

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ**

Інститут (факультет) _____ ННІТІ ім. акад. І.С. Гулого _____
Кафедра _____ Електропостачання та енергоменеджменту _____

«До захисту в ЕК»

Директор інституту

_____ Сергій БЛАЖЕНКО
(підпис) (ім'я та прізвище)

« ___ » _____ грудня 2025 р.

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ Сергій БАЛЮТА
(підпис) (ім'я та прізвище)

« ___ » _____ грудня 2025 р.

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ МАГІСТРА**

зі спеціальності _____ 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»

(код та назва спеціальності)

освітньо-професійної програми _____ «Електротехнічні системи
електроспоживання»

на тему: «Розроблення технічного рішення щодо впровадження СЕС для
промислового підприємства в статусі активного споживача»

Виконав: здобувач 2 курсу, групи ЕЛ-2-6М

Кордан Микола Станіславович
(прізвище, ім'я, по батькові повністю)

_____ (підпис)

Керівник Копилова Людмила Олександрівна
(прізвище, ім'я та по батькові повністю)

_____ (підпис)

Консультанти _____
(ім'я та прізвище)

_____ (підпис)

_____ (ім'я та прізвище)

_____ (підпис)

Рецензент Олена БОРИЧЕНКО
(ім'я та прізвище)

_____ (підпис)

Я як здобувач(ка) Національного університету харчових технологій розумію і підтримую політику університету з академічної доброчесності. Я не надавав(-ла) і не одержував(-ла) незгоєволеної допомоги під час підготовки цієї роботи. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Здобувач _____
(підпис)

Київ – 2025 р.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв

7. Дата видачі завдання _____ 17 вересня 2025 р. _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№	Назва етапів виконання кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Отримання завдання на магістерську роботу	17.09.2025 р.	
2	Вступ	17 – 18.09.2025 р.	
3	Обґрунтування проєкту впровадження гібридної дахової СЕС для активного споживача	19.09 – 05.10.25	
4	Методика розроблення технічного рішення гібридної СЕС	06.10.25 – 20.10.25	
5	Розроблення технічного рішення гібридної дахової СЕС; розрахунок та аналіз режимів роботи СЕС	21.10 – 03.11.25	
6	Електротехнічні розрахунки для СЕС та мережі активного споживача	04.11 – 18.11.25	
7	Оформлення пояснювальної записки	19.11 – 25.11.25	
8	Оформлення графічної частини роботи (презентація,	26.11 – 09.12.25	
9	Подання готової роботи для перевірки на плагіат	10.12.2025 р.	

Здобувач

_____ (підпис)

Керівник роботи

_____ (підпис)

Кордан М.С.

(прізвище та ініціали)

Копилова Л.О.

(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Кордан М.С. Розроблення технічного рішення щодо впровадження СЕС для промислового підприємства в статусі активного споживача

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» Національний Університет Харчових Технологій

Київ -2025

Кваліфікаційна робота: 88 с.; 16 рис.; 17 табл.; 22 джерел.

Метою кваліфікаційної роботи є розроблення комплексного технічного рішення з впровадження гібридної сонячної електростанції для промислового підприємства з можливістю роботи у статусі активного споживача та з передачею електричної енергії на суміжні ділянки.

У роботі обґрунтовано актуальність впровадження систем децентралізованого електроживлення, наведено аналіз законодавчих та нормативно-технічних передумов функціонування активних споживачів в Україні.

Розглянуто методику проєктування гібридних сонячних електростанцій, включно з алгоритмом їх технічного формування. Виконано збір вихідних даних, аналіз інсоляційних умов та теплових режимів роботи обладнання.

У роботі описано застосування сучасних програмних комплексів для моделювання СЕС, зокрема PVsyst і SketchUp, а також реалізовано інтеграцію 3D-моделі у PVsyst для точного аналізу затінення та енергетичної продуктивності. На основі моделювання визначено оптимальну конфігурацію генерації.

Результатом виконання кваліфікаційної роботи є сформоване технічне рішення гібридної СЕС, адаптоване до умов підприємства-активного споживача, з визначенням її енергетичних показників, структури, принципів схем, вимог до обладнання та особливостей експлуатації.

Ключові слова: сонячна електростанція, гібридна система, активний споживач, фотоелектричний модуль, інвертор, система накопичення енергії.

ANNOTATION

Kordan M.S. Development of a Technical Solution for the Implementation of a Solar Power Plant for an Industrial Enterprise in the Status of an Active Consumer 141 “Electrical Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics”

National University of Food Technologies

Kyiv – 2025

Qualification work: 100 pages; 16 figures; 17 tables; 22 references.

The purpose of the qualification work is to develop a comprehensive technical solution for the implementation of a hybrid solar power plant for an industrial enterprise with the capability of operating in the status of an active consumer and transferring electrical energy to adjacent sites.

The work substantiates the relevance of implementing decentralized power supply systems and provides an analysis of the legislative and regulatory-technical prerequisites for the functioning of active consumers in Ukraine.

The methodology for designing hybrid solar power plants is examined, including the algorithm of their technical configuration. Input data collection, analysis of insolation conditions, and evaluation of thermal operating modes of the equipment have been conducted.

The study describes the application of modern software tools for PV system modelling, including PVsyst and SketchUp, as well as the integration of a 3D model into PVsyst for accurate shading and energy performance analysis. Based on the modelling results, an optimal generation configuration has been determined.

The outcome of the qualification work is an elaborated technical solution for a hybrid PV system adapted to the conditions of an industrial enterprise operating as an active consumer, with defined energy parameters, structure, schematic diagrams, equipment requirements, and operational features.

Keywords: solar power plant, hybrid system, active consumer, photovoltaic module, inverter, energy storage system.

ЗМІСТ

ВСТУП	8
1 ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЄКТУ ВПРОВАДЖЕННЯ ГІБРИДНОЇ ДАХОВОЇ СЕС ДЛЯ АКТИВНОГО СПОЖИВАЧА	10
1.1 Законодавчі та нормативно-технічні передумови створення СЕС	10
1.2. Характеристика підприємства та електротехнічної інфраструктури	14
1.3 Обґрунтування доцільності впровадження гібридної СЕС без приєднання до ОСР	16
1.4 Особливості статусу активного споживача для передачі електроенергії суміжним ділянкам.....	19
1.5. Вибір концепції технічного рішення	21
1.5.1 Програмні комплекси для моделювання	22
1.5.2 Моделювання СЕС в PVsyst	23
1.5.3 Моделювання СЕС у SketchUp та інтеграція моделі в PVsyst	24
2. МЕТОДИКА РОЗРОБЛЕННЯ ТЕХНІЧНОГО РІШЕННЯ ГІБРИДНОЇ СЕС	32
2.1. Загальна послідовність проєктування гібридних СЕС	32
2.2 Методика збору вихідних даних та аналізу інсоляції	34
2.3. Методика вибору обладнання	35
2.4. Методика формування електричної конфігурації	42
2.5 Методика визначення режимів автономної роботи	45
2.6 Методика визначення можливостей передачі енергії суміжним ділянкам.....	49

3. РОЗРОБЛЕННЯ ТЕХНІЧНОГО РІШЕННЯ ГІБРИДНОЇ ДАХОВОЇ СЕС	52
3.1 Вибір та обґрунтування параметрів фотомодуля	52
3.2 Вибір інверторного обладнання	54
3.3 Вибір системи накопичення енергії	57
3.4 Розрахунок конфігурації DC-частини	60
3.5 Розрахунок конфігурації AC-частини	60
3.7 Розміщення обладнання та кабельних трас	65
4. ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНІ РОЗРАХУНКИ ДЛЯ ГІБРИДНОЇ СЕС ТА МЕРЕЖІ АКТИВНОГО СПОЖИВАЧА.....	68
4.1 Розрахунок струмів короткого замикання	68
4.2 Розрахунок кабельних ліній.....	72
4.3 Розрахунок заземлення та блискавкозахисту	73
4.4 Розрахунок захисної автоматики	76
4.5 Електромагнітна сумісність та якість електроенергії	80
4.6 Технічні вимоги до експлуатації	82
ВИСНОВОК	85
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ	87

ВСТУП

Сучасні умови функціонування електроенергетичного сектору України характеризуються стрімким зростанням ролі децентралізованої генерації, впровадженням нових моделей взаємодії споживачів з енергосистемою та активним розвитком відновлюваних джерел енергії. Погіршення технічного стану мереж, необхідність підвищення стійкості енергопостачання, а також значні втрати та обмеження доступності електричної енергії в періоди пікових навантажень зумовлюють потребу у впровадженні локальних генерувальних установок, зокрема сонячних електростанцій (СЕС). Для промислових підприємств, діяльність яких є енергоємною, питання забезпечення гарантованого енергопостачання стає критичним елементом стабільності виробничих процесів.

Водночас нормативно-правова база України впроваджує нові механізми участі споживачів у ринку електричної енергії - зокрема, статус активного споживача, що поєднує виробництво та споживання електроенергії з можливістю передавати її іншим споживачам на суміжних ділянках. Це відкриває нові можливості для підприємств у частині оптимізації енергетичних витрат, підвищення енергоефективності та диверсифікації джерел живлення. У цих умовах проектування технічно обґрунтованої гібридної дахової СЕС, здатної працювати як автономно, так і в режимах підтримки внутрішньої мережі підприємства, набуває особливої актуальності.

Дахові СЕС є одним із найбільш ефективних рішень для промислових споживачів, оскільки дозволяють раціонально використовувати наявні площі без вилучення земельних ділянок та мінімізують затрати на будівельно-монтажні роботи. Поєднання фотоелектричних модулів з системою накопичення енергії (BESS) забезпечує стабільність генерації, покриття вечірніх піків, підвищення рівня автономності та покращення якості електроенергії у внутрішній мережі підприємства.

Розроблення технічного рішення гібридної дахової СЕС є комплексним завданням, яке охоплює аналіз вихідних даних, оцінку інсоляційних умов, вибір обладнання, побудову електричних схем, моделювання режимів роботи та визначення можливостей передачі електроенергії на суміжні ділянки відповідно до вимог законодавства та технічних регламентів. Особливу увагу приділено вибору архітектури системи, налаштуванню інверторів для роботи у режимах формування мережі (grid-forming), інтеграції системи накопичення енергії та забезпеченню відповідності проєктних рішень сучасним стандартам.

Метою даної дипломної роботи є розроблення технічно обґрунтованого проєкту гібридної дахової сонячної електростанції для промислового підприємства з набуттям статусу активного споживача та можливістю передачі електроенергії на суміжні ділянки.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі завдання:

- проаналізувати нормативно-правову базу щодо впровадження СЕС та функціонування активних споживачів;
- оцінити вихідні дані підприємства та технічні можливості для встановлення дахової СЕС;
- розробити методика проєктування гібридної системи з урахуванням особливостей автономної роботи та інтеграції BESS;
- виконати технічний вибір обладнання та побудову електричних схем;
- здійснити моделювання режимів роботи гібридної СЕС;
- провести електротехнічні розрахунки внутрішньої мережі та системи захистів;
- обґрунтувати технічні рішення щодо передачі електроенергії на суміжні ділянки.

Об'єктом дослідження є процес функціонування гібридної дахової сонячної електростанції на промисловому підприємстві.

Предметом дослідження є технічні рішення, електричні режими, конфігурація обладнання та архітектура мережі активного споживача.

1 ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЄКТУ ВПРОВАДЖЕННЯ ГІБРИДНОЇ ДАХОВОЇ СЕС ДЛЯ АКТИВНОГО СПОЖИВАЧА

1.1 Законодавчі та нормативно-технічні передумови створення СЕС

Розвиток відновлюваної енергетики в Україні, зокрема сонячних електростанцій (СЕС), визначається сукупністю законодавчих актів та нормативно-технічних документів, що регламентують умови їх проєктування, будівництва, підключення та експлуатації. Нормативне забезпечення формує базові вимоги до безпеки, якості, надійності та відповідності обладнання, а також визначає права й обов'язки суб'єктів ринку електроенергії, у тому числі активних споживачів.

Законодавча база:

1. Закон України «Про ринок електричної енергії» [1] визначає принципи функціонування енергетичного ринку, а також вводить поняття активного споживача - суб'єкта, який може одночасно виробляти та споживати електричну енергію, а також передавати її іншим споживачам на суміжні ділянки. Закон встановлює правові підстави для:

- встановлення генеруючих установок на власних або користованих об'єктах;
- доступу до електричних мереж;
- участі у ринкових сегментах (за умов відповідності технічним вимогам);
- дотримання кодексів та правил експлуатації системи.

2. Закон України «Про альтернативні джерела енергії» [2] визначає:

- правові засади використання сонячної енергії;
- стимули для розвитку відновлюваних джерел;
- вимоги до обліку виробленої енергії.

Закон також встановлює загальні принципи підтримки ВДЕ та сприяє інтеграції таких систем у енергетичну інфраструктуру.

3. Закон України «Про енергетичну ефективність» [3] визначає політику України щодо підвищення енергоефективності та забезпечує правові основи для оптимізації енергоспоживання промисловими підприємствами. Встановлення СЕС розглядається як один із ефективних інструментів зменшення енергетичних витрат.

Проектування та введення в експлуатацію сонячних електростанцій повинно відповідати чинним нормам електробезпеки, будівельним вимогам та стандартам щодо якості електроенергії, які визначені нормативно-технічними документами проектування СЕС:

1. ДСТУ EN ІЕС / HD 60364 (серія) [4] - «Електроустановки будівель». Базові стандарти, що регулюють:

- вимоги до електробезпеки;
- вибір матеріалів і кабельних трас;
- захист від ураження електричним струмом;
- захист від надструмів, грозових перенапруг і коротких замикань;
- вимоги до проектування систем з інверторами.

Для СЕС найбільш релевантні частини: 60364-7-712 - спеціальні вимоги до фотоелектричних установок; 60364-4-41, -4-43, -5-52 - вимоги до кабельних систем та захисту.

2. ДБН В.2.5-23:2010 [5] «Проектування електрообладнання об'єктів» визначає:

- параметри електричних мереж на об'єктах;
- вимоги до розміщення щитового обладнання;
- правила вибору кабельних ліній та захисної автоматики.

3. ДБН А.2.2-3:2014 «Склад та зміст проектної документації» [6] регламентує структуру проектної документації для об'єктів будівництва, включно з розділами:

- будівельні рішення,
- електротехнічні рішення,
- охорона довкілля,

- безпека експлуатації.

Для дахових СЕС важливою є класифікація об'єкта за класом наслідків (СС1 або СС2), яка визначає вимоги до розробки документації та аналізу ризиків.

4. Кодекс систем розподілу (КСР) деталізує технічні вимоги до генерації, що приєднується до мереж ОСР:

- показники якості електроенергії;
- вимоги до інверторів (втрати напруги, частотні характеристики, fault-ride-through);
- вимоги до релейного захисту і автоматики.

Для гібридних СЕС, які не приєднуються до мережі ОСР, вимоги КСР застосовуються частково - у частині, що стосується якості електроенергії на шині споживача.

5. ДСТУ EN 50549 [7] (частини 1-2) - вимоги до генераторів, що працюють паралельно з мережею

Хоча в даному проєкті СЕС працює автономно, інвертори для гібридних систем часто сертифікуються саме згідно з цими стандартами.

Для того щоб підприємство могло офіційно набути статус активного споживача, воно повинно відповідати наступним вимогам:

- мати генеруючу установку, встановлену на власній або суміжній ділянці;
- забезпечувати облік електроенергії відповідно до правил ринку;
- мати технічну здатність передати електроенергію іншому суб'єкту (на суміжну ділянку);
- відповідати вимогам щодо якості та безпеки електричних установок.

Передача електроенергії внутрішніми мережами або окремою кабельною лінією між двома ділянками одного власника (або суміжних землекористувачів) регулюється:

- Законом «Про ринок електричної енергії»,
- Правилами роздрібного ринку електричної енергії (ПРРЕЕ),

- технічними умовами оператора системи (якщо потрібні).

Нормативно-правові передумови створення сонячних електростанцій в Україні формують комплексну систему вимог, що охоплюють:

- безпеку електроустановок,
- структурні та будівельні норми,
- якість електроенергії,
- вимоги до інверторного та захисного обладнання,
- процедури проектування та експлуатації,
- правила функціонування активних споживачів.

В таблиці 1.1 наведено сферу застосування нормативних документів.

Таблиця 1.1 - Нормативні документи в улаштуванні сонячних електричних станцій

Нормативний документ	Сфера регулювання
Закон України «Про ринок електричної енергії»	Активний споживач, виробництво та передача енергії
Кодекс систем розподілу (КСР)	Технічні умови приєднання, вимоги до СЕС
ДБН В.2.5-23:2010	Електрообладнання будівель
ДСТУ EN 62446	Вимоги до документації та введення в експлуатацію СЕС
ДСТУ ІЕС 60364 (серія)	Проектування електроустановок, захист, кабелі
ПУЕ	Технічні регламенти та вимоги до проектування та улаштування складових СЕС
ДБН А.2.2-3:2014	Склад та зміст проектної документації
ДСТУ ISO 50001	Енергоменеджмент - актуально для промислових підприємств

Усі ці документи визначають рамки, в яких здійснюється проєктування та впровадження гібридної дахової СЕС у статусі активного споживача.

1.2. Характеристика підприємства та електротехнічної інфраструктури

Підприємство, на якому впроваджується дахова фотоелектрична установка, має сформовану систему електропостачання, що включає внутрішні електричні мережі, розподільчі пристрої, захисне обладнання та комунікації, необхідні для роботи технологічного обладнання. Основним джерелом живлення зазвичай є мережа оператора системи розподілу, до якої підприємство приєднане відповідно до технічних умов.

Електроспоживання підприємства характеризується наявністю базового та змінного навантаження, що визначає необхідність оптимізації енергетичного балансу та можливість підвищення енергоефективності за рахунок використання відновлюваних джерел енергії.

СЕС, встановлена на території підприємства, виконує функції часткового або повного покриття денних електричних навантажень, зменшення обсягів споживання електроенергії з мережі та покращення енергетичної незалежності.

Електротехнічна інфраструктура підприємства включає:

- внутрішні мережі 0,4 кВ або інші відповідні рівні напруги;
- розподільчі щити, комплектні трансформаторні підстанції або інші комутаційні вузли;
- систему захисту та автоматики;
- систему комерційного та/або технічного обліку електричної енергії;
- технологічне обладнання, що забезпечує безпечне та надійне функціонування електроустановок.

Важливим елементом є визначення можливості інтеграції генеруючої установки у внутрішню мережу без порушення режимів роботи обладнання,

рівнів напруги, якості електроенергії та вимог електробезпеки. Також враховується наявність резервних джерел живлення, особливості навантаження критичних споживачів, умови експлуатації та доступ до покрівлі або іншої поверхні для монтажу фотоелектричних модулів.

У характеристиці підприємства зазначаються:

- місце розташування об'єкта;
- загальна характеристика будівель і споруд;
- тип та структура електричних мереж;
- поточні параметри електроспоживання;
- технічний стан електрообладнання;
- вимоги до приєднання генеруючих установок;
- потенційні можливості модернізації інфраструктури.

На основі цих даних формується технічне рішення щодо інтеграції СЕС у роботу підприємства, визначаються можливості встановлення інверторного обладнання, маршрути прокладання кабельних ліній, вибір місця для розміщення систем управління та захисту, а також розраховується енергоефективність проєкту.

У разі впровадження систем накопичення енергії (аккумуляторних батарей) додатково характеризуються умови їх розміщення, схема підключення та роль у покритті пікових навантажень або компенсуванні дисбалансів.

Об'єктом проєктування є дахова сонячна електростанція (СЕС), що розташовується на покрівлі виробничих приміщень. Територіально об'єкт знаходиться в зоні діяльності оператора системи розподілу (ОСР) ПрАТ «ДТЕК Київські електричні мережі». На рис. 1.1 наведений місце розташування об'єкту.

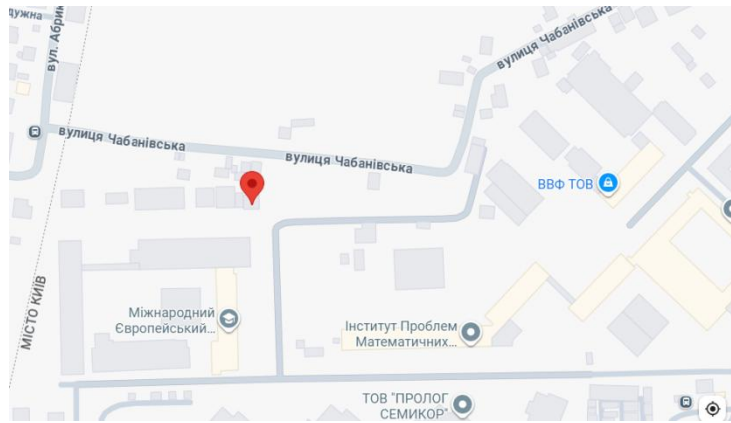


Рисунок 1.1 - План розташування об'єкту

Виробничий майданчик належить до класу споживач. Електропостачання здійснюється від трансформаторної підстанції ТМГ-400 кВА по кабельній лінії напругою 0,4 кВ. Договірна потужність приєднання до електричних мереж становить 350 кВт. Проєктом передбачено встановлення встановлення 3 модульних полів на різних рівнях енергокорпусу підприємства.

Передбачено встановлення СЕС потужністю 412 кВт. Основною метою будівництва СЕС є забезпечення власних потреб в електричній енергії виробничого майданчика, а також реалізація надлишків орендарям, що знаходяться на території промплощадки.

1.3 Обґрунтування доцільності впровадження гібридної СЕС без приєднання до ОСР

Впровадження гібридної сонячної електростанції (СЕС), рис. 1.2, що функціонує без приєднання до оператора системи розподілу (ОСР), є технічно і економічно обґрунтованим рішенням для підприємств, які прагнуть підвищити надійність електропостачання, зменшити залежність від зовнішніх мереж та оптимізувати структуру власного енергоспоживання. Гібридна СЕС поєднує функції генерації електричної енергії та її накопичення, що забезпечує можливість автономної роботи та гнучкого керування енергетичними потоками.

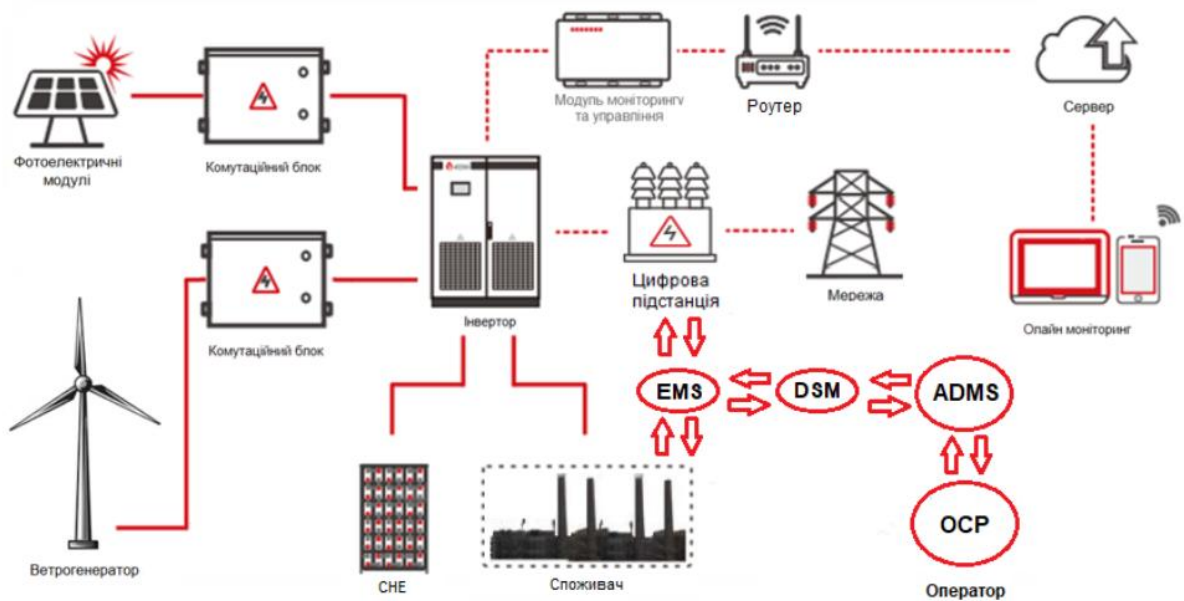


Рисунок 1.2 - Структурна схема гібридної ГЕС

Однією з ключових переваг впровадження автономної гібридної ГЕС є здатність забезпечити стабільне електроживлення внутрішніх мереж підприємства незалежно від стану зовнішньої електричної інфраструктури. У випадках, коли технічні умови приєднання до мереж ОСП є обмеженими, економічно не вигідними або взагалі недоступними, гібридна система дає змогу сформувати локальне джерело електроживлення, що відповідає вимогам підприємства щодо надійності та безперервності електропостачання.

Зменшення витрат на електроенергію. Генерація від фотоелектричних модулів покриває частину або всю потребу підприємства в денний період, що дозволяє суттєво скоротити витрати на закупівлю електроенергії з мережі або повністю відмовитися від таких закупівель у випадку повної автономності. Наявність системи накопичення енергії забезпечує можливість використання надлишкової генерації в періоди пікових навантажень, коли вартість електроенергії або її дефіцит найбільш критичні. Таким чином досягається оптимізація енергетичних витрат та зменшення фінансових ризиків, пов'язаних зі зростанням тарифів.

Гібридна СЕС, оснащена системою накопичення енергії, може працювати в режимі резервного живлення, забезпечуючи критичні технологічні процеси у разі повного або часткового зникнення зовнішньої напруги. Це особливо важливо для підприємств, де навіть короточасні зупинки обладнання можуть спричинити суттєві економічні втрати або порушення безпеки роботи. Накопичувачі енергії дозволяють підтримувати стабільну частоту та напругу у внутрішній мережі, незалежно від режимів роботи фотоелектричної генерації.

Гібридні інвертори забезпечують інтелектуальне керування потоками енергії між джерелами генерації, споживачами та системою накопичення. Це дозволяє:

- пріоритезувати споживання енергії від СЕС;
- контролювати процеси заряджання та розряджання акумуляторних батарей;
- забезпечувати пікове розвантаження внутрішньої мережі;
- мінімізувати втрати енергії та збільшувати загальний ККД енергетичної системи.

За рахунок такої гнучкості підприємство отримує можливість адаптувати енергетичні процеси до власних виробничих циклів та змін графіків навантаження.

Оскільки автономна гібридна СЕС не передбачає видачу електричної енергії в мережу ОСР, відпадає необхідність дотримання вимог Кодексу систем розподілу щодо:

- проходження процедури технічного приєднання;
- узгодження характеристик генерації;
- виконання умов щодо релейного захисту та автоматизації для паралельної роботи з мережею;
- оформлення договірних відносин із ОСР.

Це значно скорочує термін реалізації проєкту, зменшує його вартість та спрощує процедури введення системи в експлуатацію.

Законодавство України дозволяє активному споживачу виробляти електроенергію для власних потреб та передавати її на суміжні ділянки одного власника без приєднання до ОСР. Гібридна СЕС є оптимальним технічним рішенням для реалізації цієї моделі, оскільки забезпечує можливість балансування генерації та споживання за рахунок системи накопичення енергії.

Впровадження гібридної СЕС без приєднання до ОСР є технічно обґрунтованим та економічно доцільним рішенням для підприємств, що прагнуть:

- підвищити рівень енергетичної незалежності;
- забезпечити безперебійне живлення критичних споживачів;
- зменшити витрати на електроенергію;
- отримати гнучкість та контроль над внутрішніми енергетичними процесами;
- мінімізувати регуляторні процедури та скоротити час реалізації проєкту.

Таким чином, гібридна автономна СЕС створює умови для стабільної, економічно ефективної та керованої роботи підприємства в сучасних енергетичних умовах.

1.4 Особливості статусу активного споживача для передачі електроенергії суміжним ділянкам

Статус активного споживача, визначений Законом України «Про ринок електричної енергії», надає юридичним та фізичним особам можливість не лише споживати електричну енергію, але й виробляти її для власних потреб за допомогою генеруючих установок, зокрема сонячних електростанцій. Важливою особливістю цього статусу є право активного споживача передавати електроенергію іншим об'єктам того ж власника, включаючи будівлі або споруди, розташовані на суміжних земельних ділянках. Дана можливість дозволяє оптимізувати структуру енергоспоживання

підприємства, зменшити витрати на електроенергію та забезпечити більш ефективне використання власної генерації.

Правова основа статусу активного споживача передбачає, що передача електричної енергії між суміжними ділянками не вважається її продажем на ринку, а є внутрішнім перерозподілом енергії в межах одного суб'єкта господарювання. Це означає, що така передача не потребує отримання ліцензії на постачання електроенергії та не вимагає оформлення договорів купівлі-продажу. Ключовою умовою є наявність юридичної єдності споживача та відповідність земельних ділянок критерію суміжності.

Суміжність у цьому контексті означає, що земельні ділянки мають спільну межу або об'єднані інженерною інфраструктурою, що належить одному власнику. Передача електроенергії може здійснюватися кабельною лінією напругою 0,4 кВ або іншим технічним способом, що відповідає вимогам електробезпеки та нормативним документам у сфері експлуатації електроустановок. Важливо, що така передача здійснюється без взаємодії з мережею оператора системи розподілу, що зменшує регуляторні та технічні обмеження.

Статус активного споживача також передбачає дотримання вимог щодо комерційного обліку електричної енергії. На об'єктах, між якими здійснюється передача електроенергії, повинен вестися технічний або внутрішньогосподарський облік, який забезпечує можливість контролю та протоколювання обсягів переданої та спожитої енергії. Це необхідно для коректного ведення внутрішніх енергетичних балансів на підприємстві.

Гібридні сонячні електростанції, що працюють без приєднання до мережі ОСР, мають низку додаткових переваг для реалізації механізму активного споживача. Оскільки така СЕС не взаємодіє з мережею розподілу, на підприємство не поширюються вимоги КСР щодо релейного захисту, протиаварійної автоматики та характеристик генерації, що значно спрощує технічні умови реалізації проєкту. Водночас підприємство отримує

можливість передавати вироблену електроенергію між власними будівлями, розміщеними на суміжних ділянках, без обмежень з боку оператора системи.

Особливе значення статусу активного споживача полягає у можливості формування єдиного енергетичного простору підприємства. Це дозволяє оптимізувати графік навантажень, зменшити пікове споживання, підвищити ефективність роботи системи накопичення енергії та мінімізувати надлишкову генерацію. У випадку промислових об'єктів це забезпечує гнучкість енергетичної інфраструктури та підвищення економічної ефективності роботи підприємства.

Отже, використання механізму активного споживача для передачі електричної енергії на суміжні ділянки є важливим інструментом енергетичної автономії. Для підприємств, що впроваджують гібридні автономні СЕС, цей механізм дає змогу повністю використовувати потенціал власної генерації, зменшити залежність від зовнішніх мереж та покращити економічні показники енергоспоживання. Статус активного споживача стає ключовим регуляторним елементом, який дозволяє інтегрувати відновлювану енергетику у господарську діяльність підприємства на законодавчо визначених умовах.

1.5. Вибір концепції технічного рішення

Проектування гібридної сонячної електростанції потребує застосування спеціалізованих програмних комплексів, які дозволяють оцінити енергетичну ефективність, перевірити відповідність технічних рішень вимогам безпеки, а також здійснити оптимізацію конфігурації системи. У цьому підрозділі наведено обґрунтування вибору програмного забезпечення та концепції технічного рішення для моделювання сонячної електростанції та системи накопичення енергії.

1.5.1 Програмні комплекси для моделювання

Для моделювання СЕС у світовій інженерній практиці застосовуються програмні комплекси, наведені в табл. 1.2

Таблиця 1.2 - Порівняльні характеристики програмних комплексів моделювання СЕС

Програмний комплекс	Основне призначення	Сильні сторони	Обмеження
PVsyst	Детальне моделювання СЕС, аналіз втрат, 3D-затінення	Визнаний світовий стандарт; точні моделі модулів та інверторів; повний енергетичний баланс	Потребує якісних вхідних даних; складніший інтерфейс
SketchUp + плагіни (Skelion / PVsyst export)	3D-моделювання, визначення затінення	Просте 3D-середовище; інтеграція з PVsyst	Без енергетичного моделювання
SAM (NREL)	Енергетичне й фінансове моделювання PV+BESS	Безкоштовний; потужні моделі BESS	Складність налаштування; слабше опрацьоване затінення
Helioscope	Хмарне моделювання СЕС з 3D-аналізом	Зручність, швидкість	Менша точність порівняно з PVsyst
HOMER Grid	Оптимізація мікромереж, PV+BESS+генерація	Оптимізація за критеріями LCOE, NPV	Не дає детального PV-моделювання

Для даного дипломного проєкту були обрані PVsyst як базовий інструмент енергетичного моделювання та SketchUp для побудови 3D-геометрії даху, аналізу затінення й підготовки імпортованої сцени до розрахунків у PVsyst.

1.5.2 Моделювання СЕС в PVsyst

PVsyst є професійною інженерною системою для моделювання фотоелектричних станцій та їх аналізу. Згідно з керівництвом користувача [17], програма дозволяє реалізувати повний цикл моделювання СЕС: визначення місцевості, підбір обладнання, вибір орієнтації, аналіз втрат, моделювання енергетичної виробітки та підготовку фінального технічного звіту.

Основні етапи моделювання в PVsyst:

1. Визначення місця розташування та кліматичних даних

- вибір географічних координат;
- імпорт кліматичних даних (NASA-SSE, Meteonorm або інші джерела);
- встановлення параметрів альbedo та температурних умов проєкту.

2. Вибір структури системи:

- визначення кількості модулів у стрінгу та кількості стрінгів на інвертор;
- підбір типу інвертора із внутрішньої бази компонентів PVsyst;
- визначення гібридного режиму, у разі застосування.

3. Геометричне моделювання та затінення

PVsyst дозволяє створювати 3D-сцену або імпортувати її зі SketchUp у форматі .dae, після чого реалізується детальний аналіз затінення на основі сонячної геометрії.

4. Розрахунок енергетичних втрат. Система враховує:

- втрати на температурі модулів;
- втрати на затіненні;

- втрати на невідповідність модулів (mismatch);
- втрати DC/AC;
- втрати через обмеження інвертора (clipping);
- деградацію модулів.

5. Формування звітів. PVsyst автоматично генерує технічні звіти, що містять:

- діаграму відтоків та втрат;
- характеристики виробітку за рік/місяцями;
- таблицю енергетичних показників;
- графічні схеми складу системи;
- рекомендації щодо оптимізації проєкту.

1.5.3 Моделювання СЕС у SketchUp та інтеграція моделі в PVsyst

SketchUp використовується як інструмент для точного тривимірного моделювання дахової частини будівлі, розміщення конструкцій кріплення та перевірки затінення від елементів архітектури. Цей етап є критичним для дахових СЕС, оскільки реальні затінення суттєво впливають на генерацію.

Етапи моделювання в SketchUp:

1. Створення 3D-геометрії об'єкта

- імпорт креслень даху (DWG/DXF) або створення геометрії вручну;
- побудова площин скатів із відповідними кутами нахилу;
- додавання виступаючих елементів: парапет, вентиляційні блоки, ліхтарі, огороження.

2. Розміщення фотоелектричних модулів

- вибір масштабу модулів;
- формування масиву модулів в оптимальній орієнтації;
- перевірка можливості проходів для обслуговування.

3. Аналіз затінення. SketchUp дозволяє:

- моделювати положення сонця протягом року;
- визначити критичні зони затінення;

- оптимізувати розташування масивів модулів.

PVsyst підтримує імпорт моделей зі SketchUp у форматі *.dae (Collada)*. Цей механізм дозволяє поєднати точну геометрію зі SketchUp із можливостями енергетичного моделювання PVsyst. Алгоритм механізму імпорту:

1. Експорт 3D-сцени з SketchUp: Файл → Експорт → 3D Model → *.dae*

2. Імпорт у PVsyst:
 - меню Shading Scene → Import 3D;
 - вибір файлу *.dae*;
 - масштабування моделі та прив'язка до координатної сітки PVsyst.

3. Налаштування активних елементів:
 - позначення площин, на яких розміщені модулі;
 - визначення затінюючих об'єктів;
 - прив'язка орієнтацій (azimuth, tilt).

4. Генерація матриці затінення. PVsyst виконує глибокий аналіз:
 - затінення прямого сонця;
 - дифузного затінення;
 - відображеного випромінювання.

5. Перевірка коректності моделі:
 - візуальна валідація;
 - аналіз графіків проходження сонця;
 - визначення оптимального розташування стрінгів.

Комбінація інструментів SketchUp та PVsyst забезпечує комплексний і високоточний підхід до моделювання сонячних електростанцій. Використання SketchUp дозволяє створити детальну тривимірну геометричну модель об'єкта, точно відтворити параметри покрівлі, орієнтацію площин, висотні відмітки та можливі джерела затінення. Такий рівень деталізації є критично важливим для інженерного проектування, оскільки реалістично

враховує вплив навколишньої забудови, обладнання на даху та конструктивних елементів будівлі на доступність сонячної радіації.

Імпорт 3D-моделі зі SketchUp до PVsyst дозволяє виконувати професійний аналіз затінення з урахуванням щохвилинної траєкторії сонця та сезонних змін, що значно підвищує точність розрахунків генерації. Завдяки цьому інженер отримує можливість оптимально розмістити фотоелектричні модулі, уникнути часткового затінення стрінгів та мінімізувати втрати енергії. У PVsyst модель використовується не лише для розрахунку затінення, але й для формування енергетичного балансу, визначення річної генерації, оцінки втрат на невідповідність, термічних втрат, впливу інверторів та DC/AC електричних параметрів.

Таким чином, поєднання SketchUp та PVsyst створює потужний інженерний інструментарій, що забезпечує високу точність моделювання, можливість оцінювати різні сценарії розташування модулів та впевнено обирати оптимальне технічне рішення. Комплексний підхід дає змогу отримати достовірні результати щодо річної генерації, затінення та очікуваних втрат, що є важливою умовою для якісного проєктування та подальшої експлуатації сонячної електростанції протягом усього життєвого циклу.

1.5.4 Моделювання СЕС промислової площадки

Для оцінювання технічної ефективності проєктованої гібридної сонячної електростанції, розташованої на покрівлях будівель підприємства, було виконано детальне комп'ютерне моделювання в програмних середовищах SketchUp та PVsyst, рис. 1.3.



Variant: New simulation variant

PVsyst V7.4.7VCB, Simulation date:
19/05/25 11:21
with V7.4.7

Project summary					
Geographical Site		Situation		Project settings	
пр. Академіка Глушкова, 42, м. Київ Ukraine		Latitude	50.36 °N	Albedo	0.20
		Longitude	30.44 °E		
		Altitude	214 m		
		Time zone	UTC+2		
Weather data					
пр. Академіка Глушкова, 42, м. Київ Meteonorm 8.0 (1999-2017), Sat=25% - Synthetic					
System summary					
Grid-Connected System			No 3D scene defined, no shadings		
PV Field Orientation			Near Shadings		User's needs
Fixed planes	5 orientations		Linear shadings : Fast (table)		Fixed constant load
Tilts/azimuths	20 / -90 °				640 W
	20 / 90 °				Global
	12 / -90 °				5606 kWh/Year
	12 / 90 °				
	35 / 0 °				
System information			Inverters		Battery pack
PV Array			Nb. of units		Storage strategy: Self-consumption
Nb. of modules	952 units		9 units		Nb. of units
Pnom total	438 kWp		Pnom total		8 units
			412 kWac		Voltage
			Pnom ratio		512 V
			1.063		Capacity
					800 Ah
Results summary					
Produced Energy	398.93 MWh/year	Specific production	911 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	83.74 %
Used Energy	5.61 MWh/year			Solar Fraction SF	49.12 %
Table of contents					
Project and results summary					2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses					3
Near shading definition - Iso-shadings diagram					8
Main results					10
Loss diagram					11
Prefef. graphs					12
Module layout					13

Рисунок 1.3 – Вихідні дані моделювання

Метою моделювання є визначення оптимальної конфігурації розміщення фотоелектричних модулів, оцінювання впливу затінення, аналіз енергетичних втрат та прогнозування річної генерації електроенергії, рис. 1.4

Variant: New simulation variant

PV syst V7.4.7
VCB, Simulation date:
19/05/25 11:21
with V7.4.7

PV Array Characteristics			
PV module		Inverter	
Manufacturer	Leapton Energy	Manufacturer	Deye
Model	LP162_182-1M-60-MH-460W	Model	SUN 12K-SG04LP3
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	460 Wp	Unit Nom. Power	12.0 kWac
Number of PV modules	32 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	14.72 kWp	Total power	12.0 kWac
Modules	2 string x 16 In series	Operating voltage	200-650 V
At operating cond. (50° C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.23
Pmpp	13.49 kWp	Power sharing within this inverter	
U mpp	519 V		
I mpp	26 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	438 kWp	Total power	412 kWac
Total	952 modules	Number of inverters	9 units
Module area	2061 m ²	Pnom ratio	1.06
Cell area	1892 m ²	No power sharing	
Battery Storage			
Battery			
Manufacturer	Deye		
Model	BOS-G 10 - 51.2 kWh		
Battery pack			
Nb. of units	8 in parallel		
Discharging min. SOC	20.0 %		
Stored energy	327.7 kWh		
Battery input charger			
Model	Generic		
Max. charg. power	39.0 kWdc		
Max./Euro effic.	97.0/95.0 %		
		Battery Pack Characteristics	
		Voltage	512 V
		Nominal Capacity	800 Ah (C10)
		Temperature	Fixed 20 °C

Рисунок 1.4 – Конфігурація СЕС

Першим етапом стало створення трьохвимірної геометричної моделі об'єкта у SketchUp, яка відтворює реальні параметри будівель, ухили та орієнтацію скатів покрівлі, а також просторові співвідношення між елементами конструкцій. На основі геоданих та креслень було побудовано точну 3D-модель Енергокорпусу та корпусу Б, включно з естакадою, що з'єднує будівлі. У модель інтегровано всі запроєктовані масиви фотоелектричних модулів із дотриманням реальних відстаней між рядами та конструктивних особливостей покрівлі.

Наступним етапом стало виконання аналізу затінення. SketchUp дозволив візуалізувати вплив тіней від надбудов, парапетів та інших елементів будівель у різні пори року. Отримані дані було експортовано через формат DAE / 3DS та імпортовано до PVsyst для подальшої аналітичної обробки. Такий підхід забезпечує високу точність визначення сезонних втрат від затінення та дозволяє оптимізувати розміщення масивів модулів з урахуванням реальних експлуатаційних умов.

В програмному комплексі PVsyst виконано повне енергетичне моделювання системи, рис. 1.5.

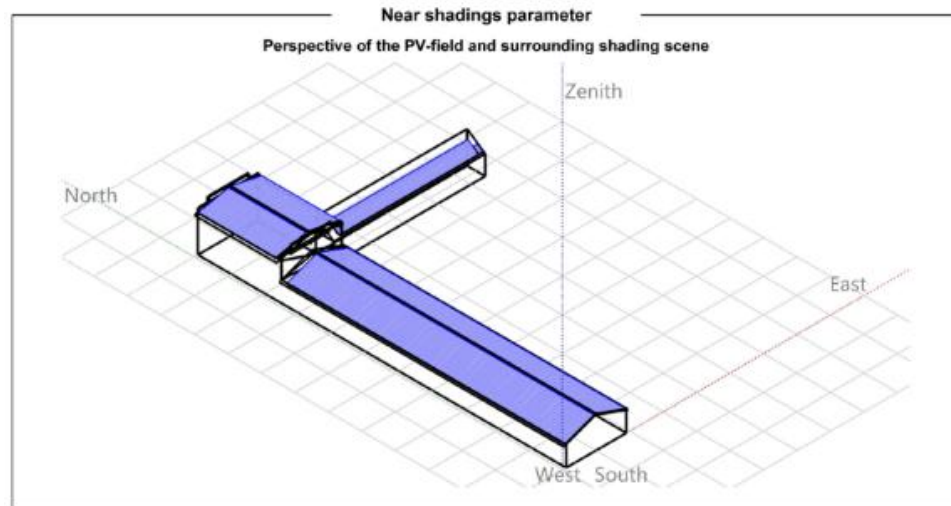


Рисунок 1.5 – Інтеграція моделі SketchUp

Сформована 3D-сцена була використана для коректного розрахунку щомісячної та річної генерації, рис. 1.6, втрат від затінення, втрат на інверторах, втрат у кабельних мережах та впливу температурного режиму, рис. 1.7.

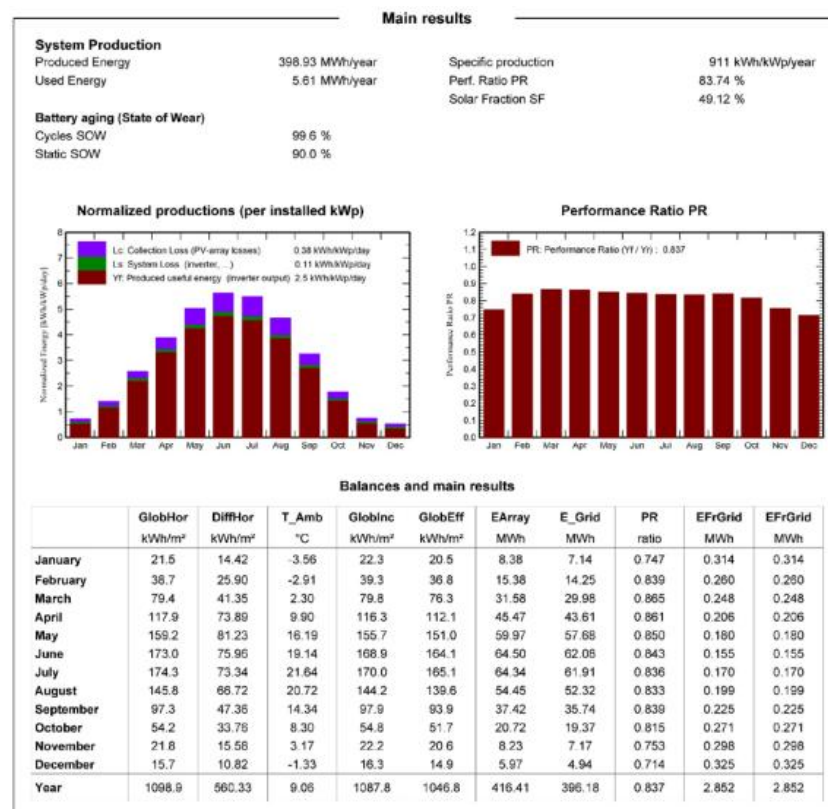


Рисунок 1.6 – Генерація електричної енергії СЕС

PVsyst V7.4.7
VCB, Simulation date:
19/05/25 11:21
with V7.4.7

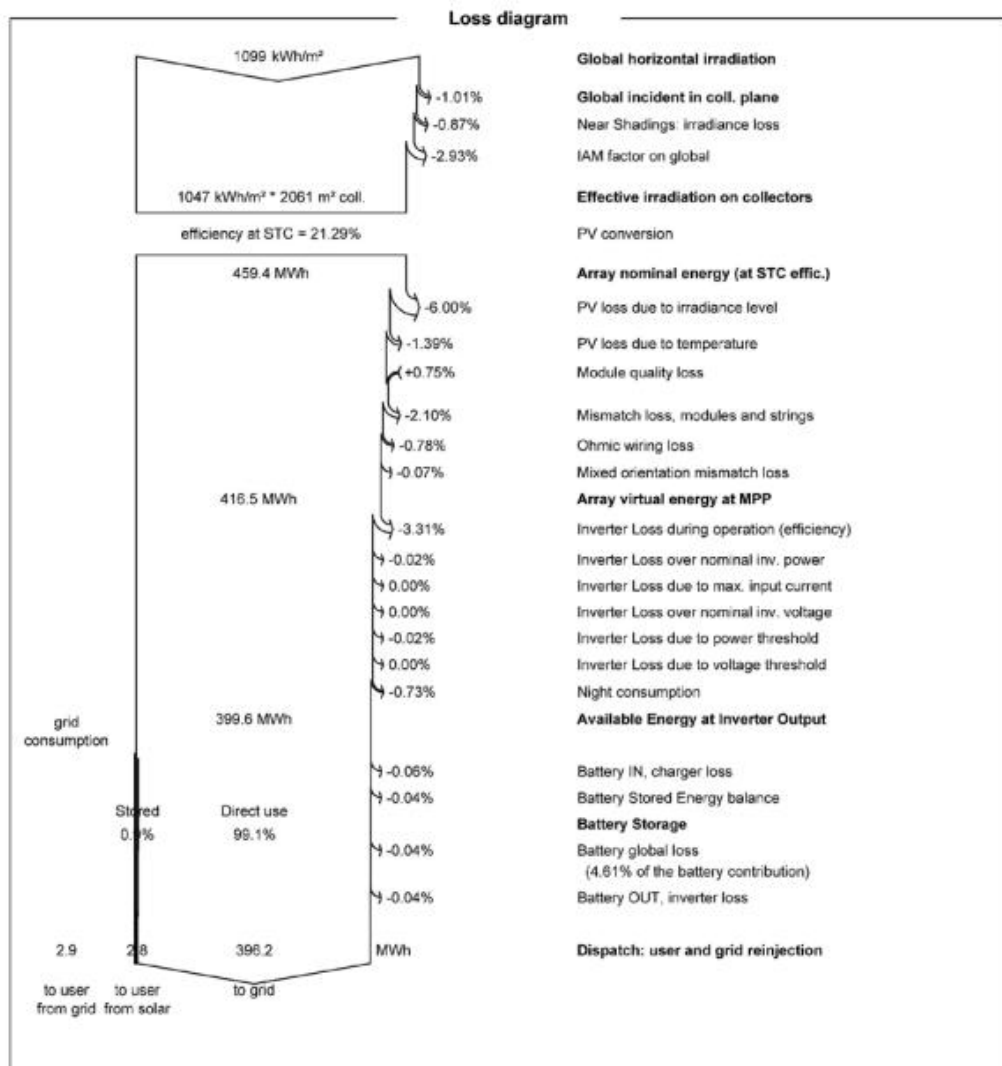


Рисунок 1.7 – Баланс витрат енергії СЕС

Для модулів типу LP182x182-M-60-MH-460W та інверторів Deye було застосовано відповідні електротехнічні моделі з бази даних PVsyst.

Додатково було виконано моделювання різних конфігурацій електричного підключення, включно з варіантами роботи в автономному режимі та режимі активного споживача. Для гібридної СЕС досліджено вплив системи накопичення енергії (СНЕ) на добові та сезонні профілі генерації й споживання, а також визначено очікувану частку покриття власного навантаження підприємства.

В процесі моделювання було отримано такі основні результати:

- річне виробництво електроенергії для всіх масивів модулів;
- розподіл генерації за місяцями та сезонами;
- карти затінення з оцінкою втрат у різні періоди дня;
- аналіз взаємодії інверторів та системи накопичення;
- енергетичний баланс підприємства з урахуванням режиму автономної роботи.

Отримані результати моделювання підтверджують доцільність обраної конфігурації гібридної СЕС, дозволяють оптимізувати технічне рішення та забезпечують необхідний рівень обґрунтованості подальших інженерних розрахунків. Використання поєднання SketchUp та PVSyst забезпечує високий рівень точності при оцінюванні енергетичних характеристик системи та є сучасним стандартом у практиці проектування сонячних електростанцій.

2. МЕТОДИКА РОЗРОБЛЕННЯ ТЕХНІЧНОГО РІШЕННЯ ГІБРИДНОЇ СЕС

2.1. Загальна послідовність проєктування гібридних СЕС

Проектування гібридних сонячних електростанцій є комплексним інженерним процесом, який поєднує технічні, економічні, експлуатаційні та нормативні аспекти. Відповідно до сучасних підходів, викладених у [18], формування технічного рішення для гібридної СЕС повинно базуватися на системному аналізі умов майданчика, характеристик електричної інфраструктури та прогнозованих режимів роботи енергетичної системи підприємства. Саме послідовність кроків проєктування визначає якість технічного рішення, точність моделювання, а також подальшу ефективність роботи електростанції.

Першим кроком є оцінка потенціалу встановлення СЕС на конкретній території. На цьому етапі здійснюється вибір земельної ділянки або покрівлі, аналізується доступність площі, орієнтація та ухили поверхні, а також визначаються кліматичні параметри місцевості. Зокрема, оцінюється річна та добова інсоляція, а також температурні характеристики - максимальна та мінімальна температура повітря (T_{max} , T_{min}), що впливають на роботу фотоелектричних модулів.

Далі формується конфігурація СЕС на стороні постійного струму (DC). Визначається топологія генерації $P_{DC\ PV\ GEN}$, здійснюється вибір фотоелектричних модулів та аналіз їх параметрів: номінальної потужності P_{module} , робочого струму та напруги у точці максимальної потужності ($I_{MPPT\ STC}$, $U_{MPPT\ STC}$), струму та напруги холостого ходу ($I_{SC\ STC}$, $U_{OC\ STC}$), температурних коефіцієнтів α та β . Наступним кроком є розрахунок і вибір інверторів, що включає визначення максимально допустимої потужності DC для інвертора $P_{DC\ max\ Inv}$, діапазону MPPT ($V_{min_MPPT_Inv}$, $V_{max_MPPT_Inv}$), максимального струму інвертора (I_{max_Inv} ,

$I_{max_MPPT_Inv}$), кількості вхідних стрінгів N_{input_Inv} та номінальної потужності інвертора S_{Inv} .

Враховуючи температурні впливи, розраховується напруга модуля за мінімальних температур, що дозволяє визначити максимальну напругу V_{oc_MAX} , а також мінімальну робочу напругу масиву V_{MPP_min} . На основі цих параметрів встановлюється максимальна кількість модулів у стрінгу $N_{max\ module}$ та мінімальна кількість модулів у стрінгу $N_{min\ module}$. Окремо визначається максимальний струм модуля з урахуванням температурних коефіцієнтів I_{SC_MAX} та максимальний струм стрінгу $I_{SC_MAX\ string}$. Це дає можливість визначити максимально допустиму кількість стрінгів, які можуть бути під'єднані до інвертора $N_{max\ string}$. Після цього формуються фізичні параметри масиву фотоелектричних модулів (h, d, g) та відповідна структурна схема масиву (N_string , N_module).

Наступним етапом є вибір обладнання на стороні постійного струму. Розраховується допустима втрата напруги ΔV , мінімальний переріз кабельних ліній S_{min} , довготривало допустимий струм I_z . Виконується підбір апаратів захисту - запобіжників та автоматичних вимикачів, що повинні відповідати струмовим навантаженням стрінгів та масиву в цілому.

На стороні змінного струму (АС) визначається тип трансформаторної підстанції, її кількість та номінальна потужність (N_tr , S_tr), параметри напруги низького та середнього рівня (U_LV , U_MV), а також відсоток короткозамкненого струму $u_{SC}\%$. Вибирається обладнання для видачі потужності в мережу або у внутрішню систему підприємства (NTL). За потреби виконується розрахунок короткозамкнених струмів, що включає побудову еквівалентної схеми та визначення таких компонентів, як симетричний ударний струм I_k'' , аперіодична складова i_A , імпульсний струм i_p , тощо.

Також виконується вибір обладнання на стороні змінного струму, зокрема: вимикачів, роз'єднувачів, вимірювальних трансформаторів струму й напруги, силових кабелів та гнучких шин.

Завершальним етапом є розроблення комплексу креслень, включно з головною електричною схемою, що відображає взаємозв'язок елементів на стороні DC і AC, побудову структурних схем, планів розміщення обладнання та трас прокладання кабельних ліній.

2.2 Методика збору вихідних даних та аналізу інсоляції

Розроблення технічного рішення для гібридної сонячної електростанції неможливе без попереднього збору вихідних даних та коректної оцінки потенціалу сонячної радіації на майданчику встановлення. Якість вихідної інформації безпосередньо визначає точність розрахунків річної генерації, вибір обладнання та прогноз ефективності роботи СЕС протягом усього життєвого циклу.

Методика збору вихідних даних передбачає комплексний підхід, що включає аналіз географічного розташування, кліматичних характеристик, архітектурних параметрів будівельного майданчика, електротехнічних умов та технічних обмежень інфраструктури. Одним із ключових етапів цього процесу є оцінка сонячної інсоляції – кількості сонячної енергії, що надходить на горизонтальну або нахилену поверхню протягом року. Для території України характерна значна регіональна варіативність інсоляції, тому застосування стандартизованої методики дозволяє забезпечити високу точність прогнозу.

Для збирання даних про інсоляцію використовуються авторитетні кліматичні та метеорологічні бази, зокрема NASA POWER, Meteorm, PVGIS або TMY-файли. Дані цих джерел містять річні ряди глобальної горизонтальної інсоляції (GHI), прямої нормальної інсоляції (DNI), розсіяної радіації (DHI), а також температурні показники, середні та екстремальні значення температури повітря, що застосовуються при моделюванні роботи фотоелектричних модулів. Для оцінки умов на конкретному об'єкті використовуються значення сонячної радіації на похилій площині, орієнтованій у напрямку фактичного розташування модулів.

Процедура аналізу інсоляції включає визначення кутів орієнтації, оптимального нахилу поверхні, аналізу затінення та геометричного фактора, що впливає на ефективну площу генерації. На дахових СЕС особливо важливим є оцінювання потенційного затінення від елементів будівлі: парапетів, вентиляційних шахт, інженерних комунікацій, труб, а також від сусідніх будівель. Для цього застосовуються програмні комплекси, такі як SketchUp або аналогічні 3D-платформи, що дозволяють створити тривимірну модель об'єкта та коректно відтворити тіньові ефекти у різні пори року.

Аналіз інсоляції завершується формуванням вихідних даних для подальшого моделювання в PVsyst, де на основі кліматичних показників, орієнтації модулів та інформації про затінення формується точна математична модель станції. PVsyst забезпечує визначення річної інсоляції на площині модулів, коригування значень з урахуванням втрат унаслідок забруднення, розсіювання, оптичних та термічних ефектів. Результатом є річний профіль сонячного випромінювання, який слугує основою для розрахунку енергетичної продуктивності СЕС.

За результати дослідження вихідних даних та наявної інсоляції в місці встановлення СЕС обрано: кут нахилу панелей – 1 зборка - 20° , 2 зборка - 12° , 3 зборка - 35° . Азімут – 1 зборка – $(-90^\circ/90^\circ)$, 2 зборка - $(-90^\circ/90^\circ)$, 3 зборка - 0° .

2.3. Методика вибору обладнання

Методика вибору обладнання для гібридної сонячної електростанції базується на комплексному технічному аналізі, що враховує інсоляційні умови майданчика, характеристики електричних мереж підприємства, вимоги до надійності та безперебійності живлення, а також умови експлуатації та цільові режими роботи системи. Процес вибору обладнання передбачає погоджені рішення на рівні фотоелектричних модулів, інверторного обладнання, системи накопичення енергії та допоміжних елементів електротехнічної інфраструктури.

Першим етапом є визначення типу та параметрів фотоелектричних модулів. Вибір здійснюється на основі їх номінальної потужності, температурних коефіцієнтів, характеристик струму та напруги в точці максимальної потужності, а також величини напруги холостого ходу за мінімальної температури. Важливим критерієм є співвідношення між ефективністю модуля та доступною площею для монтажу. Додатково враховується сертифікація відповідно до міжнародних стандартів (IEC 61215, IEC 61730), стійкість до механічних навантажень і деградаційні характеристики (LID, PID).

Наступним елементом є інверторне обладнання. Вибір інвертора ґрунтується на відповідності його вхідних електричних характеристик параметрам фотомодульних стрінгів. Важливими є діапазон МРРТ-напруги, максимальна напруга холостого ходу, допустимий струм на вхід, кількість незалежних МРР-трекерів, можливість паралельної роботи та алгоритми управління генерацією. Для гібридних систем інвертор повинен підтримувати роботу з акумуляторними батареями, забезпечувати перемикання між режимами мережевого, автономного та змішаного живлення, підтримувати функції обмеження генерації та оптимізованого керування енергопотоками. Вибір інвертора також враховує вимоги щодо електромагнітної сумісності, енергоефективності та стабільності роботи при нерівномірному освітленні.

Окремим етапом є вибір системи накопичення енергії. Її параметри визначаються на основі бажаного рівня автономності, характеру навантажень підприємства, добового профілю споживання, а також режимів заряду-розряду. Основними критеріями є тип акумуляторної технології (LiFePO_4 або інші літій-іонні системи), номінальна та корисна ємність, допустимі струми заряду та розряду, циклічна довговічність, температура експлуатації та необхідність балансування. Важливим є узгодження напруги та ємності акумуляторних батарей з вимогами гібридного інвертора.

Далі визначаються параметри кабельних ліній постійного та змінного струму, які повинні забезпечувати мінімальні втрати напруги, відповідність допустимим струмам та механічну стійкість у реальних умовах експлуатації. Переріз проводів обирається за критеріями довготривало допустимих струмів, температурної стійкості, умов прокладання та вимог ПУЕ. Для захисту ланцюгів DC-сторони використовуються запобіжники або автоматичні вимикачі, які мають відповідати параметрам струму короткого замикання та особливостям фотомодульних стрінгів. Усі комутаційні та захисні пристрої повинні мати сертифікацію згідно з міжнародними стандартами (IEC 60269, IEC 60947).

На стороні змінного струму вибір обладнання здійснюється з урахуванням потужності інверторів, рівнів напруги, вимог до взаємодії з внутрішніми електромережами підприємства та характеру навантаження. Вибираються автоматичні вимикачі, релейний захист, вимірювальні трансформатори, шинні з'єднання та кабельні лінії. Особливу увагу приділяють селективності захистів, термічній та динамічній стійкості, а також забезпеченню безпечної експлуатації за будь-яких режимів роботи СЕС.

Завершальним етапом є узгодження всіх обраних елементів між собою в єдиній технічній концепції. Перевіряється відповідність обладнання умовам експлуатації, сумісність компонентів, а також відповідність вимогам нормативних документів. Лише після комплексного аналізу та техніко-економічного обґрунтування здійснюється остаточне затвердження вибору обладнання.

Даним проектом передбачена розробка рішень щодо створення об'єкту будівництва комплексу будівель та споруд – дахової фотоелектричної сонячної електростанції (СЕС) з встановленою сумарною потужністю інверторів 412 кВт.

Встановлення модулів передбачається виконувати на скатному даху існуючої будівлі з встановленням підтримуючих конструкцій, що

забезпечують ухил на схід та захід. Видача потужності у внутрішню мережу об'єкту здійснюється по КЛ 0,4 кВ, яка прокладається від щита захисту до споживачів замовника. Загальна кількість фотоелектричних модулів проєктованої СЕС складає 952 шт. Фотоелектричних модулі типу LP182_182-M-60-MH-460W (рис. 1.8) одиначною потужністю 460 Вт виробництва компанії LEAPTON Solar.

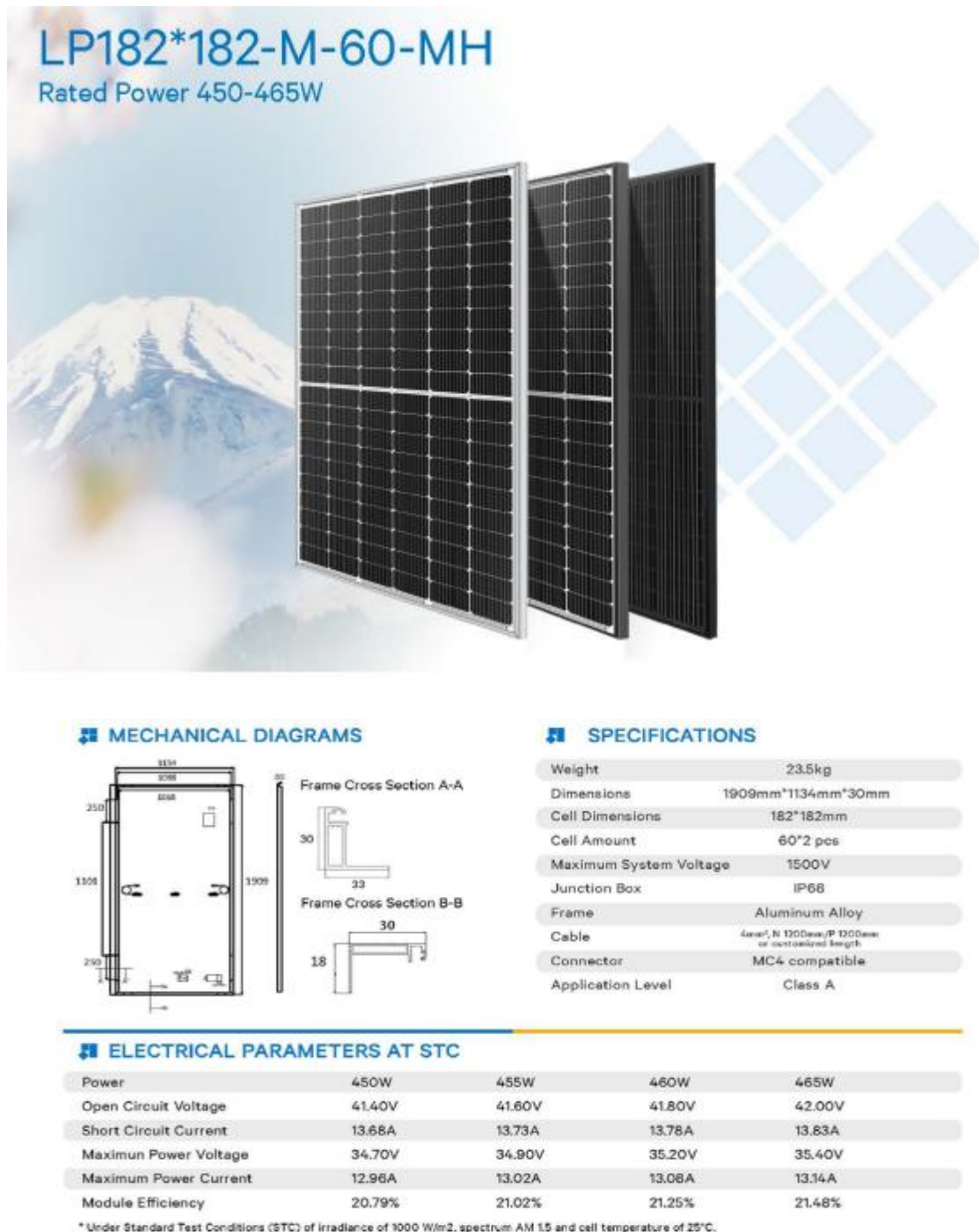


Рисунок 1.8 – Зовнішній вигляд та технічні характеристики LP182_182-M-60-MH-460W

Електрична потужність постійної напруги отримана з фотоелектричних модулів збирається по радіальній мережі в інверторах виробництва компанії Ningbo Deye Inverter Technology Co., Ltd типу SUN-50K-SG01HP3-EU-BM4 50KW номінальною потужністю 50 кВт та типу SUN 12K-SG04LP3-EU номінальною потужністю 12 кВт. Кількість інверторів складає 9 шт (8 по 50 кВт та 1 на 12 кВт). Інвертор Deye SUN-50K-SG01HP3-EU-BM4 50KW та SUN 12K-SG04LP3-EU (рис. 1.9, 1.10) є трифазними високовольтними гібридними інверторами для сонячних електростанцій.



Deye
Код на склад: 605117.5H

- 100** 100% несиметричний вихід на кожній фазі
- 10** Пара змінного струму для модернізації наявної сонячної системи
- 10** *Макс. 10 шт. паралельно для роботи від мережі та поза мережею. Підтримує дві пакети батарей паралельно
- 100** Максимальний струм зарядки/розрядки 100A
- H** Високоефективна батарея, вища ефективність
- 6** 6 часових періодів для зарядки/розрядки акумулятора
- 100** Підтримка зберігання енергії від дизельного генератора

Модель	SUN-29.9K-SG01HP3-EU-BM3	SUN-30K-SG01HP3-EU-BM3	SUN-39K-SG01HP3-EU-BM3	SUN-40K-SG01HP3-EU-BM4	SUN-50K-SG01HP3-EU-BM4
Вхідні дані акумулятора					
Тип акумулятора	Літій-іонний				
Діапазон напруги акумулятора (В)	160-800				
Макс. Зарядний струм (А)	50/50				
Макс. Розрядний струм (А)	50/50				
Кількість виходів для акумуляторів	2				
Стратегія зарядження літій-іонного акумулятора	Самоадаптація до BMS				
Вхідні дані PV-рядка					
Макс. Вхідна потужність постійного струму (Вт)	38870	39000	45500	52000	65000
Макс. вхідна напруга постійного струму (В)	1000				
Пускова напруга (В)	180				
Діапазон MPPT (В)	150-850				
Діапазон постійної напруги при повному навантаженні (В)	360-850	360-850	360-850	360-850	450-850
Номінальна вхідна напруга постійного струму (В)	600				
Вхідний струм фотоелектричної системи (А)	36+36+36	36+36+36	36+36+36	36+36+36+36	
Макс. PV Ісc (А)	55+55+55	55+55+55	55+55+55	55+55+55+55	
Кількість трекерів МРР	3			4	
Кількість рядків на трекер МРР	2+2			2+2+2	
Вхідні дані змінного струму					
Номінальна вхідна лінійна потужність змінного струму (Вт)	29900	30000	35000	40000	50000
Макс. Вхідна лінійна потужність змінного струму (Вт)	29900	33000	38500	44000	55000
Номінальний вихідний струм змінного струму (А)	45.4/43.4	45.5/43.5	53.1/50.8	60.7/58	75.8/72.5
Макс. Номінальний вихідний струм змінного струму (А)	45.4/43.4	50/47.8	58.4/55.8	66.7/63.8	83.4/79.7
Макс. трифазний несиметричний вихідний струм (А)	60	60	60	70	83.3
Макс. Батерейний провідний вихідний струм (А)	200				
Пінова потужність (без мережею)	1,5 разів номінальної потужності, 10С				
Від генератора / Розумне навантаження / Струм пари змінного струму (А)	45.4 / 200 / 45.4	45.5 / 200 / 45.5	53.1 / 200 / 53.1	60.7 / 200 / 60.7	75.8 / 200 / 75.8
Діапазон регулювання коефіцієнта потужності	від 0,8 випередження до 0,8 відставання				
Вихідна частота та напруга	50/60 Гц; 3L/N/PE 220/380, 230/400Vac				
Тип мережі	Трифазна				
Загальний коефіцієнт гармонік (THD)	<3% (від номінальної потужності)				
Інєція постійного струму	<0.5% У				

Рисунок 1.9 - Зовнішній вигляд та технічні характеристики Deye SUN-50K-SG01HP3-EU-BM4 50KW



Deye

Код моделі: 605 117.4H

- 100** 100% незбалансований вихід для кожної фази; макс. вихід до 50% номінальної потужності
- 10** Пара постійного струму та пара змінного струму для модернізації наявної сонячної системи
- 10** Макс. 10 шт. паралельно для роботи від мережі та автономно; Підтримка декількох батарей паралельно
- 240** Макс. струм зарядження/розрядження 240А
- 48** Низьковольтна батарея 48В, трансформаторна ізоляція
- 6** 6 часових періодів для зарядження/розрядження акумулятора
- 100** Підтримка зберігання енергії від дизельного генератора

Технічні дані

www.deyeinverter.com

Модель	SUN-5K -SG04LP3-EU	SUN-6K -SG04LP3-EU	SUN-8K -SG04LP3-EU	SUN-10K -SG04LP3-EU	SUN-12K -SG04LP3-EU
Вхідні дані акумулятора					
Тип акумулятора	Свинцево-кислотні або літій-іонні				
Діапазон напруги акумулятора (В)	40-60				
Макс. Зарядний струм (А)	120	150	190	210	240
Макс. Розрядний струм (А)	120	150	190	210	240
Зовнішній датчик температури	Наявний				
Крива зарядки	3 етапи / Вирівнювання				
Спосіб зарядження літій-іонного акумулятора	Самоадаптація до BMS				
Вхідні дані PV-рядка					
Макс. Відбува потужність постійного струму (Вт)	6500	7800	10400	13000	15600
Номінальна вхідна напруга ФЕМ (В)	550 (160-800)				
Пускова напруга (В)	160				
Діапазон напруги MPPT (В)	200-650				
Діапазон постійної напруги при повному навантаженні (В)	350-650				
Вхідний струм ФЕМ (А)	13+13		26+13		
Макс. PV I _{sc} (А)	17+17		34+17		
Кількість МРР-трекерів	2				
Кількість рядків на трекер МРР	1+1		2+1		
Вихідні дані змінного струму					
Номінальна вихідна активна потужність змінного струму (Вт)	5000	6000	8000	10000	12000
Макс. Вихідна активна потужність змінного струму (Вт)	5500	6600	8800	11000	13200
Номінальний вихідний струм змінного струму (А)	7.6/7.2	9.1/8.7	12.1/11.6	15.2/14.5	18.2/17.4
Макс. вихідний струм змінного струму (А)	8.4/8	10/9.6	13.4/12.8	16.7/15.9	20/19.1
Макс. Трифазний несиметричний вихідний струм (А)	11.4/10.9	13.6/13	18.2/17.4	22.7/21.7	27.3/26.1
Макс. Вихідний струм короткого замикання (А)	75				
Макс. Безперервний вихідний змінний струм (А)	45				
Пікова потужність (без мережі)	2 час номінальної потужності, 10с				
Коефіцієнт потужності	від 0,8 випередження до 0,8 відставання				
Вихідна частота та напруга	50/60 Гц; 3L/N/PE 220/380, 230/400Vac				
Тип мережі	Трифазна				

Рисунок 1.10 - Зовнішній вигляд та технічні характеристики SUN 12K-SG04LP3- EU

Особливості інвертору Deye SUN-50K-SG01HP3-EU-BM4 50KW та SUN 12K-SG04LP3- EU:

1. Трифазний інвертор 380-400В з чистою синусоїдою. Ця функція забезпечує стабільне та якісне живлення для електроніки та електричних пристроїв.

2. Самозаряджання та подача в мережу. Інвертор може автоматично заряджати свою батарею, коли він підключений до електромережі. Це дозволяє забезпечити постійне живлення, навіть якщо електромережа не працює.

3. Автоматичний перезапуск під час відновлення змінного струму. Інвертор автоматично перезапускається після відновлення живлення, що дозволяє зберігати електроенергію та забезпечувати безперебійну роботу.

4. Програмований пріоритет живлення від батареї або мережі. Інвертор може бути налаштований на пріоритетну роботу від батареї або мережі, що дозволяє забезпечити економію електроенергії.

5. Програмовані декілька режимів роботи: Від мережі, без мережі та ДБЖ. Інвертор може бути налаштований на роботу у різних режимах, в залежності від потреб користувача та умов експлуатації.

6. Налаштування струму/напруги зарядки акумулятора на основі додатків. Ця функція дозволяє користувачу налаштувати струм та напругу зарядки акумулятора за допомогою спеціального додатку.

7. Налаштування пріоритету зарядного пристрою від мережі/сонячної батареї/генератора за допомогою РК-дисплея.

8. Сумісність з мережевою напругою або потужністю генератора: Інвертор може працювати як з мережевою напругою, так і з генератором, що дає змогу забезпечити безперебійний перехід від одного джерела живлення до іншого.

9. Захист від перевантаження/перегріву/короткого замикання: Інвертор має вбудовані захисні механізми, що забезпечують захист від перевантаження, перегріву та короткого замикання. Це гарантує безпеку інвертора та підключених до нього пристроїв.

10. Розумна конструкція зарядного пристрою для оптимізації роботи акумулятора: Інвертор має розумну конструкцію зарядного пристрою, що дозволяє оптимізувати роботу акумулятора та збільшити його термін служби.

11. Функція обмеження потужності запобігає передачі надлишкової потужності в мережу: Інвертор має функцію обмеження потужності, яка дозволяє уникнути передачі надлишкової потужності в мережу, що може привести до пошкодження обладнання.

12. Підтримка WIFI-моніторингу та вбудовані 2 входи на 1 MPP-трекер Інвертор має можливість підключення до мережі інтернет за допомогою WIFI-модуля, що дозволяє віддалено моніторити його роботу. Крім того, він має вбудовані 2 входи на 1 MPP-трекер, що дозволяє підключати до нього сонячні панелі та забезпечує оптимальну продуктивність.

13. Розумна тріступенева зарядка MPPT з можливістю вибору для оптимізації продуктивності батареї: Інвертор використовує технологію максимальної потужності точки максимальної потужності (MPPT), яка дозволяє оптимізувати зарядку акумуляторів з максимальною ефективністю. Це досягається шляхом відслідковування максимальної потужності сонячних панелей та регулювання напруги і струму зарядки для забезпечення максимальної ефективності зарядки акумуляторів.

2.4. Методика формування електричної конфігурації

Формування електричної конфігурації гібридної сонячної електростанції є одним із ключових етапів розроблення технічного рішення, оскільки саме від коректності побудови електричних схем залежить надійність, безпечність та ефективність роботи системи в цілому. На цьому етапі визначається структура електричних з'єднань між основними компонентами СЕС, режими їх взаємодії, а також відповідність системи вимогам нормативно-технічних документів.

Електрична конфігурація гібридної СЕС формується з урахуванням результатів аналізу інсоляційних умов, вибору обладнання, режимів споживання електричної енергії підприємством та особливостей роботи у статусі активного споживача. Основною метою є забезпечення пріоритетного використання енергії від фотоелектричних модулів для покриття внутрішніх

навантажень із можливістю акумулювання надлишкової енергії та її подальшого використання або передачі на суміжні ділянки.

На стороні постійного струму електрична конфігурація передбачає об'єднання фотоелектричних модулів у послідовні та паралельні електричні ланцюги (стрінги). Кількість модулів у стрінгу визначається з урахуванням робочого діапазону вхідної напруги інвертора та температурних умов експлуатації.

Максимальна напруга стрінгу за мінімальної температури визначається за формулою:

$$U_{\text{string,max}} = N \cdot U_{OC,STC} \cdot [1 + \beta \cdot (T_{\text{min}} - 25)]$$

де N - кількість модулів у стрінгу;

$U_{OC,STC}$ - напруга холостого ходу модуля при стандартних умовах;

β - температурний коефіцієнт напруги;

T_{min} - мінімальна розрахункова температура навколишнього середовища, °C.

Отримане значення повинно задовольняти умову:

$$U_{\text{string,max}} \leq U_{\text{max,inv}}$$

Мінімальна робоча напруга стрінгу за максимальної температури визначається аналогічно:

$$U_{\text{string,min}} = N \cdot U_{MPP,STC} \cdot [1 + \alpha \cdot (T_{\text{max}} - 25)]$$

де $U_{MPP,STC}$ - напруга модуля в точці максимальної потужності;

α - температурний коефіцієнт напруги в робочій точці;

T_{max} - максимальна температура експлуатації.

Отримане значення має знаходитися в межах діапазону МРРТ-контролера інвертора.

Загальна потужність масиву постійного струму визначається як:

$$P_{DC} = N_{\text{mod}} \cdot P_{\text{mod}}$$

де N_{mod} - загальна кількість фотоелектричних модулів;
 P_{mod} - номінальна потужність одного модуля.

На стороні змінного струму електрична конфігурація формується відповідно до структури внутрішньої електромережі підприємства. Інвертори підключаються до розподільчих пристроїв 0,4 кВ, через які здійснюється передача електричної енергії до споживачів.

Сумарна номінальна потужність інверторів визначається як:

$$P_{AC} = \sum_{i=1}^n P_{\text{inv},i}$$

де $P_{\text{inv},i}$ - номінальна потужність i -го інвертора;

n - кількість інверторів.

Співвідношення між потужністю масиву постійного струму та інверторною потужністю визначається коефіцієнтом DC/AC:

$$k_{DC/AC} = \frac{P_{DC}}{P_{AC}}$$

Оптимальне значення цього коефіцієнта обирається в межах, рекомендованих виробниками інверторів та результатами моделювання.

Особливістю гібридної СЕС є інтеграція системи накопичення енергії, яка бере участь у формуванні автономних режимів роботи. Загальна корисна ємність акумуляторної системи визначається за формулою:

$$E_{\text{usable}} = E_{\text{nom}} \cdot DOD$$

Де E_{nom} - номінальна ємність системи накопичення;
 DOD - допустима глибина розряду акумуляторів.

Тривалість автономної роботи визначається як:

$$t_{\text{aut}} = \frac{E_{\text{usable}}}{P_{\text{load}}}$$

Де P_{load} - середня потужність навантаження підприємства.

Під час формування електричної конфігурації враховуються вимоги електробезпеки, заземлення та захисту від коротких замикань і перенапруг. Система заземлення виконується відповідно до чинних стандартів і забезпечує захист персоналу та обладнання. Вибір кабельних ліній здійснюється з урахуванням допустимих струмів, втрат напруги та умов прокладання.

Під час формування електричної конфігурації також враховуються вимоги електробезпеки [19], заземлення [20] та захисту від коротких замикань і перенапруг [21]. Система заземлення виконується відповідно до чинних стандартів та забезпечує захист персоналу і обладнання. Вибір кабельних ліній здійснюється з урахуванням допустимих струмів, втрат напруги та умов прокладання.

2.5 Методика визначення режимів автономної роботи

Гібридна сонячна електростанція (СЕС), що функціонує без приєднання до мереж оператора системи розподілу, повинна забезпечувати стабільне та безпечне електроживлення споживачів підприємства в автономному режимі. Методика визначення режимів автономної роботи спрямована на формування таких режимів функціонування системи, за яких

забезпечується баланс між генерацією, накопиченням та споживанням електричної енергії за різних умов експлуатації.

Кількісна оцінка режимів автономної роботи гібридної СЕС базується на балансі потужності та енергії між фотоелектричною генерацією, навантаженням і системою накопичення енергії. У загальному вигляді миттєвий баланс активної потужності для автономної мікромережі підприємства можна подати як

$$P_{PV}(t) + P_{bat}(t) = P_{load}(t) + P_{loss}(t),$$

де $P_{PV}(t)$ - потужність, що виробляється фотоелектричною генерацією;

$P_{bat}(t)$ - потужність батареї (додатна при розряді та від'ємна при заряді); $P_{load}(t)$ - потужність навантаження;

$P_{loss}(t)$ - сукупні втрати в інверторах, кабелях, перетворювачах і допоміжному обладнанні.

Для переходу від потужностей до енергетичних показників у розрахунковому інтервалі Δt (наприклад, 1 год) застосовують співвідношення

$$E(\Delta t) = \int_t^{t+\Delta t} P(\tau) d\tau \approx P(t) \cdot \Delta t.$$

Енергетичний стан системи накопичення енергії зручно описувати через енергію в батареї $E_{bat}(t)$ або через стан заряду $SOC(t)$. Зв'язок між ними задається як:

$$SOC(t) = \frac{E_{bat}(t)}{E_{bat, nom}} \cdot 100\%,$$

де $E_{\text{bat, nom}}$ - номінальна (паспортна) енергоємність акумуляторної системи. З урахуванням ККД зарядного та розрядного процесів зміна енергії батареї на кроці розрахунку може бути визначена за формулами:

- при заряді ($P_{\text{bat}}(t) < 0$)

$$E_{\text{bat}}(t + \Delta t) = E_{\text{bat}}(t) + \eta_{\text{ch}} \cdot |P_{\text{bat}}(t)| \cdot \Delta t,$$

- при розряді ($P_{\text{bat}}(t) > 0$)

$$E_{\text{bat}}(t + \Delta t) = E_{\text{bat}}(t) - \frac{P_{\text{bat}}(t) \cdot \Delta t}{\eta_{\text{dis}}},$$

де η_{ch} та η_{dis} - ефективність зарядного та розрядного процесів відповідно.

Для забезпечення довговічності та безпечної експлуатації акумуляторів в автономному режимі вводяться обмеження за мінімальним допустимим станом заряду SOC_{min} , яке пов'язується із допустимою глибиною розряду DOD_{max} :

$$SOC_{\text{min}} = 100\% - DOD_{\text{max}}.$$

Тривалість автономного живлення критичних споживачів у випадку відсутності сонячної генерації (нічний час або екстремальні погодні умови) оцінюється за наближеним виразом:

$$t_{\text{aut}} \approx \frac{E_{\text{avail}}}{P_{\text{crit}}},$$

де P_{crit} - сумарна потужність критичних навантажень, а доступна енергія батареї для автономної роботи визначається як:

$$E_{\text{avail}} = E_{\text{bat,nom}} \cdot (SOC_{\text{start}} - SOC_{\text{min}}) \cdot \eta_{\text{inv}},$$

де SOC_{start} - початковий стан заряду перед переходом в автономний режим,

η_{inv} - узагальнений ККД інверторного перетворення у автономному режимі.

Оскільки для автономної мікромережі принциповим є не лише енергетичний, а й потужнісний критерій, додатково перевіряють умову допустимості покриття навантаження в кожний момент часу:

$$P_{\text{PV}}(t) + P_{\text{bat,max,dis}} \geq P_{\text{load}}(t),$$

де $P_{\text{bat,max,dis}}$ - максимально допустима потужність розряду акумуляторної системи з урахуванням обмежень BMS та інвертора.

Вплив температури на роботу системи накопичення в автономному режимі враховується через коригування доступної енергоємності батареї. Для інженерної оцінки може застосовуватися залежність:

$$E_{\text{bat}}(T) = E_{\text{bat,ref}} \cdot k_T,$$

де $E_{\text{bat,ref}}$ - енергоємність при опорній температурі (зазвичай 20–25°C);
 k_T - температурний коефіцієнт (береться з паспортних даних або типових характеристик конкретної АКБ).

У такий спосіб методика дозволяє визначати режими автономної роботи, межі стійкої роботи системи та тривалість гарантованого живлення критичних навантажень для різних сезонних і добових умов.

2.6 Методика визначення можливостей передачі енергії суміжним ділянкам

Передача електричної енергії, виробленої гібридною сонячною електростанцією, на суміжні ділянки є одним із ключових елементів реалізації статусу активного споживача. Методика визначення такої можливості ґрунтується на аналізі енергетичного балансу СЕС, параметрів електричної конфігурації, режимів автономної роботи та пропускної здатності внутрішніх електричних мереж:

- Загальний енергетичний баланс

Основною умовою передачі електроенергії є наявність надлишкової генерації після покриття власних потреб підприємства. Годинний енергетичний баланс системи визначається за виразом:

$$P_{\text{ex}}(t) = P_{\text{PV}}(t) + P_{\text{BESS}}(t) - P_{\text{load}}(t)$$

де $P_{\text{PV}}(t)$ - потужність, вироблена фотоелектричними модулями, кВт;

$P_{\text{BESS}}(t)$ - потужність заряду або розряду системи накопичення енергії, кВт;

$P_{\text{load}}(t)$ - сумарне навантаження власних споживачів підприємства, кВт;

$P_{\text{ex}}(t)$ - надлишкова потужність, доступна для передачі, кВт.

Передача електроенергії можлива за умови:

$$P_{\text{ex}}(t) > 0$$

- Обмеження за потужністю інверторного обладнання

Максимальна потужність, що може бути передана на суміжні ділянки, обмежується номінальною потужністю інверторів:

$$P_{\text{ex,max}} \leq P_{\text{inv,nom}} - P_{\text{load,max}}$$

де $P_{inv,nom}$ - номінальна потужність інверторів, кВт;

$P_{load,max}$ - максимальне внутрішнє навантаження підприємства, кВт.

Таким чином, навіть за наявності високої сонячної генерації передача енергії не може перевищувати технічні можливості інверторної частини СЕС.

- Вплив системи накопичення енергії

Система накопичення енергії (BESS) дозволяє розширити можливості передачі електроенергії шляхом акумулювання надлишків генерації у періоди низького навантаження та їх подальшого використання. Доступна для передачі енергія з урахуванням акумуляторів визначається як:

$$E_{ex} = E_{PV} - E_{load} - E_{BESS,min}$$

де E_{PV} - добова генерація СЕС, кВт·год;

E_{load} - добове споживання підприємства, кВт·год;

$E_{BESS,min}$ - мінімальний резерв енергії в акумуляторах для забезпечення автономної роботи, кВт·год.

- Обмеження електричних мереж суміжних ділянок

Передача електроенергії здійснюється через внутрішні електричні мережі або окремі кабельні лінії. Допустима передавана потужність обмежується умовами нагріву кабелів та допустимим струмом:

$$I_{line} = \frac{P_{ex}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi}$$

де I_{line} - струм у кабельній лінії, А;

U_n - номінальна лінійна напруга, В;

$\cos \varphi$ - коефіцієнт потужності.

Умова допустимості передачі:

$$I_{line} \leq I_{perm}$$

де I_{perm} - тривало допустимий струм кабельної лінії.

- Якість електроенергії

Передача електроенергії на суміжні ділянки повинна здійснюватися з дотриманням вимог до якості електроенергії. Напруга та частота на шинах передачі повинні відповідати нормативним межам:

$$U_{\min} \leq U \leq U_{\max}, f = 50 \pm \Delta f$$

Контроль цих параметрів забезпечується інверторною автоматикою гібридної СЕС.

3. РОЗРОБЛЕННЯ ТЕХНІЧНОГО РІШЕННЯ ГІБРИДНОЇ ДАХОВОЇ СЕС

3.1 Вибір та обґрунтування параметрів фотомодуля

Вибір фотоелектричних модулів є одним із ключових етапів проєктування сонячної електростанції, оскільки саме їх електричні, конструктивні та експлуатаційні характеристики визначають встановлену потужність СЕС, конфігурацію електричних ланцюгів, режими роботи інверторів та загальну енергетичну ефективність системи.

Під час вибору фотоелектричних модулів для гібридної сонячної електростанції промислового підприємства враховуються умови експлуатації, наявна площа для встановлення, вимоги до надійності та довговічності обладнання, а також сумісність із інверторним та акумуляторним обладнанням.

До основних параметрів фотоелектричних модулів, що підлягають аналізу та обґрунтуванню, належать:

- номінальна потужність модуля при стандартних умовах випробувань (STC), P_{STC} ;
- напруга та струм у точці максимальної потужності U_{MPP} , I_{MPP} ;
- напруга холостого ходу U_{OC} ;
- струм короткого замикання I_{SC} ;
- температурні коефіцієнти напруги, струму та потужності;
- коефіцієнт корисної дії модуля;
- габаритні розміри та маса.

Номінальна електрична потужність одного фотоелектричного модуля визначається за формулою:

$$P_{STC} = U_{MPP} \cdot I_{MPP}$$

де U_{MPP} - напруга модуля в точці максимальної потужності, В;

I_{MPP} - струм модуля в точці максимальної потужності, А.

Загальна встановлена потужність фотоелектричної частини СЕС визначається як:

$$P_{DC} = N_{mod} \cdot P_{STC}$$

де N_{mod} - кількість фотоелектричних модулів, шт.

Кількість модулів обирається з урахуванням:

- доступної площі для розміщення СЕС;
- необхідного рівня покриття електричних навантажень підприємства;
- допустимих діапазонів напруги та струму інверторів.

Реальні умови експлуатації фотоелектричних модулів відрізняються від стандартних умов STC, тому при розрахунках необхідно враховувати вплив температури на електричні параметри.

Напруга холостого ходу модуля при мінімальній розрахунковій температурі визначається за формулою:

$$U_{OC(T)} = U_{OC,STC} \cdot [1 + \alpha_U \cdot (T - 25)]$$

де $U_{OC,STC}$ - напруга холостого ходу при STC, В;

α_U - температурний коефіцієнт напруги, $1/^\circ\text{C}$;

T - температура фотоелектричного модуля, $^\circ\text{C}$.

Аналогічно визначається напруга в точці максимальної потужності:

$$U_{MPP(T)} = U_{MPP,STC} \cdot [1 + \alpha_{MPP} \cdot (T - 25)]$$

Ці розрахунки є необхідними для перевірки відповідності напруги стрінгів допустимому діапазону MPPT інверторів за екстремальних температурних умов.

Максимальний струм короткого замикання з урахуванням температури визначається за формулою:

$$I_{SC(T)} = I_{SC,STC} \cdot [1 + \beta_I \cdot (T - 25)]$$

де β_I - температурний коефіцієнт струму, $1/^\circ\text{C}$.

Отримане значення використовується при виборі:

- вхідних параметрів інверторів;
- захисних апаратів постійного струму;
- перерізів кабельних ліній DC-сторони.

Окрім електричних характеристик, при виборі фотомодулів враховуються:

- механічна міцність і допустимі вітрові та снігові навантаження;
- клас захисту та стійкість до впливу навколишнього середовища;
- деградація потужності з часом;
- гарантійні зобов'язання виробника.

За результати моделювання в проєкті прийнято 952 фотомодуля типу LP182_182-M-60-MH-460W одиничною потужністю 460 Вт виробництва компанії LEAPTON Solar.

3.2 Вибір інверторного обладнання

Інверторне обладнання є ключовим елементом гібридної сонячної електростанції, оскільки саме воно забезпечує перетворення електричної енергії постійного струму, отриманої від фотоелектричних модулів, у змінний струм, придатний для живлення споживачів підприємства. Окрім функції перетворення, інвертори виконують завдання управління потоками енергії, взаємодії з системою накопичення енергії, а також реалізації режимів автономної роботи та роботи активного споживача.

Вибір інверторного обладнання здійснюється на основі параметрів фотоелектричного генератора, характеру електричних навантажень

підприємства, вимог до автономної роботи та умов експлуатації. Основними параметрами, що враховуються під час вибору інверторів, є номінальна потужність, робочий діапазон вхідних напруг постійного струму, кількість та параметри МРРТ-входів, допустимі струми, а також можливість роботи з системами накопичення енергії.

Номінальна потужність інвертора P_{inv} визначається з урахуванням сумарної встановленої потужності фотоелектричних модулів P_{PV} та допустимого коефіцієнта перевантаження. Для гібридних СЕС зазвичай допускається співвідношення:

$$1,05 \leq \frac{P_{PV}}{P_{inv}} \leq 1,30$$

Таке співвідношення дозволяє забезпечити ефективну роботу інвертора в зоні максимального ККД протягом більшої частини року та компенсувати втрати генерації, пов'язані з температурними факторами, запиленістю та деградацією модулів.

Кількість інверторів визначається виходячи з необхідної сумарної інверторної потужності:

$$N_{inv} = \frac{P_{inv,tot}}{P_{inv,nom}}$$

де $P_{inv,tot}$ — сумарна розрахункова потужність інверторів;

$P_{inv,nom}$ - номінальна потужність одного інвертора.

Особлива увага приділяється відповідності вхідних параметрів інвертора електричним характеристикам стрінгів фотоелектричних модулів. Робоча напруга стрінга при мінімальній та максимальній температурах повинна знаходитись у межах МРРТ-діапазону інвертора:

$$U_{MPP,min} \leq U_{string}(T) \leq U_{MPP,max}$$

Для гібридних СЕС важливим критерієм вибору інверторів є можливість інтеграції системи накопичення енергії. Інвертор повинен підтримувати двонаправлений обмін енергією з акумуляторними батареями та забезпечувати режими заряджання і розряджання відповідно до заданих алгоритмів енергоменеджменту. Потужність інвертора в режимі роботи з акумуляторами повинна задовольняти умову:

$$P_{load} \leq P_{inv,AC}$$

де P_{load} — максимальне навантаження підприємства в автономному режимі;

$P_{inv,AC}$ - допустима вихідна потужність інвертора по змінному струму.

Додатково враховуються такі фактори, як коефіцієнт корисної дії інвертора, наявність функцій моніторингу, захисту від перевантажень, коротких замикань і перенапруг, а також відповідність вимогам стандартів безпеки та електромагнітної сумісності.

Вибір інверторного обладнання здійснюється на основі комплексного аналізу електричних параметрів фотоелектричної системи, режимів роботи гібридної СЕС та вимог підприємства-активного споживача. Коректно підібрані інвертори забезпечують ефективне перетворення енергії, надійну роботу системи та можливість гнучкого управління енергетичними потоками.

За результатами розрахунків та моделювання в роботі прийняті інвертори виробництва компанії Ningbo Deye Inverter Technology Co., Ltd типу SUN-50K-SG01HP3-EU-BM4 50KW номінальною потужністю 50 кВт та типу SUN 12K-SG04LP3-EU номінальною потужністю 12 кВт. Кількість інверторів складає 9 шт (8 по 50 кВт та 1 на 12 кВт).

3.3 Вибір системи накопичення енергії

Система накопичення енергії (СНЕ) є невід'ємною складовою гібридної сонячної електростанції та забезпечує баланс між генерацією та споживанням електричної енергії в автономному режимі. Основним завданням СНЕ є покриття навантажень у періоди відсутності або недостатності сонячної генерації, а також підвищення надійності електроживлення критичних споживачів.

Розрахункова необхідна ємність акумуляторної системи визначається за енергетичним балансом:

$$E_{bat} = \frac{E_{load} \cdot t_{aut}}{\eta_{inv} \cdot \eta_{bat} \cdot DOD},$$

де E_{load} - середня потужність навантаження, кВт;

t_{aut} - необхідна тривалість автономної роботи, год;

η_{inv} - ККД інвертора;

η_{bat} - ККД акумуляторної системи;

DOD - допустима глибина розряду акумуляторів.

Кількість акумуляторних модулів визначається за формулою:

$$N_{bat} = \frac{E_{bat}}{E_{unit}},$$

де E_{unit} - номінальна енергоємність одного акумуляторного модуля.

Під час вибору системи накопичення енергії враховуються також номінальні та максимальні струми заряду й розряду, робочий діапазон напруг, температурні обмеження, ресурс циклів та сумісність з обраними гібридними інверторами.

Коректно підібрана система накопичення енергії забезпечує стабільну автономну роботу гібридної СЕС, підвищує ефективність використання

сонячної генерації та дозволяє реалізувати функціонування підприємства у статусі активного споживача.

Для забезпечення об'єкту автономною електроенергією проектом передбачено встановлення системи накопичення енергії або ESS (energy storage system).

В роботі прийнято 84 АКБ. Даним проектом передбачається встановлення системи накопичення та зберігання енергії на базі акумуляторних батарей Deue BOS-GM5.1 для високовольтних Інверторів та блоку керування високовольтною батареєю Deue HVB750V/100A.

Розрахунок достатності ємності системи накопичення та зберігання енергії:

$$Q_{\text{АКБ}} = \frac{N_{\text{АКБ}} \cdot U_{\text{АКБ}} \cdot C_{\text{АКБ}}}{1000} = 430,08 \text{ кВт}\cdot\text{год}$$

де $Q_{\text{АКБ}}$ - загальна енергетична ємність системи акумуляторних батарей, кВт·год;

$N_{\text{АКБ}}$ - кількість акумуляторних батарей у системі, шт.;

$U_{\text{АКБ}}$ - номінальна напруга однієї акумуляторної батареї, В;

$C_{\text{АКБ}}$ - номінальна ємність однієї акумуляторної батареї, А·год.

Акумуляторна батарея Deue BOS-GM5.1 LiFePO4 – це енергетичний резерв, розроблений спеціально для високовольтних інверторів. Ця батарея поєднує в собі високу потужність, довгий термін служби та безпекові характеристики.

Основні особливості та характеристики:

- Технологія LiFePO4 : Акумулятор використовує технологію літій-фосфату заліза (LiFePO4), що відома своєю високою ефективністю, довгим терміном служби та високою стійкістю до циклічного розряду та заряду. Ця технологія забезпечує стійку продуктивність протягом багатьох років.

- Матеріал анода: LFP

- Номінальна напруга системи (В): 51.2
- Ємність акумуляторного модуля (Ач): 100
- Енергія модуля (кВт-год): 5.12
- Ступінь захисту корпусу: IP20
- Велика Ємність кВт*год: 5.1
- Висока Видача Потужності: Deye BOS-GM5.1 може швидко видавати велику потужність при потребі, що робить її ефективною для ситуацій, коли потрібно забезпечити великий обсяг енергії в короткий період часу.

- Безпека та Моніторинг: Вбудовані захисні механізми, такі як захист від перевантаження, короткого замикання та високої температури, забезпечують безпеку використання батареї. Також інтегрований моніторинг дозволяє в реальному часі спостерігати за станом батареї та її продуктивністю.

- Компактний та Модульний Дизайн: Батарея має компактний дизайн, що дозволяє зручно розмістити її в різних просторах. Модульна конструкція дозволяє розширювати ємність, додавши додаткові модулі, що робить систему гнучкою та придатною до майбутнього оновлення.

- Ефективність: Завдяки високоефективності конструкції та технології LiFePO₄, батарея мінімізує втрати під час процесу зберігання та видачі енергії.

Блок керування високовольтною батареєю Deye HVB750V/100A – це сучасний та інноваційний пристрій, спеціально розроблений для управління високовольтними батареями з метою забезпечення ефективної та надійної роботи в різних застосуваннях. Цей блок керування є ключовим компонентом системи зберігання енергії та забезпечує оптимальну функціональність високовольтних батарей. Основні характеристики та переваги «Блоку керування високовольтною батареєю Deye HVB750V/100A»:

- висока напруга і потужність;
- продуктивність та надійність;

- інтелектуальне управління;
- компактний дизайн;

3.4 Розрахунок конфігурації DC-частини

Проектом передбачено послідовне з'єднання модулів в стрінги по 14, 15, 16, 20 шт. Схему організації кабельних зв'язків у стрінгах фотоелектричних модулів наведено на рис. 3.1.

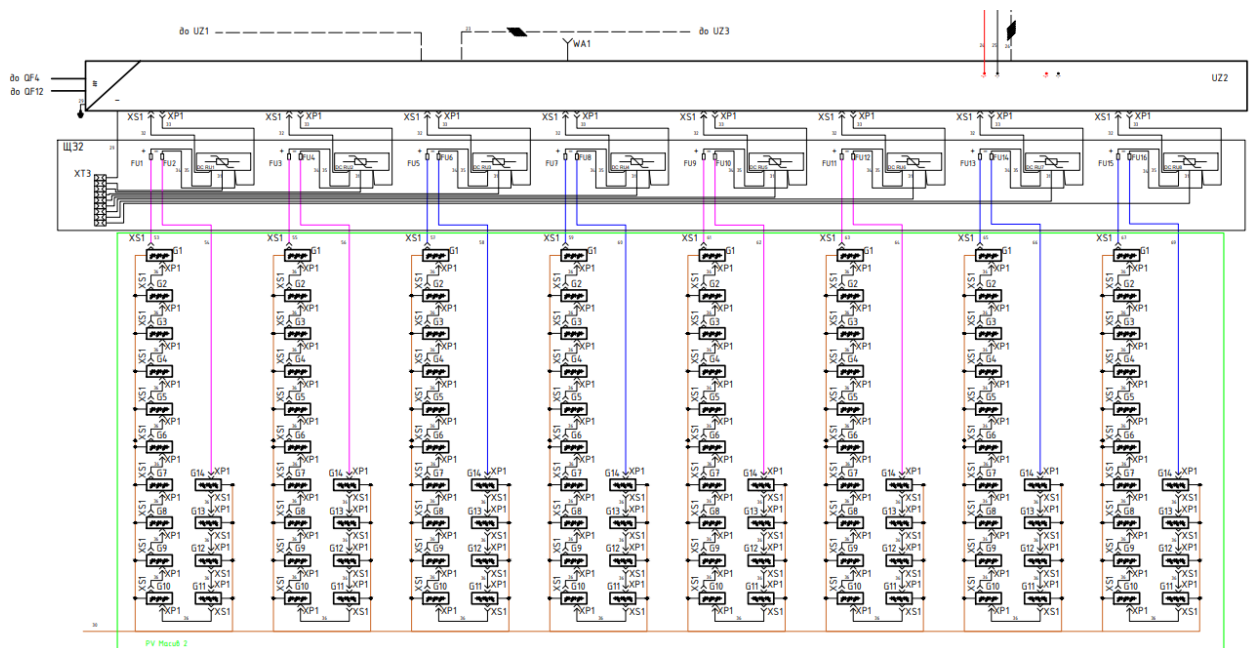


Рисунок 3.1 - Схема електрична принципова дахової ФЕС

Потужність збирається в щитах захисту Щ32, та Щ34 де передбачені плавкі запобіжники. Перетворення потужності, що генерується фотоелектричними модулями з постійної напруги на змінну відбувається у інверторах SUN-50K-SG01HP3-EU-BM4 50KW та SUN 12K-SG04LP3-EU виробництва компанії Ningbo Deye Inverter Technology Co., Ltd.

3.5 Розрахунок конфігурації АС-частини

АС-частина гібридної сонячної електростанції призначена для передачі електричної енергії змінного струму від інверторного обладнання до внутрішньої електромережі підприємства, а також для формування режимів

живлення споживачів у нормальних та автономних режимах роботи. Розрахунок конфігурації АС-частини є завершальним етапом електричного проектування СЕС і має забезпечити надійну, безпечну та ефективну роботу системи.

Вихідними даними для розрахунку АС-частини є сумарна номінальна потужність інверторів, номінальна напруга мережі, кількість фаз, характер навантажень підприємства та вимоги до електробезпеки. Для трифазної системи змінного струму з лінійною напругою U_{AC} номінальний струм інверторної групи визначається за формулою:

$$I_{AC} = \frac{P_{inv}}{\sqrt{3} \cdot U_{AC} \cdot \cos \varphi}$$

де P_{inv} - сумарна активна потужність інверторів, кВт;

U_{AC} - лінійна напруга мережі, В;

$\cos \varphi$ - коефіцієнт потужності інверторного обладнання.

Отримане значення струму використовується для вибору перерізу кабельних ліній, апаратів захисту та комутації. Переріз провідників АС-частини визначається з урахуванням тривалодопустимого струму та допустимих втрат напруги. Втрати напруги в кабельній лінії не повинні перевищувати нормативних значень і розраховуються за співвідношенням:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_{AC} \cdot R \cdot L$$

де R - питомий активний опір провідника, Ом/м;

L - довжина кабельної лінії, м.

Відносні втрати напруги визначаються як:

$$\delta U = \frac{\Delta U}{U_{AC}} \cdot 100\%$$

Допустиме значення δU для внутрішніх мереж, як правило, не перевищує 5 %.

Конфігурація АС-частини передбачає підключення інверторів до розподільчого щита змінного струму 0,4 кВ через автоматичні вимикачі, що забезпечують захист від перевантажень та коротких замикань. Номінальний струм автоматичного вимикача визначається з умови:

$$I_{\text{ном.авт}} \geq 1,25 \cdot I_{AC}$$

Такий коефіцієнт запасу забезпечує надійну роботу апаратів захисту без хибних спрацювань.

Для перевірки термічної стійкості провідників і комутаційного обладнання проводиться розрахунок струмів короткого замикання в точках приєднання інверторів. Розрахункове значення трифазного струму короткого замикання може бути визначене за формулою:

$$I_k = \frac{U_{AC}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}}$$

де Z_{Σ} - повний опір петлі короткого замикання.

Особливістю АС-частини гібридної СЕС є можливість роботи в автономному режимі. У цьому випадку інвертори формують власну мережу змінного струму з підтриманням заданих параметрів напруги та частоти. Електрична конфігурація передбачає чітке розмежування ліній живлення критичних та некритичних споживачів, що дозволяє реалізувати селективне відключення навантажень при обмежених енергетичних ресурсах.

Заземлення АС-частини виконується відповідно до вимог чинних нормативних документів і забезпечує захист персоналу та обладнання. Опір

заземлювального пристрою не повинен перевищувати допустимих значень, установлених правилами улаштування електроустановок.

Таким чином, розрахунок конфігурації АС-частини гібридної сонячної електростанції забезпечує узгоджену роботу інверторного обладнання, внутрішньої електромережі підприємства та системи захисту, що є необхідною умовою надійної експлуатації СЕС у нормальних та автономних режимах.

3.6 Однолінійна схема гібридної СЕС

Однолінійна схема є основним графічним документом, що відображає структуру електричних з'єднань гібридної сонячної електростанції та взаємодію її основних елементів. Вона дозволяє наочно представити електричну конфігурацію системи, режими передачі електричної енергії та засоби захисту.

На однолінійній схемі гібридної СЕС відображаються фотоелектричні модулі, об'єднані у стрінги, DC-комутаційні пристрої, гібридні інвертори, система накопичення енергії, розподільчі пристрої змінного струму, апарати захисту та внутрішні споживачі підприємства. Для спрощення зображення трифазні лінії та пристрої показуються однією лінією із зазначенням основних параметрів.

DC-частина однолінійної схеми відображає підключення стрінгів до входів МРРТ інверторів через захисні та комутаційні елементи. Це дозволяє простежити шлях електричної енергії від фотоелектричних модулів до інверторного обладнання та оцінити правильність побудови стрінгової структури.

АС-частина схеми показує підключення інверторів до розподільчих щитів 0,4 кВ, схему секціонування шин, розміщення автоматичних вимикачів та напрямки живлення споживачів. Окремо виділяються лінії живлення критичних навантажень, що можуть працювати в автономному режимі від системи накопичення енергії.

Система накопичення енергії на однолінійній схемі показується як окремий елемент, електрично пов'язаний з гібридними інверторами. Це дозволяє відобразити можливість заряджання акумуляторів від СЕС та їх розряджання для покриття навантажень у періоди дефіциту генерації.

Однолінійна схема також відображає систему заземлення та захисту від перенапруг, що є обов'язковими елементами гібридної СЕС. Наявність цих елементів забезпечує електробезпеку персоналу та захист обладнання від аварійних режимів.

Таким чином, однолінійна схема гібридної сонячної електростанції є узагальненим відображенням технічного рішення та слугує основою для реалізації проєкту, експлуатації системи та подальшого аналізу її роботи.

На рис. 3.2 наведено принципову схему ФЕС.

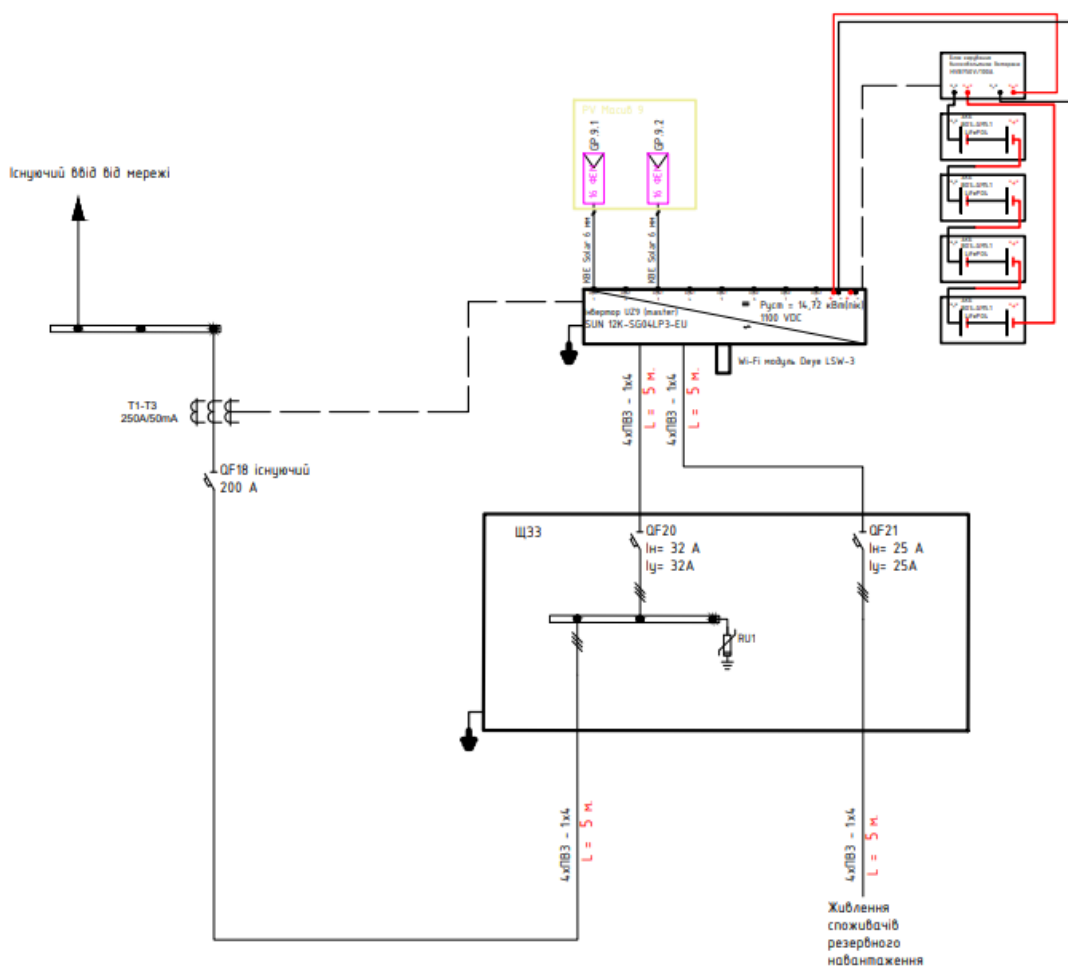


Рисунок 3.2 - Принципова однолінійна схема дахової ФЕС

3.7 Розміщення обладнання та кабельних трас

Розміщення обладнання та прокладання кабельних трас гібридної сонячної електростанції є важливим етапом проектування, який безпосередньо впливає на надійність, безпеку та ефективність експлуатації системи. На цьому етапі визначаються місця встановлення основних елементів СЕС, маршрути прокладання кабельних ліній постійного та змінного струму, а також забезпечується відповідність прийнятих рішень вимогам нормативно-технічної документації.

Розміщення фотоелектричних модулів виконується з урахуванням архітектурних особливостей будівель, орієнтації покрівель, допустимих навантажень на конструкції та мінімізації затінення. Модулі встановлюються на несучих конструкціях, що забезпечують необхідний кут нахилу та орієнтацію відносно сторін горизонту. При цьому передбачається технологічний доступ для обслуговування, очищення та огляду модулів протягом усього строку експлуатації, рис. 3.3.

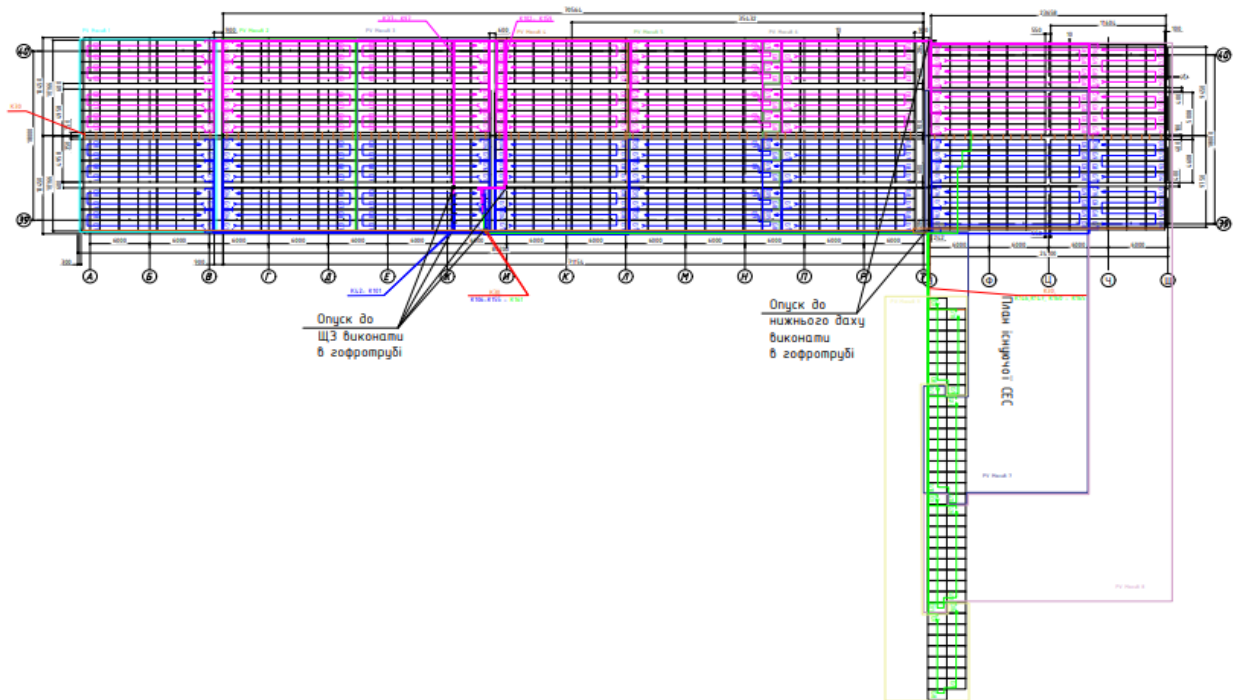


Рисунок 3.3 - Розміщення фотоелектричних модулів та обладнання. Траса прокладання кабелі

Інверторне обладнання та система накопичення енергії розміщуються в спеціально відведених приміщеннях або технічних зонах, що відповідають вимогам виробників щодо температурного режиму, вологості та вентиляції. Під час вибору місця встановлення інверторів враховуються умови доступності для технічного персоналу, можливість безпечного відключення обладнання, а також мінімальна довжина кабельних ліній між DC- та AC- частинами системи. Акумуляторні батареї розміщуються з урахуванням вимог пожежної безпеки, допустимих температур експлуатації та зручності обслуговування.

Кабельні траси постійного струму від фотоелектричних модулів до інверторів прокладаються з урахуванням мінімізації втрат напруги, електромагнітних впливів та механічних пошкоджень. Прокладання DC- кабелів виконується в кабельних лотках, трубах або захисних коробах, стійких до впливу ультрафіолетового випромінювання та атмосферних факторів. Особлива увага приділяється правильному групуванню стрінгів, маркуванню кабелів і дотриманню вимог щодо розділення ланцюгів постійного та змінного струму.

Кабельні лінії змінного струму від інверторів до розподільчих пристроїв підприємства прокладаються відповідно до вимог ПУЕ та ДСТУ щодо допустимих струмових навантажень, втрат напруги та способів прокладання. Для прокладання використовуються кабельні канали, лотки або підземні траси залежно від планувальних рішень об'єкта. У місцях проходження кабелів через будівельні конструкції передбачаються протипожежні та захисні заходи.

Система заземлення та зрівнювання потенціалів інтегрується в загальну схему розміщення обладнання, рис. 3.4.

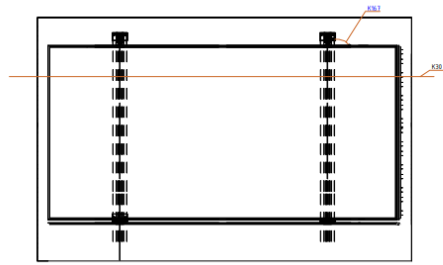
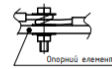
Рисунок 1
Кріплення заземлюючого кабелюРисунок 2
Кріплення заземлення ФЕМ

Рисунок 3.4 - Заземлення фотоелектричного модуля та опорних елементів

Усі металеві конструкції фотоелектричних модулів, корпуси інверторів, акумуляторних батарей та електричних щитів підключаються до системи заземлення відповідно до вимог нормативних документів. Це забезпечує електробезпеку персоналу та зменшує ризик пошкодження обладнання внаслідок перенапруг або грозових впливів.

Прийняті рішення щодо розміщення обладнання та кабельних трас забезпечують раціональну компоновку гібридної сонячної електростанції, мінімізацію втрат електричної енергії, відповідність вимогам електробезпеки та створюють умови для надійної та довготривалої експлуатації СЕС у складі електротехнічної інфраструктури підприємства.

4. ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНІ РОЗРАХУНКИ ДЛЯ ГІБРИДНОЇ СЕС ТА МЕРЕЖІ АКТИВНОГО СПОЖИВАЧА

4.1 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок струмів короткого замикання (КЗ) є обов'язковим етапом розроблення технічного рішення гібридної СЕС, оскільки визначає вимоги до комутаційно-захисної апаратури, вибору кабельних ліній, перевірки термічної та електродинамічної стійкості елементів мережі, а також коректності налаштувань захистів. Для внутрішніх мереж 0,4 кВ підприємства розрахунок КЗ виконують у характерних точках схеми (шини ГРЩ/РЩ, вводи до щитів, клеми інверторів, кінець кабельних ліній тощо) з урахуванням параметрів джерела живлення та опорів ділянок мережі.

Струми короткого замикання визначаються для характерних точок електричної мережі, зокрема:

- на стороні змінного струму інверторів;
- у розподільчих пристроях 0,4 кВ;
- у вузлах підключення споживачів.

У гібридних СЕС, що працюють без приєднання до мереж ОСР, струми короткого замикання обмежуються параметрами інверторного обладнання та внутрішньої електричної мережі підприємства.

У загальному випадку струм КЗ визначають за еквівалентним опором (імпедансом) петлі КЗ, приведеним до місця пошкодження. Для цього електричну схему заміщують еквівалентним джерелом напруги (Тевенена) та сумарним імпедансом ділянки від джерела до точки КЗ.

Для кожної точки КЗ задають номінальну лінійну напругу мережі U_n (для низької напруги, як правило 0,4 кВ), а також збирають параметри елементів, що формують петлю КЗ: трансформатора (або іншого джерела), шин/шинопроводів, кабельних ліній, апаратів, контактних з'єднань. Для ліній і шин використовують активний опір R та реактивний опір X або питомі значення r_0 і x_0 з подальшим перерахунком на довжину.

Сумарний комплексний опір ділянки до точки КЗ визначають як:

$$Z_{\Sigma} = R_{\Sigma} + jX_{\Sigma},$$

де

$$R_{\Sigma} = \sum R_i, X_{\Sigma} = \sum X_i.$$

Модуль сумарного імпедансу:

$$|Z_{\Sigma}| = \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}.$$

Трифазне КЗ є базовим для перевірки комутаційної здатності апаратів і стійкості елементів мережі. Початкове діюче значення симетричного струму 3Ф КЗ у точці розрахунку визначають:

$$I''_{k3} = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot |Z_{\Sigma}|},$$

де c - коефіцієнт, що враховує відхилення напруги від номінальної (для максимуму струму беруть $c = c_{\max}$, для мінімуму - $c = c_{\min}$).

За потреби оцінюють ударний (піковий) струм:

$$i_p = \kappa \sqrt{2} I''_{k3},$$

де κ - коефіцієнт ударності, який залежить від відношення X_{Σ}/R_{Σ} у точці КЗ (чим більша індуктивна складова, тим більший піковий струм).

Для термічної перевірки провідників і апаратів використовують еквівалентний термічний струм за інтервал часу t (спрацьовування захисту):

$$I_{th} = I''_{k3} \sqrt{t},$$

де t - час відключення КЗ (с), який приймають за результатами вибору/налаштувань захисту або за паспортом апарата.

Для мереж 0,4 кВ особливо важливий розрахунок струму однофазного КЗ «фаза–РЕ(або PEN)», оскільки саме він визначає умови автоматичного відключення живлення та вибір параметрів захисту. Струм 1Ф КЗ визначають за повним опором петлі «фаза–захисний провідник»:

$$I_{k1} = \frac{c \cdot U_0}{Z_s},$$

де U_0 - фазна напруга (для мережі 0,4 кВ $U_0 = 230$ В), Z_s - повний опір петлі КЗ «фаза–РЕ(PEN)».

Опір петлі зручно подати як суму опорів прямого та зворотного провідників (з урахуванням джерела і контактів):

$$Z_s = \sqrt{(R_{ph} + R_{PE} + R_{src})^2 + (X_{ph} + X_{PE} + X_{src})^2}.$$

У практичних розрахунках для кабельної лінії часто використовують питомі значення r_0 , x_0 та довжину l :

$$R_{line} = r_0 \cdot l, X_{line} = x_0 \cdot l,$$

а далі формують $R_{ph} + R_{PE}$ і $X_{ph} + X_{PE}$ відповідно до прийнятої схеми прокладання і типу провідника.

Перевірка умови автоматичного відключення для апарата захисту виконується шляхом порівняння розрахункового струму КЗ з уставкою миттєвого/електромагнітного розчіплювача або з параметром I_a (струм, що забезпечує відключення за нормативний час):

$$I_{k1} \geq I_a.$$

Якщо внутрішня мережа підприємства живиться від трансформатора, його імпеданс визначають за напругою короткого замикання u_k і номінальними параметрами. Орієнтовне значення струму КЗ на шинах НН трансформатора:

$$I''_{k, tr} = \frac{100}{u_k} I_n,$$

де

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} U_n},$$

S_n - номінальна потужність трансформатора, U_n - номінальна лінійна напруга НН, u_k — напруга КЗ у відсотках.

Для розрахунку в точці, віддаленій від трансформатора, до імпедансу джерела додають імпеданс ліній/шин/апаратів до точки КЗ:

$$Z_{\Sigma} = Z_{src} + \sum Z_i.$$

У системах з інверторами (гібридна СЕС) струм КЗ з боку інвертора, як правило, обмежений силовою електронікою та алгоритмами керування і не еквівалентний «синхронному» джерелу. Тому при розрахунках у точках, електрично близьких до інверторів (наприклад, на їх вихідних клеммах або у найближчих щитах), доцільно розглядати два внески: від основного джерела (внутрішня мережа/трансформатор) та від інверторів. Сумарний струм КЗ оцінюють як:

$$I''_{k, \Sigma} \approx I''_{k, src} + I''_{k, inv},$$

де $I''_{k,inv}$ приймають за паспортними даними інвертора (максимальний струм у аварійному режимі та тривалість його підтримання). Для консервативної перевірки апаратів комутації важливо брати найгірший випадок, коли внески джерел додаються.

4.2 Розрахунок кабельних ліній

Розрахунок кабельних ліній гібридної сонячної електростанції виконується з метою забезпечення надійної передачі електричної енергії, допустимих втрат напруги та термічної стійкості провідників за нормальних і аварійних режимів роботи.

Вибір перерізу кабелю за допустимим струмом

Переріз кабельної лінії обирається з умови:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{розн}}$$

де $I_{\text{доп}}$ - допустимий тривалий струм кабелю, А;
 $I_{\text{розн}}$ - розрахунковий струм навантаження, А.

Розрахунковий струм для трифазного навантаження визначається як:

$$I_{\text{розн}} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi}$$

де P - активна потужність навантаження, Вт;

U - лінійна напруга, В;

$\cos \varphi$ - коефіцієнт потужності.

Допустима втрата напруги в електричних мережах 0,4 кВ зазвичай не перевищує 5%. Фактична втрата напруги визначається за формулою:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I \cdot L \cdot (R \cos \varphi + X \sin \varphi)}{U_{\text{н}}} \cdot 100\%$$

де ΔU - відносна втрата напруги, %;

I - струм навантаження, А;

L - довжина кабельної лінії, м;

R, X - питомі активний і реактивний опори кабелю, Ом/м;

U_n - номінальна напруга, В.

Перевірка кабелю на термічну стійкість при короткому замиканні виконується за умовою:

$$S \geq \frac{I_k \cdot \sqrt{t}}{k}$$

де S - переріз провідника, мм²;

I_k - струм короткого замикання, А;

t - час дії струму КЗ, с;

k - коефіцієнт, що залежить від матеріалу жил і типу ізоляції.

Обрані кабельні лінії повинні:

- забезпечувати допустимий нагрів у тривалому режимі;
- відповідати вимогам щодо втрат напруги;
- бути стійкими до дії струмів короткого замикання;
- відповідати умовам прокладання та вимогам електробезпеки.

Отримані результати розрахунків є основою для остаточного вибору кабельної продукції та апаратів захисту гібридної сонячної електростанції.

4.3 Розрахунок заземлення та блискавкозахисту

Заземлення та блискавкозахист є обов'язковими елементами системи електробезпеки гібридної сонячної електростанції та забезпечують захист персоналу, електрообладнання і будівельних конструкцій від небезпечної дії струмів короткого замикання, атмосферних перенапруг та ударів блискавки. Розрахунок заземлювальних пристроїв та системи блискавкозахисту виконується відповідно до вимог ПУЕ, ДСТУ EN 62305 та серії стандартів ДСТУ ІЕС 60364.

Для гібридної СЕС передбачається єдина система заземлення, до якої підключаються:

- металеві конструкції кріплення фотоелектричних модулів;
- корпуси інверторів;
- шафи постійного та змінного струму;
- система накопичення енергії;
- елементи блискавкозахисту.

Система заземлення виконується за схемою TN-S або TN-C-S залежно від типу внутрішньої мережі підприємства. Допустиме значення опору заземлювального пристрою визначається умовами електробезпеки та не повинно перевищувати нормативних значень.

Опір одиночного вертикального заземлювача визначається за формулою:

$$R_1 = \frac{\rho}{2\pi l} \left(\ln \frac{2l}{d} - 1 \right),$$

де ρ - питомий опір ґрунту, Ом·м;

l - довжина заземлювача, м;

d - діаметр заземлювача, м.

За наявності декількох вертикальних заземлювачів, з'єднаних між собою, еквівалентний опір заземлювального пристрою визначається як:

$$R_3 = \frac{R_1}{n \cdot \eta},$$

де n - кількість вертикальних заземлювачів;

η - коефіцієнт використання заземлювачів, що враховує взаємний вплив електродів.

Отримане значення R_3 повинно задовольняти умову:

$$R_3 \leq R_{\text{доп}},$$

де $R_{\text{доп}}$ - допустимий опір заземлення згідно з нормативними документами (як правило, не більше 4 Ом для електроустановок до 1 кВ).

Умова безпеки дотику перевіряється за співвідношенням:

$$U_{\text{д}} = I_{\text{кз}} \cdot R_3 \leq U_{\text{доп}},$$

де $U_{\text{д}}$ - напруга дотику, В;

$I_{\text{кз}}$ - струм короткого замикання, А;

$U_{\text{доп}}$ - допустима напруга дотику (50 В для змінного струму).

Для дахових сонячних електростанцій застосовується зовнішній і внутрішній блискавкозахист. Зовнішній блискавкозахист призначений для перехоплення прямого удару блискавки та складається з блискавкоприймачів, струмовідводів і заземлювального пристрою.

Радіус захисної зони стрижневого блискавкоприймача визначається за формулою:

$$r_x = k \cdot h,$$

де h - висота блискавкоприймача, м;

k - коефіцієнт, що залежить від класу блискавкозахисту.

Зона захисту повинна повністю перекривати площу розміщення фотоелектричних модулів та обладнання СЕС.

Для захисту обладнання СЕС від імпульсних перенапруг застосовуються пристрої захисту від перенапруг (ПЗП), які встановлюються:

- на стороні постійного струму;
- на стороні змінного струму;
- у колах зв'язку та управління.

Номинальний струм ПЗП вибирається з умови:

$$I_{\text{ПЗП}} \geq I_{\text{імп}},$$

де $I_{\text{імп}}$ - очікуваний імпульсний струм перенапруги.

4.4 Розрахунок захисної автоматики

Надійна та безпечна робота гібридної сонячної електростанції забезпечується комплексом апаратів захисту й комутації, які повинні виконувати функції: захисту від струмів перевантаження та короткого замикання, відключення при пошкодженні ізоляції (диференційний захист), захисту від перенапруг (грозових і комутаційних), а також забезпечення селективності та технологічної керованості електроживлення. Вибір захисної автоматики виконується окремо для DC-частини (стрінги та їх групування) і AC-частини (вихід інверторів, внутрішні розподільчі мережі 0,4 кВ, лінії на споживачів і/або суміжні ділянки).

4.4.1 Загальні розрахункові умови вибору апаратів захисту

Вибір автоматичних вимикачів, запобіжників та інших апаратів захисту здійснюють за умовою допустимого тривалого струму, здатності відключення, а також за вимогами чутливості захисту в разі короткого замикання. Для лінії або приєднання розрахунковий робочий струм визначають за потужністю навантаження (або джерела) та напругою.

Для трифазної мережі змінного струму (0,4 кВ) розрахунковий струм:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} U \cos \varphi}$$

де P - активна потужність, кВт;

U - лінійна напруга, кВ;

$\cos \varphi$ - коефіцієнт потужності.

Для однофазного кола:

$$I = \frac{P}{U \cos \varphi}$$

Для DC-ланцюгів (стрінгів) робочі значення струмів беруть із паспортних параметрів модулів, передусім I_{SC} (струм короткого замикання) та I_{MPP} (струм у точці максимальної потужності). Розрахунковий струм стрінга у практиці проєктування приймають:

$$I_{DC} \approx 1.25 I_{SC}$$

коефіцієнт 1.25 враховує можливе збільшення струму за певних умов опромінення та температури, а також вимоги запасу під час вибору апаратів і провідників.

4.4.2 Вибір та перевірка автоматичних вимикачів (АС-частина)

Номінальний струм автоматичного вимикача вибирають із умови:

$$I_n \geq I_{розр}$$

де I_n - номінальний струм автоматичного вимикача;

$I_{розр}$ - розрахунковий робочий струм кола.

Перевірка відповідності кабельній лінії (щоб автомат захищав кабель від перевантаження) виконується за умовою:

$$I_n \leq I_z$$

де I_z - тривало допустимий струм кабелю в реальних умовах прокладання (з урахуванням коефіцієнтів корекції).

У разі необхідності оцінюють також умову “відключення при КЗ” (чутливість захисту): час відключення повинен відповідати вимогам безпеки,

а мінімальний струм короткого замикання в точці приєднання має бути достатнім для спрацювання миттєвого або електромагнітного розчіплювача. У спрощеному вигляді (для перевірки принципової працездатності захисту) використовують співвідношення:

$$I_{k \min} \geq k \cdot I_n$$

де $I_{k \min}$ - мінімальний струм КЗ у точці встановлення автомата; k — кратність спрацювання (залежить від характеристики вимикача: тип В/С/D тощо).

Окремо перевіряють відключальну здатність автоматичного вимикача:

$$I_{cu} \geq I_{k \max}$$

де I_{cu} - гранична відключальна здатність вимикача;

$I_{k \max}$ - максимальний очікуваний струм КЗ у точці встановлення.

4.4.3 Захист інверторних ліній та шин 0,4 кВ

Для вихідних ліній інверторів (АС) апарати захисту вибирають з урахуванням номінального струму інвертора та режимів автономної роботи. Розрахунковий струм інвертора визначають за його номінальною потужністю:

$$I_{inv} = \frac{P_{inv}}{\sqrt{3} U \cos \varphi}$$

де P_{inv} - номінальна потужність інвертора;

U - напруга 0,4 кВ;

$\cos \varphi$ - коефіцієнт потужності (для інверторів зазвичай близький до 1 у номінальному режимі, якщо не задано інакше).

У схемі з кількома інверторами важливо забезпечити селективність: захист окремого інвертора або його лінії не повинен відключати всю станцію при локальному пошкодженні. Практично це реалізують каскадним підбором номіналів і часово-струмових характеристик апаратів у “нижчому” та “вищому” щаблі.

4.4.4 Захист DC-частини: стрінги, комбайнер/щит DC, роз’єднувачі, запобіжники

Оскільки фотоелектричні модулі є джерелом струму, захист у DC-частині має специфіку: головною небезпекою є зворотні струми від паралельних стрінгів і перенапруги. Для стрінгів із паралельним об’єднанням застосовують запобіжники (або автоматичні вимикачі DC), номінал яких вибирають за умовою:

$$I_f \geq 1.25 I_{SC}$$

Номінальна напруга DC-апаратів повинна відповідати максимальній можливій напрузі стрінга з урахуванням температури:

$$U_{max} = N \cdot U_{OC}(T_{min})$$

де N - кількість модулів у стрінзі;

$U_{OC}(T_{min})$ - напруга холостого ходу одного модуля при мінімальній розрахунковій температурі (визначається через температурний коефіцієнт напруги з паспортних даних модуля). Це критично для вибору DC-роз’єднувачів та ПЗП на стороні постійного струму.

4.4.5 Диференційний захист (ПЗВ/РСВО) та вимоги пожежної безпеки

Для захисту персоналу від ураження електричним струмом та зниження ризику пожеж застосовують пристрої захисного відключення. Номінальний струм ПЗВ вибирають не менше за струм лінії, а струм спрацювання — залежно від призначення кола. Узагальнено:

$$I_{n, RCD} \geq I_{\text{розр}}$$

Під час вибору типу ПЗВ (AC/A/B) враховують, що інверторне обладнання може формувати пульсуючі або постійні складові струму витоку, тому тип ПЗВ визначається рекомендаціями виробника інвертора та вимогами стандартів/практики застосування для перетворювальної техніки.

4.5 Електромагнітна сумісність та якість електроенергії

Електромагнітна сумісність (ЕМС) та якість електричної енергії є важливими аспектами проектування і експлуатації гібридної сонячної електростанції, особливо в умовах автономної роботи та функціонування у статусі активного споживача. Порушення показників якості електроенергії або недостатній рівень ЕМС можуть призводити до некоректної роботи електрообладнання, підвищених втрат енергії, зниження ресурсу апаратури та виникнення аварійних режимів.

Основним джерелом потенційних електромагнітних завад у гібридній СЕС є силове напівпровідникове обладнання, зокрема інвертори та DC/DC-перетворювачі системи накопичення енергії. Під час широтно-імпульсної модуляції формуються гармонічні складові струму та напруги, які поширюються в мережі змінного струму та можуть впливати на інші електроприймачі підприємства.

Якість електричної енергії в системі електропостачання гібридної СЕС оцінюється за основними показниками, визначеними стандартами ДСТУ EN 50160 та ІЕС 61000, до яких належать відхилення напруги, частоти,

несиметрія фаз, коефіцієнт гармонічних спотворень та рівень імпульсних перенапруг.

Відхилення напруги в точці приєднання інверторів до внутрішньої мережі визначається за виразом:

$$\Delta U = \frac{U_{\phi} - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100\%$$

де U_{ϕ} - фактичне значення напруги, В;

$U_{\text{НОМ}}$ - номінальне значення напруги, В.

Згідно нормативних вимог, відхилення напруги в мережах низької напруги не повинно перевищувати $\pm 10\%$ від номінального значення.

Частота електричної енергії в автономному режимі роботи гібридної СЕС підтримується інверторним обладнанням і повинна знаходитись у межах допустимих відхилень:

$$\Delta f = f_{\phi} - f_{\text{НОМ}}$$

де f_{ϕ} - фактична частота, Гц;

$f_{\text{НОМ}} = 50\text{Гц}$ - номінальна частота.

Одним із ключових показників якості електроенергії є коефіцієнт сумарних гармонічних спотворень напруги (THD_U), який визначається за формулою:

$$THD_U = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} U_n^2}}{U_1} \cdot 100\%$$

де U_1 - діюче значення основної гармоніки напруги, В;

U_n - діюче значення n-тої гармоніки напруги, В.

Для електричних мереж 0,4 кВ допустиме значення THD U не повинно перевищувати 8 %. Гібридні інвертори сучасного типу, як правило, забезпечують рівень гармонічних спотворень у межах 2–3 %, що відповідає вимогам стандартів.

З метою забезпечення електромагнітної сумісності в гібридній СЕС застосовуються фільтри вхідних та вихідних ланцюгів інверторів, правильне трасування кабельних ліній постійного і змінного струму, мінімізація петель струму та розділення силових і сигнальних кабелів. Особлива увага приділяється системі заземлення, яка повинна забезпечувати низький опір розтікання струму та ефективно відведення імпульсних перенапруг.

Опір заземлювального пристрою визначається за співвідношенням:

$$R_3 \leq R_{\text{доп}}$$

де R_3 - фактичний опір заземлювача, Ом;

$R_{\text{доп}}$ - допустиме нормативне значення, Ом.

Дотримання вимог ЕМС та якості електроенергії дозволяє забезпечити стабільну роботу гібридної сонячної електростанції, безпечну експлуатацію електрообладнання підприємства та відповідність системи чинним нормативно-технічним вимогам.

4.6 Технічні вимоги до експлуатації

Експлуатація гібридної сонячної електростанції повинна здійснюватися з дотриманням вимог чинних нормативно-технічних документів, інструкцій виробників обладнання та умов безпечної роботи електроустановок. Основною метою експлуатації є забезпечення надійної, безперервної та ефективної роботи системи генерації, накопичення та розподілу електричної енергії протягом усього терміну служби СЕС.

Гібридна СЕС належить до електроустановок напругою до 1 кВ і повинна експлуатуватися відповідно до вимог Правил улаштування

електроустановок (ПУЕ), Правил технічної експлуатації електроустановок споживачів та вимог стандартів серії ДСТУ ІЕС 60364. Обслуговування СЕС допускається лише персоналом, який має відповідну групу з електробезпеки та пройшов інструктаж з експлуатації фотоелектричних систем і акумуляторного обладнання.

Під час експлуатації фотоелектричних модулів необхідно забезпечити збереження їх механічної цілісності, чистоти поверхні та надійності кріплень. Забороняється виконання робіт на модульних полях під напругою, а також за несприятливих погодних умов. Регламентні огляди повинні включати візуальний контроль модулів, перевірку контактних з'єднань, стану ізоляції та відсутності локальних перегрівів.

Експлуатація інверторного обладнання здійснюється відповідно до технічної документації виробника з урахуванням допустимих діапазонів напруги, струму та температури. Необхідно забезпечити належну вентиляцію інверторних приміщень, контроль температурних режимів та регулярний моніторинг параметрів роботи. У процесі експлуатації повинні постійно контролюватися значення напруги, частоти, струмів та коефіцієнта потужності на стороні змінного струму.

Система накопичення енергії потребує особливих умов експлуатації, зокрема дотримання допустимих меж рівня заряду (State of Charge, SoC), температури навколишнього середовища та режимів заряджання і розряджання. Експлуатація акумуляторних батарей здійснюється з урахуванням максимально допустимої глибини розряду, що забезпечує збереження ресурсу та безпечну роботу системи. Контроль параметрів акумуляторів здійснюється за допомогою системи керування батареями (BMS).

Під час експлуатації гібридної СЕС повинна забезпечуватися коректна робота систем захисту та автоматики. Захисні апарати повинні спрацьовувати при виникненні коротких замикань, перевантажень, перенапруг та аварійних режимів. Періодично необхідно виконувати перевірку працездатності

автоматичних вимикачів, пристроїв захисного вимкнення та систем захисту від імпульсних перенапруг.

Система заземлення та блискавкозахисту повинна перебувати у справному стані протягом усього терміну експлуатації СЕС. Опір заземлювального пристрою підлягає періодичному контролю відповідно до нормативних вимог. Забороняється експлуатація електроустановки у разі пошкодження заземлювальних провідників або елементів блискавкозахисту.

Особливістю експлуатації гібридної СЕС у статусі активного споживача є необхідність дотримання вимог щодо якості електричної енергії, що передається внутрішніми мережами або на суміжні ділянки. Параметри напруги, частоти та рівні гармонійних спотворень повинні відповідати встановленим нормам, а режими роботи СЕС мають виключати негативний вплив на електрообладнання споживачів.

Таким чином, дотримання технічних вимог до експлуатації гібридної сонячної електростанції забезпечує безпечну роботу обладнання, стабільність електропостачання підприємства, збереження ресурсу основних елементів системи та реалізацію функцій активного споживача впродовж усього життєвого циклу СЕС.

ВИСНОВОК

У кваліфікаційній роботі виконано комплексне дослідження, спрямоване на розроблення технічного рішення щодо впровадження гібридної сонячної електростанції для промислового підприємства, яке функціонує у статусі активного споживача з можливістю передачі електричної енергії на суміжні ділянки. Отримані результати підтверджують доцільність та ефективність застосування гібридних СЕС для підвищення енергетичної незалежності, оптимізації витрат і забезпечення надійності електропостачання.

У роботі обґрунтовано нормативно-правові та технічні передумови функціонування активних споживачів в Україні, визначено особливості впровадження генеруючих установок без приєднання до мереж ОСР та можливості локального перетікання електроенергії. Проведено аналіз вихідних даних, інсоляційних характеристик, кліматичних умов та електротехнічних параметрів об'єкта.

На основі аналізу сучасних підходів до проектування відновлюваних джерел енергії розроблено методіку формування технічного рішення, що охоплює: вибір обладнання, визначення конфігурації фотоелектричних модулів, вибір інверторів, методи оцінки режимів роботи системи та підходи до побудови електротехнічної інфраструктури.

У роботі застосовано програмні комплекси PVsyst та SketchUp для побудови 3D-моделі, аналізу затінення та визначення очікуваних енергетичних показників СЕС. Інтеграція просторової моделі в PVsyst дала змогу отримати високоточні результати моделювання та оптимізувати конфігурацію генерації з урахуванням архітектурних особливостей об'єкта.

В результаті виконання кваліфікаційної роботи:

- сформовано технічно обґрунтовану концепцію гібридної СЕС для промислового підприємства;

- визначено оптимальне компонування обладнання та конфігурацію інверторно-акумуляторної системи;
- розроблено принципіві електричні схеми та структурні рішення;
- визначено очікувані енергетичні показники станції та умови її ефективної експлуатації;
- підтверджено технічну та економічну доцільність впровадження гібридної СЕС у статусі активного споживача.

Отримані результати можуть бути використані для практичної реалізації проєкту, подальшого техніко-економічного обґрунтування, а також як методична база для розроблення подібних систем на інших промислових об'єктах України.

Гібридні сонячні електростанції, інтегровані у технологічні процеси підприємств, є важливим елементом стратегії енергетичної незалежності держави, підвищення стійкості промисловості та розвитку сучасної енергетики на засадах сталості та екологічності.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Закон України «Про ринок електричної енергії» від 13.04.2017 № 2019-VIII // Відомості Верховної Ради України.
2. Закон України «Про альтернативні джерела енергії» від 20.02.2003 № 555-IV // Відомості Верховної Ради України.
3. Закон України «Про енергетичну ефективність» від 21.10.2021 № 1818-IX.
4. Правила роздрібного ринку електричної енергії. Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 312.
5. Кодекс систем розподілу. Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 310.
6. ПУЕ. Правила улаштування електроустановок. - К.: Мінпаливенерго України, 2010.
7. ДБН А.2.2-3:2014 «Склад та зміст проектної документації на будівництво». - К.: Мінрегіон України, 2014.
8. ДБН В.2.5-23:2010 «Проектування електрообладнання об'єктів». - К.: Мінрегіонбуд України, 2010.
9. ДСТУ EN IEC / HD 60364 (серія) «Електроустановки будівель». - К.: ДП «УкрНДНЦ».
10. ДСТУ EN 50549-1:2021, ДСТУ EN 50549-2:2021 «Вимоги до генерувальних установок, що працюють паралельно з мережею».
11. ДСТУ EN 62446-1:2017 «Фотовольтаїчні системи. Вимоги до випробувань, документації та введення в експлуатацію».
12. Куліш Ю. П., Рубан В. В. Сонячна енергетика: основи, технології, застосування. - Харків: ХНУРЕ, 2020.
13. Мірошніченко В. А., Кучеренко С. І. Електропостачання та відновлювальні джерела енергії. - К.: Ліра-К, 2019.
14. Офіційний сайт НКРЕКП: <https://www.nerc.gov.ua>

15. Офіційний сайт Міністерства енергетики України:
<https://www.mev.gov.ua>
16. Офіційний сайт Верховної Ради України (законодавча база):
<https://zakon.rada.gov.ua>
17. PVsyst SA - Grid Connected Systems - User's manual //
<https://www.pvsyst.com/help/physical-models-used/index.html#pv-system>
18. Design of photovoltaic power plants : Textbook for students of specialty 141 «Electric Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics» / A. V. Ivakhnov, O. V. Kulapin, K. V. Makhotilo, et al. – Kharkiv : NTU «KhPI». – 199 p. ISBN 978-617-05-0517-0.
19. ДБН А.3.2-2-2009 Система стандартів безпеки праці. Охорона праці і промислова безпека у будівництві. Основні положення (НПАОП 45.2-7.02-12).
20. ДСТУ EN 62305-3:2021 (EN 62305-3:2011, IDT; ІЕС 62305-3:2010, MOD) Блискавкозахист // https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=96752
21. ДСТУ HD 60364 Низьковольтні електричні установки // https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=104752