

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»
ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГОТЕХНІКИ ТА АВТОМАТИКИ
КАФЕДРА ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ**

«На правах рукопису»
УДК 621.311

До захисту допущено:
Завідувач кафедри
_____ Василь БУДЬКО
«__» _____ 20__ р.

**Магістерська дисертація
на здобуття ступеня магістра
за освітньо-професійною програмою «Нетрадиційні та відновлювані джерела
енергії»
зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»
на тему: «Мережева фотоелектрична станція для компенсації власного
споживання електроенергії підприємства»**

Виконав (-ла):
студент (-ка) II курсу, групи ЕД-21мп
Горелов Іван Сергійович

Науковий керівник:
доктор техн. наук, доцент каф. ВДЕ,
Кузнєцов Микола Петрович

Рецензент:
канд. техн. наук, доцент каф. АЕ
Дмитренко Олександр Олексійович

Засвідчую, що у цій магістерській дисертації
немає запозичень з праць інших авторів без
відповідних посилань.

Студент (-ка) _____

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра відновлюваних джерел енергії

Рівень вищої освіти – другий (магістерський)

Спеціальність – 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ Василь БУДЬКО

«___» _____ 20__ р.

ЗАВДАННЯ
на магістерську дисертацію студенту

Горєлову Івану Сергійовичу

1. Тема дисертації «Фотоелектрична станція для компенсації власного споживання електроенергії підприємства», науковий керівник дисертації Кузнєцов Микола Петрович, доктор техн. наук, доцент каф. ВДЕ затверджені наказом по університету від «03» листопада 2023 р. № 5131-с

2. Термін подання студентом дисертації 12.01.2024

3. Об'єкт дослідження - Перетворення сонячної енергії за допомогою мережевої фотоелектричної станції потужністю 150 кВт.

4. Вихідні дані: Проект станції, технічні параметри обранного обладнання.

5. Перелік завдань, які потрібно розробити: провести порівняння розрахункових даних спеціалізованого програмного забезпечення з реальними даними генерації. Розрахувати термін окупності на основі розрахункових даних по генерації станції. Порівняти коефіцієнти ефективності станції на двосторонніх фотомодулях з станцією на звичайних фотосодулях.

6. Перелік графічного матеріалу – 1 презентація

7.. Дата видачі завдання 01.09.2023

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Термін виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Ознайомлення з літературою та технічними статтями.	01.10.2023-15.10.2023	
2	Написання вступної частини з теоритичними відомостями.	15.10.2023-25.10.2023	
3	Аналіз проєкту та його написання в дисертацію.	25.10.2023-10.11.2023	
4	Порівняння реальних показників станції з моніторингу та розрахунковими даними PVsyst.	25.12.2023-03.01.2024	
5.	Розрахунок терміну окупності станції.	10.11.2023-15.11.2023	
6.	Порівняння з іншою станцією на односторонніх ФЕМ та пошук підходящої СЕС для порівняння.	20.12.2023-04.01.2024	
7.	Написання висновку	05.01.2024-06.01.2024	
8.	Оформлення роботи та підготовка до захисту.	06.01.2024-08.12.2024	

Студент _____

Іван Горелов

Науковий керівник _____

Микола Кузнєцов

АНОТАЦІЯ

Актуальність проблеми. Підвищення генерації станції за умов займання меншого простору земельних ділянок за рахунок використання двосторонніх фотомодулів із здатністю збирати відбите сонячне випромінювання від земної поверхні за рахунок задньої частини ФЕМ. Та збільшення кількості відбитого випромінювання за допомогою підстиляючої поверхні з підвищеним коефіцієнтом альбедо.

Мета і задачі дослідження. Встановлення параметрів мережевої фотоелектростанції для компенсації власного споживання підприємства при застосуванні двосторонніх фотоелектричних модулів. Для досягнення поставленої мети провести оцінку розрахункових даних коефіцієнту ефективності станції з реальними даними з моніторингу. Розрахунок терміну окупності станції по розрахунковим даним генерації. Проведення порівняльного аналізу із схожою станцією на односторонніх ФЕМ та оцінка доцільності використання двосторонніх ФЕМ з економічної точки зору.

Об'єкт дослідження. Процес перетворення сонячної енергії двосторонніх фотоелектричними перетворювачами в складі мережевої фотоелектричної станції.

Предмет дослідження. Параметри мережевої фотоелектричної станції з двосторонніми фотомодулями для покриття власного споживання підприємства.

Методи дослідження. Програмне моделювання за допомогою PVsyst. Системи моніторингу СЕС.

Дипломний проект складається: з аркушів- 72, таблиць-7, рисунків-10,

Аркушів креслень-4

Ключові слова: сонячна електростанція, відновлювана енергетика, фотоелектричний модуль, генерація електроенергії, коефіцієнт альбедо.

The relevance of the problem. Increasing the generation of the station while occupying a smaller space of land plots through the use of double-sided PV modules with the ability to collect reflected solar radiation from the earth's surface at the expense of the rear part of the PV module. And increasing the amount of reflected radiation by using an underlying surface with an increased albedo coefficient.

Purpose and objectives of the study. To establish the parameters of a grid-tied photovoltaic power plant to compensate for the company's own consumption when using double-sided photovoltaic modules. To achieve this goal, evaluate the calculated data of the station's efficiency coefficient with real monitoring data. Calculate the payback period of the plant based on the estimated generation data. Conducting a comparative analysis with a similar station on one-sided PV modules and assessing the feasibility of using two-sided PV modules from an economic point of view.

Object of study. The process of converting solar energy by two-sided photovoltaic converters as part of a grid-tied photovoltaic power plant.

The subject of research. Parameters of a grid-tied photovoltaic power plant with bifacial PV modules to cover the company's own consumption.

Research methods. Software modeling using PVsyst. Monitoring systems of SPP.

The diploma project consists of: sheets- 72, tables-7, figures-10,

Drawing sheets-4

Keywords: solar power plant, renewable energy, photovoltaic module, electricity generation, albedo coefficient.

Зміст

ВСТУП	8
РОЗДІЛ 1. ТЕОРИТИЧНІ ВІДОМОСТІ	10
РОЗДІЛ 2. ПРОЕКТ СТАНЦІЇ	24
2.1 ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОЗМІЩЕННЯ ГЕНЕРУЮЧОЇ УСТАНОВКИ	24
2.1.1 Географічне положення	24
2.1.2 Схема генерального плану	24
2.2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНІ РІШЕННЯ	27
2.2.1 Схемні і конструктивне – компоновані рішення електрогенеруючої установки	27
2.2.2 Захисні системи:	28
2.2.3 Розрахунки для побудови головної схеми електричних з'єднань	28
2.2.4 Кабельне господарство	31
2.3 ПРОГНОЗ СТУПЕНЮ ВПЛИВУ ОБ'ЄКТУ НА НАВКОЛИШНЄ СЕРЕДОВИЩЕ	32
2.4 ЗАХИСНІ ЗАХОДИ	33
ВИСНОВОК ДО РОЗДІЛУ 2	34
РОЗДІЛ 3. ТЕРМІН ОКУПНОСТІ СТАНЦІЇ, ПОРІВНЯННЯ РЕАЛЬНИХ ПОКАЗНИКІВ З РОЗРАХУНКАМИ PV_{syst} ТЕРМІН ОКУПНОСТІ СТАНЦІЇ ТА ПОРІВНЯННЯ З СХОЖОЮ СТАНЦІЄЮ НА ОДНОСТОРОННІХ ФЕМ	36
3.1 РОЗРАХУНОК ТЕРМІНУ ОКУПНОСТІ СТАНЦІЇ	36
3.2 ПОРІВНЯННЯ РОЗРАХУНКОВОГО ТА РЕАЛЬНОГО КОЕФІЦІЄНТУ ЕФЕКТИВНОСТІ	41
3.3 ПОРІВНЯННЯ ДОСЛІДЖУВАНОЇ СТАНЦІЇ З СТАНЦІЄЮ НА АНАЛОГІЧНОМУ ОБЛАДНАНІ З ОДНОСТОРОННІМИ ФЕМ	43
РОЗДІЛ 4. РОЗРОБКА СТРАТАП ПРОЄКТУ	46
4.1 Опис ідеї стартап проєкту	46
4.2 Технологічний аспект проєкту	46
4.3 Аналіз ринку можливостей запуску стартап проєкту	46
ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ТЕХНІКА БЕЗПЕКИ	48
ПРОТИПОЖЕЖНІ ЗАХОДИ	49
ВИСНОВКИ	51
ДОДАТКИ	53

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ:

ФЕС- фотоелектрична станція

ФЕМ- фотоелектричний модуль

МФЕС- мережева фотоелектрична станція

АФЕС- автономна фотоелектрична станція

АКБ- акумуляторна батарея

СЕС- сонячна електростанція

ВДЕ- відновлювані джерела енергії

ФЕГ- фотоелектричні генератори

ВСТУП

Сонячна енергетика – це інноваційна та стійка галузь енергетики, основною технологією в якій є перетворення сонячної енергії, а саме іррадіації від сонячних променів, на електричну. Найрозповсюдженішим пристроєм, в якому відбувається перетворення — фотоелектрична панель. Це чисте та відновлюване джерело енергії відіграє ключову роль у розвитку сталого енергетичного майбутнього, зменшуючи викиди парникових газів та залежність від традиційних джерел. Сонячна енергетика визначається своєю ефективністю, екологічною безпекою та безмежним потенціалом для виробництва електроенергії в усьому світі.

Обрана тема дисертації визначається актуальністю проблеми забезпечення стійкості та ефективності енергетичного споживання на підприємствах. На сучасному етапі розвитку суспільства, особливо у контексті посилення вимог до сталого розвитку, відновлювані та нетрадиційні джерела енергії стають необхідністю для зменшення впливу підприємств на навколишнє середовище.

Ця магістерська дисертація фокусується на дослідженні мережевої фотоелектричної станції, призначеної для компенсації власного споживання електроенергії підприємства розташованого в селі Озерне Білоцерківського району Київської області, розташоване за 25 км на південь від районного центру й залізничної станції Біла Церква та за 4 км від автомагістралі Київ—Одеса. Проект базується на збудованій станції, що була введена в експлуатацію в червні місяці 2023 року, аналізі та удосконаленні її параметрів для досягнення максимальної ефективності та відповідності сучасним екологічним стандартам.

У роботі порівнюються різні аспекти фотоелектричних технологій, зокрема двосторонні фотомодулі та традиційні. Аналіз результатів, порівняння реальних даних з моніторингу із розрахунковими значеннями, дозволять зробити висновки щодо ефективності та переваг використання розробленої мережевої фотоелектричної станції для компенсації власного споживання електроенергії на підприємстві.

Втіленням практичних аспектів є інтеграція у розгляд тарифів на електроенергію для комерційних споживачів. Враховуючи вартість тарифів,

можна детально проаналізувати економічні витрати підприємств на електроенергію та визначити оптимальні стратегії енергозабезпечення. Додатково, врахування проблем стабільності енергопостачання через війну та обстріли енергетичної інфраструктури робить дисертацію ще актуальнішою, оскільки ці фактори можуть серйозно впливати на енергетичну ефективність та економічну стійкість підприємств.

У дисертації докладно досліджено ефективність станції на двосторонніх ФЕМ відносно аналогічної станції на односторонніх ФЕМ, доцільність використання двосторонніх ФЕМ при наземному розміщенні та економічна доцільність.

РОЗДІЛ 1. ТЕОРИТИЧНІ ВІДОМОСТІ

Розвиток відновлюваної енергетики є важливою та необхідною складовою сучасної енергетичної стратегії, оскільки він відкриває нові можливості для сталого розвитку та має величезний потенціал поліпшити якість людського життя.

По-перше, важливо враховувати вичерпність традиційних джерел палива, таких як нафта та вугілля. Їх обмежені запаси призводять до постійного зростання цін та нестабільності на ринку енергії. Водночас, використання цих джерел призводить до викидів в атмосферу велику кількість шкідливих речовин, що сприяє забрудненню повітря та зміні клімату.

По-друге, екологічні проблеми природи, пов'язані з видобутком та використанням традиційних джерел енергії, є серйозною загрозою для біорізноманіття та екосистем. Вирубка лісів, забруднення водойм, та інші негативні впливи на природу можуть мати катастрофічні наслідки для екосистем та водних ресурсів.

Розвиток відновлюваної енергетики дозволяє зменшити нашу залежність від традиційних джерел палива. Використання цих джерел сприяє зниженню викидів діоксиду вуглецю та інших забруднюючих речовин, зменшуючи тим самим негативний вплив на здоров'я людини та навколишнє середовище.

Зростання обсягів відновлюваної енергії сприяє створенню нових робочих місць та розвитку інноваційних технологій. Крім того, це може підвищити енергетичну безпеку країни та зменшити залежність від імпортованих енергетичних ресурсів.

Отже, розвиток відновлюваної енергетики є ключовим елементом сучасного підходу до вирішення проблем енергетики, екології та сталого розвитку. Перехід до чистих та відновлюваних джерел енергії є стратегічно важливим кроком для забезпечення поточних та майбутніх потреб, а також збереження здоров'я планети.

Ринок сонячних фотоелектричних (PV) систем зберігає свою позитивну динаміку: у 2021 році було встановлено загальну потужність 175 ГВт,

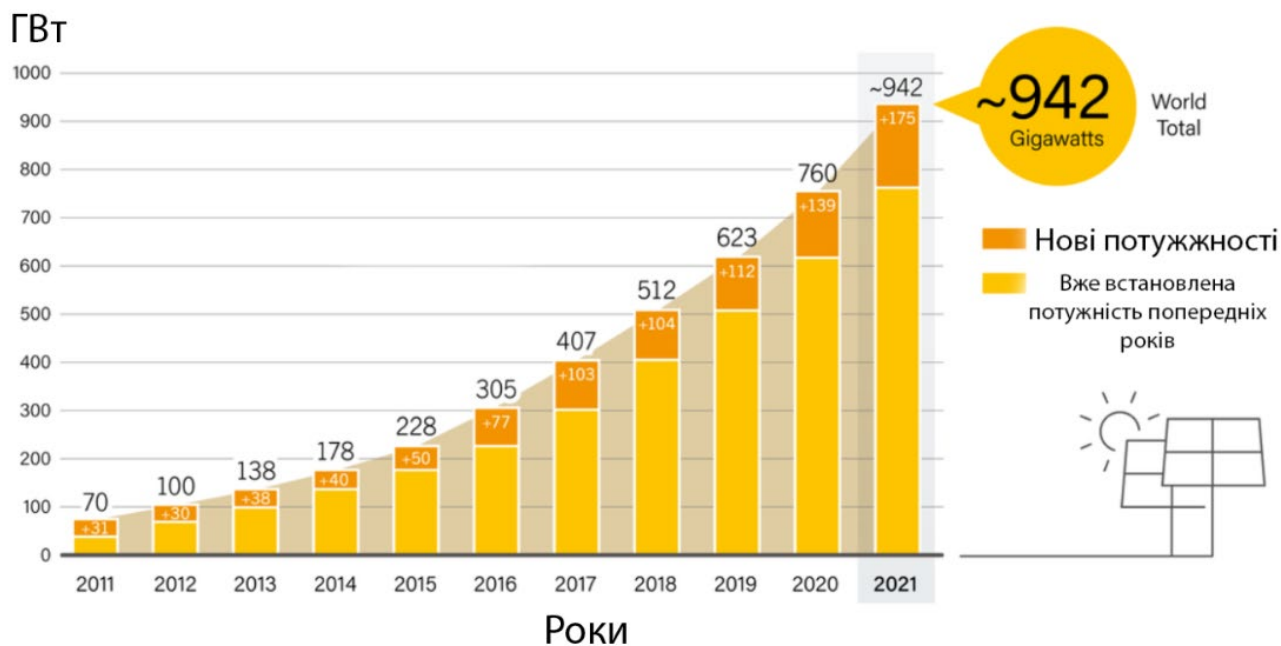


Рисунок 1.1 Приріст введених потужностей СЕС по рокам [1]

що на 36 ГВт перевищує показник 2020 року. Глобальна сонячна потужність досягла 942 ГВт (рис. 1.1). Ринок продовжував зростати, не зважаючи на труднощі в ланцюжку вартості сонячної енергії, в основному через стрімке зростання вартості сировини та доставки.

Сонячна фотоелектрична генерація продовжувала відігравати важливу роль у багатьох країнах. Конкретно до кінця 2021 року сім країн мали достатню потужність для задоволення принаймні 10% свого електропопиту через сонячні фотоелектричні системи, що порівняно з двома країнами в 2020 році. Щонайменше 18 країн мали достатню кількість встановлених сонячних потужностей для задоволення 5% свого попиту, в порівнянні з 15 країнами у 2020 році. Найвищу частку сонячної енергії у виробництві електроенергії в 2021 році мали Австралія (15,5%), Іспанія (14,2%), Греція (13,6%), Гондурас (12,9%), Нідерланди (11,8%), Чилі (10,9%) і Німеччина (10,9%). Загалом, сонячна фотоелектрична енергія складала близько 5% світового виробництва електроенергії, порівняно з 3,7% у 2020 році.

Вдев'яте поспіль Азія залишалася домінантною в нових сонячних установках, представляючи 52% глобальної доданої потужності у 2021 році, за

нею ішла Америка (21%), яка взяла верх над Європою (17%). Найбільші установки сонячних систем були в Китаї, Сполучених Штатах, Індії, Японії та Бразилії, які разом становили близько 61% нової потужності. Доля цих п'ятьох лідерів була меншою, ніж у 2020 році (66%), оскільки на ринок вийшло більше учасників у відповідь на зниження капітальних та експлуатаційних витрат на сонячні фотоелектричні системи (рис. 1.2 та 1.3)

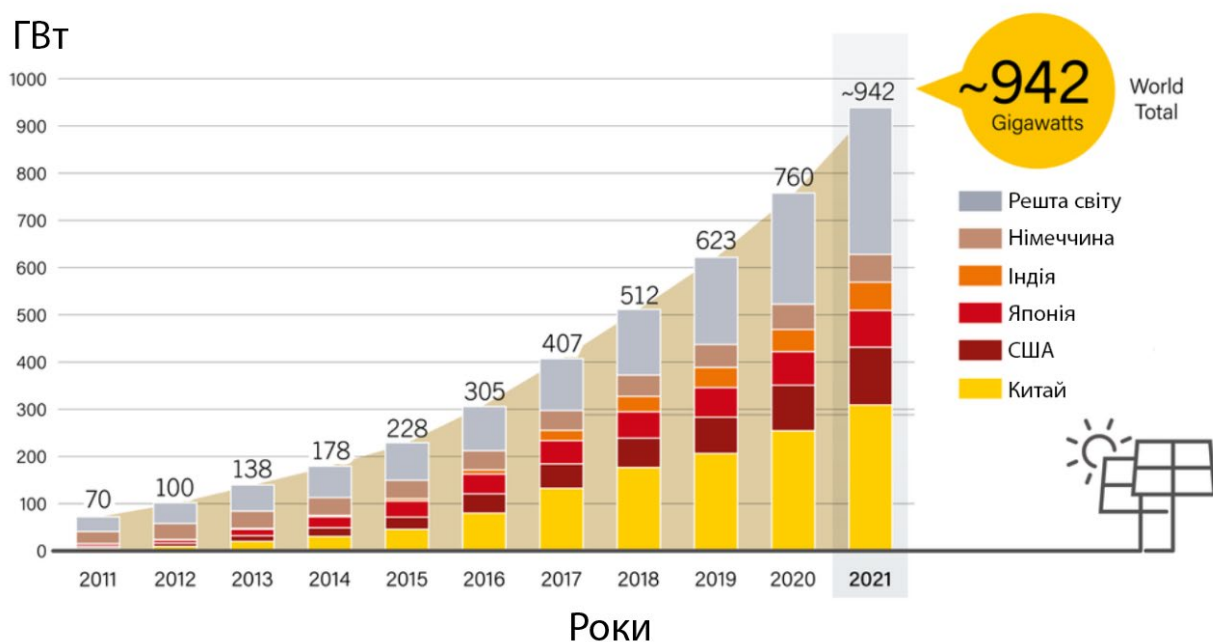
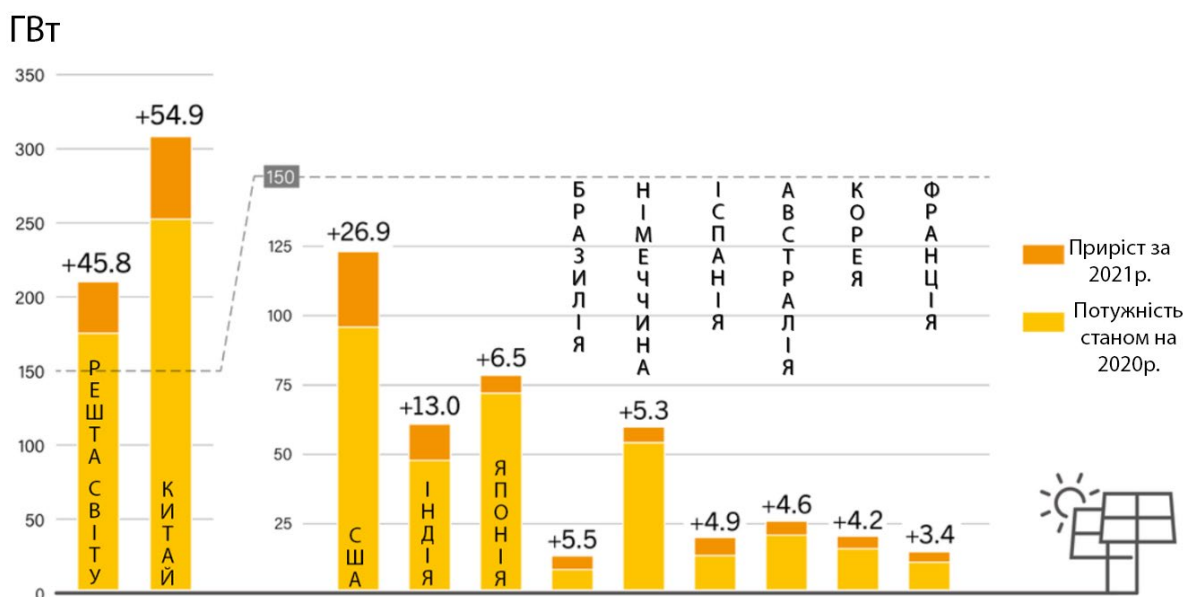


Рисунок 1.2 Графік потужностей по країнам і частинам світу по рокам [1]



Рисунки 1.2 та 1.3 Графік приросту потужностей по країнам і частинам світу за 2021 рік [1]

У 2021 році п'ятьма провідними ринками сонячних фотоелектричних систем стали Німеччина, Іспанія, Австралія, Республіка Корея та Франція. Поріг щорічного обсягу ринку, необхідний для включення до десятки кращих країн у 2021 році, становив 3,4 ГВт, що порівняно з 3 ГВт у 2020 році. Країнами-лідерами за сукупною потужністю фотоелектричних сонячних батарей залишалися Китай, США, Японія, Індія та Німеччина, тоді як Австралія, Нідерланди та Німеччина лідирували за потужністю на душу населення.

У 2021 році Китай додав до своєї сонячної фотоелектричної потужності 54,9 ГВт, з яких більше половини (53%) було призначено для розподіленої генерації, а решта – для централізованих систем. Загальний обсяг ринку в Китаї зрос на 21,5%, досягнувши 305,9 ГВт, із цього розподілені генераційні системи становили 107,5 ГВт (35%), а централізовані станції – 198,4 ГВт (65%).

Ринок централізованих фотоелектричних установок в Китаї виріс приблизно на 15%, тоді як розподілена сонячна генерація зросла на 37%. У зв'язку з закінченням державних субсидій для житлових систем у 2021 році, кількість сонячних установок на житлових будинках в Китаї зросла на 113%, порівняно з попереднім роком. Загальне виробництво електроенергії в Китаї зросло на 9,8%, а виробництво електроенергії з сонячної енергії збільшилося на 25,2%, до 327 терават-годин. Частка сонячної фотоелектричної енергії в загальній генерації зросла на 15%, перейшовши з 3,4% у 2020 році на 3,9% у 2021 році. Втрати сонячної енергії в Китаї залишились на рівні 2% у 2021 році, що залишається стабільним порівняно з попередніми двома роками.

Індія виявилася другим за обсягом ринком сонячних фотоелектричних установок в Азії та третім у світі. Після двох років зменшення, в 2021 році сонячні установки в країні значно зросли, додаючи 13 ГВт, що більше ніж удвічі перевищує обсяг 2020 року і встановлює новий рекорд. Сукупна потужність сонячних установок в Індії тепер складає майже 60,4 ГВт, виводячи її на четверте місце в світі, обігнавши Німеччину. Нові установки включали 9 ГВт (63%) сонячної енергії великої потужності та майже 3,4 ГВт (23%) розподіленої генерації, а решта – автономні від мережі. Розширення ринку відзначалося

зосередженням на місцевому виробництві та відновленням проектів, які були відкладені у 2020 році через пандемію COVID-19.

У Японії ринок сонячної фотоелектричної енергії скоротився у 2021 році. Причиною цього стали проблеми, що спостерігалися до 2020 року, такі як обмеження підключення до електромережі, зростання вартості електроенергії для сонячних систем, обмежена доступність землі та несприятливі умови для угод про купівлю електроенергії за межами підприємства [1].

Перейдемо до визначень необхідних для подальшого розглядання дисертації:

Фотоелектрична станція - це система, яка включає сонячні панелі, інвертор (для перетворення постійного струму, який генерується сонячними панелями, в змінний струм, придатний для використання у побуті та виробництві), а також систему зберігання енергії, якщо станція є автономною або комбінованою.

Ці станції можуть бути поділені на кілька типів:

Мережеві фотоелектричні станції (МФЕС): Цей тип станцій приєднаний до електричної мережі. Вони забезпечують генерацію електроенергії, яка може використовуватися не лише для внутрішнього споживання, але й для продажу надлишкової електроенергії до мережі. Є найдешевшим типом електростанцій

Автономні фотоелектричні станції (АФЕС): Ці станції не пов'язані з електричною мережею і використовуються для живлення віддалених об'єктів або в місцях, де підключення до мережі неможливе чи невиправдано з економічної точки зору. Є більш дорогим типом станції так як включає в себе недешеві буферні АКБ для накопичення енергії.

Комбіновані фотоелектричні станції: Поєднують в собі попередні два типи станцій, станція живить споживачів від сонячної енергії, при надлишку енергії заряджає АКБ (акумуляторні батареї) і залишки може видавати в мережу, при нестачі енергії вона може добирати енергію з акб для живлення споживачів, або повністю жити споживачів від АКБ.

Мережеві ФЕС, зокрема, можуть бути використані підприємствами для компенсації власних потреб у електроенергії. Це вигідно не лише з екологічної точки зору, але й з економічної, оскільки зменшується залежність від зовнішніх джерел енергії та можливість заощадження на витратах на оплату електроенергії. ФЕС може працювати в режимі самозабезпечення, генеруючи достатньо енергії для власних потреб, і в разі виникнення надлишку передавати його до мережі, отримуючи при цьому відповідну компенсацію або оплату від електроенергетичних компаній. Такий підхід не лише зменшує вплив підприємства на навколишнє середовище, а й сприяє економії ресурсів та забезпечує стабільність виробничих процесів.

Інвертор – це електронний пристрій, який відповідає за конвертацію постійного струму (DC), який генерується сонячними панелями, у змінний струм (AC), який можна використовувати для живлення електричних пристроїв в будинках, бізнес-об'єктах або інших спорудах, а також для підключення до електричної мережі.

Основні функції інвертора в сонячній енергетиці включають:

- Перетворення струму: Сонячні панелі генерують постійний струм (DC), але більшість домашніх та комерційних пристроїв працюють на змінному струмі (AC). Інвертор перетворює DC у AC, забезпечуючи сумісність із стандартними електричними системами.
- Максимізація вихідної потужності: Деякі інвертори включають функції максимізації вихідної потужності, які оптимізують роботу сонячних панелей у різних умовах освітленості, температури та інших факторів для забезпечення максимального виробництва електроенергії.
- Моніторинг продуктивності: Деякі інвертори включають системи моніторингу, які дають можливість власникам відстежувати продуктивність сонячної енергетичної системи. Це дозволяє виявляти ефективність системи та, в разі необхідності, швидко виявляти та виправляти проблеми.

- Підключення до мережі: Інвертор може слугувати для підключення сонячної енергетичної системи до електричної мережі. Це дозволяє використовувати вироблену енергію для своїх потреб, а також продавати надлишкову енергію до мережі.

Інвертори є ключовими компонентами сонячної енергетичної системи, оскільки вони забезпечують перетворення електричного струму так, щоб його можна було використовувати в повсякденному вжитку та інтегрувати в електричну мережу.

Фотомодуль - це технічний пристрій, який використовує фотоефект для перетворення сонячного випромінювання на електричну енергію. Основним елементом фотомодуля є фотоелектричні комірки, зазвичай виготовлені з напівпровідникових матеріалів, таких як кристали кремнію. Фотомодуль складається з великої кількості фотоелектричних комірок, що з'єднані послідовно та паралельно для збільшення напруги та струму.

Принцип дії сонячної батареї ґрунтується на тому, що одну область р-п-переходу (р-область) піддають сонячному випромінюванню, тоді як іншу тримають у темряві (п-область). Таким чином, під впливом сонячної енергії в р-області напівпровідника відбувається інтенсивне вивільнення електронів з ковалентних зв'язків атомних решіток. Завдяки цьому в р-області напівпровідника спостерігається значне збільшення концентрації вільних електронів. У п-області, як відомо, електронів не вистачає (п-область властива діркова провідність за рахунок відсутності одного електрона в кожному ковалентному зв'язку атомів напівпровідника). Потенційний бар'єр в області р-п-переходу не дозволяє вільним електронам переходити з р-області в п-область. Виходячи з цього, маємо різницю потенціалів на кінцях р-п-переходу (рис. 1.4)

Процес перетворення сонячного світла в електричну енергію відбувається завдяки фотоефекту, що виникає при поглибленні фотонів сонячного світла напівпровідниковою структурою. У фотоелектричних панелях використовується

фотовольтаїчний ефект, що дозволяє генерувати електричний струм при освітленні.

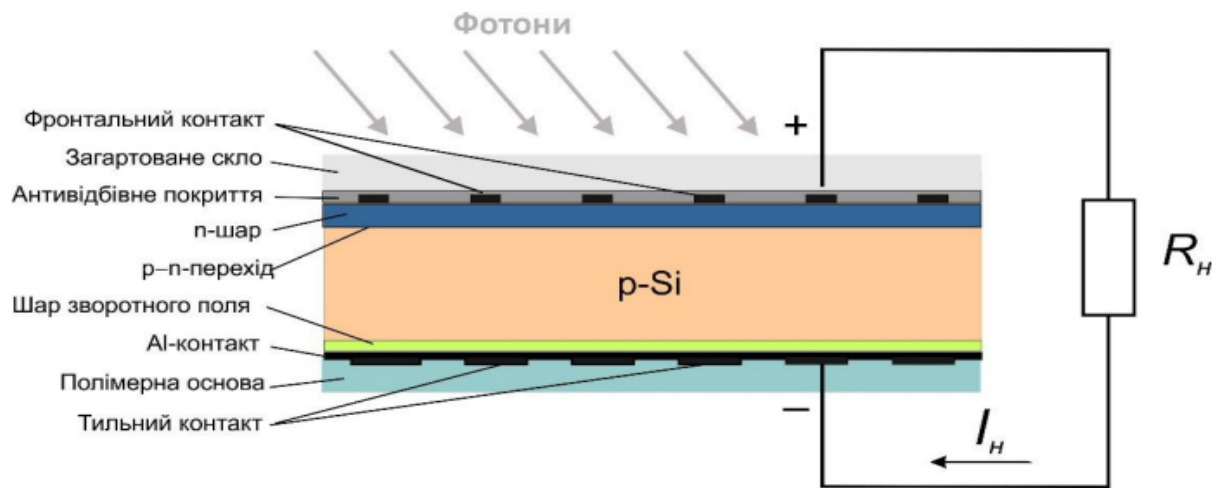


Рисунок 1.4 Структура фотодіода р-типу [2]

Різновид ФЕМ:

Батареї з монокристалічного кремнію виготовляють із високочистого кремнію, який широко використовується у виробництві напівпровідників. Монокристал росте на насінні, витягнутому з розплавленого кремнію, після чого отримані стрижні розрізають на частини, утворюючи чарунки товщиною 0,2-0,4 мм. Ідеальна кількість використовуваних осередків - 36 штук. Батареї, виготовлені з монокристалів кремнію, є особливо популярними, маючи ККД у межах 14-17%.

Полікристалічні сонячні батареї виготовляють із кремнію, що виходить з повільно охолодженого кремнієвого розплаву. Цей метод менше енергозатратний та більш економічний. Кремній для полікристалічних батарей має яскраво-синій колір. ККД таких батарей становить 10-12%.

Батареї з аморфного кремнію виготовляють за допомогою методу випарної фази. Тонка плівка кремнію осідає на несучому матеріалі і захищається покриттям, утворюючи тонкоплівкові батареї. Цей метод є простим та економічним, але ефективність батареї значно нижча порівняно з кристалічними батареями, і елементи з аморфного кремнію схильні до деградації. Тонкоплівкові

батареї працюють при розсіяному випромінюванні та встановлюються на стіни будівель. ККД батарей з аморфного кремнію становить 5-6%.

Через особливості ВАХ (рис.1.5 та 1.6) фотокомірки, що спричинений природою фотовольтаїчного ефекту та напівпровідникового елементу, ВАХ фотомодуля має нелінійну характеристику, а також суттєво залежить від температури та освітленості. При з'єднанні фотокомірок у фотомодулі суттєвим є затінення навіть однієї фотокомірки, оскільки в такому випадку зменшується струм чи напруга всієї панелі, що при збільшенні у стрінги панелей зменшує потужність всього стрінгу. Найпростішим способом зменшення впливу затінення є встановлення байпас діодів, що наразі можна знайти майже в будь-якій панелі (рис. 1.7).

Бай-пас діод - це напівпровідниковий елемент, який дозволяє протікання струму лише в одному напрямку, представляє собою вакуумний балон, всередині якого розташована тонка нитка (катод) з підігрівачем і кристалом германію або кремнію. У процесі роботи катод нагрівається за рахунок електричного струму і викидає електрони, які затримує анод - другий електрод діода. Кристал пристрою має позитивний заряд з одного боку і негативний - з іншого. На межі областей з дефіцитом і надлишком електронів утворюється р-n перехід [1].

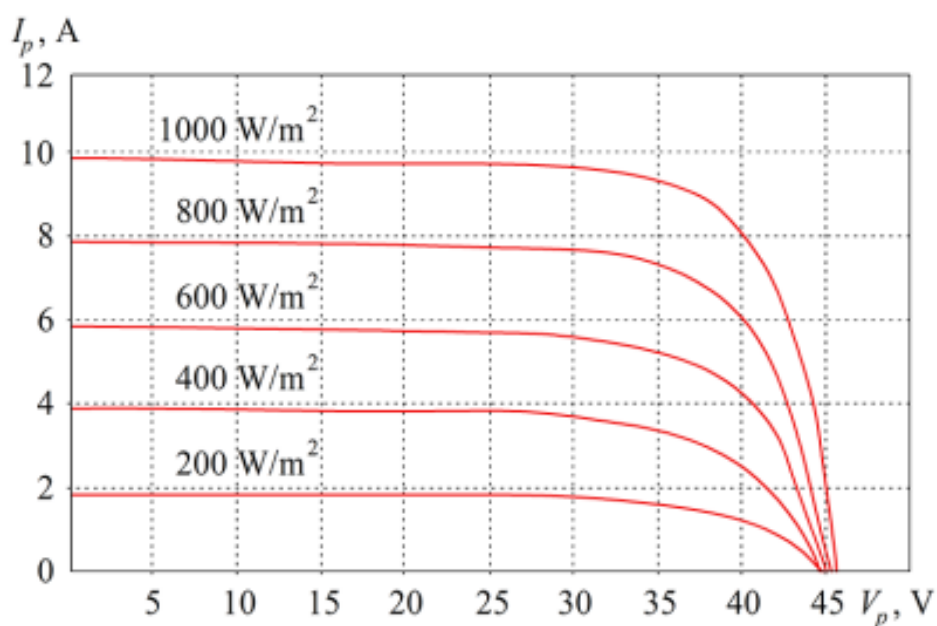


Рисунок 1.5 ВАХ фотомодуля за освітленістю [3]

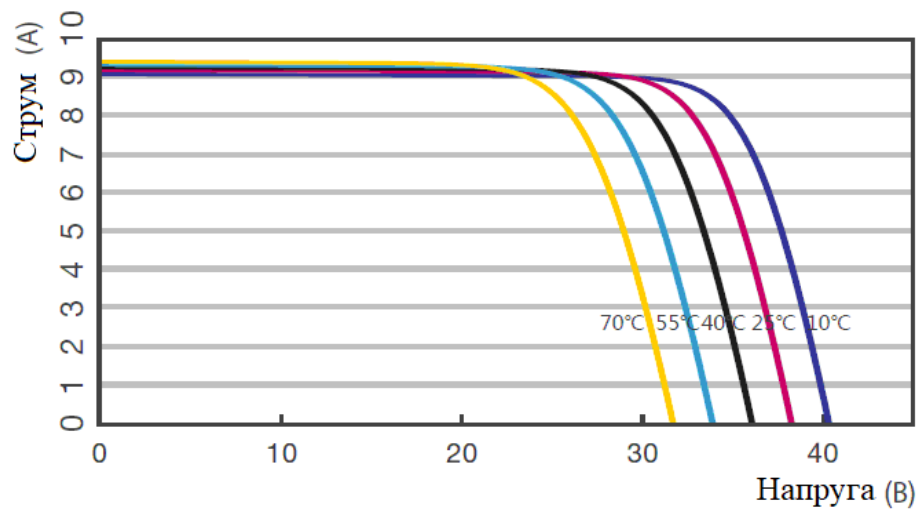


Рисунок 1.5 ВАХ фотомодуля за температурою [4]

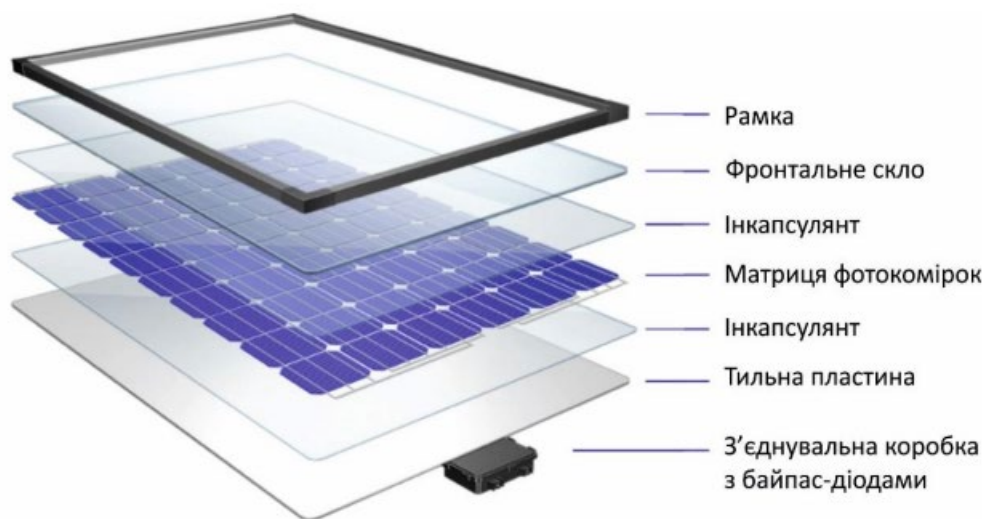


Рисунок 1.7 Основні компоненти одностороннього фотомодуля [5]

З часом вся індустрія сонячної фотовольтаїчної енергетики шукала способи збільшити ефективність про продуктивність фотопанелей, оскільки одним із основних недоліків фотопанелей є їх малий ККД. Навіть у сучасних монокристалічних промислових фотомодулів на основі кремнію, що є найрозповсюдженішими у використанні, ККД рідко становить більше 22% [таблиця 1.1], що можна спостерігати у даташитних значеннях більшості провідних виробників світу [8, 9, 10].

Таблиця 1.1 Рейтинг ефективності ФЕМ різних виробників [6]

Виробник ФЕМ	Мін. Ефективність(%)	Середня Ефективність(%)	Максимальна ефективність
1	2	3	4
Amerisolar	14.75%	15.97%	17.01%
Aptos	18.85%	19.70%	20.66%
Axitec	15.37%	18.31%	21.00%
Boviet	16.50%	18.72%	20.40%
Canadian Solar	15.88%	18.32%	21.00%
CertainTeed Solar	17.20%	19.46%	20.50%
Convault Energy	19.98%	20.53%	20.75%
Hyperion	20.00%	20.48%	21.00%
Hyundai	18.10%	19.45%	20.86%
JA Solar	15.80%	18.38%	21.20%
Jinko Solar	19.14%	20.39%	22.02%
LA Solar Group	20.56%	20.85%	21.28%
LONGi	17.40%	19.24%	21.50%
Meyer Burger	20.40%	20.94%	21.50%
Mission Solar Energy	18.39%	18.95%	19.70%
Mitrex	15.30%	17.61%	21.00%
Panasonic	19.20%	21.03%	22.20%

Продовження таблиці 1.1 Рейтинг ефективності ФЕМ різних виробників [6]

1	2	3	4
Phono Solar	15.66%	18.72%	21.28%
Виробник ФЕМ	Мін. Ефективність(%)	Середня Ефективність(%)	Максимальна ефективність
Q CELLS	17.40%	19.88%	21.40%
REC	16.50%	19.64%	22.30%
SEG Solar	20.48%	21.00%	21.51%
Seraphim	15.67%	17.82%	21.25%
Silfab	19.20%	20.32%	21.40%
Solar4America	19.22%	20.32%	21.17%
Solarever USA	18.02%	19.20%	20.97%
Solaria	19.40%	19.94%	20.50%
SunPower	20.10%	21.67%	22.80%
SunSpark Technology	18.78%	19.44%	20.30%
Tesla	19.60%	19.60%	19.60%
Trina	16.20%	18.30%	21.10%
United Renewable Energy (URE)	18.68%	19.93%	21.03%
VSUN	18.61%	19.85%	20.75%
Waaree	19.78%	20.28%	20.78%

Через низький ККД для генерації великої кількості електроенергії необхідно займати великі площі, що зазвичай є цінним ресурсом. Саме тому подальші дослідження привели до появи таких технологій, як:

- травлення контакту фотокомірки та збільшення текстурованої для зменшення кількості відбиваючих променів;
- нанесення антивідбиваючого покриття;
- металізація поверхні напівпровідників;
- монтаж та встановлення фотопанелей на завідома спроектовані конструкції для пасивного охолодження фотоелементів і підвищення ККД;
- пасивації задньої поверхні фотомодуля (PERC) для зменшення втрат через рекомбінації електрона [11];
- застосування тонкоплівкових матеріалів у структурі фотомодуля;
- використання багатоперехідних фотокомірок з великою кількістю p- та n- переходів;
- технологія Half-Cell для зменшення величини струмів в фотомодулі і зменшені втрат.

Одним із варіантів покращення фотомодулів є впровадження двосторонніх фотомодулів.

Двосторонній фотомодуль - це сонячний модуль, який може збирати сонячну енергію як з передньої, так і з задньої сторін панелі. Основний принцип полягає в тому, що додатковий шар на задній стороні модуля дозволяє використовувати відбите сонячне випромінювання для генерації електроенергії.

Ідея використання сонячного випромінювання, яке відбивається від поверхонь, не нова. Проте двосторонні фотомодулі стали більш популярними та доступними завдяки постійному розвитку технологій в галузі відновлюваної енергії. Збільшена конкуренція та підвищений інтерес до сонячних технологій сприяли швидкому розвитку і впровадженню двосторонніх фотомодулів.

Переваги в порівнянні зі звичайними фотомодулями:

1. Більша ефективність в умовах відбиваючих поверхонь: Однією з ключових переваг є здатність збирати сонячну енергію не лише з прямого

сонячного світла, але й з відбитого від навколишніх об'єктів, таких як сніг, вода чи будівлі. Це особливо корисно в умовах, коли прямого сонячного світла недостатньо.

2. Оптимізація використання земельної площі: Двосторонні фотомодулі можуть бути розташовані на піднятому стелажі або на спеціальних кріпленнях, що дозволяє оптимізувати використання земельної площі, наприклад, на сільськогосподарських полях.

3. Зменшення теплових втрат: Задня сторона модуля може служити додатковим охолоджувачем, що дозволяє зменшити теплові втрати та підтримувати стабільну ефективність в умовах підвищеної температури.

4. Підвищена продуктивність в різних частинах доби: Двосторонні фотомодулі можуть ефективно працювати під час ранкових та вечірніх годин, коли сонячне світло падає під кутом або відбивається від близьких об'єктів.

5. Можливість використання у різних кліматичних умовах: Двосторонні фотомодулі можуть бути особливо корисними в умовах, де сонячне світло може розсіюватися або відбиватися від снігу та льоду.

Усі ці переваги роблять двосторонні фотомодулі привабливими для використання в різних сценаріях, особливо в умовах, де традиційні сонячні панелі можуть зазнавати обмежень.

РОЗДІЛ 2. ПРОЕКТ СТАНЦІЇ

2.1 ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОЗМІЩЕННЯ ГЕНЕРУЮЧОЇ УСТАНОВКИ

2.1.1 Географічне положення

Озерна — село в Білоцерківському районі Київської області, центр сільської Ради, розташоване за 25 км на південь від районного центру й залізничної станції Біла Церква та за 4 км від автомагістралі Київ—Одеса. Населення — 4043 чоловіка. Об'єднаній територіальній громаді підпорядковані населені пункти Коржівка та Межове.

2.1.2 Схема генерального плану

Генеральним планом передбачено розташування обладнання, споруд і комунікацій ГУ (генеруюча установка) згідно з виділеною земельною на рисунку 2.1, котра надана в оренду підприємству-замовнику станції.



Рисунок 2.1. Супутниковий знімок ділянки під станції

Інженерно-геологічними умовами ділянки, погодженнями відповідних служб та організацій, дотриманням санітарних, пожежних та охоронних зон існуючих та нових об'єктів.

Розташування обладнання, споруд і комунікацій ГУ виконується з урахуванням забезпечення:

- максимального використання сонячного потенціалу;
- використання ефективних методів проведення будівельних і монтажних робіт;
- ревізії, ремонту і випробування устаткування із застосуванням машин, механізмів та пересувних лабораторій;
- доставки великовагового устаткування за допомогою автотранспортних засобів;
- під'їздів пожежних автомобілів.

На ділянці розташовуються фотоелектричні модулі сумарною потужністю 0,346 МВт.

Орієнтація модулів на ділянці ГУ виконана робочою площиною на південь. Фотоелектричні модулі розташовуються рядами з урахуванням існуючих комунікацій. Відстань між рядами становить 5 м (Додаток Б).

Для розподілу виробленої енергії ГУ передбачається встановлення шафи АССВ, яка розміщуватиметься в північно-східній частині ділянки, з подальшим підключенням до ВРП замовника.

Благоустрій території:

По всій території СЕС по закінченню будівельних робіт буде виконано рекультивацію порушеного рослинного шару.

Технічне переоснащення земельної ділянки шляхом монтажу генеруючої установки для власного споживання, номінальною потужністю по інверторам 300 кВт виконується згідно постанови Кабінету Міністрів України №406 від 7.06.2017р, і планується виконувати в одну чергу в південному напрямку загальною площею покриття панелями – 1630 м².

Площа покриття обрана із розрахунку PVsyst (Додаток А) необхідності розмістити фотоелектричні генератори (ФЕГ) загальною установленою потужністю електрогенеруючої установки 346 кВт, кабельних ліній постійного струму напругою до 1 кВ, інверторного обладнання (інверторів), кабелю змінного струму напругою до 1 кВ котрі підключити до існуючого ВРП замовника, через щит захисту АССВ. Електро генеруюча установка матиме розташування фотоелектричних модулів на столах (Рис. 2.2).

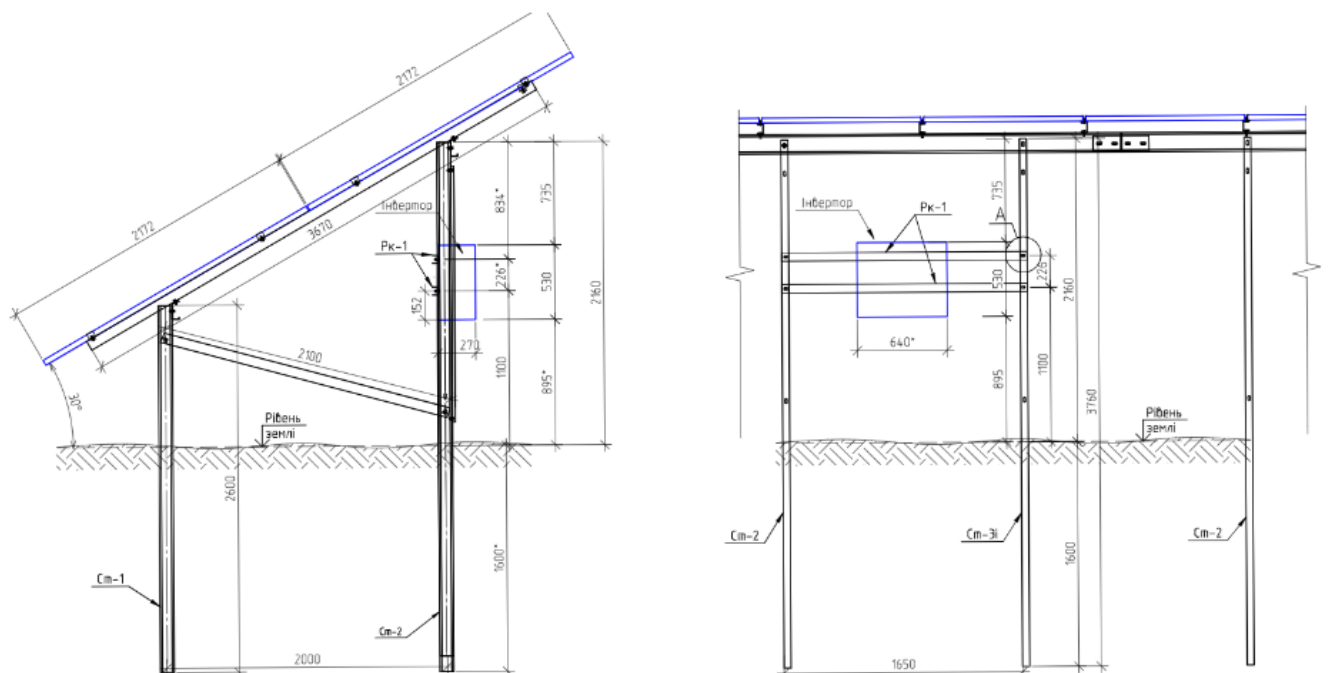


Рисунок 2.2 Фрагмент креслення столу для розміщення ФЕМ

Для влаштування генеруючої установки розділом КМ передбачено конструкції для встановлення панелей ФЕМ та інверторів.

ФЕМ розміщуються із дотриманням критерію оптимального заповнення площі каркасу. Нахил ФЕМ відносно горизонту покрівлі складає 30° , ФЕМ орієнтуються в південному напрямку згідно фізичної орієнтації земельної ділянки. Планується розмістити всього 576 фотоелектричних модулів загальною номінальною потужністю по інверторах 300 кВт. Площа під ФЕМ (генерація) – 1340 м^2 .

За результатами проведених розрахунків в PVsyst (Додаток А), запропонована дана площа є достатньою для розміщення електрогенеруючої установки вказаної потужності.

В проект закладено 6 трифазних мережєвих інвертори SUN2000-50KTL-M3, номінальною електричною потужністю 50 кВт.

Таблиця 2.1 Основні Техніко – Економічні показники

№	Найменування	Одиниці виміру	В межах ділянки
1	Площа земельної ділянки	га	2,0
2	Загальна площа фотоелектричних модулів	м ²	1630
3	Встановлена потужність ФЕС по постійному струму (потужність по фотоелектричних модулях)	МВт	0,346
4	Розрахункова потужність ФЕС по змінному струму (потужність по інверторах)	МВт	0,3
5	Фотоелектричні модулі (ФЕМ) AB600-60MHC-BF-UA (потужність 600 Вт)	Шт.	576
6	Інвертори Huawei SUN2000-50KTL-M3	Шт.	6
7	Прогнозована річна генерація електроенергії	МВт*г/рік	419

2.2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНІ РІШЕННЯ

2.2.1 Схемні і конструктивне – компоновані рішення електрогенеруючої установки

Електрична частина проекту виконана на підставі технічного завдання.

Точка приєднання: Існуючий РП-0,4кВ будівлі на території замвника.

Фотоелектричні модулі прийняті Abi Solar INC AB600-60MHC BF поєднані в стрінги (ДОДАДОК В):

- 19 стрінгів по 24 шт.
- 6 стрінгів по 20 шт.

Загалом всього 576 шт. на 6 інверторів Huawei SUN2000- 50KTL-M3-400V.

Загалом 576 шт. панелей, та 6 інверторів SUN2000-50KTL-M3, 1 щит АСБВ,

підключений 1 лінією мідним кабелем ВВГ нгд $3 \times (1 \times 240) + 1 \times 120 \text{ мм}^2$ (через щит захисту та комутації) до існуючого РП-0,4кВ будівлі на території замовника- з використанням обмежувача генерації, для унеможливлення витoku надлишків генерації в мережу.

2.2.2 Захисні системи:

Захисне заземлення враховує різні системи заземлення: Система TN для розподільчих станцій 0,4 кВ – опір заземлення має бути не більше ніж 4 Ом; система IT для сонячних фотогальванічних панелей.

Для захисту від перенапруги передбачене встановлення обмежувачів перенапруги (ОПН).

Для захисту системи сонячних панелей від прямих ударів блискавки використовується існуюча система блискавкозахисту об'єднана з контуром заземлення в якості котрого використовується каркас для генеруючої установки що проектується, до якого приєднуються всі металеві елементи електрогенеруючої установки. Опір системи заземлення електрогенеруючої установки має відповідати пункту 1.7.92 ПУЕ-2017 [12] та не повинен перевищувати 4 Ом в будь яку пору року.

2.2.3 Розрахунки для побудови головної схеми електричних з'єднань

Нижче наведені розрахунки, виконані для побудови головної схеми електричних з'єднань електрогенеруючої установки на постійному струмі, перевірки потужності інвертора Huawei Technologies SUN2000-50KTL-M3-400V.

Для виконання розрахунків використовуються данні даташитів інверторів та фотомодулів що наведені в таблицях 2.2 і 2.3.

Таблиця 2.2. Характеристики фотоелектричного модуля Abi Solar INC AB600- 60МНС BF (ДОДАТОК Б)

Параметр	STC*	NOCT**
Максимальна потужність (P _{max})	600 Вт	451,1 Вт
Оптимальна напруга (U _{MPT})	34,5 В	32,4 В
Оптимальний струм (I _{MPT})	17,40 А	13,94 А
Напруга холостого ходу(U _{XX})	41,5 В	39,0 В
Струм короткого замикання (I _{K3})	18,33 А	14,8А
ККД	21,2%	
Робоча температура	-40°C~+85°C	
Максимальна напруга системи	1000/1500 (TUV)	
Максимальний струм плавкої вставки запобіжника	25А	
Температурний коефіцієнт напруги (tU)	-0.29%/°C	
Температурний коефіцієнт струм (tI)	0.05%/°C	
Номинальна робоча температура елемента	43±2°C	

*— STC – номінальні характеристики фотоелектричного модуля (Стандартні технічні умови) при температурі фотоелектричного елемента 25° C, сонячній радіації 1000 Вт/м².

**— NOCT – робоча характеристика фотоелектричного модуля при температурі повітря 20° C, сонячна радіації 800 Вт/м².

Таблиця 2.3. Електричні характеристики інвертора HUAWEI SUN2000-50KTL-M0 [ДОДАТОК В]

Параметр	Од. вим.	Дані
1	2	3
Модель		SUN2000-50KTL-M3
Вихід АС		
Номінальна напруга, В	V _{AC}	220/380
Номінальна потужність, кВт	kW _{AAC}	50
Максимальний струм, А	A _{AC}	72,2 (400В)
Номінальна частота, Гц	Hz	50/60
Коефіцієнт електричної потужності	cosφφ	≥ 0,8 (inductive/capacitive)
Коефіцієнт гармонічних відхилень (THD)	%	< 3
Нічне споживання	W	< 5,5
ККД	%	98,0

Продовження таблиці 2.3 Електричні характеристики інвертора HUAWEI SUN2000-50KTL-M0 [ДОДАТОК В]

Вхід DC		
1	2	3
Кількість незалежних MPPT контролерів		8
Максимальний струм для кожного MPPT контролера заряду	A_{DC}	30
Кількість входних ліній DC		4
Макс. Струм КЗ на кожний незалежний вхід	A_{DC}	40
Мінімальна напруга MPPT контролера	V_{DC}	200
Максимальна напруга MPPT контролера	V_{DC}	1000
Максимально допустима напруга	V_{OC}	1100
Експлуатаційні дані		
Розміри (Д×Ш×В)	mm	640×530×270
Клас захисту оболонки		IP66
Вага	Kg	49
Діапазон температури повітря	°C	-25 ~ +60
Відносна вологість	%	0 ~ 100

Вибір кількості фотоелектричних модулів, з'єднаних послідовно (лінійки ФЕМ), виконується за максимальною напругою фотометричного модуля при температурі елемента -30°C та радіації 1000 Вт/м^2 для даної території.

$$U_{XX \max} = U_{XX} (1 + (t_{-30} - t_{25})k_U)$$

$$U_{XX \max} = 41.5 \cdot (1 + (-30 - 25) \cdot (-0,0029)) = 42,5 \quad (2.1)$$

$U_{XX \max}$ – Напруга холостого ходу при STC; t_{-30} – температура -30°C ;

t_{25} – температура 25°C .

Максимальна кількість послідовно з'єднаних модулів $N_{U \max}$:

$$N_{U \max} = \frac{U_{PVIS \max}}{U_{XX \max}}$$

$$N_{U \max} = \frac{1500}{42,5} = 35,29 \quad (2.2)$$

$$U_{PVIS} = 35,29 \cdot 41,5 = 1464 < 1500 \text{ В}$$

N_{Unax} – максимальна кількість модулів в стрінгу; U_{PVIS} – максимальна напруга MPPT трекера.

Для виконання умови максимального використання приймемо кількість послідовно з'єднаних модулів:

$$N_u = 19 \cdot 24 + 6 \cdot 20 = 576 \text{шт} \quad (2.3)$$

Розрахунок сумарної номінальної потужності (STC) ФЕМ, приєднаних до одного інвертору SUN2000-50KTLM3, що характеризується максимальною потужністю генерації.

$$\begin{aligned} P &= P_{\max} \cdot N_u \cdot N_{I \max} \\ P &= 600 \cdot 576 = 345600 \text{Вт} \end{aligned} \quad (2.4)$$

Отримане значення задовольняє $P_{\text{СТУ}} = 60,8$ кВт наведене в паспорті інвертору SUN2000-50KTL-M3 (та підтверджено розрахунком P_{vsyst}). Проте потрібно враховувати, що розрахунок виконувався на основі умов *STC*, які можуть існувати, для даної широти тільки 1 год. В період з травня по серпень за умови, що температура фотоелектричного елемента буде рівною 25°C (що майже неможливо, враховуючи те, що фотоелектричні елементи під час роботи нагріваються до 45°C). Більшість часу фотоелектричні модулі будуть працювати за умов *NOCT*, тоді потужність, що видається у систему, становитиме:

$$\begin{aligned} P &= P_{\max} \cdot N_u \cdot N_{I \max} \cdot n \\ P &= 451,1 \cdot 576 = 259833 \text{Вт} < 300000 \text{Вт} \end{aligned} \quad (2.5)$$

2.2.4 Кабельне господарство

Всі розрахунки представлені в додатку Г.

В даному проекті буде розглянуто кабельні системи:

- сонячні кабелі постійного струму до 1 кВ;
- кабелі змінного струму на напругу до 1 кВ;

З'єднання фотоелектричних модулів (ФЕМ) в ланцюг (String), з послідовним підключенням використовується кабельно-провідникова продукція марки EgeKablo $1 \times 6 \text{ мм}^2$ або аналог(сонячний одножильний кабель),

розрахункового перерізу. З'єднання сонячних кабелів виконується за допомогою конекторів «папа-мама» марки MC4. Прокладка кабелю постійного струму від панелей до інвертору здійснюється по конструкціям столів, з кріпленням бандажем.

Переходи між столами в землі, згідно ПУЕ-2017 розділ 2 [12].

Підключення інверторів SUN2000-50KTL-M3 (через щит АССВ) до РП-0,4кВ замовника (через щит захисту та комунікації), виконується кабелем ВВГ-нгд 3х(1х240)+1х120 мм² (через щит захисту та комутації) по конструкціям та стінам в металевих оцинкованих коробах. Ділянка від щита АССВ до конструкції виконується в землі згідно ПУЕ-2017 розділ 2, за визначеною та погодженою замовником трасою. Ділянки від інверторів №1-№6 до АССВ виконуються кабелем ВВГ нгд 3х(1х25)+1х16 мм² в землі згідно ПУЕ-2017 розділ 2 [12].

2.2.5 Основні характеристики вибору ліній живлення

Перерізи провідників, для постійного або змінного струму, визначені з урахуванням падіння напруги, від кожного окремого ФЕМ до інвертору, від інвертору до щиту підключення. Сумарне падіння напруги в провіднику не повинно перевищувати 0,5 В для кабелів постійного струму та 2% для кабелів змінного струму при максимальних втратах.

Переріз кабелів визначено, за такими параметрами:

- Номінальний струм I_n ;
- Номінальний струм запобіжних пристроїв Із.п.;
- Максимально допустимий робочий струм кабелів згідно їх умов експлуатації і прокладки і т.д.;
- Максимальне падіння напруги. $\Delta U\%$

2.3 ПРОГНОЗ СТУПЕНЮ ВПЛИВУ ОБ'ЄКТУ НА НАВКОЛИШНЄ СЕРЕДОВИЩЕ

Будівництво даної електрогенеруючої установки не призведе до зміни природного рельєфу, зміни гідрологічного режиму підземних вод, не створить радіаційної небезпеки.

Над сонячними (фотоелектричними) елементами (ФЕМ) не нагрівається повітря, що не спричиняє до зміни мікроклімату в районі розташування генеруючої установки.

В атмосферу передбачається викид забруднюючих речовин від автотранспорту: азоту діоксид, вуглецю оксид, вуглеводи у невеликих кількостях, – у зв'язку з обмеженим використанням транспорту.

Даний об'єкт не призведе до забруднення атмосферного повітря біологічними речовинами та не створить специфічних запахів.

Будівництво даної електрогенеруючої установки має позитивні соціальні та економічні наслідки, які будуть сприяти енергозбереженню, наданню робочих місць, збільшенню надходження податків у державний та місцевий бюджети.

Попередньою оцінкою впливу на навколишнє середовище визначені рівні впливу об'єкту містобудування на довкілля:

- на геологічне середовище – не впливає;
- на атмосферне повітря – не впливає;
- на мікроклімат – не впливає;
- на водне середовище – не впливає;
- на верхній родючий шар ґрунту – не впливає;
- на соціальне середовище – впливає позитивно;
- на техногенне середовище – не впливає;
- на рослинний та тваринний світ – не впливає.

2.4 ЗАХИСНІ ЗАХОДИ

Система заземлення: від Інвертору до щиту підключення – TN-S – нульовий робочий N і захисний РЕ провідники працюють роздільно. Для запобігання ураженню електричним струмом в разі пошкодження ізоляції на об'єкті виконуються наступні заходи захисту:

Захисне заземлення: На вимогу ПУЕ доступні для дотику відкриті провідні частини приєднати до РЕ провідника. Як захисні провідники (РЕ-провідники) проектом передбачено використовувати окремі ізольовані провідники, прокладені

в спільній із фазними провідниками огорожувальній конструкції (трубі, метало рукаві). РЕ провідники приєднуються до системи заземлення будівлі.

Автоматичне вимикання живлення: Захисне відключення здійснюється з використанням автоматичних вимикачів з комбінованим розчіплювачем, які монтуються в розподільчих щитах на групових лініях живлення обладнання.

Зрівнювання потенціалів: В будівлі замовника виконана основна система зрівнювання потенціалів. Всі сторонні провідні частини повинні бути підключені до системи зрівнювання потенціалів провідниками системи зрівнювання потенціалів (металеві корпуси обладнання, металеві труби, метало рукави, лотки) відповідно до вимог ПУЕ-2017 [12] та ДБН В.2.5-82-2016 (метало рукав – мідним провідником 2,5мм.кв.). Види електропроводок електрокабелів прийняті з урахуванням вимог електро- та пожежобезпеки. Оболонки та ізоляція кабелів відповідає умовам прокладання, експлуатації та безпеки навколишньому середовищу.

Загальна схема зрівнювання потенціалів споруд вказана на відповідному кресленні.

ВИСНОВОК ДО РОЗДІЛУ 2

У цьому розділі розписано технічні рішення які використовуються при побудові данної СЕС. В якості обраного обладнання виступають 6 інверторів Huawei Technologies SUN2000-50KTL-M3-400V, та п'ятсот сімдесят шість фотомодулів AB600-60MHC BF. В результаті всіх рішень викладених в цьому розділі маємо наступну електричну схему (додаток Е). До кожного інвертора підключено 4 стрінги по 19 ФЕМ послідовно і 1 стрінг на 20 ФЕМ послідовно. 6 інверторів працюють паралельно на компенсацію власного споживання підприємства. Збір потужності інверторів відбувається на шині змінного струму в шафі АССВ. Для під'єднання інверторів до шафи АССВ використовується кабель ВВГНГ-нд 1х25 для під'єднання фаз, та кабель ВВГНГ-нд 1х16 для підключення нейтралі. Від шафи АССВ до загального розподільчого пункту підприємства використовується кабель ВВГНГ 1х240 для підключення фаз, та кабель ВВГНГ-нд 1х120 для підключення нейтралі. Для обмеження потужності

інверторів наявний інформаційний зв'язок по протоколу RS-485 між інверторами, смартлогером Huawei Smart Logger 3000a, та лічильниками Janitza UMG-103 (трифазний) та EnCombi Meter Pilot SPM33.

Для відстеження перетоків потужності встановлено на ввідні шини в РП трансформатори струму 1000/5 А. Завдяки лічильнику EnCombi Meter Pilot SPM33 наявна можливість роботи мережевої станції з дизель-генератором, який наявний на об'єкті, а також з будь яким із двох РУ 0.4 кВ.

Huawei Smart Logger 3000a додатково надає можливість здійснювати віддалений моніторинг станції, стежити за її генерацією, та оперативно реагувати на сповіщення та помилки в роботі СЕС.

РОЗДІЛ 3. ТЕРМІН ОКУПНОСТІ СТАНЦІЇ, ПОРІВНЯННЯ РЕАЛЬНИХ ПОКАЗНИКІВ З РОЗРАХУНКАМИ PV_{syst} ТЕРМІН ОКУПНОСТІ СТАНЦІЇ ТА ПОРІВНЯННЯ З СХОЖОЮ СТАНЦІЄЮ НА ОДНОСТОРОННІХ ФЕМ

Слід зазначити, що в цьому розділі розглядатимуться показники для цієї станції потужністю 150 кВт, яка була введена в експлуатацію наприкінці червня 2023 року, для того щоб порівняти теоритичні данні з даними розрахованими програмним забезпеченням Pvsyst (на базі якого і проводився розрахунок станції) і також з реальними показниками генерації взятими з моніторингу встановлених інверторів Huawei.

3.1 РОЗРАХУНОК ТЕРМІНУ ОКУПНОСТІ СТАНЦІЇ

Таблиця 3.1 Кошторис складових станції

Назва позиції	Одиниця виміру	Кількість в базових одиницях	Загальна вартість	Ціна за шт (\$)
1	2	3	4	5
PV модуль Abi-Solar AB600-60MHC, 600 Wp, Bifacial	шт	281,000	63 225,00	225,00
АССВ	шт	1,000	3 568,85	3568,85
Болт метрич. А2 тип 933, М4х12, нерж	100 шт	1 200,000	48,00	0,04
Гвинт М5х8 д/з'єднання кришок	шт	35,000	4,90	0,14
Гвинт метр. 6х10, тип 967, пкр.с пш., цб	шт	175,000	5,25	0,03
Гайка зубчаста з буртиком М6, тип 6923, цб	шт	175,000	3,50	0,02
Гайка М4, нерж. Сталь А2	шт	1 200,000	36,00	0,03
Утримувач маркування для кабелю 1005266 КМК 2	шт	70,000	56,00	0,80
Забивання свав	послуга	1,000	1 358,76	1358,76
Інвертор мережевий Huawei SUN2000-50KTL-M3 (50 кВт, 3 фази, 4 MPPT)	шт	3,000	11 730,00	3910,00
Кабель 5e F/UTP PE 4x2x24 AWG Outdoor (k)	км	0,150	62,99	419,93
Кабель ВВГ 1х2, 5	км	0,030	8,19	273,00
Кабель ВВГНГ 1х240	км	0,180	4 902,33	27235,17
Кабель ВВГНГ-нд (LS) 1х120	км	0,060	907,49	15124,83

Продовження таблиці 3.1 Кошторис складових станції

Назва позиції	Одиниця виміру	Кількість в базових одиницях	Загальна вартість	Ціна за шт(\$)
1	2	3	4	5
Кабель ВВГНГ-нд (LS) 1х16	км	0,210	449,73	2141,57
Кабель ВВГНГ-нд (LS) 1х25	км	0,625	2 080,73	3329,17
Комплект кріплення для 288 ФЕМ	комплект	1,000	12 785,42	12785,42
Комплект кріплення притисків	комплект	1,000	20,09	20,09
Кришка на кут зовнішній вертикальний 90, основа 150, гарячого цинкування, товщ. 0,8мм	шт	1,000	4,66	4,66
Кришка на кут внутрішній вертикальний 90, основа 150, гарячого цинкування, товщ. 0,8мм	шт	1,000	4,66	4,66
Кришка на кут горизонтальна 90 °, основа 150, гарячого цинкування, товщ. 0,8мм	шт	3,000	10,95	3,65
Кришка із заземленням на основу лотка 150 методом гарячого цинкування, довжина 3000 мм, товщина. 0,5мм	м	45,000	151,65	3,37
Стрічка сигнальна червона «Обережно кабель» 300мм 100мкм (бухта 100м)	м	400,000	72,00	0,18
Лоток перфорований 150х100 гарячого цинкування, довжина 3000 мм, товщ.0,7мм	м	45,000	346,50	7,70
Монтажні роботи за проектом Prosumer BUSINESS	шт	3,000	15 430,36	5143,45
Накінецьник мідний луджений DT-240, АсКо	шт	6,000	127,38	21,23

Продовження таблиці 3.1 Кошторис складових станції

Назва позиції	Одиниця виміру	Кількість в базових одиницях	Загальна вартість	Ціна за шт(\$)
1	2	3	4	5
Трансформатор струму ІМЕ з роз'ємним сердечником TRA580 50,5х80,5 1000/5А (кл.0,5=5 ВА)	шт	3,000	300,00	100,00
Накінецьник мідний луджений JG-120/12	шт	2,000	9,08	4,54
Накінецьник мідний луджений JG-16/8	шт	12,000	5,40	0,45
Наконечник під гвинт із ізоляцією RV 5,5-4 (100шт.)	упак.	12,000	107,28	8,94
Перенесення в натуру (на місцевість) місцезнаходження 58 проектних свав	послуга	1,000	259,50	259,50
Пластина для заземлення лотка	шт	20,000	13,60	0,68
Пластина кріпильна Н100, гарячого цинкування, товщ. 1,2мм	шт	20,000	24,00	1,20
Провід ПВ 3-16 ж/з	км	0,200	138,95	694,75
Провід ПВЗнг-нд (LS) 16 ж/з	км	0,030	55,90	1863,33
Реєстратор даних Huawei Smart Logger 3000a без PLC	шт	1,000	601,32	601,32
Система керування інвертором Encombi controller Ecscube2 M	шт	1,000	4 800,00	4800,00
Сонячний кабель 6 мм ² , чорний 500м (Туреччина)	бухта	2,000	1 544,00	772,00
Стяжка кабельна хомут) 8х500 (7,9 х500мм) 100шт.	упак.	5,000	60,00	12,00
Лічильник EnCombi Meter Pilot SPM33	шт	2,000	1 034,64	517,32
Лічильник Janitza UMG-103 (трифазний)	шт	1,000	696,83	696,83

Продовження таблиці 3.1 Кошторис складових станції

Назва позиції	Одиниця виміру	Кількість в базових одиницях	Загальна вартість	Ціна за шт(\$)
1	2	3	4	5
Термозбіжна трубка 12,0/6,0 зелена	м	1,000	0,45	0,45
Термозбіжна трубка 16,0/8,0 чорна	м	1,000	0,43	0,43
Трансформатор струму роз'ємний 50х80 800/5А	шт	3,000	303,00	101,00
Труба гофрована гнучка 20/15 мм, протяжка, негорюча, стійка до УФ-випромінювання (750 Н), відсік 100 м	м	200,000	58,00	0,29
Труба двостінна гнучка електротехнічна 125/107мм (бухта 50м) чорна, ДКС	м	50,000	168,00	3,36
Труба для підземного прокладання двошарова чорна д.50 мм., 50м, КОПОС	м	350,000	196,00	0,56
Кут вертикальний зовнішній 90, 150х100, гарячого цинкування, товщина. 0,8мм	шт	1,000	9,67	9,67
Кут вертикальний внутрішній 90, 150х100, гарячого цинкування, товщина. 0,8мм	шт	1,000	10,03	10,03
Кут горизонтальний 90 °, 150х100, гарячого цинкування, 0,8 мм	шт	3,000	20,40	6,80
Фіксатор кришки Н100мм, гарячого цинкування, товщ. 2мм	шт	10,000	6,10	0,61
Шайба плоска М4, тип 125, цб	шт	1 200,000	12,00	0,01
Шайба пружинна М4, DIN7980, А2	шт	1 200,000	12,00	0,01
Шайба стопорна М4, тип 6798, цб	шт	1 200,000	12,00	0,01
ЩМ	шт	1,000	338,50	338,50

Продовження таблиці 3.1 Кошторис складових станції

Назва позиції	Одиниця виміру	Кількість в базових одиницях	Загальна вартість	Ціна за шт(\$)
Екран EnCombi Sensor display Есpanel7	шт	1,000	1 180,00	1180,00
Підсумок			130 510,47	

Для розрахунку терміну окупності візьмемо прогнозовані значення генерації з Pvsyst, данні про вартість станції з таблиці 3.1. Також треба враховувати вартість тарифу підприємства-споживача згенерованої електроенергії та загальну потужність СЕС.

Для розрахунку терміну окупності станції буде використана наступна формула:

$$t_{ок} = \frac{C_{ст}}{P_{заг} \cdot T_{еe}} \quad (3.1)$$

$t_{ок}$ - термін окупності станції (роки); $C_{ст}$ - загальна вартість станції(грн);

$P_{заг}$ - загальна прогнозована генерація за рік експлуатації станції (КВт/год);

$T_{еe}$ - тариф за електроенергію

Оскільки вартість станції зазначена в доларах (бо основні комплектуючі іноземного виробництва і закупаються з-за кордону), а вартість тарифу за електроенергію в Україні рахується в національній валюті (гривні), то для подальших розрахунків необхідно конвертувати вартість станції в гривні за приблизним курсом на момент покупки комплектуючих. Вважатимемо курс на момент закупівлі 37 гривень 60 копійок за 1 долар США.

Жодних витрат на обслуговування станції не передбачено, вважається, що дощу достатньо для того щоб змити осівший пил на панелях, єдине планове обслуговування яке передбачено, це перевірка якості болтових з'єднань і затягування болтів (за необхідності). Всі інші можливі витрати – це непередбачені поломки, більшість яких покривається гарантією.

Подальші елементи розрахунків відображено в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 Розрахункові дані терміну окупності СЕС

Потужність станції, кВт	Загальна вартість станції, грн.	Тариф за ел-ен., грн./кВт*год	Загальна прогнозована генерація за 1 рік експлуатації, кВт*год	Термін окупності станції, роки
150	4907176	6,8	158745	4,545929191

За розрахунками термін окупності станції складає 4.5 роки, враховуючи термін роботи станції в середньому виробники прогнозують 20-25 років, то цей результат можна вважати економічно доцільним і загалом реалізацію проекту вдалим вкладенням на довгострокову перспективу для бізнесу. Також слід зазначити, що при умові підвищення тарифу, термін окупності станції знизиться, що зробить цей проект ще більшим вдалою інвестицією.

3.2 ПОРІВНЯННЯ РОЗРАХУНКОВОГО ТА РЕАЛЬНОГО КОЕФІЦІЕНТУ ЕФЕКТИВНОСТІ

Для порівняння теоритичних та реальних даних використовується показник кількості виробленої електроенергії з одного кіловату потужності станції по місяцях (в подальшому згадуватиметься як коефіцієнт ефективності). Для цього реальні данні з моніторингу по місяцям діляться на кількість днів місяця та на загальну величину потужності станції.

$$k = \frac{P_{\text{місяць}}}{n_{\text{днів}} \cdot P_{\text{станції}}} \quad (3.2)$$

k - коефіцієнт ефективності; $P_{\text{місяць}}$ - вироблена енергія за місяць;
 $n_{\text{днів}}$ - кількість днів місяця; $P_{\text{станції}}$ – встановлена потужність станції.

Враховуючи що станція введена в експлуатацію лише в липні місяці 2023 року, то ми можемо поріняти лише данні з липня по грудень за 2023 рік.

Розрахунки коефіцієнту ефективності реальних даних та PVsyst (Рис 7.1) відображено в таблиці 3.3.

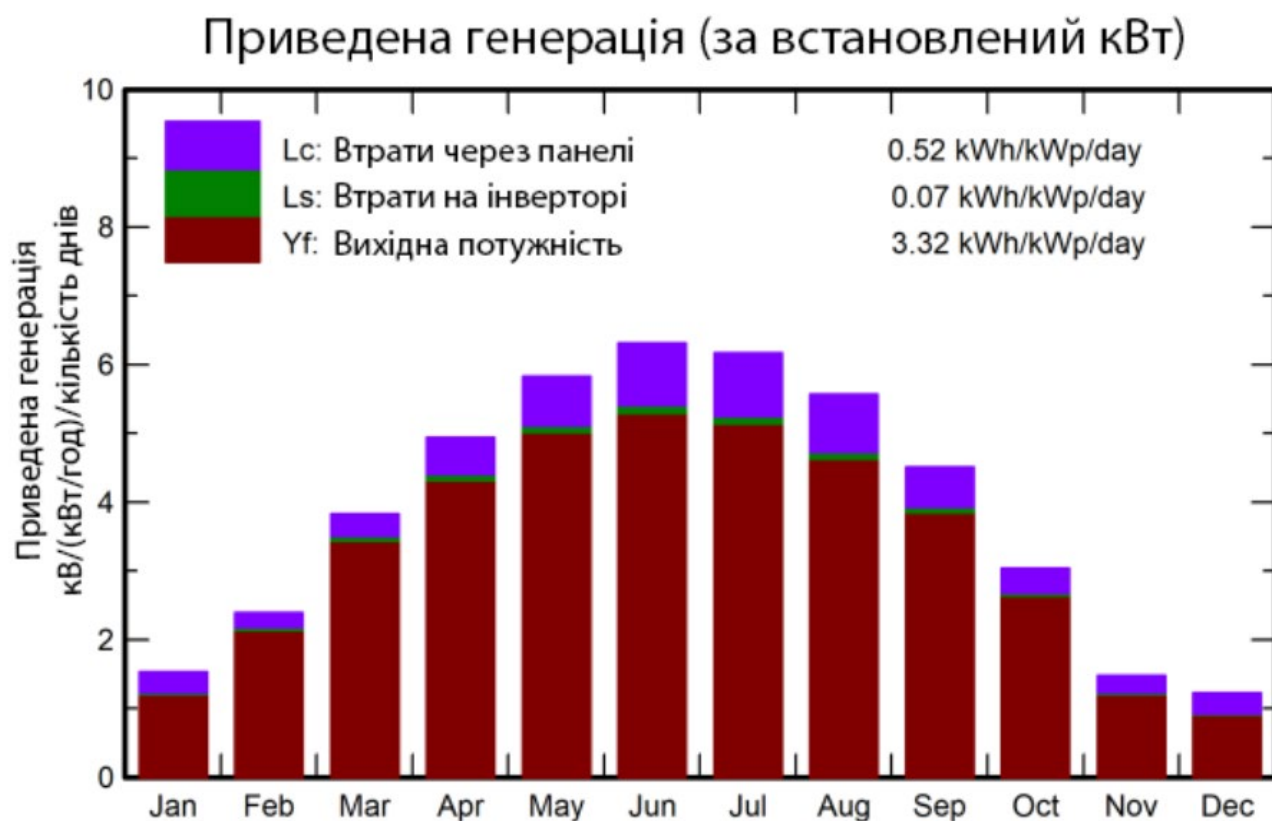


Рисунок 7.1. Коефіцієнт ефективності (з PVsyst[Додаток А])

Таблиця 3.3 Данні генерації липень-грудень 2023 рік з коефіцієнтами ефективності станції

Місяць	Кількість днів	Вироблена потужність за місяць (кВт/год) [11]	Рельний коефіцієнт ефективності	Коефіцієнт ефективності PVsyst	Прогнозована потужність PVsyst (кВт/год)
Лип	31	23901,35	5,140075269	5	23250
Серп	31	29169,33	6,272974194	4,3	19995
Вер	30	23188,23	5,15294	3,7	16650
Жовт	31	15186,17	3,265843011	2,2	10230
Лист	30	6824,85	1,516633333	1,3	5850
Груд	31	3467,57	0,745713978	0,9	4185
Середні значення:		16956,25	3,682363297	2,9	13360

Аналізуючи дані з моніторингу та PVsyst (в даному випадку ділимо на 2, оскільки порівнюємо з реальною генерацією введеної потужності, яка становить половину від розрахункової) слід враховувати, що генерація станції напряду залежить від погодних умов в місцевості де розташована станція. Погодні умови

рік від року не є однаковими, і Pvsyst враховує середні значення по місцевості, що є більш точним для прогнозування на більші періоди часу ніж 1 рік і чим більше вибірка з моніторингу тим більше в теорії збігатимуться середні коефіцієнти реальної генерації з розрахованою програмним забезпеченням. Також слід зазначити, що данні реальної генерації перевершують розрахункові данні по деяким місяцям, через те, що погодні умови в ті місяці виявились доволі сприятливими для генерації. Також слід врахувати що станція змонтована на ділянці засипаній щебенем який має більший коефіцієнт альbedo за звичайний земельний покрів, що підвищує ефективність генерацію задньої частини ФЕМ. Вибірка цієї станції є недостатньою для повної оцінки точності Pvsyst, але можна сказати, що ці данні підходять для приблизного розрахунку терміну окупності станції.

3.3 ПОРІВНЯННЯ ДОСЛІДЖУВАНОЇ СТАНЦІЇ З СТАНЦІЄЮ НА АНАЛОГІЧНОМУ ОБЛАДНАНІ З ОДНОСТОРОННІМИ ФЕМ

Для аналізу ефективності двосторонніх ФЕМ з звичайними, розглянуто схожу станцію з аналогічним інвертором, яка знаходиться неподалік від досліджуваної станції, тому поправками на погоду та місцезнаходження можна знехтувати.

Дані по генерації взято також з моніторингу станцій Huawei [11], ці дані моніторингу приведено в таблиці 3.4. В цю ж таблицю одразу внесено розрахунки коефіцієнту ефективності порівнюваної розраховані СЕС за ф-лою 3.2, і коефіцієнт ефективності основної станції (з табл. 3.3). Це знадобиться для подальшого порівняння станцій і аналізу ефективності та доцільності використання двосторонніх модулів.

Досліджувана станція має встановлену потужність по інверторам 100 кВт, інвертори аналогічні тим що встановлені на основній досліджуваній станції розглянутій у попередніх пунктах. Панелі що використовуються мають потужність 375Вт та менший розмір, але дуже схожі характеристики ефективності верхньої частини панелей. Такі панелі було обрано для більш ефективного розміщення на даху, аби зайняти більшу площу і залишити найменшу вільну від

панелей зону. Також панелі мають схожий кут розташування відносно земної поверхні.

Таблиця 3.4 Дані моніторингу порівнюваної станції з моніторингу Huawei в період липень-грудень 2023 року [11]

Місяць	Кількість згенерованої потужності (кВт/год)	Кофіцієнт ефективності порівнюваної СЕС	Коефіцієнт ефективності оцінюваної СЕС
Липень	14021,92	4,5232	5,140075269
Серпень	16918,2114	5,457487548	6,272974194
Вересень	13912,8	4,6376	5,15294
Жовтень	9111,6	2,939225806	3,265843011
Листопад	4139,893333	1,379964444	1,516633333
Грудень	1964,633333	0,633752688	0,745713978
Середнє значення	10011,50968	3,261871748	3,682363298

Тепер порівнюються коефіцієнти ефективності в відсотковому відношенні для визначення ефективності двосторонніх ФЕМ відносно односторонніх. Для цього використовується просто формуля 3.3.

$$a = 100 - \left(\frac{k_1}{k_2} \cdot 100\% \right) \quad (3.3)$$

a – різниця генерації виражена у відсотках; k_1 – коефіцієнт ефективності порівнюваної СЕС; k_2 – коефіцієнт ефективності досліджуваної СЕС.

Розрахунки різниці в генерації наведено в таблиці 3.5

З цих розрахунків видно, що в середньому різниця в генерації за період піврічних показників другої половини 2023-го року в середньому складає 11.1%.

Враховучи великі потужності станції можна сказати про значний приріст генерації порівняно з станцією на звичайних ФЕМ.

Таблиця 3.5 Прорахована різниця ефективності односторонніх та двосторонніх ФЕМ в період липень-грудень 2023 року

Місяць	Різниця в генерації (%)
Липень	12
Серпень	12,88
Вересень	10
Жовтень	10
Листопад	9
Грудень	13
Середнє:	11.1

Слід зазначити, що при умовах наявності снігу ефективність задньої частини ФЕМ генерує більші потужності, через значний коефіцієнт альбедо снігу (від 55 до 95% в залежності від типу снігу), ефективність задньої частини може становити до 17% відсотків ефективності за умови що панелі очищені зверху. При умові повного затінення снігом верхньої частини панелі, нижня все одно продовжить генерацію, хоча ці показники і будуть незначними в порівнянні з генерацією при сприятливіших умовах.

РОЗДІЛ 4. РОЗРОБКА СТРАТАП ПРОЄКТУ

4.1 Опис ідеї стартап проєкту

Метою проєкту є підвищення продуктивності СЕС з використанням фотомодулів здатних збирати відбите від землі сонячне випромінювання (двосторонніх ФЕМ).

Ідея полягає в тому щоб використовувати підстилаючий шар з високим коефіцієнтом альбеда для збільшення генерації задньої частини ФЕМ.

4.2 Технологічний аспект проєкту

Є декілька варіантів покриття для втілення цього проєкту:

- заливка бетоном або щебінь, відбивна здатність 30%
- Біла щільна агротканина, відбивна здатність 80%

Оцінивши відбивну здатність та ціну реалізації кожного з них було прийняте рішення використовувати агроволокно, оскільки цей варіант має як перевагу у відбиваючій здатності, так і простоті, швидкості та значно меншій вартості реалізації проєкту. Для реалізації цього проєкту знадобиться лише агроволокно та кілки для її фіксації на земній поверхні. А для реалізації варіанту з щебенем знадобиться агротканина, велика кількість щебеню та збільшені витрати на персонал через збільшення термінів реалізації проєкту.

4.3 Аналіз ринку можливостей запуску стартап проєкту.

У зв'язку з цілим рядом чинників в Україні зростає попит на СЕС різних потужностей. Цьому сприяють і великі ціни на комерційний тариф на електроенергію для підприємств, і енергетична нестабільність через регулярні обстріли об'єктів енергетичної інфраструктури України з боку Російської Федерації, а також перспектива підвищення тарифів і для приватних домогосподарств.

Оскільки подібні фотомодулі можна використовувати як і приватним домогосподарствам так і великим комерційним СЕС, то ринок є доволі обширним і можна співпрацювати з компаніями які займаються розробкою та встановленням СЕС, а також пропонувати свої послуги клієнтам які вже мають подібні станції для підвищення їх продуктивності.

4.4 Економічна оцінка стартап проєкту на базі досліджуваної СЕС.

Згідно розрахунків PVsyst площа відбивної поверхні становить 2890м².

Вартість агроволокна становить 25грн за м². Витрати на агроволокно становлять 72250 гривень на площу 2890м². При ширині агроволокна 2 м, з дистанцією між кілками в 2 м для надійної фіксації кількість кілків становитиме 4 шт на 4 м² агроволокна. Загальна кількість кілків становить 2890, враховучи що агротканина буде різатись і буде задіяно додаткові кілки взято запас 10%, і кількість кілків виходить 3179 шт. При вартості 4 грн за штуку ціна за кілки становить 12716 грн. Витрати на монтаж закладено 30% від вартості розхідних матеріалів, що становить 25490 грн, ця сума може повністю покрити витрати на персонал в 4 чоловіки та логістичні витрати. Вартість на послуги взято 15 % від загальної суми витрат, в результаті чого кінцева вартість проєкту виходить 127000 гривень.

Загальна сума витрат становить п'ять мільйонів тридцять чотири тисячі гривень (Вартість станції з таблиці 3.1 (130 510,57\$) та витрати на проєкт з підвищення генерації СЕС). Прогнозована річна генерація після впровадження таких рішень становить 180 969 кВт, замість першочергових 158 745 кВт (з табл. 3.2). Додаткова річна економія на електроенергії станції становитиме 151 123 грн.

Термін окупності станції розраховано за формулою 3.1 і становить 4 роки 2 місяці.

ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ТЕХНІКА БЕЗПЕКИ

Охорона праці та техніка безпеки в будівництві і експлуатації об'єктів, що проектується, забезпечуються відповідністю всіх прийнятих рішень вимогам нормативних документів, які враховують умови безпеки праці, попередження виробничого травматизму, професійних захворювань, пожежі і вибухів, захист людей від ураження електричним струмом. Для забезпечення охорони праці і техніки безпеки проектом передбачено:

- використання технічно досконалого обладнання;
- розташування обладнання, яке забезпечує його доступне обслуговування;
- виконання заземлюючих пристроїв елементів з нормованою величиною опору і конструкцією, що відповідає нормам;
- використання при виконанні будівельно-монтажних робіт машин і механізмів, в конструкції яких закладені принципи охорони праці;
- висока ступінь механізації будівельно-монтажних робіт;
- виконання будівельно-монтажних робіт відповідно до типових технологічних карт.

Для забезпечення охорони праці і техніки безпеки необхідно, щоб будівельні, монтажні і налагоджувальні роботи та експлуатація електроустановок виконувались у відповідності з діючими нормами.

Прокладка кабелів по існуючим конструкціям і поряд з існуючими кабелями, які знаходяться під напругою, повинно виконуватись у відповідності нормам з дотриманням нормованих відстаней від проводів і кабелів до працюючих механізмів, їх належного заземлення та інших заходів по забезпеченню безпеки проведення робіт. В тих випадках, коли вимоги норм в частині відстаней від елементів, які знаходяться під напругою діючих електроустановок до працюючих механізмів витримати неможливо, необхідно відключати та заземлювати ці електроустановки. Пожежна безпека електромереж 0,4 і 0,22 кВ та розподільчих пристроїв забезпечується застосуванням негорючих

матеріалів і конструкцій, автоматичним відключенням струмів короткого замикання, заземленням.

В випадку використання вантажопідйомних механізмів (монтажних люльок, тросів, монтажних поясів безпеки тощо) для встановлення PV модулів на каркасі повинно бути виконано:

- перевірка строків їх експлуатації, справний зовнішній вигляд;
- інструктаж бригади монтажників по роботі з підвищеною небезпекою на робочому місці з записом в журнал перевірки знань.

ПРОТИПОЖЕЖНІ ЗАХОДИ

При спорудженні та експлуатації електрогенеруючої установки необхідно дотримуватись вимог «Правил пожежної безпеки в Україні» та ДБН В.1.1-7-2016 «Пожежна безпека об'єктів будівництва».

Згідно Додатку А та Б ДБН В.2.5-56:2014 Системи протипожежного захисту ГУ не входить до переліку однотипних за призначенням об'єктів, які підлягають обладнанню системами пожежної сигналізації та пожежогасіння, і тип системи передавання тривожних сповіщень та будинки та приміщення, що підлягають обладнанню системами оповіщення про пожежу та управління евакуацією людей та ДБН в.2.5-74:2013 водопостачання зовнішні мережі та споруди, за пунктом

6.2.1 допускається не передбачати протипожежне водопостачання. Обмеження поширення пожежі в будівлях та спорудах ГУ досягається:

- відстані між будівлями, спорудами та інженерними мережами виконані з врахуванням ДБН 360-92** «Планировка и застройка городских и сельских поселений», а також СніП II-89-80. «Генеральные планы промышленных предприятий».
- Застосуванням конструктивних та об'ємно-планувальних рішень, спрямованих на створення перешкод поширенню небезпечних факторів пожежі приміщеннями;
зменшенням пожежної небезпеки будівельних матеріалів і конструкцій, у тому числі оздоблень і облицювань, що застосовуються у приміщеннях і на шляхах евакуації;

- зменшенням вибухо-пожежної та пожежної небезпеки технологічного процесу;
- обладнанням приміщень та споруд вогнегасниками.
- З метою підвищення пожежної безпеки об'єкту передбачається:
- виконання монтажу та наладки електромережі у відповідності до вимог нормативної документації;
- Заземлення всього електрообладнання відповідно до вимог ПУЕ-2017. Блискавкозахист будівель та споруд об'єкту виконано у відповідності до зазначеного ДСТУ, а саме (виконується окремим проектом).

ВИСНОВКИ

В даній роботі було встановлено параметри мережевої фотоелектростанції для компенсації власного споживання підприємства при застосуванні двосторонніх фотоелектричних модулів. Для досягнення поставленої мети було проведено оцінку розрахункових даних коефіцієнту ефективності станції з реальними даними з моніторингу за другу половину 2023 року. В результаті порівняння видно, що розрахункові дані трохи відрізняються від реальних даних з моніторингу, що пояснюється тим, що в програмному забезпеченні беруться середньостатистичні дані стосовно погодних умов в зоні розміщення СЕС. Це добре для довгострокових розрахунків СЕС, а от з даними рік від року можуть бути розбіжності через мінливість погодних умов. В цілому ці дані підходять для розрахунку середньостатистичних даних генерації майбутніх СЕС та розрахунку приблизного терміну окупності на основі цих прогнозованих даних.

Наступним пунктом було проведено розрахунок окупності станції, який вийшов 4.5 роки, що є доволі гарним результатом враховуючи що приблизний термін експлуатації СЕС складає 20-25 років, хоч і зі зниженням ефективності фотоелектричних модулів під впливом старіння матеріалів. Однією з причин такого терміну окупності є високий комерційний тариф на електроенергію, що є значно більшим за тариф для населення. З цього можна зробити висновок, що мережеві станції є непоганою інвестицією для великих підприємств для подальшої економії коштів за електроенергію, Особливо за умови, що ціни на електроенергію продовжують зростати.

Також було проведено порівняння досліджуваної СЕС з схожою СЕС на односторонніх ФЕМ в одній місцевості. В результаті порівняння даних моніторингу обох СЕС, було визначено, що станція з двосторонніми модулями в середньому на 11.1% ефективніша за рахунок генерації задньою частиною. Приріст наче і не великий, але якщо брати станції великих потужностей, то різниця буде доволі суттєва. Враховуючи специфіку двосторонніх ФЕМ, то вони призначені в більшості для наземних станцій. Хоч їх ціна і вища в середньому на 10-15% за односторонні аналоги, їх економічно доцільно використовувати задля

збільшення генерації, оскільки економія площі земної ділянки під СЕС нівелює різницю в ціні, і чим більша станція, тим доцільніше використання двосторонніх ФЕМ в порівнянні з звичайними, бо земля є доволі цінним ресурсом, і в залежності від місця розташування СЕС земельні ділянки можуть вартувати порізно, подекуди затрати на монтаж СЕС з односторонніми ФЕМ з аналогічними показниками генерації через збільшення площі земельної ділянки, в порівнянні з станцією на двосторонніх ФЕМ, може вартувати в рази більше ніж переплата за двосторонні фотомодулі.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А



PVsyst V7.3.2

VC2, Simulation date:
15/05/23 14:15
with v7.3.2

Project: 110798

Variant: New simulation variant

Project summary

Geographical Site		Situation	Project settings
Ozerno		Latitude 49.64 °N	Albedo 0.20
Ukraine		Longitude 30.12 °E	
		Altitude 193 m	
		Time zone UTC+2	
Meteo data			
Ozerno			
Meteonorm 8.1 (1996-2015), Sat=100% - Synthetic			

System summary

System summary					
Grid-Connected System		Unlimited sheds			
PV Field Orientation		Near Shadings		User's needs	
Sheds		Mutual shadings of sheds		Unlimited load (grid)	
Tilt		30 °			
Azimuth		0 °			
System information					
PV Array				Inverters	
Nb. of modules		576 units		Nb. of units	
				6 units	
Pnom total		346 kWp		Pnom total	
				300 kWac	
				Pnom ratio	
				1.152	

Results summary

Produced Energy	419.37 MWh/year	Specific production	1213 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	85.05 %
-----------------	-----------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	5
Loss diagram	6
Predef. graphs	7
P50 - P90 evaluation	8



Project: 110798

Variant: New simulation variant

PVsyst V7.3.2

VC2, Simulation date:
15/05/23 14:15
with v7.3.2

General parameters

Grid-Connected System		Unlimited sheds	
PV Field Orientation		Sheds configuration	
Orientation		Nb. of sheds	9 units
Tilt	30 °	Unlimited sheds	
Azimuth	0 °	Sizes	
		Sheds spacing	9.00 m
		Collector width	4.56 m
		Ground Cov. Ratio (GCR)	50.6 %
		Top inactive band	0.02 m
		Bottom inactive band	0.50 m
		Shading limit angle	
		Limit profile angle	24.4 °
Horizon		Near Shadings	
Free Horizon		Mutual shadings of sheds	
Bifacial system		User's needs	
Model		Unlimited load (grid)	
		2D Calculation unlimited sheds	
Bifacial model geometry		Bifacial model definitions	
Sheds spacing	9.00 m	Ground albedo	0.30
Sheds width	5.08 m	Bifaciality factor	80 %
Limit profile angle	28.9 °	Rear shading factor	5.0 %
GCR	56.4 %	Rear mismatch loss	10.0 %
Height above ground	1.50 m	Shed transparent fraction	0.0 %

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	ABi Solar INC	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	AB600-60MHC BF	Model	SUN2000-50KTL-M3-400V
(Custom parameters definition)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	600 Wp	Unit Nom. Power	50.0 kWac
Number of PV modules	576 units	Number of inverters	6 units
Nominal (STC)	346 kWp	Total power	300 kWac
Array #1 - PV Array			
Number of PV modules	456 units	Number of inverters	18 * MPPT 26% 4.7 units
Nominal (STC)	274 kWp	Total power	237 kWac
Modules	24 Strings x 19 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	248 kWp	Operating voltage	200-1000 V
U mpp	601 V	Max. power (=>35°C)	55.0 kWac
I mpp	413 A	Phom ratio (DC:AC)	1.15
Array #2 - Sub-array #2			
Number of PV modules	120 units	Number of inverters	6 * MPPT 21% 1.3 unit
Nominal (STC)	72.0 kWp	Total power	62.5 kWac
Modules	6 Strings x 20 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	65.3 kWp	Operating voltage	200-1000 V
U mpp	633 V	Max. power (=>35°C)	55.0 kWac
I mpp	103 A	Phom ratio (DC:AC)	1.15



PVsyst V7.3.2

VC2, Simulation date:
15/05/23 14:15
with v7.3.2

Project: 110798

Variant: New simulation variant

PV Array Characteristics

Total PV power

Nominal (STC) 346 kWp
Total 576 modules
Module area 1630 m²
Cell area 1340 m²

Total inverter power

Total power 300 kWac
Nb. of inverters 6 units
0.0 unused
Pnom ratio 1.15
Power sharing defined

Array losses

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance
Uc (const) 20.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.8 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.1 %

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): User defined profile

0°	35°	45°	55°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	0.998	0.994	0.984	0.950	0.912	0.840	0.708	0.000

DC wiring losses

Global wiring resistance 10 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #1 - PV Array

Global array res. 24 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #2 - Sub-array #2

Global array res. 102 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC



PVsyst V7.3.2

VC2: Simulation date:
15/05/23 14:15
with v7.3.2

Project: 110798

Variant: New simulation variant

Main results

System Production

Produced Energy

419.37 MWh/year

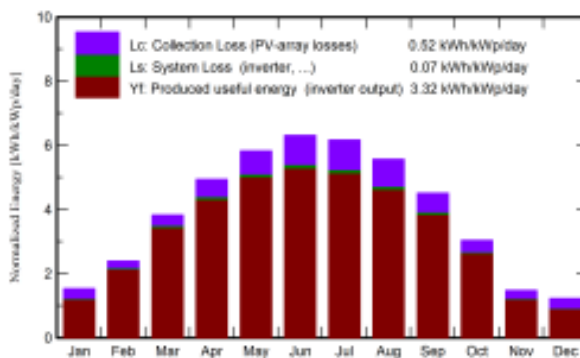
Specific production

1213 kWh/kWp/year

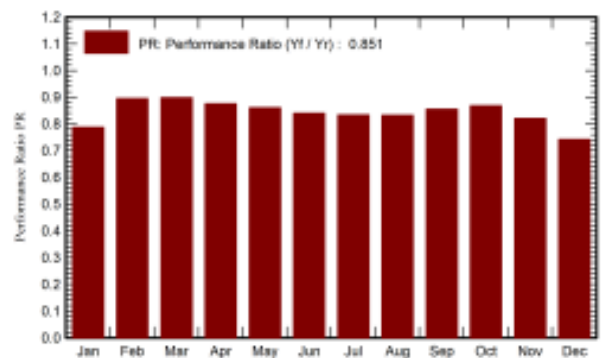
Performance Ratio PR

85.05 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	ratio
January	27.4	16.95	-3.62	47.5	38.6	13.23	12.93	0.787
February	43.4	22.43	-2.86	67.0	63.1	21.16	20.71	0.895
March	91.6	45.86	2.47	118.8	114.2	37.61	36.86	0.898
April	131.0	67.55	9.89	148.1	141.8	45.70	44.82	0.876
May	174.0	84.74	16.11	180.6	173.0	54.80	53.73	0.861
June	190.0	70.60	18.98	189.3	181.8	56.09	54.96	0.840
July	187.3	77.41	21.32	191.3	183.7	56.28	55.15	0.834
August	156.9	65.85	20.59	172.6	165.9	50.71	49.69	0.833
September	107.2	47.02	14.52	135.3	130.2	40.77	39.98	0.855
October	66.1	34.35	8.45	94.2	90.0	28.83	28.27	0.868
November	28.8	18.53	3.35	44.2	39.1	12.83	12.55	0.821
December	21.5	13.65	-1.19	38.0	29.8	9.97	9.73	0.742
Year	1225.2	564.93	9.07	1426.7	1351.3	427.98	419.37	0.851

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

E_Grid Energy injected into grid

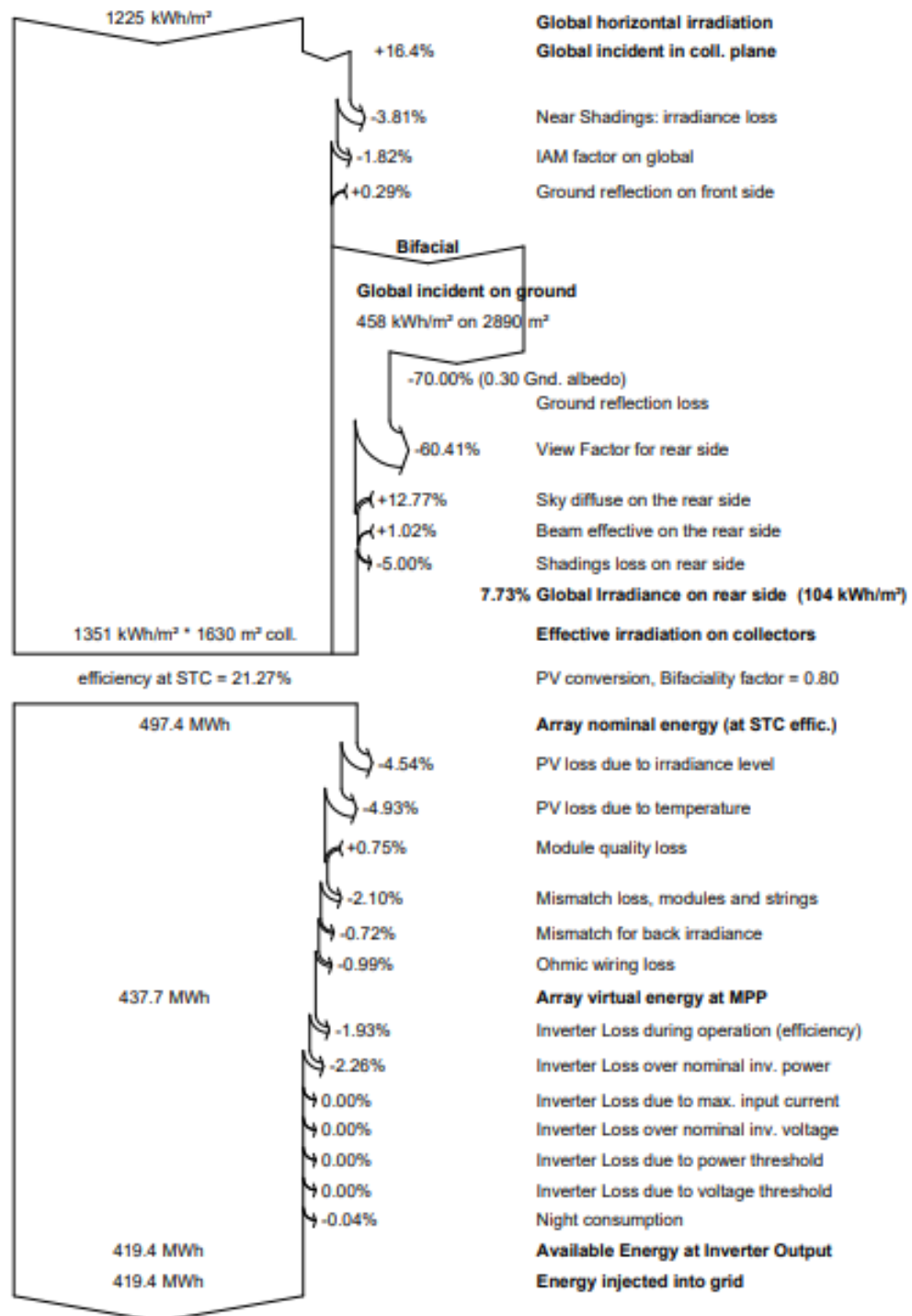
PR Performance Ratio

**PVsyst V7.3.2**

VC2, Simulation date:
15/05/23 14:15
with v7.3.2

Project: 110798

Variant: New simulation variant

Loss diagram



PVsyst V7.3.2

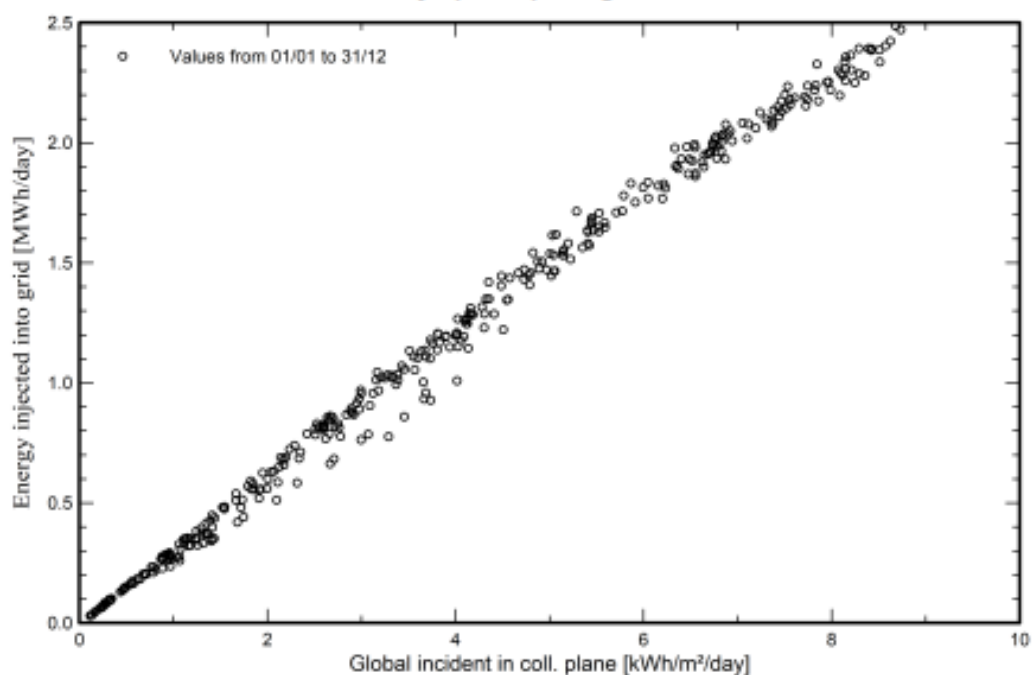
VC2, Simulation date:
15/05/23 14:15
with v7.3.2

Project: 110798

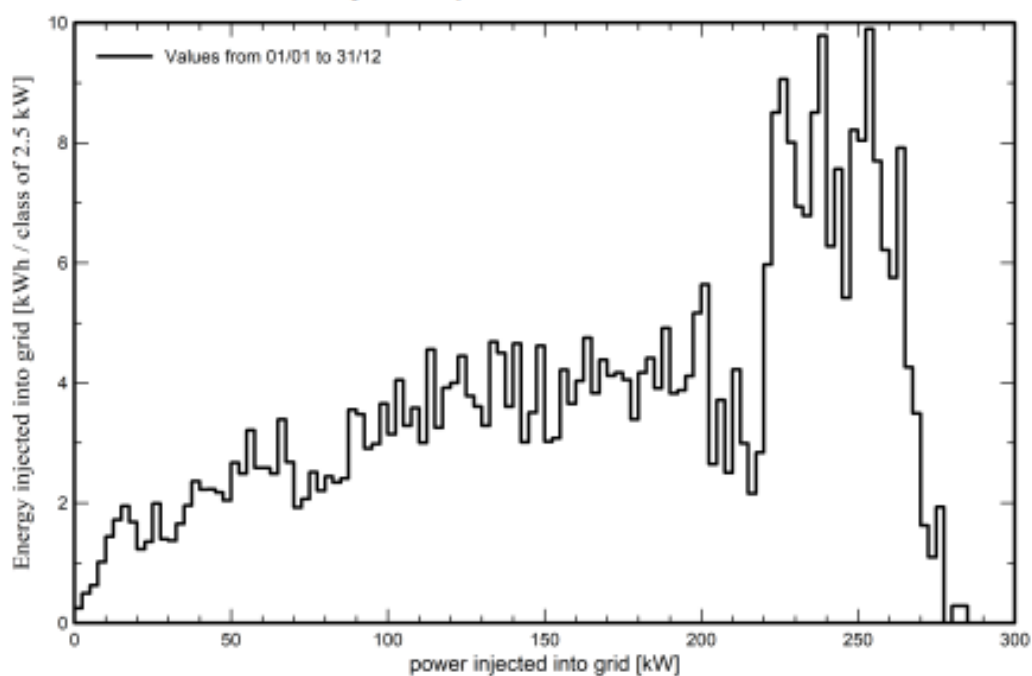
Variant: New simulation variant

Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution



**PVsyst V7.3.2**

VC2, Simulation date:
15/05/23 14:15
with v7.3.2

Project: 110798

Variant: New simulation variant

P50 - P90 evaluation**Meteo data**

Source Meteonorm 8.1 (1996-2015), Sat=100%
Kind Monthly averages
Synthetic - Multi-year average
Year-to-year variability(Variance) 11.2 %
Specified Deviation
Climate change 0.0 %

Global variability (meteo + system)

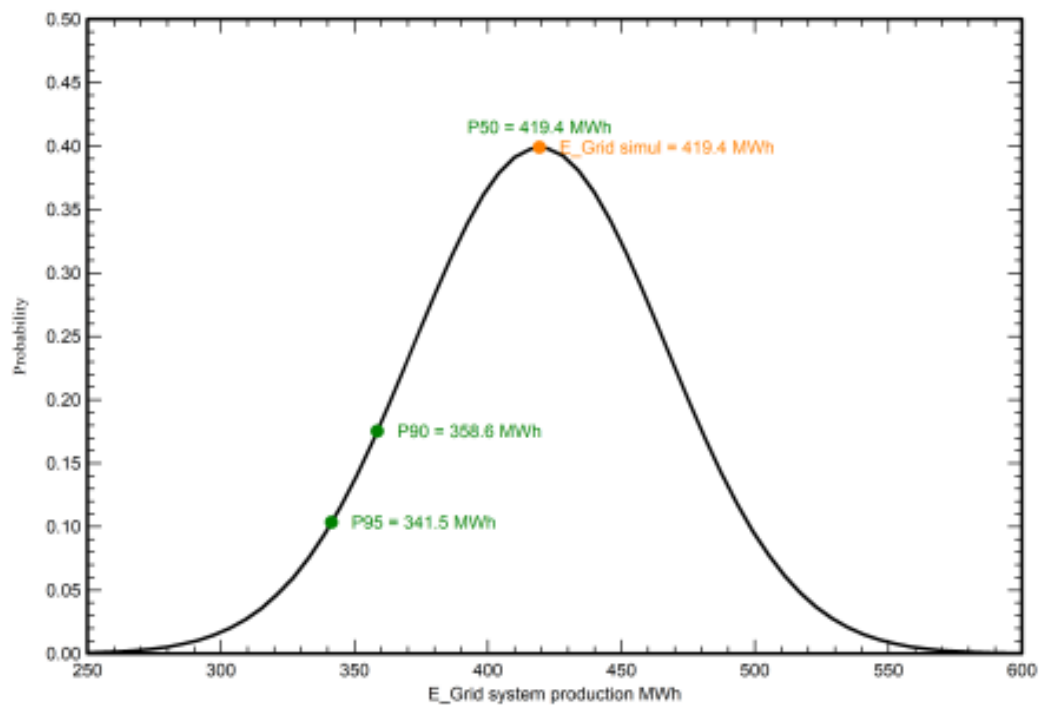
Variability (Quadratic sum) 11.3 %

Simulation and parameters uncertainties

PV module modelling/parameters 1.0 %
Inverter efficiency uncertainty 0.5 %
Soiling and mismatch uncertainties 1.0 %
Degradation uncertainty 1.0 %

Annual production probability

Variability 47.4 MWh
P50 419.4 MWh
P90 358.6 MWh
P95 341.5 MWh

Probability distribution

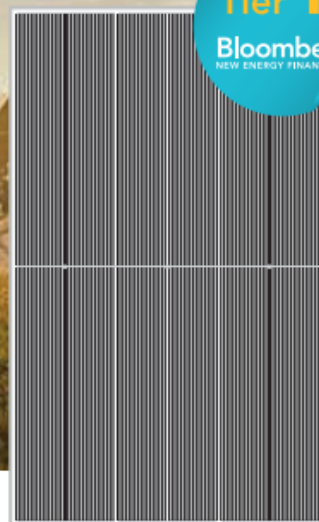


Get energy from clean sources

AB60MHC BF

590-605 BT

120 (6x20) 2172x1303x35 мм



Чому ABI SOLAR?

Виготовлення фотомодулів відбувається лише на підприємствах Східної Азії зі списку Bloomberg Tier 1. Фотомодулі показують високу надійність роботи в різноманітних кліматичних умовах та інсоляції. Гарантована висока ефективність та рентабельність інвестицій.

Висока потужність і ефективність при низькій ціні гарантує швидке повернення інвестицій.

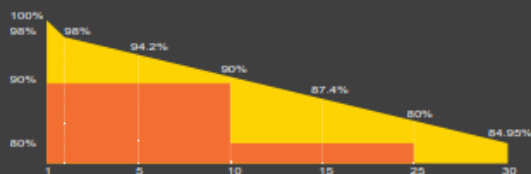
Сумісність роботи з мережевими і автономними фотоелектричними системами.

Модулі сертифіковано за міжнародними стандартами: IEC61215, IEC61730, CE, ROHS, TUV.

Промислова гарантія на основі номінальної потужності

12 років гарантії на фотомодуль

30 років гарантії 84.95% на вихідну потужність фотомодуля



■ Гарантована вихідна потужність ■ Abi-Solar лінійна гарантія



Позитивна толерантність потужності (0~+3%), що забезпечує високу надійність.



Страхування фотомодулів від провідної світової страхової компанії гарантує високу надійність для інвесторів та користувачів



Half-cell технологія дозволяє знизити опір комірки та підвищити ефективність.



Технологія MBB дозволяє зменшити відстань між шиною та струмозбірними провідниками, що сприяє зменшенню втрат.



Більша вихідна потужність при слабкому освітленні та пасмурній погоді.



Забезпечена стійкість до PID деградації завдяки контролю якості процесу виробництва та сировини.



Стійкість до суворих умов, таких як висока температура та висока вологість.



Гарантована надійність і високі гарантії якості, які виходять за межі сертифікованих вимог.



До 25% додаткової подужності від задньої сторони, в залежності від альбедо.

IEC61215, IEC61730, IEC61701, IEC62716, UL61730

ISO9001, ISO1400, ISO45001



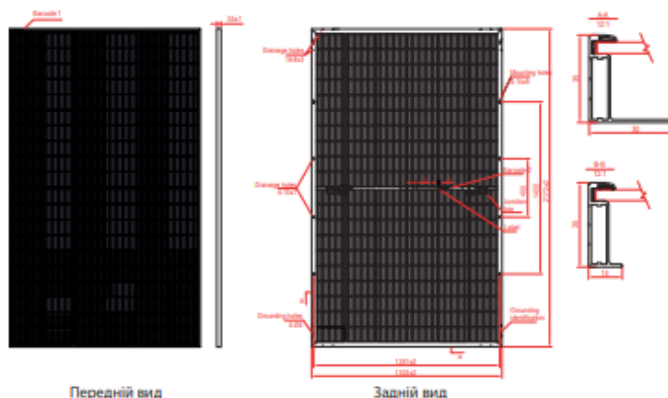
www.abi-solar.com



PL10

33

Тип комірки	Монокристал 120 (6х20)
Розміри (АхВхС)	2172х1303х35 мм
Вага	35 кг
Переднє скло	2.0 мм+2.0мм
Рама	Анодований алюміній
Розподільча коробка	IP68, 3 діоди
Конектор	Сумісний з MC4
Вхідні кабелі	4 мм ² , 350 мм
Контейнер	40HQ
Кількість в палеті	31
Кількість в контейнері	558



Передній вид

Задній вид

Електричні характеристики (STC)

	AB590 60MHC BF	AB595 60MHC BF	AB600 60MHC BF	AB605 60MHC BF
Максимальна потужність (Pmax)	590 Вт	595 Вт	600 Вт	605 Вт
Струм короткого змикання (Isc)	18.25 A	18.29 A	18.33 A	18.37 A
Напруга холостого ходу (Voc)	41.10 В	41.30 В	41.50 В	41.70 В
Максимальний струм (Imp)	17.31 A	17.35 A	17.40 A	17.44 A
Максимальна напруга (Vmp)	34.10 В	34.30 В	34.50 В	34.70 В
Максимальний ККД	20.85 %	21.02 %	21.20 %	21.38 %
Максимальне відхилення потужності	(0~+3%)			
Максимальна напруга системи	1500 В DC			
Механічне навантаження	5400 Па			
Максимальний струм запобіжника	35 А			

NOCT

	AB590 60MHC BF	AB595 60MHC BF	AB600 60MHC BF	AB605 60MHC BF
Максимальна потужність (Pmax)	443.60 Вт	447.20 Вт	451.10 Вт	454.80 Вт
Струм короткого змикання (Isc)	14.73 А	14.76 А	14.80 А	14.83 А
Напруга холостого ходу (Voc)	38.60 В	38.80 В	39.00 В	39.20 В
Максимальний струм (Impp)	13.87 А	13.90 А	13.94 А	13.98 А
Максимальна напруга (Vmpp)	32.00 В	32.20 В	32.40 В	32.50 В

STC Інсоляція: 1000 Вт/м2 температура модуля: +25 AM=1.5

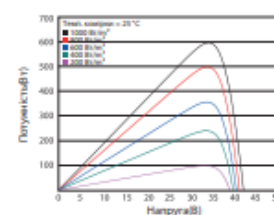
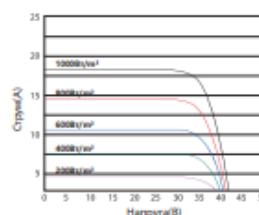
НОСТ Інсоляція: 800 Вт/м² температура модуля: +20 АМ=1

Електричні характеристики з урахуванням потужності задньої сторони 25%

	AB590 60MHC BF	AB595 60MHC BF	AB600 60MHC BF	AB605 60MHC BF
Максимальна потужність(Pmax)	738 Вт	744 Вт	750 Вт	756 Вт
Струм короткого змикання (Isc)	22.74 А	22.79 А	22.83 А	22.89 А
Напруга холостого ходу (Voc)	41.20 В	41.40 В	41.60 В	40.80 В
Максимальний струм (Imp)	21.56 А	21.62 А	21.68 А	21.73 А
Максимальна напруга (Vmp)	34.20 В	34.40 В	34.60 В	34.80 В

Температурні характеристики

Номинальна робоча температура комірки (NOCT)	43±2 °C
Температурний коефіцієнт Pmax	-0.34 %/°C
Температурний коефіцієнт Voc	-0.29 %/°C
Температурний коефіцієнт Isc	0.05 %/°C
Діапазон робочих температур	-40~+85 °C



ДОДАТОК В

SUN2000-50KTL-M3 Smart PV Controller



Higher Yields

Up to 30% More Energy
with Optimizer



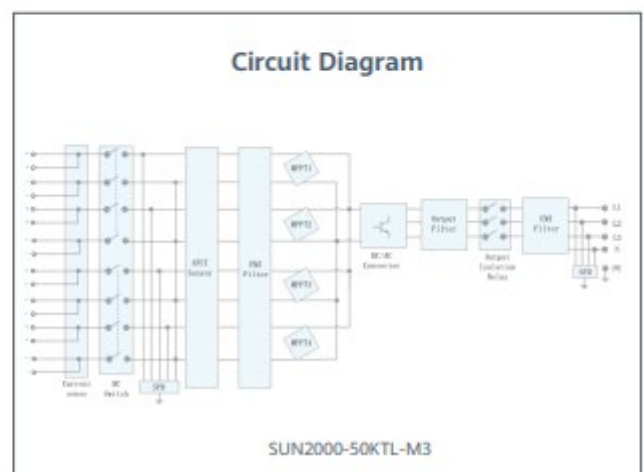
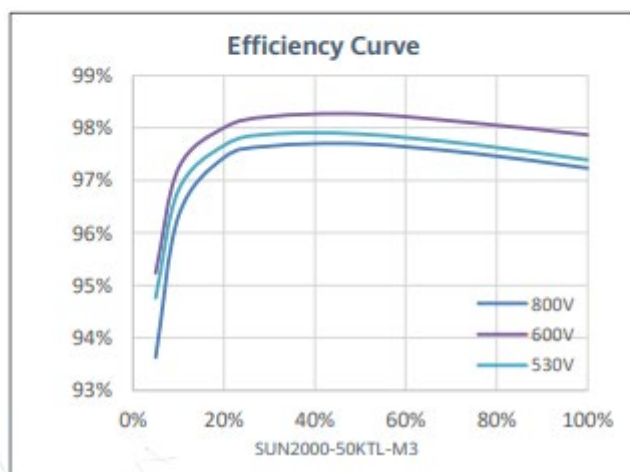
Active Safety

AI Powered
Active Arcing Protection



Flexible Communication

WLAN, Fast Ethernet, 4G
Communication Supported



Technical Specification	SUN2000-50KTL-M3
Efficiency	
Max. Efficiency	98.5%
European Efficiency	98.0%
Input	
Max. Input Voltage ¹	1,100 V
Max. Current per MPPT	30 A
Max. Current per Input	20 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range ²	200 V ~ 1,000 V
Rated Input Voltage	600 V
Number of Inputs	8
Number of MPP Trackers	4
Output	
Rated AC Active Power	50,000 W
Max. AC Apparent Power	55,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	55,000 W
Rated Output Voltage	400 Vac / 480 Vac, 3W+(N) + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current	72.2 A @ 400Vac, 60.1 A @ 480Vac
Max. Output Current	79.8 A @ 400Vac, 66.5 A @ 480Vac
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	<3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Arc Fault Protection	Yes
Ripple Receiver Control	Yes
Integrated PID Recovery ³	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, Bluetooth + APP
RS485	Yes
Smart Dongle	WLAN/Ethernet via Smart Dongle-WLAN-FE (Optional) 4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G (Optional)
Monitoring BUS (MBUS)	Yes (Isolation Transformer required)
Optimizer Compatibility	
DC MBUS Compatible Optimizer	MERC-1100/1300W-P
General Data	
Dimensions (W x H x D)	640 x 530 x 270 mm (25.2 x 20.9 x 10.6 inch)
Weight (with mounting plate)	49 kg (108.1 lb)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0% RH ~ 100% RH
DC Connector	Amphenol HH4
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP 66
Topology	Transformerless
Nighttime Power Consumption	≤ 5.5W
Standard Compliance (more available upon request)	
Safety	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683
Grid Connection Standards	IEC 61727, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, BDEW, G59/3, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD 1699, P.O. 12.3, RD 413, EN-50438-Turkey, EN-50438-Ireland, C10/11, MEA, Resolution No.7, NRS 097-2-1, DEWA

ДОДАТОК Г

Розрахунок перерізу лінії 380/220 від Інвертора до шафи АССВ

Інвертор №1 – Шафа АССВ

Вихідні дані: $P_p=50,0\text{кВт}$, $I_p=76,05\text{А}$

Післяаварійний режим: $P_p=50,0\text{ кВт}$, $I_p=76,05\text{А}$.

Вихідні дані: $\Delta U_{\text{зовн}}=7\%$ – нормальний режим, $\Delta U_{\text{внутр}}=2\%$, $\Delta U_{\text{лінії}}=7\%-2\%=5\%$ – нормальний режим (для III категорії нормальний режим співпадає з аварійним, довжина живлячої лінії: 65м.

Точка підключення: Шафа АССВ

Розрахунок:

А. По струму: $I_p=76,05\text{А}$. Необхідно кабель пер. ВВГ 25 мм².

$I_0=104 \times 0,93=96,72\text{А}$. Кабель ВВГ 25 мм² відповідає вимогам

Б. По зменшенню напруги.

Післяаварійний режим: $\Delta U=76,05\text{А} \times 0,065\text{км}=4,94\text{ Акм}$.

Кабель АВВГ 25 мм² при $\Delta U=4,94 \times 0,337=1,67\%$ – підходить.

Очевидно, що даний кабель підходить для організації підключення Інверторів №2, №3, №4, №5, №6 до Шафи АССВ, оскільки довжини їх кабельних трас менше ніж кабельна траса Інвертора №1.

Розрахунок мереж постійного струму

Розрахунок мереж постійного струму для мідного кабелю 1х6мм² для найдовшого стрінгу (І.1.1+) $L=55\text{ м}$,

Втрати напруги при довжині 55 м:

$$U=\frac{p \cdot l}{S} \cdot I,$$

де

U – напруга змінного струму, В

p – Потомий опір міді, – 0,018 Ом·мм²/м

l – довжина кабелю, 55 м

S – площа поперечного перерізу, 28,3 мм²

I – сила струму КЗ ФЕМ, 18,33 А

Розрахунок: $U=\frac{0,018 \cdot 55}{28,3} \cdot 18,33=0,64\text{В} \leq 1\text{В}$, що відповідає вимогам втрат напруги.

Розрахунок перерізу лінії 380 від шафи АССВ до Існуючого ВРП ТП 3799 ТОВ "Київський БКК"

Вихідні дані: $P_p=300,0\text{кВт}$, $I_p=456,3\text{А}$

Післяаварійний режим: $P_p=300,0\text{ кВт}$, $I_p=456,3\text{А}$.

Вихідні дані: $\Delta U_{\text{воні}}=7\%$ – нормальний режим, $\Delta U_{\text{внутр}}=2\%$, $\Delta U_{\text{лінії}}=7\%-2\%=5\%$ – нормальний режим (для III категорії нормальний режим співпадає з аварійним, довжина живлячої лінії: 57м.

Точка підключення: Шафа АССВ

Розрахунок:

А. По струму: $I_p=456,3\text{А}$. Необхідно кабель пер. ВВГ 240 мм².

$I_{\text{з}}=499 \times 0,93=464,07\text{А}$. Кабель ВВГ 240 мм² відповідає вимогам

Б. По зменшенню напруги.

Післяаварійний режим: $\Delta U_{\text{акм}}=456,3\text{А} \times 0,057\text{км}=26,0\text{ Акм}$.

Кабель ВВГ 240 мм² при $\Delta U=26,0 \times 0,0467=1,21\%$ – підходить.

Прийнято кабель ВВГ 240 мм²

Перевірка термічної стійкості кабелю від шафи АССВ до ВРП підприємства
ТПЗ799 ТОВ "Київський БКК"

Розрахунок заснований на розрахунку теплового імпульсу – кількості тепла, яке виділяється в активному опорі кабелю при протіканні через нього струму короткого замикання за час початку короткого замикання до повного погашення дуги при його відключенні.

Мінімально допустимий переріз кабелю $S_{\min}$ по термічній стійкості визначається за виразом:

$$S_{\min} = I^{(3)} \cdot \sqrt{(t_{\text{отк}} + T_a)} / C$$

де:

$I^{(3)}$ – максимальне значення розрахункового струму короткого замикання;

$t_{\text{отк}}$ – власний час відключення захисного апарату;

T_a – середнє значення постійної часу аперіодичною складає струму короткого замикання ($T_a = 0,01$ с);

C – постійна часу, що залежить від виду ізоляції і матеріалу жил кабелю, визначається за умови, що температура нагрівання провідників при короткому замиканні не перевищує допустиму – 150 ° С для полівінілхлоридної і гумової ізоляції = 114

$$S_{\min} = 2950 \cdot \sqrt{(0,2 + 0,01)} / 114 = 86 \text{ мм}^2.$$

Площа поперечного перетину кабелю ВВГ 3х(1х240)+1х120 мм² (φ кабелю складає 57,4 мм), дорівнює $S_{\text{каб}} = \pi r^2 = 3,14 \cdot 28,7^2 = 2586,39 \text{ мм}^2 > 86 \text{ мм}^2$

Висновок: Обраний кабель задовольняє критеріям термічної стійкості.

Розрахунок струму КЗ $I^{(3)}$ для вибору автомату в щиті захисту Інвертора №1.

$I^{(3)}$ – максимальне значення розрахункового струму короткого замикання в РУ-0,4 кВ в щиті підключення складає 20 кА (для довідки)

Розрахунок:

Знаходимо $I_{кз}^{(3)}$ на шинах щита захисту Інвертора №1

Довжина лінії $l=57$ м

Опір кабелю ВВГ перерізом $3 \times (1 \times 240) + 1 \times 120$ мм²:

$$r_{уд} = 0,153 \text{ Ом/км}$$

$$x_{уд} = 0,0754 \text{ Ом/км}$$

$$r_x = r_{уд} \cdot l = 0,153 \cdot 0,057 = 0,008721 \text{ Ом}$$

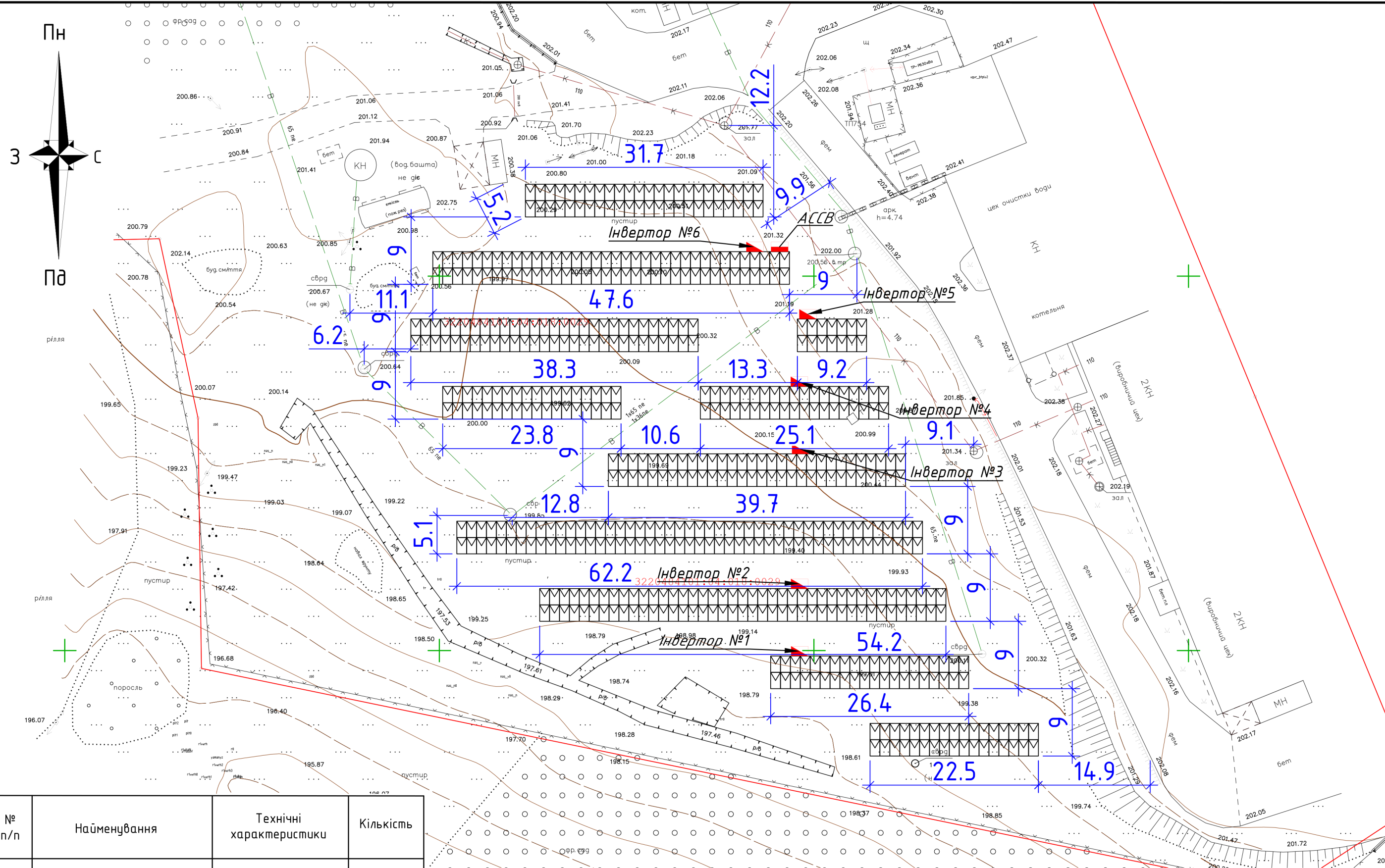
$$x_x = x_{уд} \cdot l = 0,0754 \cdot 0,057 = 0,004298 \text{ Ом}$$

Знаходимо струм КЗ $I_{кз}^{(3)}$ щита захисту АС :

$$I_{кз}^{(3)} = U_n / (\sqrt{3} \cdot \sqrt{(x^2 + r^2)}) = 380 / (1,73 \cdot \sqrt{(0,004298^2 + 0,008721^2)}) = 22,59 \text{ кА}$$

Висновки:

1. В щиті захисту автомат повинен мати $I_{відм.кз}$ не менше ніж 23 кА
2. У зв'язку з тим що виконані розрахунки, не містять опор автоматів, шин, трансформаторів струму, клемних з'єднань, струм КЗ буде менше вказаного на 1-2 кА



Зам. інв. №	
Підпис і дата	
Інв. № орг.	

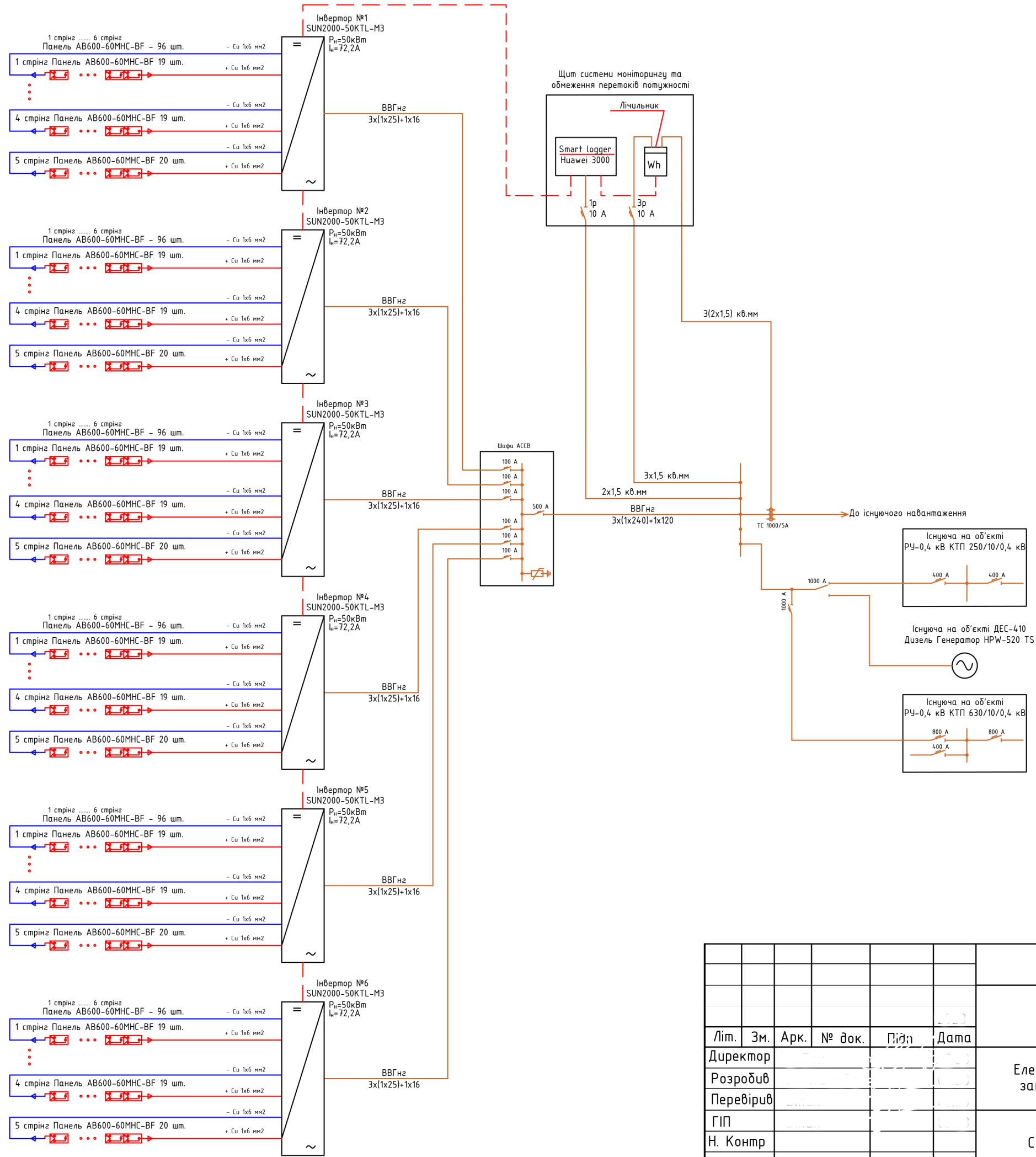
№ п/п	Найменування	Технічні характеристики	Кількість
1	Стрінг інвертор, 50 кВт	SUN2000-50KTL-M3-480V	6
2	Стрінг (в інверторі)		8
3	Стрінг (загальна кількість)		30
4	Фотоелектричний модуль, 600 Вт	AB600-60MHC-BF-UA	576
5	$\frac{DC}{AC}$	K = 1,15	$\frac{346}{300}$
6	Кабель постійного струму, м	KBE Solar DB+ (Plus), 6mm	-

УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ:



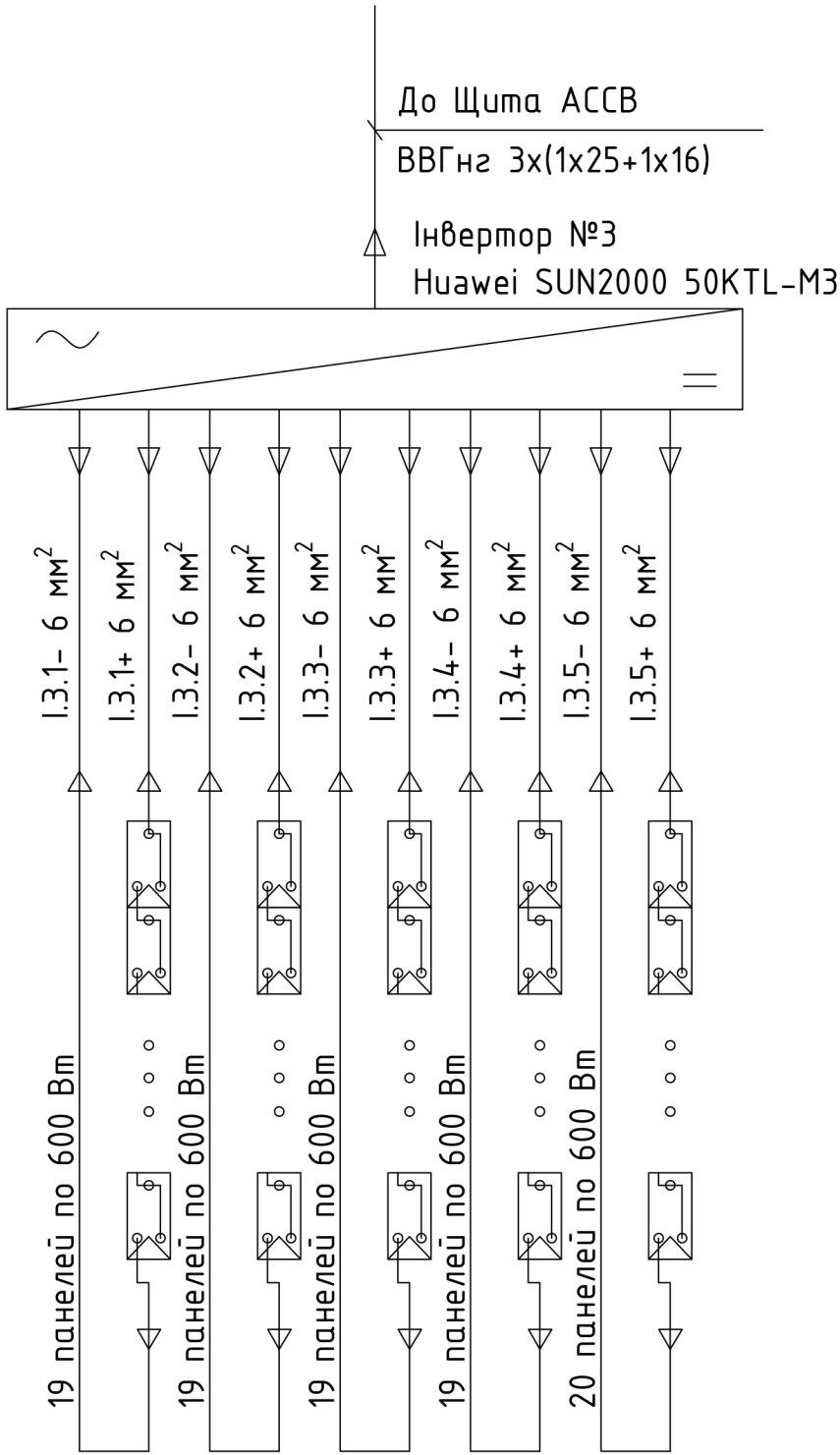
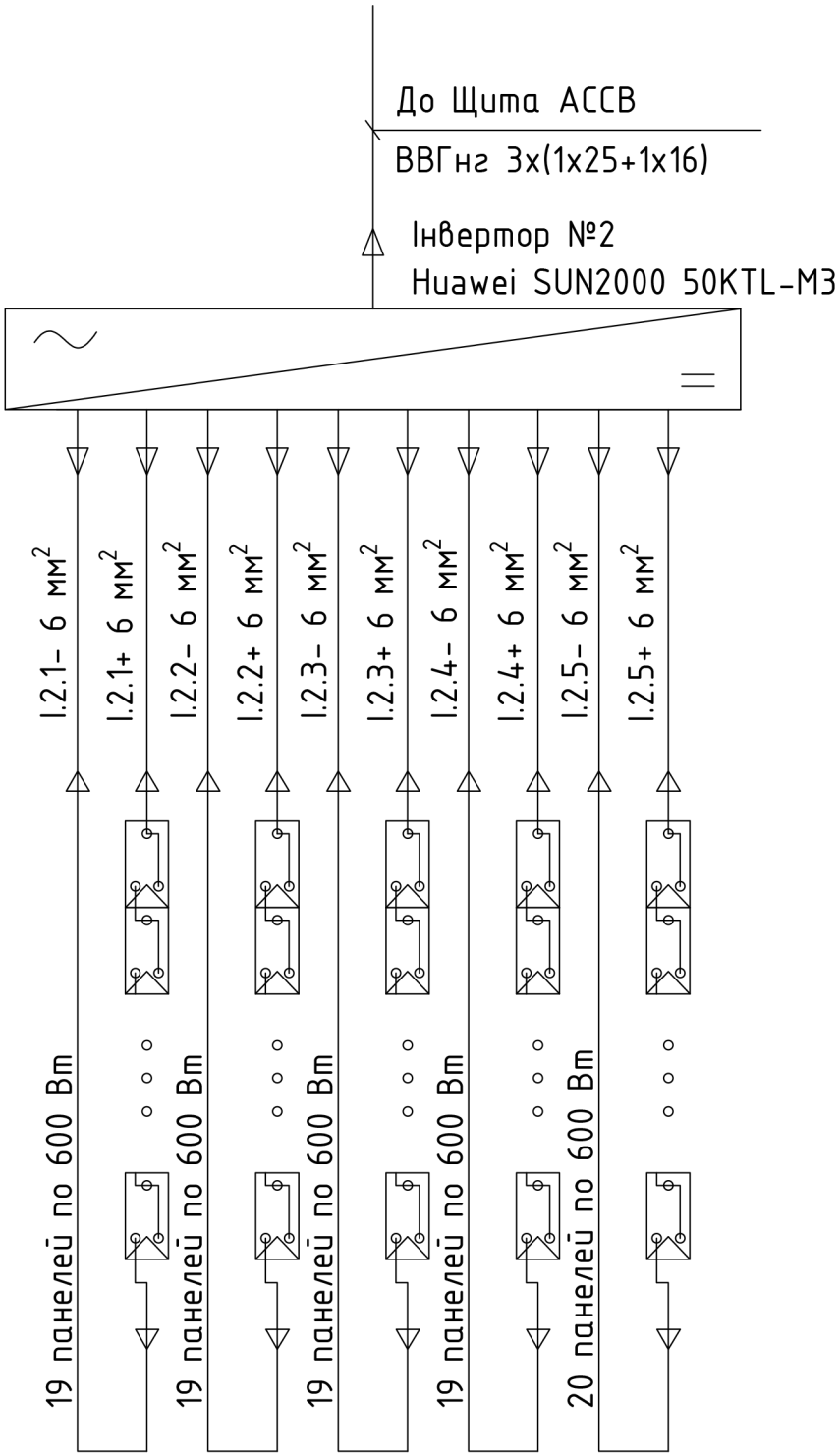
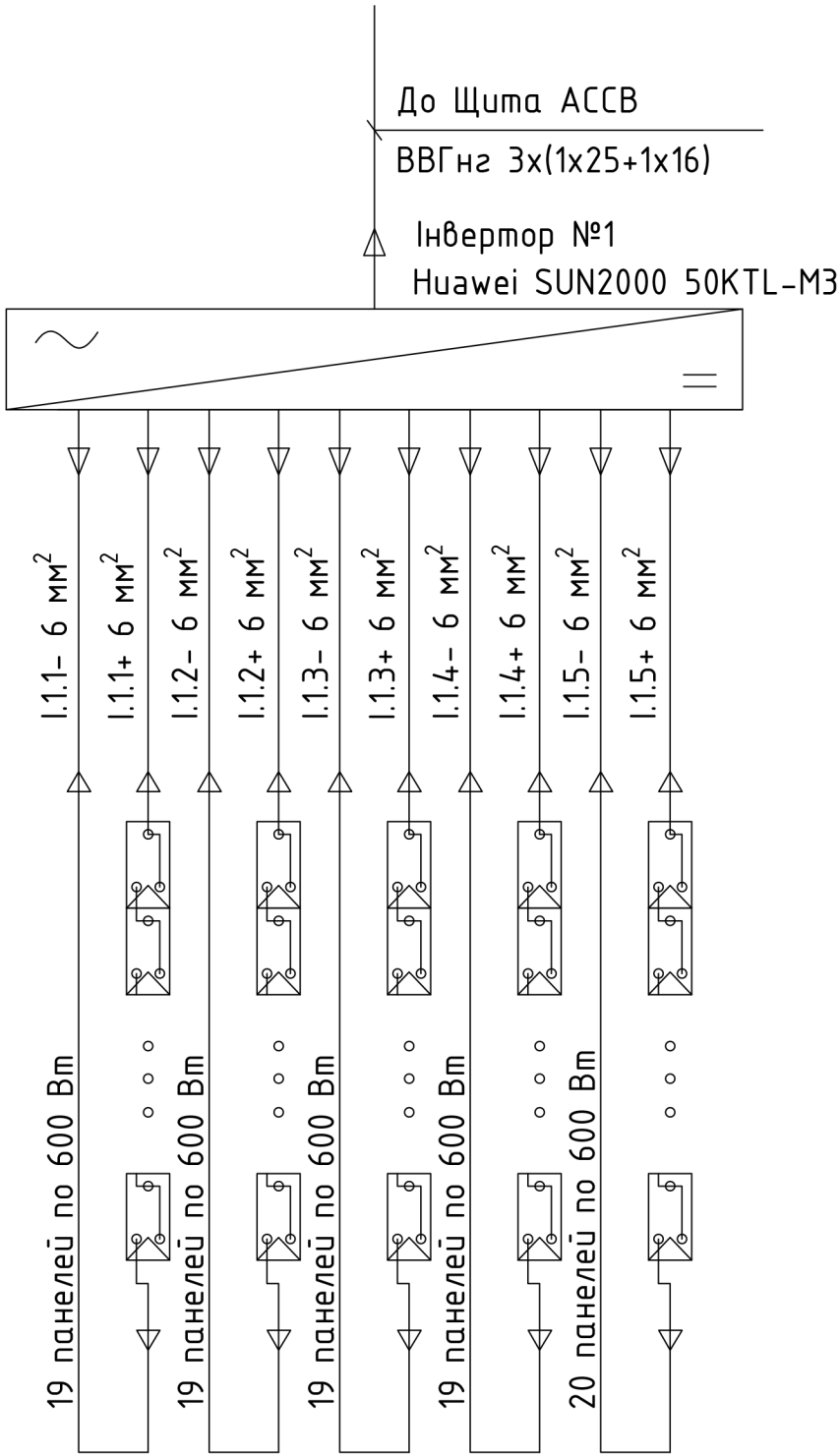
Фотоелектричні модулі

					Додаток Д			
Літ.	Зм.	N докум.	Підп.	Д. 1	Електрогенеруюча установка для заміщення власного споживання	Стад.	Аркуш	Аркушів
Директор						РП	69	
Розроб.								
Перевірів								
ГІП					Генеральний план			
Н.Контр								

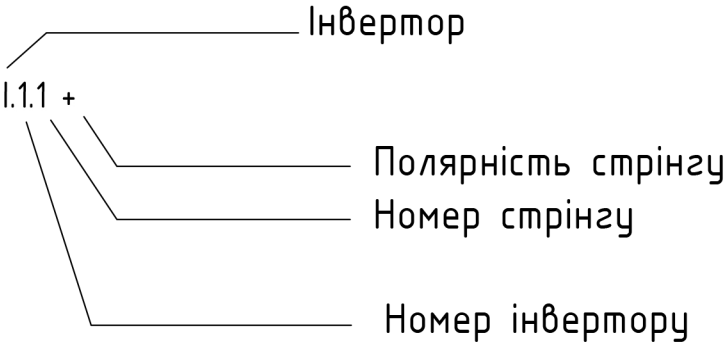


Інв. № ориг.	Підпис та дата	Взам.інв.№

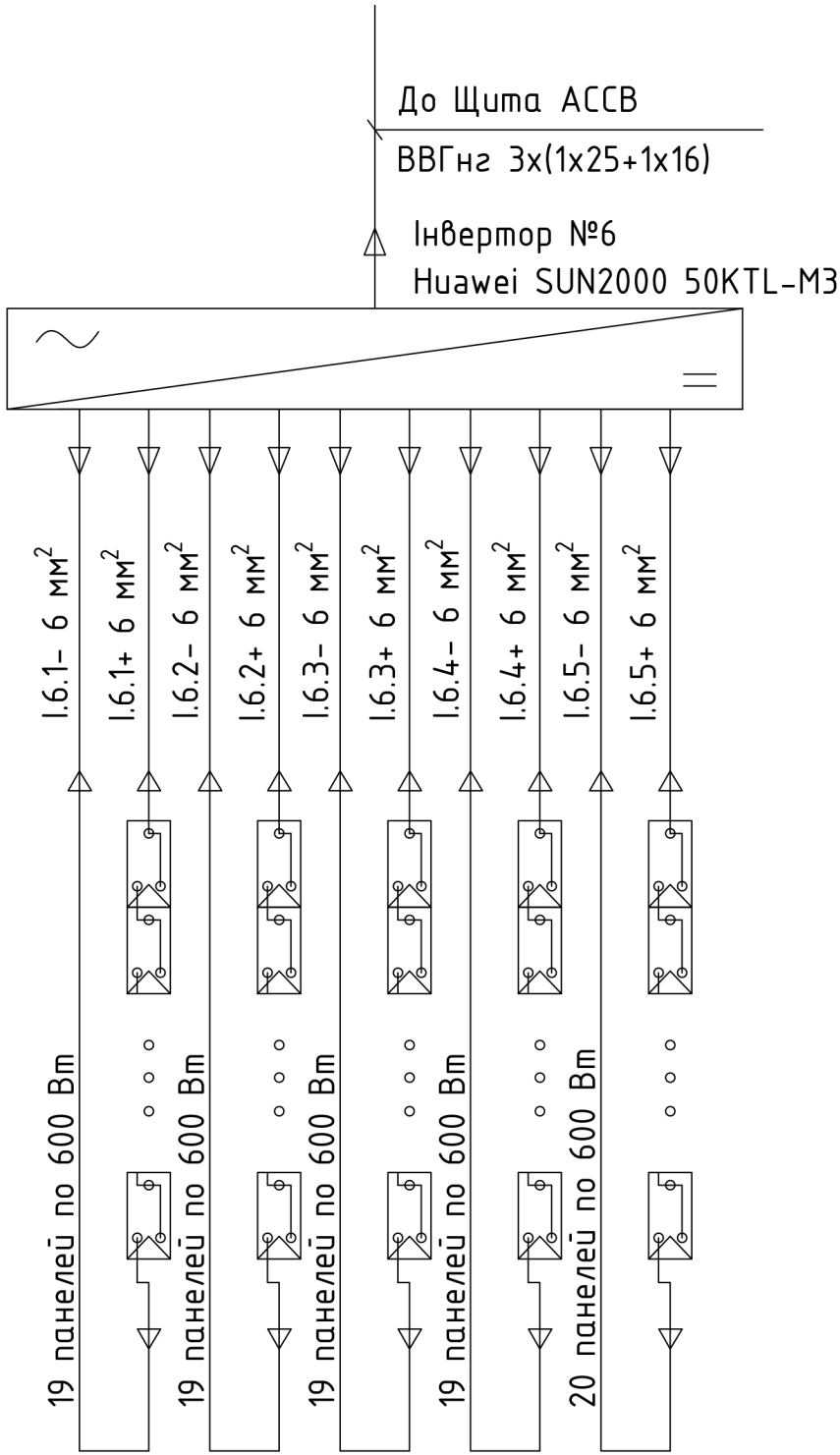
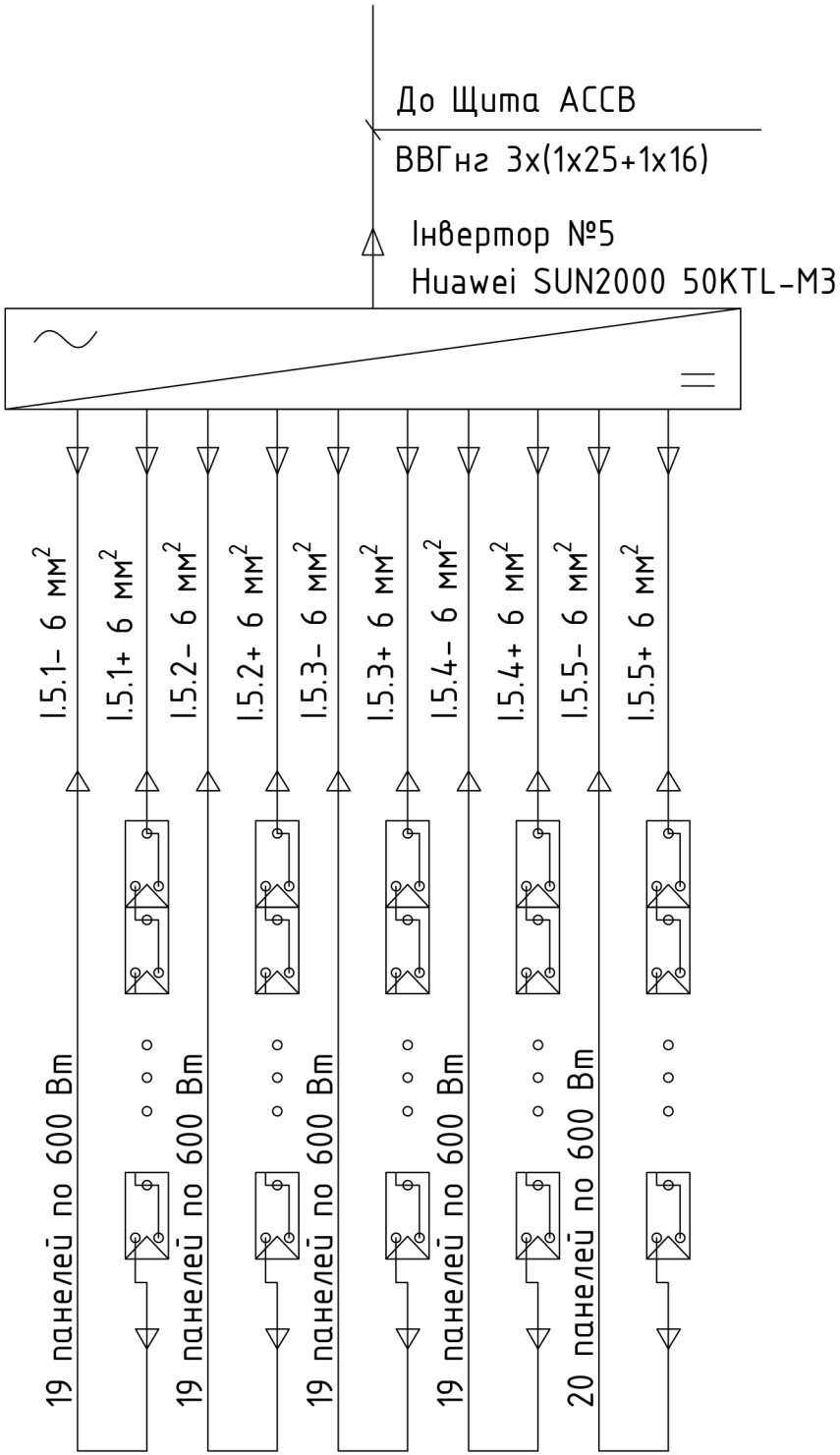
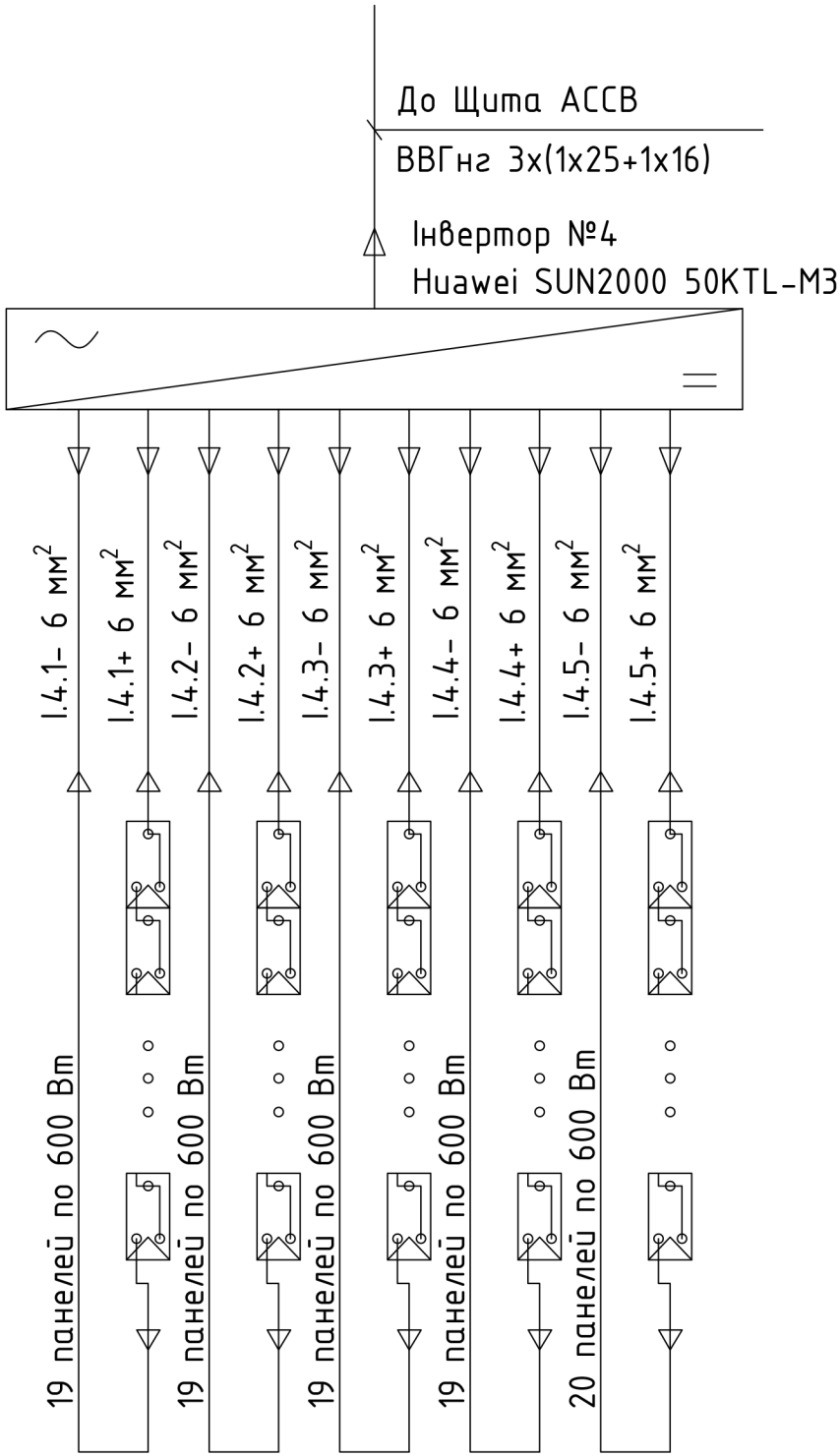
						Додаток Е			
Літ.	Зм.	Арк.	№ док.	Підп.	Дата				
Директор						Електрогенеруюча установка для заміщення власного споживання		Стад.	Аркуш
Розробив								РП	70
Перевірів									
ГІП						Схема електропостачання ГУ			
Н. Контр									



Розшифровка позначок



						Додаток Е			
Літ.	Зм.	Арк.	№ док.	Підп	Дата	Електрогенеруюча установка для заміщення власного споживання	Стад.	Аркуш	Аркушів
Директор							РП	71	
Розробив									
Перевірів						Схема підключення стрінгів до Інвертора №1, Інвертора №2, Інвертора №3			
ГІП									
Н. Контр									



Розшифровка позначок

Інвертор

Полярність стрінгу

Номер стрінгу

Номер інвертору

						Додаток Е			
Літ.	Зм.	Арк.	№ док.	Підп.	Дата				
Директор		Бабак				Електрогенеруюча установка для заміщення власного споживання	Смад.	Аркуш	Аркушів
Розробив		Вайнштейн					РП	72	
Перевірів		Білан							
ГІП		Білан				Схема підключення стрінгів до Інвертора №4, Інвертора №5, Інвертора №6			
Н. Контр									

Список використаних джерел інформації:

1. Тенденції ринку та галузі (ren21.net)
2. Гаєвський О.Ю. «Фотоенергетика. Частина. Сонячна радіація і фотоелектричні модулі». Підручник / Київ, КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2023. – 150 с. https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/58361/1/Fotoenerhetyka_Haievskyi.pdf
3. http://nvngu.in.ua/jdownloads/pdf/2021/5/NVNGU05_2021_Tugay.pdf
4. <https://www.cleanenergyreviews.info/blog/solar-pv-cell-construction>
5. <https://www.energysage.com/solar/what-are-the-most-efficient-solar-panels-on-the-market/>
6. <https://www.cleanenergyreviews.info/blog/most-efficient-solar-panels>
7. <https://corporate.enelx.com/en/question-and-answers/are-solar-panels-energy-efficient>
8. https://static.longi.com/L_Gi_LE_T_TMD_059_107_LR_5_72_HPH_535_555_M_35_35_and_15_V14_895e6db05e.pdf
9. <https://www.jasolar.com/uploadfile/2022/0511/20220511060835815.pdf>
10. <https://abi-solar.com/download/AB-55MHC-540-555W-Monocrystalline-Half-Cell-PERC-Modules.pdf>
11. <https://eu5.fusionsolar.huawei.com/unisso/login.action#/view/redirect/NE=133795130>
12. Правила улаштування електроустановок ПУЕ (unidim.com.ua)