

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ
ФАКУЛЬТЕТ МЕХАНІКИ, ЕНЕРГЕТИКИ ТА ІНФОРМАЦІЙНИХ
ТЕХНОЛОГІЙ
КАФЕДРА ЕНЕРГЕТИКИ**

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
Рівень вищої освіти – другій (магістерський) рівень

на тему: **„ПІДВИЩЕННЯ ЯКОСТІ ВИРОБНИЦТВА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ
ФОТОМОДУЛІВ ДЛЯ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ
16 МВт ТЗОВ «ФАВОРИТ-АГРО» м. КОРЕЦЬ РІВНЕНСЬКОЇ ОБЛАСТІ»**

Виконав: студент 6 курсу групи Ен-61
Спеціальності 141 „Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка”
(шифр і назва)

Артисюк Дмитро Михайлович
(Прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент Коробка С. В.
(Прізвище та ініціали)

Рецензенти: _____
(Прізвище та ініціали)

(Прізвище та ініціали)

Дубляни 2023

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ
ФАКУЛЬТЕТ МЕХАНІКИ, ЕНЕРГЕТИКИ ТА ІНФОРМАЦІЙНИХ
ТЕХНОЛОГІЙ
КАФЕДРА ЕНЕРГЕТИКИ

«ЗАТВЕРДЖУЮ»
Зав. кафедри _____
(підпис)

к.т.н., доцент Сиротюк С. В.
" ____ " _____ 2023 р.

З А В Д А Н Н Я

на кваліфікаційну роботу студенту
Артисюку Дмитру Михайловичу

1. Тема роботи: "Підвищення якості виробництва електроенергії фотомодулів для сонячної електростанції потужністю 16 МВт ТзОВ «Фаворит-Агро» м. Корець Рівненської області "

Керівник роботи: Коробка Сергій Васильович, к.т.н., доцент
Затверджена наказом по університету від від 28.04.2023 року № 133/К-С

2. Строк здачі студентом закінченої роботи 30.11.2023 року.

3. Вихідні дані: Навчальна, наукова, методична та довідкова література. Матеріали мережі "Internet".

4. Перелік питань, які необхідно розробити

4.1. Огляд сучасного стану проблеми роботи фотомодулів для сонячної електростанції потужністю 16 МВт

4.2. Розробка оптимального методу та системи керування режимами роботи фотомодулів для сонячної електростанції потужністю 16 МВт.

4.3. Експериментальне дослідження роботи фотомодулів для сонячної електростанції потужністю 16 МВт.

4.4. Охорона праці та довкілля.

4.5. Техніко-економічне обґрунтування ефективності використання комбінованої автоматичної установки.

Висновки і пропозиції

Список використаної літератури

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень):
Ілюстрації до доповіді виконані у формі презентації.

6. Консультанти розділів роботи:

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата		Відмітка про виконання
		завдання видав	завдання прийняв	
1, 2, 3, 5	Коробка С. В. к.т.н., доцент, доцент кафедри енергетики			
4	Городецький І. М. к.т.н., доцент, доцент кафедри фізики, інженерної механіки та безпеки виробництва			

7. Дата видачі завдання: 04.09.2023 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Пор. №	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Відмітка про виконання
1	Огляд сучасного стану і проблеми роботи фотомодулів для сонячної електростанції потужністю 16 МВт	4.09.2023 – 21.09.2023	
2	Розробка оптимального методу та системи керування режимами роботи фотомодулів для сонячної електростанції потужністю 16 МВт.	22.09.2023 – 29.09.2023	
3	Експериментальне дослідження роботи фотомодулів для сонячної електростанції потужністю 16 МВт.	02.10.2023 – 13.10.2020	
4	Охорона праці та довкілля.	16.10.2023 – 23.10.2023	
5	Техніко-економічне обґрунтування ефективності використання комбінованої автоматичної установки.	24.10.2023 – 02.11.2023	
6	Завершення оформлення ілюстративної частини роботи	03.11.23 – 13.11.23	
7	Завершення роботи в цілому	14.11.23 – 30.11.23	

Студент _____ Артісюк Д. М.
(підпис)

Керівник роботи _____ Коробка С. В.
(підпис)

УДК 631.3.45.9

Підвищення якості виробництва електроенергії фотомодулів для сонячної електростанції потужністю 16 МВт ТзОВ «Фаворит-Агро» м. Корець Рівненської області

Артисюк Д. М. Кафедра енергетики – Дубляни, Львівський НУП, 2023.

Кваліфікаційна робота: 58 с. текстової частини, 17 рис., 8 таблиць, 26 джерел, 10 слайдів в PowerPoint.

В роботі подано короткий опис факторів, що сприяють старінню сонячної фотоелектричної системи та проведено критичний аналіз різних темпів деградації сонячної фотоелектричної системи. Здійснено ретельний аналіз кількох факторів старіння, виділення цілей, випадків, техніки, внески та прогалини в дослідженнях для умов м. Корець Рівненської області. Крім цього, здійснено критичне дослідження, як старіння впливає на довголіття, ефективність і матеріали фотомодулів для умов м. Корець Рівненської області.

Розроблено напрямки для збільшення терміну служби фотоелектричної системи та ефективність управління виробництва електроенергії фотомодулів для сонячної електростанції потужністю 16 МВт. Обґрунтовано умови деградації фотоелектричних сонячних батарей, а саме кілька змінних старіння, які впливають на продуктивність PV із ілюстрацією впливу змінних старіння, включаючи погіршення матеріалу, скорочення терміну служби та зниження ефективності.

Проаналізовано охорону праці та довкілля під час виробництва електроенергії фотомодулів для сонячної електростанції потужністю 16 МВт в умовах м. Корець Рівненської області.

Здійснено техніко-економічну оцінку ефективності під час деградації фотоелектричних сонячних батарей для сонячної електростанції потужністю 16 МВт в умовах м. Корець Рівненської області.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
РОЗДІЛ 1. ОГЛЯД СУЧАСНОГО СТАНУ І ПРОБЛЕМИ ВИКОРИСТАННЯ ФОТОМОДУЛІВ ДЛЯ СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ.....	7
1.1 Оцінка продуктивності сонячних електростанцій.....	7
1.2 Дослідження деградації сонячних фотоелектричних елементів: огляд факторів старіння, впливу та майбутніх напрямків.....	11
1.3 Обґрунтування актуальності теми роботи.....	13
РОЗДІЛ 2. ОГЛЯД ФАКТОРІВ ДЕГРАДАЦІЇ СОНЯЧНИХ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ ЕЛЕМЕНТІВ СОНЯЧНОЇ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ 16 МВт.....	16
2.1 Місце розташування та опис сонячної фотоелектричної станції 16 МВт	16
2.2 Дослідна установка і методичні характеристики розрахунку сонячної фотоелектричної станції 16 МВт.....	18
2.3 Методика розрахунку деградації сонячної фотоелектричної системи 16 МВт.....	25
РОЗДІЛ 3. ОЦІНКА ПРОДУКТИВНОСТІ ВИРОБНИЦТВА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ФОТОМОДУЛІВ ДЛЯ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ 16 МВт.....	31
3.1 Обстеження рядків комірок фотомодулів для сонячної електростанції потужністю 16 МВт.....	31
3.2 I-V характеристика та аналіз роботи комірок фотомодулів для сонячної електростанції потужністю 16 МВт.....	35
3.3 Експлуатаційні характеристики роботи комірок фотомодулів для сонячної електростанції потужністю 16 МВт.....	37
3.4 Аналіз деградації фотомодулів для сонячної електростанції потужністю 16 МВт.....	39
РОЗДІЛ 4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ДОВКІЛЛЯ.....	45
4.1 Організація роботи служби з охорони праці та довкілля.....	45
4.2 Протипожежна безпека і грозозахист.....	46
РОЗДІЛ 5. ВИЗНАЧЕННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕНЕРГО- ТА РЕСУРСООЩАДНИХ ЗАХОДІВ ВИРОБНИЦТВА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ФОТОМОДУЛІВ ДЛЯ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ 16 МВт.....	47
5.1 Розрахунок основних показників економічної ефективності виробництва електроенергії фотомодулів для сонячної електростанції потужністю 16 МВт.....	47
ВИСНОВКИ ТА ПРОПОЗИЦІЇ.....	54
ПОСИЛАННЯ ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	56

ВСТУП

Сьогодні в Україні, питання розвитку альтернативної енергетики є дуже актуальне. Оскільки, кліматичні і природні умови України надають широкі можливості для використання та розвитку сонячної енергії. Відповідно, за попередніми оцінками експертів, приблизно технічний потенціал сонячної енергетики країни становить 176,8 млн т нафтового еквівалента [1].

У зв'язку з цим для розвитку сонячної енергетики, був виданий указ президента України від 31 березня 2023 року «Про заходи щодо розвитку альтернативних джерела енергії» в якому викладено основні напрями розвитку в галузі відновлюваної енергетики (ВДЕ) та сонячної енергії для середньострокових і довгострокових договорів.

Фахівцями та економістами України проведено серйозну роботу з вивчення перспектив розвитку впровадження гелієвих фотоелектричних установок в Україні.

У 2015 р. в ТзОВ «Фаворит-Агро» м. Корець Рівненської області спільно з корейськими фахівцями була введена в експлуатацію малопотужна сонячна електростанція (16 МВт) її експлуатації була в тестовому режимі.

Однак вході експлуатації сонячної електростанції виникає проблема деградації фотомодулів, що призводить до зниження продуктивності фотоелектричних сонячних батарей, а саме є проблема старіння. Тому, щоб оцінити роботу сонячних панелей, необхідно врахувати всі фактори, що впливають на зміну потужності модулів в реальних умовах.

Інші факти, що впливають на продуктивність сонячної електростанції необхідно враховувати. Треба враховувати втрати в проводах, в інверторі, контролері тощо. Крім цього необхідно окремо дослідити, чи відбувається нормальна деградація сонячних панелей з часом, а також зниження потужності через пил, бруд, сильний нагрів модулів або їх затемнення, різне потужність модулів у послідовних ланцюгах тощо. Ці фактори можуть змінюватись залежно від сезону року, географічного розташування, способу монтажу, азимут і нахил панелей тощо.

РОЗДІЛ 1. ОГЛЯД СУЧАСНОГО СТАНУ І ПРОБЛЕМИ ВИКОРИСТАННЯ ФОТОМОДУЛІВ ДЛЯ СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ

1.1 Оцінка продуктивності сонячних електростанцій

Оцінка довгострокової надійності фотоелектричних (PV) модулів є ключем до забезпечення економічної життєздатності фотоелектричних систем. В цій роботі представлено багатосторонній аналіз погіршення продуктивності сонячної фотоелектричної електростанції потужністю 16 МВт після 9,5 років експлуатації.

Фотоелектричні установки (PV) різко розгортаються глобальна встановлена кумулятивна потужність наближається до 1 ТВт. Вперше у 2022 році, було збільшено щорічну додаткову потужність перевищила 200 ГВт [1–3]. Із загальною встановленою сонячною фотоелектричною потужністю 6235 МВт, Європа стає ринком, що розвивається для фотоелектричних установок [4]. Однак прогнозується, що сонячна фотоелектрична потужність досягне 70 ГВт до 2030 року в Європі [5]. Зниження вартості фотоелектричних модулів і аксесуари можуть спонукати багато європейських країн покладатися на сонячні фотоелектричні технології для виробництва електроенергії та покращення доступу до електроенергії (особливо у віддалених і сільських громадах, які в даний час не мають доступу до національної мережі) і зменшити свою залежність від зниження імпорту викопного палива для виробництва електроенергії.

Дослідження надійності та довговічності фотоелектричних модулів має велике значення і отримали багато уваги в останнє десятиліття. Гарантія якості фотоелектричних установок має бути розпочато з розробки, проектування та закупівель етапів і продовжено до етапу введення в експлуатацію більш того, ефективний план експлуатації та технічного обслуговування є важливим для PV електростанції. Це гарантує відповідну функціональність фотоелектричного модуля, елементів, компонентів і систем, що забезпечує більш тривалу роботу фотоелектричної системи [6]. Якість і комерційна привабливість

фотоелектричної системи в першу чергу визначається його продуктивністю в польових умовах, вартістю та терміном експлуатації. час, в кожному з яких фотоелектричний модуль суттєво сприяє [7].

Однак фотоелектричні системи зазнають різних несправностей через навколишнє середовище умови, людські помилки та поломки обладнання під час їх обслуговування [8, 9]. Протягом терміну служби фотомодуль піддається одночасному впливу навколишнього середовища, наприклад сонячного світла, тепла холоду, вологи, пилу, корозійних газів і механічних навантажень. Ці фактори часто призводять до поступового зниження продуктивності і, в деяких випадках, до раптової поломки та втрати електроенергії [7].

Завдяки добре спланованій стратегії експлуатації та обслуговування PV модульні технології можуть виробляти електроенергію понад 30 років, щонайменше 80% своєї пікової вихідної потужності. Проте цей рівень продуктивності також залежить від кліматичних умов і навколишнього середовища, яким вони піддаються [10, 11]. Фотоелектричні модулі для зовнішнього використання погіршуються через умови навколишнього середовища та відсутність технічного обслуговування фінансування та моніторинг [12]. Деградація фотоелектричних модулів впливає на продуктивність фотоелектричних систем за рахунок зниження ефективності перетворення сонячного світла в електрику. Раніше існували наступні загальні режими погіршення зовнішніх фотоелектричних модулів повідомлялося [13–20]: зміна кольору компаут [13], розшарування [14], потертості та тріщини переднього скла [15], бульбашки на задній лист фотоелектричних модулів [16], корозія [17], сліди равликів [18], гарячі плями [19] та потенційно індукована деградація [20].

Різні методи визначення характеристик, наприклад візуальний огляд [21], вольт-амперна (ВАХ) характеристика [22–24], інфрачервона (ІЧ) термографія [25], електролюмінесцентна (ЕЛ) [26, 2, 7] та ультрафіолетова флуоресцентна (УФФЛ) візуалізація [28] використовуються для визначення режимів деградації та механізмів сонячних фотоелектричних систем [6]. Деякі з них реалізуються

за допомогою безпілотних літальних апаратів (БПЛА) [2, 9]. Візуальний огляд є першим кроком у розпізнаванні усунення несправностей сонячних фотоелектричних систем. Це спрямовано на виявлення очевидних і помітних дефектів (наприклад, знебарвлення інкапсулятора, бульбашки утворення тріщин у комірках) на фотоелектричних модулях [2]. Візуальний огляд виконано згідно з процедурою ІЕС 61215-2008 [33], однак, візуального огляду недостатньо для виявлення несправностей, оскільки більшість режимів деградації неможливо визначити візуально. Тому існують інші методи тестування (наприклад, ІЧ-термографія, EL та UVFL), необхідні для здійснення комплексного моніторингу фотоелектричних ліній на полі.

Інфрачервона (ІЧ) термографія є найбільш поширеним методом для виявлення несправностей фотоелектричних модулів, і це корисний метод виявлення гарячі точки [1, 9], підвищені послідовні опори [3, 4], відключена комірка взаємозв'язки [3, 5] та потенційно індукована деградація (PID) [20]. Наприклад, Annigoni [3, 6] оцінили характеристики c-Si фотоелектрична установка після 35 років і використовувала метод ІЧ-термографії для виявлення несправності фотоелектричних модулів c-Si. У своєму дослідженні автори повідомили гарячі точки як основні несправності (елементи з різницею температур $\Delta T > 20$ °C порівняно з рештою модуля) і незначні збої (камери з різницею температур 10 °C $< \Delta T < 20$ °C). Відповідно до Аннігоні та ін. [3, 6], ці незначні збої не спричинили жодного візуального ефекту дефекти та були досить локалізованим нагріванням через інші ефекти, як-от підвищений послідовний опір.

Електролюмінесцентне (ЕЛ) зображення є ще одним якісним методом, що використовується для отримання зображень фотоелектричних модулів у повністю темному середовищі або під відкритим небом [3, 7]. У ЕЛ візуалізації виявлення детектори камери, як правило, є пристроями із зарядовим зв'язком (ПЗЗ) або комплементарними металооксидний напівпровідник (CMOS). Вони можуть бути охолоджені, як правило, з термоелектричне охолодження для досягнення кращого співвідношення сигнал/шум засоби зменшення приладу

темного струму, що походить від терм генерованих зарядів [3, 8]. Ця методика використовується для точного виявлення пошкодження, такі як мікротріщини [3, 9], шунтовані або неактивні ділянки [4], корозія контактів осередків [4] і електричних з'єднань [6].

Окрім вищезазначених методів, які є дуже ефективними у виявленні режимів деградації, ВАХ вимірювання поля відкриті фотоелектричні струни забезпечують вплив різних несправностей на параметри електричних характеристик фотоелектричних систем. До них належать: струм короткого замикання (I_{sc}), напруга холостого ходу (V_{oc}), максимальна потужність продуктивності (P_{mp}) і коефіцієнт заповнення (FF). Автори у праці [4] оцінили деградація чотирьох модулів після 12 років експлуатації в тропічному кліматі Гани, і вони виявили, що фотоелектричні модулі деградували і їх вихідна потужність знижувалася зі швидкістю до 3,19%/рік. Крім того, повідомлялося про декілька досліджень [6] з різних регіонів Гани щодо застосування різних фотоелектричних систем катіони, такі як підключення до мережі, заряджання акумулятора та перекачування води системи. Технології, які вивчають ці автори, є переважно полі-кристалічний кремній (p-Si) і монокристалічний кремній (m-Si). В цих дослідженнях повідомлялося про швидкість деградації: 1,3%/рік [4], 1,54%/рік [5] і 0,8%–6,5%/рік [6]. В іншому місці на півдні Бразилії, Да Фонсека та ін. [3] повідомили про середню швидкість деградації 0,7%/рік для 48 фотомодулів m-Si (з 90,5% номінальної потужності) після 15 років перебування на відкритому повітрі у вологому помірному кліматі Порту-Алегрі. Крім того, інше дослідження показало, що швидкість деградації залежить від технології та виробника [3, 9]. У цьому дослідженні досліджувалася рання деградація 76 фотоелектричних модулів чотири різні технології фотоелектричних елементів у суворому напівпосухому кліматі умови Бенгеріп, Марокко. Було декілька темпів деградації повідомляється для кожної технології після 3 років зовнішнього впливу: 2,21%/рік для мікроаморфного (μ -Si), 0,05%/рік для міді-індію селенід (CIS), 2,6%/рік для m-Si, 1,45%/рік і 3,41%/рік для p-Si.

У цьому дослідженні розглядається довгострокова надійність і продуктивність фотоелектричної електростанції 62,1 кВт/п після 9,5 років експлуатації. Для оцінки ми використали кілька методів характеристики продуктивності усієї фотоелектричної установки для розуміння довгострокової перспективи вплив суворих умов навколишнього середовища на термін служби ПВ системи. Це дослідження представляє перші результати щодо продуктивності та оцінка деградації фотоелектричної технології p-Si через 9,5 років. По-перше, переважали механізми деградації проаналізовано за допомогою візуального огляду, електричних вимірювань, ІЧ-термографія та УФЛ. По-друге, електричні характеристики були оцінено та нормалізовано за стандартними умовами випробувань (STC) рівняння перекладу. Нарешті, були оцінені темпи деградації та робочий стан фотоелектричної установки та вжито заходів щодо виправлення повідомлено зацікавленим сторонам.

1.2 Дослідження деградації сонячних фотоелектричних елементів: огляд факторів старіння, впливу та майбутніх напрямків

Використання сонячної фотоелектричної станції 16 МВт для виробництва енергії не є простою операцією через деградацію, що може призвести до зниження продуктивності та ефективності фотоелектричних сонячних батарей [1,2]. Згідно з останніми дослідженнями, швидкість деградації коливається від 0,6% до 0,7% на рік [3,4]. Фотоелектрична (PV) деградація може бути, як лінійною, так і нелінійною залежно від механізмів, що викликають деградацію.

Лінійна деградація відбувається при швидкості деградація є постійною з часом, що призводить до поступового зниження продуктивності фотоелектричного модуля.

Нелінійна деградація виникає, коли швидкість деградації змінюється з часом, що призводить до прискореного або уповільненого зниження продуктивності. Є декілька факторів, які можуть сприяти лінійній деградації фотоелектричних модулів. Один з найбільш значущим фактором є вплив сонячного світла, яке може спричинити поступове руйнування матеріалів, що

використовуються в фотоелектричному модулі. Ця поломка може призвести до зниження на 2,8 % коефіцієнт продуктивності фотоелектричного модуля, що призводить до поступового зниження продуктивності [5–7]. Загалом очікуваний термін служби сонячної фотоелектричної енергії становить 25 років. Сонячні фотоелектричні модулі не можуть вижити так довго в більшості випадків.

Старіння – це термін, який використовується для опису деградації фотоелектричного модуля раніше його очікуваного терміну служби [8,9]. Фактори, що лежать в основі скорочення терміну служби фотоелектричного модуля можна визначити, як фактор старіння. Коріння дегенерації є проблемами, пов'язаними зі старінням.

Дослідники та вчені з усього світу виявили, що однією з головних причин скорочення тривалості життя є старіння. Фактори старіння є одними з тих, які суттєво впливають, як на продуктивність, так і на ефективність. Кожен фактор старіння має свій індивідуальний вплив, але в поєднанні вони суттєві впливають на термін служби фотоелектричних модулів. За останні кілька років фотоелектричний сектор розвивався швидше, ніж будь-коли десятиліть. Коли енергетична криза є найгіршою, сонячна фотоелектрична система стала однією з таких найбільш стійких джерел енергії завдяки своїм дивовижним властивостям, зокрема зниженому викиду вмісту вуглецю.

Сонячна фотоелектрична енергія розглядається, як основне джерело енергії у багатьох індустриальних країнах. Міжнародне енергетичне агентство прогнозує, що до 2025 р. сонячна енергія становитиме 60% загальної потужності відновлюваної енергії, що зробить її найбільш важливішим джерелом енергії [10]. Китай, найбільший у світі виробник сонячних панелей, пообіцяв збільшити використання не викопного палива до 25% до 2030 року та встановив ціль для досягнення 27,5% світового попиту на енергію за рахунок сонячної енергії до 2050 року [11].

Африканські народи такі, як Гана почала найбільше використовувати відновлювані джерела енергії, як і азійські технології Китай. Уряд Гани прийняв генеральний план збільшення потужності на 42,5 МВт у 2015 році до

1363,63 МВт до 2030 року, причому лише сонячні фотоелектричні джерела становлять понад 50% від загальної потужності [12,13]. Сонячні магістралі також мають величезні можливості в Бангладеш [14].

Сонячна фотоелектрична система має величезний потенціал, але вона також має значні обмеження, такі як переривчасте джерело живлення та зниження ефективності через інтенсивність випромінювання, пил та температуру. Оскільки старіння сонячної фотоелектричної системи викликає серйозне занепокоєння, було проведено багато важливих досліджень для вирішення проблем старіння та деградації фотоелектричної системи. Наприклад, Сантакумарі та Сагар розглянули елементи навколишнього середовища, які сприяють погіршенню продуктивності PV сонячних фотомодулів на основі кремнієвих пластин [15]. Хоча різноманітні несправності фотоелектричної системи викликані умовами навколишнього середовища обговорювалися авторами, не було встановлено, які фактори, що впливають на вік фотоелектричного модуля.

Тому ретельна перевірка відносин між старінням і факторами навколишнього середовища все ще необхідно дослідити. Наслідки електроміграції та відшарування при несправності фотоелектричного модуля досліджували Хасан та ін. [16]. Інше старіння змінні, такі як температура, тріщини та пил, не були вивчені. Отже, для більшого розуміння необхідні додаткові дослідження всіх аспектів, пов'язаних зі старінням. Вплив забруднення на знос фотоелектричних модулів досліджували Conceição та ін. [17]. Безсумнівно, одна з найпотужніших змінних старіння, яка спричиняє старіння фотоелектричних модулів швидке забруднення.

Забруднення – це процес, під час якого накопичується та осідає бруд або пил на сонячних батареях і накопичення бруду, пилу та інших забруднюючих речовин на них поверхні фотоелектричного (PV) модуля може мати значний вплив на продуктивність і старіння модуля.

Основною причиною цього є те, що забруднення може зменшити кількість сонячного світла, яке досягає поверхні фотоелектричного модуля, що,

у свою чергу, може призвести до зменшення вихідної потужності і підвищення робочої температури. При накопиченні забруднень на поверхні фотоелектричного модуля він створює шар матеріалу, який зменшує кількість сонячне світло, яке може проникати через нижні шари модуля. Це зменшення інтенсивності освітленості може призвести до зниження загальної вихідної потужності модуля на 60–70%, що може вплинути на роботу всієї фотоелектричної системи [18]. Крім того, накопичення забруднення також може підвищити робочу температуру модуля, що може прискорити старіння матеріалів, які використовуються в модулі. Тим не менш, інших факторів старіння не було досліджено.

Чжан та ін. досліджував механізми деградації перовскітних сонячних елементів, де автори показали, що погіршення якості сонячних батарей відбувається з часом, але це внесок різних шляхів деградації в старіння PV ще невідомий [19].

Кім та ін. зробив короткий огляд тривалості життя сонячної фотоелектричної енергії, зосередивши увагу на модулі про те, як різні типи прискорених навантажень зменшують довговічність фотоелектричних модулів [20]. Навіть незважаючи на те, що багато змінних старіння були детально враховані, це дослідження виявилось невдалим, щодо встановлення зв'язку між факторами деградації та старінням ФЕ. Дамо та ін. оцінено вплив світла, тепла та вологості та показали, як фотоелектричні панелі були пошкоджені ціми елементами середовища [21]. Тоді, як було очевидно, що змінні середовища сприяли старінню фотоелектричних панелей, технічні несправності фотоелектричних модулів, у тому числі тріщини та інші несправності монтажу, такі як розбиття скла, не досліджувалися. Мере та ін. оцінив довгострокову продуктивність і деградацію різних фотоелектричних модулів у гарячих кліматичних умовах, за яких фотоелектричні модулі з аморфного кремнію розкладаються швидше, ніж інші кремнієві модулі в різних умовах помірному клімату [22]. Проте не було розглянуто, як температура впливає на термін служби або тривалу дегенерацію PV.

1.3. Обґрунтування актуальності теми роботи

Метою дослідження – підвищення ефективності роботи сонячної електростанції потужністю 16 МВт на підставі обґрунтування конструктивно-технологічних параметрів фотоелектричного модуля, що забезпечить зменшення затрат енергоресурсів для умов м. Корець Рівненської області.

У цьому пункті пропонується короткий опис факторів, що сприяють старінню сонячної фотоелектричної системи деградації, щоб заповнити прогалини, залишені наявними дослідженнями. Тому відповідно до поставленої мети сформульовано наступні завдання дослідження:

1. Необхідно провести критичний аналіз різних темпів деградації сонячної фотоелектричної системи для умов м. Корець Рівненської області.

2. Ретельний аналіз кількох факторів старіння, виділення цілей, випадків, техніки, внески та прогалини в дослідженнях для умов м. Корець Рівненської області.

3. Здійснити критичне дослідження того, як старіння впливає на довголіття, ефективність і матеріали сонячної фотоелектричної енергії для умов м. Корець Рівненської області.

4. Здійснити удосконалення можливості та майбутні напрямки для збільшення терміну служби фотоелектричної системи та ефективність у напрямку сталого управління енергією для умов м. Корець Рівненської області.

5. Обґрунтувати деградації фотоелектричних сонячних батарей та кілька змінних старіння, які впливають на продуктивність PV із ілюстрацією впливу змінних старіння, включаючи погіршення матеріалу, скорочення терміну служби та зниження ефективності.

РОЗДІЛ 2. ОГЛЯД ФАКТОРІВ ДЕГРАДАЦІЇ СОНЯЧНИХ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ ЕЛЕМЕНТІВ СОНЯЧНОЇ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ 16 МВт

2.1 Місце розташування та опис сонячної фотоелектричної станції 16 МВт

Досліджувана сонячна фотоелектрична електростанція використовується для електрифікації інфраструктури сільськогосподарського підприємства ТзОВ «Фаворит-Агро» та прилеглих населених пунктів (50°37'02 пн.ш.; 27°09'39 сх.д.), розташований в Західній частині України, а саме на півдні Рівненської області у м. Корець.



Рисунок 2.1 – Глобальне горизонтальне опромінення (GHI), карта м. Корець Рівненської області (ліворуч) [1], розташування фотоелектричної електростанції (по середині) та загальний вигляд установки (справа).

Це включає сонячну фотоелектричну установку потужністю 16 МВт, встановлену в м. Корець Рівненської області. Решта комплексів системи сонячної електрифікації розміщені в індивідуальному користуванні у віддалених сільських районах. Крім того, додатковий очікується, що фотоелектрична електростанція, підключена до мережі, потужністю 30 МВт на півдні регіону, для якого реалізація та спільний розвиток були підписані [24]. Крім того, Україна має намір використовувати 100% зеленої енергії до 2035 року [6].

Середня місячна температура навколишнього середовища (T_{amb}) коливається від - 6,7 °C у січні до +35 °C у липні із середньорічною кількістю опадів 413 мм в м. Корець Рівненської області, місці розташування сонячної фотоелектричної установки. Річна середньодобова глобальна радіація на місці лежить між 5,8 і 6,0 кВт-год/м² [61].

Ця електростанція працює з квітня 2012 р. це була перша фотоелектрична електростанція поза мережею, призначена для електрифікації віддаленої сільської місцевості Рівненського району, а саме відокремленого підрозділу рибного господарства ТзОВ «Фаворит-Агро».

Таблиця 2.1 – Короткий опис конфігурації фотоелектричної установки.

Параметри фотомодуля	Показники
Виробник	Hyundai Heavy Industries
Модель	HIS-M230MG
Електричні характеристики	
P_{max} (Вт)	230
V_{max} (В)	30,1
I_{max} (А)	7,7
V_{oc} (В)	37,1
I_{sc} (А)	8,2
Module efficiency (%)	14,2
Кількість комірок у серії	60
Тип клітки	Полікристалічний кремній
Температурні коефіцієнти	
I_{sc} (%/°C)	0,048
V_{oc} (%/°C)	-0,32
	-0,43
Розмірні характеристики	
Ширина (мм)	983
Довжина (мм)	1645
Товщина (мм)	35
Маса (кг)	18,5
Конструкційні характеристики	
Рамка	Прозорий анодований алюмінієвий сплав типу 6063 (сріблястий або чорний колір)
Фронталь	Загартоване скло з високим вмістом заліза
Інкапсуляція	EVA
Зворотній аркуш	Водостійка плівка

Фотоелектрична електростанція складається з 970 фотомодулів Hyundai p-Si і з номінальною піковою потужністю 230 Вт. Вони розташовані в 16-ть масивів і кожен масив має потужність 1,0 МВт. Кожен масив містить 945 модулів, розташованих у 43 рядки по 55 модулів у кожній рядок. Фотоелектричні масиви орієнтовані на південь з фіксованим кутом нахилу з 15°. Таблиця 2.1 підсумовує характеристики фотоелектричних модулів, а факти про фотоелектричну електростанцію представлені в таблиці 2.2. Для цілей

вимірювання фотоелектричні масиви були позначені рядком 1 (S1) до рядка 18 (S18).

Таблиця 2.2 – Особливості камери RGB

Характеристики	Показники
Тип	Canon EOS Rebel T3/1100D
Розмір датчика	22,2 x 14,7 мм
Розміри пікселів	4272 x 2848
Розмір пікселя	5,2 мм
Вага	495 гр
Акумулятор	Li-ion батарея LP-E10
Габаритні розміри	129,9 x 99,7 x 77,9 мм
Автофокус	TTLCT-SIR з сенсором CMOS

2.2 Дослідна установка і методичні характеристики розрахунку сонячної фотоелектричної станції 16 МВт

Аналіз продуктивності фотоелектричної установки, розташованої в м. Корець Рівненської області проводиться з метою виявлення несправності установки механізмів та оцінка швидкості його деградації за 9,5 років експлуатації.

Ми використовували різні методи, які включали електричні вимірювання (напруга, струм і потужність), ВАХ, візуальний огляд, ІЧ-термографії та методів УФЛЛ, для комплексного моніторингу та оцінка ефективності.

2.2.1 Візуальний огляд деградації фотомодулів сонячної фотоелектричної станції 16 МВт

Як зазначалося раніше, візуальний огляд є першим кроком у виявленні несправності фотоелектричних модулів на очах. Візуальна оцінка спрямована на виявлення зовнішньої напруги на фотоелектричних клітках. Дефекти і збої включаючи бульбашки, розшарування, пожовтіння, потемніння, згинання, розриви вік, горіння, окислення, подряпини, пошкоджені клітини, корозія, зміна кольору, анти відблиск, зміщення, розхитаність, крихкий злам тощо.

Відшарування можна визначити при візуальному огляді. Тут ми сформуваємо візуальний огляд за допомогою камери RGB (див. табл. 2.3 для вибраних характеристик камери [6]).

Таблиця 2.3 – Особливості камери RGB.

Характеристики	Показники
Тип	Canon EOS Rebel T3/1100D
Розмір датчика зображення	22,2 x 14,7 мм
Розміри пікселів	4272 x 2848
Розмір пікселя	5.2 пм
Вага	495 г
Акумулятор	Rechargeable Li-ion Battery LP-E10
Габаритні розміри	129,9 x 99,7 x 77,9 мм
Автофокус	TTLCT-SIR сенсор CMOS

2.2.2 Електричні вимірювання деградації фотомодулів сонячної фотоелектричної станції 16 МВт

Електричні параметри, виміряні на фотоелектричних ланцюгах, включають відкриту напругу ланцюга (V_{oc}), струм короткого замикання (I_{sc}), коефіцієнт заповнення (FF) і максимальна точка живлення модуля (MPPT). Вольт-амперна характеристика (ВАХ) надає достатню інформацію про стан роботи фотоелектричної станції.

В роботі ми використовували Solmetric PV Analyzer для оцінки електричних характеристик фотоелектричних ліній.

Solmetric PV Analyzer – це портативний електричний випробувальний прилад, призначений для введення в експлуатацію та усунення несправностей фотоелектричних ліній і масивів. Цей пристрій використовувався для вимірювання ВАХ окремих фотоелектричних модулів і фотоелектричних ліній [6, 7]. Індикатор вольтамперної кривої Solmetric працює разом із датчиком

Solmetric, який вимірює температуру модуля (T_{mod}), площину масиву (P_{OA}) опромінення та кут нахилу модуля. Solsensor має бездротовий зв'язок із індикатором Solmetric I-V. Вимірювання контроль і збір даних виконувалися за допомогою програмного забезпечення для ПК PV аналізатор і пристрої Solsensor (див. рис. 2.2, ліворуч). POA опромінення вимірюється через кремнієвий фотодіод (див. рис. 2.2, справа) з поправками на температурні, спектральні та кутові ефекти.



Рисунок 2.2 – Індикатор ВАХ підключений до розподільна коробка фотоелектричних батарей (ліворуч) і датчик сонячної енергії монтується до фотоелектричної струни (праворуч).

Температура фотоелектричного модуля вимірюється двома терморегуляторами типу К з діапазоном вимірювань від 0 до 100 °С. Детальні характеристики катіонів інструментів наведено в табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – Специфікації Solmetric PVA 1000S і Solsensor.

Параметр	Діапазон вимірювання	Точність	Роздільна здатність
Напруга	20-1000 В DC	$\pm 0,5\% \pm 0,25$ В	25 мВ
Поточний	0-30 А DC	$\pm 0,5\% \pm 0,04$ А	2 мА
Опромінення	0-1500 Вт/м ²	$\pm 2\%$	1 Вт/м ²
Температура	0-100 °С	> 2 °С	0,1 °С
Нахил	0-90	$\pm 2^\circ$	•
I-V час розгортки	0,05 до 2 с	•	•

Періодичне вимірювання поля протягом усього терміну експлуатації фотоелектричних модулів надає обґрунтовану метрику для оцінки втрат продуктивності та швидкості деградації фотоелектричних струмів [6, 8]. Для

цього проводиться вимірювання в жовтні 2021 р. Під час вимірювання електричні властивості фотоелектричних систем, а також РОА опромінення T_{mod} для 18 струн на PV. Щоб усунути впливу пилу, перед вимірюваннями I-V установку ретельно чистять водою, серветками з мікрофібри. Щоб зменшити похибку точності і збільшити збір даних, кожне вимірювання було повторено три рази.

Щоб уможливити порівняння з параметрами, заданими PV виробник модуля, виміряні I-V криві були переведені на стандартні умови тестування (STC: 1000 Вт/м^2 , спектр АМ 1,5G і температура камери $25 \text{ }^\circ\text{C}$). Для цього рекомендується проведення вимірювань на рівнях опромінення вище 700 Вт/м^2 [9], оскільки низькі рівні опромінення вносять помилки в трансляцію до НТР. Слід зазначити, що різна сонячна освітленість у літературі повідомлялося про порогові значення, наприклад 500 Вт/м^2 [7], 750 Вт/м^2 [4] і 800 Вт/м^2 [7] залежно від місця розташування.

Однак у цьому дослідженні розглядається мінімальний рівень опромінення 900 Вт/м^2 . Крім того, дані були зібрані під час піку сонця світити за місцевим часом (з 11:30 до 12:30), щоб зменшити кут ефекту падіння.

2.2.3 Інфрачервона (ІЧ) термографія деградації фотомодулів сонячної фотоелектричної станції 16 МВт

Як обговорювалося, аналіз інфрачервоної термографії дає детальну інформацію про умови фотоелектричної ланцюга. Цей метод безконтактний і нешкідливий техніка огляду, яка проводиться інфрачервоним випромінюванням (ІЧ) фотокамери. Цей метод моніторингу можна проводити протягом нормальну роботу фотоелектричних ліній. ІЧ-камера працює в діапазон довжин хвиль від 8 до 14 мкм, і процедура тестування повинна бути виконується при низькій зовнішній температурі, вітрі та ясному небі з опроміненням не менше 700 Вт/м^2 на модулі.

Однак відображення, затінення та власне випромінювання камери повинні бути під час термографічного аналізу. За даними ІЕС 60904-3 стандарт [72], найкраще положення для термографічного аналізу у перпендикулярному положенні щодо цільового фотоелектричного модуля.

Такі збої, як модулі з розімкнутим ланцюгом, проблеми з обхідними діодами, внутрішні короткі замикання, деградація, спричинена потенціалом, відшарування, повне або часткове затінення, непомітні тріщини або мікротріщини, зламані комірки та гарячі точки можна виявити за допомогою аналізу ІЧ-термографії.

У цьому дослідженні отримано термічні властивості зразкових модулів за допомогою ІЧ-термографії. Це призначено для вимірювання розподілу температури на поверхні модуля, а точніше, це виявляє гаряче положення точок на поверхні фотоелектричного модуля [16, 35, 39].

У роботі ІЧ-термографія була проведена Шовеном Арну К. 1886 інфрачервоним камера. ІЧ-зображення були зроблені з різних модулів, а потім обробляються програмним забезпеченням RayCam від Chauvin Arnoux. Вимірювання проводили за умов температури навколишнього середовища ($T_{amb} = 30\text{ }^{\circ}\text{C}$), відносна вологість $RH = 53\%$ і припущення емісії $\varepsilon = 0,95$. Крім того, ІЧ-термографія була виконана під умови ясного неба зі значеннями опромінення вище 700 Вт/м^2 згідно з рекомендацією ІЕС 60904-3 [7].

Таблиця 2.5 – Технічні характеристики ІЧ-камери.

Характеристика	Показники
ІЧ-діапазон	640 x 480 пікселів
Детектор	160 x 120
Поле зору	20 x 15
Просторова роздільна здатність (IFOV)	2.2 мм рад
Температурний діапазон об'єкта	-20 до -600 $^{\circ}\text{C}$
Теплова чутливість/NETD	0,08-30 $^{\circ}\text{C}$
Частота	50 Гц

2.2.4 Ультрафіолетова флуоресценція (UVFL) деградації фотомодулів сонячної фотоелектричної станції 16 МВт

Для виявлення етилен вінілу вперше використовувався метод візуалізації UVFL (EVA) аналіз деградації ацетату та зміни кольору [7]. УФ світло сонячного випромінювання розкладає герметик фотоелектричних модулів. Спектр випромінювання ультрафіолетового випромінювання має коливатися в межах $350\text{ Н}\cdot\text{м}$ (скло пропускання) до $380\text{ Н}\cdot\text{м}$ (межа видимості людини) [2, 8].

Техніка отримання зображень UVFL спрямована на виявлення більшості розпаду матеріалу, а також тріщин і мікротріщин [2, 8]. Це не інвазивний, неруйнівна і проста в застосуванні техніка. Ми провели UVFL аналіз зображень фотоелектричних ліній на місці за допомогою УФ-лампи (див. табл. 2.6). Камера RGB (див. табл. 2.3).

Таблиця 2.5 – Властивості УФ лампи.

Характеристика	Показники
Тип	VL6LC
Труби (Вт)	2 x 6 Вт
Довжина хвилі (Н·м)	365/254
Інтенсивність (пВт/см ₂)	720/520
L x 1 x H	200 x 85 x 60 мм

2.2.5 Розрахунок трансляції та деградації фотомодулів сонячної фотоелектричної станції 16 МВт

Кілька методів переведення вимірних ВАХ в референтні умови існують і описані в літературі [4, 6]. Міжнародна електротехнічна комісія (IEC) у IEC 60891, визначено процедури такого перекладу [7]. Процедура IEC 60891 процедури вимагають вимірювання ВАХ при кількох випромінюваннях і температури клітини. Однак реалізувати їх досить складно у зовнішніх умовах, де портативні ВАХ використовуються для великих кількості струн ФЕ [8, 9]. Отже, модифікована версія процедури IEC 60891 розроблена спільним дослідницьким центром Європейська комісія (JRC) і застосована в Німеччині 1000 дахів сонячна програма [5] була використана для перекладу вимірювань ВАХ на референтні умови.

Крім того, цей метод був застосований кілька досліджень [6]. Рівняння (1) до (6) були використані для перекладу передачу вимірних ВАХ на STC. Ці рівняння є застосовні до одного фотоелектричного модуля, рядка або масиву. Індеси 1 і 2 означає вимірні та переведені параметри відповідно.

$$I_{sc2} = I_{sc1} \cdot (1 + \alpha \cdot (T_2 - T_1)) \cdot \frac{E_2}{E_1} \quad (2.1)$$

$$V_{oc2} = V_{oc1} \cdot \left(1 + a \cdot \ln \frac{E_2}{E_1} + b \cdot (T_2 - T_1) \right) \quad (2.2)$$

$$I_2 = I_1 \cdot \left(\frac{I_{sc2}}{I_{sc1}} \right) \quad (2.3)$$

$$V_2 = V_1 + (V_{oc2} - V_{oc1}) + R_S \cdot (I_1 - I_2) \quad (2.4)$$

$$P_{mp} = V_2 \cdot I_2 \quad (2.5)$$

$$FF_2 = \frac{I_2 \cdot V_2}{I_{sc2} \cdot V_{oc2}} \quad (2.6)$$

де I_{sc1} [A] і V_{oc1} [В] — вимірний струм короткого замикання та розриву напруга відключення; I_{sc2} [A] і V_{oc2} [В] є переведеним коротким струмом і напруга холостого ходу; I_1 [A] і V_1 [В] — вимірні максимальні струм і напруга; I_2 [A] і V_2 [В] — переведені максимальні струм і напруга; E_1 і E_2 [Вт/м²] — вимірне та еталонне опромінення, відповідно; T_1 і T_2 [°C] — вимірня та контрольна температура, відповідно; R_S [Ом] — послідовний опір; P_{mp2} [Вт] — переведена максимальна потужність; a — безрозмірний температурний коефіцієнт ІСК; b — безрозмірний температурний коефіцієнт ЛОС; a — безрозмірний поправочний коефіцієнт освітленості.

Швидкість погіршення електричних параметрів, таких як напруга ланцюга (V_{oc}) інтенсивність короткого замикання (I_{sc}), максимальна потужність (P_{mp}) і коефіцієнт заповнення (FF) розраховуються за допомогою рівняння (2.7):

$$R_D(X)(\%) = \left(1 - \frac{X_2}{X_1} \right) \cdot 100 \quad (2.7)$$

де $X_2 = [I_{sc2}, V_{oc2}, P_{mp2}, FF_2]$ представляє значення кожного параметра, що розглядається під час виконання тестів і $X_1 = [I_{sc1}, V_{oc1}, P_{mp1}, FF_1]$ представляє значення кожного розглянутого параметра відповідно до STC, наведеного в технічному паспорті фотоелектричного модуля. Щорічна деградація зміни електричних параметрів фотоелектричних ліній, розглянутих від першого введення в експлуатацію останнього, визначається рівнянням (2.8):

$$R_D(X)(\% / рік) = \frac{R_D(\%)}{\Delta t} \quad (2.8)$$

де Δt (в даному дослідженні дорівнює 9,5 року) – польова експозиція тривалість фотоелектричних батарей від введення в експлуатацію до моменту тести.

2.3 Методика розрахунку деградації сонячної фотоелектричної системи 16 МВт

Деградація PV (фотоелектричного) модуля – це термін, який використовується для опису сталого зниження ефективності та вихідної потужності сонячної панелі з плином часу в результаті численних вплив навколишнього середовища, виробничі дефекти та погіршення якості матеріалів. Кілька матеріалів дослідники запровадили математичні моделі для оцінки ефективності PV модулі та аналізувати деградацію PV. Типова V-I характеристика полікристалічної фотоелектричної комірки виражається наступним рівнянням, використовуючи звичайну подвійну діодну модель:

$$I = I_{ph} - I_{s1} \cdot \left[e^{\frac{V+IR_s}{V_t}} - 1 \right] - I_{s2} \cdot \left[e^{\frac{V+IR_s}{A_t}} \right] - \frac{V + IR_s}{R_s} \quad (2.9)$$

$$\text{де } V_t = \frac{kT}{e}$$

де V і I – напруга на клемі та струм елемента, як показано в рівняннях (2.9) і (2.10) відповідно K – стала Больцмана, T – абсолютна температура навколишнього середовища (К), а e – електронний заряд. Щоб наблизити рекомбінації в шарі просторового заряду фотодіода, параметр діода A дорівнює часто встановлюється на 2. Наступні емпіричні кореляції рівнянь (2.11)–(2.15), отримані з використанням експериментальної характеристики полікристалічних клітин, як описано в інших дослідженнях визначити параметри моделі I_{ph} , I_{s1} , I_{s2} , A , R_s і R_p за значеннями освітленості E ($\text{Вт}/\text{м}^2$) і температура навколишнього середовища T (К).

$$I_{ph} = K_0 E (1 + K_1 T) \quad (2.10)$$

$$I_{s1} = K_2 T^3 e^{\frac{K_3}{T}} \quad (2.11)$$

$$I_{s2} = K_2 T^{1.5} e^{\frac{K_3}{T}} \quad (2.12)$$

$$A = K_6 E + K_7 T \quad (2.13)$$

$$R_s = K_8 + \frac{K_9}{E} + K_{10} T \quad (2.14)$$

$$R_p = K_6 E + K_7 T \quad (2.15)$$

Встановлення $I = 0$ і $V = V_{oc}$ у моделі з двома діодами дає напругу холостого ходу V_{oc} для однієї комірки, як показано в рівнянні (2.16) нижче. Найвища напруга холостого ходу (V_{oc}) напруга на клемі (V) дорівнює нулю.

$$V_{oc} = R_{ph} - R_{s1} \cdot \left[e^{\frac{V+IR_s}{V_i}} - 1 \right] - R_{s2} \cdot \left[e^{\frac{V+IR_s}{A_{tr}}} \right] - \frac{V + IR_s}{R_s} \quad (2.16)$$

Оскільки продуктивність сонячної панелі з часом знижується, це називається погіршенням фотоелектричної енергії. Сонячні батареї створені, щоб перетворювати сонячне світло в енергію, але з часом може статися кілька речей котрі спричиняють їх погіршення, зниження їхньої ефективності та виробництва енергії [23]. PV погіршення може мати як внутрішні, так і зовнішні джерела. Елементи навколишнього середовища, такі як температура, вологість, вітер та ультрафіолетове випромінювання є прикладами зовнішнього впливу [24]. Ці елементи можуть пошкодити сонячні елементи або шар, який їх захищає може призвести до зниження ефективності [25]. Погіршення якості виробництва електрики з'єднання між осередками або несправності в сонячних панелях, такі як тріщини або забруднення приклади внутрішніх деформацій. Конструкція сонячної панелі, умови її роботи та якість матеріалів, що використовуються в її конструкції, впливає на швидкість деградації панелі [6]. Виробники часто надають гарантії, що гарантують певний рівень продуктивності протягом певного періоду часу, іноді 25 або 30 років і це може дати розуміння прогнозовані темпи деградації [27].

Висока температура є основною причиною деградації PV. Коли сонячна панель піддається впливу високих температур, це може спричинити кілька

видів пошкоджень, які знижують ефективність панелі і загальну продуктивність [8]. Деякі способи, за допомогою яких високі температури можуть спричинити PV деградації включають:

Термічний стрес: високі температури можуть призвести до теплового стресу всередині сонячної панелі, що може спричинити поломку або розшарування сонячних елементів або інших компонентів [9].

Електричний опір: електричний опір сонячних елементів і з'єднань збільшується з температурою, що може знизити ефективність панелі [3].

Волога також може бути причиною деградації PV. Волога може потрапити в сонячну панель через різні шляхи, наприклад через тріщини або дефекти захисної панелі шарів або через електричні контакти між клітинами [31]. Потрапляючи всередину панелі, волога може спричинити кілька форм пошкодження, що знижує ефективність панелі та загальну продуктивність.

Волога може призвести до деградації PV через такі механізми:

Корозія: вологість може призвести до корозії металевих частин сонячної панелі, зокрема каркас і електричні з'єднання. Це може призвести до більш високого та нижчого опору ефективності [3].

Відшарування: матеріали, що використовуються в сонячних батареях, такі як герметик або зворотна сторона лист, може розшаруватися в результаті вологи. Це може спричинити розділення шарів, піддаючи сонячні елементи впливу вологи або інших зовнішніх елементів [3].

Витік електрики: вологість також може призвести до витіку електрики між сонячними панелями клітин або інших компонентів. Це може призвести до зниження ефективності та підвищення шансів електричних пожеж або збоїв [3].

Погіршення PV також може бути викликано швидкістю вітру. Сильні швидкості вітру можуть поставити сонячна панель піддається механічному впливу, що може призвести до різних видів пошкодження знизити продуктивність і ефективність панелі [4]. Нижче наведено кілька способів вітру швидкість може призвести до погіршення PV:

Механічна напруга та вібрація: сильний вітер може погнути або спричинити деформацію сонячної панелі струшування, яке може призвести до механічного навантаження на сонячні елементи або інші частини. Це може призвести до появи мікротріщин або розшарування сонячних елементів або інших компонентів, зниження вихідної потужності панелі [5].

Структурні пошкодження: пошкодження структури сонячної панелі, наприклад згинання або деформація рами або опор також може бути наслідком сильного вітру. Це може призвести до того, що сонячні батареї або інші компоненти не будуть узгоджені, що буде знизити ККД панелі [6].

Хоча часто це не такий важливий фактор, як температура, вологість або швидкість вітру, сонячне випромінювання також може призвести до погіршення PV. Кількість сонячного світла, яке вражає сонячна панель відома, як сонячне випромінювання і воно може пошкодити панель ряд способів, які знижують його загальну продуктивність і ефективність [7]. Сонячне опромінення може погіршити PV наступними способами:

Гарячі точки: коли частина сонячної батареї піддається впливу більшої кількості сонячного світла, ніж решта на поверхні сонячної батареї можуть утворюватися гарячі точки в результаті сонячного випромінювання. Це може призвести до локального пошкодження клітинки та нагрівання, що знижує загальну якість панелі вихідна потужність. Було продемонстровано кілька технологій, наприклад, отримання зображень дроном для локалізації гарячих точок [8].

Погіршення, спричинене світлом: коли сонячні елементи довго піддаються впливу сонячного світла періоду часу, вони втрачають ефективність. Сонячне випромінювання також може викликати цей тип погіршення. На це може вплинути тип кремнію, який використовується в сонячних елементах, або наявність забруднень [4].

Термічний стрес: раптові коливання температури можуть призвести до нагрівання сонячної батареї, яка може спричинити мікротріщини або розшарування клітки чи інше пошкодження. Деградація, викликана світлом і

високою температурою (LETID), може спричинити зниження ККД сонячних батарей, що призводить до зниження вихідної потужності фотоелектричного модуля. Це зменшення вихідної потужності зменшує загальне виробництво енергії, і може призвести до зниження фінансової прибутковості. Крім того, LETID також може спричинити фізичне пошкодження сонячних елементів, наприклад розтріскування, розшарування корозії, що може призвести до скорочення терміну служби фотоелектричного модуля. Це може зменшитися потужність клітини та збільшення існуючого пошкодження [2, 9].

Таблиця 2.6 – Останні дослідження та висновки про основні причини деградації PV.

Країна	Тип фотомодуля	Висновки	Причина деградації	Деградація та оцінка
Австралія	Мульти-Si сонячна батарея	Порівняно менша кількість гарячих точок спостерігалася в жаркі погодні умови, ніж у холодну погоду	Висока температура і вологість	-135% до -1.46%/рік
Таїланд	Мульти-Si сонячна батарея	Одним з основних факторів руйнування є вологість.	Волога і вогкість	-13% до -4.9%/рік
Індія	Мульти-Si сонячна батарея	Основними дефектами фотоелектричних модулів після 28 років експозиції є зміна кольору герметика, розшарування, окислення передніх пальців решітки та антиблікового покриття, розбиття скла та бульбашки на задньому листі.	Вологість і висока температура комірки	-1.4%/рік
Україна	Мульти-Si сонячна батарея	Можна встановити до 850 МВт фотоелектричної системи на даху, що потенційно може зменшити викиди, пов'язані з електроенергією, майже на 30%.	Підвищена температура повітря	>-0.9%/рік

За останні кілька десятиліть температура Землі помітно зросла. Дані показують, що висока температура, вологість, вогкість і підвищена температура повітря є основні чинники, що викликають деградацію. Швидкість деградації коливається від -0,8% до -4,9% на рік. Дослідження також виявили, що середня ефективність мульти-Si сонячних батарей осередків за різних умов експлуатації


коливається від 5,17% до 18% із ККД 8,7%. Правильний монтаж і використання певних технологій, наприклад фотомодулі випромінювача та заднього контакту (PERC), можуть допомогти зменшити швидкість деградації в помірному кліматі. Швидкість вітру, сонячне випромінювання та температура клітини також є важливими факторами, які впливають темпи деградації. У таблиці 2.6 подано підсумок останніх досліджень причин деградації фотоелектричної системи.

РОЗДІЛ 3. ОЦІНКА ПРОДУКТИВНОСТІ ВИРОБНИЦТВА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ФОТОМОДУЛІВ ДЛЯ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ 16 МВт



3.1 Обстеження рядків комірок фотомодулів для сонячної електростанції потужністю 16 МВт

Під час візуального огляду виявлено багато дефектів, що включає зміну кольору інкапсулятора комірки фотомодулів, тріщини, зношені клеї на розподільній коробці та рамі та сліди опіків. Детальний опис результатів візуального огляду представлений в таблиці 3.1. Підсумок статистичного аналізу та зображено оцінку радіації на компонентах фотоелектричних систем на рисунку 3.1. Можна помітити, що зміна кольору інкапсуляції є найбільш повторюваним механізмом деградації, який видно на всіх фотоелектричних модулях (100%). Цей механізм деградації супроводжується деградованим клеєм для каркаса, деградованим клеєм для розподільної коробки та контакти стежок, з частотою зустрічаються 57%, 39% і 30% відповідно. Інші механізми деградації мали дуже низьку поширеність з 3% для сліди опіків, 2% для клітинних тріщин і 0,4% для розшарування (тільки один PV модуль, уражений розшаруванням).

Таблиця 3.1 – Результати візуального контролю фотомодулів.

Компоненти фотоелектричного модуля	Спостереження та зауваження	Фотографії
<p>Передня сторона фотоелектричного модуля. Зміна кольору</p>	<p>Переднє скло гладке і чисте, без забруднення. Фотоелектричні модулі були очищені перед їх перевіркою. Без пошкоджень. Спостерігається зміна кольору EVA-герметика всі фотоелектричні модулі. Сліди тріщин спостерігаються на понад 80 % модулів, переважно розташовані в нижніх рядах. Стільникові тріщини, які ізолюють більше 10% з площі комірки. Розшарування герметика вздовж шини.</p>	

Компоненти фотоелектричного модуля	Спостереження та зауваження	Фотографії
Металізація	Лінії сітки та шини мають легко знебарвлення, але спільний взаємозв'язок стрічки та струнний між коннект, як нові. На передній частині всіх спостерігається зміна кольору Фотоелектричні модулі, що відповідають точці з'єднання струнного інтерконнекта і стику коробчасті металеві з'єднувачі.	
Рамка Зовнішній вигляд Клей для каркаса	Як новий, без корозії та тріщин Клей витік і відсутній на деяких ділянках.	
Зворотній аркуш Зовнішній вигляд Пошкодження	Він як новий, на ньому немає слідів опіків бульбашки, розшарування немає, і немає тріщини. Спостерігаються незначні сліди опіків задній лист із семи фотоелектричних модулів	

Компоненти фотоелектричного модуля	Компоненти фотоелектричного модуля	Компоненти фотоелектричного модуля
Розподільна коробка Клей для розподільної коробки	Цілий і добре прикріплений, без опіків і тріщин спостерігається. Клей зник у кількох PV модулі здебільшого розташовані у верхніх рядах фотоелектричні масиви. Попадання вологи через проникнення води між рамою і тильним листом.	
Провід/ роз'єм	Не має ознак корозії, горіння та крихкості, за винятком легкої зміни кольору для проводів на верхніх струнах.	

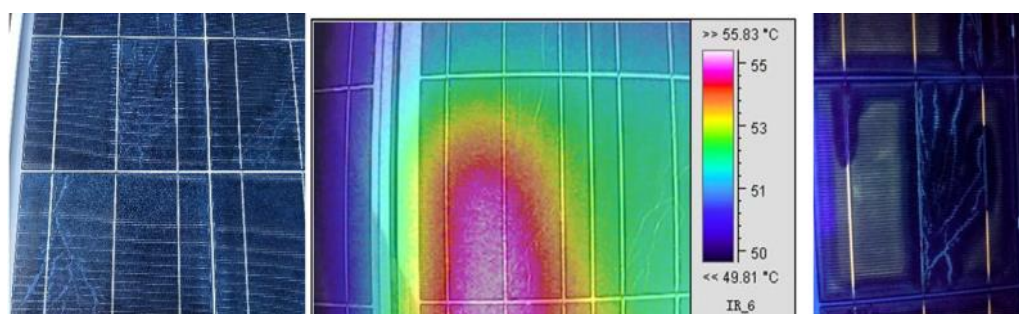


Рисунок 3.1 – RGB (ліворуч), ІЧ (посередині) та UVFL (праворуч) зображення фотоелектричного модуля, на якій впливає деградація комірки.

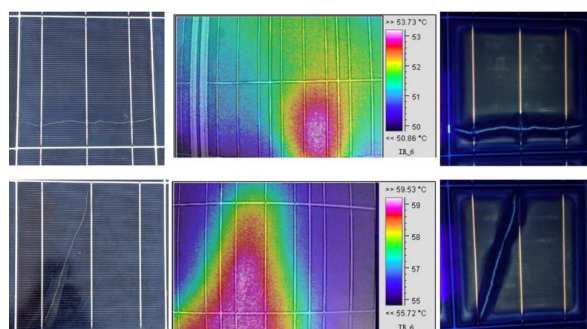


Рисунок 3.2 – RGB (зліва), ІЧ (посередині) та UVFL (справа) зображення фотоелектричного модуля з тріщинами.

На рис. 3.1 – 3.4 наведено результати візуального огляду, ІЧ-термографії, фізичний та ультрафіолетовий аналіз фотоелектричних модулів, уражених різними несправностями та дефектами, такі сліди на комірках, тріщини, розшарування та зміна кольору. Комбінація візуального, ІЧ- та УФЛ-аналізу зображення дозволяє нам точно оцінити ці невдачі, що призведе до кращого розуміння їх вплив на фотоелектричні струни, а також надійний висновок про робочий стан фотоелектричної установки. На рисунку 3.1 зображено фотоелектричний модуль, на який впливають сліди на комірках, а явище, здебільшого створене на с-Si фотоелектричних модулях у полі після, а період роботи від місяців до кількох років. Це явище може краще виявляти за допомогою методу UVFL, як показано на рисунку 3.1 (праворуч фігура).

Однак, як RGB, так і ІЧ-зображення також корисні для ідентифікації тріщин комірок стежки протягом тривалого часу після встановлення. Слід зазначити, що сліди тріщин комірок впливають на продуктивність фотоелектричного модуля та можуть бути причиною вказівка на проникнення вологи, зазвичай спричинене втратою герметичності модуля та розтріскуванням осередків, як це очевидно можна спостерігати на UVFL-зображенні.

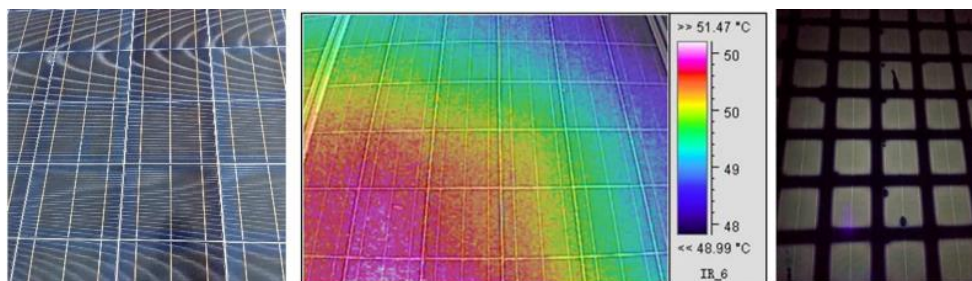


Рисунок 3.3 – RGB (ліворуч), ІЧ (посередині) та UVFL (праворуч) зображення фотоелектричного модуля зі знебарвленням.

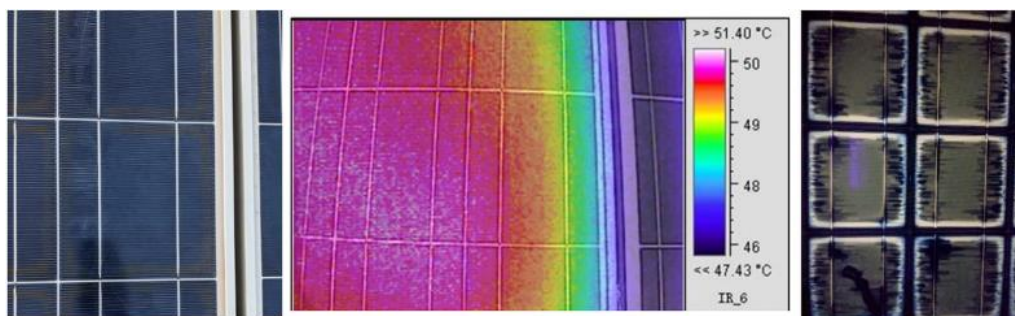


Рисунок 3.4 – RGB (ліворуч), ІЧ (посередині) та UVFL (праворуч) зображення фотоелектричного модуля з розшаруванням.

На рисунку 3.2 показано тріщини на двох фотоелектричних модулях, встановлених з'єднанні двох різних комірок. На всіх RGB, ІЧ та UVFL зображеннях видно тріщини комірок модуля. Тріщини можуть порушити електропровідність ділянок комірки, що призводить до зменшення струму короткого замикання і збільшення послідовного опору та вихідної потужності зменшення фотоелектричних модулів і, як наслідок, фотоелектричної установки. Проте це необхідно, щоб ці фотоелектричні модулі були додатково охарактеризовані (наприклад, за допомогою методу візуалізації EL), щоб краще визначити наявність мікротріщини на своїх сонячних елементах. На рис. 3.3 показано зміни кольору фотоелектричного модуля, які спричинили інкапсуляційне пожовтіння, розташоване в центрах, як показано UVFL зображення. Проблема зміни кольору полягає в тому, що вона призводить до збільшення втрат оптичної передачі, що, у свою чергу, призводить до зменшення ефективності перетворення енергії сонячних елементів. На рисунку 3.4 зображено RGB, ІЧ та UVFL зображення фотоелектричного модуля, видобуто через суворі умови навколишнього середовища м. Корець Рівненської області. Цей PV модуль також постраждав від тріщин у поєднанні зі зміною кольору та потемніння етиленвінілацетату (EVA), яке є результатом проблема розшарування.

3.2 I-V характеристика та аналіз роботи комірок фотомодулів для сонячної електростанції потужністю 16 МВт

Після визначення характеристик зображення за допомогою RGB, ІЧ-термографії та UVFL ми виміряли струм-напругу (I-V) і потужність-напругу (P-V) характеристики уражених фотоелектричних модулів. Крім того, ми сформуваємо процедури вимірювання I-V і P-V відповідно до описано в розділі 2. На рисунку 3.5 показано I-V і P-V криві фотоелектричного модуля, на які впливають сліди ділянок тріщини комірки після років експлуатації, порівняно з еталонним модулем. Як чітко показано на рисунку 3.5, кроки спостерігаються в характеристиках ураженого фотоелектричного модуля. Однак найчастіше слід деградації пов'язаний з іншими невдачами, як розтріскування. У цьому випадку

схоже на погіршення продуктивності втрата ураженого фотоелектричного модуля також спричинена іншими причинами.

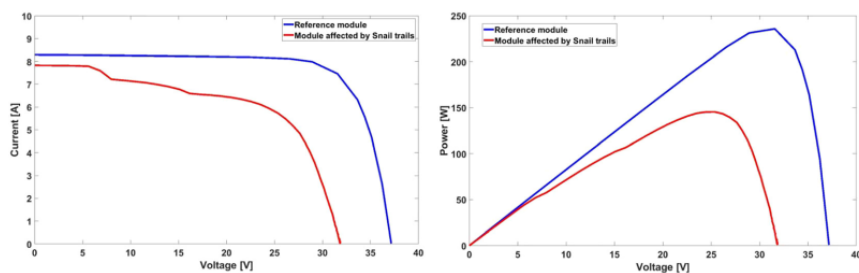


Рисунок 3.5 – I-V (ліворуч) і P-V (праворуч) характеристики фотоелектричного модуля, на які впливають сліди деградації комірок.

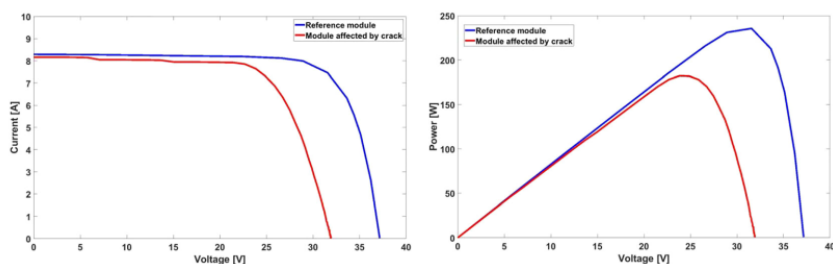


Рисунок 3.6 – I-V (ліворуч) і P-V (праворуч) характеристики фотоелектричного модуля, ураженого тріщиною.

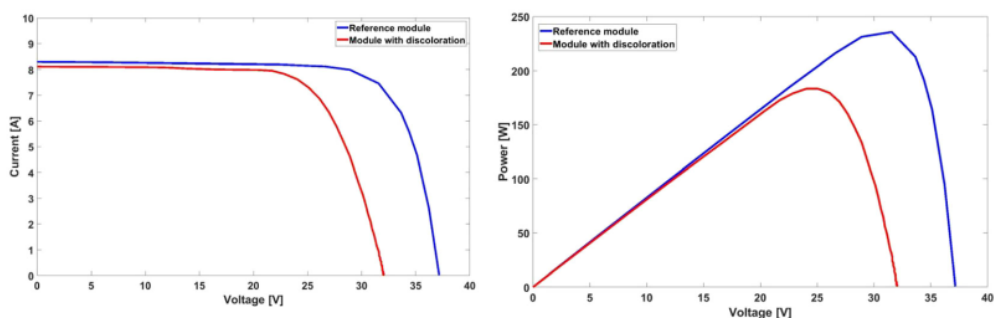


Рисунок 3.7 – I-V (ліворуч) і P-V (праворуч) характеристики фотоелектричного модуля зі зміною кольору.

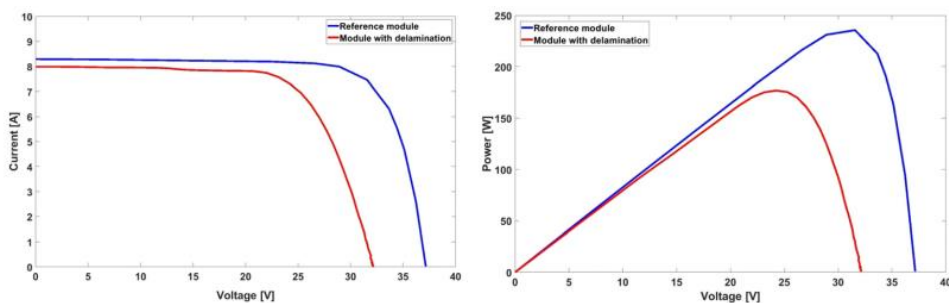


Рисунок 3.8 – ВАХ (ліворуч) і P-V (праворуч) характеристики фотоелектричного модуля з розшаруванням.

На рисунках 3.6 – 3.8 показані I-V і P-V характеристики різних PV модулі, уражені тріщинами, зміною кольору та відшаруванням. Кроки спостерігаються в ВАХ модулів, на які впливає розтріскування та розшарування (рис. 3.6 і 3.8), на відміну від ВАХ знебарвлення (рис. 3.7). Як правило, це можна спостерігати в На малюнках 3.5 – 3.8 показано, що ЛОС більше страждає від несправностей, ніж ISC. надіслано. Хоча модулі все ще працюють на місці, здається, що збої мали певний вплив на продуктивність фотоелектричної системи. Тим не менш, слід враховувати, що ці фотоелектричні модулі найближчим часом потрібно буде замінити на нові, оскільки погіршення може створити більші проблеми (наприклад, гаряча точка) на PV рядки.

3.3 Експлуатаційні характеристики роботи комірок фотомодулів для сонячної електростанції потужністю 16 МВт

Вимірні параметри I-V рядків PV були виправлені на Значення STC після модифікованої версії перекладу IEC 60981 підхід [7]. Переведені параметри є струмом короткого замикання (I_{sc}), напруга холостого ходу (V_{oc}), максимальна потужність (P_{mp}) і заповнення фактор (FF). Перекладений I_{sc2} (показаний на рисунку 3.9) коливається між 8,10 А та 8,44 А, що відповідають рядам S_9 та S_2 відповідно із середнім значенням 8,22 А. Ці значення близькі до контрольне значення, позначене червоною смугою на рисунку 3.10 із середнім значенням відхилення 0,02 А. Переведена напруга холостого ходу в умови STC (V_{oc2}) є зображено на рисунку 3.11.

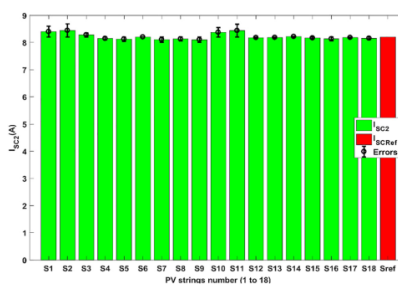


Рисунок 3.9 – Струм короткого замикання фотоелектричних модулів при STC.

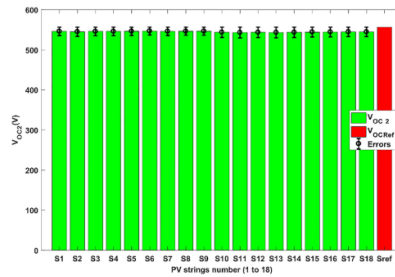


Рисунок 3.10 – Напряга холостого ходу фотоелектричних ліній на STC.

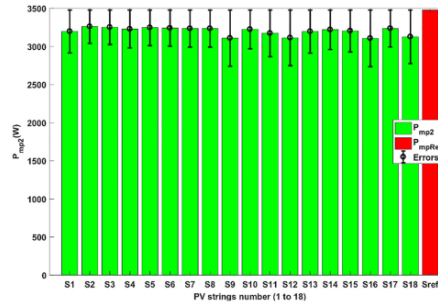


Рисунок 3.11 – Максимальна точка потужності фотоелектричних ліній при STC.

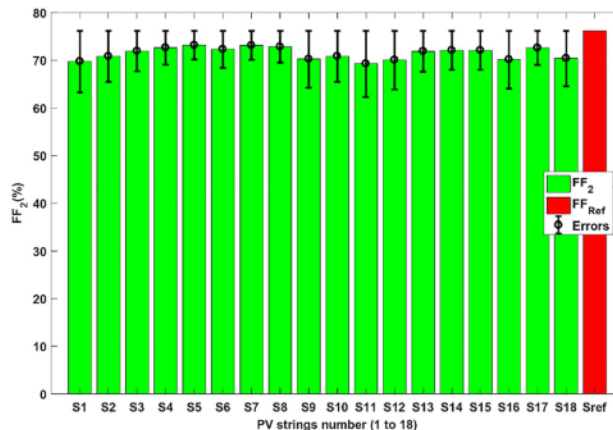


Рисунок 3.12 – Коефіцієнт заповнення ліній PV при STC.

Це показує, що переведена напруга ϵ в основному однорідний з мінімальним значенням 543,01 В для S_{11} і максимальне значення 546,67 В для S_6 із середнім значенням 544,91 В. Середнє відхилення 11,59 В від еталонного значення показано в рисунку 3.11. На рисунку 3.11 показано, що рядок S_2 має найвищий P_{mp2} (3259 Вт) і найближче значення до паспортної таблички (3476,55 Вт), позначене S_{ref} на цій фігурі. Найнижчий P_{mp2} (3105,22 Вт) спостерігався для рядок S_{16} . Середній P_{mp2} дорівнює 3199 Вт із середнім відхилення еталонного значення 277,55 Вт. На рисунку 3.12 показано переведений коефіцієнт заповнення, розрахований у рівняння (2.6). FF вимірює співвідношення між

максимальною потужністю на добуток струму короткого замикання та напруги холостого ходу. Це коливається від 69,23% для рядка S_{11} до 73,15% для S_5 із середнім вікове значення 71,43%. Відхилення від контрольного значення становить 6,97%, 3,05% і 4,77% відповідно для мінімального, максимального і середнього вікові значення.

3.4 Аналіз деградації фотомодулів для сонячної електростанції потужністю 16 МВт

Надати уявлення про старіння рядів фотоелектричної установки м. Корець, Рівненської області після 9,5 років експлуатації, наступні розділи обговорюють визначення електричних параметрів, таких як I_{sc} , V_{oc} , P_{mp} і FF років.

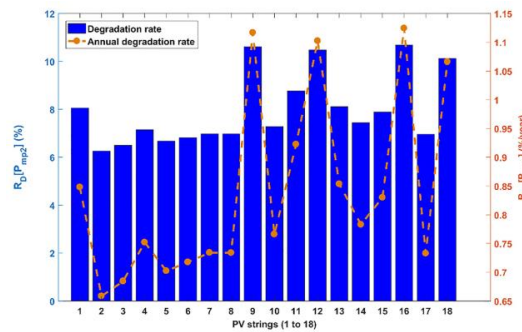


Рисунок 3.13 – Максимальне зниження потужності фотомодуля.

Як показано на рисунку 3.13, втрати потужності фотомодуля коливаються між 6,26% і 10,68% після 9,5 років експлуатації, що призводить до річна швидкість деградації від 0,66%/рік до 1,12%/рік відповідно для рядків S_2 і S_{16} . Середнє зниження P_{mp} для всіх 18 струн становить 7,99% через 9,5 років, що відповідає середньому річна деградація 0,84%/рік. Це значення трохи вище ніж середня зареєстрована деградація P_{mp} становить 0,8%/рік [8]. Це пояснюється до суворих умов навколишнього середовища, в яких працює м. Корець, Рівненської області розвивається. Крім того, основною причиною зниження потужності є через виявлені сліди та тріщини, які спостерігалися в понад 81 фотоелектричний модуль, розміщений на 18 рядах. Це пояснює вища P_{mp} деградація рядка S_{16} , який має шість фотоелектричних модулів уражені слідами деградації комірки. Крім того, цей рядок має найвищий показник поява

деградації згідно з візуальним оглядом. Сліди деградації комірки спостерігалися на всіх фотоелектричних модулях (S9, S12 і 16) з високими показниками. Крім того, література повідомляє [1, 8], що сліди деградації комірки зменшують максимум потужності на 10–30%, оскільки це призводить до втрати герметичності модуля та розтріскування комірки.

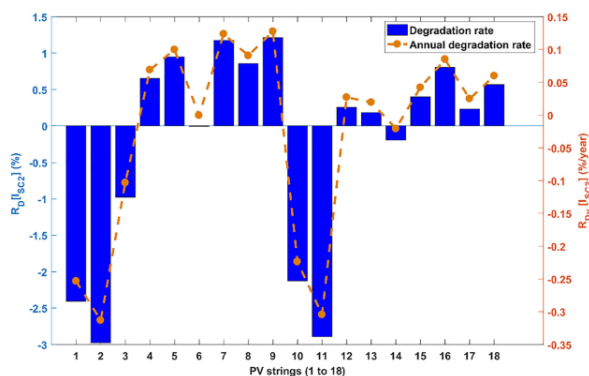


Рисунок 3.14 – Деградація струму короткого замикання фотомодуля.

Як показано на рисунку 3.14, струм короткого замикання зменшується від 2,97% (рядок S2) до 1,22% (рядок S9) із середнім значенням 0,24% протягом 9,5 років і в середньому 0,25%. Показує від’ємне значення що деградації немає, і позитивні значення показують, що є – це погіршення I_{sc} щодо струму короткого замикання, описаного в таблиці даних. Щорічно середня швидкість деградації становить 0,025% на рік спостерігається для струму короткого замикання з медіаною 0,026%/рік.

Однак набагато різкіші темпи деградації, які становлять 0,10%/рік, 0,12%/рік і 0,13%/рік для струн S5, S7 і S9 відповідно. Втрата I_{sc} для цих струн пояснюється дефектами, такими, як EVA Знебарвлення інкапсулятора спостерігається майже на всіх фотоелектричних модулях. Це призвело до зменшення доступності фотонів і зниження струм короткого замикання протягом років [16]. І навпаки, покращення в значення спостерігалися в деяких рядках (S1–S3, S10–S11 і S14). Це може бути пов’язано зі спектральною реакцією знебарвленого інкапсулятор або збір даних на місці (зовнішній вплив).

Таким чином, інкапсуляція не вплинула на продуктивність рядків PV. зміна кольору ланки. Відповідно до низької швидкості деградації ІСК це не може бути основною причиною погіршення продуктивності.

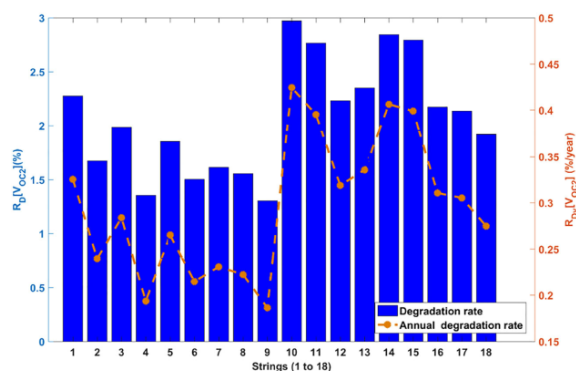


Рисунок 3.15 – Деградація напруги холостого ходу

На рисунку 3.15 показано зниження V_{oc} (сині стовпчики, RD) і річне зниження швидкість деградації (помаранчевий пунктирний графік, RDy). Спад від рейтинг таблиці змінювався від 1,77% (S6) до 2,42% (S11) протягом період 9,5 років із середнім значенням 2,08%. Середній і середні річні темпи деградації становили 0,22%/рік відповідно. Дійсно, результати, наведені в цьому дослідженні для V_{oc} , нижчі (1,89%/рік і 0,78%/рік) для тої самої p-Si технології та аналогічні кліматичні умови [39]. Оскільки V_{oc} є в основному регулюється рекомбінацією носіїв заряду сонячних елементів [16], втрату V_{oc} зазвичай пояснюють деградацією клітин та задачі маневрування [8]. Найбільше зниження коефіцієнта заповнення дорівнювало 9,12% для рядка S11, а найменше падіння на 3,98% було розраховано для S5, з a_n середньому падінні на 6,24%, див. рис. 3.16.

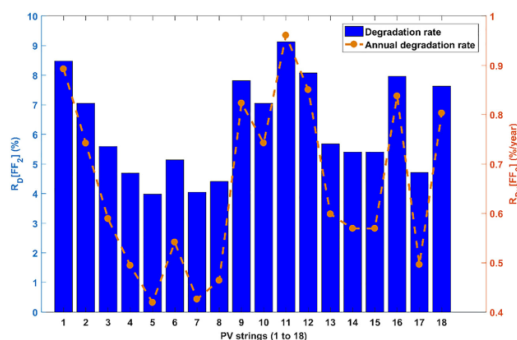


Рисунок 3.16 – Швидкості деградації фактора заповнення.

На річній основі затримується мінімум на 0,42%/рік і максимум на 0,96%/рік із середньою швидкістю деградації 0,66%/рік для коефіцієнта заповнення. На підставі візуального огляду рядок S11 демонструє знебарвлення EVA на всіх фотоелектричних модулях та 10 модулів з проникненням вологи між каркасом і стінкою листа. Як показано на рисунку 3.8, різниця струму в фотоелектричній комірці кластери призвели до зменшення коефіцієнта заповнення. Ізольована комірка тріщини призвела до зменшення струму. Крім того, в літературі повідомляється, що типовим є більш високе зниження FF пов'язані зі зниженим опором шунта або підвищеним опором [8]. Загалом наші результати показали очевидні варіації в деградації тенденції електричних параметрів у різних сонячних фотоелектричних ланцюгах.

Таблиця 3.2 – Зведення параметрів продуктивності I-V і річних темпів деградації.

Параметр	Початкове значення для рядків фотомодулів	Тривалість роботи СФС 9,5 років		R _{Dy} (%/рік)	
		Відсоткове значення швидкості темпу деградації фотомодулів в рік	Середнє стандартне значення швидкості темпу деградації фотомодулів в рік	Відсоткове значення швидкості темпу деградації фотомодулів в рік	Середнє стандартне значення швидкості темпу деградації фотомодулів в рік
I _{sc} (A)	8,2	8,22	0,12	0,025	0,15
V _{oc} (B)	556,5	544,91	1,23	0,22	0,023
P _{mp} (BT)	3476,65	3499	52,27	0,84	0,16
FF, (%)	76,42	71,43	1,26	0,66	0,17

У таблиці 3.2 наведені вихідні значення параметрів ефективності з технічного паспорту та їх значення після 9,5 років експлуатації під відкритим небом. Він також показує річну швидкість деградації і стандартне відхилення. Результати таблиці 3,2 показують, що максі- і мінімальна потужність (P_{mp}) є найбільш погіршеним параметром продуктивності. знижується коефіцієнтом заповнення (FF), напругою холостого ходу (V_{oc}) і струм короткого замикання (I_{ск}). Крім того, таблиця показує, що стан відхилення (S_{td}) електричних параметрів є відносно низькими. Це вказує на невеликі невідповідності між модулями, як повідомляється в посил. [3, 9] і у випадку цього дослідження між

рядками PV. Крім того, у порівнянні з попередніми дослідженнями (як показано в таблиця 3,1) за аналогічних кліматичних умов (МВт·год), як у м. Корець, Рівненської області спостерігається, що фотоелектрична електростанція має нижчий рівень деградації в (1,22%/рік). Щоб краще зрозуміти гарантії, надані виробником, виробників, ми проаналізували умови гарантії фотоелектричних модулів встановлених м. Корець, Рівненської області PV. Фотоелектричні модулі (HiS-M230MG) забезпечуються такими гарантіями: (a) мінімум, 90% від номінальної потужності протягом 10 років і (b) мінімум 80% номінальної потужності протягом 25 років. На рисунку 3.17 показано мінімальні річні темпи деградації при різних рівні гарантії для фотоелектричних модулів.

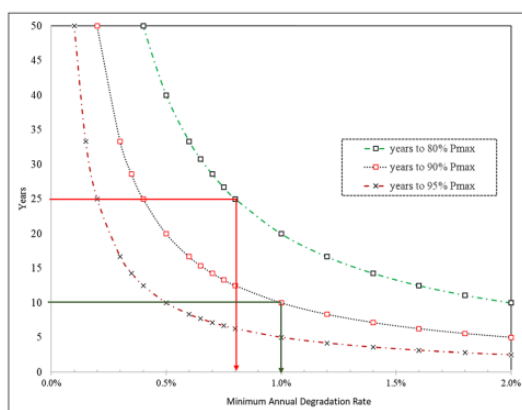


Рисунок 3.17 – Мінімальна річна швидкість деградації при різних рівні гарантії (адаптовано з [4]).

Як показано на рисунку 3.17 для модулі зберігають мінімум 90% номінальної потужності всередині 10 років, середньорічна швидкість деградації не повинна перевищувати ніж 1%. Відповідно, середньорічна швидкість деградації Модуль Hyundai HiS-M230MG 0,84% після 9,5 років польової експозиції впевнений вказує на те, що обіцянка цих гарантій значною мірою була виконано. Однак, щоб зберегти 25-річну гарантію, щорічна деградація швидкість деградації має становити максимум 0,8% (див. рис. 3.17). І все ж досліджувані модулі показали показник 0,84%/рік, що трохи вище, ніж поріг, необхідний для дії 25-річної гарантії. На а 0,84%/рік, модулі досягнуть 80% максимальної потужності в 23,8 років. Тим не менш, коли верхня межа

діапазону деградації використовується швидкість датування ($0,84\% + 0,16\%$), максимальний час зниження потужності до 80% скорочується до 20 років. Це ситуація для чотири рядки, швидкість деградації яких перевищує 1%/рік (показано на рис 3.17).

Таким чином, у цьому дослідженні досліджувалися механізми відмови та зниження продуктивності. радіація фотоелектричної електростанції, розташованої в м. Корець, Рівненської області, через 9,5 років експлуатація в умовах помірно континентального клімату України. Різні діагностичні методи, такі як візуальний огляд, інфрачервона термографія (ІЧ), ультрафіолетова флуоресценція (UVFL) і вольт-амперна характеристика (I-V) використовувалися для оцінки ефективності та погіршення якості PV рядки.

РОЗДІЛ 4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ДОВКІЛЛЯ

4.1 Організація роботи служби з охорони праці та довкілля

Система управління охороною праці (СУОП) – це сукупність органів управління підприємством, які на підставі комплексу нормативної документації проводять цілеспрямовану, планомірну діяльність щодо здійснення завдань і функцій управління з метою забезпечення здорових безпечних і високопродуктивних умов праці. За дану частину виробництва відповідає інженер з охорони праці. Головне завдання спеціаліста – створення здорових, безпечних і високопродуктивних умов праці, покращення виробничого побуту, запобігання травматизму і профзахворюванням.

Для забезпечення створення СУОП щорічно розробляються та затверджуються на підприємстві положення про організацію управління охорони праці; щорічно оформляються накази про призначення осіб відповідальних за стан охорони праці на дільницях, а також безпечне використання об'єктів підвищеної небезпеки (котлів, що працюють під тиском, газових та кисневих балонів, пестицидів); оформляються наказ про визначення персональних обов'язків з охорони праці усіх спеціалізацій, керівників дільниць та інших службових осіб; щорічно проводиться паспортизація умов праці, технічних засобів безпеки і технічного стану робочих місць; складаються плани роботи з охорони праці, комплексне, річне і оперативне планування; організовуються заходи матеріального і морального стимулювання щодо охорони праці; проводяться розслідування і вивчення причин травм, пожеж їх аналіз і облік, а також розробляються заходи щодо їх застосування;

Об'єктом управління є діяльність структурних підрозділів та служб підприємства по забезпеченню безпечних і здорових умов праці на робочих місцях, виробничих дільницях, цехах та підприємства в цілому.

4.2 Протипожежна безпека і грозозахист

Блискавко захист – це комплекс захисних захистів від блискавки, які гарантують безпеку людей, збереження людей і споруд, обладнання та матеріалів від вибухів, загоряння й руйнування. Найпростішими і надійними засобами від блискавки є створення блискавковідводів. Схема блискавкозахисту будівлі показана на рис. 4.1.

Струмопровід виконується сталюю стрічкою перерізом 25...30 мм або дротом не менше 6 мм. Заземлення виконується кутовою сталлю, трубами на відстані від установки не менше 4,5 м. Опір розтікання не повинен перевищувати 15...20 Ом.

Приймаємо початкову висоту блискавковідводу 8 метрів. Визначаємо радіус конуса, в якому ймовірність попадання 95%, через висоту конуса h за формулою (4.1):

$$R_0 = 1.5 \cdot h, \text{ м. } R_0 = 1,5 \cdot 8 = 12 \text{ м.}$$

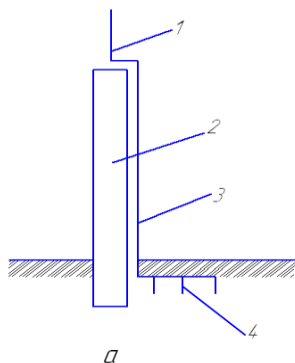


Рисунок 4.1 – Схема блискавко захисту конструкції; 1 – блискавко приймач,

2 – блискавко провідник; 3 – опора, 4 – заземлювач.

Для будинку довжиною L кількість одиночних блискавковідводів визначаємо через радіус конуса R_0 в якому ймовірність попадання 95% за формулою:

$$N_б = \frac{L}{2R_0}, \text{ шт, } N_б = \frac{86}{2 \cdot 4} = 11 \text{ шт.}$$

Усі з'єднання в процесі монтажу системи блискавко захисту (Блискавко приймач – струмовідвід, струмовід – заземлювач) виконують за допомогою зварювання. Болтові з'єднання застосовують лише для тимчасових блискавко захисних пристроїв.

РОЗДІЛ 5. ВИЗНАЧЕННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕНЕРГО- ТА РЕСУРСООЩАДНИХ ЗАХОДІВ ВИРОБНИЦТВА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ФОТОМОДУЛІВ ДЛЯ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ 16 МВт

5.1 Розрахунок основних показників економічної ефективності виробництва електроенергії фотомодулів для сонячної електростанції потужністю 16 МВт

Актуальність проведення енергозберігаючої політики в нашій країні обумовлена, з одного боку, наявними величезними невикористаними резервами економії паливно-енергетичних ресурсів, а з іншого боку – тим, що в багатьох випадках заходи щодо економії енергії вимагають суттєво менше витрат, ніж капіталовкладення для отримання еквівалентного кількості нових енергетичних ресурсів.

В даний час в практиці аналізу варіантів економічних рішень широке застосування отримала типова методика мінімальних приведених витрат, згідно з якою:

$$P_{opt} = (C + E_n \cdot K)_{min}, \quad (5.1)$$

де C – сумарні експлуатаційні витрати на фотомодулі, грн; K – капітальні вкладення в обраний варіант, грн; E_n - нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень; $E_n = 1/T_n$, де T_n – нормативний термін окупності вкладень, рік; $E_n = 15$.

При оцінці варіантів, в яких $\Pi_1 > \Pi_2$, економічну ефективність прийнятого варіанта визначаємо із залежності:

$$C_{ек} = \Pi_1 - \Pi_2 \geq (C_1 + E_n \cdot K_1) - (C_2 + E_n K_2)_{min}. \quad (5.2)$$

Оптимальним є другий варіант, оскільки $P_{opt} = \Pi_2 = (C_2 + E_n \cdot K_2)_{min}$.

У зазначеній послідовності може розглядатися будь-який порівнюваний варіант, і чим меншими будуть приведені витрати в порівнянні з попереднім, тим вагомішим буде економічний ефект від прийнятого рішення:

$$C = C^T + C^{\mathcal{E}} + C^a + C^P + C^{3.n} + C^o + C^B + \dots + \sum C^n, \quad (5.3)$$

де C^T , $C^{\mathcal{E}}$, C^a , C^P , $C^{3.n}$, C^o , C^B , $\sum C^n$ – експлуатаційні витрати в порівнюваному варіанті відповідно: на паливо, електроенергію, амортизаційні відрахування, поточний ремонт, заробітну плату обслуговуючого персоналу, загальні по теплоенергетичні господарству, на воду на невраховані витрати, грн.

При визначенні економічної ефективності застосування установок комплексного використання електроенергії порівнянню підлягають варіанти енергопостачання, що забезпечують задоволення потреб даного виробництва у всіх видах енергії з урахуванням використання комплексних установок і без їх використання.

У відповідності з основними методичними положеннями техніко-економічних розрахунків в енергетиці варіанти енергопостачання для забезпечення їх порівнянності повинні відповідати таким вимогам:

- Рівний ефект енергопостачання, тобто кожен з варіантів повинен забезпечувати однакову як по витраті, так і за заданим режимом подачі енергії споживачу;
- Створення оптимальних умов реалізації для кожного з розглянутих варіантів, тобто використання для кожного з них технічно найбільш досконалого обладнання;
- Забезпечення однакової надійності енергопостачання, тобто варіанти із зниженою надійністю наводяться до варіанту з необхідною надійністю шляхом додаткового включення в схему потужностей для підтримки надійності енергопостачання на необхідному рівні.

У деяких випадках кількість енергетичних ресурсів, що утворюються на даному підприємстві, не може бути повністю використана через відсутність споживачів. Тоді визначення економічної ефективності комплексного використання електроенергії повинно проводитися на основі розробки варіантів

енергопостачання не тільки самого підприємства, але і промислового та житлового району, в якому воно розміщується.

При порівнянні економічності окремих варіантів допускається розглядати лише відповідні зміни схем енергопостачання, які змінюються при переході від однієї схеми енергопостачання до іншої.

Створення комплексних установок використання електроенергії на діючих підприємствах пов'язано в ряді випадків з додатковими витратами внаслідок розміщення обладнання за умовами компоновання цехів, ускладнення комунікацій тощо. Все це повинно враховуватися при розрахунку економічної ефективності установок комплексного використання електроенергії.

При аналізі варіантів можна також користуватися методом терміну окупності, який описується наступним рівнянням:

$$T_{ок} = \frac{K_2 - K_1}{C_1 - C_2} \leq T_n. \quad (5.4)$$

Рівняння (5.4) являє собою видозмінене рівняння (5.1). Однак, слід зазначити, що рівняння (5.1) більш повно розкриває економічну сутність вибору оптимального варіанту і більш зручне в практиці, ніж (5.4).

Розглянуті вище залежності справедливі для випадку, коли капіталовкладення здійснюються в один рік, а собівартість є постійною, що відповідає періоду нормальної експлуатації. Якщо ж із порівнюваним варіантів капітальні вкладення здійснюються в різні терміни, а поточні витрати змінюються в часі, то при порівнянні варіантів слід витрати пізніших років привести до теперішнього часу, застосувавши коефіцієнт приведення, що обчислюється за допомогою формул складних відсотків:

$$\frac{1}{K_{np}} = \frac{1}{(1+E)^t}, \quad (5.5)$$

де t – період часу, роки.

Різномасштабні витрати можуть бути зведені й до останнього року впровадження. У цьому випадку застосовується коефіцієнт, зворотний до $K_{пр}$, тобто $1/K_{пр} = (1 + E)$.

В останні роки все більше уваги приділяється питанням надійності роботи установок і охорони навколишнього середовища. Ці фактори враховуються також при порівнянні варіантів.

Для наочності на рис. 5.1 представлена графічна залежність витрат на теплову установку від рівня надійності.

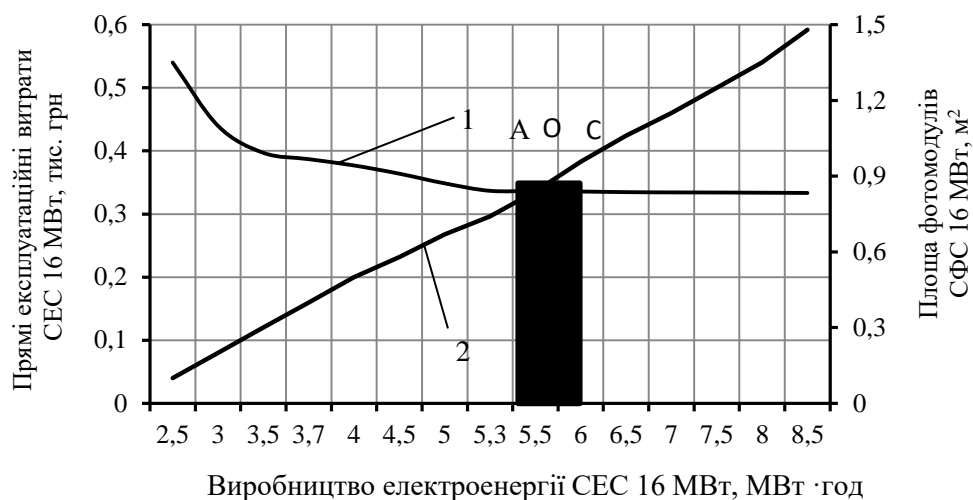


Рисунок 5.1 – Залежність затрат від рівня надійності об’єкта
1 – затрати; 2 – сумарні зведені затрати

Заштрихована ділянка – зона оптимальних витрат. Додаткові витрати за варіантами для забезпечення достатнього рівня надійності теплових установок та захисту навколишнього середовища враховуються рівняннями наведених витрат. При виборі варіантів рішень можна також використовувати графічну залежність витрат від капітальних вкладень. На рис. 5.1 точки О і С позначають рівень мінімальних зведених і поточних витрат; заштрихована область – мінімальні приведені витрати.

На ряді конкретних установок можна простежити загальну закономірність: зі зростанням технічної озброєності, обсягу використовуваних виробничих фондів поточні витрати знижуються. Правда, в деяких випадках

можливе і деяке зростання поточних витрат із збільшенням капітальних вкладень. Це пояснюється тим, що зі збільшенням капітальних вкладень подальше зростання амортизаційних відрахувань не компенсується зниженням інших складових. Крива наведених витрат (рис. 5.1) поблизу оптимуму має пологий вигляд. Враховуючи відносну неточність всіх техніко-економічних розрахунків, слід розглядати не крапку, а зону оптимальних рішень. У цій зоні для ряду варіантів наведені витрати практично однакові, але капітальні вкладення істотно розрізняються. Для визначення оптимального варіанту в зоні оптимуму необхідно мати додаткові критерії, що полегшить вирішення завдання.

У кожному окремому випадку є деякі обмеження або додаткові умови, які не можуть бути виражені конкретно. Наприклад, це може бути необхідність економії капіталовкладень. Тоді можна застосовувати варіант з капіталовкладеннями K_A , котрі скорочуються на $\Delta K = K_B - K_A$, але при цьому зберігається вимога – мінімум приведених витрат. Або навпаки, якщо немає обмежень в капіталовкладеннях, але обмежені енергоресурси, то слід прийняти варіант з більшими капіталовкладеннями K_B , але з меншими витратами енергоресурсів.

Розрахункова економія народногосподарських витрат при проектуванні установок комплексного використання електроенергії на діючих підприємствах визначається за формулою, грн/рік:

$$E = B_{EK} - C_{TO} - Q_T \cdot (C_{ком} - C_{зам}) - E_H \cdot (K_{ком} - \psi \cdot K_{зам}), \quad (5.6)$$

де B_{EK} – економія палива за рахунок використання електроенергії комплексними установками, т у.п. / рік; $(C_{ком} - C_{зам})$ – різниця в питомих експлуатаційних витратах, пов'язаних з виробленням одиниці енергії комплексної ($C_{ком}$) і заміщуваної ($C_{зам}$) установками, без урахування паливної складової (враховуються витрати на робочу силу, воду, електроенергію, поточний ремонт, амортизацію і т.п.), грн/ ГВт; Q_T – виробництво електроенергії в комплексній установці, ГВт / рік; $K_{ком}$ – капіталовкладення в комплексну установку, грн; $K_{зам}$ – капіталовкладення в заміщувану установку

для вироблення тієї кількості енергії, яку виробляє комплексна установка, грн;
 ψ – коефіцієнт надійності при заміщенні потужності основних джерел енергопостачання комплексними установками; C_{TO} – ціна зекономленого палива, грн / т у.п.

Коефіцієнт ψ визначається залежно від типу утилізаційних установок по їх гарантованій потужності з урахуванням надійності енергопостачання.

Якщо на діючому підприємстві є електрогенеруюча установка, робота якої буде частково заміщатися установкою комплексного використання електроенергії та її вивільнена потужність не може бути використати для інших цілей, то капіталовкладення в заміщувану установку в формулі (5.6) не повинні враховуватися ($K_{зам}=0$).

Якщо чинна енергетична установка повністю заміщається комплексною установкою і може бути демонтована, то неамортизована частина первісної її вартості повинна додаватися до суми капіталовкладень в установку комплексного використання електроенергії.

Для діючих підприємств крім економії витрат повинен враховуватися також одержуваний підприємством економічний ефект, який визначається приростом прибутку за рахунок здійснення заходів з утилізації вторинних енергетичних ресурсів (ВЕР). Приріст прибутку при використанні ВЕР установками комплексного використання електроенергії, $\Delta\Pi$, грн / рік, досягається на підприємстві за рахунок скорочення поставок електроенергії, отриманої в комплексних установках:

$$\Delta\Pi = \Delta B \cdot C_{TO} + \Delta Q \cdot C_T - Q_T \cdot C_{ком}^T \pm \Delta C, \text{ грн/рік,} \quad (5.7)$$

де ΔB – скорочення використання різних видів палива на підприємство в результаті використання ВЕР, т у.п. / рік; C_{TO} – вартість заощадженого палива, грн./т у.п.; ΔQ – скорочення споживання теплової енергії за рахунок використання ВЕР, ГВт / рік; C_T – вартість електричної енергії, грн./ГВт; Q_T – виробництво електроенергії в комплексних установках, ГВт/рік; $C_{ком}^T$ – собівартість отримання електроенергії в комплексних установках, грн. / ГВт;

ΔC – зменшення або збільшення експлуатаційних витрат по підприємству в зв'язку з переходом на комплексне використання електроенергії, крім витрат на обслуговування комплексних установок, грн/рік.

Термін окупності капіталовкладень на здійснення заходів з енергозбереження (в роках) визначається за формулою:

$$T_{ок} = \frac{\Delta K_{ком}}{\Delta\Pi}, \quad (5.8)$$

де $\Delta K_{ком}$ – капіталовкладення, необхідні для здійснення комплексного використання електроенергії, грн; $\Delta\Pi$ – приріст річного прибутку на підприємстві при використанні вторинних енергетичних ресурсів установки комплексного використання електроенергії, грн / рік.

Розраховуємо річний економічний ефект сонячної електростанції потужністю 16 МВт:

$$E_n = 8,07 \cdot \frac{0,11}{0,05} \cdot \frac{0,125 + 0,15}{0,125 + 0,15} + \frac{(12,67 - 9,84) - 0,150}{0,125 + 0,15} - 5,4 = 6,074 \text{ тис. грн.}$$

$$T = \frac{1340}{6074} = 0,22 \text{ р.}$$

Отже, річний економічний ефект від впровадження в сезон роботи сонячної електростанції потужністю 16 МВт становить 6,075 тис. грн. Термін окупності сонячної електростанції потужністю 16 МВт становить 0,22 р.

Остаточний висновок про доцільність і напрямку використання ВЕР в енергозберігаючих установках на діючому підприємстві слід засновувати на величині народногосподарської ефективності, визначається за формулою (5.6).

ВИСНОВКИ ТА ПРОПОЗИЦІЇ

У цьому дослідженні досліджувалися механізми відмови та погіршення продуктивності фотоелектричної електростанції, розташованої в м. Корець Рівненської області, після 9,5 років експлуатації в умовах помірно-континентального клімату. Різні діагностичні методи, такі як візуальний огляд, інфрачервона термографія (ІЧ), ультрафіолетова флуоресценція (UVFL) і вольт-амперна характеристика (I-V) використовувалися для оцінки ефективності та поліпшення якості PV. Наші висновки підсумовані таким чином:

Візуальний огляд фотоелектричних модулів виявив зміну кольору інкапсулятора є найбільш повторюваним механізмом деградації. За цим послідував погіршений клей рами, погіршене з'єднання коробковий клей, які зустрічаються в 57%, 39% і 30% відповідно. Інші механізми відмови мали дуже низьку кількість випадків наприклад 3% для опіків, 2% для клітинних тріщин і 0,4% для відшарувань (вплинув лише на один фотоелектричний модуль).

Отримані показники деградації становили 0,025%/рік для I_{sc} , 0,22%/рік. рік для V_{oc} , 0,84%/рік для P_{mp} і 0,66%/рік для FF. Було виявлено, що якщо поточні темпи деградації триватимуть то вихідна потужність модулів становитиме 79% через 25 років експлуатації.

У порівнянні з іншими дослідженнями швидкість деградації, отримана для сонячної фотоелектричної установки можна вважати реалістичною швидкість деградації фотоелектричних модулів, встановлених у суворих кліматичних умовах. Крім того, загалом, очікується, що значення ISC зменшаться зі старінням кристалічного кремнію модулів, але спостерігалось збільшення ISC деяких фотоелектричних ліній у цьому дослідженні; отже, необхідно провести подальше експериментальне дослідження

Однак є кілька ключових аспектів, які необхідно взяти до уваги для деградації сонячної фотоелектричної системи. Внаслідок впливу на довговічність, псування матеріалу та зниження ефективності деякі елементи

старіння, включаючи пил, зміну кольору, розшарування, температуру, вологість у цьому дослідженні досліджувалися переломи та гарячі точки.

По-перше, причини деградації і швидкість деградації були проаналізовані для різних типів сонячних елементів.

По-друге, були введені фактори старіння з подальшими поглибленими дослідженнями щодо кожного з факторів старіння. Цей аналіз дає огляд поточного стану ситуації, вплив на продуктивність і характеристики змінних старіння PV.

По-третє, було проведено комплексну оцінку впливу змінних старіння на фотоелектричні модулі, включаючи скорочення терміну служби, деградацію матеріалу та деградацію ефективності. Це дослідження показало, що кожен фактор, що впливає на старіння, має чіткий і різноманітний вплив на фотоелектричних модулях. Згідно з повідомленнями, пил може знизити ефективність сонячних батарей накопичуючися з часом; тим не менш, вплив пилу на тривалість життя є менш серйозним, ніж вплив пилу інші фактори старіння. З іншого боку, тріщини та гарячі точки мають значний вплив на погіршення терміну служби та ефективності. Однак швидкість деградації базується на частині уражених PV клітин. Очікувана тривалість життя сонячної фотоелектричної системи, знос матеріалів на зниження ефективності впливають, як зміна кольору, так і відшарування, тим не менш, розшарування та зміна кольору, викликані температурою та вологістю, є більш серйозними. В роботі було також продемонстровано, що ефекти всіх змінних старіння лінійно зростають з часом.

ПОСИЛАННЯ ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Гальчак В. П., Боярчук В. М. Альтернативні джерела енергії. Енергія Сонця. Львів: Вид-во ЛНАУ, 2008. 135 с.
2. Гальчак В. П., Дмитрів Г. М. Розрахунок енергетичних параметрів гібридної системи теплопостачання фермерського будинку. Метод. вказівки до виконання курсового проекту. Львів, ЛДАУ, 2005. 36 с.
3. Дудюк Д. Л., Мазепа С. С., Гнатишин Я. М. Нетрадиційна енергетика: основи теорії та задачі: Навч. посіб. Львів: "Магнолія 2006", 2008. 188 с.
4. Жуковський С. С., Лабай В. Й. Системи енергопостачання і забезпечення мікроклімату будинків та споруд: Навч. пос. для ВЗО. Львів: Астрономо-геодезичне товариство, 2000. 259 с.
5. Корчемний М., Федорейко В., Щербань В. Енергозбереження в агропромисловому комплексі. Тернопіль: Підручники і посібники, 2001. 984 с.
6. Кудря С. О., Головка В. М. Основи конструювання енергоустановок з відновлюваними джерелами енергії: навч. посіб. К.: НТУУ "КПІ", 2011. 184 с.
7. Маляренко В. А. Основи теплофізики будівель та енергозбереження. Підручник. 2-е видання. Х.: Видавництво САГА, 2010. 484 с.
8. Маляренко В.А. Енергетичні установки. Загальний курс. Х.: В-во САГША, 2008. 320 с.
9. Саницький М. А., Позняк О. Р., Марущак У. Д. Енергозберігаючі технології в будівництві: навч. посібник. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2012. 236 с.
10. <https://uniclimate.com.ua/products/teplovi-nasosy-dlya-pryvatnogo-budynku/cooperhunter-unitherm-3-all-in-one-ch-hp12wtsirk3/>
11. <https://uniclimate.com.ua/wp-content/uploads/2023/02/instrukciya-unitherm3-aio-ua.pdf>

12. https://cooperhunter-aircon.com/?gclid=Cj0KCQjw7aqkBhDPARIsAKGa0oLWwriPnZqdYFkAdTEGwILGKZiUW6zYhudeqKqlb11QuAZmcjiDyL0aAqmlEALw_wcB
13. R. K. Sarojini, K. Palanisamy and E. De Tuglie, “A fuzzy logic- based emulated inertia control to a supercapacitor system to improve inertia in a low inertia grid with renewables,” *Energies*, Vol. 15, no. 4, Article ID 1333, 2022.
14. O. Abdel-Rahim and E. Abdelhameed, “Ultimate transformerless boost DC-DC converter for renewable energy applications,” *SVU-International Journal of Engineering Sciences and Applications*, Vol. 2, no. 2, pp. 63–69, 2021.
15. J. B. Holm-Nielsen, and D. Almakhlles, “A hybrid PV-battery system for ON-grid and OFF-grid applications-controller in loop simulation validation,” *Energies*, Vol. 13, №. 3, P. 755, 2020.
16. V. Burlaka, S. Gulakov, S. Podnebennaya, E. Kudinova, and O. Savenko, “Bidirectional single stage isolated DC-AC converter,” in *Proceedings of the 2020 IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, PP. 343–346, IEEE, Kharkiv, Ukraine, 2020, October.
17. S. Deshmukh, A. R. Thorat, and I. Korachagaon, “Modelling and analysis of PV standalone system with energy management scheme,” in *Proceedings of the 2020 IEEE International Conference on Electronics, Computing and Communication Technologies (CONECCT)*, PP. 1–5, IEEE, Bangalore, India, 2020, July.
18. K. Amer, M. Fakher, S. Ahmad, M. Irhouma, S. Altafbaou and E. Salem, “Performance of domestic solar heating system with thermal storage using phase change materials,” *International Journal of Engineering Research and Development*, Vol. 16, no. 9, PP. 01–11, 2020.
19. E. S. Harsha, R. K. Nema, S. Nema, and R. D. Kulkarni, “Design & Simulation of high gain ratio Bidirectional converter for energy storage applications,” in *Proceedings of the 2020 International Conference on Computational Intelligence for Smart Power System and Sustainable Energy (CISPSSE)*, pp. 1–6, IEEE, Keonjhar, India, 2020, July.

20. Y. Nassar, S. Alsadi, K. Amer, A. Yousef, and M. Fagher, "Numerical analysis and optimization of area contribution of the PV cells in the PV/T flat-plate solar air heating collector," *Solar Energy Research Update*, Vol. 6, PP. 43–50, 2019.
21. M. Schroeder and J. Jaeger, "Advanced energy flow control concept of an MMC for unrestricted operation as a multiport device," *IEEE Transactions on Power Electronics*, Vol. 34, №. 11, PP. 11–496, 2019.
22. M. S. Chinthavali, J. Sun, P. R. V. Marthi, S. Chinthavali, S. Lee and M. Elizondo, *Models and Methods for Assessing the Value of Hvdc And Mvdc Technologies in Modern Power Grids*, Pacific Northwest National Lab, United States, May 2019.
23. S. Yassin Alsadi and Y. Fathi Nassar, "A general expression for the shadow geometry for fixed mode horizontal, step-like structure and inclined solar fields," *Solar Energy*, Vol. 181, PP. 53–69, 2019.
- A. Hafez, Y. Nassar, M. Hammdan, and S. Alsadi, "Technical and economic feasibility of utility-scale solar energy conversion systems in Saudi arabia," *Iranian Journal of Science and Technology Transactions of Electrical Engineering*, Vol. 44, PP. 213–225, 2020.
24. H. Bayat and A. Yazdani, "A hybrid MMC-based photovoltaic and battery energy storage system," *IEEE Power and Energy Technology Systems Journal*, Vol. 6, №. 1, PP. 32–40, 2019.
25. M. Kumar, "Solar PV based DC microgrid under partial shading condition with battery- Part 2: energy management system," in *Proceedings of the 2018 8th IEEE India International Conference on Power Electronics (IICPE)*, PP. 1–6, IEEE, Jaipur, India, 2018, December.
26. S. Debnath and M. Chinthavali, "Numerical-stiffness-based simulation of mixed transmission systems," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 65, №. 12, PP. 9215–9224, Dec 2018.