

**НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ
ННІ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ**

УДК _____

ПОГОДЖЕНО
Директор ННІ енергетики,
автоматики і
енергозбереження

ДОПУСКАЄТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ
В.о. завідувача кафедри
інженерії енергосистем

_____ /Каплун В.В./
(підпис)

_____ /Антипов Є.О./
(підпис)

« _____ » _____ 2024 р.

« _____ » _____ 2024 р.

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему: «Технічне рішення комбінованої системи електроживлення гіпермаркету «Епіцентр»»

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(код і назва)

Освітня програма Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(назва)

Орієнтація освітньої програми освітньо-професійна
(освітньо-професійна або освітньо-наукова)

Гарант освітньої програми

К.Т.Н., ДОЦЕНТ
(науковий ступінь та вчене звання) _____
(підпис)

УСЕНКО Сергій Миколайович
(ПІБ)

Керівник магістерської кваліфікаційної роботи

К.Т.Н., ДОЦЕНТ
(науковий ступінь та вчене звання) _____
(підпис)

МАКАРЕВИЧ Світлана Сергіївна
(ПІБ)

Виконав

(підпис)

ЛИСЕНКО Олександр Григорович
(ПІБ)

КИЇВ – 2024

**НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ
ІННІ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ**

ЗАТВЕРДЖУЮ

В.о. завідувача кафедри
інженерії енергосистем

к.т.н., доцент _____ Антипов С.О.
(ступінь, звання) (підпис) (ПІБ)

« ____ » _____ 20__ р.

**ЗАВДАННЯ
ДО ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ СТУДЕНТУ**

ЛИСЕНКУ Олександр Григорович
(прізвище, ім'я, по батькові)

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(код і назва)

Освітня програма Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(назва)

Орієнтація освітньої програми _____ освітньо-професійна _____
(освітньо-професійна або освітньо-наукова)

Тема магістерської роботи «Технічне рішення комбінованої системи електроживлення гіпермаркету «Епіцентр»» затверджена наказом ректора Національного університету біоресурсів і природокористування України від _____ 26.09.2024 р. №1666»С _____
Термін подання завершеної роботи на кафедру 15.11.2024

Вихідні дані до магістерської роботи Технічне завдання на проектування. Матеріали обстеження об'єкту дослідження. Нормативні документи по проектуванню енергетичних об'єктів. Наукова література з тематики магістерських робіт.

Перелік питань, що підлягають дослідженню: 1) Аналіз існуючих типів станцій, режимів роботи та основного обладання фотоелектричних станцій.

2) Проектування та електротехнічні рішення щодо підключення фотосонячної електростанції до існуючої системи електропостачання.

3) Комплексне моделювання та аналіз ефективності роботи фотоелектричної станції та обґрунтування використання фотосонячної станції.

4) Комплекс заходів для забезпечення моніторингу, управління та захисту.

Перелік графічного матеріалу: презентація виконана в програмному забезпеченні MS Power Point _____

Дата видачі завдання «15» листопада 2023 р.

Керівник магістерської роботи _____ МАКАРЕВИЧ Світлана Сергіївна
(підпис) (ПІБ)

Завдання прийняв до виконання _____ ЛИСЕНКО Олександр Григорович
(підпис) (ПІБ)

РЕФЕРАТ

Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» виконана у Навчально-науковому інституті енергетики, автоматики і енергозбереження, Національного університету біоресурсів і природокористування України, м. Київ, у 2024 році.

Нестабільність енергопостачання в умовах воєнного стану, часті відключення електроенергії та зростання тарифів створили нагальну потребу в забезпеченні безперебійного електроживлення об'єктів електропостачання (торгівельного комплексу). Електрострумоприймачі гіпермаркету, такі як система клімат-контролю, холодильне та силове обладнання, освітлення, споживають значні обсяги електроенергії та потребують високої якості і надійності електропостачання. Забезпечення стабільного живлення є критично важливим для підтримання безперервної роботи всіх систем, уникнення втрат продукції та забезпечення комфортних умов для відвідувачів і персоналу.

Використання відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), а саме фотоелектричної станції (ФЕС) на паралельну роботу з від централізованої системи електропостачання вирішить питання не тільки резервування системи електропостачання гіпермаркету «Епіцентр», а й зниження витрат на електричну енергію в довгостроковій перспективі.

Впровадження ВДЕ на базі ФЕС сприяє зниженню викидів вуглекислого газу, що є важливим кроком щодо екологічної стійкості та відповідності сучасним вимогам до енергоефективності об'єктів цивільного призначення.

Метою роботи є розробка заходів щодо забезпечення безперебійного електроживлення та підвищення енергоефективності торговельного комплексу. Запропонована система поєднує централізоване електропостачання від зовнішньої мережі із використанням ФЕС.

Об'єкт роботи – комбінована система електропостачання на базі ФЕС.

Предметом роботи є закономірності впливу застосування комбінованої системи електроживлення на паралельну роботу з централізованою електромережею.

У роботі проаналізовано технічні характеристики компонентів системи, наведені результати моделювання режимів роботи ФЕС у програмному продукті PVsyst та розраховані техніко-економічні переваги впровадження.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
РОЗДІЛ 1 ОГЛЯД ЗАСТОСУВАННЯ КОМБІНОВАНИХ СИСТЕМ У СКЛАДІ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ ТА ЦЕНТРАЛІЗОВАНОЇ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОЖИВЛЕННЯ	8
1.1 Типи фотоелектричних станцій.....	8
1.2 Аналіз режимів роботи фотоелектричної станції.....	12
1.3 Обладнання для СЕС.....	14
РОЗДІЛ 2 ПРОЄКТУВАННЯ ТА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНІ РІШЕННЯ ПІДКЛЮЧЕННЯ ФОТОСОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ (ФЕС) ГІПЕРМАРКЕТУ «ЕПЦЕНТР».....	21
2.1 Характеристика об'єкту технічного рішення.	21
2.2 Вибір та підключення інверторів	23
2.3 Розрахунок кабельної мережі 0,4 кВ.....	24
2.4 Електротехнічні рішення мережі постійного струму.....	26
РОЗДІЛ 3 КОМПЛЕКСНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ТА АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ У ПРОГРАМНОМУ СЕРЕДОВИЩІ PVSYST	33
3.1. Моделювання режимів роботи	33
3.2. Техніко - економічне обґрунтування використання ФЕС.....	40
РОЗДІЛ 4 ЗАХИСТ І ДОДАТКОВІ КОМПОНЕНТИ ФЕС	47
4.1. Захист по постійному та змінному струмі.	47
4.2. Система моніторингу та управління.	49
4.3 Вибір системи кріплення та організація будівництва	50
ВИСНОВКИ	52
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	54

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

- ФЕС – фотоелектрична станція
- СЕС – сонячна електростанція
- DC – постійний струм
- AC – змінний струм
- ПЗВП – пристрій захисту від перенапруги
- ТП – трансформаторна підстанція
- АССВ – автоматичний щиток системи захисту від аварій
- РЕ – захисний заземлюючий провідник
- N – нейтральний провідник
- ККД – коефіцієнт корисної дії
- IAM – коефіцієнт модифікації кута падіння (Incident Angle Modifier)
- LID – світлоіндукована деградація (Light Induced Degradation)
- ГЗШ – головна заземлююча шина
- РЕ – шина захисного заземлення
- ВРП – ввідно-розподільчий пристрій
- КСВ – корпоративна соціальна відповідальність

ВСТУП

Енергетичний сектор в умовах сучасного розвитку економіки та технологій стикається з новими викликами, які вимагають підвищення ефективності, надійності та екологічної відповідальності систем електропостачання. Для об'єктів із високим рівнем енергоспоживання, таких як гіпермаркети, важливим завданням є розробка систем, здатних забезпечити безперервне енергопостачання за різних умов, мінімізуючи залежність від традиційних джерел енергії.

Комплексне використання відновлюваних джерел енергії різних видів дає змогу подолати основний недолік відновлюваних джерел – мінливість параметрів генерованої енергії в часі. Створення комбінованих систем енергозабезпечення вимагає включення до їх складу систем акумуляування або резервного енергоживлення, що обумовлено такими особливостями відновлюваних джерел, як нерівномірний географічний розподіл, негарантована природа, а також мала питома концентрація енергетичних ресурсів.

Такий підхід дозволяє знизити витрати на електроенергію, підвищити надійність та гнучкість системи. Зокрема, сонячні фотоелектричні системи, акумуляційні установки та інші елементи можуть ефективно інтегруватися у загальну систему живлення підприємства, забезпечуючи як оптимальне використання власних енергоресурсів, так і зниження споживання енергії з централізованих джерел. Соціальні об'єкти з високим рівнем енергетичних потреб, що вимагає оптимізації енергоспоживання та забезпечення безперервної роботи навіть в умовах можливих перебоїв у централізованому електропостачанні. Використання виключно традиційних джерел енергії не завжди є ефективним через їхню вартість. У зв'язку з цим актуальним є розробка технічних рішень, які передбачають поєднання традиційних джерел електроенергії з відновлюваними джерелами, зокрема сонячними електростанціями, що дозволить знизити експлуатаційні витрати та підвищити енергонезалежність.

РОЗДІЛ 1

ОГЛЯД ЗАСТОСУВАННЯ КОМБІНОВАНИХ СИСТЕМ У СКЛАДІ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ ТА ЦЕНТРАЛІЗОВАНОЇ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОЖИВЛЕННЯ

1.1 Типи фотоелектричних станцій

При виборі обладнання для організації комбінованої системи був проведений аналіз типів сонячних станцій (СЕС). Основна класифікація виконана в залежності від типу інверторів, які використовуються для перетворення постійного струму (що виробляється фотоелектричними панелями) в змінний струм, придатний для живлення побутових та промислових електроприладів [1].

Основними типами є мережеві, автономні та гібридні сонячні станції.

Мережева сонячна електростанція використовує мережевий інвертор, який підключається безпосередньо до електромережі. Цей тип системи дозволяє передавати надлишкову електроенергію в загальну мережу або брати електроенергію з мережі в разі недостатньої генерації сонячної енергії [2].

Основними недоліками можна відмітити:

- залежність від мережі – сонячна станція не може функціонувати автономно, якщо електромережа відключена, інвертор зупиняє роботу, навіть якщо є сонячна енергія;
- відсутність акумулятора – вироблена енергія або використовується на місці, або передається в електромережу, акумуляторні батареї відсутні.

Основні переваги:

- простота установки;
- низька собівартість;
- можливість продажу електроенергії в мережу.

Приклад схеми мережевої СЕС наведений на рис. 1.1.

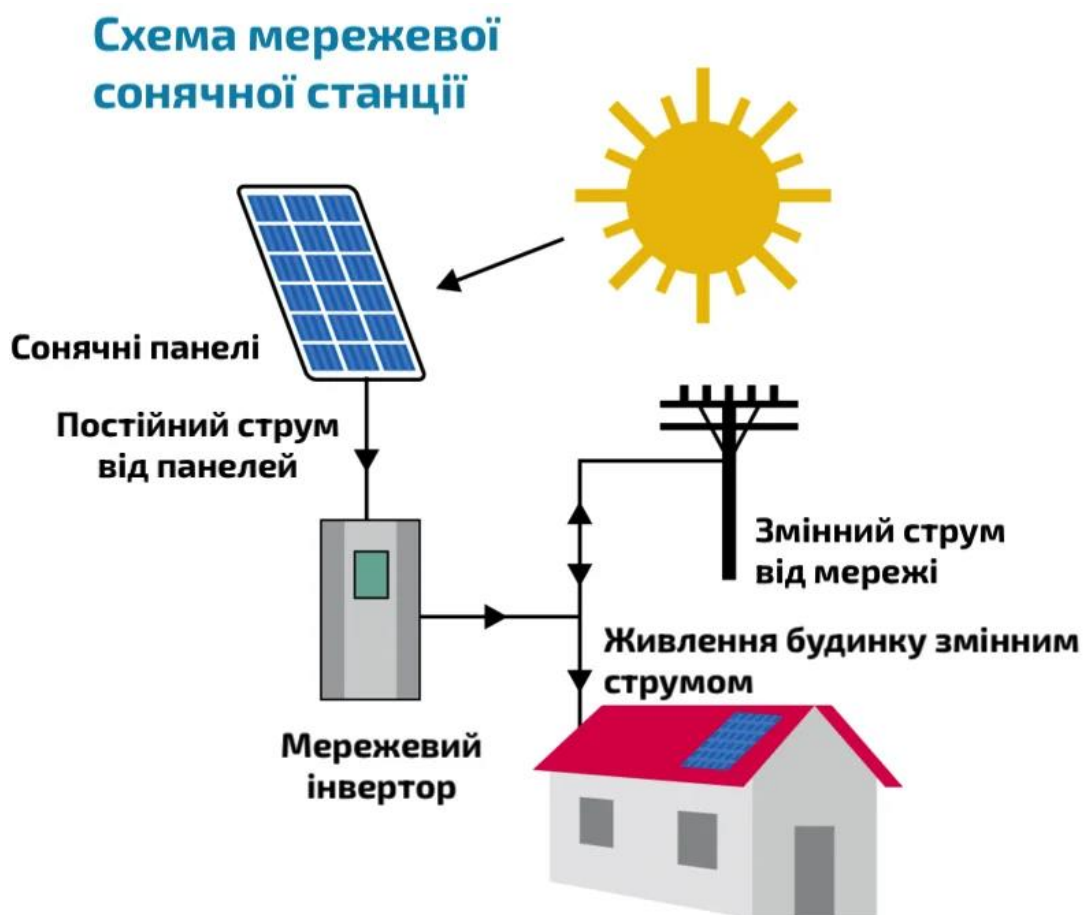


Рис. 1.1 – Схема мережевої сонячної станції. [2].

Автономна сонячна електростанція використовує автономний інвертор і працює повністю незалежно від загальної електромережі. Вона підключається до акумуляторів, які накопичують електроенергію, щоб забезпечувати живлення навіть вночі або у періоди відсутності сонячного світла [1].

Переваги:

- незалежність від мережі;
- можливість використовувати систему у віддалених районах без інфраструктури електропостачання;

Недоліки:

- висока вартість через необхідність використання акумуляторних батарей;

- обмежена потужність та необхідність розраховувати споживання енергії відповідно до накопичених запасів;

Схема автономної СЕС зображена на рис. 1.2.

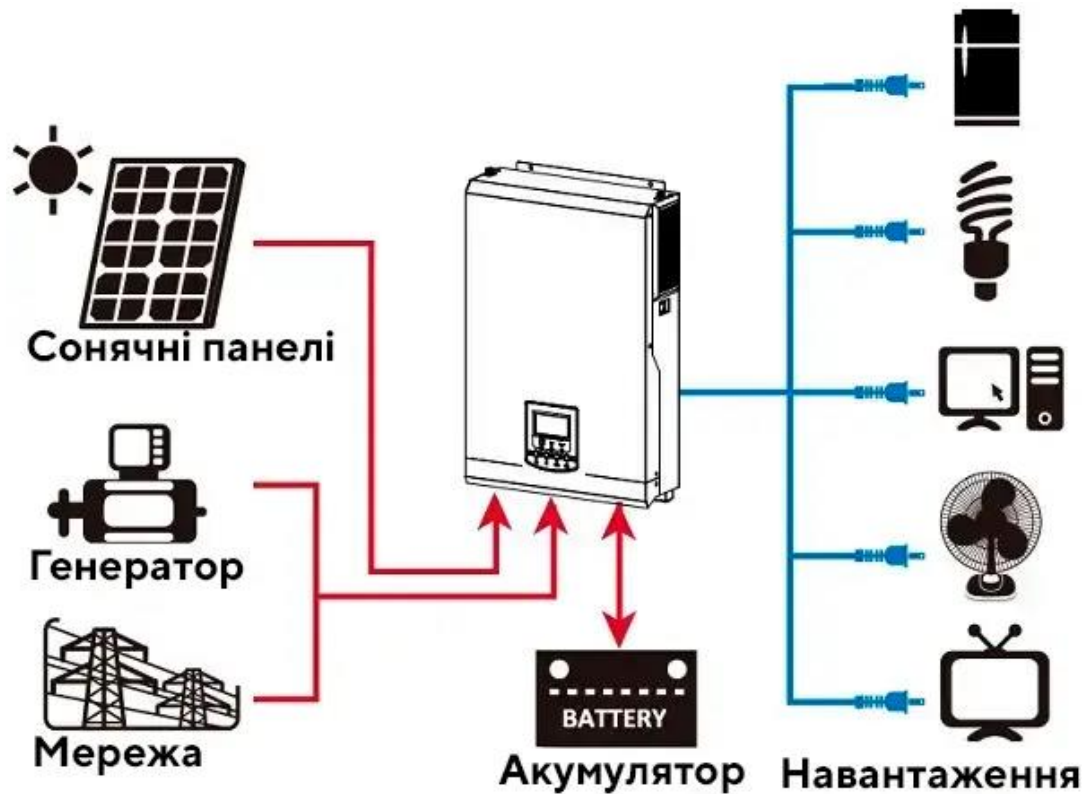


Рис. 1.2 – Схема автономної СЕС

Гібридна сонячна електростанція використовує гібридний інвертор, який дозволяє одночасно працювати з електромережею, акумуляторними батареями та сонячними панелями. Ця система поєднує переваги мережевих і автономних станцій, забезпечуючи максимальну гнучкість і надійність енергопостачання [1].

Переваги:

- можливість працювати як в автономному режимі, так і в поєднанні з електромережею;
- надійне резервне джерело живлення у разі відключення електрики;
- гнучкість у використанні джерел енергії та економія на рахунках за електроенергію.

Недоліки:

- вища вартість порівняно з мережевими системами через додаткові компоненти (акумулятори та гібридний інвертор);
- складність налаштування і управління системою.

Схема гібридної СЕС зображена на рис. 1.3.

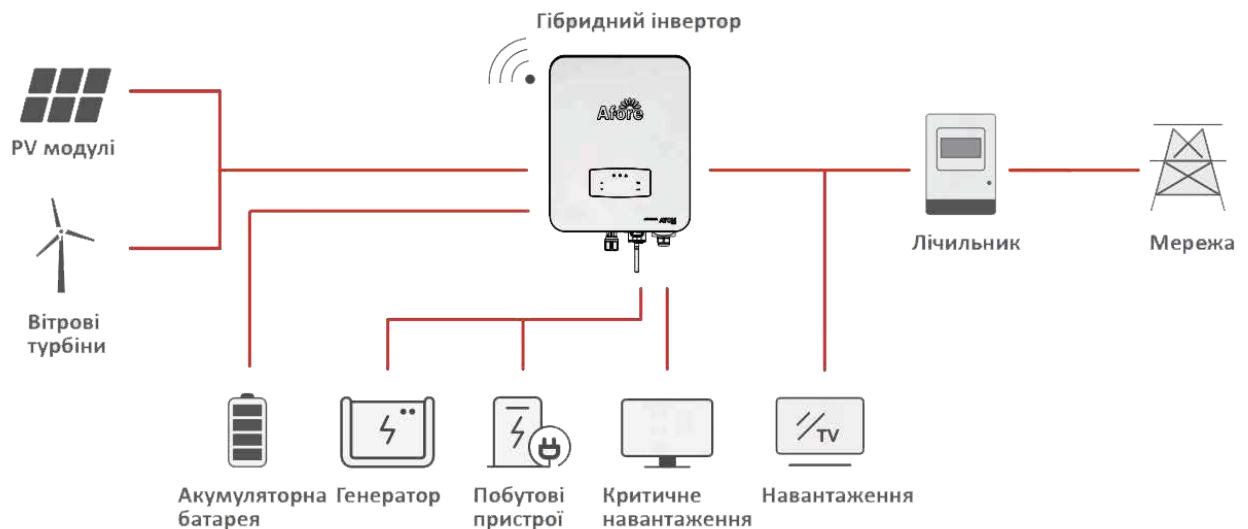


Рис. 1.3 – Схема гібридної СЕС

Вибір типу станції суттєво впливає на режими роботи та підбір обладнання необхідного для реалізації комбінованих систем, оскільки комбінування означає залучення кількох енергетичних джерел, які можуть працювати одночасно або в різних варіаціях [3].

Можливе використання лише відновлюваних джерел енергії, але це суттєво обмежує можливості користувача. Більш поширеною і обґрунтованою з багатьох точок зору є стратегія, що передбачає поєднання як відновлюваних, так і традиційних джерел енергії — автономних (дизель-генератори, газові турбіни тощо) або централізованих (електромережі).

Для правильного аналізу такої комбінованої енергосистеми необхідно враховувати ключовий елемент – споживача, зокрема специфіку місцевої електромережі та прилеглих споживачів, на яких відновлювані джерела

матимуть прямий або опосередкований вплив. Для забезпечення стабільної якості електропостачання можуть використовуватися системи зберігання енергії, потреба в яких залежить від нерівномірності енергетичних потоків та вимог до якості електроживлення.

Комбіновані енергетичні системи для житлових і промислових об'єктів досить ефективні в експлуатації на всій території України. У середній і північній географічних зонах України недостатню кількість енергії, що виробляється вітровими і сонячними установками, доцільно компенсувати не збільшенням їх потужності, а використанням традиційних джерел енергії. Для південних областей України додатковим застосуванням пасивного теплового акумулювання в літню пору можна досягнути повної автономності таких об'єктів. Можливі варіанти комбінованих систем: повністю автономні, сполучені з загальною енергосистемою, з накопиченням енергії чи без нього, з використанням лише відновлюваних джерел енергії чи у поєднанні з генераторами на викопних видах палива [4].

Після проведеного аналізу типів СЕС й виходячи з характеристик об'єкту проектування, а саме потужність та цілі встановлення СЕС, остаточно був затверджений варіант комбінованої системи електропостачання з використанням мережевої СЕС та централізованої електричної мережі.

1.2 Аналіз режимів роботи фотоелектричної станції

Аналіз режимів роботи СЕС при комбінованій системі, що включає як сонячні панелі, так і централізовану електричну мережу, полягає в розгляді взаємодії між цими двома джерелами енергії для забезпечення оптимальної роботи та енергопостачання споживачів [5].

Основні режими такої системи змінюються залежно від рівня генерації сонячної енергії, поточного енергоспоживання та наявності доступу до мережі.

Можна виділити наступні основні режими роботи комбінованої системи:

1. Режим максимального сонячного випромінювання (денний режим)

У денний час, коли сонячне випромінювання максимальне, фотоелектрична станція працює на піковій потужності, генеруючи найбільший обсяг електроенергії.

Режим роботи – пріоритетне використання сонячної енергії, оскільки фотоелектрична станція покриває більшу частину або всі потреби в електроенергії для споживачів. Якщо генерація перевищує споживання, надлишкова енергія може передаватися в централізовану мережу. Використання електроенергії з мережі у цей період зазвичай мінімізується або не використовується зовсім.

2. Режим недостатньої сонячної генерації (хмарна погода або вечірні години)

У хмарні дні або в періоди, коли інтенсивність сонячного випромінювання знижується, наприклад, під вечір, вироблення енергії сонячною станцією зменшується. Виникає потреба в додатковому джерелі енергії для компенсації недостатнього виробництва.

При такому режимі сонячна енергія, яку генерує станція, використовується для часткового покриття потреб споживачів. За умови недостачі генерації відбувається компенсування необхідної потужності електроенергією з централізованої мережі. Проте, якщо за умов хмарності генерація перевищує споживання (рідкісний випадок), надлишки також можуть передаватися в мережу.

При даному режимі відбувається забезпечення стабільного живлення без перебоїв завдяки доступу до мережі, також знижується споживання мережевої енергії в періоди, коли сонячна генерація хоч і зменшена, але не повністю відсутня.

3. Нічний режим (відсутність сонячної генерації)

У темний час доби фотоелектрична станція не генерує електроенергію, тому всі потреби в електроживленні покриваються централізованою мережею.

В дному режимі роботи живлення забезпечується виключно з мережі.

У разі використання акумуляторів (виключно гібридна система), частина енергії може бути взята з них. Це дозволить зменшити або повністю виключити використання мережі на короткий час (залежно від ємності акумуляторів).

4. Режим аварійної роботи (відключення мережі)

Якщо з будь-яких причин (аварія або планове відключення) централізована електромережа недоступна, система може працювати автономно, використовуючи виключно енергію від сонячних панелей або акумуляторів, але виключно у випадку гібридної системи.

У разі наявності акумуляторів, система може жити споживачів протягом певного часу в залежності від ємності накопичувачів, доки не відновиться постачання з мережі або акумулятори не розрядяться.

Мережева сонячна електростанція не працюватиме в автономному режимі. Якщо мережа недоступна, станція автоматично вимикається через відсутність точки синхронізації напруги. У даному випадку забезпечується безпека персоналу під час аварійних ситуацій (запобігання зворотного потоку енергії в мережу).

За рахунок генерації електроенергії від СЕС можна зменшити споживання енергії з централізованої мережі, що знижує витрати на електрику [6].

1.3 Обладнання для СЕС

Для створення мережевої сонячної електростанції (СЕС) в рамках комбінованої системи електропостачання, де СЕС працює разом із централізованою електромережею, необхідно правильно підібрати обладнання, яке забезпечить надійність і ефективність системи.

Основний список обладнання можна сформулювати наступним чином:

1. Сонячні панелі (фотоелектричні модулі) – основний компонент, що перетворює сонячне світло в постійний електричний струм (DC). Панелі мають бути обрані на основі ефективності, потужності та довговічності.

2. Мережевий інвертор (Grid-tie inverter) – інвертор перетворює постійний струм (DC) від сонячних панелей на змінний струм (AC), сумісний із параметрами електромережі (220В або 380В). Він синхронізує роботу СЕС із центральною мережею, дозволяючи передавати надлишки енергії в електромережу.

3. Моніторинг та система керування – для ефективного контролю та керування виробництвом і споживанням енергії використовуються системи моніторингу. Вони дозволяють відстежувати роботу інвертора, панелей, збирати статистику, а також управляти навантаженням у режимі реального часу.

4. Кріплення для сонячних панелей – кріпильні системи забезпечують надійну фіксацію сонячних панелей на дахах будівель або наземних конструкціях. Вони мають бути стійкими до погодних умов і корозії, а також дозволяти оптимальний кут нахилу для максимального збору сонячного випромінювання.

5. Захисне обладнання (автомати, роз'єднувачі, запобіжники) – система захисту необхідна для запобігання перевантаженням, коротким замиканням або перенапругам у системі. Вона включає автоматичні вимикачі, роз'єднувачі, блискавкозахист, запобіжники, що забезпечують безпечну роботу СЕС.

6. Лічильник двонаправлений (Smart meter) – для можливості фіксації кількості виробленої та спожитої енергії встановлюється двонаправлений лічильник. Він дозволяє вимірювати кількість енергії, що генерується СЕС і передається до мережі, а також енергію, яку споживає об'єкт із мережі.

7. Система комутації з мережею – автоматичне введення резерву (АВР) забезпечує автоматичне перемикання між СЕС і центральною мережею у випадку відключення або перевантаження одного з джерел живлення.

8. Кабелі та електричні з'єднувачі – кабелі для передачі постійного та змінного струму з фотоелектричних панелей до інвертора та до електромережі. Важливо вибирати якісні кабелі з урахуванням можливих втрат електроенергії, умов роботи (вологість, температура) та надійності ізоляції.

9. Блискавкозахист і заземлення – оскільки СЕС встановлюється на відкритих ділянках (даху або землі), важливо захистити систему від блискавок і забезпечити надійне заземлення. Це захищає обладнання від електричних перенапруг, які можуть виникати під час грозових бур.

Розглянемо основні критерії при виборі сонячних панелей. Одним з важливих параметрів є ефективність сонячної панелі, що визначає, яка частка сонячного світла, що падає на панель, перетворюється на електричну енергію. Це один із найважливіших показників для оцінки продуктивності сонячної панелі, особливо коли простір для установки обмежений, і потрібно максимізувати виробництво енергії [7].

Для підвищення ефективності панелей існує декілька основних технологій.

Монокристалічні панелі (Monocrystalline Silicon) – ці панелі виготовляються з єдиних кристалів кремнію, що забезпечує кращу структуру кристалів і зменшує втрати при передачі електронів. Зазвичай мають досить високі показники ефективності, ККД таких панелей зазвичай становить від 18% до 23%. Монокристалічні панелі часто обирають для проектів, де важливо досягти максимальної потужності на обмеженій площі [8].

Полікристалічні панелі (Polycrystalline Silicon) – виготовляються з множини кремнієвих кристалів і мають меншу ефективність порівняно з монокристалічними панелями (близько 15-17%), але при цьому вони дешевші у виробництві. Однак на ринку високоякісних рішень, таких як для великих

комерційних об'єктів, їх використовують все рідше через нижчу продуктивність [9].

На рис. 1.4 наведено зовнішній вигляд комірок даних панелей.

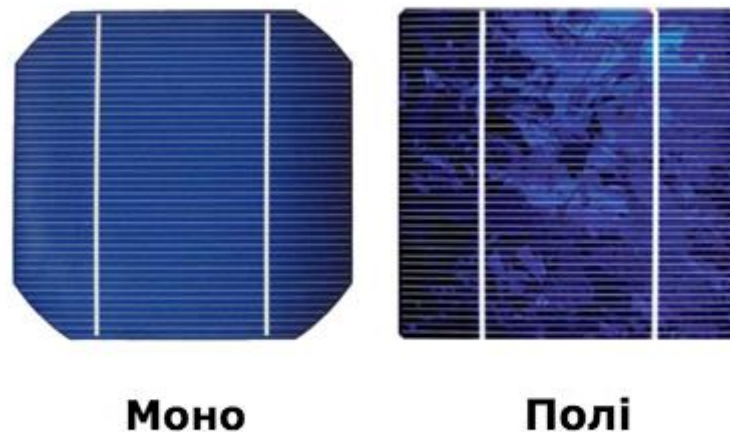


Рис. 1.4 – зовнішній вигляд моно- та полікристалічних панелей

Тонкоплівкові панелі (Thin-film) – дані панелі виготовляються шляхом нанесення шарів фоточутливих матеріалів (кадмій-телурид, аморфний кремній тощо) на підкладку, таку як скло або метал. Вони легші та гнучкі, але їх ефективність значно нижча, зазвичай 10-12%. Використовуються переважно в спеціалізованих проектах, де потрібна легкість або гнучкість, але не максимальна ефективність (рис. 1.5) [10].

Half-Cell технологія (рис. 1.6) – у традиційних сонячних панелях використовуються повнорозмірні елементи, але в панелях Half-Cell осередки розділені на дві частини. Це зменшує втрати через внутрішній опір і дозволяє краще працювати в умовах часткового затінення. Ця технологія підвищує продуктивність за рахунок покращеного збору енергії та зменшення втрат потужності [11].



Рис. 1.5 – тонкоплівкові панелі (thin-film)

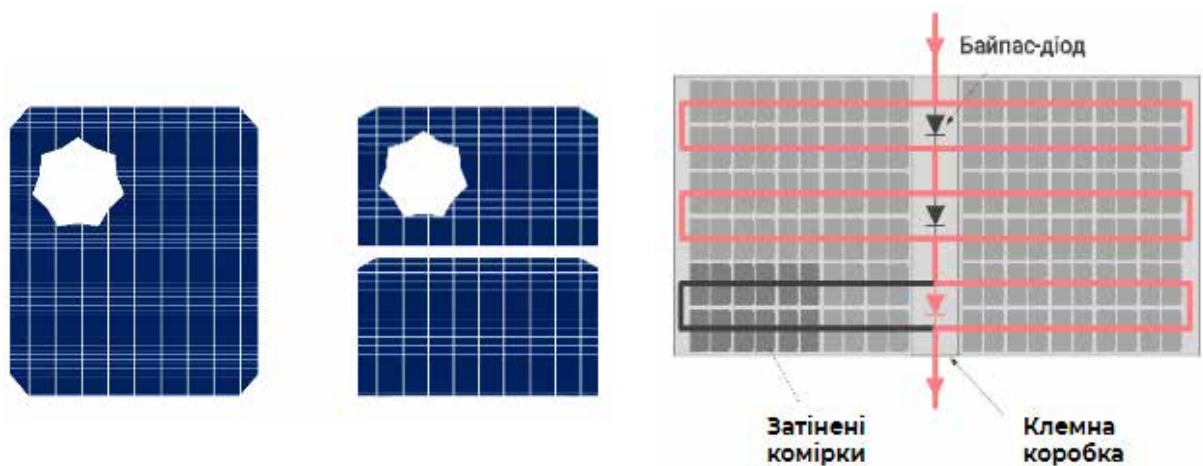


Рис. 1.6 – Технологія Half-cell.

Технологія PERC (Passivated Emitter and Rear Cell) – дана технологія додає пасивуючий шар на зворотну сторону сонячної панелі, що дозволяє краще використовувати відбиті фотони та підвищувати загальну ефективність. PERC технологія дозволяє досягти ефективності від 19% до 22% для сучасних панелей (рис. 1.7).

PERC CELL TECHNOLOGY

How it Works

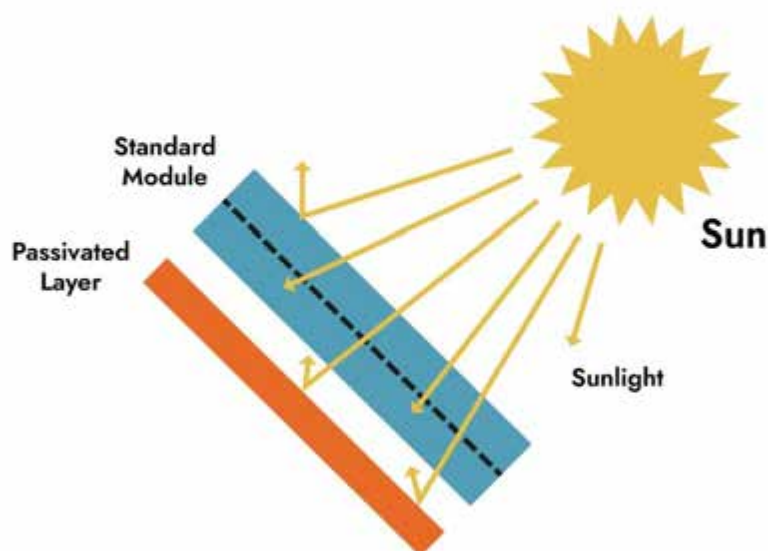


Рис. 1.7 – Принцип роботи технології PERC

Окремо можна виділити N-type TOPCon (Tunnel Oxide Passivated Contact) – це нове покоління панелей виготовлених за технологією PERC. TOPCon включає додавання ультратонкого шару діоксиду кремнію (SiO_2) та шару полікристалічного кремнію, легованого фосфором. Оскільки TOPCon є наступним логічним кроком після PERC, він не призводить до значних додаткових витрат та суттєвого збільшення собівартості готового продукту [12].

Після проведення аналізу наявних варіантів, було обрано панелі виробника JinkoSolar, що обумовлено комбінацією передових технологій і високих показників ефективності та продуктивності:

1. Максимальна продуктивність на одиницю площі – ці панелі забезпечують оптимальне використання простору для сонячних установок, що

особливо важливо для великих об'єктів із обмеженими площами для встановлення.

2. Передові технології для зменшення деградації – використання N-type TOPCon і Half-Cell забезпечує довговічність і стабільність роботи панелей, що знижує втрати потужності з часом. Це робить JinkoSolar надійним вибором для проектів із тривалим терміном експлуатації.

3. Покращена робота в умовах часткового затінення та низького освітлення: Half-Cell технологія та ефективність у низькому освітленні гарантують, що панелі продовжуватимуть генерувати енергію навіть у складних умовах, таких як затінення або погана погода, що забезпечує стабільну роботу.

4. Збалансованість витрат і продуктивності – JinkoSolar поєднує високу ефективність із конкурентоспроможною ціною, що робить їх оптимальним вибором для проектів із великими обсягами, таких як комерційні або промислові об'єкти [13].

РОЗДІЛ 2

ПРОЄКТУВАННЯ ТА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНІ РІШЕННЯ ПІДКЛЮЧЕННЯ ФОТОСОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ (ФЕС) ГІПЕРМАРКЕТУ «ЕПІЦЕНТР»

2.1 Характеристика об'єкту технічного рішення.

Об'єктом для проєктування є фотоелектрична станція, що розташована на дахах торгового комплексу «Епіцентр».

Район будівництва ФЕС має помірно-континентальний клімат з достатнім зволоженням. Середня температура найтеплішого місяця (липня) +21,3 °С, найхолоднішого місяця (січня) -3,2 °С. Середньорічна температура повітря +9 град. С, зима нестійка, малосніжна з частими відлигами. Переважання вітру –північного -північно-західного напрямку. Річна кількість опадів близько 619 мм. Максимум опадів в липні - до 86 мм, мінімум – жовтні – 37 мм.

Схема розташування ФЕС на даху дивитись рис. 2.1. Орієнтація – портретна, південь та схід-захід, кут – фіксований 15°. Для встановлення фотоелектричних модулів проєктом передбачено статичну баластну систему кріплень фотоелектричних модулів для плоского даху. Проєктована ФЕС розташована на даху торговельного центру доступ до якого сторонніх осіб – неможливий, а відтак територія будівлі для захисту ФЕС не потребує встановлення додаткової огорожі.

Згідно технічного завдання, призначення ФЕС – генерація електроенергії для власного споживання, без перетоків електроенергії в загальну мережу енергосистеми та необхідність синхронізувати роботу ФЕС та ДЕС при відсутності живлення з мережі, при автоматичному режимі роботи ФЕС.

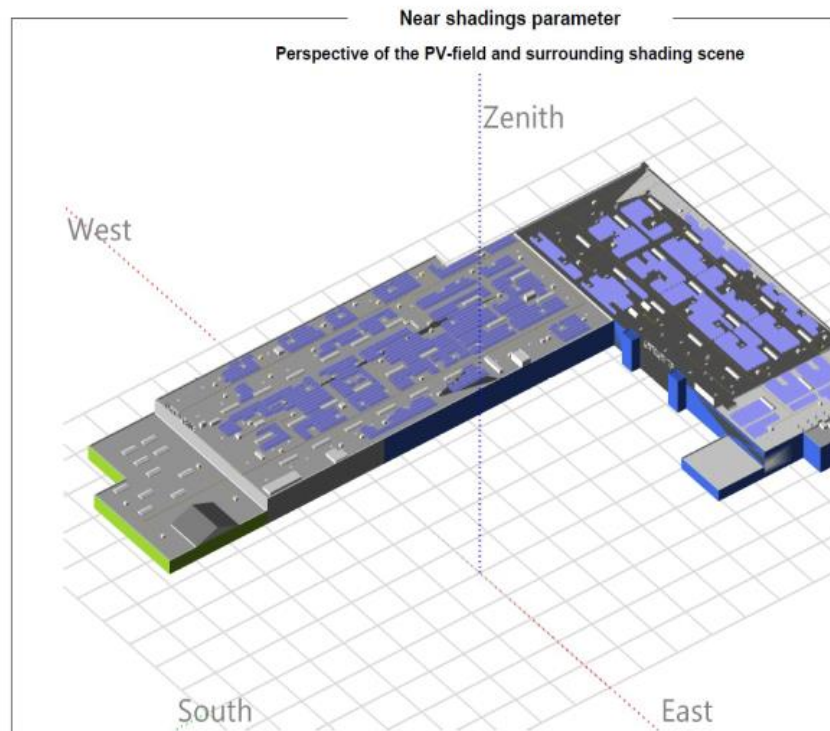


Рис. 2.1 – Схема розташування ФЕС

Таблиця 2.1

Основні технічні показники

№ п/п	Показники	Одиниці виміру	Значення
1	Джерело живлення	-	ТП-№1 10/0,4 кВ Т1, Т2 (2x1250кВА) РУ-0,4 кВ ТП-№2 10/0,4 кВ Т1, Т2 (2x1250кВА) РУ-0,4 кВ ТП-№3 10/0,4 кВ Т1, Т2 (2x1250кВА) РУ-0,4 кВ
2	Категорія надійності електропостачання струмаприймачів	-	I, II
3	Максимальна споживана потужність струмоприймачів (II+I кат.) від мережі ТП-№1	кВт	1203 1053,0/150,0

4	Максимальна споживана потужність струмоприймачів (II+I кат.) від мережі ТП-№2	кВт	1223,9 1050,5/173,4
5	Максимальна споживана потужність струмоприймачів (II+I кат.) від мережі ТП-№3	кВт	1196,5 853,1/343,4

2.2 Вибір та підключення інверторів

Стрінг-інвертори підключаються до існуючої мережі через розподільний щит змінного струму (АССВ), в якому для кожного інвертору встановлено автоматичний вимикач з номінальним струмом 100 А, типу EB2S 160/3LA ETI, 16кА. АССВ встановлено на даху торгового центру, в безпосередній близькості до інверторів на спеціальній стійках.

Для підключення фотоелектричних модулів використовуються силові кабелі, підібрані відповідно до електричних розрахунків та умов прокладання. В проекті передбачено застосування кабелів із мідними жилами та ультрафіолетостійкою ізоляцією марки KBE Solar 1x6 мм². Для виключення можливості генерації електроенергії в зовнішню електромережу проектом передбачається система моніторингу та організації нульового перетоку електроенергії в мережу.

ФЕС виробляє максимальну потужність при орієнтації перпендикулярно до сонячної іррадіації. Так як дана умова може дотримуватися тільки в стежачих системах, то очевидно, що для систем з фіксованим кутом приймається оптимальне значення кута нахилу модулів. Для проєктованого об'єкта приймається баластна конструкція на горизонтальну поверхню об'єкту під кутом 15°.

2.3 Розрахунок кабельної мережі 0,4 кВ

Розрахунковий робочий струм кабельних ліній живлення інверторів СЕС виконано відповідно до формули:

$$I_p = \frac{P_p}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} \quad (2.1)$$

де P_p – розрахункова робоча потужність, Вт;

U – напруга, В; (таблиця 3).

Таблиця 2.2

Розрахунок робочого струму кабелів живлення інверторів СЕС

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
P_p	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
$\cos \varphi$	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
I_p	95,1	95,1	95,1	95,1	95,1	95,1	95,1	95,1	95,1	95,1	95,1
	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
P_p	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
$\cos \varphi$	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
I_p	95,1	95,1	95,1	95,1	95,1	95,1	95,1	95,1	95,1	95,1	95,1
	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33
P_p	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
$\cos \varphi$	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
I_p	95,1	95,1	95,1	95,1	95,1	95,1	95,1	95,1	95,1	95,1	95,1
	34	35	36	37	38						
P_p	50	50	50	50	50						
$\cos \varphi$	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8						
I_p	95,1	95,1	95,1	95,1	95,1						

Вибираємо тип та переріз кабелю згідно розрахункового струму із таблиці 3:

- кабель з мідними жилами марки ВВГнгд 4х35 мм², ВВГнгд 5х35 мм² з ПВХ ізоляцією в ПВХ оболонці, допустимий тривалий струм якого складає 115 А.

$$95,1 \leq 115 \text{ А}$$

Умова виконується, отже вибираємо кабель ВВГнгд 4х35 мм², ВВГнгд 5х35 мм².

Перевірка навантаження та падіння напруги на КЛ-0.4 кВ виконана і дані зведені до таблиці 4.

- 1) Залишок втрати напруги для силових мереж = 5%- ΔU
- 2) Залишок втрати напруги для мереж освітлення = 2,5%- ΔU

Висновок:

Умова по падінню напруги виконується, отже кабелі обрано правильно.

Таблиця 2.3

Розрахунок навантаження та падіння напруги на КЛ-0.4 кВ

№ п/п	КЛ-0.4 кВ	Тип кабеля	Кількість жил	Перетин жил	Довжина кабеля	коэф. С		Рест, сумм	Розрахункові коефіцієнти			Iр, А	Iдоп, А	Умова вибору кабелю по току	Втрати напруги		
						Cu	Al		Kс	cos φ	tg φ				(Pr*L) / (C*U)	Залиш ок 5%-ΔU	
																	14,0
						37,0	2ф		2ф	2ф	2ф				2ф	2ф	2ф
						83,0	3ф		3ф	3ф	3ф				3ф	3ф	3ф
0,185	24В	24В	24В	24В	24В	24В	24В										
8,3	1ф	1ф	1ф	1ф	1ф	1ф	1ф										
22,0	2ф	2ф	2ф	2ф	2ф	2ф	2ф										
шт.	мм ²	м	50,0	3ф									%	%			
1	ВРП-2.1 Іс ш.-Sl-04-31	ВВГнгзв	5	35	57	83,0		50,0	1,00	0,80	0,75	94,96	115,0	Iдоп < Iр	0,98	4,02	
2	ВРП-2.1 Іс ш.-Sl-04-32	ВВГнгзв	4	35	57	83,0		50,0	1,00	0,80	0,75	94,96	115,0		0,98	4,02	
3	ВРП-6.2 Іс ш.-Sl-03-33	ВВГнгзв	4	35	45	83,0		50,0	1,00	0,80	0,75	94,96	115,0		0,77	4,23	
4	ВРП-6.2 Іс ш.-Sl-03-34	ВВГнгзв	4	35	45	83,0		50,0	1,00	0,80	0,75	94,96	115,0		0,77	4,23	
5	ВРП-7.2 Іс ш.-Sl-05-35	ВВГнгзв	5	35	74	83,0		50,0	1,00	0,80	0,75	94,96	115,0		1,27	3,73	
6	ВРП-7.2 Іс ш.-Sl-05-36	ВВГнгзв	4	35	74	83,0		50,0	1,00	0,80	0,75	94,96	115,0		1,27	3,73	
7	ВРП-7.2 Іс ш.-Sl-06-37	ВВГнгзв	4	35	74	83,0		50,0	1,00	0,80	0,75	94,96	115,0		1,27	3,73	
8	ВРП-7.2 Іс ш.-Sl-06-38	ВВГнгзв	4	35	74	83,0		50,0	1,00	0,80	0,75	94,96	115,0		1,27	3,73	
9	ВРП-8.1 Іс ш.-Sl-02-26	ВВГнгзв	5	35	112	83,0		50,0	1,00	0,80	0,75	94,96	115,0		1,93	3,07	
10	ВРП-8.1 Іс ш.-Sl-02-27	ВВГнгзв	4	35	112	83,0		50,0	1,00	0,80	0,75	94,96	115,0		1,93	3,07	
11	ВРП-8.1 Іс ш.-Sl-01-28	ВВГнгзв	4	35	112	83,0		50,0	1,00	0,80	0,75	94,96	115,0	1,93	3,07		
12	ВРП-8.2 Іс ш.-Sl-01-29	ВВГнгзв	4	35	112	83,0		50,0	1,00	0,80	0,75	94,96	115,0	1,93	3,07		
13	ВРП-8.2 Іс ш.-Sl-01-30	ВВГнгзв	4	35	112	83,0		50,0	1,00	0,80	0,75	94,96	115,0	1,93	3,07		
14	ВРП-13.1 Іс ш.-Sl-14-07	ВВГнгзв	4	35	90	83,0		50,0	1,00	0,80	0,75	94,96	115,0	1,55	3,45		
15	ВРП-13.1 Іс ш.-Sl-14-08	ВВГнгзв	4	35	90	83,0		50,0	1,00	0,80	0,75	94,96	115,0	1,55	3,45		
16	ВРП-13.1 Іс ш.-Sl-13-11	ВВГнгзв	5	35	90	83,0		50,0	1,00	0,80	0,75	94,96	115,0	1,55	3,45		
17	ВРП-13.2 Іс ш.-Sl-14-9	ВВГнгзв	5	35	90	83,0		50,0	1,00	0,80	0,75	94,96	115,0	1,55	3,45		
18	ВРП-13.2 Іс ш.-Sl-14-10	ВВГнгзв	4	35	90	83,0		50,0	1,00	0,80	0,75	94,96	115,0	1,55	3,45		
19	ВРП-13.1 Іс ш.-Sl-13-12	ВВГнгзв	4	35	90	83,0		50,0	1,00	0,80	0,75	94,96	115,0	1,55	3,45		
20	ВРП-13.1 Іс ш.-Sl-13-13	ВВГнгзв	4	35	90	83,0		50,0	1,00	0,80	0,75	94,96	115,0	1,55	3,45		
21	ВРП-16.1 Іс ш.-Sl-11-02	ВВГнгзв	4	35	69	83,0		50,0	1,00	0,80	0,75	94,96	115,0	1,19	3,81		
22	ВРП-16.1 Іс ш.-Sl-11-03	ВВГнгзв	5	35	69	83,0		50,0	1,00	0,80	0,75	94,96	115,0	1,19	3,81		
23	ВРП-16.2 Іс ш.-Sl-11-01	ВВГнгзв	4	35	69	83,0		50,0	1,00	0,80	0,75	94,96	115,0	1,19	3,81		
24	ВРП-16.2 Іс ш.-Sl-12-04	ВВГнгзв	4	35	69	83,0		50,0	1,00	0,80	0,75	94,96	115,0	1,19	3,81		
25	ВРП-16.3 Іс ш.-Sl-12-05	ВВГнгзв	4	35	69	83,0		50,0	1,00	0,80	0,75	94,96	115,0	1,19	3,81		
26	ВРП-16.3 Іс ш.-Sl-12-06	ВВГнгзв	4	35	69	83,0		50,0	1,00	0,80	0,75	94,96	115,0	1,19	3,81		
27	ВРП-18.1 Іс ш.-Sl-07-14	ВВГнгзв	4	35	71	83,0		50,0	1,00	0,80	0,75	94,96	115,0	1,22	3,78		
28	ВРП-18.1 Іс ш.-Sl-07-15	ВВГнгзв	5	35	71	83,0		50,0	1,00	0,80	0,75	94,96	115,0	1,22	3,78		
29	ВРП-18.1 Іс ш.-Sl-08-17	ВВГнгзв	4	35	71	83,0		50,0	1,00	0,80	0,75	94,96	115,0	1,22	3,78		
30	ВРП-18.2 Іс ш.-Sl-07-16	ВВГнгзв	4	35	71	83,0		50,0	1,00	0,80	0,75	94,96	115,0	1,22	3,78		
31	ВРП-18.2 Іс ш.-Sl-08-18	ВВГнгзв	4	35	71	83,0		50,0	1,00	0,80	0,75	94,96	115,0	1,22	3,78		
32	ВРП-18.2 Іс ш.-Sl-08-19	ВВГнгзв	4	35	71	83,0		50,0	1,00	0,80	0,75	94,96	115,0	1,22	3,78		
33	ВРП-19.1 Іс ш.-Sl-09-20	ВВГнгзв	4	35	43	83,0		50,0	1,00	0,80	0,75	94,96	115,0	0,74	4,26		
34	ВРП-19.1 Іс ш.-Sl-09-21	ВВГнгзв	4	35	43	83,0		50,0	1,00	0,80	0,75	94,96	115,0	0,74	4,26		
35	ВРП-19.1 Іс ш.-Sl-10-23	ВВГнгзв	5	35	43	83,0		50,0	1,00	0,80	0,75	94,96	115,0	0,74	4,26		
36	ВРП-19.2 Іс ш.-Sl-09-22	ВВГнгзв	4	35	43	83,0		50,0	1,00	0,80	0,75	94,96	115,0	0,74	4,26		
37	ВРП-19.2 Іс ш.-Sl-10-24	ВВГнгзв	4	35	43	83,0		50,0	1,00	0,80	0,75	94,96	115,0	0,74	4,26		
38	ВРП-19.2 Іс ш.-Sl-10-25	ВВГнгзв	4	35	43	83,0		50,0	1,00	0,80	0,75	94,96	115,0	0,74	4,26		

2.4 Електротехнічні рішення мережі постійного струму

Проектом передбачається п'ять масивів фотоелектричних модулів, які рівномірно розміщені на даху будівлі. Загальна кількість фотоелектричних модулів становить 4130 одиниць, при цьому пікова потужність фотоелектричної системи становить 2333 кВт. Площа фотоелектричних

модулів складає 11292 м². Кількість встановлених інверторів складає 38 одиниць, із загальною потужністю 1900 кВт. Відношення встановленої фотоелектричної потужності до номінальної потужності інвертора дорівнює 1,23. Основним обладнанням обрано 38 інверторів Huawei SUN2000-50KTL-M3-380V разом із 4130 модулями Jinkosolar JKM565-72HL4, згідно схеми підключення (додаток А).

Детальні технічні характеристики основного обладнання показані на рис. 3.2 та рис. 3.3

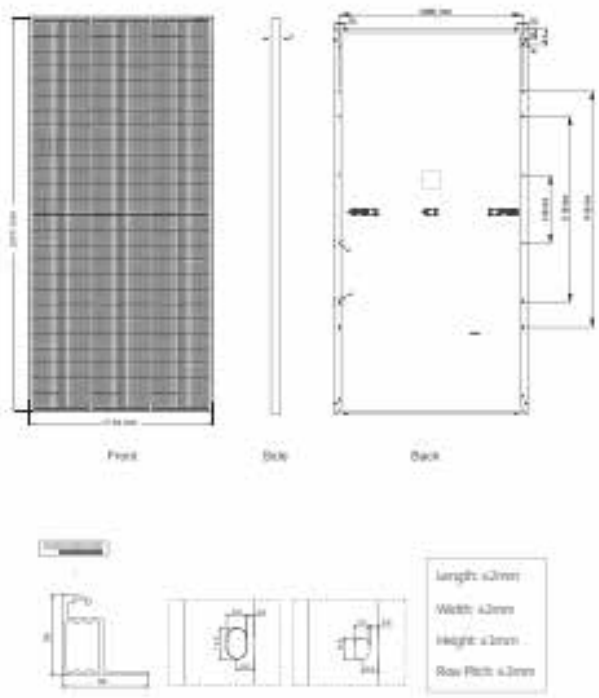
Як підсумок, нижче в таблиці наведено коротко загальні характеристики та кількість одиниць:

Таблиця 2.4

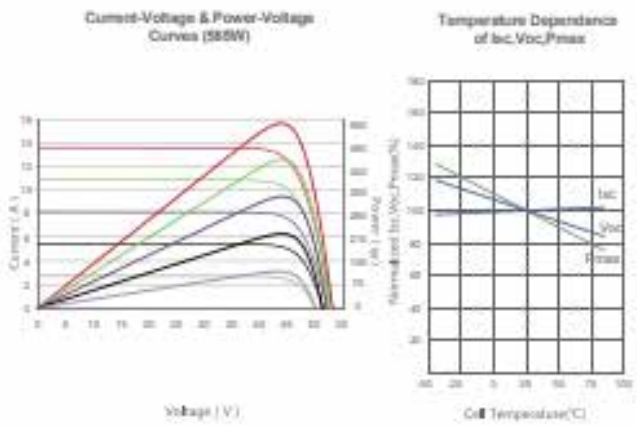
Характеристики основного обладнання

	Фотоелектричний модуль	Інвертор
Виробник	Jinkosolar	Huawei Technologies
Модель	JKM565M-7RL4-V	SUN2000-50KTL-M3-380V
Потужність одиниці	565 W _p	50.0 kW _{ac}
Кількість одиниць	4130	38
Загальна потужність	2333 kW _p	1900 kW _{ac}

Engineering Drawings



Electrical Performance & Temperature Dependence



Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)
 31pcs/pallets, 62pcs/stack, 496pcs/ 40HQ Container

Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	156 (2x78)
Dimensions	2411x1134x35mm (94.92x44.65x1.38 inch)
Weight	31.1 kg (68.6 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1x4.0mm ² (+) 290mm, (-) 145 mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM565M-7RL4-V		JKM570M-7RL4-V		JKM575M-7RL4-V		JKM580M-7RL4-V		JKM585M-7RL4-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	565Wp	420Wp	570Wp	424Wp	575Wp	428Wp	580Wp	432Wp	585Wp	435Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	43.97V	40.93V	44.00V	41.04V	44.20V	41.15V	44.31V	41.26V	44.42V	41.35V
Maximum Power Current (Imp)	12.85A	10.27A	12.93A	10.33A	13.01A	10.40A	13.00A	10.45A	13.17A	10.52A
Open-circuit Voltage (Voc)	53.20V	50.21V	53.32V	50.33V	53.43V	50.43V	53.54V	50.54V	53.65V	50.64V
Short-circuit Current (Isc)	13.53A	10.93A	13.61A	10.99A	13.69A	11.06A	13.77A	11.12A	13.85A	11.19A
Module Efficiency STC (%)	20.67%		20.85%		21.03%		21.21%		21.40%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

Рис. 3.2 – Технічні характеристики модельного ряду сонячних панелей Jinkosolar включно з JKM565M-7RL4-V

SUN2000-50KTL-M3
Technical Specification

Technical Specification	SUN2000-50KTL-M3
Efficiency	
Max. Efficiency	98.5%
European Efficiency	98.0%
Input	
Max. Input Voltage ¹	1,100 V
Max. Current per MPPT	30 A
Max. Current per Input	20 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range ²	200 V – 1,000 V
Rated Input Voltage	600 V
Number of Inputs	8
Number of MPP Trackers	4
Output	
Rated AC Active Power	50,000 W
Max. AC Apparent Power	55,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	55,000 W
Rated Output Voltage	400 Vac / 480 Vac, 3W+(N) + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current	72.2 A @ 400Vac, 60.1 A @ 480Vac
Max. Output Current	79.8 A @ 400Vac, 66.5 A @ 480Vac
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG – 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	<3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Arc Fault Protection	Yes
Ripple Reverser Control	Yes
Integrated PID Recovery ⁴	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, Bluetooth + APP
RS485	Yes
Smart Dongle	WLAN/Ethernet via Smart Dongle-WLAN-FE (Optional) 4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G (Optional)
Monitoring BUS (MBUS)	Yes (Isolation Transformer required)
Optimizer Compatibility	
DC MBUS Compatible Optimizer	MERC-1100/1300W-P
General Data	
Dimensions (W x H x D)	640 x 530 x 270 mm (25.2 x 20.9 x 10.6 inch)
Weight (with mounting plate)	49 kg (108.1 lb)
Operating Temperature Range	-25°C – 60°C (-13°F – 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0% RH – 100% RH
DC Connector	Amphenol HH4
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP 66
Topology	Transformerless
Nighttime Power Consumption	≤ 5.5W
Standard Compliance (more available upon request)	
Safety	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683
Grid Connection Standards	IEC 61727, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, BDEW, G59/3, UTE C.15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD 661, RD 1699, P.D. 1.2.3, RD 413, EN-50438-Turkey, EN-50438-Ireland, C10/11, MEA, Resolution No.7, NRS 097-2-1, DEWA

¹ The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.

² Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter stoppage operating.

³ SUN2000-50-50KTL-M3 uses potential between PV- and ground to detect zero through integrated PID recovery function so inverter module degradation from PD. Supported module types include P-type (mono, poly).

⁴ No-purge (OFFSET, 345).

⁵ SUNTL Platform only supports C10 Optimizer(MERC-1100/1300W-P). The customer can confirm our support (this function and it can be upgraded to optimizer version via new inverter software version(2023.30*, 2023).

Refer to:HTFP (2023) Huawei.com.cn

Рис. 3.3 – Технічні характеристики інвертора Huawei Technologies SUN2000-50KTL-M3-380V

Електроживлення об'єкта здійснюється від мережі 380/220 В з глухозаземленою нейтраллю та системою заземлення TN-C-S. Система електропостачання забезпечує живлення для більшості електроприймачів за II категорією, а для критично важливих систем, таких як пожежна і охоронна сигналізація, аварійне освітлення, каси, диспетчерські системи, моніторинг, комутаційні системи та системи автоматизації, — за I категорією.

Електропостачання торговельного комплексу здійснюється від комірок РУ-0,4 кВ. Ввідно-розподільчі пристрої (ВРП) розташовані у щитовій і живляться взаєморезервуючими кабельними лініями АВВГнгд 4х185.

Сонячні модулі підключаються послідовно в ланцюжки по 16-18 штук, що утворює так звані стрінги (strings) для забезпечення необхідного рівня напруги. Стрінги підключаються паралельно до інверторів, розташованих поблизу рядів фотоелектричних модулів, що дозволяє звести до мінімуму втрати в мережі постійного струму.

Такий спосіб з'єднання модулів забезпечує оптимальне розміщення обладнання на покрівлі станції та зниження втрат електроенергії у кабелях, з урахуванням технічних вимог виробника обладнання. На об'єкті встановлено 38 стрінгових інверторів Huawei SUN2000-50KTL-M3, кожен з номінальною потужністю 50 кВт. Ці інвертори перетворюють постійний струм, який виробляють сонячні модулі, на трифазний змінний струм синусоїдальної форми.

Процес перетворення контролюється системою синхронізації, що дозволяє вихідній напрузі фотоелектричної станції відповідати частоті та фазі напруги в енергосистемі, а також забезпечує негайне припинення генерації у разі аварійних ситуацій. Запуск станції у ранкові години здійснюється на основі параметрів напруги енергосистеми, яка виступає провідною, тоді як ФЕС синхронізується з мережею.

Інвертори керуються мікропроцесорами, які забезпечують синусоїдальний вихідний струм з мінімальною похибкою та синхронізованою по фазі напругою. Система логічного контролю дозволяє автоматизувати

роботу інверторів та всієї станції, включаючи підтримку точки максимальної потужності та зниження втрат у режимі очікування, коли відсутнє сонячне випромінювання.

Інвертор відповідає стандарту [14] та оснащений пристроєм автоматичного відключення, який забезпечує безпеку шляхом відключення від мережі у разі її зникнення. Також інвертор протестовано та підтверджено його відповідність стандартам мережевої роботи [15], що гарантує якісні та надійні показники для підтримки стабільності електромережі. До основних функцій інвертора входять:

- обмеження максимальної швидкості, з якою активна потужність ФЕС може бути змінена у випадку зміни інтенсивності сонячного випромінювання, або зміни уставки абсолютного обмеження потужності;

- регулювання реактивної потужності;
- регулювання коефіцієнту потужності;
- регулювання напруги.

Конструктивне виконання інверторів – IP65/IP54, головний інтерфейс зв'язку – RS485. Живлення внутрішніх систем забезпечується від лінії, в яку постачається електроенергія.

Серед основних переваг інвертора SUN2000-50KTL-M3 виділяють:

- висока ефективність (ККД до 98,6%);
- високошвидкісний та точний MPPT-алгоритм, який забезпечує стеження за виробленою потужністю у реальному часі для збільшення вироблення енергії;

- плоскі криві ефективності, що забезпечують високу ефективність на всіх рівнях вихідної потужності, постійну та стабільну роботу на різних рівнях вхідної потужності;

- висока якість електроенергії, що постачається до мережі;
- вбудовані системи контролю та моніторингу загальної електричної мережі, які дозволяють синхронізувати роботу інверторів з мережею задля забезпечення безперебійної роботи станції;

- повністю автоматичне управління виробництвом;
- вбудована система стеження за роботою лінійок модулів;
- розроблена спеціально для даного типу інверторів система моніторингу, яка дозволяє задавати параметри роботи, отримувати дані з виробництва;
- електроенергії та контролювати наявність похибок та помилок у роботі.

Інвертор забезпечений захистом на вході (DC) від перенапруги та зміни полярності, а також має такі автоматичні функції:

- пошук точки максимальної потужності фотоелектричних модулів двоканальний;
- припинення видачі енергії в мережу при зниженні потужності, що генерується фотоелектричними модулями, нижче заданої межі мінімальної потужності;
- припинення видачі енергії в мережу і оповіщення попереджувальним сигналом у разі змінення вхідної (DC) або вихідної (AC) напруги вище або нижче допустимого значення, а також при відхиленні частоти (AC) за межі допуску;
- детектор стану ізоляції з попереджувальним сигналом.

РОЗДІЛ 3

КОМПЛЕКСНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ТА АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ У ПРОГРАМНОМУ СЕРЕДОВИЩІ PVSYST

3.1. Моделювання режимів роботи

Максимальна потужність, яку можуть виробити фотоелектричні масиви, зазвичай не використовується повністю. На ефективність роботи та рівень втрат енергії впливають різні фактори. Втрати можна умовно поділити на ті, що виникають під час захоплення та перетворення енергії, а також втрати самої системи. У фотоелектричних модулях енергетичні втрати можуть бути спричинені нагріванням, деградацією герметика, забрудненням, накопиченням пилу та частковим затіненням. Системні втрати переважно пов'язані з перетворенням постійного струму в змінний у процесі роботи інверторів.

Теплові втрати спричиняють зниження продуктивності модулів через їх термічну поведінку. Для визначення енергетичних втрат, зумовлених підвищенням температури порівняно з номінальною температурою комірки, застосовується коефіцієнт теплових втрат. Величина цих втрат залежить від конструкції монтажної системи. Наприклад, для напівінтегрованих установок на плоских дахах використовується значення теплових втрат у $20 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}$, а коефіцієнт втрат від вітру дорівнює $0 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}$ на м/с.

Світлоіндукована деградація (LID) є ще одним чинником, що знижує продуктивність фотоелектричних модулів у перші дні їх експлуатації під впливом сонячного випромінювання. Цей показник залежить від технології виготовлення модуля, тому його значення надається виробником. Наприклад, для полікристалічних, монокристалічних та двосторонніх модулів значення LID зазвичай становить 2-2,5%, а для тонкоплівкових технологій — не більше 0,5%.

Втрата якості модуля характеризує відхилення середньої фактичної ефективності модуля від заявленої у специфікаціях виробника. Цей параметр залежить від рівня контролю якості продукції, який проводиться під час прийому партії та встановлення модулів. Нижчі втрати якості є більш бажаними, але значення цього показника залежить від технології виробництва та може змінюватися залежно від виробника. У середньому значення втрат якості становить від 0,5% до 1%.

Втрати, пов'язані з невідповідністю модулів, виникають через незначні відмінності у електричних характеристиках встановлених панелей, оскільки параметри кожного модуля рідко бувають повністю ідентичними. Така різниця знижує продуктивність стрінга до рівня найслабшої комірки (з мінімальним струмом короткого замикання, I_{sc}), що спричиняє загальні втрати через невідповідність модулів.

Втрати від невідповідності стрінгів стосуються розбіжностей електричних параметрів на рівні струни, зокрема відмінностей між напругами паралельних стрінгів. Втрата неузгодженості модулів та стрінгів оцінюється у середньому як 0,6% для стрінгових інверторів та 1,1% для центральних.

Коефіцієнт втрат IAM, або "модифікатор кута падіння" (Incident Angle Modifier), характеризує зменшення рівня сонячного випромінювання, яке досягає поверхні фотоелектричної комірки, порівняно з умовами нормального падіння. Це зниження обумовлене, головним чином, відбиттям на скляній поверхні панелі, інтенсивність якого збільшується зі збільшенням кута падіння. Значення втрат IAM визначається виробником модулів.

Втрати на постійному струмі спричинені омичним опором кабелів і з'єднань у фотоелектричній системі. Їх можна обчислити, підсумувавши опори всіх компонентів ланцюга та використовуючи аналіз падіння напруги, зумовленого струмом через ці елементи. Аналогічно, втрати на змінному струмі виникають через опір між виходом інвертора та точкою підключення до мережі.

Для моделювання роботи сонячної електростанції в умовах проекту було використано програмний комплекс «PVsyst Solar Design Software», спеціально розроблений для розрахунків у галузі сонячної енергетики. Це програмне забезпечення забезпечує детальне проектування фотоелектричної системи та дозволяє аналізувати продуктивність станції за допомогою щогодинного моделювання. Оптимізація та оцінка параметрів здійснюється через запуск кількох варіантів моделювання.

Вхідні данні які були внесені до програмного середовища PVsyst зображені на рис. 3.1.

Project: EPICENTR Polyarna	
Variant: New simulation variant	
SUNSAI ENERGY (Ukraine)	
 PVsyst V7.3.1 VC2. Simulation date: 06/04/23 19:07 with v7.3.1	
Project summary	
Geographical Site Obolon Ukraine	Situation Latitude 50.52 °N Longitude 30.48 °E Altitude 100 m Time zone UTC+2
Meteo data Obolon Meteonorm 8.1 (1996-2015), Sat=100% - Synthetic	Project settings Albedo 0.20
System summary	
Grid-Connected System PV Field Orientation Fixed planes 3 orientations Tilts/azimuths 15 / 0 ° 15 / 90 ° 15 / -90 °	Tables on a building Near Shadings Linear shadings
System information PV Array Nb. of modules 4130 units Pnom total 2333 kWp	Inverters Nb. of units 36 units Pnom total 1900 kWac Pnom ratio 1.228
User's needs Unlimited load (grid)	
Results summary	
Produced Energy 2359622 kWh/year	Specific production 1011 kWh/kWp/year
Perf. Ratio PR 83.42 %	
Table of contents	
Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	6
Main results	8
Loss diagram	9
Prefef. graphs	10

Рис. 3.1 – Вхідні данні проекту

Основне обладнання та їх конфігурація по підключенню до кожного інвертора зображені на рис. 3.2 та рис. 3.3.

General parameters			
Grid-Connected System		Tables on a building	
PV Field Orientation		Sheds configuration	
Orientation		Nb. of sheds	4133 units
Fixed planes	3 orientations	Several orientations	
Tilts/azimuths	15 / 0 °		
	15 / 90 °		
	15 / -90 °		
Horizon		Near Shadings	
Free Horizon		Linear shadings	
		Models used	
		Transposition	Perez
		Diffuse	Perez, Meteorom
		Circumsolar	separate
		User's needs	
		Unlimited load (grid)	

PV Array Characteristics			
PV module		Inverter	
Manufacturer	Jinkosolar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	JKM565M-7RL4-V	Model	SUN2000-50KTL-M3-380V
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	565 Wp	Unit Nom. Power	50.0 kWac
Number of PV modules	4130 units	Number of inverters	38 units
Nominal (STC)	2333 kWp	Total power	1900 kWac
Array #1 - PV Array			
Orientation	#2		
Tilt/Azimuth	15/90 °		
Number of PV modules	1309 units	Number of inverters	53 * MPPT 25% 13.3 units
Nominal (STC)	740 kWp	Total power	663 kWac
Modules	77 Strings x 17 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	
Pmpp	675 kWp	200-1000 V	
U mpp	678 V	Max. power (=>35°C)	
I mpp	995 A	55.0 kWac	
		Pnom ratio (DC:AC)	
		1.12	
		No Power sharing between MPPTs	
Array #2 - Sub-array #2			
Orientation	#2		
Tilt/Azimuth	15/90 °		
Number of PV modules	36 units	Number of inverters	2 * MPPT 25% 0.5 unit
Nominal (STC)	20.34 kWp	Total power	25.0 kWac
Modules	2 Strings x 18 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	
Pmpp	18.56 kWp	200-1000 V	
U mpp	718 V	Max. power (=>35°C)	
I mpp	26 A	55.0 kWac	
		Pnom ratio (DC:AC)	
		0.81	
Array #3 - Sub-array #3			
Orientation	#3		
Tilt/Azimuth	15/-90 °		
Number of PV modules	36 units	Number of inverters	2 * MPPT 25% 0.5 unit
Nominal (STC)	20.34 kWp	Total power	25.0 kWac
Modules	2 Strings x 18 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	
Pmpp	18.56 kWp	200-1000 V	
U mpp	718 V	Max. power (=>35°C)	
I mpp	26 A	55.0 kWac	
		Pnom ratio (DC:AC)	
		0.81	

Рис. 3.2 – Основні параметри та характеристики PV поля

PV Array Characteristics			
Array #4 - Sub-array #4			
Orientation	#3		
Tilt/Azimuth	15/-90 °		
Number of PV modules	1309 units	Number of inverters	45 * MPPT 25% 11.3 units
Nominal (STC)	740 kWp	Total power	563 kWac
Modules	77 Strings x 17 In series		
At operating cond. (50°C)			
P _{mpp}	675 kWp	Operating voltage	200-1000 V
U _{mpp}	678 V	Max. power (=>35°C)	55.0 kWac
I _{mpp}	995 A	P _{nom} ratio (DC:AC)	1.31
		No Power sharing between MPPTs	
Array #5 - Sub-array #5			
Orientation	#1		
Tilt/Azimuth	15/0 °		
Number of PV modules	1440 units	Number of inverters	50 * MPPT 25% 12.5 units
Nominal (STC)	814 kWp	Total power	625 kWac
Modules	90 Strings x 16 In series		
At operating cond. (50°C)			
P _{mpp}	742 kWp	Operating voltage	200-1000 V
U _{mpp}	638 V	Max. power (=>35°C)	55.0 kWac
I _{mpp}	1163 A	P _{nom} ratio (DC:AC)	1.30
		No Power sharing between MPPTs	
Total PV power			
Nominal (STC)	2333 kWp	Total inverter power	
Total	4130 modules	Total power	1900 kWac
Module area	11292 m ²	Number of inverters	38 units
		P _{nom} ratio	1.23
		No Power sharing	

Рис. 3.3 – Характеристики PV поля

Втрати пов'язані з характеристиками панелей та в кабелях підключення фотоелектричного поля до інверторів зображені на рис. 3.4.

Array losses									
Thermal Loss factor			LID - Light Induced Degradation			Module Quality Loss			
Module temperature according to irradiance			Loss Fraction			Loss Fraction			
U _c (const)	20.0 W/m ² K		1.0 %			0.8 %			
U _v (wind)	0.0 W/m ² K/m/s								
Module mismatch losses			Strings Mismatch loss						
Loss Fraction			Loss Fraction						
2.0 % at MPP			1.1 %						
IAM loss factor									
Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290									
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°	
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000	
DC wiring losses									
Global wiring resistance		4.1 mΩ							
Loss Fraction		1.8 % at STC							
Array #1 - PV Array				Array #2 - Sub-array #2					
Global array res.		26 mΩ		Global array res.		459 mΩ			
Loss Fraction		3.5 % at STC		Loss Fraction		1.5 % at STC			
Array #3 - Sub-array #3				Array #4 - Sub-array #4					
Global array res.		459 mΩ		Global array res.		11 mΩ			
Loss Fraction		1.5 % at STC		Loss Fraction		1.5 % at STC			

Рис. 3.4 – Характеристики втрат та їх значення

Нижче на рис. 3.5 подано результати моделювання для проектованої сонячної електростанції на даху будівлі торгового центру. Результати враховують вихідні характеристики будівлі, рівень затінення, використане обладнання, кліматичні та географічні умови, а також інші важливі фактори.

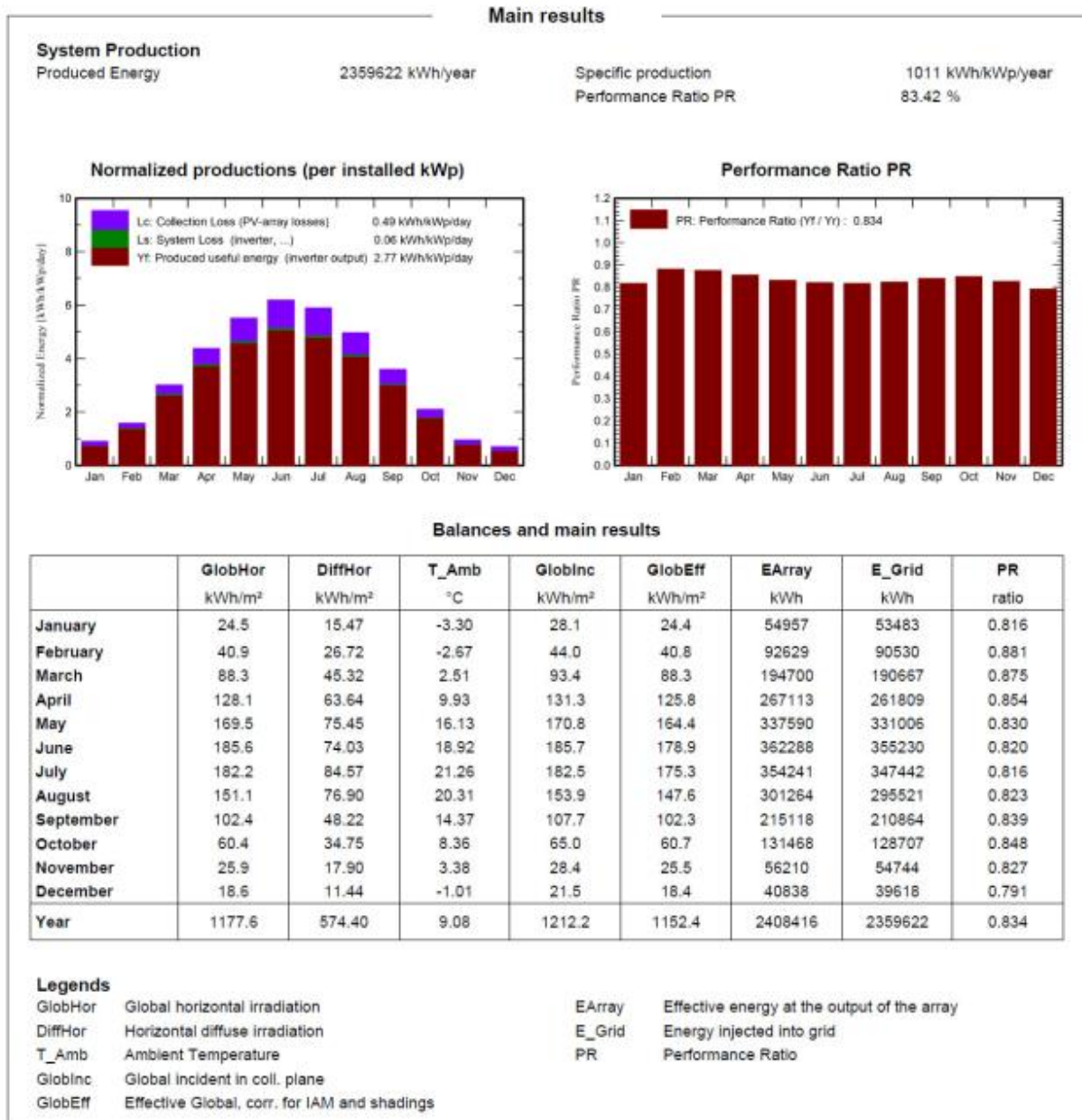


Рис. 3.5 – Результати моделювання проектованої сонячної станції

Застосування програмного моделювання дозволило виконати точний розрахунок потужності та ефективності сонячної електростанції на даху

будівлі торгового центру. В ході моделювання роботи системи, визначено основні показники роботи сонячної електростанції.

Проектне виробництво електричної енергії становитиме 2359622 кВт*год/рік. При цьому, коефіцієнт продуктивності системи складає 83,42%, що є досить високим показником та свідчить про ефективну роботу сонячної електростанції (рис. 3.6).

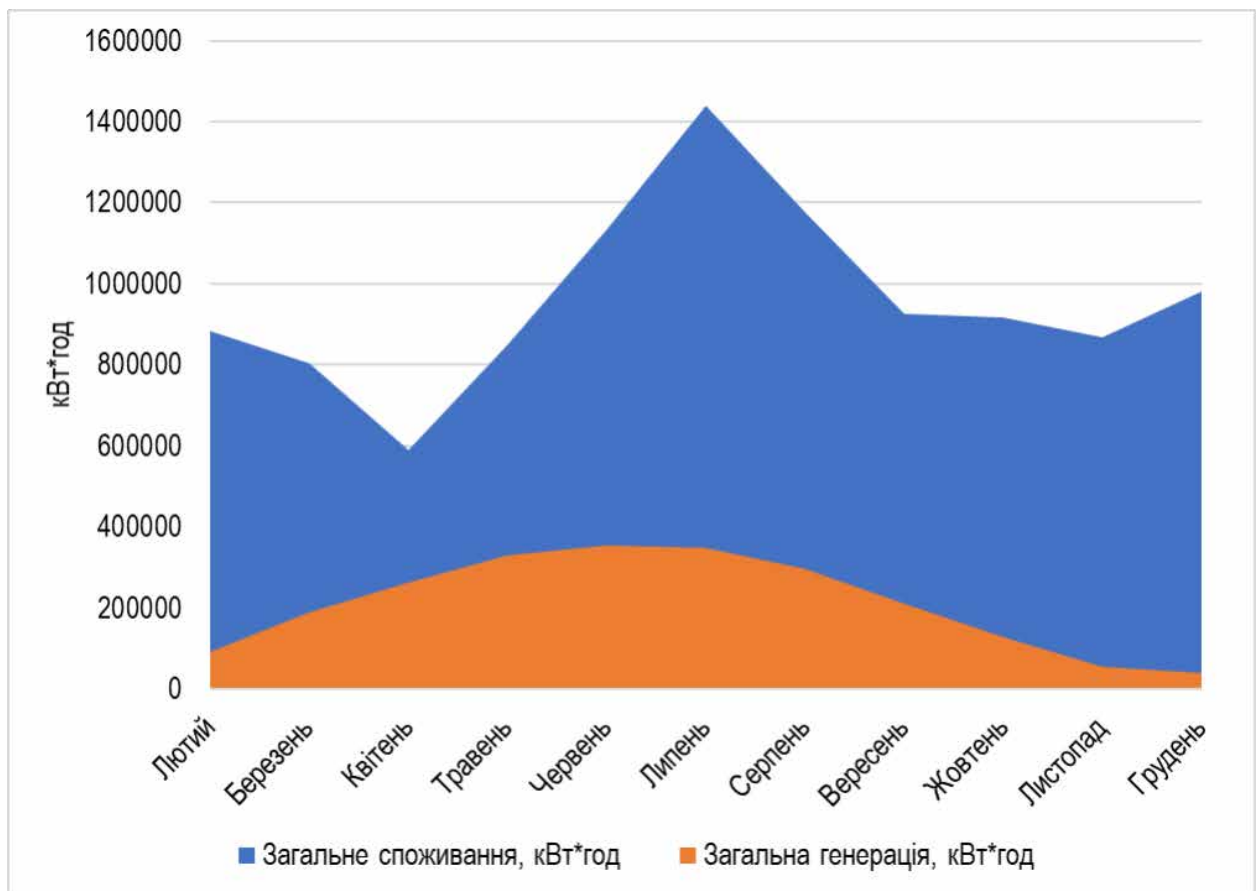


Рис. 3.6 – Графік середньорічного споживання та генерації електричної енергії

Проектована сонячна електростанція дозволить забезпечити базовий рівень потреби в електричній енергії у будівлі в сонячний період доби. Відповідно до режиму роботи будівлі торгового центру, графік споживання електроенергії будівлею характеризується піком споживання електроенергії з 6 години ранку до 21 години вечора. У цей період найбільша кількість електричної енергії споживається на опалення, освітлення, охолодження,

гаряче водопостачання та іншим електроустаткування. У той же час, графік виробництва електроенергії сонячною електростанцією показує, що найбільша кількість електричної енергії виробляється в період з 9 години ранку до 16 години дня, коли сонячна активність досягає свого піку.

У цей період виробництво електроенергії з сонячної електростанції буде частково забезпечувати потреби будівлі в електричній енергії.

З порівняння графіків видно, що в період піку споживання електроенергії будівлею, виробництво електроенергії сонячною електростанцією може бути недостатнім для повного забезпечення потреб будівлі в електричній енергії. Однак, у період з 9 години ранку до 16 години дня, коли сонячна активність найвища, виробництво електроенергії з сонячної електростанції може забезпечити значну частину електричної енергії, необхідної для будівлі (рис. 3.7).

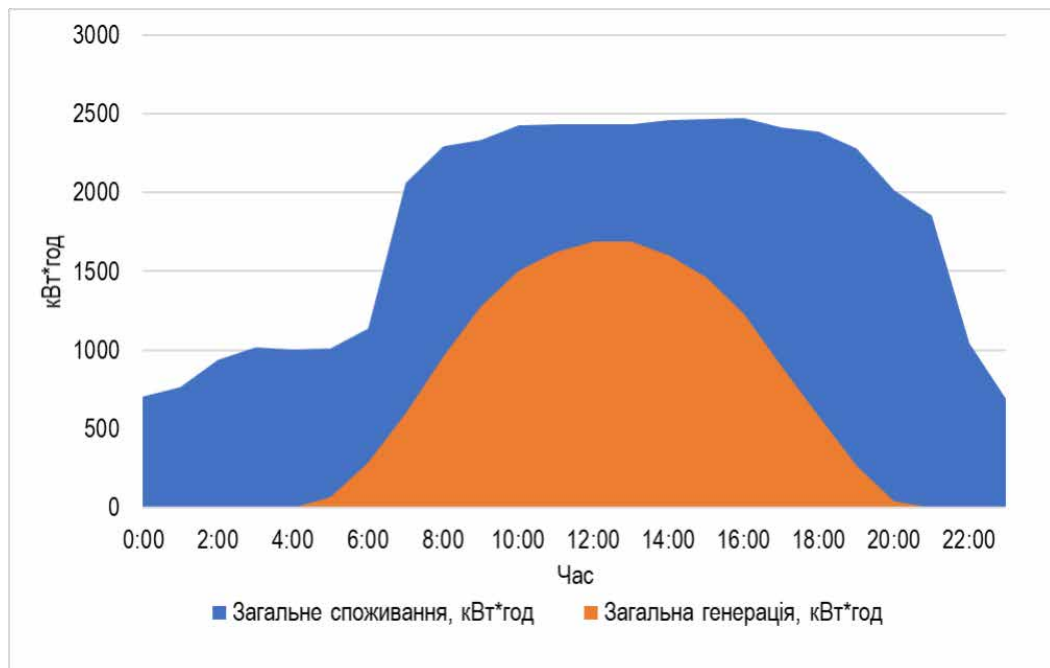


Рис. 3.7 – Графік середньодобового споживання та генерації електричної енергії

3.2. Техніко - економічне обґрунтування використання ФЕС

Приймаємо вартість 1 кВт з мережі – 7,5 грн; закладаємо зростання вартості 1 кВт кожного року 10%, витрати у системі перетворення – 10%.

Якщо мова йде про виробництво електроенергії, то відомо, що різні джерела вимагають різних фінансових розрахунків. Навіть у межах однієї категорії. Наприклад, ROI – широко використовують в межах існуючої архітектури, типу обладнання та місця розташування. Є швидкий розрахунок, що може допомогти для визначення вартості 1 кВт, а саме LCOE – приведена вартість капіталовкладень, тобто чиста поточна вартість одиниці виробленої електроенергії за час існування проєкту. Для цього необхідно знати щомісячне споживання, щомісячну генерацію СЕС (або прогнозовану генерацію). Розподіл середньомісячного добового значення сумарної СР, що надходить на одиницю площі ФЕС, розраховується за співвідношенням:

$$\bar{W}_{C.k} = \frac{\sum_{i=1}^{n_k} W_{C.i.k}}{m_k} \quad (3.1)$$

де $W_{C.i.k}$ – значення енергії сумарної СР, що надходить на 1 м² ФЕС, за i -ту годин k -го місяця;

m_k – кількість днів у k -му місяці.

Погодинна кількість електроенергії на виході ФЕС розраховується як:

$$E_{\text{ФЕС}} = \eta_{\text{ФЕС}} A_{\text{ФЕС}} W \quad (3.2)$$

де $\eta_{\text{ФЕС}}$ – енергетична ефективність ФЕС

$A_{\text{ФЕС}}$ – площа ФЕС

W – енергія годинного притоку сонячної радіації на одиницю площі ФЕС.

$$\eta_{\text{ФЕС}} = \eta_k \eta_t \left[1 - \mu(\theta_p - 25) \right] \quad (3.3)$$

де η_k – ККД ФЕС

η_t – ККД системи відстеження точки максимум відбору потужності ФЕС;

μ – температурний коефіцієнт потужності ФЕС, який приймається сталим і становить для кремнієвих ФЕС 0,004-0,006 ° С.

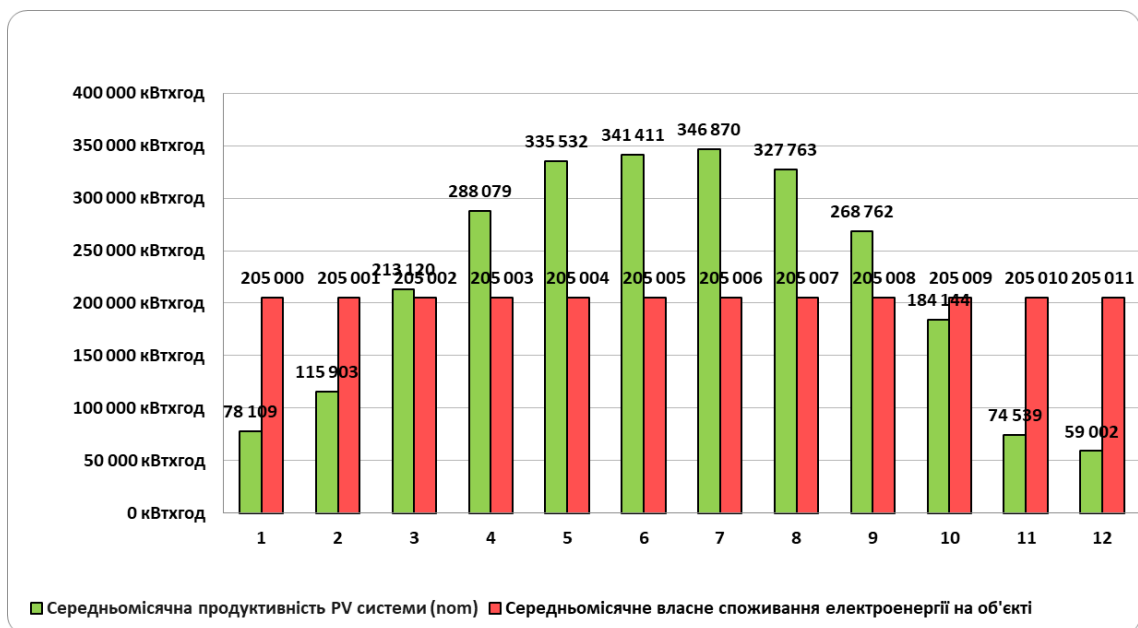


Рис. 3.8 – Графік середньомісячної продуктивності

$$\text{Середньомісячна продуктивність роботи PV} = \bar{W}_{c.k.} \cdot E_{\text{ФЕС}}$$

Цінова специфікація наведена у таблиці 3.3

Таблиця 3.3

Цінова специфікація

№	Найменування	ТМ	Од. вим.	Вартість, \$ з ПДВ	К-ть	Сума, \$ з ПДВ
1	Фотоелектричний модуль JKM565M-7RL4-V		шт.	136,0	4 130	561 680,0
2	Металеві кріплення панелей		шт.	35,0	4 130	144 550,0
3	Інвертор SUN2000-50KTL-M3-380V		шт.	3 747,0	38	142 386,0
4	Комплект кабелю (постійного та змінного струму)		к.-т	3 500,0	30	105 000,0
5	Шафа захисту інверторів		шт.	2 500,0	4	10 000,0
6	Система моніторингу та регулювання генерації		шт.	1 295,0	1	1 295,0
7	Монтажні матеріали та вироби		к.-т	48 246,0	15	723 690,0
8	Монтажні та пусконаладжувальні роботи					133 631
Вартість проекту, з ПДВ:						1 822 232 \$

Вартість монтажних матеріалів та виробів прийнята рівною 5% від вартості основного обладнання. Монтажні та пусконаладжувальні роботи – 10%. Порядок реалізації проекту зображено на рис. 3.9.

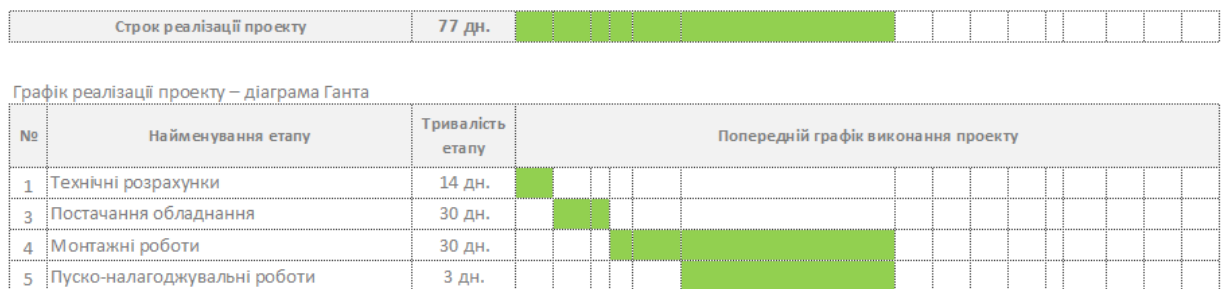


Рис. 3.9 – Порядок реалізації проекту

Принцип LCOE – надходження компенсують всі витрати

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + O \& M_t + F_t + T_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (3.4)$$

де $LCOE$ – приведена собівартість електроенергії, усереднена протягом періоду n ;

I_t – інвестиційні витрати у році n ;

$O \& M_t$ – операційні витрати та витрати на технічне обслуговування у році n ;

F_t – витрати на паливну складову у році n ;

T_t – податкові платежі у році n ;

E_t – генерація електроенергії у році n ;

r – ставка дисконтування;

n – тривалість проекту.

Основні показники наведені на рис. 3.10.

Встановлена потужність ФЕС станції	Щорічна генерація ФЕС станції	Щорічна економія коштів від PV станції	Вартість PV станції CAPEX	LCOE собівартість ел.енергії	Відсоток заміщення денного споживання від ФЕС
2333	2,6 ГВт*г	356 109 \$	1 822 232 \$	7,50 грн	107 %

Місяць	Середньомісяч не споживання об'єкту	Середньомісячна генерація ФЕС	Енергія PV системи, що йде на власне споживання	Середньо-місячний прибуток/економія від PV	Енергія PV системи, що не використовуєт вся	Енергія спожита від центральної електромережі
Січень	205 000 кВтг	78 109 кВтг	78 109 кВтг	14 288 \$	0 кВтг	126 891 кВтг
Лютий	205 001 кВтг	115 903 кВтг	115 903 кВтг	21 202 \$	0 кВтг	89 098 кВтг
Березень	205 002 кВтг	213 120 кВтг	205 002 кВтг	37 500 \$	8 118 кВтг	0 кВтг
Квітень	205 003 кВтг	288 079 кВтг	205 003 кВтг	37 501 \$	83 076 кВтг	0 кВтг
Травень	205 004 кВтг	335 532 кВтг	205 004 кВтг	37 501 \$	130 528 кВтг	0 кВтг
Червень	205 005 кВтг	341 411 кВтг	205 005 кВтг	37 501 \$	136 406 кВтг	0 кВтг
Липень	205 006 кВтг	346 870 кВтг	205 006 кВтг	37 501 \$	141 864 кВтг	0 кВтг
Серпень	205 007 кВтг	327 763 кВтг	205 007 кВтг	37 501 \$	122 756 кВтг	0 кВтг
Вересень	205 008 кВтг	268 762 кВтг	205 008 кВтг	37 501 \$	63 754 кВтг	0 кВтг
Жовтень	205 009 кВтг	184 144 кВтг	184 144 кВтг	33 685 \$	0 кВтг	20 865 кВтг
Листопад	205 010 кВтг	74 539 кВтг	74 539 кВтг	13 635 \$	0 кВтг	130 471 кВтг
Грудень	205 011 кВтг	59 002 кВтг	59 002 кВтг	10 793 \$	0 кВтг	146 009 кВтг
за рік	2 460 066 кВтг	2 633 234 кВтг	1 946 732 кВтг	356 109 \$	686 502 кВтг	513 334 кВтг

Рис. 3.10 – Основні показники

Також був виконаний розрахунок за 25 річний період:

Роки	Середньорічна продуктивність PV станції	Середньорічна енергія PV системи, що йде на власне споживання	Середньорічна економія коштів з урахуванням зростання вартості електрики
1	2 633 234 кВтг	1 946 732 кВтг	356 109 \$
2	2 620 068 кВтг	1 936 998 кВтг	389 762 \$
3	2 606 967 кВтг	1 927 313 кВтг	426 594 \$
4	2 593 932 кВтг	1 917 677 кВтг	466 907 \$
5	2 580 963 кВтг	1 908 088 кВтг	511 030 \$
6	2 568 058 кВтг	1 898 548 кВтг	559 323 \$
7	2 555 218 кВтг	1 889 055 кВтг	612 179 \$
8	2 542 442 кВтг	1 879 610 кВтг	670 029 \$
9	2 529 729 кВтг	1 870 212 кВтг	733 347 \$
10	2 517 081 кВтг	1 860 861 кВтг	802 649 \$
11	2 504 495 кВтг	1 851 556 кВтг	878 499 \$
12	2 491 973 кВтг	1 842 295 кВтг	961 517 \$
13	2 479 513 кВтг	1 833 087 кВтг	1 052 380 \$
14	2 467 115 кВтг	1 823 922 кВтг	1 151 830 \$
15	2 454 780 кВтг	1 814 802 кВтг	1 260 678 \$
16	2 442 506 кВтг	1 805 728 кВтг	1 379 812 \$
17	2 430 293 кВтг	1 796 699 кВтг	1 510 205 \$
18	2 418 142 кВтг	1 787 716 кВтг	1 652 919 \$
19	2 406 051 кВтг	1 778 777 кВтг	1 809 120 \$
20	2 394 021 кВтг	1 769 883 кВтг	1 980 082 \$
21	2 382 051 кВтг	1 761 034 кВтг	2 167 199 \$
22	2 370 141 кВтг	1 752 229 кВтг	2 372 000 \$
23	2 358 290 кВтг	1 743 468 кВтг	2 596 134 \$
24	2 346 498 кВтг	1 734 750 кВтг	2 841 490 \$
25	2 334 766 кВтг	1 726 077 кВтг	3 110 011 \$
за 25 років	62 028 327 кВтг	45 857 122 кВтг	32 251 826 \$

Рис. 3.11 – Показники за 25-річний період

При цьому графік повернення інвестицій зображено на рис. 3.12.

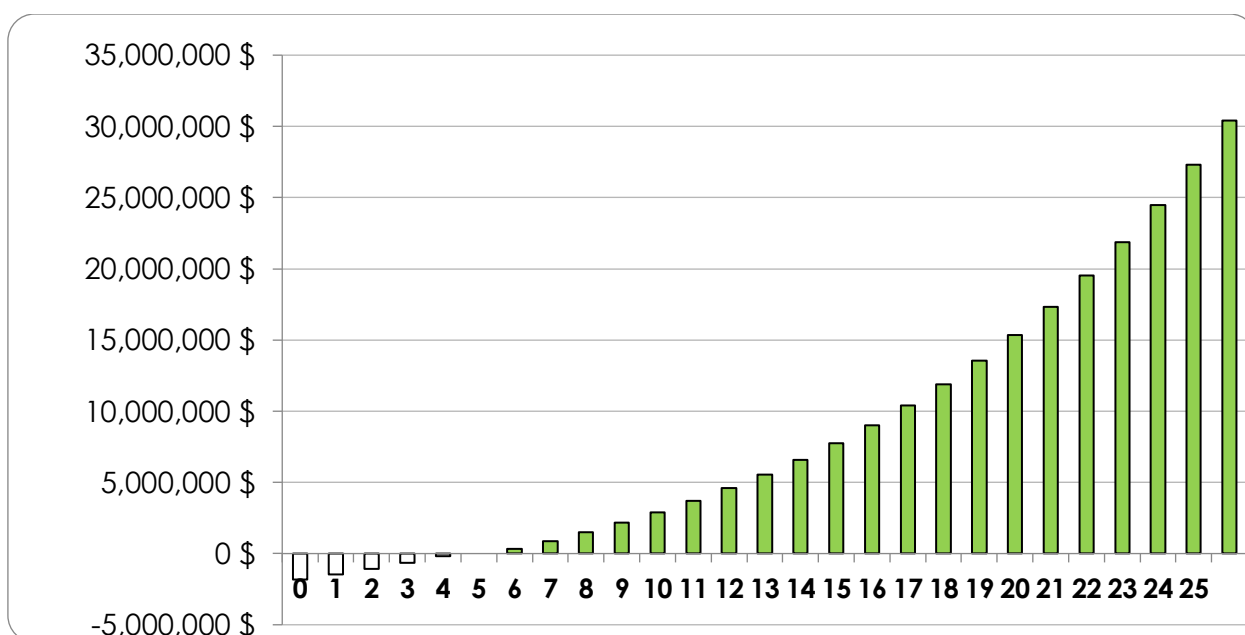


Рис. 3.12 – Графік повернення інвестицій (ROI)

Отриманий строк окупності проекту становить 4,4 роки.

Також, у зв'язку з нагальною необхідністю протидії кліматичним змінам екологічна спільнота не просто рекомендує, а активно наполягає на переході від традиційної енергетики до відновлюваних джерел. Саме цей напрямок відповідає глобальним тенденціям, якими рухається сучасний світ. Екологічна трансформація підприємств є не лише ключовим фактором стабільності та безпеки довкілля, а й елементом, що формує позитивний імідж та репутацію компанії на ринку.

Впровадження відновлюваних джерел енергії та підвищення рівня екологічної відповідальності стають невід'ємними складовими концепції корпоративної соціальної відповідальності (КСВ). Такий підхід демонструє, що компанія дотримується високих стандартів якості в операційній та виробничій діяльності, застосовує соціальні стандарти, прагне мінімізувати негативний вплив на екологічні системи та досягає ділової досконалості.

Ці аспекти, що свідчать про сталість і відповідальність діяльності підприємства, є частиною міжнародних стандартів серії ISO 9000. Вони охоплюють управління якістю та забезпечують визнання дотримання підприємствами міжнародних стандартів, сприяючи тим самим підвищенню конкурентоспроможності, довіри з боку інвесторів і підтримці сталого розвитку.

Можна відмітити наступні екологічні аспекти впровадження проєктної ФЕС:

- 139 361 шт – дерев які збережено;
- 1 474 611 л – палива заощаджено;
- 21 065 870 км –запас ходу електромобіля на згенерованій енергії;
- 1 064 т/рік – щорічне зниження викидів CO₂;
- 10 217 кг/рік – щорічне зниження викидів NO_x та SO_x.

РОЗДІЛ 4

ЗАХИСТ І ДОДАТКОВІ КОМПОНЕНТИ ФЕС

4.1. Захист по постійному та змінному струмі.

Заходи електробезпеки під час експлуатації електроустановок сонячної електростанції були спроектовані відповідно до вимог виробника основного обладнання — стрінг-інверторів, а також нормативних вимог [16].

Металеві конструкції для кріплення фотоелектричної станції розглядаються як блискавкоприймач сітчастої конструкції. Для забезпечення потенціального зрівнювання, металеві частини установки (опорні конструкції, кабельні лотки, рами, корпуси обладнання тощо) з'єднуються з наявними струмовідводами (заземлюючими провідниками) будівлі у вказаних місцях відповідно до креслень проекту. З'єднання проводів виконується за допомогою болтових з'єднань. Схема заземлення передбачає, що всі металеві частини системи, включаючи секції та інвертори, підключені до контуру заземлення.

Опір заземлюючого контуру визначається згідно з правилами [16] та не повинен перевищувати 4 Ом у будь-яку пору року. Для заземлення використовується наявний контур, а при необхідності додаються додаткові електроди.

Система внутрішнього блискавкозахисту включає пристрої захисту від перенапруг (ПЗВП), вбудовані в інвертор. Захист від блискавки здійснюється наступними заходами:

- блискавкозахист модулів забезпечується за рахунок того, що металеві рамки модулів з'єднуються з металевими елементами несучих конструкцій, які у свою чергу з'єднуються із загальним заземлюючим контуром;

- встановленням системи зрівнювання потенціалів шляхом приєднання до загального заземлюючого пристрою усіх струмопровідних частин ФЕС, що запобігає виникненню різниці потенціалів та іскрінню на різних елементах та

сприяє швидкому переходу струму блискавки в землю і його подальшому розподіленню;

- організація паралельних шляхів для струму блискавки (він розподіляється та становить значно меншу небезпеку);

- забезпечена надійність механічних з'єднань та безперервний електричний контакт між ними.

Стрінг-інвертори підключаються до мережі через розподільний щит змінного струму (АССВ), де для кожного інвертора передбачений автоматичний вимикач на 100 А, типу EB2S 160/3LA ETI з відсічною здатністю 16кА.

Кабелі для ФЕС обрані за результатами електричних розрахунків з урахуванням умов прокладання. Для підключення сонячної станції використовуються кабелі з мідними жилами з ультрафіолетостійкою ізоляцією марки КВЕ Solar 1x6 мм². Для підключення інверторів до АССВ використано кабелі марки ВВГ 4x35+1x16.

Марки та перетини кабелів вибрані з урахуванням допустимого тривалого струму, максимальної потужності ФЕС та необхідності забезпечення надійного спрацьовування захисних пристроїв у разі короткого замикання чи перевантаження. АССВ розташовано на даху торгового центру поблизу інверторів на спеціальних стійках.

При проектуванні враховувалися такі критерії, як функціональність, ефективність, надійність, живучість, безпека та економічність. Ефективність визначається як здатність системи досягати заданої мети з мінімальними витратами. Надійність електросистеми полягає в її здатності підтримувати необхідні функції протягом експлуатаційного терміну. Живучість ФЕС — це здатність працювати в умовах, які не передбачені нормами експлуатації. Безпека забезпечує функціонування системи без ризику для здоров'я та навколишнього середовища.

4.2. Система моніторингу та управління.

Автоматизована система моніторингу призначена для забезпечення роботи в реальному часі системи збору, обробки відображення та архівування інформації про електроустаткування даного об'єкту (інвертори, стрінги) при різних режимах її роботи, а також забезпечення передачі інформації персоналу ФЕС.

Система моніторингу ФЕС забезпечує:

- збір, обробку та передачу інформації про генерацію ФЕС;
- цілодобовий збір інформації про стан обладнання ФЕС;
- прийняття швидких рішень при порушенні роботи чи виході із ладу елементів станції;
- уникнення аварійних ситуацій;
- вчасний ремонт або заміну обладнання ФЕС;
- інформування та сигналізація про відхилення від прогнозованої генерації;
- автоматичний збір та аналіз отриманих даних із відображенням в онлайн-додатку;
- отримання, зберігання, ведення архіву даних від стандартних та додаткових датчиків.

Для моніторингу та керування генерованою потужністю ФЕС, проектом передбачено блок керування – Smartlogger3000A (HUAWEI).

Реєстратор даних SmartLogger 3000A призначений для моніторингу та дистанційного керування ФЕС. Він володіє широким функціоналом, що включає 2G/3G/4G з'єднання, RS485 порти, MBUS, 4 цифрові входи, Ethernet, 2 цифрові виходи, 4 аналогові входи і ACTIVE DO. Даний реєстратор дозволяє здійснювати моніторинг та реєстрацію до 80 інверторів та отримувати повний огляд системи, а також повідомлення тривоги через SMS та електронну пошту. Крім того, система моніторингу показує статистику роботи станції за попередні дні, скільки енергії було вироблено.

Переваги реєстратора даних Huawei також включають підтримку Modbus TCP для підключення до Huawei NetEco, підтримку IEC60870-5-104 для підключення до сторонніх систем моніторингу, можливість підключення USB та Інтернету для читання даних та оновлення програмного забезпечення, автоматичних адрес RS485, дистанційне керування активною та реактивною енергією, інтегрований web-сервер, 4 цифрові входи, 2 аналогові входи, 4 виходи ретранслятора та IP20. Крім того, він підключається до смарт-датчика живлення Huawei та підтримує до 30 пристроїв на автобус RS485.

Smartlogger3000A розміщено в комутаційних щитах ЩК, що встановлені в РУ 0,4 кВ трансформаторних підстанцій.

Контроль параметрів мережі (величина та напрямок потужності що споживається) виконується за допомогою розумного лічильника Yanitza UMG-103. Підключення лічильника до мережі здійснюється за допомогою трансформаторів струму що встановлено на шини 0,4 кВ трансформаторної підстанції. Лічильник встановлюється в РУ 0,4 кВ трансформаторної підстанції.

Алгоритм роботи системи побудований наступним чином. При перевищенні генерації ФЕС над споживанням, тобто виникнення потоку потужності в зовнішню мережу, Smartlogger3000A подає команду на систему керування інверторами і ті зменшують генерацію до величини, що забезпечить нульовий переток.

Торгівельний центр має три двотрансформаторні підстанції, та шість секцій шин 0,4 кВ відповідно. Інвертори розділено між ними, кожна група інверторів має свою незалежну систему моніторингу.

4.3 Вибір системи кріплення та організація будівництва

Проектна документація розроблена для наступних умов майданчика будівництва:

- характеристичне значення снігового навантаження на рівні землі для м. Київ за [27] прийнято 1550 Па.

- характеристичне значення товщини стінки об'єднання на рівні землі для м.Київ за [27] прийнято 19 мм.

- характеристичне значення вітрового навантаження на рівні землі для м. Київ за [27] прийнято 370 Па.

Клас наслідків відповідальності об'єкту за [28] прийнято СС1.

Баластна система "Південь" та "Схід-Захід" призначена для закріплення фотоелектричних модулів (ФЕМ) на плоскій поверхні за допомогою несучої алюмінієвої підконструкції.

Підконструкція складається з деталей і виробів, які можна розділити на:

- 1) базові деталі: основа; стропила; стойки;
- 2) кріпильні елементи – затискувачі (Г і Т) панелей для закріплення до стропила;
- 3) загальні деталі: баласта; зв'язки; прокладки;
- 4) деталі покупні з нержавіючої сталі для закріплення – болти, гайки, шайби, гвинти.

На конструкцію баластної системи діють навантаження від: вітру, снігу, ваги конструкції, панелей, баластів.

Виготовлення та монтаж елементів несучих сталевих конструкцій каркасу будівлі вести згідно з [29]

Основні положення, [30], [31], проєкта виробництва робіт (ПВР), розробленого монтажною організацією.

Монтаж металоконструкцій передбачено поелементним.

ВИСНОВКИ

Гостра необхідність забезпечення безперебійного живлення об'єктів цивільного призначення, зокрема торговельних комплексів, викликана нестабільністю електропостачання в умовах воєнного стану, регулярних відключень електроенергії, підвищення тарифів та необхідністю зменшення втрат.

У кваліфікаційній магістерській роботі запропоновано один із варіантів комбінованого електроживлення гіпермаркету з використанням відновлювальних джерел енергії на базі ФЕС. Проведений аналіз застосування комбінованих систем у складі фотоелектричної та централізованої системи електроживлення.

Обґрунтовано проєктні та електротехнічні рішення щодо автономної системи електроживлення, а саме вибрано: фотоелектричні модулі типу Jinkosolar JKM565M-7RL4-V потужністю 565 Вт (4130 шт.); гібридні інвертори Huawei типу SUN2000-50KTL-M3, номінальною потужністю 50 кВт. (38 шт). Загальна максимальна потужність, яка може бути передана від сонячних панелей при ідеальних умовах становить 1900 кВт.

Процес перетворення електроенергії в інверторах контролюється системою синхронізації таким чином, щоб напруга на виході ФЕС відповідала по частоті і фазі напрузі в енергосистемі, а у момент аварійних ситуацій генерація миттєво припинялась. Запуск ФЕС (у ранкові години) відбувається з використанням параметрів напруги енергосистеми по частоті і фазі. Роботою інвертора керують мікропроцесори, які забезпечують вихідний струм синусоїдальної форми з мінімальною похибкою та синхронізованою по фазі напругою.

У результаті електричних розрахунків і умов прокладання для підключення ФЕС були обрані силові кабелі з мідними жилами з ізоляцією стійкою ультрафіолету марки КВЕ Solar 1x6 мм²). Для підключення інверторів використано кабелі марки ВВГ 4x35+1x16.

Здійснено вибір системи моніторингу та управління ФЕС. Проведено комплексне моделювання та аналіз ефективності роботи фотоелектричної станції у програмному середовищі PVSyst. Встановлено основні показники роботи сонячної електростанції. Проектне виробництво електричної енергії становитиме 2359622 кВт·год/рік. При цьому, коефіцієнт продуктивності системи складає 83,42%, що свідчить про енергоефективну роботу сонячної електростанції. Проведений розрахунок та здійснений вибір захисту від прямих ударів блискавки.

Техніко - економічний розрахунок показав, що генерація електричної енергії ФЕС, для забезпечення власних потреб, дозволить зменшити споживання електричної енергії з мережі на рівні 20% відносно минулорічного споживання. Зменшення споживання електричної енергії з мережі дозволить знизити навантаження на енергетичну мережу та сприяти зниженню викидів парникових газів. Термін окупності ФЕС складає 4,4 роки.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Баскаков, С. І. Відновлювана енергетика та її застосування в енергосистемах України. Київ: Вид-во «Енергоатом», 2019.
2. Коваленко, О. В. Комбіновані системи енергозабезпечення для промислових об'єктів. Харків: Видавничий дім «Технології», 2020.
3. Іваненко, В. М., Попович, Л. В. Моделювання роботи фотоелектричних станцій у поєднанні з централізованими мережами. Журнал енергетичних досліджень, 2021, т. 25, №3, с. 56-68.
4. Сидоренко, А. П. Проблеми та перспективи впровадження відновлюваних джерел енергії в Україні. Львів: Вид-во ЛНУ, 2018.
5. Peterson, J., Martin, R. Hybrid Energy Systems: Integration of Renewable Energy and Grid Solutions. New York: Springer, 2019.
6. Федоров, Д. О. Автономні та мережеві фотоелектричні системи: Переваги та обмеження. Одеса: ОНУ, 2022.
7. Тимошенко, В. П. Системи зберігання енергії в гібридних енергетичних установках. Київ: Академія енергетики, 2017.
8. Green, M., Hegedus, S. Handbook of Photovoltaic Science and Engineering. Hoboken: John Wiley & Sons, 2019.
9. Бондаренко, І. С. Стратегії енергозбереження для великих споживачів електроенергії. Дніпро: Університет енергетичних наук, 2020.
10. Чернявський, О. А. Новітні технології сонячної генерації: перетворювачі та інвертори. Харків: НТУ «ХП», 2021.
11. Müller, T. Advanced Solar Photovoltaic Technologies for Grid Integration. Berlin: De Gruyter, 2018.
12. Гуменюк, М. К. Перспективи розвитку відновлюваної енергетики в Україні. Полтава: ПУЕТ, 2019.
13. Smil, V. Energy and Civilization: A History. Cambridge: MIT Press, 2020.

14. DIN VDE V 0126-1-1: 2013-08. Автономні інвертори для фотоелектричних систем: вимоги до підключення до електричних мереж та захисту.
15. VDE-AR-N-4105. Вимоги до підключення генераторів до низьковольтних мереж. Німецький інститут стандартів, 2011.
16. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ). Видання 7-ме, доповнене. Київ: Міністерство енергетики України, 2016.
17. Шевченко, І. А. (2021). Енергетична ефективність та екологічні аспекти використання відновлюваних джерел енергії. Київ: Академія енергетичних наук.
18. Гончарук, М. С. (2020). Інтеграція сонячних електростанцій у розподільчі мережі: методи оптимізації та управління. Львів: Вид-во ЛНУ ім. І. Франка.
19. Smith, J., & Johnson, L. (2018). Solar Power and Grid Stability: Challenges and Solutions. London: Green Energy Press.
20. Мироненко, В. П. (2019). Технології та стандарти захисту електричних мереж у фотоелектричних системах. Харків: НТУ "ХПІ".
21. Petrov, A., & Schultz, K. (2020). Advanced Protection Systems for DC and AC Circuits in Solar Installations. New York: Springer.
22. Кравченко, О. М. (2018). Проектування фотоелектричних систем на дахах міських будівель. Одеса: ОНУ ім. І. І. Мечникова.
23. Huang, Y. (2019). Solar Panel Efficiency and Degradation in Varying Climate Conditions. Singapore: Solar Research Institute.
24. Тимошенко, В. К., та Сидоренко, О. П. (2021). Особливості вибору інверторів для сонячних електростанцій. Полтава: ПолтНТУ.
25. Wilson, R., & Parker, M. (2022). Managing Power Quality in Distributed Solar Power Systems. Boston: Energy Innovations.
26. Федоренко, Д. І. (2020). Методологічні підходи до обліку витрат в енергетичних установках на основі сонячної енергії. Дніпро: Наука і техніка.

27. ДБН В.1.2-2:2006. Навантаження і впливи. Київ: Мінрегіонбуд України, 2006.

28. ДБН В.1.2-14:2018. Загальні принципи забезпечення надійності та конструктивної безпеки будівель і споруд. Київ: Мінрегіон України, 2018.

29. ДБН В.2.6-165:2011. Конструкції будинків і споруд. Алюмінієві конструкції. Київ: Мінрегіон України, 2011.

30. ДСТУ Б В.2.6-200:2014. Конструкції металеві будівельні. Вимоги до монтажу. Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2014.

31. ДБН А.3.2-2:2009. ССБП. Промислова безпека в будівництві. Основні положення. Київ: Мінрегіон України, 2009.