу

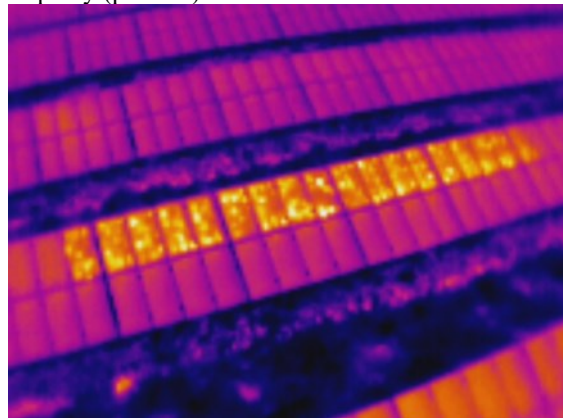


Рис. 13 Випадковий перегрів комірок фотомодулів в стрінгу

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 коротке замикання на землю.

Якщо під час перевірки на замикання на землю напруга падає, необхідно перевірити цілісність запобіжників, встановлених на цьому стрінгу, і в разі пошкодження замінити їх, а потім знову перевірити всі діагностичні параметри.

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. 14).



Рис. 14 Пошкодження конектора ФЕМ

3. Використання БПЛА для моніторингу технічного стану фотомодулів ФЕС

Описаний метод термографії та візуальний контроль (за допомогою камери VIS) також можуть бути легко автоматизовані за допомогою певного типу безпілотних літальних апаратів (БПЛА). 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. 15, а накладання знімків - на рис. 16 (для більш чіткого розмежування 4-х послідовних знімків показана вільна ділянка місцевості, на яку накладено знімки).

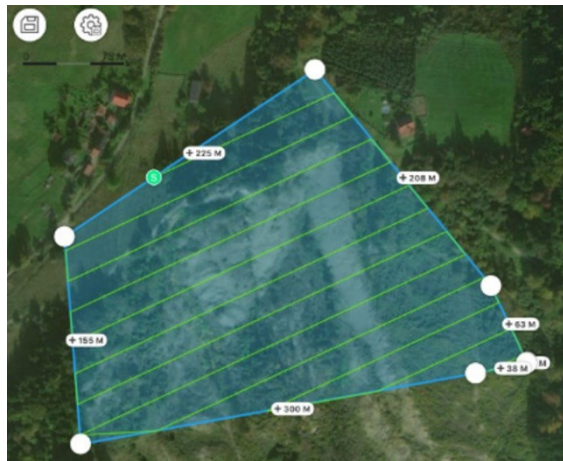


Рис. 15 Приклад траєкторії БПЛА



Рис. 16 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 (1).

$$W_{\text{зг}} = \varepsilon \tau W_{\text{об}} + (1 - \varepsilon) \tau W_{\text{вдб}} + (1 - \tau) W_{\text{атм}} \quad (1)$$

Очевидно, що загальний тепловий потік $W_{\text{зг}}$ складається з 3 окремих елементів (потік від вимірюваного об'єкта $W_{\text{об}}$, потік від відбитих навколишніх об'єктів $W_{\text{вдб}}$ 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. Це вимагає детального налаштування термокамери конкретного БПЛА. На рис. 17 показано процес відбору з використанням загального граничного значення 0,5. Після етапу відбору генерується сукупність точок, як показано на рис. 18. Кожна візуалізована точка несе певну інформацію (положення, колір, випромінювальна здатність, температура тощо). Ці точки розраховуються на основі накладених знімків і наносяться на карту.

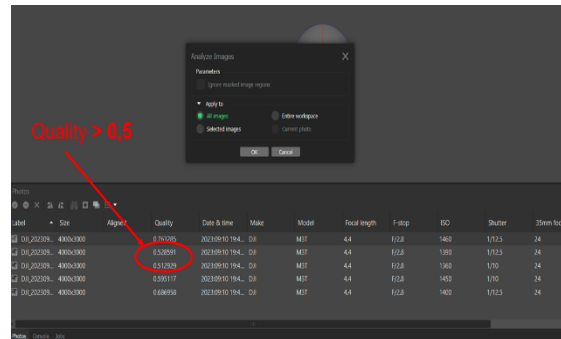


Рис. 17 Аналіз якості зображення

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.

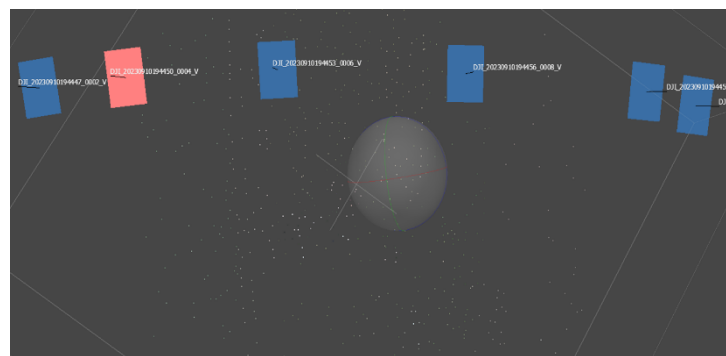


Рис. 18 Формування хмари точок

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'єктів, фокусна відстань тощо). На рис. 19 і 20 показано 2 приклади 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 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 елементи виділені на обох зображеннях.

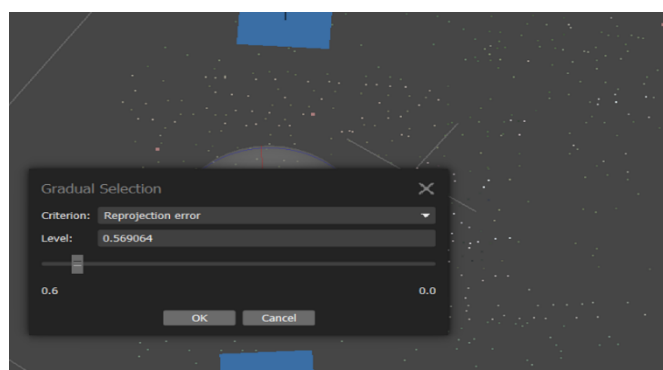


Рис. 19 Набір вибірки - поріг 0,569064

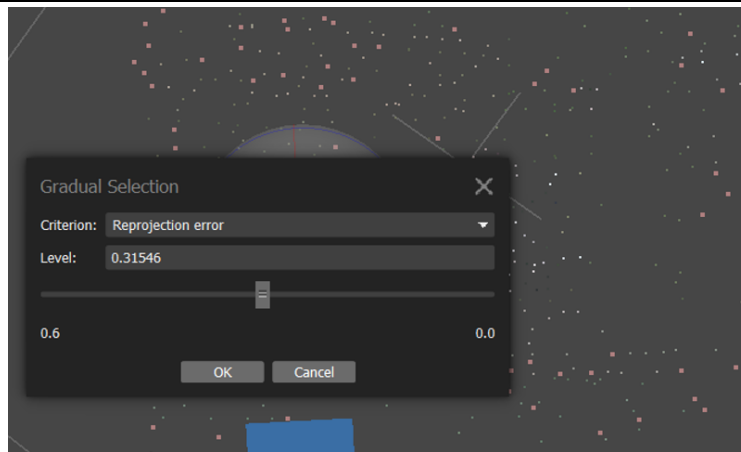


Рис. 20 Набір вибірки - поріг 0,315460

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. 21. Зрештою, всі ці етапи призводять до створення еталонної моделі 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. 22. Для аналізу отриманих результатів можна використовувати безкоштовне програмне забезпечення, наприклад FLIR Quick Report, Pix4Dmapper тощо.

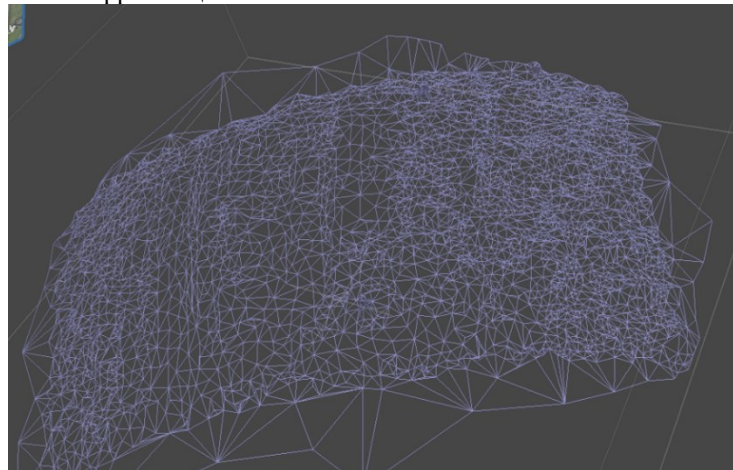


Рис. 21 Сітчаста модель зразка

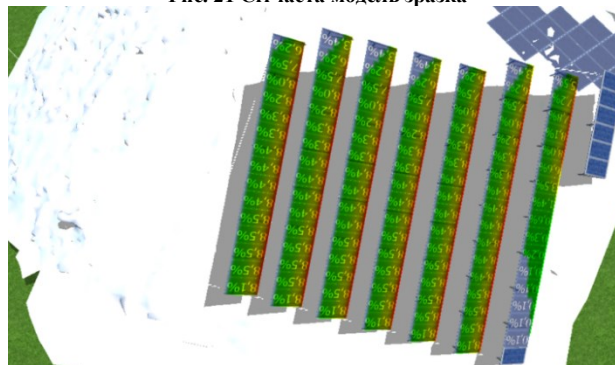


Рис. 22 Аналіз втрат

Висновки

Представлена методологія описує можливості застосування безпілотних авіаційних систем для автоматизованого аналізу фотоелектричних станцій. Ця методологія може бути застосована як в 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.

Література

1. Ukraine_Europe_RE_SP. (2025, February 13). IRENA (International Renewable Energy Agency). Retrieved from <https://irena.org>
2. Solar energy. (2025, February 13). IRENA (International Renewable Energy Agency). Retrieved from <https://irena.org>
3. Lezhniuk, P., Komar, V., & Rubanenko, O. (2020). Information support for the task of estimation the quality of functioning of the electricity distribution power grids with renewable energy source. *2020 IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*, 168–171. Kyiv, Ukraine. <https://doi.org/10.1109/ESS50319.2020.9159965>
4. Ghatak, S., Sannigrahi, S., & Acharjee, P. (2018). Optimised planning of distribution network with photovoltaic system, battery storage, and DSTATCOM. *IET Renewable Power Generation*, 12(15), 1823–1832. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2018.5088>
5. Lakshmi, S., Rubanenko, O., Divya, G., & Lavanya, V. (2020). Distribution energy generation using renewable energy sources. *2020 IEEE India Council International Subsections Conference (INDISCON)*, 108–113. Visakhapatnam, India. <https://doi.org/10.1109/INDISCON50162.2020.00033>
6. Lakshmi, G., Rubanenko, O., & Hunko, I. (2021). Control of the sectioned electrical network modes with renewable energy sources. *2021 International Conference on Sustainable Energy and Future Electric Transportation (SEFET)*, 1–6. Hyderabad, India. <https://doi.org/10.1109/SeFet48154.2021.9375781>
7. Rubanenko, O., & Yanovych, V. (2020). Analysis of instability generation of photovoltaic power station. *2020 IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*, 128–133. Kyiv, Ukraine. <https://doi.org/10.1109/ESS50319.2020.9160093>
8. Lezhniuk, P., Komar, V., Belik, M., Rubanenko, O., & Smaglo, I. (2022). 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)*, 1–6. Kremenchuk, Ukraine. <https://doi.org/10.1109/MEES58014.2022.10005686>
9. Belik, M., Timr, J., & Rubanenko, O. (2023). Prediction of the degradation process of mono-Si photovoltaic panels in Ukrainian and Czech conditions. *2023 23rd International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE)*, 1–6. Brno, Czech Republic. <https://doi.org/10.1109/EPE58302.2023.10149312>
10. Halko, S., Suprun, O., & Miroshnyk, O. (2021). Influence of temperature on energy performance indicators of hybrid solar panels using cylindrical cogeneration photovoltaic modules. *2021 IEEE 2nd KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, 132–136. Kharkiv, Ukraine. <https://doi.org/10.1109/KhPIWeek53812.2021.9569975>
11. Singh, S., & Chander, N. (2024). Effect of a single degraded PV module on the performance of a string: A case study of 100 kWp on-grid PV plant in 13th year of its operation. *2024 3rd International Conference on Power Electronics and IoT Applications in Renewable Energy and Its Control (PARC)*, 249–254. Mathura, India. <https://doi.org/10.1109/PARC59193.2024.10486270>

References

1. Ukraine_Europe_RE_SP. (2025, February 13). IRENA (International Renewable Energy Agency). Retrieved from <https://irena.org>
2. Solar energy. (2025, February 13). IRENA (International Renewable Energy Agency). Retrieved from <https://irena.org>
3. Lezhniuk, P., Komar, V., & Rubanenko, O. (2020). Information support for the task of estimation the quality of functioning of the electricity distribution power grids with renewable energy source. *2020 IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*, 168–171. Kyiv, Ukraine. <https://doi.org/10.1109/ESS50319.2020.9159965>
4. Ghatak, S., Sannigrahi, S., & Acharjee, P. (2018). Optimised planning of distribution network with photovoltaic system, battery storage, and DSTATCOM. *IET Renewable Power Generation*, 12(15), 1823–1832. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2018.5088>
5. Lakshmi, S., Rubanenko, O., Divya, G., & Lavanya, V. (2020). Distribution energy generation using renewable energy sources. *2020 IEEE India Council International Subsections Conference (INDISCON)*, 108–113. Visakhapatnam, India. <https://doi.org/10.1109/INDISCON50162.2020.00033>
6. Lakshmi, G., Rubanenko, O., & Hunko, I. (2021). Control of the sectioned electrical network modes with renewable energy sources. *2021 International Conference on Sustainable Energy and Future Electric Transportation (SEFET)*, 1–6. Hyderabad, India. <https://doi.org/10.1109/SeFet48154.2021.9375781>
7. Rubanenko, O., & Yanovych, V. (2020). Analysis of instability generation of photovoltaic power station. *2020 IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*, 128–133. Kyiv, Ukraine. <https://doi.org/10.1109/ESS50319.2020.9160093>
8. Lezhniuk, P., Komar, V., Belik, M., Rubanenko, O., & Smaglo, I. (2022). 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)*, 1–6. Kremenchuk, Ukraine. <https://doi.org/10.1109/MEES58014.2022.10005686>
9. Belik, M., Timr, J., & Rubanenko, O. (2023). Prediction of the degradation process of mono-Si photovoltaic panels in Ukrainian and Czech conditions. *2023 23rd International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE)*, 1–6. Brno, Czech Republic. <https://doi.org/10.1109/EPE58302.2023.10149312>
10. Halko, S., Suprun, O., & Miroshnyk, O. (2021). Influence of temperature on energy performance indicators of hybrid solar panels using cylindrical cogeneration photovoltaic modules. *2021 IEEE 2nd KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, 132–136. Kharkiv, Ukraine. <https://doi.org/10.1109/KhPIWeek53812.2021.9569975>
11. Singh, S., & Chander, N. (2024). Effect of a single degraded PV module on the performance of a string: A case study of 100 kWp on-grid PV plant in 13th year of its operation. *2024 3rd International Conference on Power Electronics and IoT Applications in Renewable Energy and Its Control (PARC)*, 249–254. Mathura, India. <https://doi.org/10.1109/PARC59193.2024.10486270>