

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»
(повне найменування закладу вищої освіти)

Навчально-науковий інститут інформаційних технологій і робототехніки
(повне найменування інституту, підрозділу факультету (відділення))

Кафедра автоматики, електроніки та телекомунікацій
(повна назва кафедри (приміщення, циклової вищої))

Пояснювальна записка

до кваліфікаційної роботи

магістр

(рівень вищої освіти)

на тему «Проектування мережевої сонячної станції на 300 кВт
ТОВ «Оржицький молокозавод»»

Виконав: студент 2 курсу, групи 2мМЕ
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
(номер і повна назва напрямку підготовки, спеціальності)

Соловйов С.В.

(прізвище та ініціали)

Керівник Кислиця С.Г.

(прізвище та ініціали)

Рецензент Єрмілова Н.В.

(прізвище та ініціали)

Полтава - 2026 рік

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»
Інститут Навчально-науковий інститут інформаційних технологій та
робототехніки
Кафедра Автоматики, електроніки та телекомунікацій
Рівень вищої освіти Магістр
Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри автоматичної,
електроніки та телекомунікацій

О.В. Шефер

« 15 » 09 2025 р.

З А В Д А Н Н Я

НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Соловійову Сергію Вікторовичу

1. Тема проекту (роботи) «Проектування мережевої сонячної станції на 300 кВт ТОВ « Оржицький молокозавод»»
керівник проекту (роботи) Киселиця Світлана Григорівна, к.т.н., доцент
затверджена наказом вищого навчального закладу від «03» 09. 2025 року
№ 1025-ф.а.
2. Строк подання студентом проекту (роботи) 22.12.2025 р.
3. Вихідні дані до проекту (роботи) Документація на електрообладнання комбінованих енергокомплексів на основі відновлювальних джерел енергії. Номінальна напруга 380/220В, частота 50 Гц. Забезпечити надійне електропостачання з мінімальними капіталовкладеннями.
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Розроблення структурної та електричної схеми СЕС потужністю 300 кВт. Розрахунок електричних параметрів і вибір обладнання. Система моніторингу та автоматизації. Заходи щодо роботи мережевої станції під час відключення електропостачання. Схема підключення дизельного генератора до СЕС для аварійного живлення. Висновки по роботі.
5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових плакатів):
 - 1) Актуальність, мета та задачі розроблення;
 - 2) Схема розташування будівель;
 - 3) Схема розподілу силових ліній;
 - 4) План покрівель;
 - 5) План розміщення фотоелектромодулів;

- 6) Схема стрінговки фотоелектромодулів;
- 7) Система кріплення фотоелектромодулів;
- 8) Характеристики фотоелектромодулів;
- 9) Висновки.

6. Дата видачі завдання 15.09.2025 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№	Назва етапів магістерської роботи	Термін та обсяг виконання етапів роботи		Примітки (плакати)
		Термін	Обсяг	
1	Аналіз сучасних енергетичних установок, переваги та недоліки. Постановка завдань на магістерську роботу	07.10.25	15%	Пл. 1
2	Розроблення структурної та електричної схеми СЕС потужністю 300 кВт	21.10.25	I 25%	Пл. 2
3	Розрахунок електричних параметрів і вибір обладнання	04.11.25	40%	Пл. 3
4	Система моніторингу та автоматизації	11.11.25	50 %	Пл. 4
5	Заходи щодо роботи мережевої станції під час відключення електропостачання	18.11.25	II 60%	Пл. 5
6	Схема підключення дизельного генератора до СЕС для аварійного живлення	25.11.25	70%	Пл. 6,7
7	Дослідження та аналіз розробленої системи	09.12.25	90%	Пл. 8,9
8	Оформлення пояснювальної записки	22.12.25	III 100%	Пл. 10

Магістрант


(підпис)

Соловійов С.В.
(прізвище та ініціал)

Керівник роботи


(підпис)

Кислиця С.І.
(прізвище та ініціал)

ЗМІСТ

ВСТУП.....	5
РОЗДІЛ 1. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТУ З ВИХІДНИМИ ДАНИМИ.....	8
1.1 Загальна характеристика об'єкта, що проектується.....	8
1.2 Вихідні дані для проектування.....	10
1.3 Аналіз матеріалу, конструкції, кута нахилу, напрямків дахів та можливої кількості встановлення ФЕМ.....	11
1.4 Розрахунок очікуваної генерації сонячної електростанції.....	14
РОЗДІЛ 2. РОЗРОБЛЕННЯ СТРУКТУРНОЇ ТА ЕЛЕКТРИЧНОЇ СХЕМИ СЕС ПОТУЖНІСТЮ 300 КВТ.....	18
2.1 Підбір інверторів.....	18
2.2 Вибір типу ФЕМ та обґрунтування кількості панелей.....	25
2.3 Формування стрінгів, система з'єднання та конфігурація інверторів.....	29
2.4 Методика об'єднання інверторів у спільну ланку.....	35
2.5 Підбір каркасу для монтажу ФЕМ відповідно матеріалу покрівлі.....	37
РОЗДІЛ 3. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ ПАРАМЕТРІВ І ВИБІР ЗАХИСНОГО ОБЛАДНАННЯ	42
3.1 Вибір та перевірка перерізів кабелів для постійного струму.....	42
3.2 Вибір та перевірка перерізів кабелів для змінного струму.....	47
3.3 Розрахунок та підбір захисного обладнання для постійного струму.....	53
3.4 Розрахунок та підбір захисного обладнання для змінного струму.....	58
3.5 Розрахунок системи заземлення та блискавкозахисту.....	62
РОЗДІЛ 4. Система моніторингу та автоматизації.....	65
4.1 Принцип роботи SmartLogger 3000 для дистанційного моніторингу та управління СЕС.....	65
4.2 Алгоритм збору та передачі даних у хмарну систему FusionSolar.....	67
РОЗДІЛ 5. ЗАХОДИ ЩОДО РОБОТИ МЕРЕЖЕВОЇ СТАНЦІЇ ПІД ЧАС ВІДКЛЮЧЕННЯ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....	69
5.1 Схема підключення дизельного генератора до СЕС для аварійного живлення.....	69
ВИСНОВКИ.....	72
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	74
ДОДАТКИ.....	78

ВСТУП

Сучасний стан енергетичної системи України характеризується високим рівнем нестабільності, що зумовлено як технічними, так і соціально-економічними факторами. Значна частина енергетичної інфраструктури зазнала руйнувань, що спричинило зростання дефіциту електроенергії, нерівномірність навантаження в мережах та збільшення вартості електропостачання для промислових підприємств. У цих умовах особливо гостро постає питання забезпечення надійного, стійкого та економічно обґрунтованого електроживлення для виробничих об'єктів, які мають безперервний технологічний цикл та значну потребу в електроенергії.

У глобальному масштабі спостерігається тенденція до активного переходу промисловості на відновлювані джерела енергії, що зумовлено як економічними міркуваннями, так і вимогами екологічної безпеки. Використання сонячної енергетики на підприємствах дозволяє вирішувати одразу кілька ключових завдань: зменшення витрат на електроенергію, підвищення автономності, зниження викидів CO₂ та оптимізація графіка навантажень. З урахуванням того, що значна частина виробництв функціонує у денний час доби, коли спостерігається максимальний рівень сонячної радіації, впровадження сонячних електростанцій є економічно виправданим та доцільним рішенням.

У цьому контексті актуальність теми кваліфікаційної роботи магістра «Розроблення та дослідження мережевої сонячної станції на 300 кВт для заощадження власного споживання ТОВ "Оржицький молокозавод" є беззаперечною. ТОВ "Оржицький молокозавод" відноситься до категорії енергоємних підприємств харчової промисловості, де стабільність електропостачання прямо впливає на якість продукції та безперервність виробничих процесів. Молокопереробні заводи мають значне постійне споживання електроенергії, пов'язане з роботою холодильного та компресорного обладнання, насосних систем, ліній пастеризації й фасування. З огляду на це впровадження мережевої сонячної електростанції здатне

забезпечити значну економію коштів, зменшити залежність від зовнішньої мережі та підвищити енергетичну стійкість підприємства в умовах нестабільної ситуації в енергетичному секторі.

Окрім економічної доцільності, важливим аргументом є екологічна складова. Зменшення викидів парникових газів та скорочення споживання енергії з традиційних джерел сприятиме реалізації державної та глобальної політики переходу до низьковуглецевої економіки. Україна задекларувала зобов'язання щодо розвитку відновлюваної енергетики та інтеграції у європейські енергетичні стандарти, що також підсилює актуальність дослідження.

Розроблення мережевої сонячної електростанції для промислового підприємства передбачає комплекс технічних, інженерних, економічних та аналітичних рішень. Зокрема, необхідно врахувати кліматичні особливості місцевості, доступну площу для розміщення фотомодулів, режим споживання підприємства, параметри зовнішньої електромережі, вимоги енергокомпанії, нормативні документи та стандарти. Інженерні рішення повинні забезпечити відповідність технічних параметрів СЕС реальним умовам експлуатації, гарантувати надійну роботу обладнання та максимальну ефективність генерації.

Важливо зазначити, що в умовах української енергосистеми мережеві сонячні станції набувають не лише економічного, а й стратегічного значення. Їх впровадження дозволяє згладжувати пікові навантаження, зменшувати дефіцит потужності та підвищувати стійкість підприємств до аварійних ситуацій і планових відключень. Особливу увагу необхідно приділити роботі СЕС у разі зникнення напруги в мережі. Інвертори мережевого типу мають особливість автоматично відключатися при зникненні енергії з боку мережі, що накладає додаткові вимоги до схеми захисту та алгоритмів взаємодії з електрообладнанням заводу. Саме тому розроблення заходів щодо роботи станції під час аварійних та післяаварійних режимів є невід'ємною частиною дослідження.

Завдання, які ставляться в даній кваліфікаційній роботі, є достатньо комплексними, а їх вирішення вимагає глибоких теоретичних знань та практичних навичок з електротехніки, проектування систем електропостачання, відновлюваної енергетики, автоматизації, релейного захисту та економічного аналізу. У межах роботи передбачається виконання ряду етапів, що охоплюють усі ключові складові проектування мережевої СЕС.

До основних завдань дослідження належать:

- аналіз вихідних даних та розроблення структурної та електричної схеми сонячної електростанції потужністю 300 кВт;
- розрахунок струмів, напруг, потужностей, втрат та вибір фотомодулів, інверторів, кабельних ліній та пристроїв захисту;
- розроблення системи моніторингу та автоматизації роботи СЕС, вибір апаратного та програмного забезпечення;
- дослідження режимів роботи станції при аварійному відключенні мережі та опрацювання заходів безпеки для обладнання та персоналу;
- економічне обґрунтування впровадження, включно з розрахунком капітальних витрат, експлуатаційних витрат, строку окупності, чистої приведеної вартості та аналізом економічних ризиків.

Таким чином, метою магістерської кваліфікаційної роботи є розроблення та всебічне дослідження мережевої сонячної електростанції потужністю 300 кВт, призначеної для забезпечення часткового покриття власного електроспоживання ТОВ "Оржицький молокозавод", а також обґрунтування технічної ефективності її впровадження.

РОЗДІЛ 1. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТУ З ВИХІДНИМИ ДАНИМИ

1.1 Загальна характеристика об'єкта, що проектується

Об'єктом проектування є підприємство ТОВ «Оржицький молокозавод», промисловий комплекс з постійним виробничим циклом, який працює у три зміни безперервно, 24 години на добу, 7 днів на тиждень. Основними функціональними підрозділами підприємства є: Приймально-апаратний цех, Виробничі цехи, складські приміщення, адміністративні та допоміжні будівлі, включаючи контору, котельню та КПП, що показано на рисунку 1.1

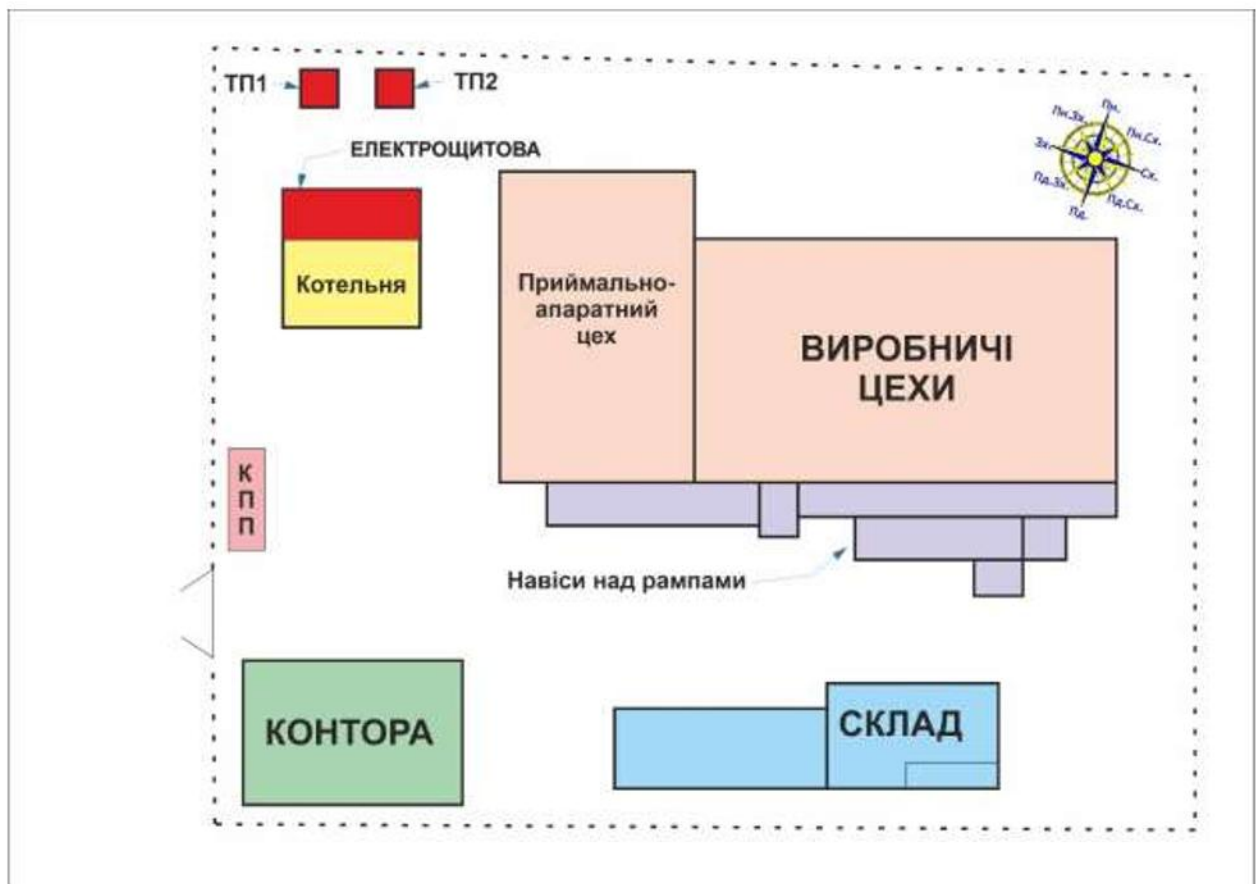


Рисунок 1.1 – Схема розташування будівель

Електропостачання підприємства забезпечується через дві окремі трансформаторні підстанції, що дозволяє організувати надійну систему живлення і поділити навантаження між різними підрозділами заводу. Електропостачання підприємства забезпечується через дві окремі трансформаторні підстанції, що дозволяє організувати надійну систему живлення і поділити навантаження між різними підрозділами заводу,

відповідно до вимог чинних нормативних документів з проектування систем електропостачання [1]. Введення силових кабелів здійснюється у будівлю котельні, де розташована центральна електрощитова кімната, у якій організовані окремі головні розподільчі щити (ГРЩ) для кожного трансформатора, рисунок 1.2

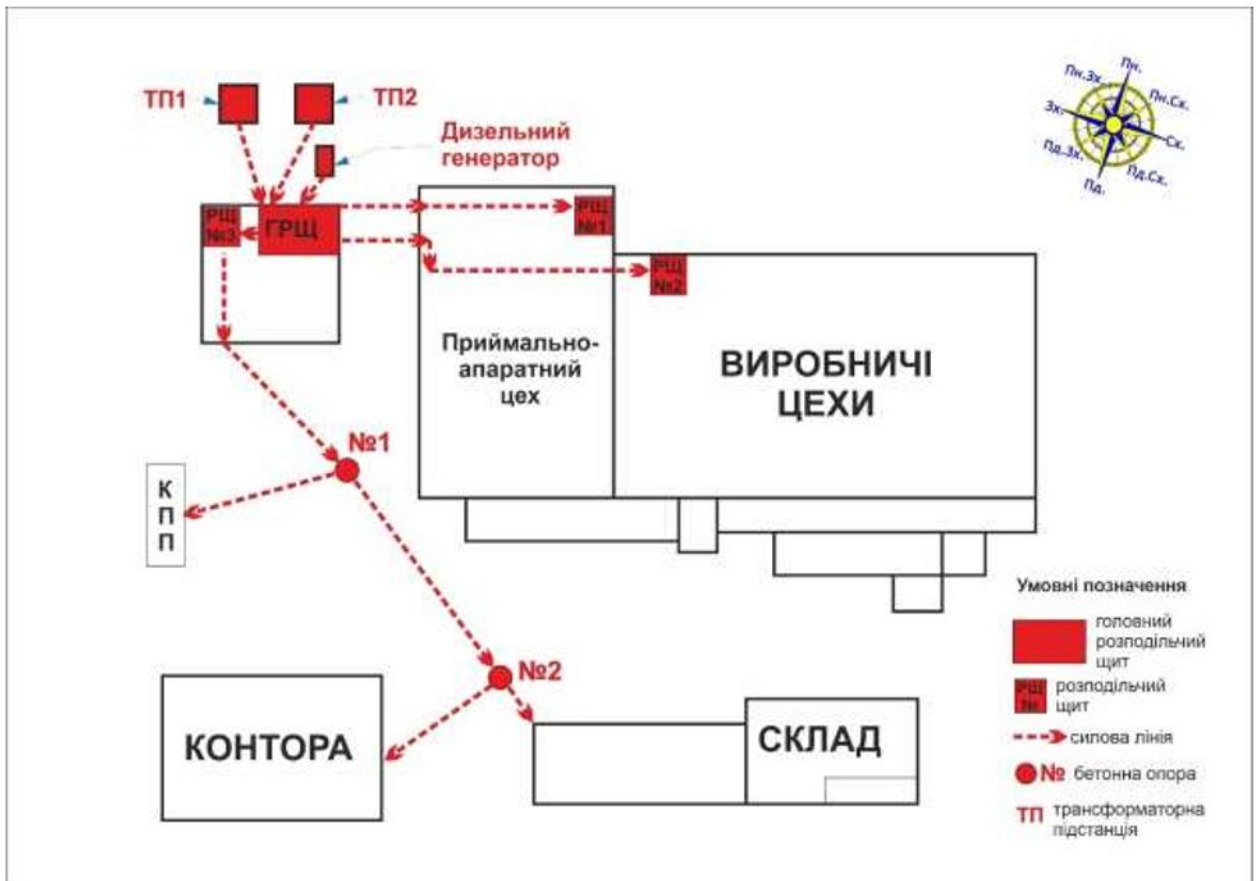


Рисунок 1.2 - Схема розподілу силових ліній

Для забезпечення безперебійної роботи підприємства, навіть під час відключень електроенергії, на підприємстві встановлений дизельний генератор AKSA APD 200С. У випадку аварійного живлення два ГРЩ можуть бути комутовані рубильником у єдину лінію для забезпечення живлення критичних та виробничих процесів від генератора.

Системи електропостачання організовані з урахуванням циклічності виробничих процесів, тому середньомісячне споживання електроенергії має стабільні показники. Розподіл навантаження здійснюється таким чином, щоб забезпечити рівномірне використання фазних ліній, мінімізувати

перевантаження та забезпечити максимальну надійність електропостачання підприємства.

Важливою особливістю об'єкта є наявність різнорівневих будівель із дахами, які мають різну конфігурацію, матеріал покриття та кути нахилу. Це впливає на розташування обладнання сонячної станції та визначає площі покриття, придатні для монтажу фотомодулів.

Об'єкт поєднує у собі промислові, адміністративні та допоміжні приміщення, що працюють у безперервному режимі, і має складну інженерну інфраструктуру, яка дозволяє реалізувати проектовану мережеву сонячну станцію потужністю 300 кВт для часткового покриття власного споживання електроенергії.

1.2 Вихідні дані для проектування

Для проектування мережевої сонячної станції та системи розподілу електроенергії враховано наступні вихідні дані, які відповідають вимогам інтеграції фотоелектричних установок у внутрішні електричні мережі споживачів [2]:

Тип будівництва: існуюче промислове підприємство із планованим монтажем додаткових джерел електроенергії.

Введення електроенергії: через дві трансформаторні підстанції ТП1 та ТП2.

Напруга мережі живлення: 10/0,4 кВ

- ТП1 – ТМ-160/10/0,4 кВ, кабель АВВГ 3×240 мм².

Основне навантаження — приймально-апаратний цех (≈99 %), решта (≈1 %) — адміністративно-побутові споживачі (КПП, контора, склад).

- ТП2 – ТМ-250/10/0,4 кВ, кабель АВВГ 3×240 мм².

Живить обладнання виробничих цехів, яке має вищу та більш стабільну потужність споживання.

Середні погодинні навантаження становлять:

- ТП1 — ~70 кВт·год, піки до 96 кВт·год,
- ТП2 — ~160 кВт·год, піки до 192 кВт·год.

Середньомісячне споживання заводу становить $\approx 165\,600$ кВт·год

Режим роботи підприємства: безперервний, 3 зміни, 24/7.

Розподільні щити: окремі ГРЩ для кожного трансформатора в електрощитовій котельні.

Резервне живлення: дизельний генератор AKSA APD 200С, що забезпечує автономну роботу підприємства під час аварійного відключення зовнішніх введів

Система заземлення: TN-C-S

Характер навантаження: рівномірний розподіл навантаження по фазах.

Умови експлуатації: циклічна робота виробничих процесів, постійне навантаження на трансформатори та розподільчі щити, без різких пікових перевантажень.

Ці вихідні дані забезпечують основу для подальшого проектування розподільних мереж та розрахунку мережевої сонячної станції.

1.3 Аналіз матеріалу, конструкції, кута нахилу, напрямків дахів та можливої кількості встановлення ФЕМ

Для розміщення фотоелектричних модулів (ФЕМ) сонячної електростанції потужністю 300 кВт використано покрівлі основних та допоміжних будівель підприємства. Вибір покрівель здійснювався з урахуванням доступної площі, матеріалу покриття, кута нахилу та просторової орієнтації (азимуту), що безпосередньо впливає на ефективність використання сонячної енергії та очікувану генерацію електроенергії.

Кількість фотоелектричних модулів, що можуть бути встановлені на кожній будівлі підприємства, на початковому етапі проектування визначається насамперед геометричними параметрами покрівель, їх площею, формою та доступною зоною для монтажу. Саме ці параметри є первинним обмежувальним фактором, оскільки вони визначають максимально можливу кількість ФЕМ, яку можна розмістити без порушення вимог щодо мінімальних

відстаней між рядами, технологічних проходів та зон обслуговування [3], рисунок 1.3.

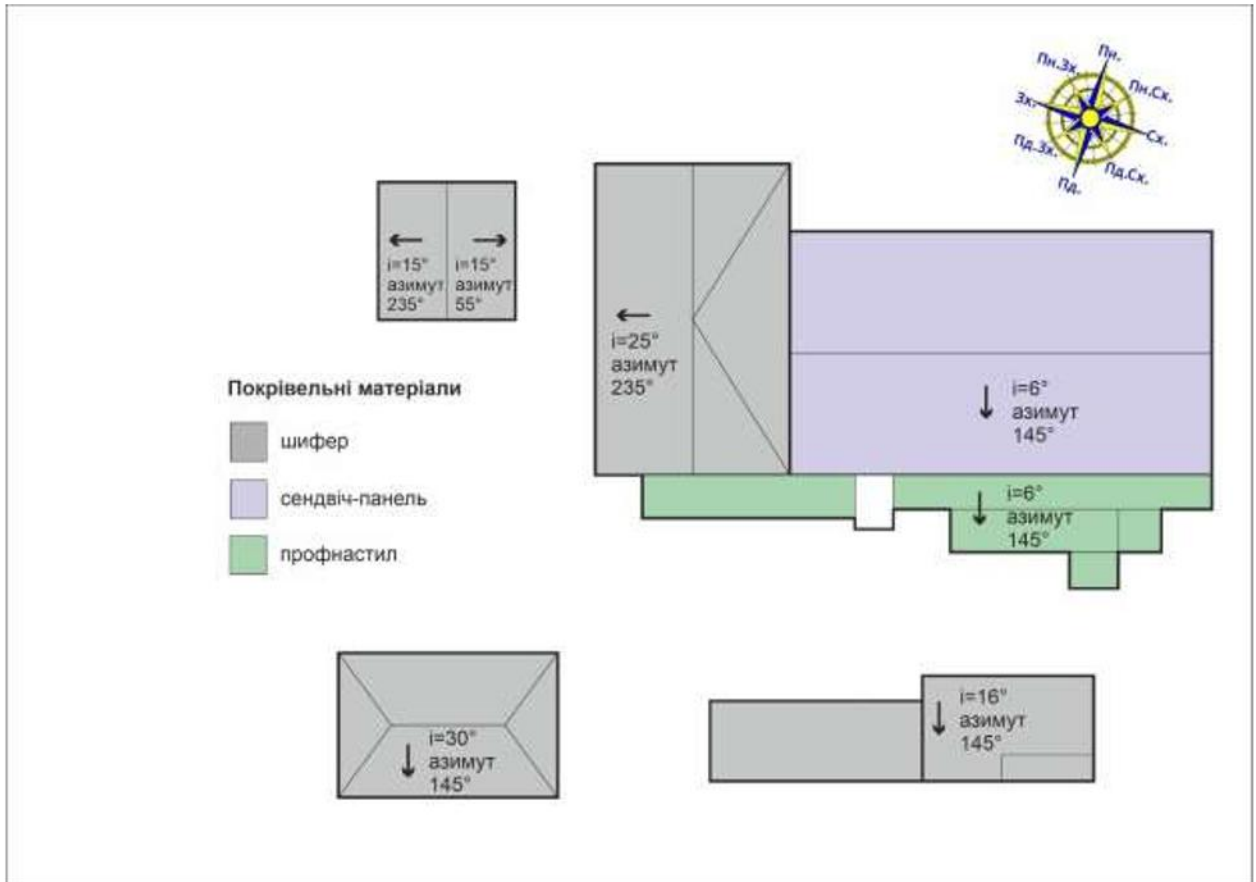


Рисунок - 1.3 План покрівель

Таким чином, шляхом аналізу наявних покрівель будівель підприємства та їхніх геометричних характеристик стає можливим попередньо визначити кількість фотоелектричних модулів для кожного об'єкта. Отримані значення кількості ФЕМ використовуються як вихідні дані для подальшого проектування сонячної електростанції, зокрема для розрахунку встановленої потужності, очікуваної генерації електроенергії, вибору інверторів та формування електричної схеми СЕС.

Основна частина ФЕМ розміщена на дахах виробничих цехів та навісах над рампами з незначним кутом нахилу (6°), що зумовлює рівномірний, але дещо знижений зимовий виробіток. Дахи приймально-апаратного цеху, складів, контори та котельні мають більші кути нахилу, що забезпечує кращі умови інсоляції в осінньо-зимовий період. Орієнтація покрівель переважно

відповідає південно-східному (145°) та південно-західному (235°) напрямкам, які є близькими до оптимальних для умов України. Частина ФЕМ на даху котельні орієнтована з азимутом 55° , що призводить до зниження питомої генерації, однак дозволяє ефективно використати наявну площу покрівлі.

Зведені вихідні дані щодо можливої кількості розміщення ФЕМ на будівлях підприємства наведені в таблиці 1.1. та на рисунку 1.4.

Таблиця 1.1 – Характеристика покрівель будівель підприємства та розміщення фотоелектричних модулів

№	Будівля	Матеріал даху	Площа покрівлі, м ²	Ухил, °	Азимут, °	Кількість ФЕМ, шт.
1	Виробничі цехи	Сендвіч-панелі	680	6	145	175
2	Навіси над рампами	Профнастил	225	6	145	78
3	Приймально-апаратний цех	Шифер	320	25	235	108
4	Склади	Шифер	255	16	145	84
5	Контора	Шифер	90	30	145	21
6	Котельня (пд.-зах.)	Шифер	91	15	235	21
7	Котельня (пн.-сх)	Шифер	91	15	55	16

Прийнята схема розміщення фотоелектричних модулів «рисунок 1.4» дозволяє максимально використати доступні площі покрівель будівель підприємства без внесення конструктивних змін. Різноманітність кутів нахилу та азимутів призводить до певної нерівномірності генерації протягом доби та року, однак у цілому забезпечує ефективне використання встановленої потужності сонячної електростанції та створює передумови для покриття власного споживання підприємства.

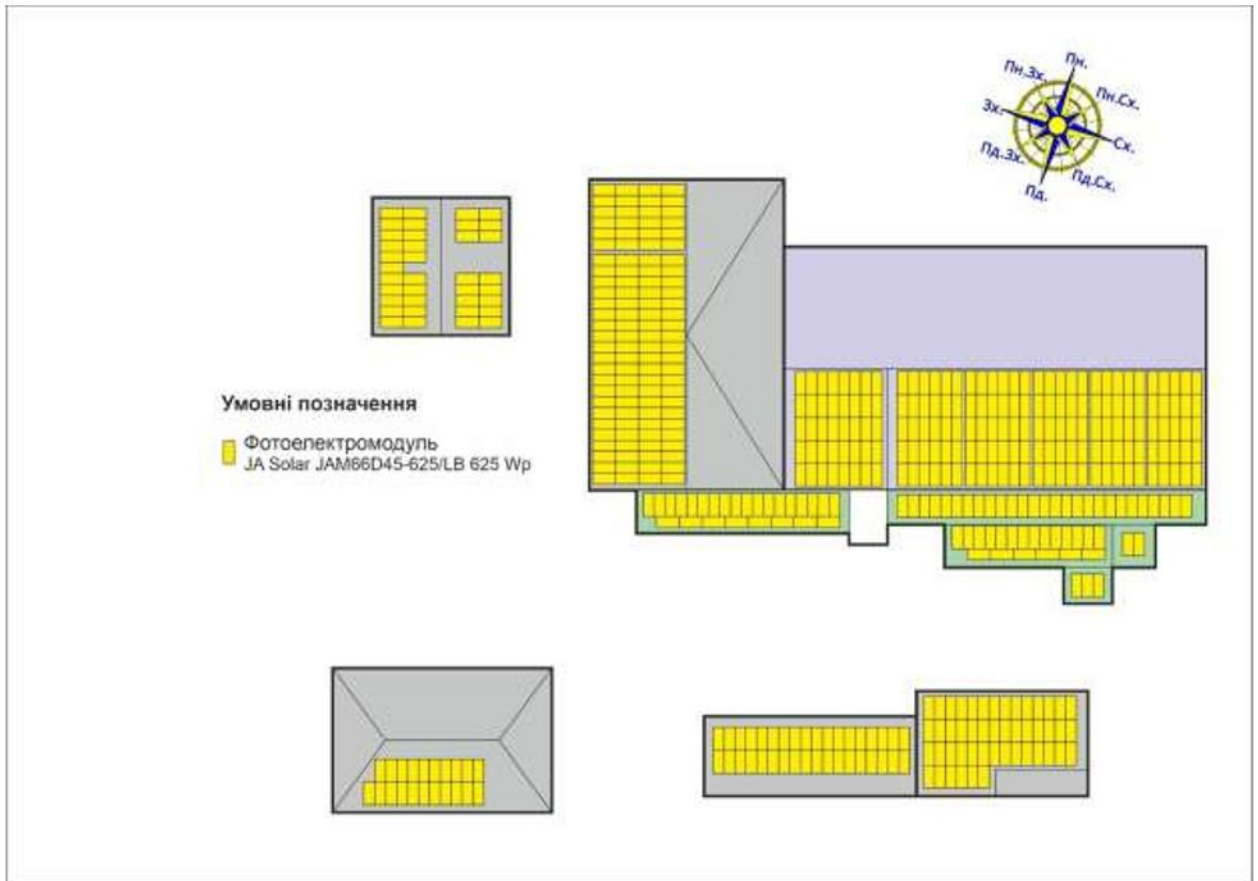


Рисунок 1.4 - План розміщення фотоелектромодулів на дахах будівель

1.4 Розрахунок очікуваної генерації сонячної електростанції.

Для оцінки очікуваної річної генерації сонячної електростанції потужністю 300 кВт використано онлайн-ресурс **Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)**, який розроблений Об'єднаним дослідницьким центром Європейської Комісії (JRC). Даний інструмент широко застосовується для прогнозування виробітку фотоелектричних систем та базується на багаторічних метеорологічних даних, що включають рівень сонячної радіації, температурні умови та кліматичні особливості регіону.

Розрахунок очікуваної генерації виконувався окремо для кожної покрівлі з урахуванням встановленої номінальної потужності фотоелектричних модулів, кута нахилу та азимуту поверхні. Отримані значення річного виробітку електроенергії використовуються як технічна

характеристика СЕС та є вихідними даними для подальшого аналізу режимів роботи станції й оцінки ефективності використання встановленої потужності.

Таблиця 1.2 – Очікувана річна генерація СЕС за результатами розрахунку в PVGIS

№	Покрівля	Номінальна потужність ФЕМ, кВт	Очікувана річна генерація, кВт·год
1	Виробничі цехи	109,375	107 391,57
2	Навіси над рампами	48,75	47 865,96
3	Приймально-апаратний цех	67,5	68 379,13
4	Склади	52,5	54 033,59
5	Контора	13,125	13 948,80
6	Котельня (пд.-сх. орієнтація)	13,125	13 105,30
7	Котельня (пн.-сх. орієнтація)	10	8 513,40

Як приклад застосування онлайн-ресурсу PVGIS розглянемо розрахунок очікуваної генерації для покрівель виробничих цехів. Вхідними даними для моделювання є географічне розташування об'єкта, номінальна потужність встановлених фотоелектричних модулів 109,375 кВт, кут нахилу покрівлі 6° та орієнтація поверхні з азимутом 145° .

За результатами моделювання в системі PVGIS очікувана річна генерація електроенергії для даної групи ФЕМ становить 107 391,57 кВт·год, що відповідає питомому виробітку близько 982 кВт·год/кВт встановленої потужності. Отримане значення узгоджується з кліматичними умовами регіону та геометричними параметрами покрівлі і підтверджує доцільність використання дахів виробничих цехів для розміщення основної частини фотоелектричних модулів, дані розрахунки демонструє рисунок 1.5.

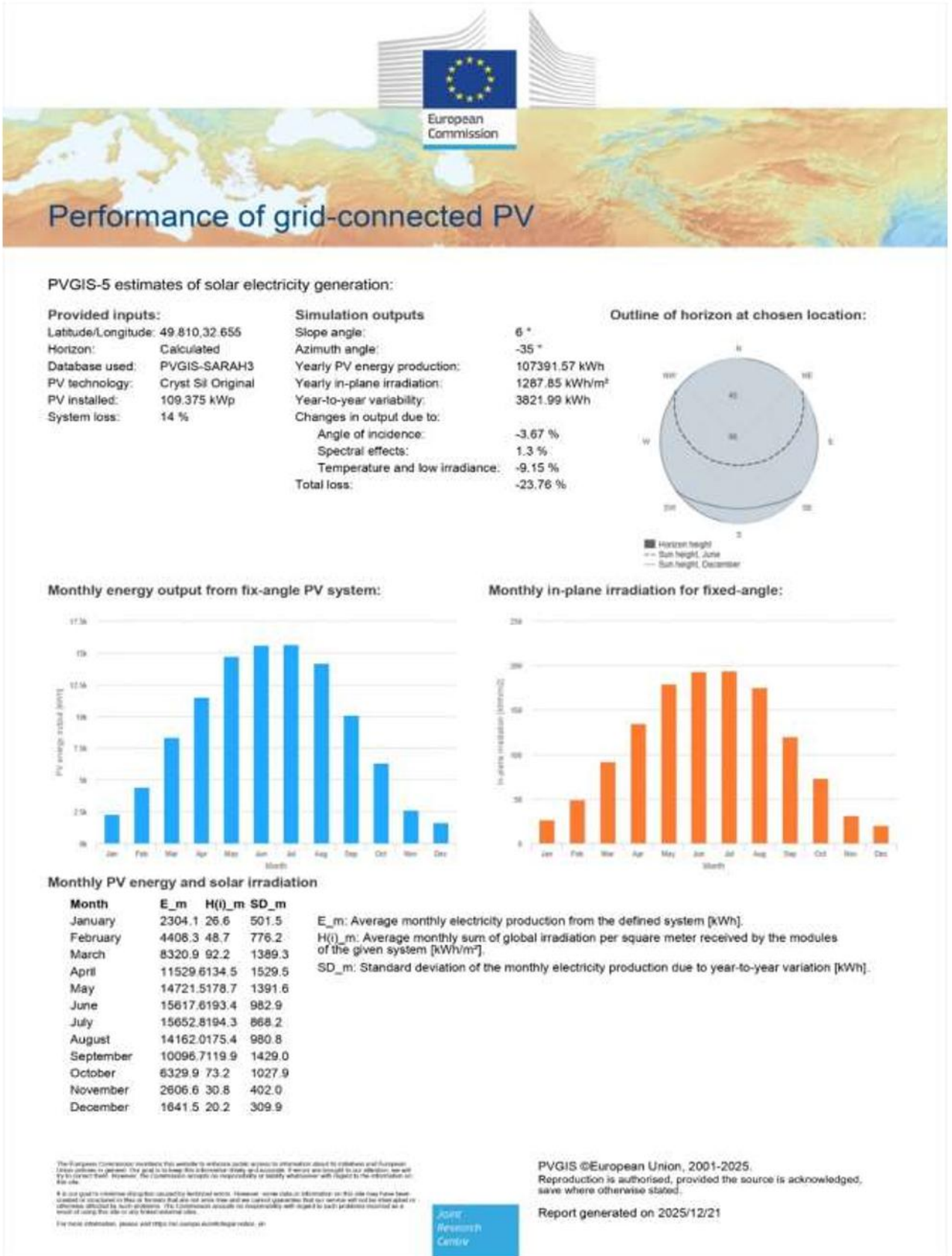


Рис.1.5 Приклад розрахунку очікуваної генерації на дахах виробничих цехів

РОЗДІЛ 2. РОЗРОБЛЕННЯ СТРУКТУРНОЇ ТА ЕЛЕКТРИЧНОЇ СХЕМИ СЕС ПОТУЖНІСТЮ 300кВТ.

2.1 Підбір інверторів

Аналіз існуючої системи електропостачання підприємства

Підприємство має два незалежні вводи через дві окремі трансформаторні підстанції:

- ТП1 – ТМ-160/10/0,4 кВ, кабель АВВГ 3×240 мм². Основне навантаження — приймально-апаратний цех (≈99 %), решта (≈1 %) — адміністративно-побутові споживачі (КПП, контора, склад).
- ТП2 – ТМ-250/10/0,4 кВ, кабель АВВГ 3×240 мм². Живить обладнання виробничих цехів, яке має вищу та більш стабільну потужність споживання.

Середні погодинні навантаження становлять:

- ТП1 — ~70 кВт·год, піки до 96 кВт·год,
- ТП2 — ~160 кВт·год, піки до 192 кВт·год.

Завод працює 24/7 у три зміни, що означає рівномірний профіль споживання, мінімальну сезонність та високий коефіцієнт власного використання від виробленої СЕС енергії — ключовий фактор для вибору мережевих інверторів [4].

Обидві силові лінії заходять у будівлю «Котельні», де розміщена електрощитова з двома незалежними ГРЩ. Під час аварійних відключень обидва ГРЩ комутуються в один контур та живляться дизельним генератором AKSA APD 200С.

Обґрунтування поділу сонячної станції на два енергетичні центри (100 кВт + 200 кВт).

Враховуючи те, що на підприємство заходять два незалежних вводи, логічно та технічно доцільно розміщувати СЕС також у двох незалежних точках підключення. Це відповідає принципам:

- мінімізації втрат у кабельних лініях низької напруги;
- зменшення струмів у точках приєднання;

- закріплення генерації за відповідними виробничими зонами;
- відповідності ІЕС 60364-7-712 щодо інтеграції PV-установок у багатовідні мережі [2].

Тому застосовано таку архітектуру:

- 1 інвертор Huawei SUN2000-100KTL-M2 (100 кВт), рисунок 2.1;
Підключений до ГРЩ ТП1, який живить приймально-апаратний цех.
- 2 інвертори Huawei SUN2000-100KTL-M2 (загалом 200 кВт);
Об'єднані між собою через RS485, працюють як єдина система 200 кВт, підключені до ГРЩ ТП2, який забезпечує найбільше навантаження.



Рисунок 2.1 – Зовнішній вигляд інвертора Huawei SUN2000-100KTL-M2

Таке рішення дозволяє:

- розподілити генерацію пропорційно фактичним споживанням;
- уникнути перевантаження однієї з трансформаторних підстанцій;
- мінімізувати ризики при роботі ДГ, оскільки схеми підключення незалежні;
- забезпечити відповідність рівня генерації допустимим струмам у кожному ГРЩ.

Обґрунтування вибору саме інверторів Huawei SUN2000-100KTL-M2: Високий енергетичний ККД-98,8 % - це один із найвищих показників у класі промислових інверторів 100 кВт, що прямо впливає на річний виробіток енергії [5]. Дані показники наглядно приведені на рисунку 2.2

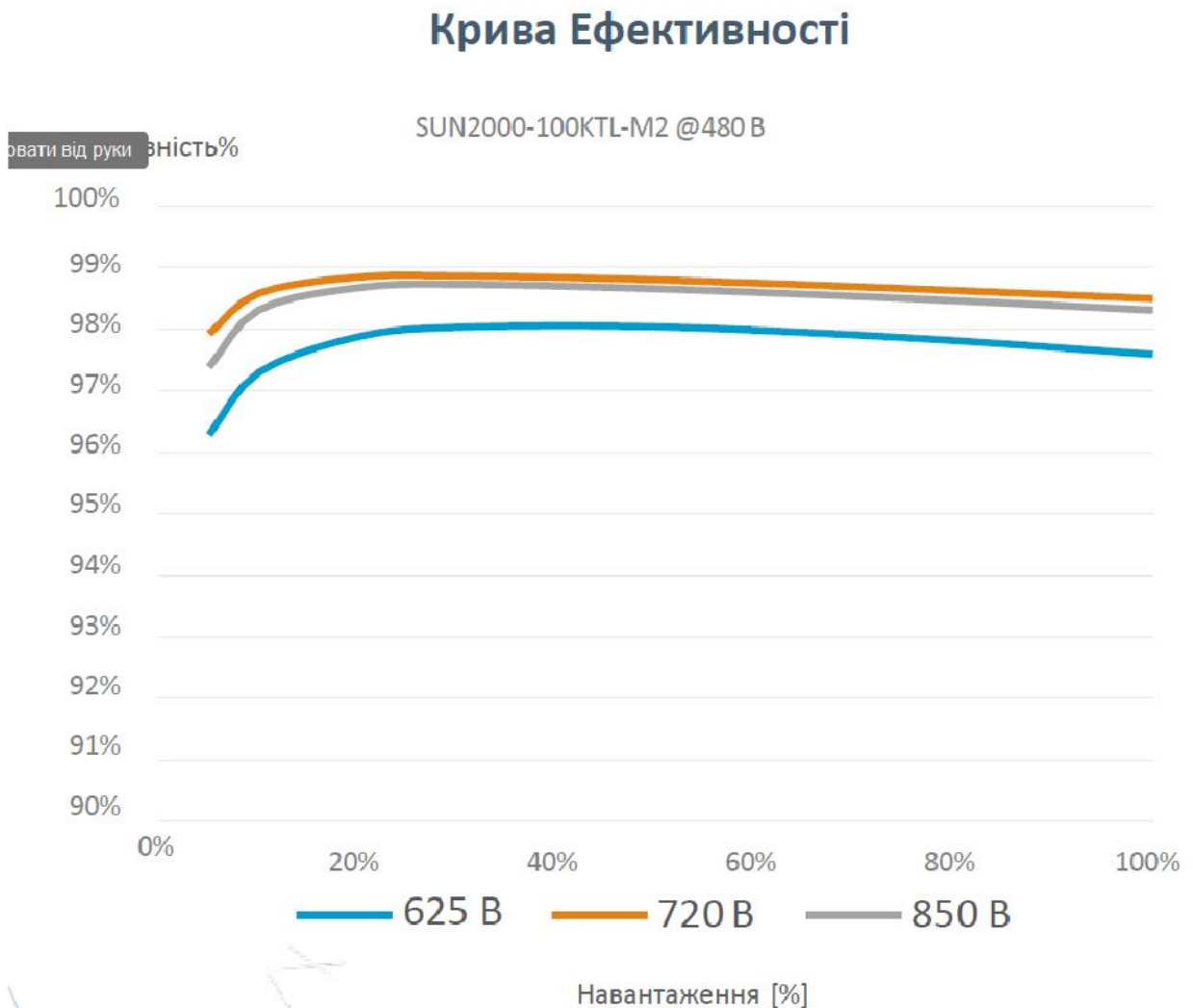


Рисунок 2.2 Крива ефективності

Також модифікація M2 має 10 MPPT, рисунок 2.3, що дозволяє:

- підключати велику кількість стрінгів з різними умовами інсоляції,
- мінімізувати втрати від часткового затінення та нерівномірного нагріву, що відповідає рекомендаціям стандарту IEC 62548 [3].

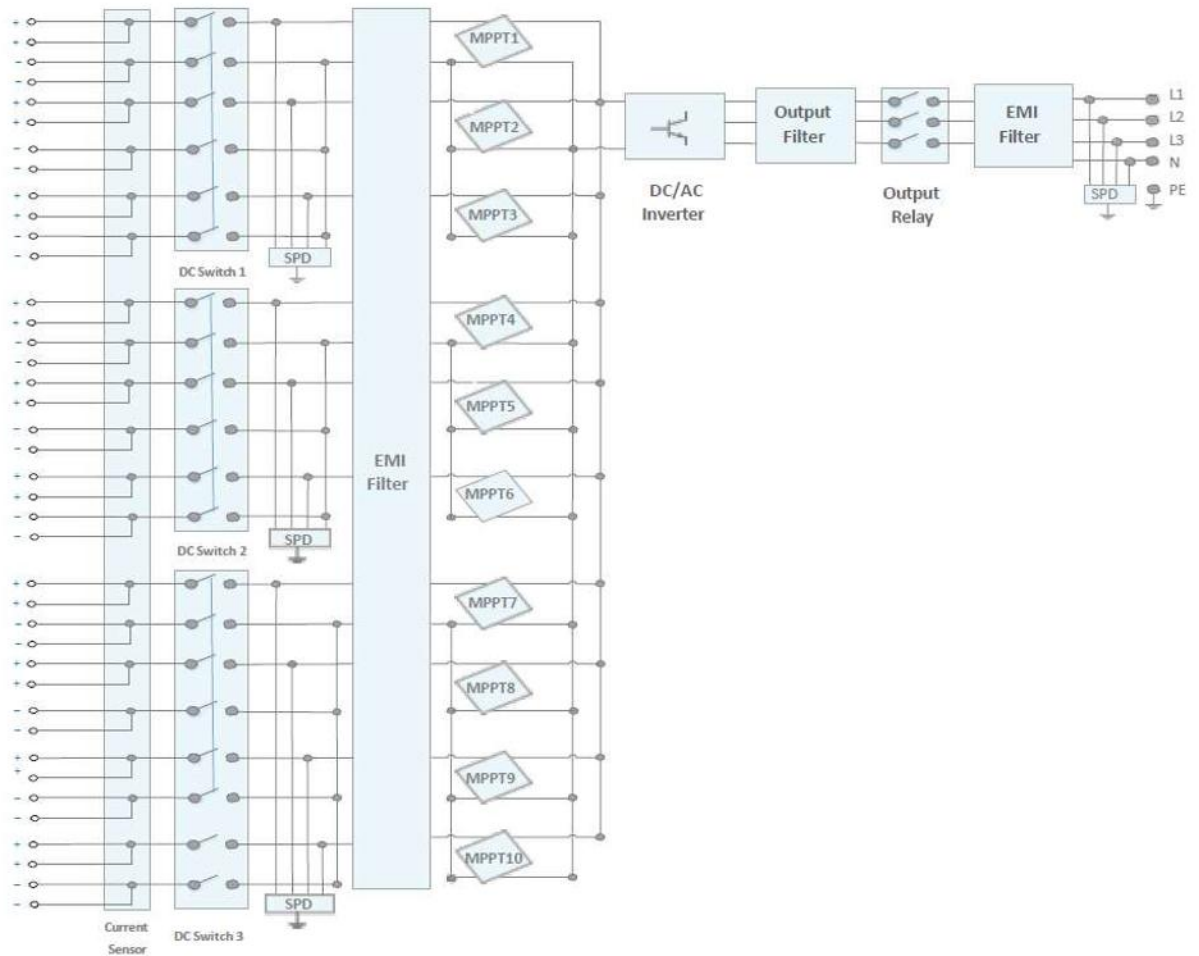


Рисунок 2.3 – Однолінійна схема інвертора Huawei SUN2000-100KTL-M2

Надійність та модульність (резервування)

Використання трьох вбудованих інверторів замість одного центрального:

- підвищує відмовостійкість: вихід з ладу одного інвертора зупиняє лише частину СЕС;
- значно спрощує сервіс, не зупиняючи всю систему;
- забезпечує незалежність масивів між ТП1 і ТП2.

Це відповідає загальносвітовій практиці проектування промислових СЕС 100–500 кВт [5], [6].

Сумісність із дизельним генератором та SmartLogger:

Huawei підтримує:

- обмеження потужності

- керування МРРТ
- роботу у мікромережевих умовах
- можливість синхронізації з дизельним генератором через

SmartLogger

Завод під час відключень комутує обидва ГРЩ у єдину лінію й живиться від дизельного генератора. Важливо, що інвертори Huawei мають сертифіковані алгоритми антиострівного захисту згідно ІЕС 62116 [7], а також можливість роботи з ДГ у режимах з обмеженою потужністю (zero-export), що забезпечує стабілізацію частоти та запобігає перевантаженню.

Високий ступінь захисту та промислова надійність

Інвертори мають:

- ІР66 (стійкість до пилу та вологи);
- вбудовані ПЗП по DC та AC;
- контроль залишкового струму RCMU;
- DC-роз'єднувач;
- безвентиляторне охолодження (менше обслуговування).

Це дозволяє встановлювати інвертори на відкритому повітрі без додаткових щитових приміщень, що відповідає умовам промислового підприємства.

Мережеві інвертори Huawei SUN2000-100KTL-M2:

- значно дешевші у вартості за встановлений кВт;
- не потребують акумуляторних систем (які суттєво збільшують кошторис);
- прості у монтажі (кабелі DC розподілені, AC підключення локальні).

Чому в проєкті використано мережеві інвертори, а не гібридні?

Відсутність потреби в акумуляторах

Гібридні інвертори використовуються, коли потрібне накопичення залишкової енергії.

У даному об'єкті:

- споживання рівномірне 24/7;
- нічне споживання значне, але навіть при піковій генерації СЕС немає профіциту, який потрібно зберігати оскільки це обумовлене відсутністю додаткових площ для встановлення фотоелектромодулів.

Тому встановлення АКБ не має економічної доцільності [8].

Гібридні інвертори мають нижчий ККД

У середньому:

- мережеві інвертори — 98,5–99 %;
- гібридні — 96–97,5 % (через наявність DC-DC перетворювачів).

Для промислових станцій це критичний параметр.

Висока вартість гібридних систем

Вартість гібридного рішення (інвертор + BMS + АКБ) у 4–8 разів вища, ніж мережевого рішення при тій же АС-потужності.

При потужності 300 кВт різниця становить сотні тисяч доларів, що економічно невиправдано [8].

Складність роботи з дизельним генератором

Гібридні інвертори часто вимагають:

- стабільної частоти ДГ;
- додаткових контролерів синхронізації;
- складних сценаріїв мікромережевої роботи.

Мережеві інвертори Huawei навпаки:

- виконують антиострівний захист автоматично;
- можуть працювати з ДГ через SmartLogger;
- підтримують обмеження надлишкової генерації.

Аргументація вибору методу підключення до мережі підприємства.

Розподіл 100 кВт на ТП1:

ТП1 має середнє навантаження ~70 кВт·год та піки до 96 кВт·год.

Підключення одного інвертора на 100 кВт:

- повністю перекриває споживання приймально-апаратного цеху;
- не перевищує допустиму потужність трансформатора 160 кВА;
- зменшує навантаження на живильну лінію АБВГ 3×240;
- дозволяє уникати зворотних перетікань у мережу (інвертор обмежує потужність за даними SmartMeter, рисунок 2.4).

Розумний лічильник



Точність
Точність вимірювання
класу 1



**Просто
та Легко**
LCD дисплей простий
в налаштуванні та
перевірці



Енергоефективність
Загальне споживання
енергії ≤ 1 W

Технічні характеристики	DDSU666-H	DTSU666-H 250A/50mA
Загальні дані		
Розмір (В × Ш × Г)	100 × 36 × 55,5 mm (3,9 × 1,4 × 2,2 inch)	100 × 72 × 55,5 mm (3,9 × 2,8 × 2,2 inch)
Тип кріплення	DIN35 рейка	
Вага (в т.ч. кабель)	1,2 kg (2,6 lb)	1,5 kg (3,3 lb)
Блок живлення		
Тип електромережі	1P2W	3P4W
Вхідна напруга (фазова напруга)	176 Vac – 288 Vac	
Споживання енергії	$\leq 0,8$ W	≤ 1 W
Діапазон вимірювань		
Напруга ліній	/	304 Vac – 489 Vac
Фазова напруга	176 Vac – 288 Vac	
Струм	0 – 100 A	0 – 250 A
Точність вимірювання		
Напруга	$\pm 0,5$ %	
Струм / Потужність / Енергія	± 1 %	
Частота	$\pm 0,01$ Hz	
Зв'язок		
Інтерфейс	RS485	
Швидкість передачі в байтах	9,600 bps	
Протокол зв'язку	Modbus-RTU	
Середовище		
Діапазон робочих температур	-25 °C – 60 °C	
Діапазон температур зберігання	-40 °C – 70 °C	
Робоча вологість	5 %RH – 95 %RH (non-condensing)	
Інше		
RS485 кабель (10 m / 33 ft.)		
Аквизитор	1 CT 100 A/40 mA (5 m/16,4 ft.)	3 CT 250 A/50 mA (5 m/16,4 ft.)



solar.huawei.com
inverter@huawei.com



photomate.eu
sales@photomate.eu

Рисунок 2.4 – Зовнішній вигляд та характеристика розумного лічильника DDSU666-H

Розміщення 200 кВт на ТП2

ТП2 має вищу та більш стабільну споживану потужність: ~160 кВт·год у середньому, піки до 192 кВт·год.

Пара інверторів (200 кВт):

- відповідає енергетичному профілю навантаження;
- стабільно покриває частину споживання виробничих цехів;
- не перевищує потужність трансформатора 250 кВА;
- мінімізує ризики перевантаження трансформатора у несприятливих режимах.

RS485 - зв'язок між двома інверторами 200 кВт

Два інвертори на ТП2 об'єднані через RS485 для:

- синхронізації генерації;
- узгодження режимів MPPT;
- спільної роботи з SmartLogger;
- можливості функціонувати як єдина система 200 кВт з одним алгоритмом обмеження потужності.

Висновки

На основі проведеного аналізу можна зробити висновок, що застосування трьох інверторів Huawei SUN2000-100KTL-M2 у конфігурації 100 кВт + 200 кВт є оптимальним технічним рішенням для СЕС 300 кВт ТОВ «Оржицький молокозавод», оскільки:

- відповідає структурі електропостачання підприємства;
- забезпечує високу енергоефективність;
- гарантує надійну роботу 24/7;
- дозволяє уникнути перевантажень ТП1 та ТП2;
- повністю сумісне з дизельним генератором та SmartLogger;
- забезпечує максимальну частку власного споживання;
- є економічно обґрунтованим та відповідає чинним міжнародним стандартам PV-установок.

2.2 Вибір типу фотомодулів та обґрунтування кількості панелей

Проектування мережевої сонячної електростанції потужністю 300 кВт для заощадження власного споживання ТОВ «Оржицький молокозавод» потребує обґрунтованого вибору типу фотомодулів (ФЕМ) та їх кількості. Вибір обладнання має забезпечувати:

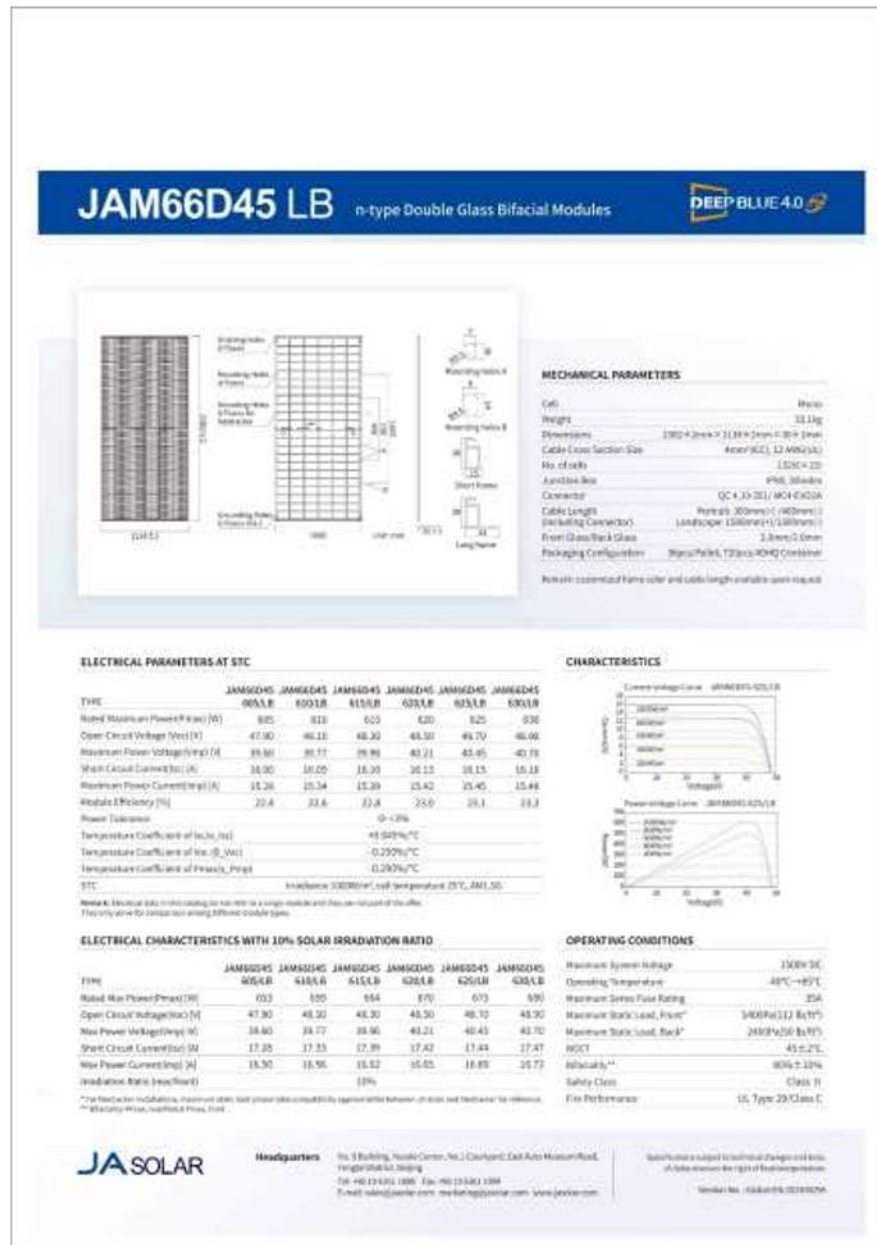
- досягнення необхідної встановленої потужності СЕС;
- ефективне використання доступних площ покрівель і навісів;
- відповідність електричним параметрам обраних інверторів;
- високу надійність та довговічність установки [9–12].

У складі проекрованої СЕС приймається використання трьох мережевих інверторів **Huawei SUN2000-100KTL-M2**, надалі – **інвертор 1, інвертор 2, інвертор 3**. Для формування масиву постійного струму обрано фотомодулі **JA Solar JAM66D45-625/LB** номінальною потужністю **625 Wp**.

Основні електричні параметри фотомодулів JA Solar JAM66D45-625/LB за стандартних умов (STC: $G = 1000 \text{ Вт/м}^2$, $T = 25^\circ \text{C}$, AM1.5) наведені у технічній документації виробника [13], рисунок 2.5:

- номінальна потужність $P_{\text{max}} = 625 \text{ Вт}$;
- напруга при максимальній потужності $V_{\text{mpp}} = 40,45 \text{ В}$;
- струм при максимальній потужності $I_{\text{mpp}} = 15,45 \text{ А}$;
- напруга холостого ходу $V_{\text{oc}} = 48,7 \text{ В}$;
- струм короткого замикання $I_{\text{sc}} = 16,15 \text{ А}$;
- ефективність модуля $\eta = 23,1 \%$;
- температурний коефіцієнт потужності $-0,29\%/^\circ \text{C}$;
- температурний коефіцієнт напруги холостого ходу $-0,25\%/^\circ \text{C}$;
- температурний коефіцієнт струму $+0,045\%/^\circ \text{C}$;
- максимальна системна напруга 1500 В;
- рекомендований струм запобіжника стрінга – 35 А.

Рисунок 2.5 – Характеристики фотоелектромодулів



Переваги вибору саме цих фотомодулів:

1. Висока ефективність (23,1 %)

Це дозволяє досягти цільової встановленої потужності при обмеженій площі дахів та навісів. Порівняно з модулями потужністю 540–580 Вт з ефективністю 19–21 %, для тих самих 300–315 кВт DC потрібно менше площі та монтажних конструкцій [9], [13].

2. Велика одинична потужність (625 Вт)

Зменшується необхідна кількість панелей для досягнення заданої DC-потужності. Це:

- скорочує довжину кабельних ліній по DC-стороні;
- зменшує кількість з'єднань і, відповідно, потенційних точок відмов;

- знижує трудомісткість монтажу [9], [12].

3. Технологія half-cut (132 елементи)

Використання половинних елементів забезпечує:

- зниження втрат на внутрішніх опорах комірок;
- кращу поведінку при частковому затіненні;
- зменшення нагріву й, відповідно, вищу енерговіддачу протягом року [13], [15].

4. Сумісність з інверторами Huawei SUN2000-100KTL-M2

Електричні параметри (V_{oc} , V_{mp} , I_{sc} , I_{mp}) дозволяють формувати стрінги у діапазоні 10–16 модулів із напругою та струмами, що узгоджуються з обмеженнями по вхідній напрузі та струмах MPPT інверторів (детально розглядається у підрозділі 2.3) [14].

5. Надійність та гарантії

Виробник декларує 12-річну продуктовою гарантією і 30-річну гарантією на потужність (не менше 87,4 % від початкової), що відповідає вимогам до промислових PV-систем та зменшує довгострокові експлуатаційні ризики [13], [15].

6. Конструктивна міцність

Модулі мають загартоване скло товщиною 2 мм, ступінь захисту клемної коробки IP68, що забезпечує стійкість до вітрових та снігових навантажень, характерних для кліматичних умов України [11], [13].

У процесі підбору обладнання розглядалися альтернативні варіанти модулів інших виробників (потужністю 540–600 Вт класу Mono PERC). Однак для них у ряді випадків:

- була нижча ефективність (19–21 % проти 23,1 %);

- потрібна більша площа покрівлі при тій самій встановленій потужності;
- V_{oc} при низьких температурах наближався до граничної напруги інвертора, що зменшувало запас електричної міцності [9], [10], [15].

З огляду на це вибір фотомодулів **JA Solar JAM66D45-625/LB** є технічно й економічно доцільним.

Проектована номінальна потужність сонячної електростанції по змінному струму становить:

$$P_{AC,заг} = 3 \cdot 100 = 300 \text{ кВт}, \quad (2.1)$$

де

3 – кількість інверторів Huawei SUN2000-100KTL-M2;

100 кВт – номінальна активна потужність одного інвертора по AC-стороні [14].

Встановлена потужність масиву фотомодулів по стороні постійного струму визначається як:

$$P_{DC,заг} = N_{ФЕМ,заг} \cdot P_{ФЕМ}, \quad (2.2)$$

де

$P_{DC,заг}$ – сумарна встановлена потужність по DC-стороні, кВт;

$N_{ФЕМ,заг}$ – загальна кількість фотомодулів, шт.;

$P_{ФЕМ}$ – номінальна потужність одного модуля, кВт ($P_{ФЕМ} = 0,625$ кВт).

У проєкті прийнято 503 фотомодулі:

$$N_{ФЕМ,заг} = 503 \text{ шт.}$$

Підставимо (2.3) у (2.2):

$$P_{DC,заг} = 503 \cdot 0,625 = 314,375 \text{ кВт} \approx 314,4 \text{ кВт}. \quad (2.3)$$

де

0,625 – номінальна потужність одного фотомодуля, кВт.

Коефіцієнт перевантаження інверторів по DC-стороні (DC/AC-співвідношення) визначимо як [9], [10]:

$$k_{DC/AC} = \frac{P_{DC,заг}}{P_{AC,заг}}. \quad (2.4)$$

Підставляючи (2.1) та (2.4):

$$k_{DC/AC} = \frac{314,375}{300} \approx 1,05.$$

де

$P_{DC,заг} \approx 314,4$ кВт– сумарна встановлена потужність масиву ФЕМ;

$P_{AC,заг} = 300$ кВт– сумарна номінальна потужність інверторів.

Отримане значення $k_{DC/AC} \approx 1,05$ знаходиться в рекомендованому для дахових промислових СЕС діапазоні 1,05–1,2 [9], [10], [15]. Таке невелике перевантаження по DC-стороні дозволяє:

- компенсувати втрати потужності від температурних та кутових відхилень;
- підвищити річну генерацію без суттєвого збільшення втрат від обрізання піків інверторами.

2.3 Формування стрінгів, схема з'єднання та конфігурація інверторів

У складі мережевої сонячної електростанції застосовано три інвертори Huawei SUN2000-100KTL-M2. Основні вхідні електричні параметри інверторів, що використовуються для розрахунків, наведені згідно з технічною документацією виробника [14]:

- максимальна напруга постійного струму

$$U_{DC,max} = 1100 \text{ В};$$

- робочий діапазон напруги МРРТ

$$U_{\text{МРРТ}} = 200 \dots 1000 \text{ В};$$

- максимальний робочий струм одного МРРТ

$$I_{\text{МРРТ,max}} = 30 \text{ А};$$

- максимальний струм одного PV-входу

$$I_{\text{PV,max}} = 20 \text{ А};$$

- максимальний струм короткого замикання одного МРРТ

$$I_{\text{SC,МРРТ,max}} = 40 \text{ А};$$

- кількість МРРТ — 10;

- максимальна кількість стрінгів — 20 (по 2 стрінги на МРРТ).

Електричні параметри фотоелектричних модулів JA Solar JAM66D45-625/LB прийняті за технічними даними виробника [13].

Прийнятий розподіл кількості модулів між інверторами:

$$N_{\text{ФЕМ,Інв1}} = 179 \text{ шт.}, N_{\text{ФЕМ,Інв2}} = 158 \text{ шт.}, N_{\text{ФЕМ,Інв3}} = 166 \text{ шт.}$$

Перевірка максимальної кількості модулів у стрінзі за напругою холостого ходу

Максимальна напруга стрінга при мінімальній розрахунковій температурі визначається за формулою [9], [10]:

$$U_{\text{стр,max}} = N_{\text{стр}} \cdot V_{\text{oc}}(T_{\text{min}}) \quad (2.5)$$

Напруга холостого ходу одного модуля залежить від температури:

$$V_{\text{oc}}(T) = V_{\text{oc,STC}} \cdot [1 + \beta_{V_{\text{oc}}}(T - 25)] \quad (2.6)$$

де

$$V_{\text{oc,STC}} = 48,7 \text{ В};$$

$$\beta_{V_{\text{oc}}} = -0,25\%/^{\circ}\text{C} = -0,0025 \text{ 1}/^{\circ}\text{C}.$$

Для мінімальної температури $T_{\text{min}} = -25^{\circ}\text{C}$:

$$V_{\text{oc}}(-25) = 48,7 \cdot [1 + (-0,0025) \cdot (-50)]$$

$$V_{\text{oc}}(-25) = 48,7 \cdot 1,125 = 54,79 \text{ В}$$

Максимальна допустима кількість модулів у стрінзі:

$$N_{\text{стр,маx}} = \frac{U_{\text{DC,маx}}}{V_{\text{oc}(-25)}} \quad (2.7)$$

$$N_{\text{стр,маx}} = \frac{1100}{54,79} \approx 20,1$$

З урахуванням запасу по напрузі (10–15 %) згідно з ІЕС 62548 [9] приймається:

$$N_{\text{стр}} \leq 18 \text{ модулів} \quad (2.11)$$

Фактично у проєкті застосовано стрінги довжиною 10–16 модулів, що забезпечує достатній запас по напрузі.

Розрахунок робочої напруги стрінгів у точці максимальної потужності

Робоча напруга одного модуля в точці максимальної потужності визначається:

$$V_{\text{mpp}}(T) = V_{\text{mpp,STC}} \cdot [1 + \gamma_P(T - 25)] \quad (2.8)$$

де

$$V_{\text{mpp,STC}} = 40,45 \text{ В};$$

$$\gamma_P = -0,29\%/^{\circ}\text{C} = -0,0029 \text{ 1}/^{\circ}\text{C}.$$

Для $T = -25^{\circ}\text{C}$:

$$V_{\text{mpp}}(-25) = 40,45 \cdot [1 + (-0,0029) \cdot (-50)]$$

$$V_{\text{mpp}}(-25) = 40,45 \cdot 1,145 = 46,3 \text{ В}$$

Для $T = 70^{\circ}\text{C}$:

$$V_{\text{mpp}}(70) = 40,45 \cdot [1 + (-0,0029) \cdot 45]$$

$$V_{\text{mpp}}(70) = 40,45 \cdot 0,8695 = 35,2 \text{ В}$$

Робоча напруга стрінга:

$$U_{\text{mpp}} = N_{\text{стр}} \cdot V_{\text{mpp}} \quad (2.9)$$

Для стрінгів з 10 модулів:

$$U_{\text{mpp},10} = 10 \cdot (35,2 \dots 46,3) = 352 \dots 463 \text{ В}$$

Для стрінгів з 16 модулів:

$$U_{\text{mpp},16} = 16 \cdot (35,2 \dots 46,3) = 563 \dots 741 \text{ В}$$

Отримані значення повністю входять у діапазон МРРТ інверторів (200–1000 В).

Аналіз струмових режимів

Струм короткого замикання модуля:

$$I_{\text{sc}}(T) = I_{\text{sc,STC}} \cdot [1 + \alpha_I(T - 25)] \quad (2.10)$$

де

$$I_{\text{sc,STC}} = 16,15 \text{ А};$$

$$\alpha_I = 0,045\%/^{\circ}\text{C} = 0,00045 \text{ 1}/^{\circ}\text{C}.$$

Для $T = 70^{\circ}\text{C}$:

$$I_{\text{sc}}(70) = 16,15 \cdot [1 + 0,00045 \cdot 45]$$

$$I_{\text{sc}}(70) \approx 16,48 \text{ А}$$

Для двох паралельних стрінгів:

$$I_{\text{sc,MPPT}} = 2 \cdot 16,48 = 32,96 \text{ А} < 40 \text{ А}$$

Робочий струм у точці МРР:

$$I_{\text{mpp,MPPT}} = 2 \cdot 15,45 = 30,9 \text{ А} \approx I_{\text{MPPT,max}}$$

Умова допустимості виконується [10], [14].

Встановлена потужність та DC/AC-співвідношення

$$P_{DC,INH} = N_{ФЕМ} \cdot P_{ФЕМ} \quad (2.11)$$

$$P_{DC,INH1} = 179 \cdot 0,625 = 111,9 \text{ кВт}$$

$$P_{DC,INH2} = 158 \cdot 0,625 = 98,8 \text{ кВт}$$

$$P_{DC,INH3} = 166 \cdot 0,625 = 103,8 \text{ кВт}$$

$$P_{DC,заг} = 314,4 \text{ кВт}, P_{AC,заг} = 300 \text{ кВт}$$

$$k_{DC/AC} = \frac{314,4}{300} \approx 1,05$$

Висновок

Прийнята конфігурація стрінгів та інверторів повністю відповідає вимогам IEC 62548, IEC 60364-7-712 та технічним характеристикам інверторів Huawei SUN2000-100KTL-M2, забезпечуючи електричну безпеку, коректну роботу MPPT та оптимальне співвідношення DC/AC.

Детальний розподіл модулів по інверторах, MPPT та стрінгах наведено в табл. 2.1.

Таблица 2.1 – Розподіл ФЕМ по інверторах, MPPT та стрінгах

Інвертор	MPPT	Вхід PV	Кількість ФЕМ у стрінзі, шт	Потужність стрінга, кВт
1	1	PV1	15	9,38
1	1	PV2	15	9,38
1	2	PV1	16	10,00
1	2	PV2	16	10,00
1	3	PV1	15	9,38
1	4	PV1	15	9,38
1	5	PV1	15	9,38
1	6	PV1	15	9,38
1	7	PV1	15	9,38
1	8	PV1	14	8,75

Інвертор	MPPT	Вхід PV	Кількість ФЕМ у стрінзі, шт	Потужність стрінга, кВт
1	8	PV2	14	8,75
1	9	PV1	14	8,75
2	1	PV1	15	9,38
2	2	PV1	15	9,38
2	3	PV1	15	9,38
2	3	PV2	15	9,38
2	4	PV1	13	8,13
2	4	PV2	13	8,13
2	5	PV1	15	9,38
2	6	PV1	15	9,38
2	7	PV1	14	8,75
2	7	PV2	14	8,75
2	8	PV1	14	8,75
3	1	PV1	15	9,38
3	1	PV2	15	9,38
3	2	PV1	15	9,38
3	3	PV1	15	9,38
3	4	PV1	16	10,00
3	4	PV2	16	10,00
3	5	PV1	16	10,00
3	6	PV1	11	6,88
3	7	PV1	10	6,25
3	8	PV1	16	10,00

Інвертор	MPPT	Вхід PV	Кількість ФЕМ у стрінзі, шт	Потужність стрінга, кВт
3	9	PV1	11	6,88
3	10	PV1	10	6,25

2.4 Методика об'єднання інверторів у спільну ланку

Мережеві інвертори у складі фотоелектричної станції повинні працювати як узгоджена система, що забезпечує централізований моніторинг, синхронізоване керування режимами генерації та передачу телеметрії на верхній рівень диспетчеризації. Для побудови такої системи на промислових об'єктах застосовують комунікаційні рішення, які поєднують: (1) надійний фізичний канал обміну даними, стійкий до завад; (2) єдині правила збору та інтерпретації параметрів; (3) стандартний протокол обміну для опитування пристроїв; (4) центральний шлюз/контролер, що агрегує дані та забезпечує інтеграцію з програмними платформами.

Як фізичний канал зв'язку між інверторами використовується інтерфейс RS485, який реалізує диференціальну передачу сигналу по двох провідниках і широко застосовується у промислових системах завдяки підвищеній завадостійкості та можливості багатоточкового підключення. Для забезпечення коректної роботи RS485-лінії рекомендується використовувати виту пару (за можливості екрановану), дотримуватися принципу прокладання сигнальних ліній окремо від силових кабелів, застосовувати кабель із характеристичним опором близько 120 Ω та виконувати термінацію на кінцях лінії резисторами 120 Ω з метою зменшення відбиттів сигналу та підвищення стабільності обміну даними [16].

Організація моніторингу інверторної групи та параметрів СЕС у цілому повинна відповідати загальним підходам до вимірювання, збору, зберігання та аналізу даних фотоелектричних систем. Для цього у проєкті прийнято принцип централізованого збору телеметрії, формування єдиного набору

контрольованих показників та забезпечення віддаленого доступу до результатів моніторингу, що узгоджується з рекомендаціями стандарту IEC 61724-1 щодо моніторингу продуктивності PV-систем [17].

Безпосередній обмін даними між центральним пристроєм збору інформації та інверторами в RS485-мережі здійснюється за протоколом Modbus RTU, який визначає структуру кадру, механізм адресації, типи функціональних кодів та правила доступу до реєстрів пристроїв. Використання Modbus RTU дозволяє реалізувати уніфіковану схему опитування інверторів, отримання виміряних параметрів та передачу керуючих команд у стандартизованому форматі [18].

Інвертори об'єднуються у єдину RS485-лінію за топологією daisy-chain (послідовне з'єднання "інвертор до інвертора"), що є рекомендованим способом побудови багатоточкової шини RS485. Кожному інвертору призначається унікальна адреса (ID), яка задається через локальне меню або через систему моніторингу. Завдяки адресації центральний пристрій може опитувати кожен інвертор окремо, отримуючи як поточні параметри (напруга, струм, потужність), так і статуси роботи, події та коди помилок.

Центральним елементом об'єднання інверторів у спільну ланку є Huawei SmartLogger 3000, який виконує роль комунікаційного шлюзу між RS485-мережею інверторів та зовнішніми системами моніторингу. SmartLogger здійснює збір телеметрії з кожного інвертора, зокрема даних про напругу і струм по стороні DC та AC, активну/реактивну потужність, добовий і сумарний виробіток електроенергії, температурні параметри, діагностичні повідомлення та аварійні стани. Зібрана інформація може зберігатися локально та передаватися у хмарну систему FusionSolar через Ethernet або мобільний зв'язок (за наявності відповідного обладнання), що забезпечує дистанційний моніторинг і диспетчеризацію роботи станції [19].

Окрім функцій збору даних SmartLogger 3000 реалізує і керуючі функції: дистанційне обмеження активної потужності (Active Power Limit), налаштування режимів реактивної потужності та коефіцієнта потужності,

централізоване застосування налаштувань для групи інверторів, віддалений перезапуск, а також сервісні функції адміністрування. Це дозволяє розглядати кілька інверторів як єдину логічну групу з узгодженими параметрами керування та централізованим контролем.

Відповідно до технічної документації Huawei, один SmartLogger 3000A може підключати до 80 інверторів, а SmartLogger3000B — до 150 інверторів, що забезпечує масштабованість рішення. Довжина RS485-лінії в межах одного контуру за рекомендаціями виробника може становити до 1000 м за умови дотримання вимог до кабелю, топології daisy-chain та коректної термінації на кінцях лінії [19].

Таким чином, об'єднання інверторів у спільну ланку через RS485 та Huawei SmartLogger 3000 забезпечує надійну передачу даних у промислових умовах, централізований моніторинг та можливість керування режимами роботи інверторної групи. Застосування рекомендованих практик RS485 (вита пара, екранування за потреби, термінація 120 Ω , послідовна топологія) підвищує стійкість каналу зв'язку до завад, а використання вимог IEC 61724-1 забезпечує системність у підході до контролю параметрів і оцінки роботи фотоелектричної станції [16], [17], [19].

2.5 Підбір каркасу для монтажу ФЕМ відповідно матеріалу покрівлі

Підбір монтажної системи (каркасу) для фотоелектричних модулів є важливим етапом проектування дахової СЕС, оскільки саме вона визначає механічну надійність кріплення, довговічність конструкції, збереження герметичності покрівлі та безпечні умови експлуатації. На об'єкті ТОВ «Оржицький молокозавод» наявні три типи покриття: шиферні листи, покрівельні сендвіч-панелі та профнастил. З урахуванням конструктивних особливостей цих покрівель у проєкті прийнято два типи каркасу для монтажу ФЕМ:

- алюмінієва блочна система — для профнастилу та сендвіч-панелей, рисунок 2.6;

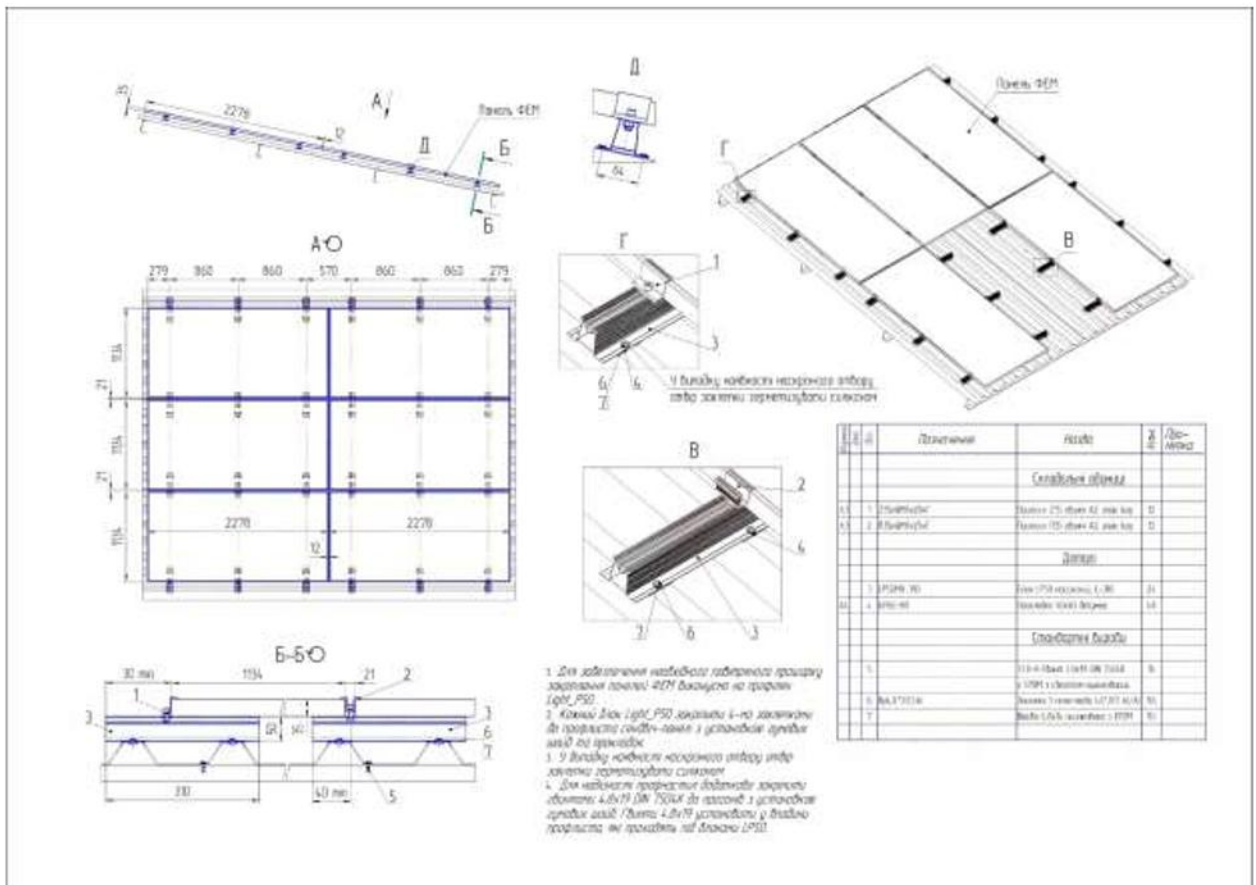


Рисунок 2.6 - алюмінієва блочна система для профнастилу та сандвіч-панелей

- алюмінієва рейкова система — для шиферних дахів з кріпленням до кроквяної системи, рисунок 2.7.
 - Вибір саме таких рішень зумовлений тим, що профнастил і сандвіч-панелі є металевими покриттями, де зручно застосовувати точкові опори з герметизацією місць контакту, тоді як шифер є крихким матеріалом і потребує передачі навантаження на несучу конструкцію (крокви/обрешітку), а не на сам лист.
 - Кріплення на профнастилі та сандвіч-панелях: алюмінієва блочна система (без напрямних)

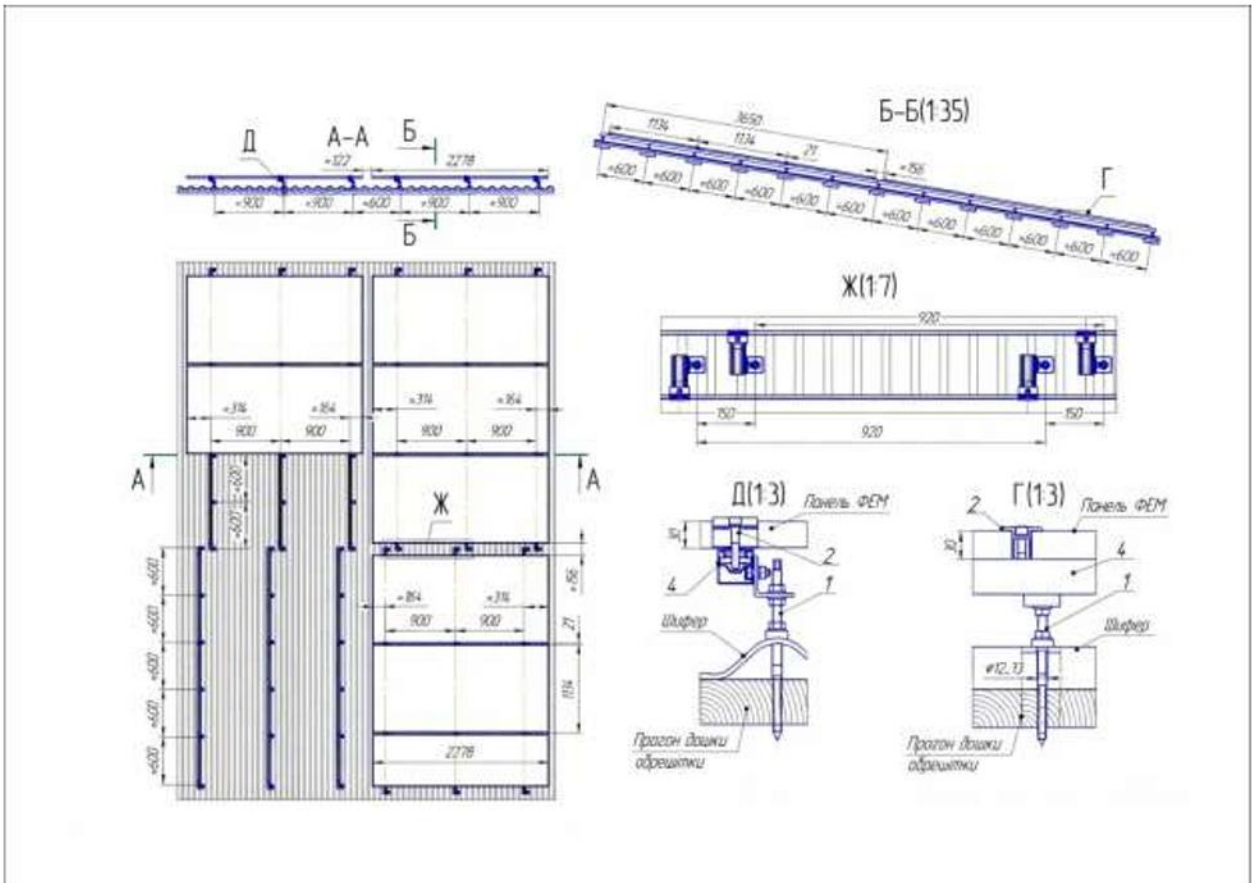


Рисунок 2.7 - алюмінієва рейкова система — для шиферних дахів з кріпленням до кроквяної системи

Для покрівель із профнастилу та сендвіч-панелей використовується алюмінієва блочна система, де алюмінієвий блок-опора встановлюється безпосередньо на поверхню покрівлі та фіксується заклепками у чотирьох точках. Між блоком і покрівлею обов'язково укладається самоклеюча герметизуюча стрічка, яка:

- ущільнює контактну зону та знижує ризик потрапляння вологи;
- виконує роль прокладки, зменшуючи ймовірність пошкодження покриття в місці контакту.

Після встановлення блочних опор алюмінієві напрямні/рейки не монтуються. Фотомодуль кріпиться безпосередньо до блочної опори за допомогою притискного елемента (клеми/прижиму), який фіксує раму модуля у проектному положенні. Такий спосіб монтажу зменшує кількість елементів конструкції та пришвидшує встановлення на великих площах дахів. Водночас він вимагає підвищеної уваги до:

- якості встановлення всіх чотирьох заклепок кожної опори;
- суцільності та правильного розміщення герметизуючої стрічки;
- дотримання рекомендацій виробника фотомодулів щодо механічного затискання (зона затиску клепами, кількість точок кріплення на модуль, момент затягування тощо), щоб не пошкодити раму модуля і не втратити гарантійні умови [20], [21].

Кріплення на шиферному даху: алюмінієва рейкова система з кріпленням до крокв.

Шиферні покрівлі потребують обережного підходу через крихкість матеріалу, тому в проєкті застосовано алюмінієву рейкову систему, яка кріпиться до крокв даху (несучої конструкції), а не до шиферного листа як несучого елемента. Рейки (алюмінієві профілі) формують несучу площину для подальшого встановлення фотомодулів і забезпечують рівномірний розподіл навантаження на кроквяну систему.

Кріплення рейок до крокв виконується гвинт-шурупами з нержавіючої сталі, що забезпечує корозійну стійкість вузлів у зовнішніх умовах. Таке рішення:

- мінімізує ризик тріщин і руйнування шиферних листів;
- забезпечує надійну передачу навантажень на несучі елементи;
- підвищує ремонтпридатність і довговічність монтажу.

Під час проєктування та монтажу на шифері важливо забезпечити точне попадання кріплення в крокви, уникати локальних концентрованих навантажень на листи та дотримуватися рекомендацій виробника модулів щодо кількості точок кріплення і зон затиску клепами/елементами фіксації [21].

Підтвердження несучої здатності та відповідність вимогам Розрахунки несучої здатності покрівель та допустимості монтажу ФЕМ з урахуванням додаткових постійних навантажень від фотомодулів і монтажних систем, а також кліматичних навантажень (вітер/сніг) були виконані окремою підрядною організацією у межах спеціалізованого інженерного обстеження та

розрахунку. За результатами цих робіт підтверджено, що прийняті рішення щодо типу кріплення, способу передавання навантаження на несучі елементи та герметизації відповідають критеріям міцності, жорсткості та експлуатаційної надійності, необхідним для безпечної довготривалої роботи СЕС.

Висновок

Для дахів із профнастилу та сендвіч-панелей у проєкті застосовано алюмінієву блочну систему кріплення з фіксацією опор заклепками у чотирьох точках та використанням самоклеючої герметизуючої стрічки; фотомодулі при цьому кріпляться безпосередньо до опор притискними елементами. Для шиферних дахів застосовано алюмінієву рейкову систему з кріпленням до крокв даху гвинт-шурупами з нержавіючої сталі, що забезпечує правильну передачу навантажень на несучу конструкцію та зменшує ризик пошкодження покриття. Несуча здатність покрівель та відповідність прийнятих рішень підтверджені розрахунками, виконаними спеціалізованою підрядною організацією.

РОЗДІЛ 3. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ ПАРАМЕТРІВ І ВИБІР ЗАХИСНОГО ОБЛАДНАННЯ

3.1 Вибір та перевірка перерізів кабелів для постійного струму

Постійна (DC) частина сонячної електростанції включає стрінгові кабельні лінії від фотомодулів до входів інверторів. У проекті для DC-частини прийнято застосування сонячного кабелю КВЕ 6 мм² як типового рішення для стрінгових ліній. Обґрунтування вибору перерізу виконується за умовами нагріву (допустимого струму) та падіння напруги на найдовшій лінії, оскільки вона є визначальною для втрат і відповідності критеріям якості електроенергії.

Для забезпечення коректності вибору перерізу приймаємо принцип розрахунку за найгіршим випадком: якщо переріз задовольняє умови для найдовшої лінії, то для всіх коротших стрінгів він також буде придатним за аналогічних умов прокладання.

3.1.1 Вихідні дані для перевірки (контрольний стрінг)

Найдовші два стрінги підключені паралельно як окремі входи PV1 та PV2 інвертора 2 (MPPT2). Довжина кожного стрінга від масиву до інвертора становить 62 м (в один бік). Прокладка виконується в гофротрубі Ø25 мм, при цьому в одній гофрі допускається розміщення максимум 4 жил (два стрінги: «+» та «-» для кожного).

Кількість модулів у контрольному стрінзі — 15 шт. Фотомодулі: JA Solar JAM66D45-625/LB. Електричні параметри одного модуля (STC) приймаємо:

- $I_{sc} = 16,15 \text{ A}$;
- $I_{mpp} = 15,45 \text{ A}$;
- $V_{mpp} = 40,45 \text{ В}$.

Струм у стрінзі приймається однаковим по всій довжині ланцюга, а напруга стрінга визначається як сума напруг модулів.

3.1.2 Перевірка кабелю за умовою нагріву (за допустимим струмом)

Для перевірки перерізу кабелю за умовою нагріву розрахунковий струм для стрінга доцільно приймати з запасом як 1,25 від струму короткого замикання

(підхід забезпечує інженерний запас за тривалою роботою та несприятливими умовами експлуатації).

$$I_{\text{розр}} = 1,25 \cdot I_{sc} \quad (3.1)$$

де

$I_{\text{розр}}$ — розрахунковий струм стрінга для перевірки кабелю за нагрівом, А;
 I_{sc} — струм короткого замикання одного фотомодуля (і всього стрінга), А;
 1,25 — коефіцієнт запасу для тривалої роботи PV-ланцюга.

Підставляємо числові значення:

$$I_{\text{розр}} = 1,25 \cdot 16,15 = 20,19 \text{ А} \approx 20,2 \text{ А}$$

За даними виробника PV-кабелю КВЕ для перерізу 6 мм² допустимі струми є значно вищими за 20 А навіть з урахуванням підвищеної температури та умов прокладання (типові табличні значення — десятки ампер). Отже, умова за нагрівом виконується:

$$I_{\text{розр}} \leq I_{\text{доп}} \quad (3.2)$$

де

$I_{\text{доп}}$ — допустимий тривалий струм для кабелю обраного перерізу за умов прокладання, А.

Висновок: кабель КВЕ 6 мм² задовольняє умову допустимого струму для контрольного стрінга, а отже є придатним для всіх стрінгів з меншими довжинами за аналогічних умов прокладання.

3.1.3 Перевірка кабелю за падінням напруги (для найдовшого стрінга 62 м)

Падіння напруги в колі постійного струму визначається опором провідника і довжиною лінії. Для оцінки втрат напруги в робочому режимі доцільно використовувати струм у точці максимальної потужності I_{mpp} . Напруга стрінга в робочій точці визначається як:

$$U_{mpp,стр} = N_{стр} \cdot V_{mpp} \quad (3.3)$$

де

$U_{mpp,стр}$ — робоча напруга стрінга в точці максимальної потужності, В;

$N_{стр}$ — кількість фотомодулів у стрінзі, шт;

V_{mpp} — напруга одного модуля в точці максимальної потужності, В.

Підставляємо $N_{стр} = 15$ та $V_{mpp} = 40,45$ В:

$$U_{mpp,стр} = 15 \cdot 40,45 = 606,75 \text{ В}$$

Падіння напруги на двопровідній DC-лінії («+» і «-») визначається за формулою:

$$\Delta U = I \cdot 2L \cdot r \quad (3.4)$$

де

ΔU - падіння напруги на DC-лінії, В;

I - струм у лінії (для оцінки беремо I_{mpp}), А;

L - довжина кабельної лінії в один бік, м;

r - активний опір провідника на 1 м довжини, Ом/м;

$2L$ - довжина петлі кола («туди і назад») для «+» і «-», м.

За технічними даними КВЕ опір провідника для 6 мм² становить $r_{20} = 3,39$ мОм/м.

Переведемо в Ом/м:

$$r_{20} = 3,39 \cdot 10^{-3} \text{ Ом/м} = 0,00339 \text{ Ом/м} \quad (3.7)$$

Підставляємо $I = I_{mpp} = 15,45$ А, $L = 62$ м, $r = 0,00339$ Ом/м:

$$\Delta U_{20} = 15,45 \cdot 2 \cdot 62 \cdot 0,00339 = 6,49 \text{ В}$$

Відносне падіння напруги визначимо як:

$$\delta U = \frac{\Delta U}{U_{mpp,стр}} \cdot 100\% \quad (3.5)$$

де

δU - відносне падіння напруги, %;

ΔU - падіння напруги на лінії, В;

$U_{mpp,стр}$ - робоча напруга стрінга, В.

Підставляємо (3.5) та (3.8):

$$\delta U = \frac{6,49}{606,75} \cdot 100\% = 1,07\%$$

Отримане значення падіння напруги для найдовшого стрінга становить близько 1,1 %, що є прийнятним для стрінгових DC-ліній. Практичні настанови для PV-інсталяцій рекомендують обмежувати падіння напруги на лініях живлення, як правило, на рівні до 3 %, щоб не збільшувати втрати та не погіршувати енергетичні показники системи.

Таким чином, за критерієм падіння напруги переріз КВЕ 6 мм² для найдовшого стрінга є достатнім; для всіх коротших трас падіння напруги буде ще меншим.

Для електричного з'єднання фотомодулів у стрінги та підключення стрінгових кабелів у фотоелектричних системах застосовують штекерні з'єднувачі типу MC4, рисунок 3.1 (або сумісні з ними PV-конектори).



Рисунок 3.1 – конектори MC4

Їх призначення полягає у:

- швидкому та надійному з'єднанні DC-ланцюгів без пайки;
- забезпеченні механічної фіксації з'єднання (запобігання випадковому роз'єднанню);
- підвищенні пиловологозахисту з'єднання при правильному монтажі.

Конектори MC4 у сертифікованому виконанні призначені для роботи в PV-колах до 1500 V DC та розраховані на струми рівня десятків ампер (залежно від серії конекторів та перерізу провідника), при цьому типові специфікації для промислових MC4-серій для кабелю 6 мм² наводять номінальний струм порядку ≈ 47 А та високі ступені захисту (IP65/IP68 залежно від стану з'єднання та методики випробувань).

Під час монтажу необхідно застосовувати конектори, сумісні з вибраним кабелем (переріз 6 мм²), виконувати обтискання відповідним інструментом та дотримуватися вимог виробника фотомодулів/конекторів щодо зони затиску, моменту затягування та правильності складання з'єднання, оскільки якість контакту напряму впливає на перехідний опір, нагрів і надійність роботи DC-ланцюга.

Висновок

На основі розрахунків для найдовшої стрінгової лінії $L = 62$ м встановлено, що кабель КВЕ 6 мм²:

- відповідає вимозі за нагрівом (розрахунковий струм $I_{\text{розр}} \approx 20,2$ А не перевищує допустимий струм кабелю даного перерізу);
- забезпечує прийнятне падіння напруги $\delta U \approx 1,07\%$ у робочому режимі, що відповідає практичним рекомендаціям щодо обмеження втрат у DC-ланцюгах;
- може застосовуватися разом із PV-конекторами типу MC4, розрахованими на 1500 V DC та струми рівня десятків ампер за умови правильного монтажу.

3.2 Вибір та перевірка перерізів кабелів для змінного струму

У даному підрозділі виконується вибір і перевірка перерізів кабельних ліній змінного струму (АС-сторона) від мережевих інверторів Huawei SUN2000-100KTL-M2 до головних розподільчих щитів (ГРЩ), розташованих у будівлі котельні. Вибір перерізів здійснюється відповідно до вимог ПУЕ щодо вибору кабелів за допустимими струмами та умовами прокладання [27], з урахуванням загальних вимог до проектування електромереж будівель і підприємств [28]. Нормовані значення електричного опору алюмінієвих провідників приймаються за стандартом на провідники [29], а розрахунок та перевірка падіння напруги виконуються за підходами, викладеними у стандартах серії ІЕС 60364 (національний еквівалент) [30].

Вихідні дані для розрахунку

Мережа: трифазна 0,4 кВ, 50 Гц.

- Інвертор 1 потужністю 100 кВт розташований у будівлі котельні, довжина кабельної лінії до ГРЩ:

$$L_1 = 11 \text{ м}$$

де

L_1 — довжина кабельної лінії від інвертора 1 до ГРЩ, м.

- Інвертори 2 і 3 сумарною потужністю 200 кВт (2×100 кВт) розташовані в тамбурі будівлі виробничих цехів, довжина кабельної лінії до ГРЩ:

$$L_2 = 67 \text{ м}$$

де

L_2 — довжина кабельної лінії від інверторної групи 200 кВт до ГРЩ, м.

Спосіб прокладання: відкрито в металевих лотках по горищу та технологічних зонах підприємства. Такий спосіб прокладання відповідає вимогам до монтажу кабельних ліній та умов охолодження при відкритому прокладанні [27].

Для розрахунку приймаємо коефіцієнт потужності інвертора:

$$\cos \varphi = 1,0$$

де

$\cos \varphi$ — коефіцієнт потужності.

Допустиме падіння напруги для силових мереж 0,4 кВ приймається не більше:

$$\Delta U_{\% \text{ доп}} = 5\%$$

де

$\Delta U_{\% \text{ доп}}$ — допустиме падіння напруги, % [27], [30].

Визначення розрахункових струмів ліній

Розрахунковий лінійний струм трифазного кола визначається за формулою [27], [30]:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} \quad (3.6)$$

де

I - лінійний струм, А;

P - активна потужність, Вт;

U - лінійна напруга, В;

$\cos \varphi$ - коефіцієнт потужності.

Для лінії 100 кВт:

$$I_{100} = \frac{100000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 1,0} = 144,34 \text{ А} \approx 144 \text{ А} \quad (3.16)$$

де

I_{100} — розрахунковий струм лінії 100 кВт, А.

Для лінії 200 кВт:

$$I_{200} = \frac{200000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 1,0} = 288,68 \text{ A} \approx 289 \text{ A}$$

де

I_{200} — розрахунковий струм лінії 200 кВт, А.

Вибір перерізів за умовою тривалого допустимого струму

Кабель для АС-сторони приймається типу АВВГ (алюмінієві жили, ізоляція та оболонка ПВХ). Вибір перерізу виконується за умовою тривало допустимого струму згідно ПУЕ [27]. Перевірка:

$$I \leq I_{\text{доп}} \quad (3.7)$$

де

I - розрахунковий струм лінії, А;

$I_{\text{доп}}$ - тривало допустимий струм кабелю за умов прокладання, А.

З урахуванням поправочних коефіцієнтів допустимий струм визначається [27], [30]:

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{табл}} \cdot k_4 \cdot k_t \quad (3.8)$$

де

$I_{\text{табл}}$ — табличний допустимий струм, А;

k_4 — коефіцієнт для 4-жильного кабелю;

k_t — температурний коефіцієнт (для ізоляції ПВХ).

Приймаємо $k_4 = 0,92$, $k_t = 0,94$ [27].

Лінія 100 кВт (11 м). Приймаємо АВВГ 4×70 мм².

Табличний допустимий струм:

$$I_{\text{табл},70} = 215 \text{ A}$$

де

$I_{\text{табл},70}$ — табличний допустимий струм для 70 мм², А [27].

Допустимий струм:

$$I_{\text{доп},70} = 215 \cdot 0,92 \cdot 0,94 = 186 \text{ А}$$

де

$I_{\text{доп},70}$ — допустимий струм кабелю $4 \times 70 \text{ мм}^2$, А.

Перевірка:

$$I_{100} = 144 \text{ А} \leq I_{\text{доп},70} = 186 \text{ А}$$

Умова нагріву виконується [27].

Лінія 200 кВт (67 м). Приймаємо АВВГ $4 \times 185 \text{ мм}^2$ (переріз фіксується проєктним рішенням).

Табличний допустимий струм:

$$I_{\text{табл},185} = 390 \text{ А}$$

де

$I_{\text{табл},185}$ - табличний допустимий струм для 185 мм^2 , А [27].

Допустимий струм:

$$I_{\text{доп},185} = 390 \cdot 0,92 \cdot 0,94 = 337 \text{ А}$$

де

$I_{\text{доп},185}$ — допустимий струм кабелю $4 \times 185 \text{ мм}^2$, А.

Перевірка:

$$I_{200} = 289 \text{ А} \leq I_{\text{доп},185} = 337 \text{ А}$$

Умова нагріву виконується з запасом [27], [30].

Перевірка за падінням напруги

Перевірка падіння напруги виконується за методикою розрахунку мереж низької напруги [27], [30]. Загальна формула:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I \cdot (R \cos \varphi + X \sin \varphi) \cdot L \quad (3.9)$$

де

ΔU — падіння напруги, В;

I — лінійний струм, А;

R — активний опір провідника, Ом/м;

X — індуктивний опір лінії, Ом/м;

L — довжина лінії, м.

Оскільки $\cos \varphi \approx 1$, для інженерної оцінки приймаємо:

$$\Delta U \approx \sqrt{3} \cdot I \cdot R \cdot L \quad (3.10)$$

де

R — активний опір провідника, Ом/м [30].

Відносне падіння напруги:

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U}{U} \cdot 100\% \quad (3.11)$$

де

$\Delta U_{\%}$ — падіння напруги, %;

U — лінійна напруга, В.

Активний опір алюмінієвих жил приймається за стандартом на провідники [29]:

$$R_{20,70} = 0,443 \text{ } \Omega/\text{км}, \quad R_{20,185} = 0,164 \text{ } \Omega/\text{км} \quad (3.29)$$

де

$R_{20,70}$, $R_{20,185}$ — активні опори алюмінієвих жил при 20 °С, Ом/км.

Лінія 100 кВТ: АВВГ 4×70 мм², $L_1 = 11$ м.

$$R_{70} = 0,443/1000 = 0,000443 \text{ } \Omega/\text{м}$$

де

R_{70} — активний опір 70 мм², Ом/м.

$$\Delta U_1 \approx \sqrt{3} \cdot 144 \cdot 0,000443 \cdot 11 = 1,22 \text{ В}$$

$$\Delta U_{1\%} = \frac{1,22}{400} \cdot 100\% = 0,31\%$$

де

$\Delta U_1, \Delta U_{1\%}$ — падіння напруги для лінії 100 кВт у В та % відповідно.

Лінія 200 кВт: АВВГ 4×185 мм², $L_2 = 67$ м.

$$R_{185} = 0,164/1000 = 0,000164 \text{ } \Omega/\text{м}$$

де

R_{185} — активний опір 185 мм², Ом/м.

$$\Delta U_2 \approx \sqrt{3} \cdot 289 \cdot 0,000164 \cdot 67 = 5,50 \text{ В}$$

$$\Delta U_{2\%} = \frac{5,50}{400} \cdot 100\% = 1,38\%$$

де

$\Delta U_2, \Delta U_{2\%}$ — падіння напруги для лінії 200 кВт у В та % відповідно.

Отримані значення не перевищують допустимі 5%, тобто умова:

$$\Delta U_{\%} \leq \Delta U_{\% \text{ " доп"}}$$

виконується [27], [30].

Опис прийнятного способу прокладання

Кабельні лінії змінного струму від інверторів до ГРЩ прокладаються відкрито в металевих лотках по горищу та технологічних зонах підприємства. Такий спосіб прокладання забезпечує механічний захист, впорядкованість трас, доступність для огляду та нормальні умови охолодження кабелю [27].

Обґрунтування вибору АВВГ (алюміній) замість мідного кабелю

Застосування алюмінієвого кабелю АВВГ у внутрішніх силових мережах 0,4 кВ є економічно доцільним для промислових об'єктів, оскільки при великих струмах і значних перерізах матеріальна складова мідного кабелю суттєво збільшує кошторис. Водночас виконання вимог за нагрівом і падінням напруги забезпечується підбором відповідного перерізу, що відповідає загальним підходам проектування електрообладнання об'єктів [28]. За умови правильного виконання кінцевих з'єднань і контролю контактів алюмінієві кабелі допускаються до застосування в електроустановках низької напруги [27].

Висновок

За результатами розрахунку струмів, перевірки за умовою тривало допустимого струму та перевірки падіння напруги прийнято:

- для інвертора 100 кВт (11 м): АВВГ 4×70 мм²;
- для групи інверторів 200 кВт (67 м): АВВГ 4×185 мм².

Прокладання кабелів виконується в металевих лотках, що забезпечує надійність та зручність експлуатації [27].

3.3 Розрахунок та підбір захисного обладнання для постійного струму

Захисне обладнання постійного струму у фотоелектричних системах призначене для забезпечення безпечної та надійної роботи стрінгових ланцюгів у нормальних і аварійних режимах. До основних небезпечних факторів у DC-частині СЕС належать перевантаження струмом, короткі замикання у стрінгах, а також перенапруги атмосферного та комутаційного походження. Відповідно до вимог міжнародних стандартів та практичних рекомендацій для PV-систем, захист стрінгів повинен включати апарати захисту від надструмів та обмежувачі перенапруги, спеціально призначені для роботи в колах постійного струму [31–35].

У даному проєкті захист DC-частини виконується на рівні кожного стрінга, що відповідає сучасній концепції селективного захисту фотоелектричних масивів

і дозволяє локалізувати аварійні режими без виведення з роботи всієї сонячної електростанції.

Вихідні дані для розрахунку DC-захисту

Для розрахунку та підбору захисного обладнання приймаються параметри контрольного стрінга, які є визначальними для всієї DC-частини СЕС:

- кількість фотомодулів у стрінзі — 15 шт;
- тип фотомодуля — JA Solar JAM66D45-625/LB;
- струм короткого замикання одного модуля
- $I_{sc} = 16,15 \text{ A}$;
- струм у точці максимальної потужності $I_{mpp} = 15,45 \text{ A}$;
- напруга одного модуля у точці MPP $V_{mpp} = 40,45 \text{ V}$;
- максимальна робоча напруга стрінга не перевищує 1000–1100 V DC;
- система інверторів — мережеві стрінгові інвертори з незалежними MPPT.

Розрахунок номінального струму плавкої вставки стрінга

Згідно з вимогами стандартів IEC 62548 та рекомендацій виробників PV-обладнання, номінальний струм апарата захисту стрінга повинен перевищувати робочий струм стрінга та водночас забезпечувати відключення у разі зворотних струмів або короткого замикання [32].

Розрахунковий струм стрінга для вибору плавкої вставки приймається з коефіцієнтом запасу 1,25 від струму короткого замикання фотомодуля:

$$I_{rozr} = 1,25 \cdot I_{sc} \quad (3.12)$$

де

I_{rozr} — розрахунковий струм стрінга, А;

I_{sc} — струм короткого замикання фотомодуля, А;

1,25 — коефіцієнт запасу для тривалої роботи та підвищених температур.

Підставляючи числові значення, отримуємо:

$$I_{rozr} = 1,25 \cdot 16,15 = 20,19 \text{ A}$$

Отже, номінальний струм плавкої вставки повинен бути більшим за 20 А, але не перевищувати максимально допустимий струм кабелю стрінга та допустимий струм входу інвертора.

Обґрунтування вибору типу та номіналу плавкої вставки

Для захисту стрінгових ланцюгів застосовуються плавкі вставки типу gPV, які спеціально призначені для фотоелектричних систем та здатні надійно відключати струм у колах постійного струму з високою напругою [35].

Номінальний струм плавкої вставки визначається з умови:

$$I_{rozr} \leq I_n \leq I_{dop_{kab}} \quad (3.13)$$

де

I_n — номінальний струм плавкої вставки, А;

$I_{dop_{kab}}$ — допустимий тривалий струм кабелю стрінга, А.

Для кабелю перерізом 6 мм² допустимі струми значно перевищують 20 А навіть за умов прокладання у гофротрубі, що дозволяє застосувати плавку вставку номіналом 20 А без ризику небажаних спрацювань.

Таким чином, вибір плавкої вставки gPV 20 А, 1000 V DC є технічно обґрунтованим та відповідає розрахунковим умовам.

Перевірка відключаючої здатності плавкої вставки

Комутаційна (відключаюча) здатність апарата захисту повинна бути не меншою за можливий струм короткого замикання у DC-ланцюзі. Для промислових PV-систем типовими є плавкі вставки з відключаючою здатністю не менше 20–30 кА при 1000 V DC [31].

З урахуванням параметрів стрінгів та конфігурації СЕС, застосування плавких вставок з відключаючою здатністю 30 кА забезпечує надійне відключення аварійних струмів і відповідає вимогам безпеки.

Підбір тримача плавкої вставки

Для встановлення плавких вставок у DC-частині застосовується двополюсний тримач, який забезпечує одночасне відключення обох полюсів стрінга («+» та

«→»). Номінальні параметри тримача повинні відповідати напрузі та струму стрінга:

$$U_{n_tr} \geq U_{DC_max} \quad (3.14)$$

де

U_{n_tr} — номінальна напруга тримача, В;

U_{DC_max} — максимальна робоча напруга DC-ланцюга, В.

Застосування тримача EFH 10, 2P, 25 A, 1000 V DC відповідає цій умові та забезпечує безпечну експлуатацію стрінгових ланцюгів.

Розрахунок та підбір обмежувача перенапруги постійного струму

Для захисту фотоелектричних систем від імпульсних перенапруг, викликаних атмосферними розрядами та комутаційними процесами, у DC-частині встановлюються обмежувачі перенапруги (ОПН) типу SPD Type 2 для PV-систем [33].

Номінальна напруга ОПН повинна задовольняти умову:

$$U_{cprv} \geq 1,2 \cdot U_{oc_max} \quad (3.15)$$

де

U_{cprv} — максимальна тривала робоча напруга SPD, В;

U_{oc_max} — максимальна напруга холостого ходу стрінга, В.

З урахуванням кількості модулів у стрінзі та температурних поправок, максимальна напруга DC-ланцюга не перевищує 1000 V, що дозволяє застосувати обмежувач перенапруги з номіналом 1100 V DC.

ОПН типу ETITEC EM T2 PV 1100/20 Y забезпечує:

- відповідність класу захисту Type 2;
- здатність відводити імпульсний струм до 20 кА;
- сумісність з фотоелектричними системами постійного струму.

Висновок за пунктом 3.3

У результаті виконаних розрахунків встановлено, що для захисту DC-частини сонячної електростанції доцільно застосувати:

- плавкі вставки типу gPV номіналом 20 А, 1000 V DC для кожного стрінга, рисунок 3.2;



Рисунок 3.2 – плавка вставка типу gPV

- двополюсні тримачі плавких вставок, розраховані на напругу не менше 1000 V DC, рисунок 3.3;



Рисунок 3.3 – тримач плавких вставок

- обмежувачі перенапруги типу Туре 2 для PV-систем з номінальною напругою 1100 V DC, рисунок 3.4.



Рисунок 3.4 Обмежувач перенапруги

Обране захисне обладнання повністю відповідає розрахунковим електричним параметрам стрінгів, вимогам нормативних документів та забезпечує надійний захист DC-ланцюгів від перевантажень, коротких замикань і перенапруг.

3.4 Розрахунок та підбір захисного обладнання для змінного струму

Захист ланцюгів змінного струму сонячної електростанції потужністю 300 кВт реалізовано на базі щита змінного струму 3-200 S, який забезпечує захист кабельних ліній та обладнання від перевантажень, струмів короткого замикання і імпульсних перенапруг. До складу щита входять: промисловий автоматичний вимикач, роз'єднувач із плавкими вставками EFD 22 3P, а також пристрій захисту від імпульсних перенапруг ETEC CT2 275/20, 4-полюсний, рисунок 3.4.

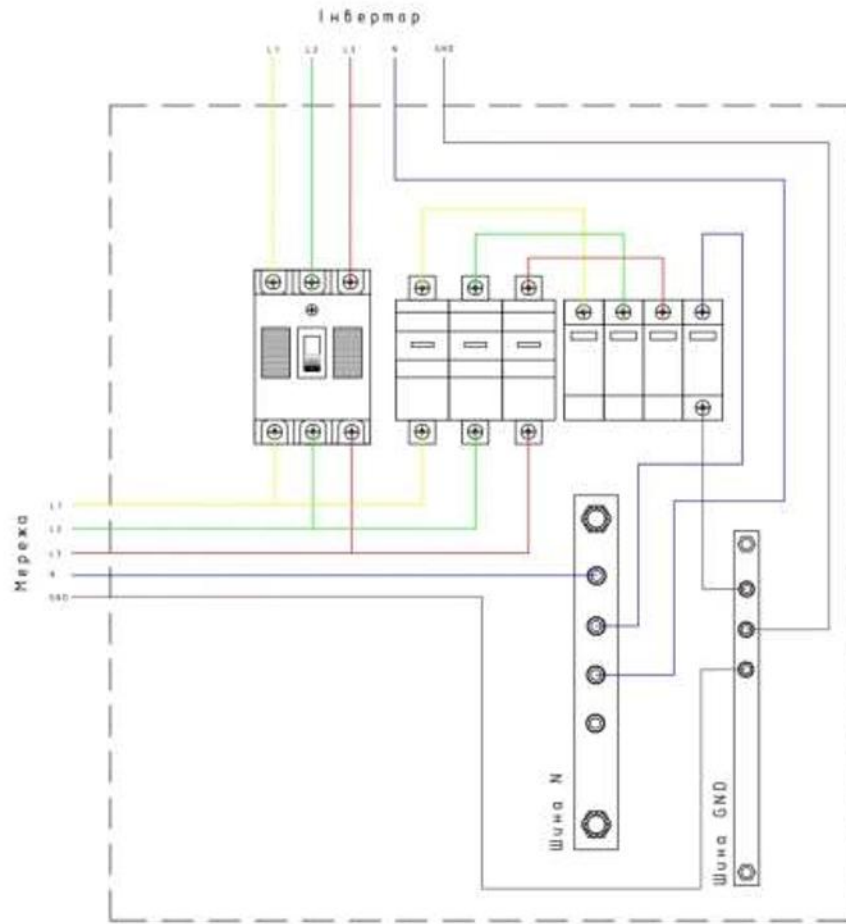


Рисунок 3.4 Електрична схема трифазного щита захисту змінного струму

Сонячна електростанція складається з трьох мережевих інверторів Huawei SUN2000-100KTL-M2, з яких два інвертори працюють паралельно як одна ланка сумарною потужністю 200 кВт, а один інвертор потужністю 100 кВт працює окремо. Розрахункові струми ліній змінного струму визначені у п. 3.2 та становлять:

$$I_{100} = 144 \text{ A,}$$

$$I_{200} = 289 \text{ A.}$$

Вибір автоматичних вимикачів змінного струму виконується за умовою забезпечення захисту кабельної лінії від перевантаження та короткого замикання відповідно до вимог ПУЕ та ДСТУ ІЕС 60364 [36], [37]. Номінальний струм автоматичного вимикача повинен задовольняти умову:

$$I_n \geq 1,1 \cdot I, \quad (3.16)$$

де I — розрахунковий струм лінії.

Для лінії інвертора потужністю 100 кВт:

$$I_{n,100} \geq 1,1 \cdot 144 = 158,4 \text{ А.}$$

Приймається стандартний номінал автоматичного вимикача 160 А.

Перевірка узгодження з кабелем АВВГ 4×70 мм², допустимий струм якого становить $I_{\text{доп},70} = 186 \text{ А}$ (п. 3.2):

$$160 \leq 186,$$

умова виконується.

Для лінії групи інверторів сумарною потужністю 200 кВт:

$$I_{n,200} \geq 1,1 \cdot 289 = 317,9 \text{ А.}$$

Приймається автоматичний вимикач з номінальним струмом 320 А.

Перевірка узгодження з кабелем АВВГ 4×185 мм², для якого $I_{\text{доп},185} = 337 \text{ А}$:

$$320 \leq 337,$$

умова виконується з необхідним запасом [36].

Тип миттєвого розчеплювача автоматичних вимикачів приймається тип С, що відповідає характеру навантаження мережевих інверторів та рекомендаціям виробників обладнання [38].

Для забезпечення видимого розриву кола та резервного захисту від струмів короткого замикання у щиті 3-200 S встановлюється роз'єднувач з плавкими вставками EFD 22 3P. Номінальний струм плавких вставок вибирається з умови:

$$I_{\text{вст}} \geq I,$$

з урахуванням селективності щодо автоматичного вимикача.

Приймається:

- для лінії 100 кВт — плавкі вставки 160 А;
- для лінії 200 кВт — плавкі вставки 315 А.

Застосування плавких вставок дозволяє забезпечити високу вимикаючу здатність при коротких замиканнях та підвищити загальну надійність системи захисту [36], [39].

Для захисту обладнання СЕС від імпульсних перенапруг атмосферного та комутаційного характеру на стороні змінного струму встановлюється пристрій захисту від імпульсних перенапруг ЕПІТЕС СТ2 275/20, 4-полюсний. Вибір параметрів ПЗП виконується відповідно до вимог стандартів ІЕС 61643 та рекомендацій щодо захисту низьковольтних електроустановок [40].

Номінальна напруга мережі змінного струму становить 230/400 В. Максимальна тривала робоча напруга ПЗП повинна задовольняти умову:

$$U_c \geq 1,1 \cdot U_{LN}, \quad (3.17)$$

де $U_{LN} = 230\text{В}$ — фазна напруга мережі.

Для обраного ПЗП:

$$U_c = 275 \text{ В} \geq 1,1 \cdot 230 = 253 \text{ В},$$

умова виконується.

Оскільки об'єкт не обладнаний зовнішньою системою блискавкоприймачів, а СЕС підключена до внутрішніх мереж підприємства, достатнім є застосування ПЗП типу 2, призначеного для відведення індукованих та комутаційних перенапруг [40], [41]. Номінальний розрядний струм ПЗП $I_n = 20 \text{ кА}$ відповідає вимогам для промислових електроустановок 0,4 кВ і забезпечує ефективний захист інверторів та розподільчого обладнання.

Таким чином, для кожної лінії змінного струму сонячної електростанції реалізовано комплексний захист, що включає автоматичний вимикач,

роз'єднувач з плавкими вставками та ПЗП. Прийняті номінали захисних апаратів узгоджені з розрахунковими струмами та допустимими струмами кабельних ліній, а також відповідають вимогам чинних нормативних документів. Запропонована схема забезпечує надійну та безпечну роботу АС-сторони сонячної електростанції потужністю 300 кВт у всіх експлуатаційних режимах.

3.5 Розрахунок системи заземлення та блискавкозахисту

Надійна та безпечна робота сонячної електростанції потужністю 300 кВт неможлива без правильно спроектованої системи заземлення та захисту від блискавки. Система заземлення забезпечує захист персоналу від ураження електричним струмом, коректну роботу пристроїв захисту, а також ефективне відведення струмів короткого замикання та імпульсних перенапруг у ґрунт [42].

Заземлення сонячної електростанції виконано як єдина система зрівнювання потенціалів, до якої приєднуються: металеві конструкції кріплення фотомодулів, корпуси інверторів, шафи постійного та змінного струму, а також нульовий захисний провідник мережі змінного струму. Тип системи заземлення — TN-S, що відповідає вимогам ПУЕ для промислових електроустановок до 1 кВ [42], [43].

Нормативне значення опору заземлювального пристрою для електроустановок напругою до 1 кВ з глухозаземленою нейтраллю не повинно перевищувати:

$$R_3 \leq 4 \text{ Ом.}$$

Для забезпечення заданого опору застосовується контур заземлення у вигляді вертикальних сталевих електродів, з'єднаних між собою горизонтальною сталевою смугою. Як вертикальні заземлювачі використовуються сталеві електроди довжиною $l = 3\text{ м}$ і діаметром $d = 16\text{ мм}$. Питомий опір ґрунту на майданчику приймається $\rho = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, що характерно для суглинків середньої вологості [39].

Опір одного вертикального заземлювача визначається за формулою :

$$R_1 = \frac{\rho}{2\pi l} \left(\ln \frac{2l}{d} - 1 \right). \quad (3.18)$$

Підставляючи числові значення:

$$R_1 = \frac{100}{2\pi \cdot 3} \left(\ln \frac{2 \cdot 3}{0,016} - 1 \right) \approx 27,5 \text{ Ом.}$$

Загальний опір групи з n вертикальних заземлювачів з урахуванням коефіцієнта використання η визначається:

$$R_3 = \frac{R_1}{n \cdot \eta}. \quad (3.19)$$

Для контуру з електродами, розташованими по периметру з кроком 3–4 м, коефіцієнт використання приймається $\eta = 0,6$ [44]. Визначимо необхідну кількість електродів:

$$n \geq \frac{R_1}{R_3 \cdot \eta} = \frac{27,5}{4 \cdot 0,6} \approx 11,5.$$

Приймається 12 вертикальних заземлювачів, що забезпечує розрахунковий опір заземлення:

$$R_3 = \frac{27,5}{12 \cdot 0,6} \approx 3,8 \text{ Ом.}$$

Отримане значення відповідає вимогам нормативних документів і забезпечує надійну роботу захисного заземлення.

Для з'єднання вертикальних заземлювачів використовується сталеві смуга перерізом 40×4 мм, прокладена в ґрунті на глибині не менше 0,5 м. Приєднання заземлювальних провідників до металоконструкцій та обладнання здійснюється мідними провідниками перерізом не менше 16 мм^2 , що відповідає вимогам ПУЕ та ДСТУ ІЕС 60364 [42], [43].

Блискавкозахист сонячної електростанції реалізується у складі внутрішньої системи захисту від блискавки, оскільки об'єкт не обладнаний окремими блискавкоприймачами, а фотомодулі розташовані на промисловому майданчику в межах існуючої забудови. Основними елементами внутрішнього блискавкозахисту є система зрівнювання потенціалів та пристрої захисту від імпульсних перенапруг (ПЗІП) на стороні постійного та змінного струму [40].

ПЗІП типу 2, встановлені у DC- та AC-щитах, забезпечують обмеження імпульсних перенапруг до безпечного рівня та відведення струмів перенапруг у заземлювальний контур. Ефективність роботи ПЗІП безпосередньо залежить від низького опору заземлення, що підтверджує доцільність застосування розрахованого заземлювального пристрою , [45].

Таким чином, запроєктована система заземлення та блискавкозахисту сонячної електростанції забезпечує виконання вимог електробезпеки, надійний захист обладнання від дії імпульсних перенапруг та відповідає чинним нормативним документам. Прийняті технічні рішення гарантують безпечну та стабільну експлуатацію сонячної електростанції потужністю 300 кВт у всіх режимах роботи.

РОЗДІЛ 4. СИСТЕМА МОНІТОРИНГУ ТА АВТОМАТИЗАЦІЇ

4.1 Принцип роботи SmartLogger 3000 для дистанційного моніторингу та управління СЕС

Для забезпечення надійної, безпечної та ефективної експлуатації мережевої сонячної електростанції потужністю 300 кВт на ТОВ «Оржицький молокозавод» застосовується централізована система моніторингу та автоматизації на базі Huawei SmartLogger 3000, рисунок 4.1.



Рисунок 4.1. Зовнішній вигляд SmartLogger 3000

Даний пристрій призначений для збору, обробки, зберігання та передачі технологічних параметрів роботи обладнання СЕС, а також для реалізації функцій дистанційного контролю та керування в режимі реального часу [46].

SmartLogger 3000 є багатофункціональним реєстратором даних (data logger), який об'єднує мережеві інвертори, багатофазні лічильники електричної енергії та інші пристрої автоматики в єдину інформаційно-керуючу систему. Обмін даними між SmartLogger та інверторами здійснюється за допомогою промислового інтерфейсу RS-485, що характеризується високою заводостійкістю та стабільною роботою на значних відстанях, характерних для промислових сонячних електростанцій [47].

У складі досліджуваної СЕС SmartLogger 3000 забезпечує централізований збір інформації від трьох мережевих інверторів типу SUN2000-100KTL-M2, які підключені до двох незалежних трансформаторних

підстанцій підприємства (ТП1 та ТП2). У процесі роботи система здійснює моніторинг таких основних параметрів:

- миттєвої, добової та накопиченої активної потужності генерації;
- фазних напруг і струмів на стороні змінного струму;
- параметрів роботи МРРТ-трекерів;
- стану захисних функцій та аварійних режимів;
- температурних режимів і коефіцієнта корисної дії інверторів [41], [43].

Зібрані дані передаються через Ethernet-інтерфейс або мобільний канал зв'язку (4G) на хмарну платформу FusionSolar, де виконується їх візуалізація, архівація та аналітична обробка. Застосування хмарного сервісу дозволяє здійснювати цілодобовий дистанційний моніторинг роботи сонячної електростанції з будь-якого пристрою, підключеного до мережі Інтернет, без необхідності постійної присутності обслуговуючого персоналу на об'єкті [48].

Важливою функціональною можливістю SmartLogger 3000 є підтримка інтеграції з багатофазними лічильниками електричної енергії, встановленими на вводах підприємства. Це забезпечує одночасний контроль як виробленої сонячною електростанцією електроенергії, так і фактичного споживання об'єкта. Такий підхід є особливо актуальним для СЕС, що працюють у режимі заощадження власного споживання, оскільки дозволяє аналізувати баланси потужності та мінімізувати небажані перетоки електроенергії в зовнішню мережу [49].

Крім функцій моніторингу, SmartLogger 3000 виконує елементарні функції автоматизації, зокрема:

- централізоване дистанційне керування режимами роботи інверторів;
- автоматичну реєстрацію та журналювання аварійних подій;
- формування звітів щодо генерації електроенергії за задані часові інтервали;

- передачу повідомлень та попереджень про відхилення параметрів від нормованих значень [46], [47].

Таким чином, використання SmartLogger 3000 у складі сонячної електростанції потужністю 300 кВт забезпечує централізований контроль усіх ключових параметрів роботи СЕС, підвищує надійність та безпеку її експлуатації, скорочує час реагування на аварійні ситуації й створює інформаційну основу для подальшого впровадження систем енергетичного менеджменту підприємства. Застосування сучасних засобів моніторингу є необхідною умовою ефективної експлуатації промислових сонячних електростанцій [46], [48].

4.2 Алгоритм збору та передачі даних у хмарну систему FusionSolar

Алгоритм збору та передачі даних у хмарну систему FusionSolar побудований за ієрархічним принципом та забезпечує безперервний інформаційний обмін між польовими пристроями сонячної електростанції і центральною платформою моніторингу, рисунок 4.2.

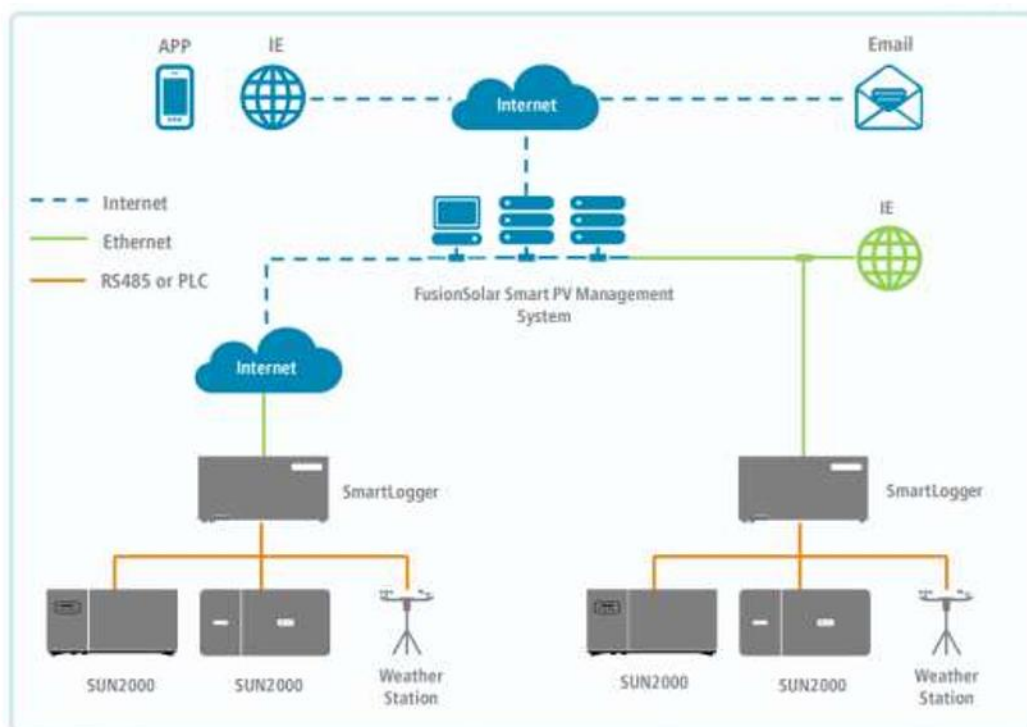


Рисунок 4.2 - Схема системи моніторингу та керування мережевою сонячною електростанцією (FusionSolar)

Ключовим елементом цього алгоритму є реєстратор даних SmartLogger 3000, який виконує функції локального концентратора, попередньої обробки та безпечної передачі даних [50], [52].

На першому етапі здійснюється збір первинних вимірювальних даних з інверторів та допоміжних пристроїв. Обмін інформацією між SmartLogger 3000 та мережевими інверторами відбувається по інтерфейсу RS-485 із використанням протоколу Modbus RTU. У визначені часові інтервали SmartLogger 3000 опитує підключені пристрої та отримує значення електричних параметрів, зокрема миттєвої потужності, напруги і струмів по фазах, параметрів MPPT-трекерів, температурних режимів, а також станів захисних та аварійних функцій [51], [52].

Другим етапом є локальна обробка та агрегація даних. Отримана інформація проходить перевірку коректності, часову синхронізацію та структурування. SmartLogger 3000 формує масиви даних для різних часових масштабів (миттєві, добові, місячні та річні значення), а також здійснює журналювання подій і аварій. Такий підхід зменшує обсяг передаваних даних і підвищує надійність системи моніторингу у разі короткочасної втрати зв'язку з хмарною платформою [50].

На третьому етапі реалізується передача даних у хмарну систему FusionSolar. Залежно від конфігурації об'єкта передача інформації здійснюється через Ethernet-канал або мобільний канал зв'язку (4G). Дані передаються з використанням захищених протоколів зв'язку з автентифікацією пристрою, що забезпечує цілісність та конфіденційність інформації [52].

У хмарній системі FusionSolar відбувається централізована обробка, зберігання та візуалізація даних. Платформа формує графіки генерації електроенергії, балансу потужності, добові та місячні звіти, а також надає інструменти для аналізу ефективності роботи сонячної електростанції. У разі виникнення аварійних або попереджувальних подій система автоматично надсилає повідомлення оператору, що дозволяє оперативно реагувати на відхилення від нормального режиму роботи [52], [53].

Окремою складовою алгоритму є інтеграція даних споживання електроенергії підприємства. При підключенні багатофазних лічильників електричної енергії SmartLogger 3000 збирає інформацію про навантаження по фазах і передає її до FusionSolar. Це дозволяє виконувати аналіз співвідношення генерації та споживання, оцінювати рівень самоспоживання та ефективність використання встановленої потужності СЕС [53].

Таким чином, алгоритм збору та передачі даних у хмарну систему FusionSolar забезпечує безперервний контроль технічного стану сонячної електростанції, оперативне виявлення аварійних ситуацій та можливість глибокого аналізу режимів роботи. Реалізована схема моніторингу відповідає сучасним вимогам до автоматизованих систем керування енергетичними об'єктами та є ефективним інструментом підвищення надійності й техніко-економічних показників СЕС потужністю 300 кВт.

5.1 Схема підключення дизельного генератора до СЕС для аварійного живлення

Для забезпечення безперервного електропостачання промислового підприємства при аварійному відключенні зовнішньої електричної мережі у складі сонячної електростанції (СЕС) потужністю 300 кВт передбачено систему резервного електроживлення з використанням дизельного генератора. Відповідно до вимог міжнародних стандартів, мережева СЕС при зникненні напруги або виході параметрів мережі за допустимі межі автоматично припиняє генерацію внаслідок спрацювання антиострівного захисту, що унеможливорює утворення острівного режиму роботи та забезпечує безпеку персоналу й обладнання [45], [46].

У штатному режимі електропостачання підприємства здійснюється від двох незалежних трансформаторних підстанцій, кожна з яких живить окрему лінію. Сонячна електростанція працює в мережевому режимі, при цьому два мережеві інвертори підключені до однієї трансформаторної підстанції, а третій інвертор — до іншої. Така конфігурація дозволяє ефективно покривати власне

споживання підприємства та зменшувати навантаження на зовнішню електричну мережу в нормальних умовах експлуатації.

У разі повного знеструмлення зовнішньої мережі мережева СЕС автоматично вимикається по антиострівному захисту [45], [46]. Для забезпечення аварійного живлення відповідальних споживачів у цьому режимі вводиться в роботу дизельний генератор AKSA APD 200С номінальною електричною потужністю 144 кВт. Зазначений генератор призначений для резервного електропостачання промислових об'єктів і забезпечує стабільні параметри напруги та частоти в автономному режимі роботи.

Оскільки дизельний генератор є єдиним резервним джерелом електроенергії, а система внутрішнього електропостачання підприємства складається з двох незалежних ліній, у схемі аварійного живлення передбачена можливість їх тимчасового об'єднання. Об'єднання ліній здійснюється за допомогою рубильників та автоматичних вимикачів, що дозволяє в аварійному режимі сформувати єдину секцію шин, яка живиться від одного джерела електроенергії. Таке технічне рішення відповідає практиці побудови систем резервного електропостачання промислових об'єктів та вимогам електробезпеки .

Для узгодження роботи дизельного генератора з навантаженням підприємства в аварійному режимі використовується система вимірювання та керування електричними параметрами, що включає трансформатори струму, інтелектуальний лічильник електроенергії (smart meter) та реєстратор даних Huawei SmartLogger 3000. SmartLogger 3000 забезпечує централізований збір вимірювальних даних про споживання електроенергії, їх попередню обробку та передачу до системи керування, що дозволяє в режимі реального часу визначати баланс між генерацією та навантаженням .

На основі інформації, отриманої від трансформаторів струму та smart meter, система керування забезпечує адаптивну роботу дизельного генератора відповідно до фактичних потреб підприємства. У випадку, коли потужності, що надходить від сонячної генерації, є недостатньо для покриття споживання,

дизельний генератор автоматично збільшує віддачу потужності, компенсуючи дефіцит електроенергії та підтримуючи нормовані параметри напруги і частоти. Такий підхід дозволяє уникнути перевантаження генератора, зменшити витрати палива та підвищити загальну ефективність системи резервного електропостачання .

Таким чином, запропонована схема підключення дизельного генератора до сонячної електростанції забезпечує надійне електроживлення підприємства при повному відключенні зовнішньої мережі, відповідає вимогам антиострівного захисту, чинним міжнародним і національним нормативним документам та є технічно доцільним рішенням для промислового об'єкта з двома незалежними лініями електропостачання.

ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі магістра виконано розроблення та дослідження мережевої сонячної електростанції потужністю 300 кВт для заощадження власного споживання електричної енергії ТОВ «Оржицький молокозавод». Робота базується на реальному, вже збудованому та введеному в експлуатацію об'єкті, що забезпечує її практичну спрямованість та прикладну цінність, рисунок 5.1.



Рисунок 5.1 - Аерофотознімок завершеного об'єкта

У ході виконання роботи проведено аналіз вихідних даних об'єкта, зокрема схем електропостачання підприємства, характеристик трансформаторних підстанцій, режимів споживання електричної енергії та просторових обмежень для розміщення фотоелектричних модулів. На основі аналізу покрівель будівель підприємства визначено можливу кількість фотоелектричних модулів, їх розподіл за дахами, кути нахилу та орієнтацію, що дало змогу сформуванню технічно обґрунтовану конфігурацію сонячного поля.

Розроблено структурну та електричну схеми сонячної електростанції із застосуванням трьох мережевих інверторів, підключених до двох незалежних трансформаторних підстанцій. Обґрунтовано вибір основного обладнання, виконано розрахунок та підбір кабельної продукції, захисних апаратів змінного і постійного струму, системи заземлення та блискавкозахисту відповідно до вимог чинних нормативних документів.

За допомогою онлайн-ресурсу PVGIS виконано розрахунок очікуваної річної генерації сонячної електростанції з урахуванням географічного розташування об'єкта, кутів нахилу та азимутів покрівель. Отримані результати підтверджують доцільність прийнятих технічних рішень і демонструють ефективність використання встановленої потужності СЕС для покриття власного споживання підприємства.

Окрему увагу приділено системі моніторингу та автоматизації на базі SmartLogger 3000 і хмарної платформи FusionSolar, що забезпечує централізований контроль параметрів роботи СЕС, аналіз генерації та споживання електроенергії, а також підвищує надійність і оперативність експлуатації станції. Розглянуто роботу системи в аварійних режимах із застосуванням дизельного генератора та обґрунтовано схему резервного електропостачання підприємства з урахуванням вимог антиострівного захисту.

Результати виконаної кваліфікаційної роботи підтверджують, що впровадження мережевої сонячної електростанції потужністю 300 кВт є технічно доцільним і ефективним рішенням для зменшення споживання електроенергії з зовнішньої мережі та підвищення енергетичної незалежності підприємства. Запропоновані технічні рішення можуть бути використані при проектуванні та модернізації аналогічних сонячних електростанцій для промислових споживачів.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. ДБН В.2.5-23:2010 «Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення».
2. IEC 60364-7-712:2017 – Requirements for special installations or locations – Solar photovoltaic (PV) power supply systems.
3. IEC 62548:2016 – Photovoltaic (PV) arrays – Design requirements.
4. International Energy Agency. Photovoltaic Power Systems Programme – Report IEA-PVPS T13 (2020).
5. Huawei Technologies Co. Ltd. SUN2000-100KTL-M2 Technical Specifications Sheet, 2023.
6. European Commission. Best practices for PV plant design and operation, 2021.
7. IEC 62116:2014 – Utility-interconnected PV systems – Anti-islanding testing.
8. Fraunhofer ISE. Levelized Cost of Solar PV and Energy Storage Systems (2022).
9. IEC 62548:2016. Photovoltaic (PV) arrays – Design requirements. – International Electrotechnical Commission.
10. IEC 60364-7-712:2017. Low-voltage electrical installations – Part 7-712: Requirements for special installations or locations – Solar photovoltaic (PV) power supply systems. – International Electrotechnical Commission.
11. ДСТУ EN 1991-1-3:2010. Єврокод 1. Дії на конструкції. Частина 1-3. Загальні дії. Снігові навантаження. – Київ: Мінрегіонбуд України.
12. ДСТУ IEC 61724-1:2019. Моніторинг продуктивності фотоелектричних систем. Частина 1. Загальні принципи. – Київ: ДП «УкрНДНЦ».
13. JA Solar. JAM66D45-625/630/635/640/645/650 LB – Technical Data Sheet. – Офіційна технічна документація виробника.
14. Huawei. SUN2000-100KTL-M2 Smart String Inverter – Technical Data. – Офіційний технічний паспорт інвертора.
15. Masters G. M. Renewable and Efficient Electric Power Systems. – 2nd ed. – Hoboken: John Wiley & Sons, 2013.

16. Texas Instruments. The RS-485 Design Guide (SLLA272). — Texas Instruments, Inc. (рекомендації щодо побудови RS485-мереж, 120 Ω кабель/термінація, завадостійкість).
17. IEC 61724-1:2021 / ДСТУ EN IEC 61724-1:2022. Photovoltaic system performance — Part 1: Monitoring / Ефективність фотоелектричної системи. Частина 1: Моніторинг (загальні принципи моніторингу PV-систем).
18. Modbus Organization. MODBUS Application Protocol Specification V1.1b3 (протокол Modbus RTU, структура кадру, адресація, функціональні коди).
19. Huawei Technologies Co., Ltd. SmartLogger3000A/3000B — User Manual / Technical Specifications; SUN2000-100KTL-M2 — User Manual / Technical Data (RS485/Modbus, кількість інверторів, рекомендована довжина лінії, інтеграція з FusionSolar, керуючі функції).
21. IEC 62548:2016. Photovoltaic (PV) arrays — Design requirements. — International Electrotechnical Commission.
22. JA Solar. PV Modules Installation Manual (вимоги до механічного монтажу, зон затиску клемми, кількості точок кріплення, моментів затягування та умов збереження гарантії).
23. KBE Elektrotechnik GmbH. Current carrying capacity of KBE Solar DB+ (табличні значення допустимих струмів та умови прокладання).
24. IET / BS 7671 guidance (рекомендації щодо падіння напруги у PV-інсталяціях).
25. Stäubli Electrical Connectors. MC4 — technical data (1500 V DC, номінальні струми для 6 мм², ступінь захисту).
26. DIN EN 62852 / IEC 62852 — Photovoltaic (PV) connectors, вимоги до PV-конекторів до 1500 V DC.
27. ПУЕ. Правила улаштування електроустановок. Вибір перерізів кабелів за допустимим струмом, умови прокладання, поправочні коефіцієнти, вимоги до падіння напруги.
28. ДБН В.2.5-23:2010 «Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення».

29. ДСТУ ІЕС 60228. Провідники ізольованих кабелів. Нормовані значення електричного опору провідників (Al) різних перерізів.
30. ДСТУ HD 60364-5-52 (ІЕС 60364-5-52). Електроустановки низької напруги. Вибір та монтаж електрообладнання. Кабельні лінії, падіння напруги, коефіцієнти корекції.
31. КВЕ Elektrotechnik GmbH. КВЕ Solar DB+ — Technical Data / Product Information.
32. ІЕС 62548: Photovoltaic (PV) arrays — Design requirements.
33. ІЕС 61643-31: Low-voltage surge protective devices — Requirements and tests for PV systems.
34. ETI Elektroelement. ETITEC EM T2 PV — Technical Catalogue.
35. DIN EN 60269-6 / ІЕС 60269-6 — Fuse-links for the protection of photovoltaic systems.
36. ПУЕ. Правила улаштування електроустановок. – Чинна редакція. – Розділи 1.7, 3.1, 3.2 (захист від перевантажень і коротких замикань).
37. ДСТУ HD 60364-4-43:2016 (ІЕС 60364-4-43:2008).
Електроустановки низької напруги. Захист для забезпечення безпеки. Захист від перевантажень і коротких замикань. – Київ: ДП «УкрНДНЦ».
38. Schneider Electric. Circuit Breaker Selection Guide for Inverter and Power Electronic Loads. – Technical guide. – 2020.
39. ETI Elektroelement d.d. Fuse Links and Fuse Switch Disconnectors. Technical Catalogue. – Slovenia, 2022.
40. ІЕС 61643-11:2011. Low-voltage surge protective devices – Requirements and test methods. – International Electrotechnical Commission.
41. ІЕС 60364-5-534:2016.
Low-voltage electrical installations – Selection and erection of surge protective devices (SPD). – International Electrotechnical Commission.
42. ПУЕ. Правила улаштування електроустановок. Заземлення та захисні заходи.

43. ДСТУ HD 60364-5-54 (IEC 60364-5-54). Електроустановки низької напруги. Заземлення, захисні провідники та провідники зрівнювання потенціалів.
 44. ДБН В.2.5-27:2006. Захист від блискавки будівель і споруд.
 45. IEC 62305. Protection against lightning. General principles.
 46. Huawei Technologies Co., Ltd. SmartLogger 3000 User Manual. Monitoring and Data Management Device for PV Power Plants.
 47. Modbus Organization. Modbus over Serial Line Specification and Implementation Guide. Protocol RS-485.
 48. Huawei Technologies Co., Ltd. FusionSolar Smart PV Management System. Technical Description.
 49. IEC 61724-1. Photovoltaic system performance — Monitoring. International Electrotechnical Commission.
- Список використаних джерел (до підрозділу 4.2)
50. Huawei Technologies Co., Ltd. SmartLogger 3000 User Manual. Monitoring and Data Management Device for PV Power Plants.
 51. Modbus Organization. Modbus over Serial Line Specification and Implementation Guide.
 52. Huawei Technologies Co., Ltd. FusionSolar Smart PV Management System. Technical Description.
 53. IEC 61724-1. Photovoltaic system performance — Monitoring. International Electrotechnical Commission.
 54. IEC 62116. Test procedure of islanding prevention measures for grid connected photovoltaic inverters.
 55. IEEE 1547. Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources.

Актуальність теми

Зростання вартості електроенергії, нестабільне електропостачання та розвиток відновлюваної енергетики роблять впровадження СЕС актуальним для промислових підприємств. Мережева СЕС дозволяє зменшити витрати та підвищити енергонезалежність та екологічність підприємства.

Мета роботи

Метою є розроблення проєкту мережевої СЕС потужністю 300 кВт для покриття частини електроспоживання підприємства, а також реалізація можливості СЕС працювати в парі з дизельним генератором під час відключення електромережі

Схема розташування будівель

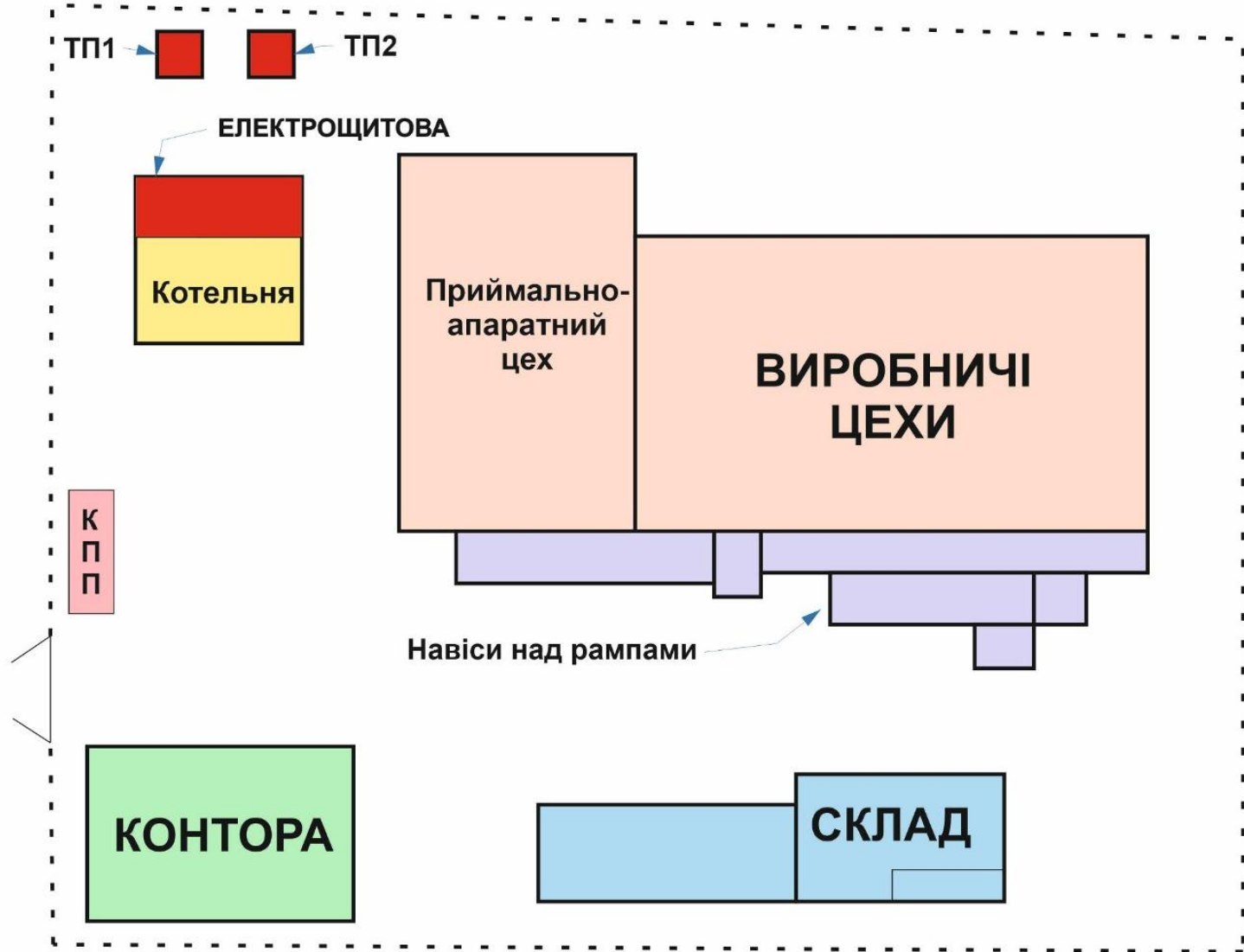
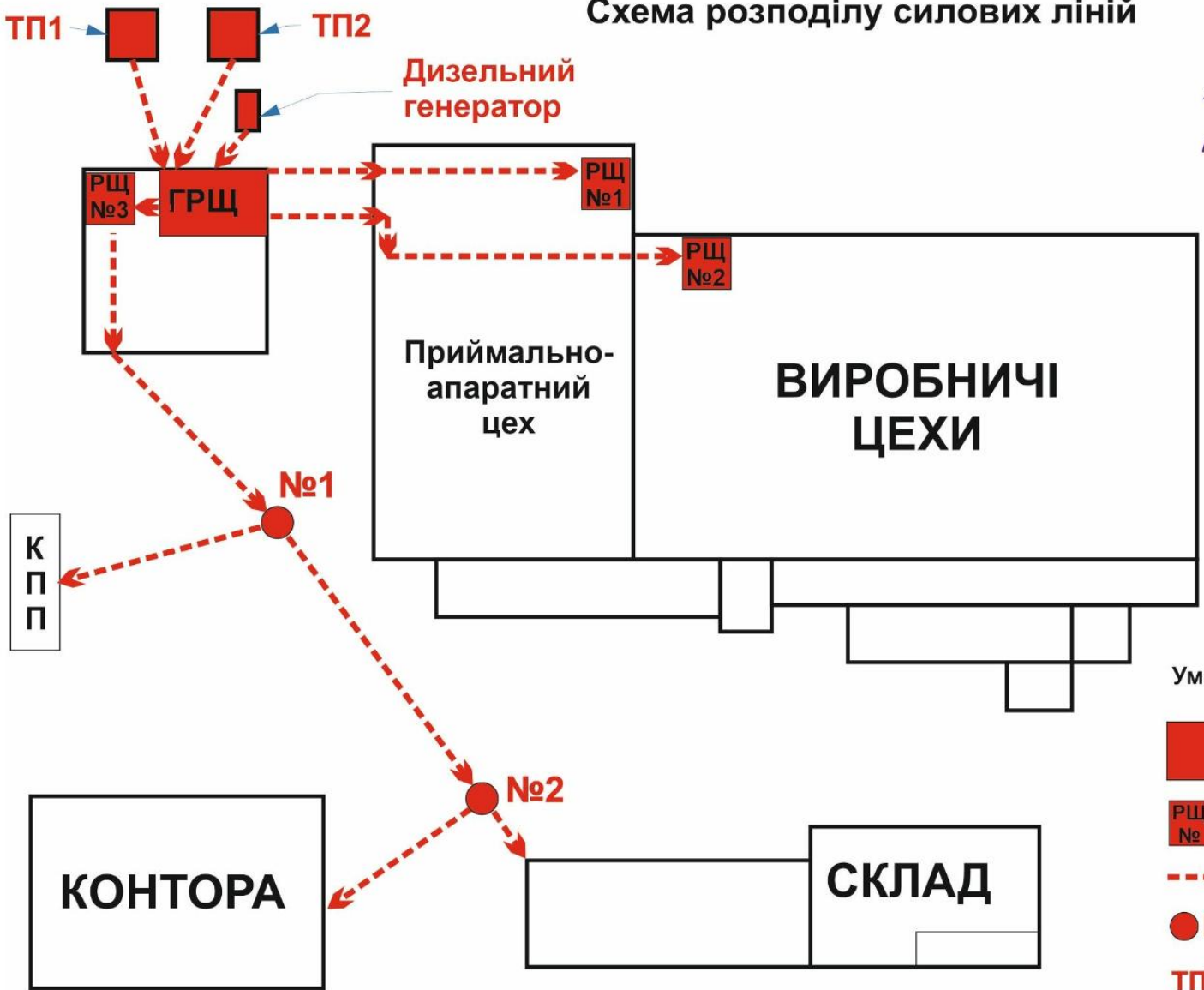





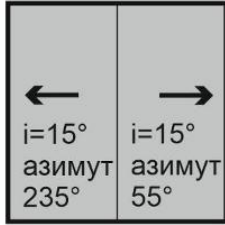
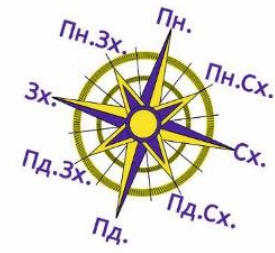


Схема розподілу силових ліній



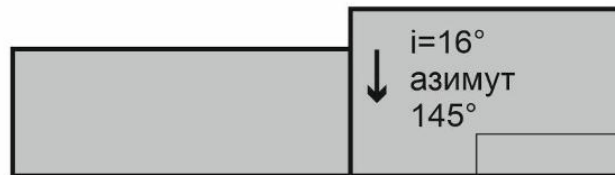
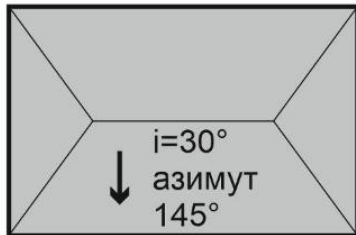
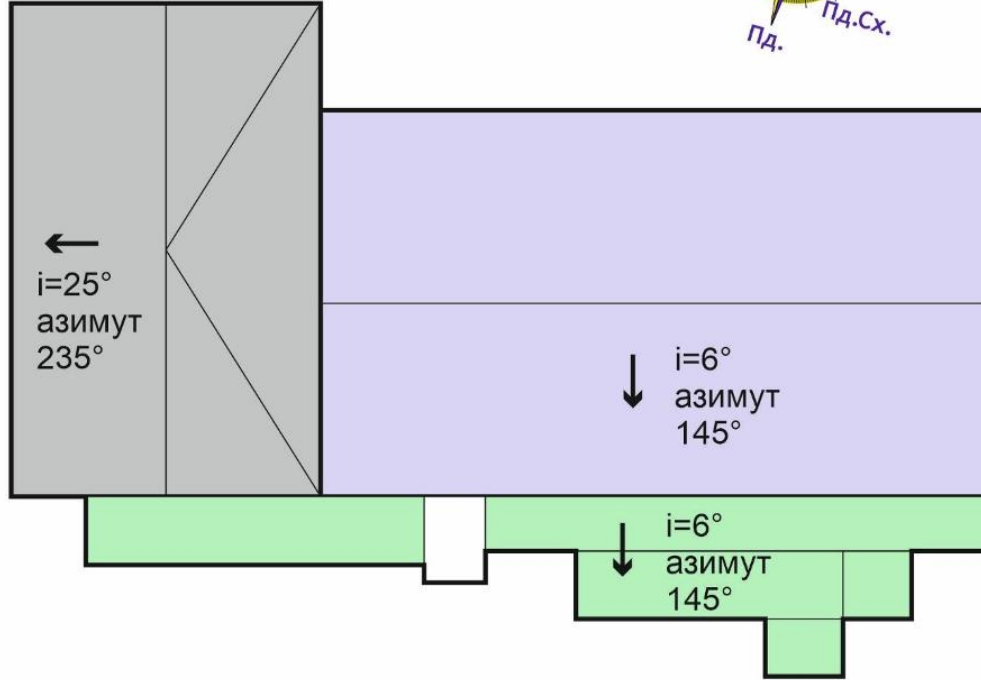
- Умовні позначення
-  головний розподільчий щит
 -  розподільчий щит
 -  силова лінія
 -  бетонна опора
 -  трансформаторна підстанція

План покрівель

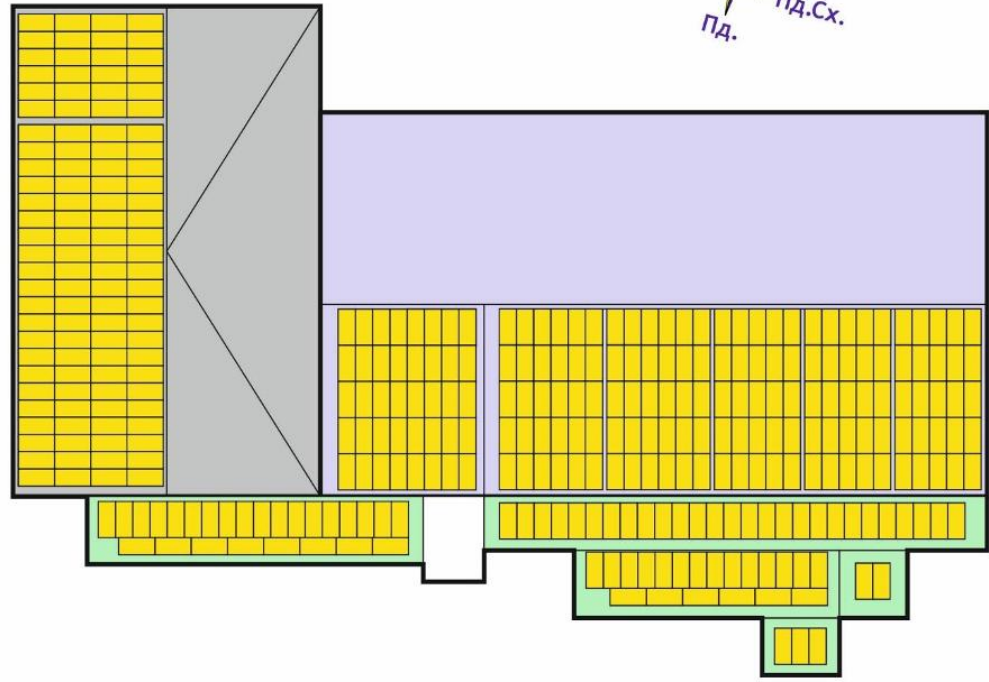
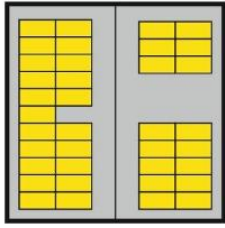
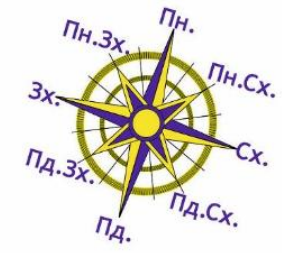


Покрівельні матеріали

- шифер
- сендвіч-панель
- профнастил

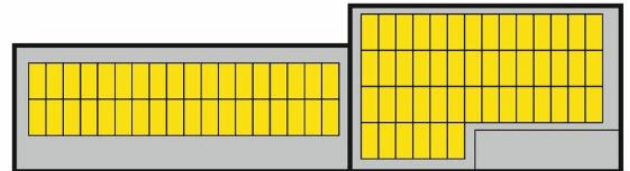
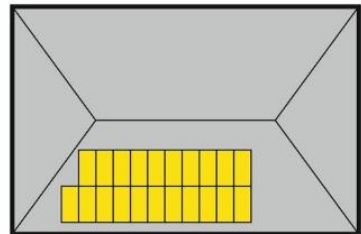


План розміщення фотоелектромодулів



Умовні позначення

■ Фотоелектромодуль
JA Solar JAM66D45-625/LB 625 Wp
503 шт. 314кВт



розумний лічильник DDSU666-H

Three Phase DTSU666 1.5(6)A
With 3Pcs*CT 24Hole 250/5A



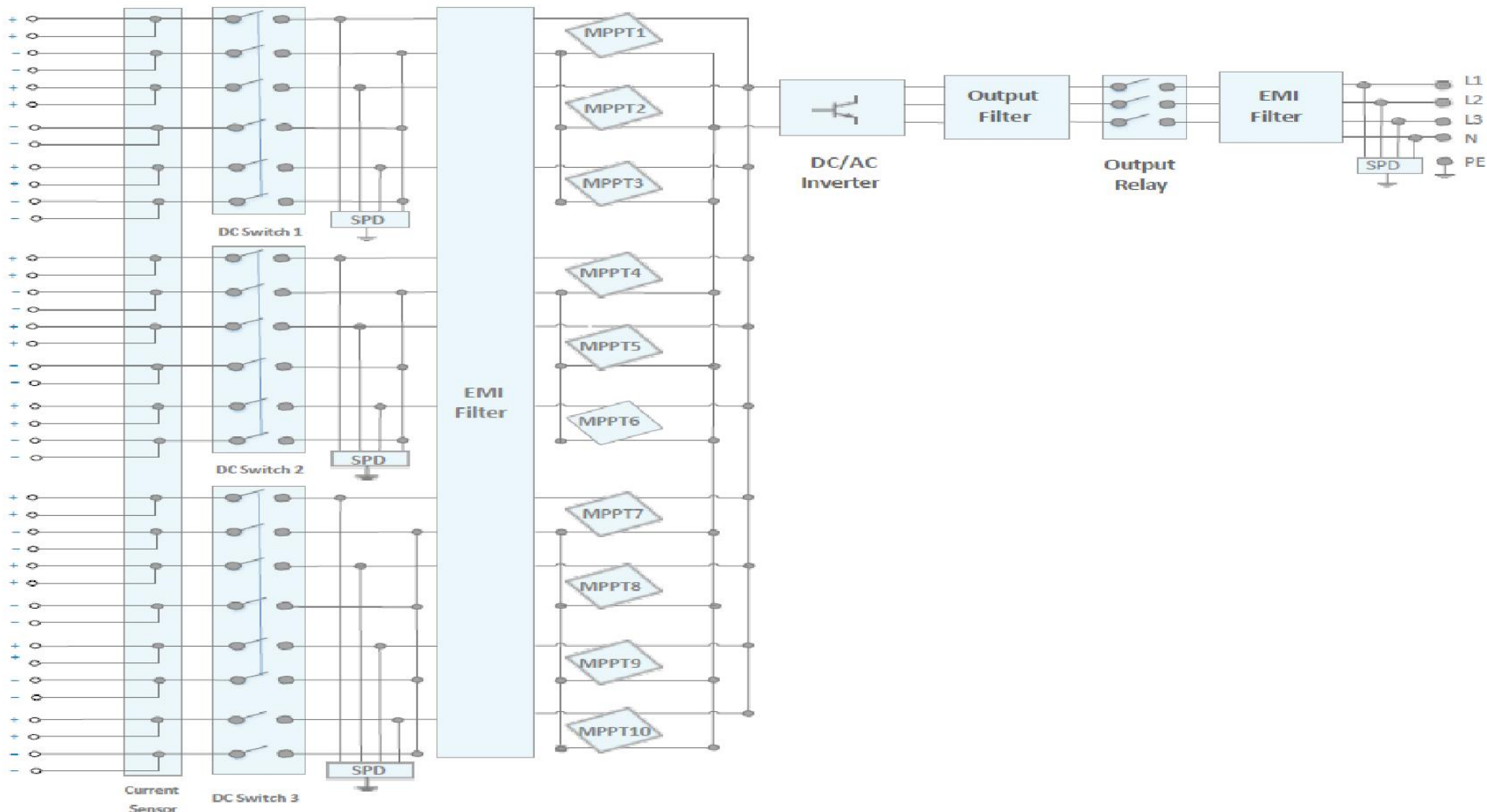
Huawei SUN2000-100KTL-M2



SmartLogger 3000



Однолінійна схема інвертора Huawei SUN2000-100KTL-M2



Два мережевих інвертора по 100кВт в
одній ланці

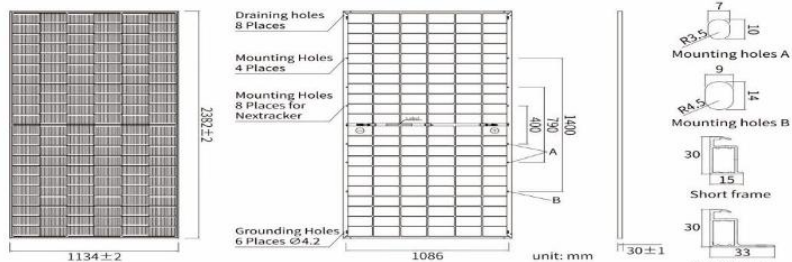


Характеристики фотоелектромодулів

JAM66D45 LB n-type Double Glass Bifacial Modules



9



MECHANICAL PARAMETERS

Cell	Mono
Weight	33.1kg
Dimensions	2382 ± 2mm × 1134 ± 2mm × 30 ± 1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC), 12 AWG(UL)
No. of cells	132(6 × 22)
Junction Box	IP68, 3diodes
Connector	QC 4.10-351/ MC4-EVO2A
Cable Length	Portrait: 300mm(+)/400mm(-) Landscape: 1500mm(+)/1500mm(-)
Front Glass/Back Glass	2.0mm/2.0mm
Packaging Configuration	36pcs/Pallet, 720pcs/40HQ Container

Remark: customized frame color and cable length available upon request

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM66D45 605/LB	JAM66D45 610/LB	JAM66D45 615/LB	JAM66D45 620/LB	JAM66D45 625/LB	JAM66D45 630/LB
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	605	610	615	620	625	630
Open Circuit Voltage (Voc) [V]	47.90	48.10	48.30	48.50	48.70	48.90
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	39.60	39.77	39.96	40.21	40.45	40.70
Short Circuit Current(Isc) [A]	16.00	16.05	16.10	16.13	16.15	16.18
Maximum Power Current(Imp) [A]	15.28	15.34	15.39	15.42	15.45	15.48
Module Efficiency [%]	22.4	22.6	22.8	23.0	23.1	23.3
Power Tolerance	0~+3%					
Temperature Coefficient of Isc(α _{Isc})	+0.045%/°C					
Temperature Coefficient of Voc (β _{Voc})	-0.250%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp})	-0.290%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

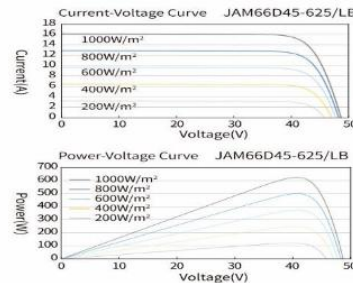
Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL CHARACTERISTICS WITH 10% SOLAR IRRADIATION RATIO

TYPE	JAM66D45 605/LB	JAM66D45 610/LB	JAM66D45 615/LB	JAM66D45 620/LB	JAM66D45 625/LB	JAM66D45 630/LB
Rated Max Power(Pmax) [W]	653	659	664	670	675	680
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	47.90	48.10	48.30	48.50	48.70	48.90
Max Power Voltage(Vmp) [V]	39.60	39.77	39.96	40.21	40.45	40.70
Short Circuit Current(Isc) [A]	17.28	17.33	17.39	17.42	17.44	17.47
Max Power Current(Imp) [A]	16.50	16.56	16.62	16.65	16.69	16.72
Irradiation Ratio (rear/front)	10%					

* For NextTracker installations, maximum static load please take compatibility approve letter between JA Solar and NextTracker for reference.
** Bifaciality=Pmax, rear/Rated Pmax, front

CHARACTERISTICS

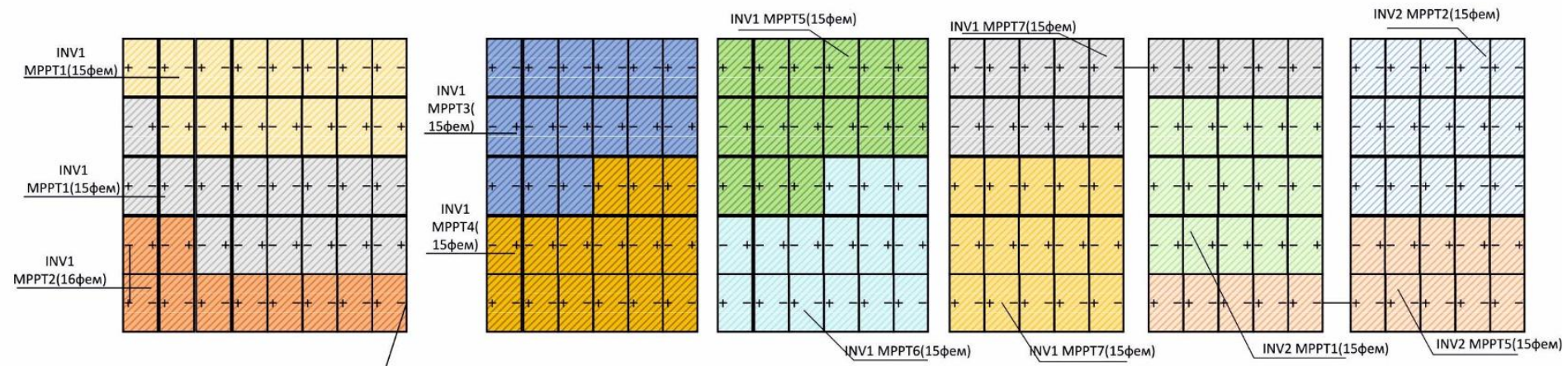


OPERATING CONDITIONS

Maximum System Voltage	1500V DC
Operating Temperature	-40°C~+85°C
Maximum Series Fuse Rating	35A
Maximum Static Load, Front*	5400Pa(112 lb/ft ²)
Maximum Static Load, Back*	2400Pa(50 lb/ft ²)
NOCT	45±2°C
Bifaciality**	80%±10%
Safety Class	Class II
Fire Performance	UL Type 29/Class C

СХЕМА СТРИГОВКИ ФОТОЕЛЕКТРОМОДУЛІВ

ВИРОБНИЧІ ЦЕХИ



НАВІСИ

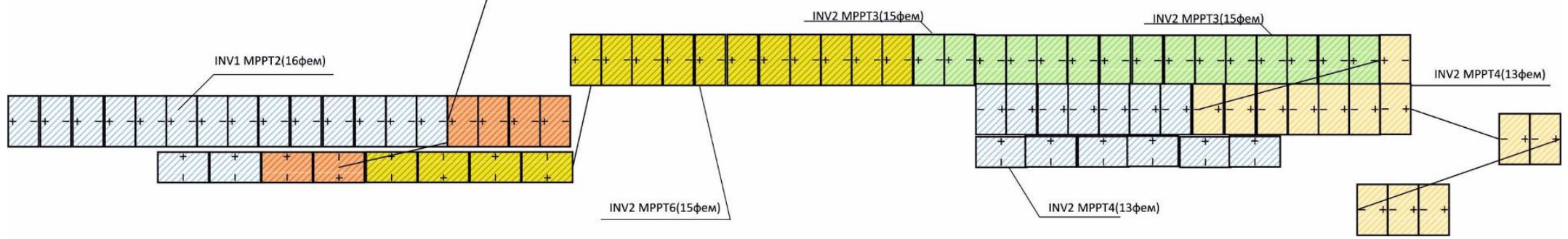
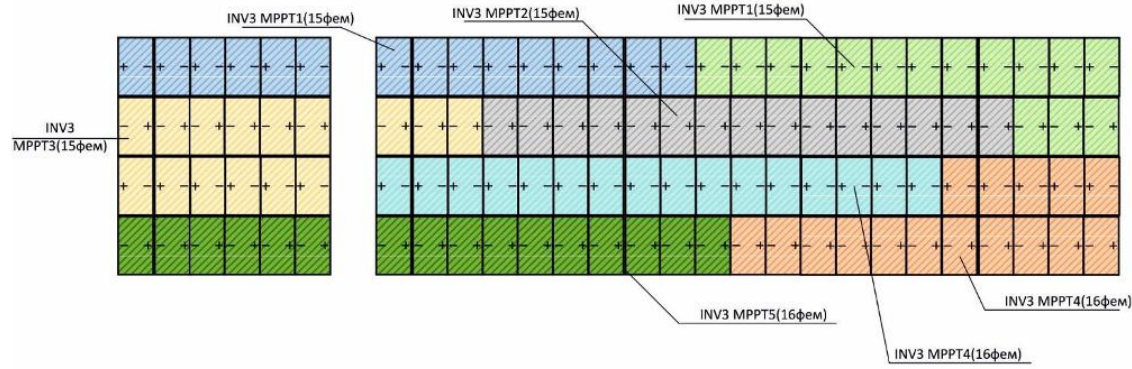
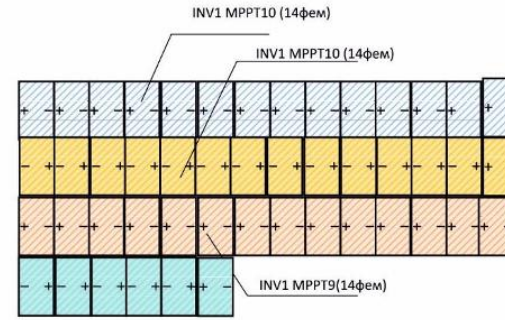
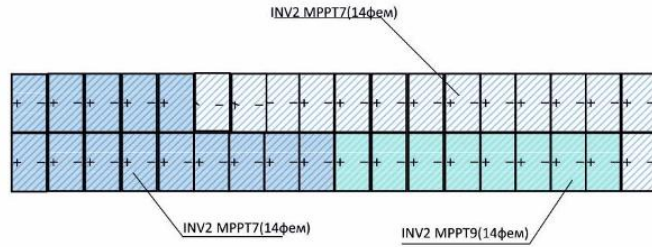


СХЕМА СТРИНГОВКИ ФОТОЕЛЕКТРОМОДУЛІВ

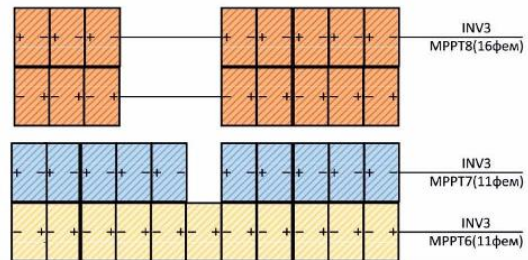
ПРИЙМАЛЬНО-АПАРАТНИЙ ЦЕХ



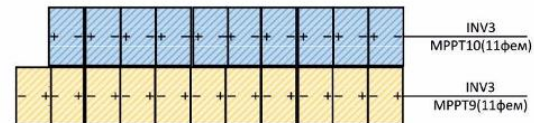
СКЛАД



КОТЕЛЬНЯ



КОНТОРА



Приклад розрахунку очікуваної генерації на дахах виробничих цехів

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

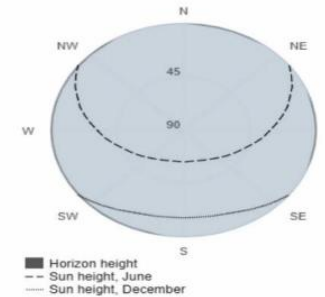
Provided inputs:

Latitude/Longitude: 49.810,32.655
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-SARAH3
 PV technology: Cryst Sil Original
 PV installed: 109.375 kWp
 System loss: 14 %

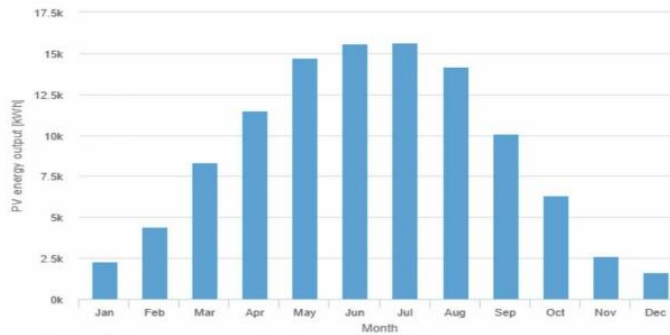
Simulation outputs

Slope angle: 6 °
 Azimuth angle: -35 °
 Yearly PV energy production: 107391.57 kWh
 Yearly in-plane irradiation: 1287.85 kWh/m²
 Year-to-year variability: 3821.99 kWh
 Changes in output due to:
 Angle of incidence: -3.67 %
 Spectral effects: 1.3 %
 Temperature and low irradiance: -9.15 %
 Total loss: -23.76 %

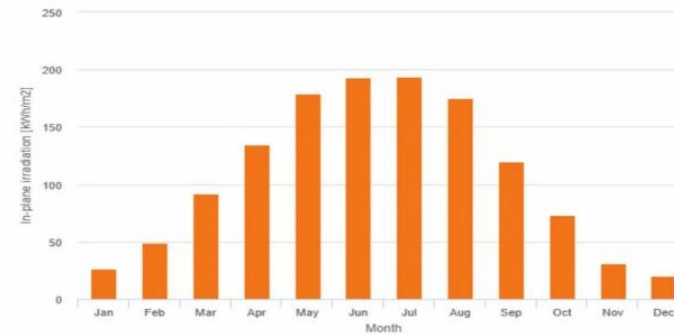
Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	2304.1	26.6	501.5
February	4408.3	48.7	776.2
March	8320.9	92.2	1389.3
April	11529.6	134.5	1529.5
May	14721.5	178.7	1391.6
June	15617.6	193.4	982.9
July	15652.8	194.3	868.2
August	14162.0	175.4	980.8
September	10096.7	119.9	1429.0
October	6329.9	73.2	1027.9
November	2606.6	30.8	402.0
December	1641.5	20.2	309.9

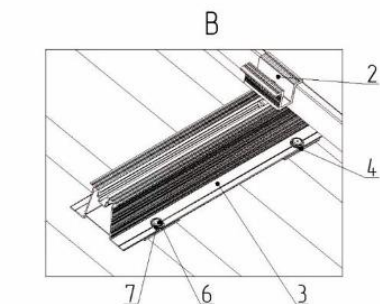
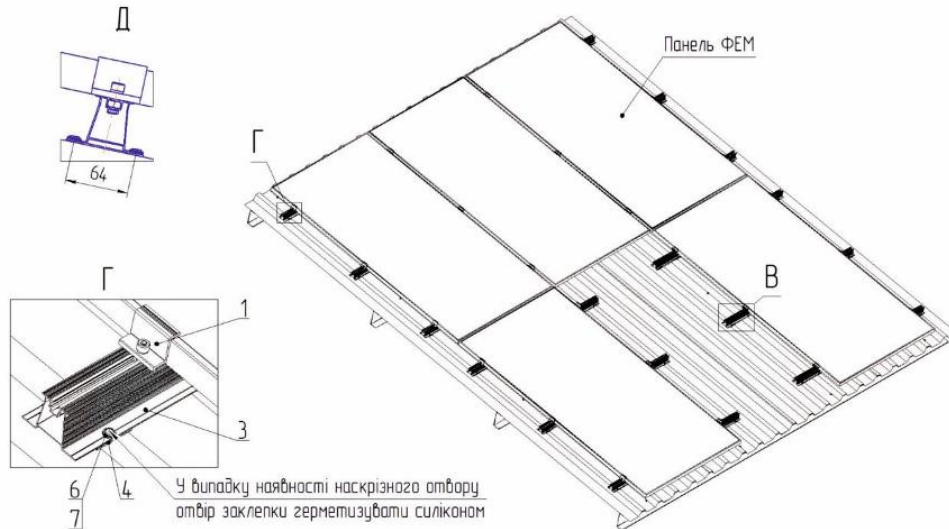
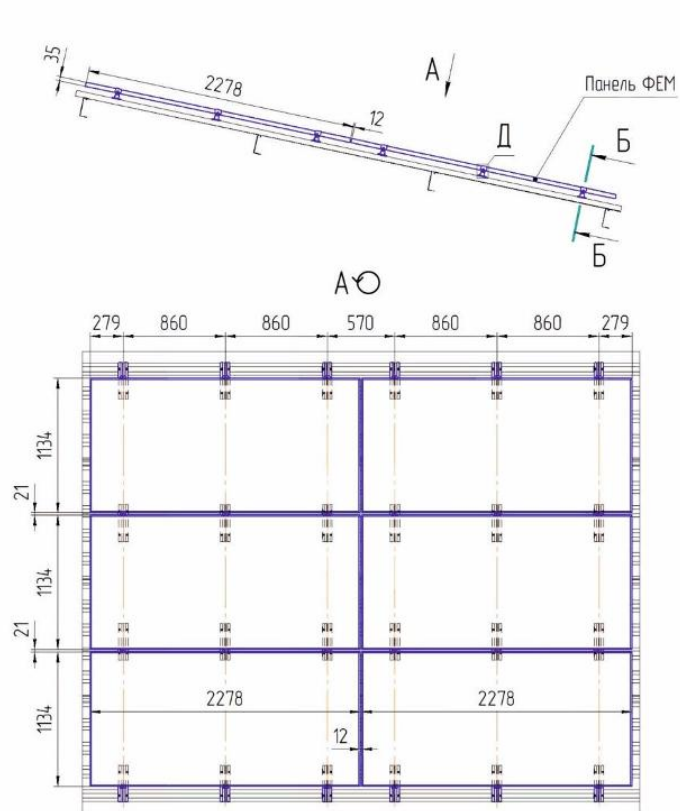
E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].

SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

Алюмінієва блочна система для профнастилу та сендвіч-панелей

1
3



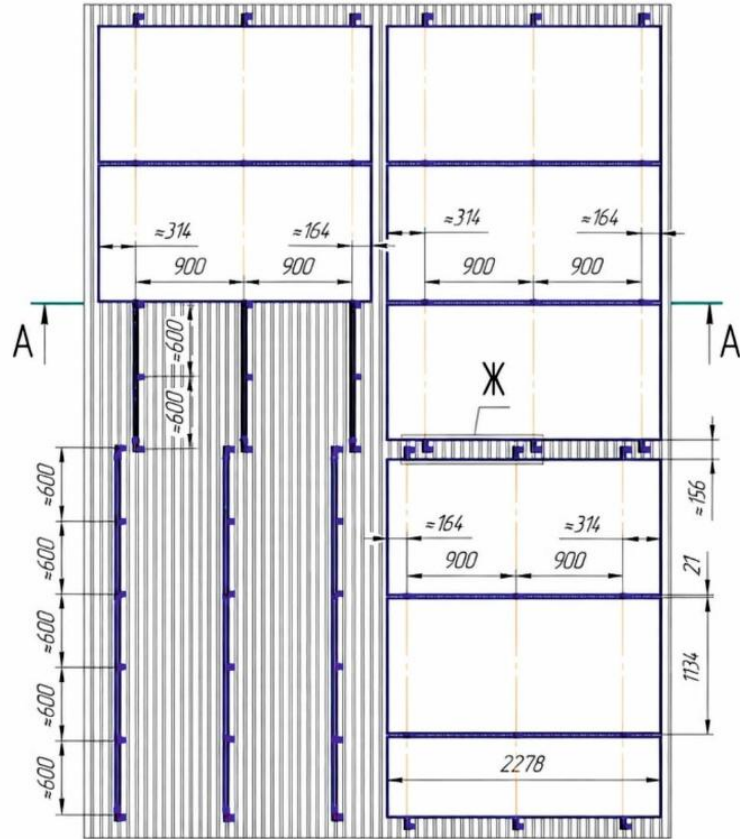
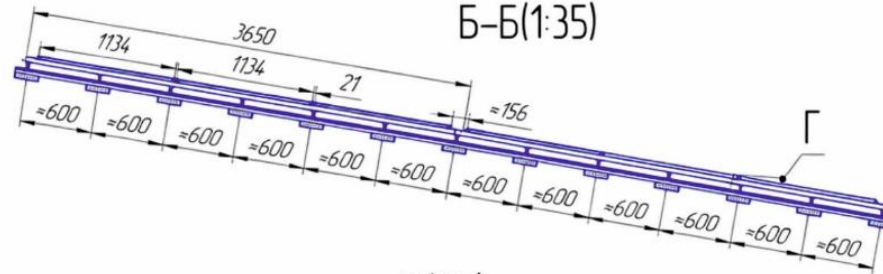
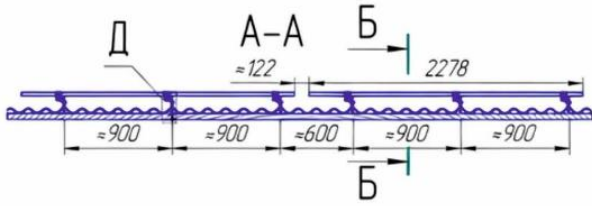
У випадку наявності наскрізного отвору отвір заклепки герметизувати силіконом

1. Для забезпечення необхідного повітряного прошарку закріплення панелей ФЕМ виконуємо на профілях Light_P50.
2. Кожен блок Light_P50 закріплити 4-ма заклепками до профлиста сендвіч-панелі з установкою гумових шайб та прокладок.
3. У випадку наявності наскрізного отвору отвір заклепки герметизувати силіконом
4. Для надійності профнастил додатково закріплити гвинтами 4,8x19 DIN 7504K до прогонів з установкою гумових шайб. Гвинти 4,8x19 установити у впадини профлиста, які проходять під блоками LP50.

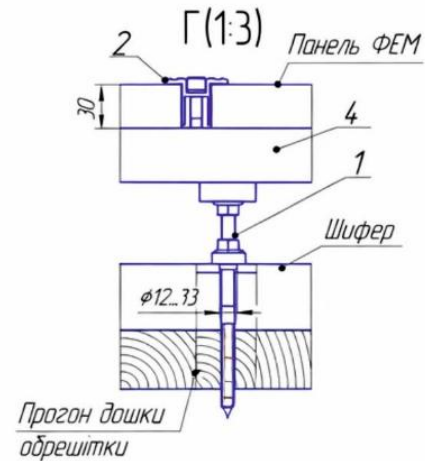
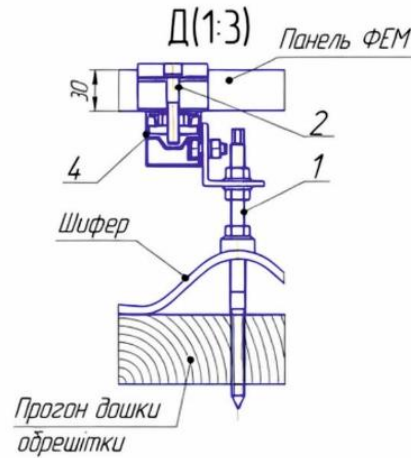
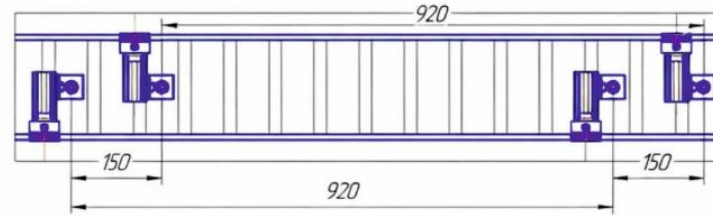
Формат Зміна	Лист	Позначення	Назва	Кільк. Мож.	При- мітка
			Складальні одиниці		
A3	1	Z35m1M8x20+Г	Притиск Z35 гвинт А2, заїж 6гр	12	
A3	2	P35m1M8x25+Г	Притиск P35 гвинт А2, заїж 6гр	12	
			Деталі		
	3	LP50MB-310	Блок LP50 посилений, L-310	24	
A4	4	БП50-80	Прокладка 50x80 бітумна	4,8	
			Стандартні вироби		
	5		ТЕХ-Н Гвинт 4,8x19 DIN 7504K з EPDM з сферілом оцинкований	16	
	6	Rp4,8*20,5AL	Заклепка 3-пелюстова 4,8*20,5 Al/Al	96	
	7		Шайба 4,8x14 оцинкована з EPDM	96	

Алюмінієва рейкова система для шиферних дахів з кріпленням до крокв'яної системи

1
4



Ж(1:7)



Аерофотознімок сонячної електростанції

15



Висновки

У даній магістерській роботі запроєктовано мережеву сонячну електростанцію потужністю 300 кВт для ТОВ «Оржицький молокозавод». Виконано аналіз вихідних даних підприємства, сформовано конфігурацію сонячного поля та підібрано основне обладнання. Розрахована генерація підтверджує технічну доцільність проєкту. Впровадження СЕС дозволяє зменшити споживання електроенергії з мережі та підвищити енергетичну автономність підприємства.