

Міністерство освіти і науки України  
Національний технічний університет  
«Дніпровська політехніка»

ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

(інститут)

ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИЙ

(факультет)

Кафедра ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

(повна назва)

**ПОЯСНОВАЛЬНА ЗАПИСКА**

кваліфікаційної роботи ступеню бакалавра

(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студента Лисака Кирила Артемовича

(ПІБ)

Академічної групи 141-17-3

(шифр)

спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(код і назва спеціальності)

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(офіційна назва)

на тему «Розробка електричної частини фотоелектричної станції потужністю 10 МВт»

(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	<u>Луценко І.М.</u>			
розділів:	Луценко І.М.			
Вступна частина	Луценко І.М.			
Основна частина:	Луценко І.М.			
Економічний	Тимошенко Л.В.			
Охорона праці	Столбченко О.В.			
<b>Рецензент</b>				
<b>Нормоконтролер</b>	Олішевський Г.С.			

Дніпро  
2021

**ЗАТВЕРДЖЕНО:**  
завідувач кафедри  
електроенергетики

(повна назва)

\_\_\_\_\_ Папаїка Ю.А.  
(підпис) (прізвище, ініціали)

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ року

**ЗАВДАННЯ**  
**на кваліфікаційну роботу**  
**ступеню бакалавра**  
(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студенту Лисаку К.А. академічної групи 141-17-3  
(прізвище та ініціали) (шифр)

спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка  
та електромеханіка

(офіційна назва)

на тему Розробка електричної частини фотоелектричної станції потужністю 10 МВт  
затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_

Розділ	Зміст	Термін виконання
Вступна частина	Виконати аналіз поточного режиму роботи фотоелектричної станції потужністю 10 МВт, визначити проблеми експлуатації електрообладнання.	15.05.20
Основна частина	Виконати обґрунтований вибір основного електрообладнання фотоелектричної станції потужністю 10 МВт	31.05.20
Економічний	Визначити техніко-економічні показники проекту: капітальні та експлуатаційні витрати, термін окупності проекту.	05.06.20
Охорона праці	Розробка інженерно-технічних заходів з охорони праці при експлуатації об'єкту.	10.06.20

**Завдання видано**

\_\_\_\_\_ Луценко І.М.  
(підпис керівника) (прізвище, ініціали)

**Дата видачі** 02.05.2021

**Дата подання до екзаменаційної комісії** \_\_\_\_\_

**Прийнято до виконання**

\_\_\_\_\_ Лисак К.А.  
(підпис студента) (прізвище, ініціали)

## Реферат

Пояснювальна записка: 104 стор., 16 рис., 13 табл., 4 додатка, 23 джерел.

Об'єкт дипломного проекту – фотоелектрична станція потужністю 10 МВт.

Мета дипломного проекту – розрахунок та вибір до встановлення на ФЕС електричного обладнання.

В технологічному розділі приведено сучасний стан розвитку сонячної енергетики в Україні та перспективи і переваги будівництва електростанцій на відновлювальних джерелах електричної енергії над традиційними електростанціями. Приведений необхідний список документації для будівництва ФЕС.

В основній частині виконано розрахунки відповідного до завдання електричного обладнання і його вибір для подальшого проектування фотоелектричної станції.

В економічному розділі повне обґрунтування проекту яке виконано шляхом розрахунків капітальних і експлуатаційних витрат на реалізацію проекту, також визначений фонд заробітної плати персоналу.

В розділі охорони праці були розглянуті необхідні заходи безпеки при експлуатації сонячної станції потужністю 10 МВт.

**КЛЮЧОВІ СЛОВА:** ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА, ІНВЕРТОРИ, СОНЯЧНІ ПАНЕЛІ, КТП, РП, ФЕС, 10 МВт.

## ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1 ТЕХНОЛОГІЧНИЙ РОЗДІЛ.....	7
1.1 Сучасний стан розвитку сонячної енергетики в Україні.....	7
1.2 Особливості будівництва фотоелектричних станцій.....	9
1.3 Особливості та вимоги законодавства та нормативних обмежень щодо спорудження ФЕС потужністю 10 МВт.....	13
1.4 Технічне завдання на проектування ФЕС 10 МВт.....	18
1.5 Типова структура мережевих та фотоелектричних наземних станцій..	21
1.6 Висновки та постановки задач щодо розробки проекту електричних частини.....	27
2 СПЕЦІАЛЬНИЙ РОЗДІЛ.....	30
2.1 Вибір типу і параметрів фотоелектричних модулів (ФЕМ) до встановлення на ФЕС.....	30
2.2 Розрахунок приведених експлуатаційних параметрів ФЕМ.....	30
2.3 Вибір кількості та параметрів інверторного обладнання для покриття потужності фотоелектричної станції.....	33
2.4 Розрахунок параметрів та схеми з'єднань стрінгів ФЕМ для підключення до інверторів.....	35
2.4.1 Максимальний струм у колі.....	35
2.4.2 Максимальна напруга у колі.....	36
2.4.3 Розрахунок мінімальної кількості модулів в колі з урахуванням допустимої пускової напруги інвертора.....	37
2.4.4 Визначення допустимої кількості модулів в колі з урахуванням МРР трекера інвертора.....	38
2.5 Визначення конструктивних параметрів окремого «стола» ФЕМ.....	40
2.6 Визначення розташування інвертора.....	42
2.7 Вибір параметрів кабельних ліній мережі постійного струму.....	43
2.8 Визначення сумарних втрат потужності в мережах постійного струму.....	44
2.9 Визначення загальної кількості фотоелектричних модулів з урахуванням втрат потужності в мережі постійного струму та інверторах.....	45
2.10 Вибір номінальної потужності та кількості силових трансформаторів.....	46
2.11 Вибір параметрів кабельних ліній напругою 0,4 кВ.....	47
2.11.1 Порядок вибору перерізів провідників 0,4 за нагрівом.....	48

2.12	Розрахунок струмів КЗ в мережах 0,4-10 кВ.....	51
2.13	Вибір параметрів комутаційної захисної апаратури в мережі 0,4 кВ..	60
2.14	Вибір ввідних вимикачів на стороні $U_{НОМ}=0,4$ кВ КТП.....	60
2.15	Вибір параметрів кабельних ліній 6-10 кВ.....	61
2.16	Вибір комутаційного обладнання 6-10 кВ для видачі потужності в мережу.....	64
2.17	Розрахунок продуктивності ФЕС.....	67
3	ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗДІЛ.....	70
3.	Вступ.....	71
3.1	Розрахунок капітальних витрат .....	75
3.2	Розрахунок експлуатаційних витрат.....	75
3.2.1	Розрахунок амортизаційних відрахувань.....	76
3.2.2	Розрахунок річного фонду заробітної плати.....	77
3.2.3	Відрахування на єдиний соціальний внесок визначаємо за ставкою 22% від суми усіх виплат .....	79
3.2.4	Річні витрати на технічне обслуговування та поточний ремонт.....	79
3.2.5	Визначення інших витрат.....	80
3.3	Висновок.....	81
4	ОХОРОНА ПРАЦІ.....	82
4.1	Аналіз небезпечних і шкідливих виробничих чинників.....	82
4.2	Інженерно-технічні заходи з охорони праці.....	83
4.3	Пожежна профілактика.....	87
4.4	Розрахунок освітлення виробничого приміщення.....	89
	ВИСНОВКИ.....	91
	Перелік посилань.....	92
	Додаток А Відомість матеріалів дипломного проекту.....	94
	Додаток Б Основні технічні характеристики ФЕМ та інверторів.....	95
	Додаток В Повні технічні характеристики ФЕМ та інверторів.....	98
	Додаток Г Таблиця середньомісячного рівня інсоляції.....	102

## ВСТУП

Під час написання даного дипломного проекту потрібно розглянути такі розділи як: технологічний, спеціальний, економічний та охорона праці.

В технологічному розділі повинні бути розглянуті особливості законодавства для будівництва ФЕС, переваги сонячних електростанцій над традиційними електричними станціями.

В спеціальному розділі привести вибір відповідно до завдання та розрахунку електричного обладнання яке буде встановлюватися на сонячній електростанції. Обґрунтувати доцільність вибору електричного обладнання у відповідності до завдання даного проекту.

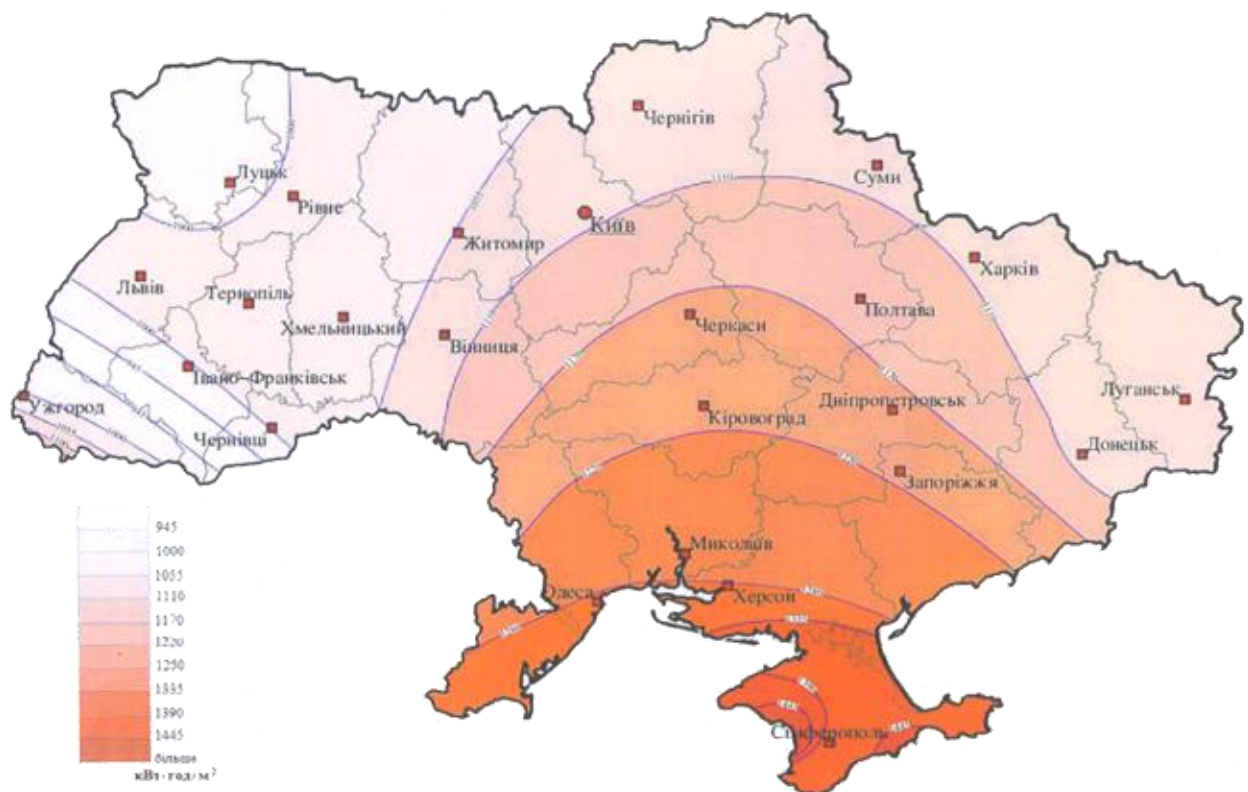
В економічному розділі розрахувати усі витрати необхідні на придбання, транспортування та монтаж електричного обладнання. Визначити фінансові витрати на будівництво і обслуговування ФЕС, розрахувати зарплати працівникам.

У розділі охорони праці визначити усі необхідні аспекти задля безпечної роботи ФЕС та передбачити усі міри протипожежної безпеки і комфортної роботи обслуговуючого персоналу безпосередньо на електростанції.

## 1. Технологічний розділ

### 1.1 Сучасний стан розвитку сонячної енергетики в Україні

Сонячна енергія – це енергія, яка виробляється на Сонці у вигляді тепла і світла. Це один з найбільш поновлюваних і легкодоступних джерел енергії. Середньорічна кількість сумарної енергії сонячного випромінювання, яка надходить щорічно на територію України, знаходиться в межах від 1 070 кВт·год/м<sup>2</sup> в північній частині України до 1 400 кВт·год/м<sup>2</sup> і вище на півдні і АР Крим, що обумовило розвиток сонячної енергетики в південних регіонах України



Розподіл питомої сумарної сонячної радіації на території України протягом року  
(Національний атлас України. – К.: ДНВП «Картографія», 2007)

Встановлені потужності відновлювальних джерел енергії (ВДЕ) в Україні мають тенденцію до щорічного зростання (падіння у 2014 році спричинене втратою об'єктів енергетики у АР Крим та в зоні АТО). Середньорічний темп зростання встановленої потужності ВДЕ складає 31%. Станом на 1 січня 2017 року

встановлена потужність об'єктів відновлюваної енергетики в Україні, які працюють за «зеленим» тарифом, склала 1117,7 МВт.

У 2016 році було введено в експлуатацію 120,6 МВт потужностей, з них найбільше об'єктів сонячної енергетики – 99,1 МВт та вітроенергетики 11,6 МВт. Об'єктів малої гідроенергетики та таких, що виробляють енергію з біомаси та біогазу було збудовано близько 3 МВт кожного. За даними Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, (НКРЕКП) станом на кінець 2016 року галузь ВДЕ в Україні налічує вже 170 компаній та 291 об'єкти енергетики. Протягом 2016 року найбільший приріст продемонструвала сонячна енергетика – 36 нових суб'єктів і 47 нових об'єктів електрогенерації.

Динаміка розвитку сонячної електроенергетики є найбільшою серед ВДЕ в Україні. За виключенням втрат сонячних електростанцій (СЕС) внаслідок анексії Криму (408 МВт) в Україні існує тенденція до щорічного зростання потужностей СЕС. У 2016 році встановлена потужність сонячних електростанцій збільшилась на 23%. Стрімкий розвиток СЕС в Україні обумовлений відносною простотою реалізації проектів (порівняно з іншими технологіями ВДЕ), істотним падінням цін на обладнання (вартість 1 кВт потужності становить близько 900-1000 дол.) та короткими строками реалізації проекту (6 місяців разом з проектуванням). Хоча обсяг виробництва електроенергії сонячними електростанціями зростав у середньому на 3,5% упродовж 2014-2016 років, середня кількість годин роботи станцій на повну потужність за останні три роки знизилась до 928 годин у рік, що відповідає коефіцієнту використання встановленої потужності на рівні 10,6%.

В Україні, як і в інших європейських країнах, діє система стимулювання розвитку відновлюваної енергетики. Ця система включає номіновані в євро «зелені» тарифи, диференційовані за типом та потужністю об'єктів, а також за строками введення в експлуатацію об'єктів енергетики. Держава зобов'язується купляти у станцій на ВДЕ електроенергію за «зеленим» тарифом до 2030 року.



Протягом 2014-2016 років відбулися зміни в законодавстві України щодо забезпечення конкурентних умов виробництва електроенергії з ВДЕ, в тому числі тариф для великих СЕС за останні три роки зменшився майже у 4 рази – з 0,55 євро/кВт\*г у 2014 році до 0,15 євро/кВт\*г у 2017.

Україна володіє значним потенціалом розвитку відновлюваних джерел енергії: як технічно можливим, так і економічно доцільним. Факторами, якими будуть сприяти розвитку в Україні є подальше здешевлення технологій та вартості електростанцій на ВДЕ. До 2025 року прогнозується суттєве здешевлення вартості встановлення електростанцій: витрати на встановлення СЕС промислового масштабу знизяться за 10 років на 57%, а витрати на встановлення ВЕС – на 13%.

Необхідними елементами, які мають стати запорукою розвитку ВДЕ в Україні має стати стабілізація економічної та політичної ситуації та продовження діючих економічних стимулів у вигляді «зелених» тарифів. За дотримання цих умов, а також враховуючи вражаючий технічний потенціал, Україна має шанси стати лідером серед країн Європи у розвитку сектору ВДЕ, забезпечивши майже половину потреби країни у електроенергії вже у 2030 році.

## 1.2 Особливості будівництва фотоелектричних станцій

Спорудження сонячної електростанції це цікавий і водночас складний процес. Під словом «спорудження» ми найчастіше сприймаємо будівництво, але будівництво це лише частина усього процесу від ідеї – до генерації. Побудувати сонячну електростанцію непросто, але треба враховувати ще те, що окрім будівництва існує багато необхідних операцій, завдяки яким можна отримати готову електростанцію, розглянемо ці операції нижче.

При проектуванні сонячної електричної станції інженери повинні враховувати наступне:

1) Площу, котра буде відведена для монтажу станції – обрані території найбільш доцільно використовуються з урахуванням рельєфу ділянки та нахилу сонячних панелей до горизонту;

2) Віддаленість СЕС від електромереж та споживачів;

3) Можливість використання готових рішень, котрі використовувались раніше.

Після того як буде готовий проект, потрібно вирішити ряд питань щодо організації будівництва та підключення сонячної електростанції до мережі для повноцінної генерації та продажу електроенергії на ринок електроенергії, тому виникає необхідність проведення наступних заходів:

1) Розробка ТЕО.

Техніко – економічне обґрунтування (ТЕО) – це основний документ який обґрунтовує доцільність інвестицій в проект. Інвестиції деталізуються та уточнюються рішення, прийняті на стадіях перед проектних обґрунтувань інвестицій. ТЕО складається з:

- Виклад концепції, особливостей майбутнього проекту, його конкурентних переваг;

- Опис виробничих і технологічних аспектів організації бізнесу, зокрема необхідних активів із зазначенням їх характеристик і схем роботи;

- Фінансово – економічне обґрунтування інвестиційної привабливості проекту, що передбачає:

- Оцінку інвестиційних і операційних витрат за проектом.
- Платіжний календар (для випадку залучення кредитних коштів).
- Прогнозування продажів, звіт про прибутки, збитки, рух грошових коштів.

- Розрахунок показників інвестиційної привабливості проекту, а також показників, що характеризують ефективність планованої діяльності.

## 2) Розробка проектної документації.

Після того як замовник вирішує будувати сонячну електростанцію, він подає заявку, на підставі якої розробляється технічне завдання на проектування – технічна документація. Технічна документація складається з наступних документів:

### 1. Пояснювальна записка, яка складається з наступного:

- Опис системи;
- Прогноз генерації;
- Розрахунок часу автономної роботи;
- Режими роботи.

### 2. Конструктивна частина, розрахунок снігових і вітрових навантажень.

### 3. Технологічна частина.

### 4. Специфікація.

### 5. Технічна документація на обладнання.

Даний етап складає особливу важливість для будівництва сонячної електростанції. Під час розробки проектної документації враховуються особливості ділянки, на якій буде встановлена електростанція; визначається і прогнозується затіненість, орієнтування за сторонами світу – фотоелементи (сонячні панелі) повинні бути направлені на південь, також визначається ступінь інсоляції.

### 3) Будівельно – монтажні роботи. Саме цей етап і є найбільш розповсюджений в нашому розумінні щодо спорудження сонячної електростанції. Він включає в себе

усі роботи, які необхідні щоб на пустій ділянці землі з'явилася сонячна електростанція.

#### 4) Приєднання СЕС до мережі.

Обов'язок розробки документації на приєднання сонячної електростанції до мережі покладається на електропередавальну організацію. Виготовлена документація повинна бути передана на узгодження власникові мереж. Термін такого узгодження не повинен перевищувати 15 робочих днів, і за його результатами складається технічне рішення до проектної документації.

#### 5) Оформлення членства в ОРЕ (оптовому ринку електроенергії) та затвердження зеленого тарифу.

Вся електроенергія що виробляється в Україні повинна продаватися на оптовому ринку електроенергії, оператором якого є ДП «НАЕК Енергоринок», тому для роботи сонячної електростанції необхідно оформити членство в ОРЕ згідно закону України. Для встановлення зеленого тарифу, згідно п. 2.1 розділу 2 Порядку встановлення, перегляду та припинення дії «зеленого» тарифу на електричну енергію, суб'єкт господарювання подає до НКРЕПП заяву щодо встановлення «зеленого» тарифу суб'єкту господарювання і такі документи:

- Пояснювальну записку з інформацією про суб'єкта господарювання;
- Розрахунок собівартості виробництва електроенергії на об'єкті електроенергетики з альтернативних джерел енергії;
- Обґрунтування статей та елементів витрат собівартості виробництва електричної енергії на об'єкті електроенергетики з альтернативних джерел енергії;
- Пояснювальну записку до проекту будівництва об'єктів електроенергетики з використанням альтернативних джерел енергії;
- Копію зареєстрованої декларації про початок виконання будівельних робіт або дозволу на виконання будівельних робіт;

- Копію технічних умов приєднання до електричних мереж електроустановки, яка виробляє електричну енергію з використанням альтернативних джерел енергії;
- Копію зареєстрованої декларації про готовність об'єкта до експлуатації;
- Копію кошторисної частини проектної документації будівництва об'єктів електроенергетики з використанням альтернативних джерел енергії.

Після подання заяви та усіх необхідних документів, протягом 30 календарних днів з дня надходження заяви, НКРЕКП розглядає їх, та протягом 5 робочих днів після прийняття рішення повідомляє заявника письмово.

### 1.3 Особливості та вимоги законодавства та нормативних обмежень щодо спорудження ФЕС потужністю 10 МВт

Згідно пункту 6 стандарту підприємства «Національна енергетична компанія «Укренерго» описаного у документі «ВИМОГИ ДО ВІТРОВИХ ТА СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ ПРИ ЇХНІЙ РОБОТІ ПАРАЛЕЛЬНО З ОБ'ЄДНАНОЮ ЕНЕРГЕТИЧНОЮ СИСТЕМОЮ УКРАЇНИ» для приєднання сонячних електростанцій вказано наступне:

Згідно пункту 6.1 технічні процедури приєднання сонячних електростанцій до електричних мереж системи передачі та системи розподілу електроенергії здійснюється на загальних підставах в порядку, визначеному нормативними документами, які регулюють взаємовідносини Оператора системи передачі та Оператора системи розподілу з Замовником будівництва сонячних електростанцій. Приєднання здійснюється згідно з проектно-кошторисною документацією, яка розроблюється Замовником відповідно до умов Договору про приєднання з врахуванням технічних вимог Оператора системи передачі та/або Оператора системи розподілу електроенергії. Проектно-кошторисна документація має визначати точку приєднання сонячної електростанції на межі технологічного з'єднання електроустановок електростанцій та системи передачі або системи

розподілу електроенергії і розроблятися окремими частинами (томами) відповідно до мереж Оператора та Замовника. Прийняття в експлуатацію закінчених будівництвом сонячних електростанцій здійснюється відповідно до діючих нормативно-технічних документів після комплексного випробування обладнання та перевірки спільної роботи основних агрегатів та всього допоміжного обладнання під навантаженням.

Згідно пункту 6.2.2 «схеми приєднання» Приєднання сонячних електростанцій до електричних мереж загального призначення необхідно виконувати на основі проектної документації виконаної у відповідності до СОУ-Н ЕЕ 40.1.00100227-101 та виданих ТУ на їх приєднання. Схеми приєднання повинні визначатися на стадії видачі ТУ у відповідності з «Правилами приєднання» з врахуванням встановленої потужності електростанцій та напруги приєднання до мережі та затверджуватися: для електростанцій потужністю від 150 кВт до 2 МВт - оператором системи передачі або оператором системи розподілу; для електростанцій потужністю понад 2 МВт - оператором системи передачі або оператором системи розподілу електроенергії за попереднім узгодженням з системним оператором; для електростанцій, що приєднанні до магістральної електричної мережі, а також електростанцій потужністю понад 25 МВт, незалежно від напруги приєднання - системним оператором. Напругу та спосіб приєднання лінії видавання потужності сонячної електростанції визначають залежно від необхідної пропускної спроможності та параметрів окремих елементів електричної мережі, прилеглої до ТЗП, виходячи із наступних вимог: забезпечення видачі повної потужності електростанції в нормальній схемі електричної мережі, прилеглої до ТЗП; при нормативних аварійних відключеннях, за відсутності дії протиаварійної автоматики, не повинні перевантажуватися елементи електричної мережі, прилеглої до ТЗП, які призначені для видачі потужності електростанцій встановленою потужністю більше 2 МВт; в ремонтних схемах, відключення окремих елементів в контрольованих перетинах мережі загального призначення, прилеглої до енерговузла в якому працює електростанція (або група

електростанцій), допустимо обмеження видачі сумарної потужності групи електростанцій в межах цього енерговузла на величину до 100 МВт, але не більше 50% від встановленої сумарної потужності електростанцій енерговузла; схема приєднання не повинна вимагати додаткової реконструкції електричних мереж (окрім тієї, яка необхідна для видавання потужності сонячної електростанції); приєднання генеруючих установок до електричних мереж не має призводити до порушення нормативних вимог щодо надійності електропостачання та якості електричної енергії. При визначені ТЗП сонячної електростанції до електричною мережі необхідно виходити з того, що такою точкою може бути: місце відгалуження на ПЛ, за умови, що на ПЛ відсутні інші відгалуження. ТЗП має задовольняти вимоги, що містяться в п.13.5 та п.13.7 СОУ-Н ЕЕ 40.1.00100227-101; розподільчий пристрій підстанції або електростанції гарантованої потужності, за умов достатньої пропускної спроможності їх зв'язку з мережею, враховуючи додаткову потужність приєднаних сонячних електростанцій. Місце розрізу ПЛ у разі спорудження заходів вказаної лінії на ЦПС електростанцій, якщо вони не перевищують 10 км, а загальна довжина ЛЕП повинна задовольняти вимоги п.13.5 та п.13.7 СОУ-Н ЕЕ 40.1.00100227-101. Виходячи з доцільності використання простих схем приєднання, бажано, щоб сонячні електростанції мали одну ТЗП. Однак залежно від потужності електростанцій, їх компонування, схеми внутрішньої мережі та черг їх розвитку можливе приєднання електростанцій до кількох ТЗП. Для такого приєднання електрична схема сонячної електростанції може складатися з кількох електрично незалежних частин, кожна з яких приєднується до окремої ТЗП, можливо і в мережах різної напруги.

Під час розроблення проектів з будівництва СЕС враховуються вимоги Законів України "Про охорону навколишнього середовища", "Про охорону атмосферного повітря", чинні будівельні норми, санітарні норми і правила, основні екологічні, санітарногігієнічні та протипожежні норми і обмеження:

- Закон України "Про охорону навколишнього середовища" від 25 червня 1991, № 1264-ХІІ;

- Закон України "Про охорону атмосферного повітря" від 16 жовтня 1992, №2707-ХІІ;
- Закон України "Про захист рослин" від 14 жовтня 1998, № 180-ХІV;
- Закон України "Про тваринний світ" від 13 грудня 2001, № 2894-ІІІ;
- Закон України "Про природно-заповідний фонд України" від 16 червня 1992, № 2456-ХІІ;
- ДБН А.2.2-3-2014 Проектування. Склад, порядок розроблення, погодження та затвердження проектної документації для будівництва;
- ДБН А.2.2-1-2003 Проектування. Склад і зміст матеріалів оцінки впливів на навколишнє середовище (ОВНС) при проектуванні і будівництві підприємств, будинків і споруд;
- ДСП-201-97 Державні санітарні правила охорони атмосферного повітря населених місць;
- ДСТУ-Н Б В.1.1-27:2010 «Будівельна кліматологія»

Техніко – економічне обґрунтування (ТЕО) – це основний документ який обґрунтовує доцільність інвестицій в проект. Інвестиції деталізуються та уточнюються рішення, прийняті на стадіях перед проектних обґрунтувань інвестицій. ТЕО складається з наступного:

- вихідні данні та умови;
  1. цілі інвестування;
  2. загальна характеристика об'єкту інвестування;
  3. дані про стан ресурсів;
  4. результати попередніх досліджень та перевірок.
- Ринок та потужність підприємства, номенклатура продукції;
- Рівень забезпеченості підприємства ресурсами;
- Місцезнаходження підприємства;



- Обґрунтування технічного рішення;
- Обґрунтування будівельного рішення;
- Організація транспортування крупногабаритного та важкого обладнання;
- Оцінка впливу на оточуюче середовище;
- Кадри та соціальний розвиток;
- Графік реалізації проекту;
- Економічна оцінка та фінансовий аналіз;
- Висновки та пропозиції;
- Додатки: документи, узгодження, графічні матеріали.

ТЕО деталізує рішення, які були прийняті після проведення передінвестиційного дослідження. Даний документ має значне місце для інвестора, так як маючи достатньо інформації, ризик на етапі реалізації на який може потрапити інвестор зменшується. Тому важливо розробити ТЕО перед інвестуванням у проект, для того щоб мати можливість детально бачити чи вартий даний проект інвестувань.

Коли техніко-економічне обґрунтування розроблене, визначаються наступні техніко-економічні і фінансові показники:

- Вартість товарної продукції (млн. грн.);
- Загальна чисельність працівників (з врахуванням робочих);
- Кількість (приріст) робочих місць;
- Загальна вартість будівництва (млн. грн.);
- Вартість загальних виробничих фондів (млн. грн.);

- Тривалість будівництва (років);
- Питомі капіталовкладення (грн./од. продукції);
- Собівартість основних видів продукції (грн./од.);
- Чистий прибуток (млн. грн.);
- Період окупності капіталовкладень (років);
- Внутрішня норма рентабельності (%).

На основі проведених вище досліджень та після виявлення усіх показників приймається рішення про інвестування. Коли замовник прийняв рішення щодо фінансування проекту, він має звернутися до органів місцевого самоврядування для надання земельної ділянки і укласти договір про фінансування проекту.

Отже, техніко – економічне обґрунтування є аналізом доцільності проекту, який показує наскільки вигідно вкладати фінанси у проект та чи принесе він прибуток.

#### 1.4 Технічне завдання на проектування ФЕС 10 МВт

Робочий проект "Будівництво сонячної електростанції потужністю 10 МВт за межами міста Генічеськ, Херсонської області" виконаний на підставі наступних матеріалів:

- завдання на проектування ТОВ "ГРІНВЕЙН СОЛАР ГРУП";
- топографо-геодезичної зйомки, ФОП Мисюра Ю.В. у липні 2019 р.;
- науково-технічного звіту з інженерно-геологічних вишукувань, ФОП Мисюра Ю.В. у липні 2019 р.;
- технічних умов №0050099608, на приєднання до електричних мереж АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ від 27.12.2018 р.;

- даних натурального обстеження об'єкту;
- містобудівні умови та обмеження для проектування об'єкта будівництва "Наказом відділу містобудування управління економічного розвитку та інвестицій Генічеської райдержадміністрації".

СЕС складається з масиву фотоелектричних модулів, інверторів (для отримання змінного струму), комплектних трансформаторних підстанцій (КТП 10/0,4 кВ для підвищення напруги та передачі електроенергії) та розподільчого пункту 10 кВ (для збору потужності СЕС та її видачі в мережу).

В склад проекту сонячної електростанції за межами території міста Генічеськ, Херсонської області входять:

- інверторне обладнання одиничною потужністю 100 кВт (100 шт.);
- фотоелектричні модулі одиничною потужністю 500 Вт (21600 шт.);
- комплектні трансформаторні підстанції 10/0,4 кВ з силовим трансформатором потужністю 2500 кВА (4 шт.);
- розподільчий пункт 10 кВ (1 шт.);

Встановлюються силові масляні трансформатори потужністю 2500 кВА типу ТМ-2500/10/0,4, номінальною частотою 50 Гц, зі з'єднанням обмоток Ду-11

Проектований розподільчий пункт 10 кВ (далі РП 10 кВ) відкритого виконання складається з трьох блоків кабельної лінії 10 кВ, трьох блоків вакуумного вимикача 10 кВ, блоку трансформатора власних потреб 10/0,4 кВ та блоку вимірювальних трансформаторів напруги та загальнопідстанційного пункту (ЗПК).

ЗПК – мобільна будівля з габаритними розмірами 5,4 x 2,8 м, висотою від підлоги до стелі 2,4м комплектної поставки. В будівлі передбачено розташування шаф релейного захисту і автоматики.

Фундамент ЗПК запроектований з ФБС блоків.

Прокладка кабелів вторинної комутації по території РП 10 кВ виконується в надземник кабельних залізобетонних лотках.

Для перетворення сонячного випромінювання в електроенергію постійного струму на опорних конструкціях встановлюється масив фотоелектричних модулів (ФЕМ) типу Risen Energy RSM150-8-500M з максимальною потужністю 500 Вт (пік). ФЕМ послідовно з'єднуються власними кабелями постійного струму в стрінги по 18 фотоелектричних модулів. Далі генерована потужність від збірок ФЕМ за допомогою PV кабелів прерізом 6 мм<sup>2</sup> передається до інверторів постійного струму в змінний типу SUN2000-100KTL-M1. Від інверторів генерована потужність передається до КТП 10/0,4 кВ з підвищувальними трансформаторами потужністю 2500 кВА. Внутрішньомайданчикові мережі 10 кВ виконано кабельною лінією.

Для перетворення сонячного випромінювання в електроенергію постійного струму проектом передбачено встановлення фотоелектричних модулів ФЕМ типу RSM150-8-500M, виробництва "Risen Energy", модулі - монокристалічні. До складу модуля входять приєднувальні коробки, які інтегровані в його конструкцію. Кожна коробка має два PV кабелю, довжиною 1200 мм, з конекторами плюсового і мінусового виводів для швидкої комутації та виключення помилкових з'єднань. Модуль обрамлений в алюмінієву раму з технологічними отворами для його механічної фіксації на опорних металевих конструкціях (столах).

Прокладку мереж постійного струму від ФЕМ до інвертору передбачено на конструкціях та в траншеях як сумісно з мережами 0,4 кВ та системи моніторингу, так і лише окремо в траншеях типу Т-3 та Т-5. Переходи PV проводів між столами виконуються в жорсткій ПВХ трубі Ø50 мм стійкій до ультрафіолетового випромінювання. При прокладці PV проводів в траншеї їх протягують в ПЕ трубу Ø32 мм (не більше 4 проводів в одній трубі), підйоми і опуски проводів виконують вздовж стійок столів в ПЕ трубі Ø32 мм.

Інвертори перетворюють електроенергію постійного струму, яку виробляють фотоелектричні модулі, в електроенергію змінного трифазного струму синусоїдальної форми. Передбачено установку інверторів постійного струму в змінний типу SUN2000-100KTL-M1 виробництва «HUAWEI». На 100 інверторів підключається 1200 стрінгів по 18 шт. фотоелектричних модулів. Інвертор має 20 входів (стандартно по 2 стрінги на 1 MPPT-трекер).

### 1.5 Типова структура мережевих та фотоелектричних наземних станцій

Високотужна сонячна електростанція – це комплекс об'єднаних між собою електричних конструкцій та елементів і чим більше потужність електростанції – тим більше електричних елементів потрібно встановити. Розглянемо структуру такої електростанції. Як відомо – основним елементом сонячної електростанції є фотоелемент – сонячна панель. Об'єднані в гігантську павутину, сонячні панелі здатні генерувати величезні потужності. Кожна сонячна панель з'єднується між собою, потім виводиться загальний кабель на інвертор. Інвертор може приєднувати до себе велику кількість панелей, тому для зручності використовують з'єднання так званих «столів». Стіл представляє собою конструкцію на яку кріпляться сонячні панелі. Таким чином кожна панель на столі з'єднується між собою і виводиться один загальний кабель. Тож до інвертора можуть підключатися декілька десятків столів, в залежності від того на яку потужність розрахований інвертор. Після того як усі панелі на полі електростанції були підключені до інверторів, кожен інвертор кабельною лінією з'єднується з розподільчим пристроєм низької напруги, в якому встановлені захисні апарати. Від РПНН, до якого приєднано декілька інверторів, кабельна лінія відходить до трансформатора на комплектної трансформаторної підстанції. КТП також має захисну апаратуру яка захищає усю мережу від аварій та виходу з ладу апаратури. Так як сонячна електростанція має великі розміри, то і кількість КТП залежить від допустимої потужності. Кожна з КТП з'єднується кабелем, а потім приєднується до найвищого за потужністю елементу сонячної електростанції – розподільної установки. РУ являє собою останню ланку в

конструкції сонячної електростанції, далі від нього уся електростанція приєднується до загальної мережі. Тож можна зробити висновок, що уся сонячна електростанція побудована «сходовим» методом – від низької напруги до високої. Даний тип побудови зумовлений тим, що кожен з елементів має важливу роль у збиранні потужності з кожного елемента в один, а також захисту усього електрообладнання. При виході з ладу одного елемента з ланки – вище стоячий елемент захистить усі інші.

Отже, кожна сонячна електростанція складається з наступних елементів:

- 1) Сонячні панелі.
- 2) Інвертори.
- 3) Розподільчі пристрої низької напруги (РПНН).
- 4) Комплектна трансформаторна підстанція (КТП).
- 5) Розподільна установка (РУ).

Розглянемо більш детально кожній з елементів.

1) Сонячні батареї (панелі) - це об'єднані між собою в одній конструкції фотоелектричні перетворювачі (фотоелементи). Фотоелементи - це напівпровідникові пристрої за допомогою яких сонячне світло перетворюється в постійний електричний струм.

Є декілька видів сонячних панелей:

- З монокристалів;

Це поширений вид сонячних панелей, адже завдяки міцному корпусу волога не потрапляє в систему. Широко використовується в садовому освітленні, підживлення електричних приладів або світильників.

- Полікристалічні;

Це гарна альтернатива монокристалічним сонячним батареям. В основі даних панелей застосований кремній, який має яскраво синій колір. Такі панелі використовуються у парках, садах, освітлення вулиць, для заряджання акумуляторів.

Вихідний струм сонячних панелей залежить від інтенсивності сонячного випромінювання та розміру сонячних елементів.

Для підключення збірок від фотоелектричних модулів (ФЕМ) до інвертору передбачено одножильний кабель постійного струму напругою до 1,5 кВ (PV кабель), з мідною жилою, з подвійною ізоляцією стійкою до ультрафіолетового випромінювання марки PV, перерізом жили 1x6 мм<sup>2</sup>. Для зручності монтажу проводи від кожного стрінгу (4 шт.) стягуються між собою хомутами.

2) Інвертори – пристрої які призначені для перетворення постійної напруги, яка надходить з сонячних панелей, в змінну.

Під час роботи інвертора напруги джерела постійної напруги періодично підключається до кола навантаження з метою періодичної зміни полярності напруги на затискачах навантаження. Частота перемикання та час задається сигналами управління, які формуються керуючої схемою (контролером). Контролер також може вирішувати додаткові завдання такі як регулювання напруги, синхронізація частоти перемикання перемикачів, захист від перевантаження та ін. Принципово розділяють автономні інвертори – інвертори струму та напруги, та залежні інвертори – ті які працюють за рахунок мережі (керуються мережею). На СЕС можуть використовувати інвертори які можуть працювати синхронно з промисловою мережею. Найпоширенішим видом інверторів на сонячних електростанціях є автономні інвертори – інвертори які працюють на мережу в якій немає інших джерел електроенергії. Автономний інвертор складається з:

- Вхідний фільтр – забезпечує необхідну якість вхідного струму або напруги, нормальне функціонування вентиляного комутатора.

- Вентильний комутатор – забезпечує перетворення і регулювання параметрів змінного струму – частоти і амплітуди.
- Вихідний трансформатор – існує для узгодження вихідної напруги з напругою споживача.
- Вихідний фільтр – забезпечує якість вихідної напруги.

Для передачі генерованої потужності від інвертору до КТП 35/0,4 кВ з підвищувальними трансформаторами потужністю 2500 кВА застосовується кабель силовий з алюмінієвими токопровідними жилами, з ізоляцією із зшитого поліетилену типу АПвВГ .

3) РПНН – пристрій призначений для прийому та розподілення електроенергії, захисту від перевантаження та струмів короткого замикання в мережах. РПНН комплектуються захисними апаратами такими як ввідні вимикачі та запобіжники, що слугують надійним захистом від виникнення аварій. Є складовою частиною комплектної трансформаторної підстанції. В РПНН також встановлюються апарати захисту, вимірювальне обладнання, засоби релейного захисту та автоматики а також допоміжні пристрої з усіма внутрішніми електричними з'єднаннями головних і допоміжних ланцюгів. Напруга через ввідні вимикачі та запобіжники подається на шини, від яких відходить на трансформатор.

4) КТП – слугує для прийому, перетворення і розподілу електричної енергії трифазного змінного струму частотою 50 Гц. Складається з вводу високої та низької напруги, захисного апарату (роз'єднувача) і трансформатора. Вводом низької напруги слугує РПНН, який кабельними лініям під або над землею з'єднується з трансформатором, котрий слугує перетворювачем електричної напруги. Від трансформатора лінії відходять на захисний апарат – роз'єднувач, який знаходиться на вводі високої напруги. Від роз'єднувача кабельні або повітряні лінії відходять до розподільної установки. Трансформатори можуть бути масляними або сухими, з природним або примусовим охолодженням (вентилятори).



КТП складаються з блоку вводу 10 кВ, блоку 10 кВ захисту трансформатора, силового масляного трансформатору та комплектного розподільчого пристрою низької напруги (РУНН) 0,4 кВ.

Встановлюються силові масляні трансформатори потужністю 2500 кВА типу ТМ-2500/10/0,4, номінальною частотою 50 Гц, зі з'єднанням обмоток Ду11.

5) Розподільчий пункт – це електричний пристрій який призначений для прийому електроенергії від КТП і подальшого її розподілення. Розподільчий пункт складається з:

- Роз'єднувачів – для розмикання електричного кола та створення видимого розриву контактів.
- Трансформаторів струму і напруги - для перетворення струму і напруги у зручне для вимірювання і роботи вимірювальних приладів значення.
- Вимірювальних приладів - для контролю за станом роботи установки.
- Збірні шини – для передачі електроенергії.
- Розрядники – для обмеження перенапружень в мережі.
- Електричні реактори – для обмежування струмів короткого замикання і перетворення їх до малої, безпечної величини.

Розподільчі пункт приймають електроенергію від усіх КТП, після чого приєднуються до зовнішньої мережі та передають електроенергію на оптовий ринок електроенергії.

Проектований розподільчий пункт 35 кВ (далі РП 35 кВ) відкритого виконання складається з трьох блоків кабельної лінії 35 кВ, трьох блоків вакуумного вимикача 35 кВ, блоку трансформатора власних потреб 35/0,4 кВ та блоку вимірювальних трансформаторів напруги та загальнопідстанційного пункту (ЗПК).

Усі вище перераховані елементи є обов'язковими для функціонування сонячної електростанції і є необхідним мінімумом. Також за бажанням можна встановити додаткове обладнання.

Перед початком проектних робіт проводиться розрахунок сонячної електричної станції. На даному етапі розраховується потужність СЕС. Під час спорудження, електростанція будується таким чином, щоб вона могла компенсувати потужність особистого енергоспоживання, тобто з запасом потужності. Приблизна ціна спорудження сонячної електростанції складає 1 мільйон доларів на 1 мегават потужності. Прибуток від встановлення сонячної електростанції складає приблизно 6 мільйонів гривень на 1 мегават потужності.

Для встановлення сонячної електростанції необхідно виконати наступні дії:

- 1) Погодити місце встановлення сонячної електростанції;
- 2) Визначити плановану потужність сонячної електростанції;
- 3) Погодити комплект обладнання для будівництва сонячної електростанції;
- 4) Погодити тип конструкцій на які будуть встановлюватися сонячні модулі; 5) Погодити марку та виробника мережевих інверторів які будуть встановлені на сонячній електростанції;
- 6) Забезпечити доставку та встановлення обладнання для будівництва сонячної електростанції;
- 7) Написати заяву – повідомлення енергопостачальній компанії та підготувати схему підключення сонячної електростанції;
- 8) Узгодити з енергопостачальником схему підключення та укласти договір на улаштування вузлів обліку, отримати рахунок на оплату цих послуг з улаштування автоматизованого обліку;

9) Протягом 5 днів з моменту оплати послуг енергопостачальник має привести систему автоматизованого обліку в активний стан для можливості обліку виробленої та спожитої електроенергії;

10) Між енергопостачальником та власником сонячної електростанції укладається додаткова угода купівлі – продажу електроенергії.

#### 1.6 Висновки та постановки задач щодо розробки проекту електричної частини ФЕС потужністю 10 МВт у м. Генічеськ

Сонячна електростанція – це надзвичайно цікавий і в той же час складний проект. Сонячне світло, наряду з водою та повітрям – найбільш стабільний та невичерпний ресурс. Воно є абсолютно безпечним для людини та навколишнього середовища, так як є необхідною складовою для існування майже для усього на нашій планеті. Саме тому, сонячне світло доцільно використовувати для вироблення електроенергії по всій території України, а отже побудова сонячних електростанцій на території України – це крок у яскраве та здорове майбутнє. На сьогодні, Україна робить стрімкі, важливі кроки для розширення використання альтернативних видів палива, в тому числі і сонячної енергії, для зниження залежності від невідновлюваних видів палива. За планом, до 2030 року планується збільшити в 10 разів використання відновлюваних джерел енергії, та на 15% скоротити споживання природного газу. Ми маємо одну з найпривабливіших інвестиційних структур в Європі, наявність ресурсів і земельних ділянок, пільговий тариф, державна підтримка. Завдяки цьому інтерес до сонячної енергетики не падає, а навпаки – зростає.

Під час розробки проекту електричної частини ФЕС потужністю 10 МВт у м. Генічеськ потрібно врахувати встановлення всіх найважливіших вузлів.

В склад проекту сонячної електростанції за межами території міста Генічеськ Херсонської області входять:

- інверторне обладнання одиничною потужністю 100 кВт (100 шт.);
- фотоелектричні модулі одиничною потужністю 500 Вт (21600 шт.);
- комплектні трансформаторні підстанції 10/0,4 кВ з силовим трансформатором потужністю 2500 кВА кВА (4 шт.);
- розподільчий пункт 10 кВ (1 шт.).

Для перетворення сонячного випромінювання в електроенергію постійного струму проектом передбачено встановлення фотоелектричних модулів ФЕМ типу RSM150-8-500M, виробництва “Risen Energy”, модулі - монокристалічні. До складу модуля входять приєднувальні коробки, які інтегровані в його конструкцію. Кожна коробка має два PV кабелю, довжиною 1200 мм, з конекторами плюсового і мінусового виводів для швидкої комутації та виключення помилкових з'єднань. Модуль обрамлений в алюмінієву раму з технологічними отворами для його механічної фіксації на опорних металевих конструкціях (столах).

Інвертори перетворюють електроенергію постійного струму, яку виробляють фотоелектричні модулі, в електроенергію змінного трифазного струму синусоїдальної форми. Передбачено установку інверторів постійного струму в змінний типу SUN2000-100KTL-M1 виробництва «HUAWEI».

На 100 інверторів підключається 1200 стрінги по 18 шт. фотоелектричних модулів. Інвертор має 20 входів (стандартно по 2 стрінги на 1 MPPT-трекер).

Встановлюються силові масляні трансформатори потужністю 2500 кВА типу ТМ-2500/10/0,4, номінальною частотою 50 Гц, зі з'єднанням обмоток Ду-11.

Проектований розподільчий пункт 10 кВ (далі РП 10 кВ) відкритого виконання складається з трьох блоків кабельної лінії 10 кВ, трьох блоків вакуумного вимикача 10 кВ, блоку трансформатора власних потреб 35/0,4 кВ та блоку вимірювальних трансформаторів напруги та загальнопідстанційного пункту (ЗПК). ЗПК – мобільна будівля з габаритними розмірами 5,4 x 2,8 м, висотою від

підлоги до стелі 2,4 м комплектної поставки. В будівлі передбачено розташування шаф релейного захисту і автоматики.

Фундамент ЗПК запроєктований з ФБС блоків.

Прокладка кабелів вторинної комутації по території РП 35 кВ виконується в надземних кабельних залізобетонних лотках.

Підводячи підсумок, можна стверджувати, що сонячна енергетика – це загальносвітовий тренд, який с кожним днем набуває високої популярності через свою економічність, прибутковість, безпечність та екологічність. Станом на 2020 рік, сонячна енергетика є одним із найперспективніших та динамічних видів електроенергетики в світі та Україні. Сонячні електростанції можна будувати усюди, де є доступ до сонячного світла, що є їх однією з найбільших переваг над іншими видами генерації електроенергії.

## 2. Спеціальний розділ

### 2.1 Вибір типу і параметрів фотоелектричних модулів (ФЕМ) до встановлення на ФЕС

Точні розрахунки та інжиніринг систем енергопостачання з відновлювальними джерелами енергії є запорукою їх продуктивної та безаварійної експлуатації, істотної економії ресурсів і мінімізації зовнішнього енергоспоживання. Для правильного розрахунку таких систем енергопостачання і обліку різних параметрів, що впливають на їх продуктивність, використовуються спеціальні програми, автокалькулятори і статистичні метеодані - сонячна інсоляція, швидкість вітру, температура та інші умови. Не існує єдиного підходу до розрахунку всіх типів систем, тому виділимо основні параметри.

#### 2.1.1 Кут нахилу панелей

Кут нахилу розраховується за наступною формулою:

$$\beta = 0,76\varphi + 3,1^\circ = 0,76 * 46 + 3,1 = 38^\circ$$

де  $\beta$  – кут нахилу активної поверхні панелі до горизонту, °

$\varphi$  – широта місцевості, де встановлюється ФЕС, °

ФЕМ встановлюються на комплект опорних металоконструкцій (стіл) з кутом нахилу 38°. Кут нахилу обрано оптимальним з урахування кута нахилу сонця для майданчика на якому будується фотоелектрична станція.

### 2.2 Розрахунок приведених експлуатаційних параметрів ФЕМ

При виборі фотоелектричних модулів слід звернути увагу на такі параметри:

1. STC (Standard Test Conditions), що визначає стандартні тестові умови:

- рівень інсоляції повинен бути 1000 Вт на м<sup>2</sup>;
- температура сонячного модуля – 25°C;
- спектр випромінювання повинен відповідати відносній масі атмосфери 1,5;
- швидкість вітру 0 м/с.

Це відповідає орієнтації панелей на південь під кутом до горизонту в 37 ° і модулює наближені до весняних умов роботи модуля, на який сонячні промені опівдні падають перпендикулярно поверхні. На практиці це означає, що тільки деколи фотопанелі зможуть видавати заявлену виробником потужність, вираховану за стандартом STC. Будь-яке відхилення від стандарту, наприклад, кута падіння сонячних променів або температури модуля буде призводити до зниження фактично вироблюваної потужності.

2. NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) - температура модуля при типових умовах експлуатації, яка стало однією з основних характеристик панелей.

NOCT визначається за таких умов:

- інсоляція 800 Вт/м<sup>2</sup>;
- температура повітря 20°C;
- орієнтації модуля на ПД.

Чим нижче NOCT панелі, тим краще вона буде працювати. Залежно від використовуваних матеріалів і якості монтажу, температура модуля може бути на 15-30°C вище температури навколишнього середовища. Чим вище це значення, тим більше енергії буде втрачатися. Завжди потрібно звертати увагу на параметр NOCT при виборі фотомодуля – у якісного виробника він не перевищує 47 °C. Так само, дуже важливо знати, що NOCT має на увазі відкриту задню поверхню модуля для можливості природного охолодження. В іншому випадку, панелі перегріються і їх коефіцієнт корисної дії впаде.

Для перетворення сонячного випромінювання в електроенергію постійного струму проектом передбачено встановлення фотоелектричних модулів ФЕМ типу RSM150-8-500M , виробництва “Risen Energy”, модулі – монокристалічні. До складу модуля входять приєднувальні коробки, які інтегровані в його конструкцію. Кожна коробка має два PV кабелю, довжиною 1200 мм, з конекторами плюсового і мінусового виводів для швидкої комутації та виключення помилкових з'єднань. Модуль обрамлений в алюмінієву раму з технологічними отворами для його механічної фіксації на опорних металевих конструкціях (столах).

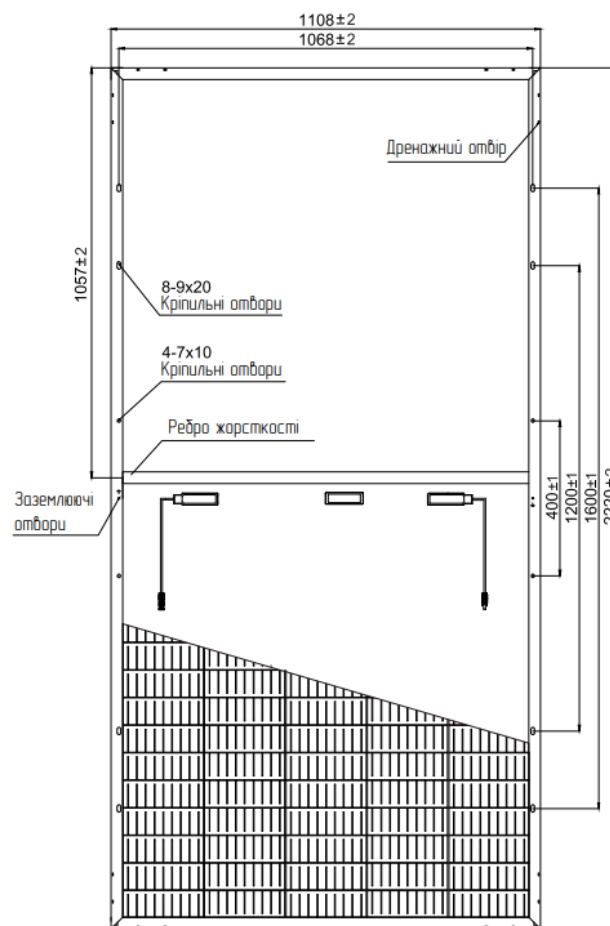


Рисунок 2.2.1 - Зображення сонячної панелі “Risen Energy” типу RSM150-8-500M

Очікувана температура модуля обчислюється з NOCT за формулою:

$$\begin{aligned}
 T_{PTC} &= 20 + 1,389 * (NOCT - 20) * (0,9 - \eta) \\
 &= 20 + 1,389 * (44 - 20) * (0,9 * 0,203) = 43,23^{\circ}\text{C}
 \end{aligned}$$



Значення  $(0,9 - \eta)$  відображає частку сонячної енергії, що досягає модуля і перетворюється в тепло. Передбачається, що 10% енергії відбивається. Частина енергії перетворюється в електрику - це корисна енергія модуля, ККД, відсоток якого вказано в технічних характеристиках. Якщо температура елемента для умов РТС визначена, то можна обчислити потужність по РТС з потужності STC за допомогою температурного коефіцієнта (зазначеного в технічних характеристиках) потужності (СТ):

$$\begin{aligned} P_{PТС} &= P_{STC} * [1 - C_T(T_{PТС} - 25^{\circ}\text{C})] = 500 * [1 - 0,0037 * (43,23 - 25)] \\ &= 466,27 \text{ Вт} \end{aligned}$$

Це складає  $P_{PТС} / P_{STC} = 93,25\%$  від номіналу.

### 2.3 Вибір кількості та параметрів інверторного обладнання для покриття потужності фотоелектричної станції

Інвертори перетворюють електроенергію постійного струму, яку виробляють фотоелектричні модулі, в електроенергію змінного трифазного струму синусоїдальної форми. Передбачено установку інверторів постійного струму в змінний типу SUN2000-100KTL-M1 виробництва «HUAWEI». Інвертор має 20 входів (стандартно по 2 стрінги на 1 МРРТ-трекер). При підключенні до одного МРРТ-трекера трьох стрінгів на один із входів використовується здвоєний конектор для паралельного підключення стрінгів, ланцюг захищається запобіжниками 15 А на плюсових підключеннях.

Потужність ФЕС визначається потужністю інверторного обладнання, встановленого на ній. Тому кількість інверторів може бути розрахована наступним чином:

$$N_{\text{інв}} = \frac{P_{\text{ФЕС}}}{P_{\text{ном.інв}}} = \frac{10 \text{ МВт}}{100 \text{ кВт}} = 100 \text{ шт.}$$

де  $P_{\text{ФЕС}}$  – потужність фотоелектричної станції, відповідно до технічних умов, кВт;

$P_{\text{ном.інв}}$  – номінальна одинична потужність інвертора, прийнятого до встановлення, кВт.

Номінальна потужність мережевого інвертора на стороні змінного струму АС визначає максимальну потужність, яка може бути видана в мережу, до якої підключений інвертор. Цей параметр завжди вказується в технічному паспорті. Інвертор для оптимальної ефективності повинен працювати як можливо ближче до номінальної потужності. Ефективність перетворення (ККД) може складати до 98% в залежності від моделі. В обраному інверторі ККД складає 98,6% від номінальної потужності. Потужність по постійному струму DC, як правило не фіксована і визначається на основі вихідної потужності. Оптимальний діапазон потужності сонячних батарей складає від 80 до 120% від номінальної вихідної потужності інвертора. Виробники інверторів зазвичай рекомендують трохи «перенавантажувати» інвертор по стороні постійного струму, оскільки потужність сонячних батарей завжди задається для умов STC, які рідко досягаються на практиці. Робочий діапазон інвертора знаходиться між значеннями напруги старту  $U_{dc \text{ start}}$  і максимальною напругою  $U_{dc \text{ max}}$ . Як тільки напруга постійного струму зі сторони сонячних батарей досягає значення  $U_{dc \text{ start}}$ , перетворювач активується і починає пошук точки максимальної потужності MPP. Якщо ця точка знаходиться між  $U_{dc \text{ min}}$  і  $U_{dc \text{ start}}$ , інвертор запуститься і почне працювати. Поки напруга не перевищує мінімальне значення діапазону MPPT  $U_{mpp \text{ min}} - U_{mpp \text{ max}}$ , інвертор працює з неповною потужністю. Найвища ефективність перетворювача досягається з напругою  $U_{\text{ном}}$ , так що конфігурація ланцюгів сонячних батарей повинна видавати напругу, близьку до  $U_{\text{ном}}$  інвертора.

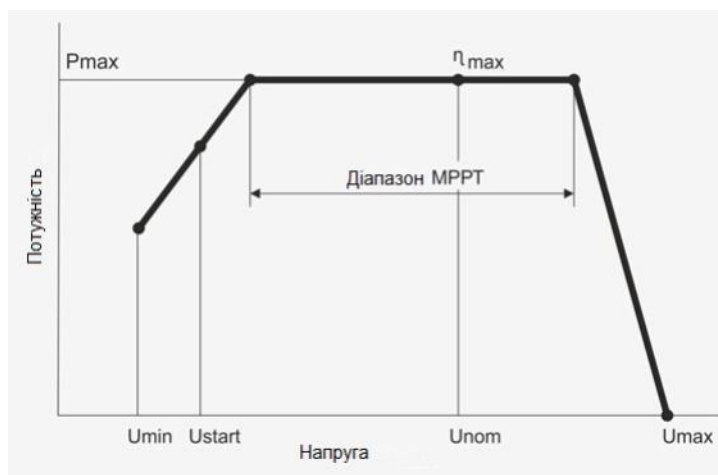


Рисунок 2.3.1 - Графік роботи інвертора сонячної електростанції

Кожен інвертор має діапазон напруги MPPT, вказаний в технічному паспорті. Цей параметр визначає, при якій напрузі на вході постійного струму інвертора буде виявлена максимальна точка потужності алгоритмом MPP. Іншим важливим параметром, є мінімальна напруга перемикання інвертора. Це значення напруги PVмодулей, при яких інвертор запускається і починає генерувати енергію. У нашому випадку (таблиця нижче) діапазон MPPT становить 200-1000 В, а мінімальна напруга — 200 В. Обидва вказані значення визначають структуру підключення сонячних батарей в стрінг (ланцюг), їх кількість і спосіб з'єднання (послідовний, паралельний, паралельно-послідовний). Кожна панель в стрінгі генерує певну напругу та струм в залежності від миттєвого освітлення і відповідає вольт-амперній характеристиці. Сонячні батареї, підключені одна к одній, в залежності від схеми (послідовно, 40 паралельно), додають напругу чи струм. В будь-якому випадку ця сума не може перевищувати допустимих значень для обраної моделі інвертора на стороні постійного струму.

## 2.4 Розрахунок параметрів та схеми з'єднань стрінгів ФЕМ для підключення до інверторів

### 2.4.1 Максимальний струм у колі

Струм, що генерується сонячними батареями, залежить від типу з'єднання. В послідовному з'єднанні сила струму дорівнює значенню найбільш слабкого звена в стринзі, наприклад, частково затемненій панелі. При паралельному з'єднанні струм дорівнює сумі струмів від окремих панелей. Значення струму також залежить від температури, чим вона вище, тим вище струм, що генерується. Зміна інтенсивності струму в залежності від температури визначається коефіцієнтом  $I_{sc}$  панелі (в нашому випадку 0,05 %/K). Максимальний струм, який може генерувати одна панель, можна розрахувати за формулою:

$$I_{sc(T_r)} = I_{sc} \left( 1 + \frac{(T_r - 25)\alpha_T}{100} \right) = 12,5 * \left( 1 + \frac{(85 - 25) * 0,05}{100} \right) = 12,8 \text{ A}$$

де:

- $I_{sc}(T_r)$  — значення струму сонячної батареї при 85° C;
- $I_{sc}$  — значення струму короткого замикання в умовах STC, вказане в характеристиці модуля (12,5 A);
- $T_r$  — максимальна температура (85 °C);
- $\alpha_T$  — температурний коефіцієнт  $I_{sc}$  (0,05 %/K).

#### 2.4.2 Максимальна напруга у колі

На відміну від струму напруга, що видається сонячною батареєю, збільшиться при падінні температури панелі. Розрахунки проводять для граничної температури батареї рівної -25 ° C. Теоретично більш висока напруга буде мати місце при подальшому падінні температури, проте на практиці зимою практично неможливо отримати температуру на сонячному модулі менш ніж -25 ° C в умовах необхідної освітленості для початку генерації енергії. При розрахунку максимальної напруги враховуються:

- Напряга холостого ходу, температурний коефіцієнт  $\beta_T$ .

- Значення максимальної напруги розраховується за формулою:

$$U_{OC(T_r)} = U_{OC} \left( 1 + \frac{(T_r - 25)\beta_T}{100} \right) = 51 * \left( 1 + \frac{(-40 - 25) * (-0,29)}{100} \right) = 60,61 \text{ В}$$

де:

- $U_{OC}(T_r)$  — значення напруги при температурі — 40 °С;
- $U_{OC}$  — напруга холостого ходу (51 В);
- $T_r$  — мінімальна робоча температура (-40 °С);
- $\beta_T$  — температурний коефіцієнт модуля (-0,29%/К).

Ґрунтуючись на цьому значенні, ми можемо підрахувати кількість модулів в стрінгу, з'єднаних послідовно.

$$N_{max} \leq U_{DC \max} / U_{OC(T_r)}$$

$$N_{max} \leq 1100 / 60,61$$

$$N_{max} \leq 18$$

де  $U_{DC \max}$  — максимально допустиме значення напруги на вході перетворювача.

#### 2.4.3 Розрахунок мінімальної кількості модулів в колі з урахуванням допустимої пускової напруги інвертора

Кожний інвертор має мінімальну напругу на вході, в нашому випадку це 200 В.

В свою чергу, модулі досягають мінімальної робочої напруги при граничній температурі 70° С. Тому мінімальна кількість панелей в стрінгу розраховується для цієї ж температури, округляючи значення вгору. В цьому випадку використовуються формули:

$$U_{OC(T_{max})} = U_{OC} \left( 1 + \frac{(T_{max} - 25)\beta_T}{100} \right) = 51 * \left( 1 + \frac{(85 - 25) * (-0,29)}{100} \right) \\ = 42,126 \text{ В}$$

$$N_{min} \geq U_{DC \text{ start}} / U_{OC(T_{max})}$$

$$N_{min} \geq 200 / 42,126$$

$$N_{min} \geq 4$$

де:

- $U_{OC}(T_{max})$  — напруга при максимальній температурі 85 ° С;
- $U_{OC}$  — напруга холостого ходу (51 В);
- $T_{max}$  — максимальна робоча температура (85 ° С);
- $\beta_T$  — температурний коефіцієнт модуля (-0,29 %/К);
- $N_{min}$  — мінімальна кількість сонячних батарей;
- $U_{dcstart}$  — подаєма початкова напруга (200 В).

таким чином рекомендується встановлювати послідовно не менше 4 модулів в один стрінг.

#### 2.4.4 Визначення допустимої кількості модулів в колі з урахуванням МРР трекера інвертора

Інвертор має оптимальний діапазон напруги для роботи МРР трекера. В нашому випадку цей діапазон в межах: 200-1000 В. При визначенні кількості модулів, що підключені до одного входу МРР, необхідно визначити кількість панелей, при чому все коло буде генерувати напругу в робочому діапазоні МРРТ при певних умовах. В цьому випадку підраховується максимальна і мінімальна напруга сонячної батареї для умов МРРТ, при цьому максимальне значення напруги підраховується при  $-25^{\circ}\text{C}$  та мінімальне значення при  $+85^{\circ}\text{C}$ . На основі цих значень розраховується оптимальна кількість панелей за формулою:

$$U_{MPP(Tmax)} = U_{MPP(STC)} \left( 1 + \frac{(T_{max} - 25)\beta_T}{100} \right) = 42,45 * \left( 1 + \frac{(85 - 25) * (-0,29)}{100} \right) \\ = 35 \text{ В}$$

$$N_{min} \cdot U_{MPP(Tmax)} \geq U_{DC \min}$$

$$N_{min} * 35 \geq 200$$

$$N_{min} \geq 6$$

де:

- $U_{MPP(Tmax)}$  — напруга сонячної батареї при  $85^{\circ}\text{C}$ ;
- $U_{MPP(STC)}$  — оптимальна напруга МРРТ (42.45 В);
- $T_{max}$  — максимальна робоча температура ( $85^{\circ}\text{C}$ );
- $\beta_T$  — індекс температури модуля ( $-0,29\%/K$ );
- $N_{min}$  — мінімальна кількість модулів в стринзі;
- $U_{DC \min}$  — мінімальне значення МРРТ інвертора (200 В);

Отриманий результат округляємо до найближчого більшого значення. Таким чином, рекомендується встановити не менше 6 модулів у стрінг для оптимальної роботи МРРТ інвертора.

Фотоелектричні модулі типу RSM150-8-500M кожен 500 Вт збираються в збірку по 18 шт. Кількість панелей в стрінгу обрана для зручності монтажу та розрахунку для виходу на панельну потужність.

## 2.5 Визначення конструктивних параметрів окремого «стола» ФЕМ

ФЕМ встановлюються на комплект опорних металокопункцій (стіл) з кутом нахилу  $\varphi$ . Опорні металокопункції (столи) для встановлення ФЕМ: - стійки каркасу столу встановлюються в попередньо утворені в ґрунті отвори на глибину 1,0 м, буром 300 мм; - кріплення стійок виконується шляхом заповнення свердловини бетоном класу С12/15 (В15), F100, w4

У нашому випадку, столи виконуються фотоелектричними модулями у 4 ряди по 18 панелей в ряду (кількість модулів у збірці-стрінгу визначається з розрахунку оптимальної їх кількості для роботи інвертора у оптимальному режимі).

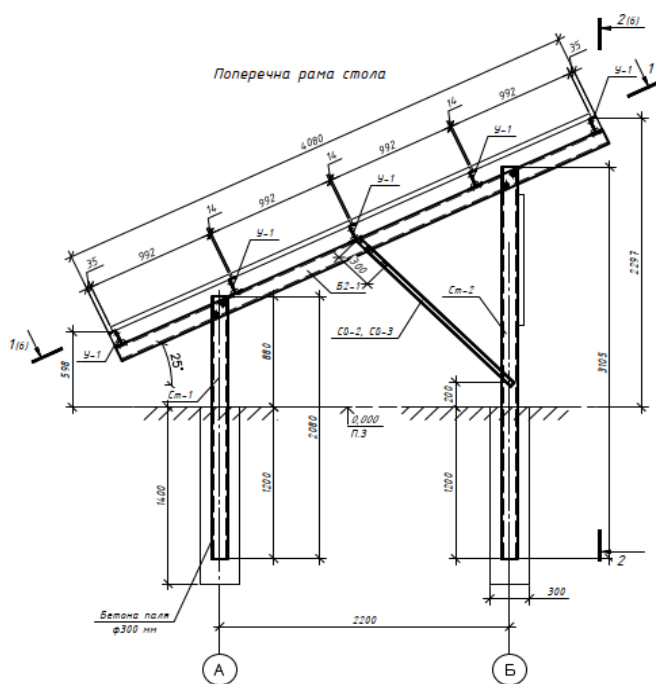


Рисунок 2.5.1 - Поперечне зображення стола



### Особливості конструкції:

1. На кожному столі розташовують по 4 («горизонтальне» розташування ФЕМ) ряди сонячних панелей. З'єднання одного ряду сонячних панелей здійснюється послідовно між собою, утворюючи один стрінг. З'єднання ряду панелей в один стрінг здійснюється заводськими подовженими виводами і конекторами. Кожен стрінг підключається проводом PV 6 мм<sup>2</sup> із застосуванням конекторів PV-C1F-S (+) та PVC1F-S (-).

2. Кожен стрінг прокладається по конструкціях столу. Кріплення виконують за допомогою хомутів з поліаміду кожні 50-70 см.

3. Прокладка стрінгів між столами (0,4 м) здійснюється в ПЕ трубі Ø32 мм довжиною 2 м. Кріплення труби до конструкції столу виконано за допомогою хомутів з поліаміду. Якщо відстань між столами в одному ряді більше 0,4 м, прокладка проводів від стрінгів здійснюється через траншею в ПВХ трубі Ø32 мм.

4. Прокладка проводів від стрінгів між рядами столів здійснюється в траншеї. Проводи стрінгів (не більше 4 шт) опускаються по стійці столу в одній ПВХ трубі Ø32 мм з кріпленням до неї хомутами в траншею на глибину 0,7 м, далі в траншеї прокладаються до інвертора. Інвертор встановлюється на окремо розташованих конструкціях, підйом проводів від стрінгів з траншеї так само здійснюється в трубі ПВХ Ø32 мм. Підключення проводів від стрінгів до інвертора виконується з лівого боку.

5. Проводи стрінгів від столів одного ряду, на якому розташований інвертор, опускаються до інвертору в трубі з кріпленням хомутами до конструкцій столу, на яких встановлений інвертор.

6. Відстань між сусідніми столами в одному ряді приймається рівною 0,4 м.

Довжина стола визначається за геометричними розмірами ФЕМ та їх кількості в одному стрінгу з урахуванням технологічних відстаней між панелями для їх кріплення до металоконструкцій (приймається за конкретними розмірами

кріпленя). Приймаємо відстань між панелями –  $\Delta_{\text{ФЕМ}} = 0,02$  м. (ширина п-образного кріплення).

Таким чином, довжина столу обчислиться:

$$L_{\text{ст}} = N_{\text{ФЕМ}} \cdot b_{\text{ФЕМ}} + (N_{\text{ФЕМ}} - 1) \Delta_{\text{ФЕМ}} = 18 \cdot 2,220 + (18 - 1) \cdot 0,02 = 40,3 \text{ м}$$

де  $b_{\text{ФЕМ}}$  – ширина модуля, м

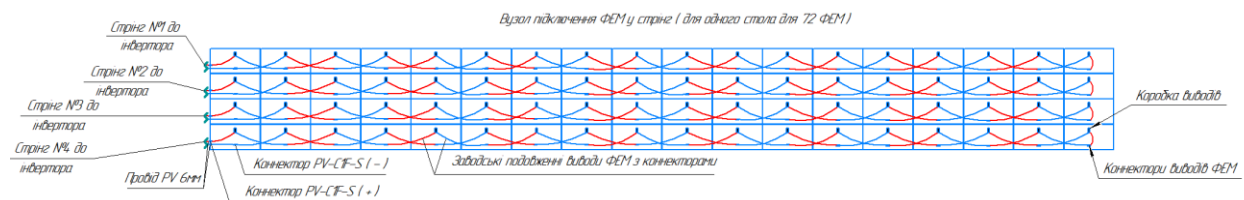


Рисунок 2.5.2 - Зображення підключення ФЕМ у стрінгу

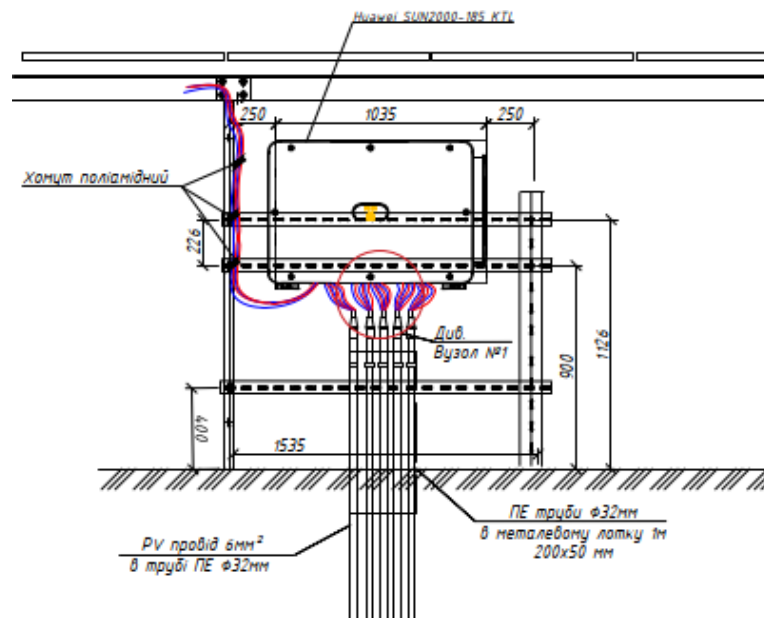


Рисунок 2.5.3 - Зображення підключення мереж постійного струму до інвертора

## 2.6 Визначення розташування інвертора

Інвертори ФЕС є першою переворювальною ланкою енергії з постійного струму у змінний для ФЕМ. Місце розташування інвертора визначається з позицій

його рівновіддаленості від крайніх столів ФЕМ, які до нього підключаються, що дозволяє зменшити протяжність мереж постійного струму та знизити втрати потужності і напруги в них. Тобто, доцільним місцем встановлення інвертора є середній стіл з фотоелектричними модулями, якщо таких столів декілька, а розташування є рядним, і кожен з них працює на окремий МРРТ-вхід. Або, якщо виконується декілька рядів (див. приклад нижче), то інвертор розташовується на середньому (якщо рядів більше двох) ряді з тильної сторони столу, або ближчому ряді в напрямку до КТП.

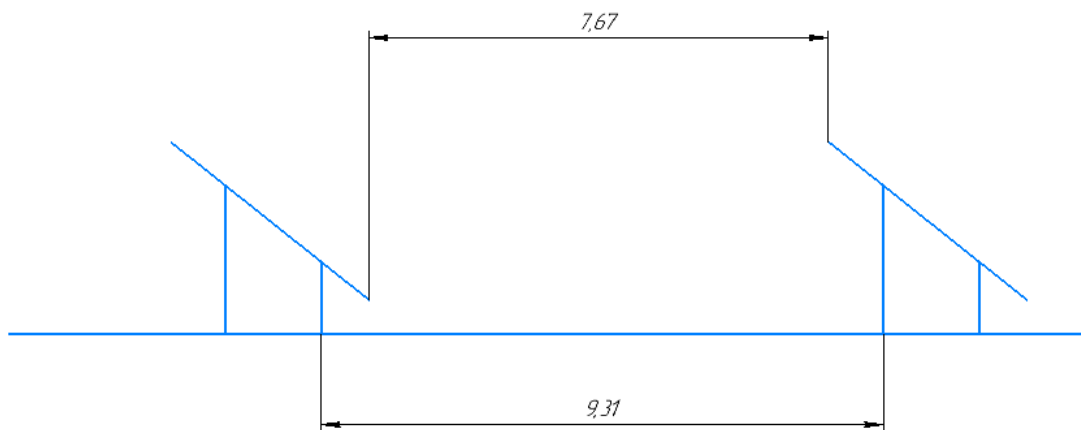


Рисунок 2.6.1 - Схематичний вид столів

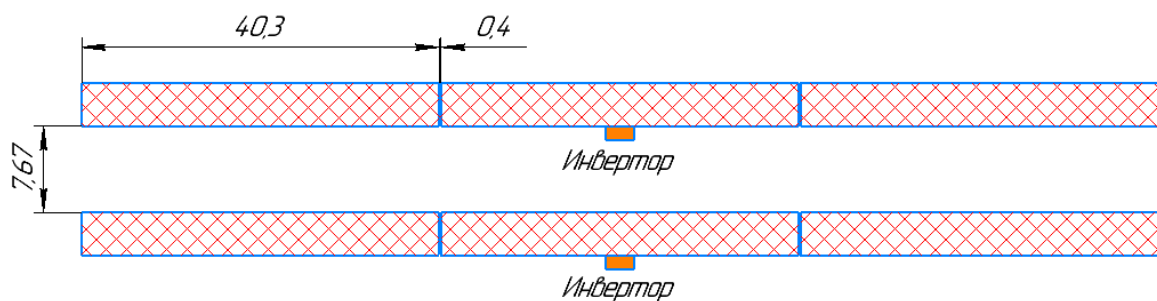


Рисунок 2.6.2 – Схематичне розташування столів

## 2.7 Вибір параметрів кабельних ліній мережі постійного струму

Для підключення збірок від фотоелектричних модулів (ФЕМ) до інвертору передбачено одножильний кабель постійного струму напругою до 1,5 кВ (PV кабель), з мідною жилою, з подвійною ізоляцією стійкою до ультрафіолетового випромінювання марки PV, перерізом жили 1x6 мм<sup>2</sup>. Для зручності монтажу проводи від кожного стрінгу (4 шт.) стягуються між собою хомутами.

Прокладку мереж постійного струму від ФЕМ до інвертору передбачено на конструкціях та в траншеях як сумісно з мережами 0,4 кВ та системи моніторингу, так і лише окремо в траншеях типу Т-3 та Т-5. Переходи PV проводів між столами виконуються в жорсткій ПВХ трубці Ø50 мм стійкій до ультрафіолетового випромінювання. При прокладці PV проводів в траншеї їх протягують в ПЕ трубу Ø32 мм (не більше 4 проводів в одній трубці), підйоми і опуски проводів виконують вздовж стійок столів в ПЕ трубці Ø32 мм.

Початок	Кінець	В трубці	По конструкціях	Марка	Переріз	Загальна довжина
Стіл 1	Інвертор № 1	4 м	162,8 м	PV 6mm	2x(1x6)	166,8 м
Стіл 2	Інвертор № 1	4 м	80,6 м	PV 6mm	2x(1x6)	84,6 м
Стіл 3	Інвертор № 1	4 м	82,2 м	PV 6mm	2x(1x6)	86,2 м
Загальна довжина						337,6 м

## 2.8 Визначення сумарних втрат потужності в мережах постійного струму

Для електричних мереж постійного струму розрахунок втрат потужності виконується, виходячи з наведених вище міркувань.

Довжина кабелю типу PV 1x6 складає по лінії «+»337,6 м, і «-»337,6 м, тобто загальна довжина – 675,2 м.

$$\Delta P_{DC} = 2I_{стр}^2 l_{кл. DC} R_0 = 2 * 11,8^2 * 0,6752 * 3,1 = 582,8 \text{ Вт}$$

де  $R_0$  – питомий опір КЛ постійного струму, який дорівнює для кабелю перерізом  $6 \text{ мм}^2$  можна прийняти значенням  $3,1 \text{ Ом/км}$ ;

$I_{стр}^2$  – струм, який протікає через стрінг (збірку) ФЕМ, А ,  $I_{прр} = 11,8 \text{ А}$ )

$$\Delta P_{\%} = \frac{\Delta P_{DC}}{P_{інв}} * 100 = \frac{454,7}{100000} * 100 = 0,58$$

Тобто ККД мережі DC дорівнює  $99,42\%$ .

## 2.9 Визначення загальної кількості фотоелектричних модулів з урахуванням втрат потужності в мережі постійного струму та інверторах

Втрати в мережі постійного струму та неоптимальні умови роботи ФЕМ доцільно компенсувати шляхом додаткового встановлення сонячних модулів в ланцюгах інверторів з урахуванням ККД інвертора та ККД мережі DC.

Кількість ФЕМ, які мають бути підключені до одного інвертора, можна визначити зі співвідношення та округлити до більшого парного числа, враховуючи переважну парну кількість панелей, що формують стіл ФЕМ:

$$N_{фем}^{інв} = \frac{P_{інв}}{P_{PТC} * n_{інв} * n_{DC}} = \frac{100000}{466,27 * 0,986 * 0,99} = 216 \text{ шт}$$

де

$n_{інв}$  - ККД інвертора відповідно до паспортних даних, становить  $0,986$ .

Кількість ФЕМ, які формують ФЕС, можна визначити зі співвідношення за кількістю інверторного обладнання:

$$N_{ФЕС}^{\Sigma} = N_{фем}^{інв} * N_{інв} = 216 * 100 = 21600 \text{ шт.}$$

## 2.10 Вибір номінальної потужності та кількості силових трансформаторів

У даному проєкті передбачено проектування сонячної електростанції сумарною потужністю  $P$ , МВт, яка складається із полів(поля) зі встановленою потужністю  $P_{\text{поля}}$ .

Для перетворення сонячного випромінювання в електроенергію постійного струму на опорних конструкціях встановлюється масив фотоелектричних модулів (ФЕМ) вибраного типу.

ФЕМ послідовно з'єднуються кабелями постійного струму (PV кабелями) перерізом  $1 \times 6 \text{ мм}^2$  в збірки по  $N_{\text{стр}}$  сонячних модулів.

Далі генерована потужність від збірок ФЕМ за допомогою PV кабелів передається до інверторів постійного струму в змінний вибраного типу.

Від інверторів генерована потужність кабельними лініями марки АПВВГ-1, перерізом жил  $3 \times A + 1 \times B \text{ мм}^2$  передається до КТП  $0,4/(6-35) \text{ кВ}$  з підвищувальними трансформаторами потужністю  $S_{\text{ном.т}}$ , кВА.

Вибір номінальної потужності КТП доцільно виконувати із діапазону:

$S_{\text{ном.т}} = 630, 1000, 1250, 1600, 2000, 2500 \text{ кВА}$  та передбачати номінальний коефіцієнт завантаження трансформаторів, близький до  $0,85-0,95$ . Переваги слід надавати маслонаповненим трансформаторам типу ТМ вітчизняного чи закордонного виробництва.

Вибір оптимальної потужності та кількості трансформаторів є задачею, вирішення якої вимагає розгляду кількох варіантів щодо прийняття номінальної потужності та їх техніко-економічного обґрунтування шляхом порівняння капітальних та експлуатаційних витрат.

Також кількість та потужність встановлюваних КТП залежить від конфігурації земельної ділянки під спорудження ФЕС та поділ ділянки на відповідні «поля» з їх підключенням до окремої КТП.

На сьогодні в нормативній документації щодо спорудження ФЕС є вимога щодо забезпечення обмеження генерації від сонячних станцій для післяаварійних режимів роботи централізованої мережі до 50 %.

Тому доцільно по можливості встановлювати не менше двох КТП, що спростить реалізацію відповідного обмеження простим відключенням частини електроустановки.

Наприклад для ФЕС потужністю 10 МВт доцільно встановити чотири трансформатори типу ТМ-2500/0,4/6-35. У цьому випадку одинична потужність трансформатора повинна бути кратна потужності інвертора. Проте, враховуючи той факт, що виробники «звикли» до того, що трансформатори переважно недовантажуються, можливі варіанти виходу з ладу обладнання, яке буде завантажено на 100 % через невідповідність заявлених характеристик заводовиробників фактичним показникам. Тому запас потужності трансформаторів на рівні 10-15% є в певних випадках доцільним.

Таким чином:

$$N_T = \frac{P_{\text{фес}}}{0,9 * S_{\text{ном.т}}} = \frac{10000}{0,9 * 2500} = 4,4 \approx 4 \text{ шт}$$

Приймаємо трансформатор

Трансформатор ТМ-2500/0,4/6-10 Д/У<sub>Н</sub>-11

## 2.11 Вибір параметрів кабельних ліній напругою 0,4 кВ

Для вибору параметрів кабельних ліній напругою 0,4 кВ потрібно звернути увагу на такі рекомендації та вимоги:

1. Земляні роботи виконувати тільки після отримання дозволу в установленому порядку і відповідно до правил виконання робіт.

2. Кабель 0,4 кВ прокладати в траншеї на глибині не менш ніж 0,7 м відкрито, в місцях перетину з дорогами та комунікаціями в ПЕ трубі  $\varnothing 90$  та  $\varnothing 110$  мм. Постель в траншеї виконати з застосування піщано-гравійної суміші. Сигнальну стрічку "Обережно Кабель!" прокласти над кабелями на відстані 0,25 м. Підйом кабелю до КТП та інвертору виконати в трубі ПЕ  $\varnothing 63$  довжиною 2 метра. Для кабелю перетином  $240 \text{ мм}^2$  використовувати трубу  $\varnothing 75$  мм. Виконати герметизацію кабельних трубопроводів з застосуванням вогнестійкої піни та термоусадочної труби.

3. Для захисту кабелю від вологи та бруду на момент прокладки використовувати термоусадочний кабельні капи. Після прокладки кожного кабелю виконати його маркування з обох сторін з застосуванням кабельного маркування.

4. Всі електромонтажні роботи виконувати згідно з ПУЕ, ПТЕЕС і ПБЕЕС.

5. Виконати відновлення ґрунтового покриття на рівні існуючих позначок.

#### 2.11.1 Порядок вибору перерізів провідників 0,4 за нагрівом

Виконаємо розрахунок кабелю 0,4 кВ з ізоляцією із зшитого поліетилену для мережі 0,4 кВ від інвертора до КТП з перевітками:

- по допустимому тривалому струму навантаження;
- по допустимому струму короткого замикання по жилі;
- за втратами напруги.


Розраховуємо струмове навантаження на 1 фазу для інвертора

потужністю 100 кВт:



$$I_M^{i_{НВ}} = \frac{P_{i_{НВ}}^{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} * U_{\text{НОМ}} \cos \phi i} = \frac{100}{1.73 * 0.38 * 0.99} = 153.4 \text{ A}$$

Приймаємо кабель марки АПВВГ-1 3х70+1х35 мм<sup>2</sup>, I<sub>доп.пасп</sub> = 195 А



АПВВГ 3х70+1х35 (ож)-1 ГОСТ 16442-80, ТУ У 31.3-00214534-048:2007 Кабели силовые с алюминиевыми ТПЖ, с изоляцией из сшитого полиэтилена, с наружной оболочкой из ПВХ пластиката		
ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ:		
Номинальное напряжение	кВ	1
Число и номинальное сечение токопроводящих жил	мм <sup>2</sup>	3 x 70 + 1 x 35
Толщина фазной изоляции	мм	1.1
Длительно допустимые токовые нагрузки на переменном токе промышленной частоты *		
• при прокладке в воздухе	А	203
• при прокладке в грунте	А	195
Максимально допустимая температура жилы		
• длительно	° C	+90
• в аварийном режиме	° C	+130
• при коротком замыкании	° C	+250
Диапазон рабочих температур		
	° C	-50 ... +50
Минимальный радиус изгиба при прокладке	мм	225
Расчетный наружный диаметр кабеля (справочно) **	мм	30
Масса кабеля (ориентировочно)	кг/км	1030
Расчетная строительная длина кабеля и масса брутто при поставке на барабанах		№ 14: 700 • 0.9 № 16а: 1120 • 1.4

## 2.11.2 Кабелі АПВВГ до 1 кВ

### 1. Перевірка кабелю по допустимому тривалому струму навантаження

Кабель підходить, якщо виконується умова:

$$I_p < I_{\text{доп}}$$

де  $I_p$  - розрахунковий струм в мережі, А;

$I_{\text{доп}}$  - максимальний розрахунковий струм

$k_2=1,0$  (кабель напругою 0,4 кВ прокладається на глибині 0,8 м, таблиця 8.13),

$k_3= 0,96$  (для температури землі влітку на рівні 25°C, таблиця 8.16),

$k_4= 1,0$  (додаток В, СОУ-Н МПЕ 40.1.20.509 2005) – для нормальних ґрунтів, питомий опір і характеристики якого визначаються після проведення геодезичних вишукувань для літнього періоду з кількістю кабелів у траншеї 3 і більше та коефіцієнті попереднього навантаження менше 0,8;

$k_{(m)}= 1,1$  – коефіцієнт навантаження.

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп.пасп}} \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_m = 195 \cdot 1,0 \cdot 0,96 \cdot 1,0 \cdot 1,1 = 205,92 \text{ A}$$

Переріз жили 70 мм<sup>2</sup> у заданих умовах прокладання достатній.

Враховуючи нетривалий режим роботи СЕС по генерації сонячної електроенергії обраний номінальний переріз 70 мм<sup>2</sup> забезпечує пропускну здатність КЛ на всій довжині траси в заданих умовах прокладання.

Перевіряємо кабелі на термічну стійкість при протіканні струмів короткого замикання. Умова перевірки:

$$F_{min} \leq F$$

де:  $F_{min}$  – мінімальний переріз провідника, що відповідає вимозі його термічної стійкості при короткому замиканні, мм<sup>2</sup>.

$$F_{min} \leq \frac{I_{\infty} \sqrt{t_{відкЛ} + T_a}}{C}$$

де:  $I_{\infty}$  – струм КЗ, А;  $t_{відк}$  – час протікання струму КЗ, с;  $T_a$  – постійна часу затухання аперіодичної складової струму КЗ, рівна для розподільчих мереж напругою 0,4 кВ 0,01 с;  $C$  – постійна, що визначається в залежності від заданої ПУЕ кінцевої температури нагріву жил і напруги, А·с<sup>-1/2</sup>/мм<sup>2</sup>.

Згідно ПУЕ час дії струму КЗ складається з часу дії основного релейного захисту даного ланцюга  $t_{рз}$  і повного часу відключення вимикача  $t_{відк.в}$  (для випадку із запобіжниками – це час спрацьовування запобіжника).

Для електричних мереж загального призначення норми відхилень напруги  $\delta U_y$  регламентовані ГОСТ 13109-97.

Перевірка по відхиленням напруги зводиться до визначення фактичної і допустимої втрати напруги.

Втрати напруги в елементах електричної мережі визначаються за формулами:

- для електричних мереж 3-х фазного струму

$$\Delta U = 100 * \frac{\sqrt{3} * I_M * l}{U_{ном}} * (r_0 * \cos\varphi + x_0 * \sin\varphi)$$

де  $I_M$  – максимальний розрахунковий струм лінії 0,4 кВ, А (в нашому випадку – це струм, який знаходиться за номінальною потужністю інвертора)

$l$  – довжина лінії, км;

$r_0$  – питомий опір лінії, Ом/км (паспортні дані вибраного кабелю);

$$\Delta U = 100 * \frac{\sqrt{3} * 153,4 * 0,15}{0,4 * 10^3} * 0,44 * 0,99 = 4,3\%$$

Можна знехтувати складовою, яка містить  $\sin\varphi$ , оскільки режим роботи мережі характеризується активним навантаженням з  $\cos\varphi$  близьким до одиниці.

Для передачі генерованої потужності від інвертору до КТП 10/0,4 кВ з підвищувальними трансформаторами потужністю 2500 кВА застосовується кабель силовий з алюмінієвими токопровідними жилами, з ізоляцією із зшитого поліетилену типу АПВВГ. Напрямок трас кабельних ліній вибрано з урахуванням розташування інверторів, КТП 10/0,4 кВ та опорних стійок металоконструкцій (столів). Кабельні лінії збору потужності 0,4 кВ прокладаються в траншеях типу Т-3, Т5, Т-7, Т-9 як окремо, так і сумісно з мережами постійного струму, власних потреб та мережами системи моніторингу. Відстань між сусідніми кабелями у траншеї прийнята не менше 0,1 м, а між кабелями системи моніторингу і кабельною лінією 0,4 кВ не менше 0,25 м, від краю стінки до кабелів не менше 0,1 м, до кабелів у сусідніх траншеях має складати не менше 0,5 м, до фундаментів не менше 0,75 м, до заземлювачів не менше 0,3 м, до бровки проїздів не менше 1 м. Для захисту від механічних пошкоджень підйом кабелю АПВВГ із траншеї до інвертору (до КТП 10/0,4 кВ) здійснюється в ПЕ трубі  $\varnothing 63$  мм. Перетин автомобільної дороги кабельними лініями 0,4 кВ виконується відкритим способом в трубах ПЕ  $\varnothing 90$  мм. На перетині передбачено по одній резервній трубі ПЕ  $\varnothing 90$  мм.

## 2.12 Розрахунок струмів КЗ в мережах 0,4-10 кВ

Розрахунок струмів короткого замикання виконуємо в наступних точках:

К1 – шини 6-10 кВ розподільчого пункту ФЕС, звідки відбувається віддача потужності в мережу;

К2 – шини 6-10 кВ кожної КТП ФЕС;

К3 – шини 0,4 кВ КТП ФЕС (розподільчий пункт 0,4 кВ КТП)

К4 – в кінці кабельної лінії 0,4 кВ (в точці підключення КЛ-0,4 кВ до інвертора).

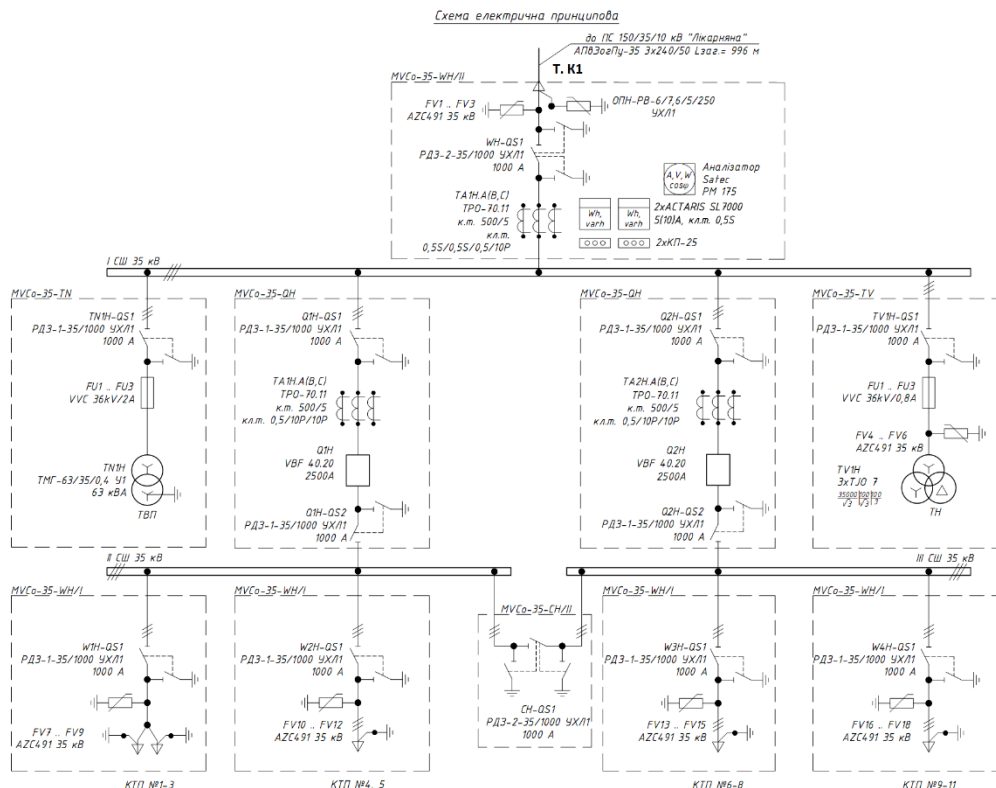


Рисунок 2.12.1 – Розрахункова точка К3 в мережі 6-35 кВ

### 2.12.1 Мережі 0,4-10 кВ

Розрахунок струмів короткого замикання виконуємо в наступних точках:

К1 – шини 6-10 кВ розподільчого пункту ФЕС, звідки відбувається віддача потужності в мережу;

К2 – шини 6-10 кВ кожної КТП ФЕС;

К3 – шини 0,4 кВ КТП ФЕС (розподільчий пункт 0,4 кВ КТП)

К4 – в кінці кабельної лінії 0,4 кВ (в точці підключення КЛ-0,4 кВ до інвертора).

Розрахунок виконуємо приблизним приведенням параметрів схеми заміщення елементів до базисних умов у відносних одиницях.

Наприклад: для мережі 10 кВ виконаємо необхідні розрахунки.

Ікз.СШ10 = 19 кА – струм трифазного КЗ на шинах 10 кВ (живляча підстанція)

Для знаходження струму КЗ в точці К1 необхідно врахувати опір прийнятої лінії видачі потужності в мережу.

$U_{\text{ср.в}} = 10.5$  кВ – середнє значення напруги в мережі 10 кВ

$S_{\text{баз}} = 346$  МВА – базисна потужність КЗ

$$I_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} * U_{\text{б}}} = \frac{346}{\sqrt{3} * 10.5} = 19 \text{ кА}$$

Тоді опір системи буде становити:

$$X_{\text{с}} = \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{кз}}} = \frac{346}{346} = 1$$

Опір КЛ-10 кВ довжиною  $l = 2.5$  км:

- Індуктивний:

$$X_{\text{кл10.1*}} = X_0 l_{\text{л}} \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{ср}}^2} = 0.087 * 2.5 * \frac{346}{10.5^2} = 0.68 \text{ Ом}$$

- Активний:

$$R_{\text{кл10.1*}} = R_0 l_{\text{л}} \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{ср}}^2} = 0.0469 * 2.5 * \frac{346}{10.5^2} = 0.36 \text{ Ом}$$

Струм трифазного короткого замикання в точці (1):

$$I_{\text{к1}}^{(3)} = \frac{E_{\text{с}} * I_{\text{б}}}{\sqrt{R_{\Sigma \text{к1}}^2 + X_{\Sigma \text{к1}}^2}} = \frac{1 * 19}{\sqrt{0.36^2 + (1 + 0.68)^2}} = 11.05 \text{ кА}$$

Струм двофазного короткого замикання в точці (1):

$$I_{\text{к1}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{к1}}^{(3)} = 9.5 \text{ кА}$$

Розрахунок для точки К2 виконується аналогічно за прийнятими параметрами кабельної лінії від РП-10 до кожної з КТП, які встановлюються на ФЕС. До наведеного вище розрахунку додається опір ще однієї КЛ-6-10 кВ.

Струм КЗ в точці К2 буде дещо меншим, ніж в К1.

Детальний розрахунок у прикладі не проводимо, а приймемо, що на шинах 10 кВ КТП струм КЗ становитиме 13,6 кА.

- Індуктивний:

$$X_{\text{кл}10.2*} = X_0 l_{\text{л}} \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2} = 0.087 * 2 * \frac{346}{10.5^2} = 0.54 \text{ Ом}$$

- Активний:

$$R_{\text{кл}10.2*} = R_0 l_{\text{л}} \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2} = 0.0469 * 2 * \frac{346}{10.5^2} = 0.29 \text{ Ом}$$

Струм трифазного короткого замикання в точці (2)

$$I_{\text{К}2}^{(3)} = \frac{E_c * I_6}{\sqrt{(R_{\Sigma \text{К}1} + R_{\text{кл}2})^2 + (X_{\Sigma \text{К}1} + X_{\text{кл}2})^2}} = \frac{1 * 13.7}{\sqrt{(0.36 + 0.29)^2 + (0.68 + 0.54)^2}} = 13,6 \text{ кА}$$

Струм двофазного короткого замикання в точці (2):

$$I_{\text{К}2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{К}2}^{(3)} = 11,8 \text{ кА}$$

Тоді:

$$S_{\text{К}2} = \sqrt{3} I_{\text{К}2}^{(3)} * U_{\text{ср}1} = \sqrt{3} * 13,6 * 10,5 = 247,88 \text{ МВА}$$

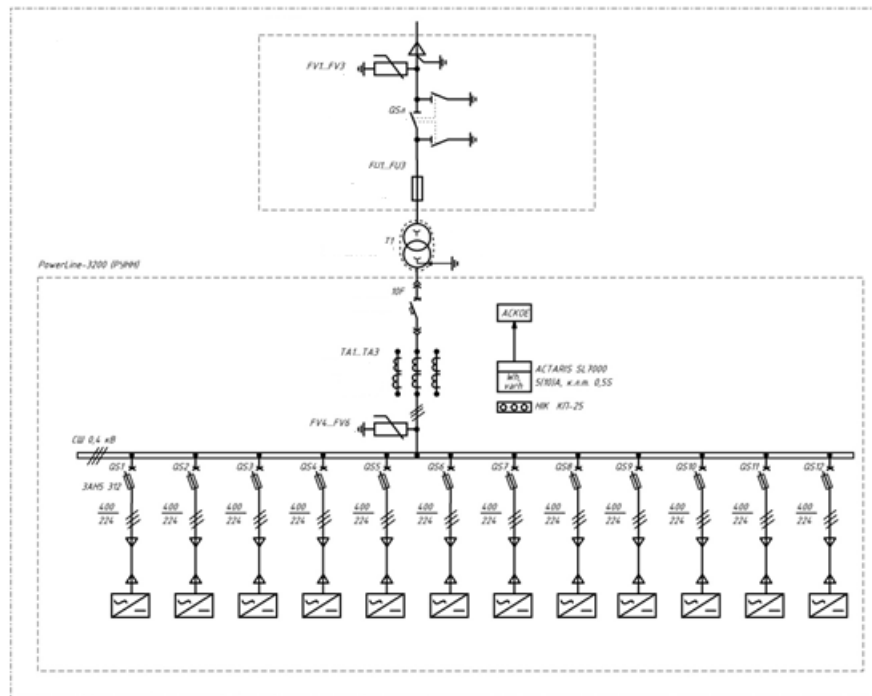


Рисунок 2.12.1 – Розрахункова точка КЗ в мережі 6-35 кВ

Розрахунок виконуємо приблизним приведенням параметрів схеми заміщення елементів до базисних умов в іменованих одиницях.

$U_{\text{ср.н}}=0,4$  кВ – середня напруга на низькій стороні трансформатора.

Розраховуємо струми КЗ для точки  $K_2$  (шини 0,4 кВ КТП):

Опір високовольтної частини, приведений до напруги 0,4 кВ:

- сумарний активний опір до точки  $K_2$ :

$$R_{\Sigma K2} = (R_{\text{KL1}} + R_{\text{KL2}}) * \frac{U_{2\text{ср}}^2}{U_{1\text{ср}}^2}$$

$$R_{\Sigma K2} = (r_0 * l_{\text{кЛ10}}) = (0,44 * 2) = 0,88 \text{ Ом}$$

$$R_{\Sigma K2} = (r_0 * l_{\text{кЛ0,4}}) = (0,44 * 0,15) = 0,066 \text{ Ом}$$

$$R_{\Sigma K2} = (0,88 + 0,066) * \frac{0,4^2}{10,5^2} = 1,3 \text{ мОм}$$

- сумарний індуктивний опір до точки  $K_2$ :

$$X_{\Sigma K_2} = (X_c + X_{KЛ1} + X_{KЛ2}) * \frac{U_{2cp}^2}{U_{1cp}^2}$$

$$X_{\Sigma K_2} = (X_0 * l_{кЛ10}) = (0.082 * 2) = 0,164 \text{ Ом}$$

$$X_{\Sigma K_2} = (X_0 * l_{кЛ0,4}) = (0.082 * 0,15) = 0,0123 \text{ Ом}$$

$$X_{\Sigma K_2} = (1 + 0.164 + 0.0123) * \frac{0.4^2}{10.5^2} = 1.7 \text{ мОм}$$

Опір трансформатора КТП встановлені ТМ-2500/10/0,4

$$R_T = \frac{\delta P_{кз} * U_H^2}{S_{H.T}^2} \left( \frac{U_{cp \text{ осн}}^2}{U_{cp i}^2} \right) = \frac{28 * 10^2}{2500^2} * \left( \frac{0.4^2}{10.5^2} \right) * 10^6 = 0.65 \text{ мОм}$$

$$Z_T = \frac{u_{к\%} * U_H^2}{100 * S_{H.T}} * \left( \frac{U_{cp}^2}{U_{cp.осн}^2} \right) = \frac{6.5 * 10^2}{100 * 2500} * \left( \frac{0.4^2}{10.5^2} \right) * 10^6 = 3.77 \text{ мОм}$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = \sqrt{3.77^2 - 0.65^2} = 3.71 \text{ мОм}$$

Опір кабельної лінії від РЩ-0,4 КТП до інвертора

$$R_{кЛ0,4} = r_0 * l_{кЛ0,4} = 0,44 * 0,15 = 0.066 \text{ Ом}$$

$$X_{кЛ0,4} = X_0 * l_{кЛ0,4} = 0,082 * 0,15 = 0,0123 \text{ Ом}$$

При розрахунку струмів короткого замикання в мережах до 1000 В необхідно враховувати перехідні опори котушок і контактів автоматичних вимикачів та трансформаторів струму, рубильників та підключень кабельних ліній.



З цією метою вводимо у розрахунок додатковий опір, значення якого приймаємо для точки К<sub>4</sub> – 5 мОм, для точки К<sub>3</sub> – 3 мОм [8]. Додатковий опір для точок К<sub>3</sub>:

Розраховуємо струми короткого замикання в точці К<sub>3</sub>:

- сумарний активний опір

а) без урахування опору дуги

$$R_{\Sigma k3min} = R_{\Sigma k2} + R_T + R_{дод} = 1,3 + 0,65 + 3 = 4,95 \text{ мОм}$$

б) з урахуванням опору дуги (для знаходження мінімальних струмів К<sub>3</sub>):

$$\begin{aligned} R_{\Sigma k3max} &= R_{\Sigma k2} + R_T + R_{дод} + R_{дз} = \\ &= 1,3 + 0,65 + 3 + 3 = 7,95 \text{ мОм} \end{aligned}$$

$R_{дз} = 3 \text{ мОм}$  – опір дуги у місці короткого замикання за трансформатором потужністю 2500 кВА, прийнятий у відповідності до ГОСТ 28249-93.

- сумарний реактивний опір

$$X_{\Sigma k3} = X_{\Sigma k2} + X_T = 1,7 + 3,71 = 5,41 \text{ мОм}$$

-струм трифазного К<sub>3</sub>

$$I_{K3min}^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} * \sqrt{R_{\Sigma K3max}^2 + X_{\Sigma K3}^2}} = \frac{0,4}{1,73 * \sqrt{7,95^2 + 5,41^2}} = 24 \text{ кА}$$

$$I_{K3max}^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} * \sqrt{R_{\Sigma K3min}^2 + X_{\Sigma K3}^2}} = \frac{0,4}{1,73 * \sqrt{4,95^2 + 5,41^2}} = 31 \text{ кА}$$

- струм двофазного К<sub>3</sub>

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} I_{K3max}^{(3)}}{2} = \frac{\sqrt{3} * 31}{2} = 26,8 \text{ кА}$$

- струм однофазного К<sub>3</sub>, кА

$$I_{K3}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{Z_{T0} + Z_n}$$

де  $U_{\phi}$  - фазна напруга мережі;

$Z_{T0}$  - опір силового трансформатора при однофазному замиканні на корпус.

Повний опір петлі: фазний - нульовий провід

$$Z_n = \sqrt{(R_c + R_{\phi} + R_d + R_n + R_{\text{дод}})^2 + (X_c + X_{\phi} + X_n)^2}$$

де  $R_{\phi}$ ,  $R_n$ ,  $X_{\phi}$ ,  $X_n$  - сумарні активні і реактивні опори фазного і нульового проводів всіх ділянок розрахункового ланцюга (КТП - Інвертор - КТП). Для проводів з кольорових металів рівні омичному опору при  $f = 50$  Гц;

$R_d$  - опір дуги в точці КЗ приймається по ГОСТ 28249-93;

$X_c$ ,  $R_c$  - опір живлячої системи

$$Z_{n.K3} = \sqrt{(R_c + R_{d1} + R_{\text{дод.K3}})^2 + (X_c)^2}$$

$$Z_{n.K3} = \sqrt{(3 + 3)^2 + (1)^2} = 6,08 \text{ МОм}$$

$$I_{K3}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{Z_{T0} + Z_{n.K3}} = \frac{230}{10,4 + 6,08} = 14 \text{ кА}$$

Розраховуємо струми короткого замикання в точці **К4** (інвертор):

- сумарний активний опір

$$R_{\Sigma K4min} = R_{\Sigma K3} + R_{кл0,4} + R_{\text{дод}2} =$$

$$= 4,95 + 0,066 + 5 = 10,016 \text{ МОм}$$

$$R_{\Sigma K4max} = R_{\Sigma K3} + R_{кл0,4} + R_{\text{дод}2} + R_{д2} =$$

$$= 7,95 + 0,066 + 5 + 3 = 16,016 \text{ мОм}$$

де  $R_{д2} = 3 \text{ мОм}$  – опір дуги у місці короткого замикання за трансформатором потужністю 2500 кВА в кінці кабелю перерізом  $70 \text{ мм}^2$  довжиною (від КТП до інвертора) м, прийнятий у відповідності до ГОСТ 28249-93

- сумарний реактивний опір

$$X_{\Sigma K4} = X_{\Sigma K3} + X_{\Sigma кл0,4} = 5,41 + 0,0123 = 5,42 \text{ мОм}$$

- струм трифазного КЗ

$$I_{K4min}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} * \sqrt{R_{\Sigma K4max}^2 + X_{\Sigma K4}^2}} =$$

$$= \frac{0,4}{1,73 * \sqrt{16,016^2 + 5,42^2}} = 13 \text{ кА}$$

$$I_{K4max}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} * \sqrt{R_{\Sigma K4min}^2 + X_{\Sigma K4}^2}} =$$

$$= \frac{0,4}{1,73 * \sqrt{16,016^2 + 5,42^2}} = 20 \text{ кА}$$

- струм двофазного КЗ

$$I_{K4}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} I_{K4}^{(3)}}{2} = \frac{1,73 * 20}{2} = 17,3 \text{ кА}$$

## 2.13 Вибір параметрів комутаційної захисної апаратури в мережі 0,4 кВ

### 2.13.1 Вибір запобіжників

Рекомендації щодо вибору запобіжників:

а) захист КЛ-0,4 кВ

$$I_{\text{НОМ.ВСТ}} \geq I_{\text{НОМ.ІНВ}}$$

$$2500\text{A} \geq 152\text{A}$$

Приймаємо запобіжник ППН-41-20 УХЛЗ 2500А

Перевіряємо:

за умовами захисту провідників від струмів к.з.

на чутливість спрацювання при двофазних к.з.

$$\frac{I_{\text{К4}}^{(2)}}{I_{\text{НОМ.ВСТ}}} \geq (4 \dots 7)$$

$$\frac{17300}{2500} = 6,92 \geq (4 \dots 7)$$

### 2.14 Вибір ввідних вимикачів на стороні $U_{\text{НОМ}}=0,4$ кВ КТП

Для підключення розподільчого щита 0,4 кВ (всі приєднання інверторів окремої КТП) до трансформатора приймаємо автоматичні вимикачі серії Електрон Е25С. Вибір ведемо за розрахунковим струмом нормальноного режиму Згідно ПУЕ допускається перевантаження трансформатора на 40 %. Наприклад, для трансформатора 2500 кВА.

$$I_p = \frac{S_{\text{НТ}}}{\sqrt{3}U_{\text{НН}}} = \frac{2500}{1,73 * 0,4} = 3608\text{A}$$

Умови вибору:

- за номіальною напругою:  $400 < 660$  (В);
- за номіальним струмом автомата:  $3608 < 4000$  (А)
- за номіальним струмом розчеплювача:  $3608 < 4000$  (А)

Приймаємо автомат типу Електрон Е25С:  $I_{н.авт} = 4000$  А;  $I_{нр} = 4000$  А.

Вибираємо уставки автомата:

1. Струм спрацьовування захисту від перевантаження

$$I_{спр.п} = 1,25 \cdot I_{нр} = 5000 \text{ А.}$$

2. Уставка струму спрацьовування захисту від КЗ  $I_{св}$

$$I_{св} \geq 1,25 \cdot i_{мік} = 1,25 \cdot 5000 = 6250 \text{ А}$$

$$I_{св} = 3 \cdot I_{н.р} = 3 \cdot 4000 = 12000 \text{ А}$$

3. Уставка часу спрацьовування захисту при перевантаженні, рівному  $1,25I_{н.р}=1250$  А. Приймаємо  $t_{пер} = 10$ с

4. Уставка часу спрацьовування захисту при струмах КЗ  $t_{св}$ .

Приймаємо  $t_{св} = 0,4$  с.

5. Струм спрацьовування миттєвого захисту 55 кА (за паспортними параметрами автоматичного вимикача).

## 2.15 Вибір параметрів кабельних ліній 6-10 кВ

У випадку, якщо на станції до встановлення приймаються декілька КТП, то вибір високовольтних КЛ виконується для двох випадків: 1) КЛ від трансформатора до збірного розподільчого пункту 6-35 кВ; 2) КЛ від збірного розподільчого пункту ФЕС до приймальної комірки підстанції, на яку забезпечується видача електричної потужності. Перший варіант КЛ розраховується за сумарною номінальною потужністю інверторів, підключених до КТП, а другий – для сумарної інверторної потужності ФЕС.

Варіант 1:

$$I_M^{КТП} = \frac{P_{інв}^{КТП}}{\sqrt{3} * U_{ном} * \cos\varphi}$$

Варіант 2:

$$I_M^{ФЕС} = \frac{P_{інв}^{ФЕС}}{\sqrt{3} * U_{ном} * \cos\varphi}$$

$$I_M^{ФЕС} = \frac{10000}{\sqrt{3} * 10 * 0,99} = 583 \text{ А}$$

Приймаємо кабель марки АПВЕгаПу 1х630/95мм<sup>2</sup>, Ідоп.пасп = 584 А (прокладка в площині в ґрунті).

$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$  - напруга мережі;

$S_K^{10} = 346 \text{ МВА}$  (потужність КЗ на шинах 10 кВ приймаючої підстанції)

Розрахунок струму КЗ за заданою потужністю КЗ:

$$I_K^{(3)} = \frac{S_k^{35}}{\sqrt{3} * U_{ср}} = \frac{346}{\sqrt{3} * 10,5} = 19 \text{ кА}$$

$I_K^{(3)} = 19 \text{ кА}$  – максимальний струм 3-х фазного короткого замикання на шинах РП 10 кВ;

$t_{п} = 1 \text{ с}$  – повний час тривалості короткого замикання.

## 1. Перевірка кабелю по допустимому тривалому струму навантаження

Кабель підходить, якщо виконується умова:

$$I_p < I_{\text{доп}}$$

де  $I_p$  - розрахунковий струм в мережі, А.

Розрахунок виконуємо згідно СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49-2011 "Проектування кабельних ліній напругою до 330кВ." з урахуванням допоміжних коригувальних коефіцієнтів.

а) для ділянки КЛ, прокладеної у траншеї за схемою "площина":

Тривалий допустимий струм алюмінієвої жили кабелю перерізом 630 мм<sup>2</sup> у стандартних умовах  $I_c = 584$  А. Тривалий допустимий струм в амперах у заданих умовах прокладання кабелю розраховуємо за значеннями поправочних коефіцієнтів:

$k_2 = 0,95$  (кабель напругою 10 кВ прокладається на глибині 1,25 м, таблиця 8.13),

$k_3 = 0,96$  (таблиця 8.16, для температури землі влітку на рівні 25°C),

$k_4 = 1,05$  (додаток В, СОУ-Н МПЕ 40.1.20.509 2005) – для нормальних ґрунтів, питомий опір і характеристики якого визначаються після проведення геодезичних вишукувань для літнього періоду з кількістю кабелів у траншеї 3 і більше та коефіцієнті попереднього завантаження менше 0,8;

$k(m) = 1,1$  – коефіцієнт навантаження.

$$I = I_c * k_2 * k_3 * k_4 * k_m = 584 * 0,95 * 0,96 * 1,05 * 1,1 = 615 \text{ А.}$$

$583 \text{ А} < 615 \text{ А}$  - умова виконується.

## 2. Перевірка кабелю по допустимому струму короткого замикання по жилі.

Кабель підходить, якщо виконується умова:

$$I_{кз}(3\phi) < I_{кз.ж}$$

де  $I_{кз}(3\phi)$  - максимальний струм 3-х фазного короткого замикання;

$I_{кз.ж}$  - максимально допустимий струм короткого замикання жили кабелю, кА.

$$I_{кз.ж} = \frac{I_{кз.табл}}{\sqrt{t_{п}}}$$

де  $I_{кз.табл}$  - допустимий струм к.з. по жилі (при тривалості к.з. 1 с) (59 кА);

$t_{п}$  - повний час тривалості короткого замикання

$$I_{кз.ж} = \frac{59}{\sqrt{1}} = 59 \text{ кА}$$

$19 < 59$  (кА) - умова виконується.

3. Перевірка кабелю по допустимому струму короткого замикання по екрану.

Кабель підходить, якщо виконується умова:

$$I_{кз}(2\phi) < I_{кз.е}$$

$$I_{кз}(2\phi) = I_{кз}(3\phi) * 0,87$$

$$I_{кз.е} = \frac{I_{кз.табл.е}}{\sqrt{t_{п}}}$$

де  $I_{кз.табл.е}$  - допустимий струм к.з. по екрану (при тривалості к.з. - 1 с.)

(95 мм<sup>2</sup> - 19,3 кА).

$$I_{кз}(2\phi) = 19 * 0,87 = 16,53$$

$$I_{кз.е} = \frac{19,3}{\sqrt{1}} = 19,3$$

$16,53 < 19,3$  (кА) – умова виконується

2.16 Вибір комутаційного обладнання 6-10 кВ для видачі потужності в мережу  
Вибір роз'єднувача



Вибираємо роз'єднувачі з боку 6 кВ: вибираємо роз'єднувач с двома парами заземлюючих ножів.

Вибір виконується за наступними умовами:

1) за номінальною напругою:  $U_n \geq U_{уст}$

2) за номінальним струмом  $I_n \geq I_{рф}$

$$I_{рф} = P_{ФЕС} / (1,73 U_{ном.ВН}) = 10000 / (1,73 \cdot 10) = 577 \text{ А}$$

3) динамічна стійкість проходження струмів КЗ  $i_{дин} \geq i_y$

$$i_y = \sqrt{2} * 1,8 * 19 = 59,2 \text{ кА}$$

4) термічна стійкість проходження струмів КЗ  $I_{тер}^2 * t_{тер} \geq B_k$ ,

де  $B_k = I_{К1}^{(3)} * (t_{відкл} + T_a)$  - тепловий імпульс.

$$B_k = 19 * (1 + 0,01) = 19,19 \text{ кА}^2 * \text{с}$$

Вибір роз'єднувач роз'єднувача 10 кВ

Тип роз'єднувача	РВ-10/630 УХЛ2	
Умови вибору	Каталог	Розрахунок
$U_n \geq U_{уст}$	10 кВ	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$
$I_n \geq I_{рф}$	630 А	577 А
$i_{дин} \geq i_y$	51 кА	48,3 кА
$I_{тер}^2 * t_{тер} \geq B_k$	20 кА <sup>2</sup> * с	19,19 кА <sup>2</sup> * с

Вибір вимикача

Умови вибору вимикачів:

1) за номінальною напругою:  $U_n \geq U_{уст}$ ,

10 кВ  $\geq$  10 кВ – умова виконується;

2) за номінальним струмом:

$$I_H \geq I_{pф},$$

$$I_{pф} = P_{ФЕС} / (1,73 U_{ном.ВН}) = 10000 / (1,73 \cdot 10) = 577 \text{ А}$$

1600 А  $\geq$  577 А – умова виконується.

3) за струмом відключення:  $I_{отк.ном} \geq I_{nt}$

4) перевірка за повним струмом відключення:

$$\sqrt{2} I_{отк.ном} \left( 1 + \frac{\beta_{ном\%}}{100} \right) \geq \sqrt{2} I_{nt} + i_{\alpha\tau}$$

$$\sqrt{2} * 40 \left( 1 + \frac{40}{100} \right) \geq \sqrt{2} * 19 + 12,073$$

$$79,1 \text{ кА} \geq 38,94 \text{ кА}$$

5) динамічна стійкість проходження струмів КЗ:  $i_{дин} \geq i_y$

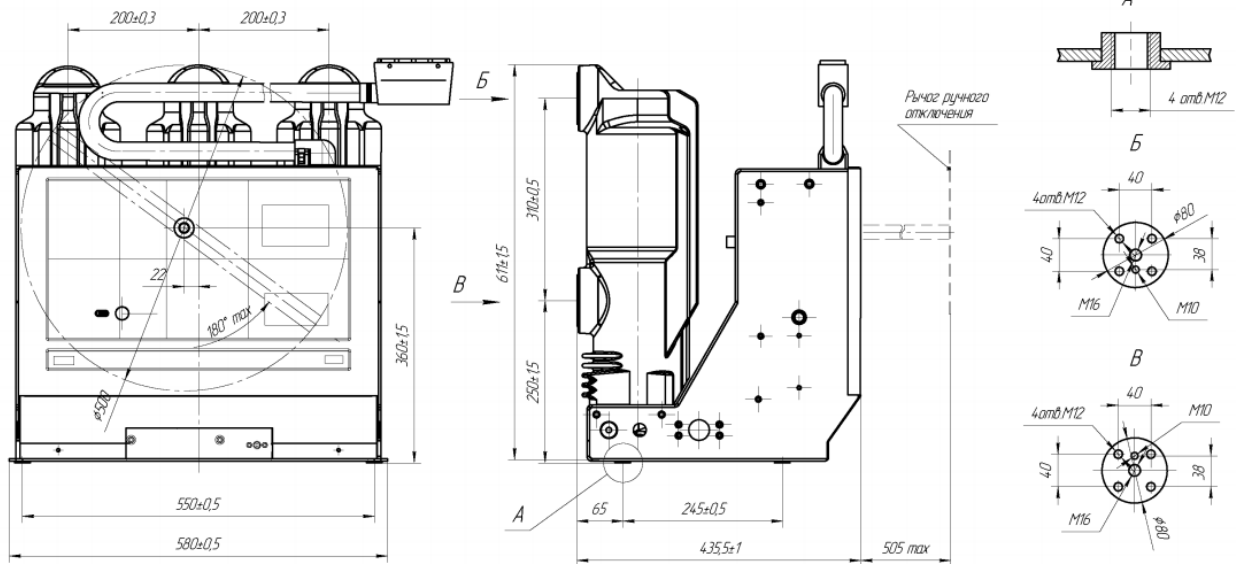
$$i_y = \sqrt{2} * 1,8 * 19 = 48,3 \text{ кА}$$

6) термічна стійкість проходження струмів КЗ:  $I_{тер}^2 * t_{тер} \geq B_k$ ,

Вибір вимикача 10 кВ

Тип вимикача	ВРС-10-40/1000 У2	
Умови вибору	Каталог	Розрахунок
$U_H \geq U_{уст}$	10 кВ	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$
$I_H \geq I_{pф}$	1000 А	577 А
$I_{отк.ном} \geq I_{nt}$	40 кА	19 кА
$i_{дин} \geq i_y$	102 кА	48.3 кА
$I_{тер}^2 * t_{тер} \geq B_k$	40 кА	$B_k = 19 * (1 + 0,01) = 19,19$
$\sqrt{2} I_{отк.ном} \left( 1 + \frac{\beta_{ном\%}}{100} \right) \geq \sqrt{2} I_{nt} + i_{\alpha\tau}$	79,1 кА	38,94 кА

Приймаємо вакуумний вимикач ВРС-10-40/1000 У2



Загальний вид ВРС-10-40/1000 У2

## 2.17 Розрахунок продуктивності ФЕС

Обчислення вироблення ФЕС електричної енергії  $W$ :

$$W = E_H * k_{\text{мод}} * k_{\text{інв}} * S * k_{W1} * k_{W2} * k_{W3} * k_{\text{тр}} * k_{\Gamma}, \text{ кВт}\cdot\text{год}$$

де  $E_H$  – середньомісячний рівень сонячної іррадіації (інсоляції), кВт·год/(м<sup>2</sup>·день);

$k_{\text{мод}}$  – ККД фотоелектричного модуля;

$k_{\text{інв}}$  – ККД інвертора;

$k_{W1}$  – втрати змінного струму в мережі до 1 кВ;

$k_{W2}$  – втрати змінного струму в мережі понад 1 кВ;

$k_{W3}$  – втрати в мережі постійного струму;

$k_{\text{тр}}$  – ККД трансформатора (обчислюють згідно з паспортними даними трансформатора та проектною генерацією ФЕС після введення її в експлуатацію);

$k_{\Gamma}$  – коефіцієнт готовності ФЕС.

$S$  – загальна сумарна площа фотобатарей, м<sup>2</sup>.

У разі попереднього оцінювання техніко-економічних показників площадок:

- добуток  $k_{\text{інв}} * k_{W1} * k_{W2} * k_{W3} * k_{\text{тр}} * k_{\Gamma}$  - рекомендовано взяти таким, що дорівнює 0,88—0,92; - ККД фотоелектричного модуля  $k_{\text{мод}}$  беруть відповідно до вибраного типу ФЕМ;

- загальну сумарну площу фотобатарей  $S$  визначають за передпроектним кресленням розміщення фотобатарей на площадці (за максимально можливої щільності з урахуванням раціонального розміщення їх та незатінення).

Таблиця 2.17.1 - Середньомісячний рівень сонячної іррадіації (інсоляції), кВт·год/(м<sup>2</sup>·день)

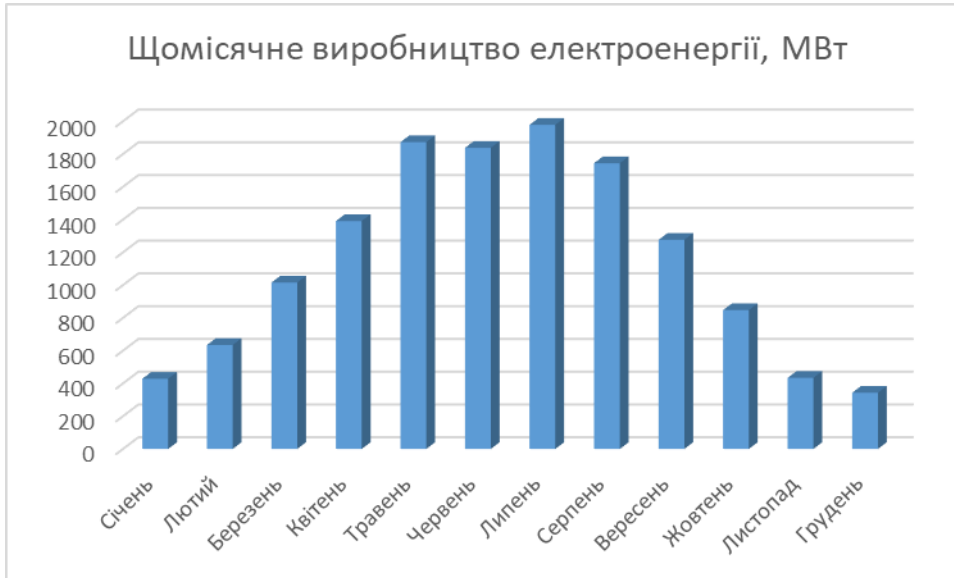
Регіон/ Місяці	Січень	Лютий	Березень	Квітень	Травень	Червень	Липень	Серпень	Вересень	Жовтень	Листопад	Грудень
Генічеськ	1,3	2,13	3,08	4,36	5,68	5,76	6	5,29	4	2,57	1,36	1,04

Таблиця 2.17.2 – Виробництво ФЕС електричної енергії в м. Підгородне, МВт · год

Місяць	Січень	Лютий	Березень	Квітень	Травень	Червень	Липень	Серпень	Вересень	Жовтень	Листопад	Грудень	Рік
Генічеськ	1,3	2,13	3,08	4,36	5,68	5,76	6	5,29	4	2,57	1,36	1,04	3,55
Дні	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365
Виробництво	428,5727	634,2451	1015,388	1391,0003	1872,533	1837,652	1978,028	1743,961	1276,147	847,2553	433,89	342,8582	13779,73

За допомогою таблиці 2.17.2 визначаємо кількість виробленої електроенергії за рік – 13779,73 МВт · год.

Таблиця 2.17.3 – Щомісячне виробництво електроенергії



### 3. Економічна частина

#### Вступ

Питання електроефективності для України є особливо актуальним, оскільки споживання енергетичних ресурсів у нашій країні зорієнтовано на традиційні невідновлювані джерела енергії, до того ж Україна імпортує близько 50% електроенергії за високими цінами, що є дуже не вигідним для економіки. Тому аналіз сучасного стану та проблемних аспектів розвитку альтернативної енергетики в Україні є актуальною темою дослідження.

Наразі нас цікавить сонячна фотоенергетика, що використовує пряме перетворення сонячної радіації в електричну енергію за допомогою фотоелементів. За встановленою потужністю сонячні перетворювачі можуть мати від декількох сот Ват (встановлених на даху будинку) до понад 100 МВт (промислові електростанції).

Основними перевагами сонячної енергії порівняно з традиційними невідновлюваними джерелами є: доступність і невичерпність джерела; ефективне використання як прямого, так і розсіяного сонячного випромінювання; можливість створення установок практично будь-якої потужності; досить великий термін служби установок (до 50 років).

Результатом дипломного проекту передбачено фінальні розрахунки та остаточне прийняття до встановлення електричного обладнання. Після того як буде вибрано обладнання рекомендовано переходити до стадії підготовки будівельного майданчика та монтажу сонячної електричної станції. Економічна частина дипломного проекту орієнтована на розрахунок витрат для будівництва сонячної електричної станції. Для цього після вибору електричного обладнання необхідно розрахувати його загальну вартість. Коли вартість апаратури буде розраховано передбачено визначення витрати на транспортування електричного обладнання до міста Генічеськ, а саме кількість та тип транспорту, його вартість, а також грошові витрати на оплату

роботи працівників. Підводячи підсумок, можна стверджувати що основою економічної частини даного дипломного проекту є розрахунок вартості електричного обладнання, його транспортування і монтаж.

### 3.1 Розрахунок капітальних витрат

Капітальні інвестиції – це кошти, призначені для створення і придбання основних фондів і нематеріальних активів, що підлягають амортизації.

Капітальні інвестиції з реалізації проектного технічного рішення можуть включати:

Капітальні інвестиції з реалізації технічного рішення можуть включати витрати:

- на придбання обладнання, техніки, технології, технічних засобів контролю та обліку витрачання ресурсів, приладів діагностики стану обладнання тощо;
- пов'язані з виконанням будівельно-монтажних робіт;
- на проведення монтажно-налагоджувальних робіт;
- фінансових коштів на виконання проектно-конструкторських робіт, підготовку персоналу та виконання інших робіт, необхідних для реалізації технічного рішення.

Проектні капітальні інвестиції в устаткування і будівельно-монтажні роботи визначаються на основі цін, наведених у прайс-листах оптових цін на електроустаткування, та інших довідкових матеріалів або за фактичними витратами підприємства. Прийняті ціни необхідно обґрунтувати, а саме, вказати джерела інформації на відповідну дату.

При визначенні величини проектних капіталовкладень ( $K_{np}$ ) використовують формулу:

$$K_{\text{пр}} = K_{\text{об}} + K_{\text{тр}} + K_{\text{мн}}$$

де,  $K_{\text{об}}$  – вартість обладнання

$K_{\text{тр}}$  – транспортно-заготівельні і складські витрати;

$K_{\text{мн}}$  – витрати на монтаж-налагоджувальні роботи;

Розрахунок капітальних витрат наведено в таблиці 3.1 за даними заводів-виробників та представників ринку електрообладнання.

Таблиця 3.1 – Економічні показники

№	Найменування	Ціна за одиницю, грн	Кількість	Одиниці виміру	Капітальні витрати, грн
1	Сонячна панель Risen Energy RSM150-8-500M	4508	21600	шт.	97372800
2	Кабель сонячний 6 мм <sup>2</sup> PV	40	33760	м.	1350400
3	Інвертор HUAWEI SUN2000-100KTL- M1	175240	100	шт.	17524000
4	Стіл для монтажу панелей	32238	300	шт.	9671400
5	Конструкція для кріплення інвертору	4959	100	шт.	495900



Продовження таблиці 3.1					
6	Трансформатори ТМ 2500кВА-10(6)-0,4 Д/У <sub>Н</sub> -11,У/У <sub>Н</sub> -0	320000	4	шт.	1280000
7	Кабель АПВВГ-1 3х70+1х35 мм <sup>2</sup>	145	15000	м	2175000
8	Кабель АПВЕгаПу – 3 1х240/50мм <sup>2</sup>	897	2500	м	2242500
9	Роз'єднувач РВ- 10/630 УХЛ2	3267	8	шт.	26136
10	Ввідний вимикач ВРС-10-40/1000 У2	47000	1	шт.	141000
11	Автоматичний вимикач Електрон Е25С	90000	4	шт.	360000
12	Запобіжник ППН-41-20 УХЛ3 2500А	8120	100	шт.	812000

Продовження таблиці 3.1		
	Всього	124451136

Таблиця 3.2 – Посилання на ціни

Найменування обладнання	Постачальник
Кабельна продукція	ООО “ІНФІКС ПЛЮС” м. Київ, тел.:+380 (67) 238-86-77  Інтернет магазин ElectrtoTorg м. Харків, тел: +380 (67) 690-00-88
Електротехнічна продукція	Інтернет магазин СонцеДім м. Львів, тел: +380 (97) 257-14-97  Інтернет магазин VipMart м. Одеса, 0800330712  Інтернет магазин Самторг Електро м. Київ, тел: +380 (98) 615-25-44  Інтернет магазин prom.ua, тел.:+380 (96) 323-79-98

Вартість транспортних витрат розраховані за даними служби перевезень «Делівері» за доставку вантажа зважаючи на вагу і габарити. Також було враховано відстані між Генічеськом, та міста, в якому знаходиться потрібне нам обладнання. Розрахунок вартості доставки відбувався за тарифами «Делівері».

<https://www.delivery-auto.com/uk-UA/CalculateCost>

Витрати на монтажні роботи ( $Z_M$ ) можна визначити за формулою

$$Z_M = \sum (C_i * a_i * t_i) * K_d * K_{cm} * K_{pr}$$

де  $Ч_i$  - чисельність працівників  $i$ -го розряду, необхідних для виконання певного обсягу монтажних робіт, чол.;

$a_i$  - годинна тарифна ставка працівника  $i$ -го розряду, грн.;

$t_i$  - час, необхідний для виконання певного обсягу монтажних робіт, год.;

$K_D$  - коефіцієнт, що враховує розмір доплат;

$K_{CM}$  - коефіцієнт, що враховує єдиний соціальний внесок;

$K_{ПР}$  - коефіцієнт, що враховує інші витрати на здійснення монтажних робіт.

$$Z_M = ((40 * 70 * 960) + (4 * 85 * 960)) * 1,05 * 0,22 * 1,1 = 745069 \text{ грн.}$$

Транспортно-заготівельні і складські витрати:

Згідно тарифами компанії Delivery Group доставка усіх матеріалів буде коштувати

$$K_{Тр} = 5\,639\,100 \text{ грн.}$$

Капітальні витрати:

$$K = K_{об} + K_{МН} + K_{Тр} = 124\,451\,136 + 745\,069 + 5\,639\,100 = 130\,835\,305 \text{ грн}$$

### 3.2 Розрахунок експлуатаційних витрат

Експлуатаційні витрати - це поточні витрати на експлуатацію та обслуговування об'єкта проектування за певний період (рік), виражені в грошовій формі.

До основних статей експлуатаційних витрат електротехнічного устаткування відносяться:

- амортизаційні відрахування ( $C_A$ );
- заробітна плата обслуговуючого персоналу ( $C_3$ );
- єдиний соціальний внесок ( $C_C$ );

- витрати на технічне обслуговування й поточний ремонт устаткування та мереж ( $C_T$ );

- інші експлуатаційні витрати ( $C_{пр}$ ).

Таким чином, річні експлуатаційні витрати складуть:

$$C = C_A + C_3 + C_C + C_T + C_{пр}$$

### 3.2.1 Розрахунок амортизаційних відрахувань

Амортизація об'єкта основних засобів нараховується виходячи з терміну його корисного використання. Строк корисного використання об'єктів основних засобів і нематеріальних активів визначається підприємством самостійно, виходячи з очікуваних економічних вигод, технічних і якісних характеристик основного засобу, морального і фізичного зносу, а також інших факторів, які можуть вплинути на можливість використання. Термін корисного використання об'єктів основних засобів для нарахування амортизації, який приймається у даній роботі, відповідає мінімально допустимому терміну корисного використання для передавальних пристроїв (третья група основних засобів) і становить 12 років.

Норма амортизації при прямолінійному методі постійна протягом усього амортизаційного періоду і дорівнює:

$$H_a = (\Phi_{п} - Л) * 100\% / (\Phi_{п} * T_{п})$$

де  $\Phi_{п}$  – первісна (або переоцінена) вартість об'єкта основних засобів;

$Л$  – розрахункова ліквідаційна вартість основних засобів;

$T_{п}$  – термін корисного використання (амортизаційний період).

У розрахунку приймаємо первісну вартість об'єктів основних засобів рівною витратам на придбання основних засобів. Ліквідаційну вартість приймаємо рівною 5% від початкової вартості основних засобів, що підлягають амортизації. Тоді норма амортизації становитиме:

$$H_a = \frac{(130\,835\,305 - 6\,541\,765) * 100\%}{(130\,835\,305 * 12)} = 7,9\%$$

Річні амортизаційні відрахування:

$$C_A = \frac{\Phi_{п} * H_a}{100\%}$$

$$C_A = \frac{130\,835\,305 * 7,9\%}{100\%} = 10\,335\,989 \text{ грн.}$$

### 3.2.2 Розрахунок річного фонду заробітної плати

Розрахунок річного фонду заробітної плати здійснюємо за категоріями персоналу (робітники, КСС), що обслуговує об'єкт проектування, відповідно до їхньої чисельності, режиму роботи, за погодинними тарифними ставками, посадовими окладами, формами і системами оплати праці і преміювання, що застосовують на підприємстві.

Основна заробітна плата працівників – це винагорода за виконану роботу відповідно до встановлених норм праці (норми часу, виробітку, обслуговування, посадові обов'язки). Вона визначається тарифними ставками і відрядними розцінками, посадовими окладами для спеціалістів, службовців і керівників. При визначенні основної заробітної плати робітників (за відрядною або погодинною формами оплати) враховуємо погодинну тарифну ставку робітника відповідного розряду та розраховуємо номінальний річний фонд робочого часу робітника.

Додаткова заробітна плата – це винагорода за працю понад встановлених норм, за особливі умови праці. До додаткової заробітної плати належать премії, пов'язані з виконанням виробничих завдань і функцій за діючими на підприємстві преміальними системами, доплати і надбавки, гарантійні і компенсаційні виплати, передбачені чинним законодавством (за роботу в нічний і вечірній час, у важких і шкідливих умовах, за багатозмінний режим роботи, за керівництво бригадою незвільненим бригадирам, за навчання учнів тощо). Додаткова заробітна плата

обслуговуючого персоналу визначається в розмірі 10-15% від основної заробітної плати.

Номінальний річний фонд робочого часу одного робітника  $F_H$  визначається відповідно до режиму його роботи (кількістю робочих днів і тривалістю зміни):

$$F_H = (D_K - D_{CB} - D_{ВИХ}) * T_{ЗМ} = (365 - 11 - 104) * 8 = 2000 \text{ год,}$$

де  $D_K$  - число календарних днів;

$D_{CB}$  - число святкових днів;

$D_{ВИХ}$  - число вихідних днів;

$T_{ЗМ}$  - тривалість зміни, год.

При розрахунку заробітної плати інженерно-технічного персоналу враховуємо, що вона визначається, виходячи з місячного посадового окладу. Результати розрахунку основної заробітної плати обслуговуючого персоналу представлені у табл. 3.2.2.1

Таблиця 3.2.2.1 – Розрахунок річного фонду заробітної платні обслуговуючого персоналу

№ п/п	Найменування професій працівників	Списочний штат, чол.	Погодинна тарифна ставка, грн	Номінальний річний фонд робочого часу, год	Основна заробітна плата, грн
1.	Охоронець	3	60	2000	360000
2.	Електромонтер	5	70	2000	800000
3.	Майстер	2	85	2000	340000
Всього:					1 500 000

Додаткова заробітна плата обслуговуючого персоналу (наприклад, оплата чергових відпусток) визначається в розмірі 10-15% від основної заробітної плати

$$Z_{\text{доп}} = 0,1 * 1\,500\,000 = 150\,000 \text{ грн}$$

Таким чином, загальна величина річного фонду заробітної плати становить:

$$C_3 = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} = 1\,500\,000 + 150\,000 = 1\,650\,000 \text{ грн.}$$

### 3.2.3 Відрахування на єдиний соціальний внесок визначаємо за ставкою 22% від суми усіх виплат

Відрахування на соціальні заходи (єдиний соціальний внесок) визначаються на підставі встановленого чинним законодавством відсотка від суми основної та додаткової заробітної плати. Ставка цього внеску складає 22% від фонду оплати праці.

$$C_c = 0,22 * C_3 = 0,22 * 1\,650\,000 = 363\,000 \text{ грн}$$

### 3.2.4 Річні витрати та технічне обслуговування та поточний ремонт

Річні витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт електротехнічного обладнання включають витрати на матеріали, запасні частини, заробітну плату ремонтним робітникам і можуть визначатися за фактичними даними підприємства.

В нашому випадку ремонтні роботи та заміна обладнання виконуються силами чергового персоналу, який постійно знаходиться на території об'єкту. Тому залучення сторонніх організацій до виконання ремонтних робіт не планується. Річні витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт складаються лише з вартості матеріалу та обладнання, яке підлягає заміні.

Витрати на поточний ремонт апаратури автоматики і систем автоматизації можна розрахувати за формулою:

$$Z_{\text{т.р.}} = \sum_{i=1}^n \left( R_i * t_i * m_i * R_{\Sigma i} + \frac{S_i * \Pi_i}{T_i} * T_{\Phi} \right)$$

де  $n$  – число пристроїв автоматики, що підлягають ремонту;

$R_i$  – годинна ставка робітників, що виконують ремонт, грн;

$t_i$  – трудомісткість одного ремонту при категорії складності ремонту в одну ремонтну одиницю залежно від виду ремонту год./ од;

$m_i$  – число ремонтів за рік (наприклад, для закритих електромашин число малих ремонтів - 2, середніх - 1, капітальних - 0,1);

$R_\Sigma$  – сумарна категорія складності ремонту в залежності від виду електрообладнання

$S_i$  - вартість однотипних замінних елементів, грн.;

$\Pi$  – кількість однотипних замінних елементів;

$T_i$  – середній термін служби деталей даного типу, год.;

$T_\Phi$  – середній термін служби деталей даного типу, год.;

$$Z_{т.р.} = 126280 \text{ грн}$$

### 3.2.5 Визначення інших витрат

Інші витрати з експлуатації об'єкта включають витрати на охорону праці, на спецодяг та інші. Згідно практичного досвіду, ці витрати визначаються у розмірі 4% від річного фонду заробітної плати обслуговуючого персоналу.

$$C_{пр} = 0,04 * C_з = 0,04 * 1\,650\,000 = 66000 \text{ грн}$$

Таким чином, експлуатаційні витрати складуть:

$$C = C_A + C_з + C_C + C_T + C_{пр}$$

$$C = 10\,335\,989 + 1\,650\,000 + 363000 + 126280 + 66000$$

$$C = 12\,541\,269 \text{ грн.}$$



### 3.3 Висновок

В економічному розділі було розраховано усі витрати необхідні на придбання, транспортування та монтаж електричного обладнання. Було визначено фінансові витрати на будівництво і обслуговування ФЕС, розраховано зарплати працівникам.

Таблиця 3.3 – Зведені капітальні та експлуатаційні витрати за проектом модернізації

Найменування показника	Одиниці вимірювання	Значення
Капітальні витрати	грн	130 835 305
Експлуатаційні витрати, всього	грн	12 541269
у тому числі		
Амортизаційні відрахування	грн	10 335 989
Заробітна плата обслуговуючого персоналу	грн	1 650 000
Відрахування на єдиний соціальний внесок	грн	363000
Технічне обслуговування та поточний ремонт	грн	126280
Інші витрати	грн	66000

## 4. Охорона праці

### 4.1 Аналіз небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Дипломним проектом передбачено розрахунок електричної частини сонячної електричної станції потужністю 10 МВт у м. Генічеськ.

В склад проекту сонячної електростанції у м. Генічеськ Херсонської області входять:

- інверторне обладнання одиничною потужністю 100 кВт (100 шт.);
- фотоелектричні модулі одиничною потужністю 500 Вт (21600 шт.);
- комплектні трансформаторні підстанції 10/0,4 кВ з силовим трансформатором потужністю 2500 кВА (3 шт.);
- розподільчий пункт 10 кВ (1 шт.);

На території СЕС можливе виникнення лише локальних НС (що не виходять за межі території майданчика). Можливим є виникнення надзвичайної ситуації - пожежі у спорудах, на комунікаціях та технологічному обладнанні. Основним джерелом небезпеки є електричні елементи СЕС, а саме можливість ураження електричним струмом під час їх експлуатації.

Згідно ГОСТ 12.0.003-74 під час роботи персоналу у виробничому корпусі та біля КТП, РП, виявлено наступні небезпечні фактори:

- Монотонність праці;
- Підвищений рівень електромагнітних випромінювань;
- Підвищена яскравість сонячного світла;
- Підвищений рівень статичної електрики.

Середньорічна температура повітря складає 8,8°C. Найхолодніший місяць січень має середню місячну температуру -4,3°C. Абсолютна мінімальна

температура  $-42^{\circ}\text{C}$ . Самий спекотний місяць липень має середньомісячну температуру  $+21,5^{\circ}\text{C}$ . Абсолютна максимальна температура  $+41^{\circ}\text{C}$ .

#### 4.2 Інженерно-технічні заходи з охорони праці

Для створення і дотримання безпечних та не шкідливих умов праці при експлуатації і ремонті мереж і устаткування необхідно керуватися вимогами НПАОП 40.1-1.21-98, НПАОП 40.1-1.07-01 і ГОСТ 12.3.032-84, а при виконанні окремих видів робіт, що не є специфічними для електротехнічного персоналу - вимогами міжгалузевих нормативних актів про охорону праці.

До експлуатації устаткування допускається лише спеціально вивчений і підготовлений штат електротехнічного персоналу, забезпечений всіма необхідними засобами і устаткуванням для виконання ремонтних робіт.

Для забезпечення охорони праці та техніки безпеки проектом передбачається:

- використання технічно досконалого обладнання;
- розміщення відкритих струмоведучих частин устаткування, ошиновки і проводів з забезпеченням нормованих ПУЕ відстаней;
- розміщення устаткування, що забезпечує його вільне обслуговування;
- улаштування заземлюючих пристроїв елементів електроустановок з нормованою величиною опору та конструкцією, що відповідає вимогам ПУЕ;
- захисне та робоче заземлення устаткування КТП, РП, інверторів згідно з ПУЕ;
- автоматичного відключення устаткування при виникненні нештатних і аварійних ситуацій;

- розміщення розподільчих пристроїв 0,4 кВ у металевих шафах (комірках), які замикаються і мають розпізнавальні знаки безпеки;
- прокладка кабелів на нормовану глибину в землі;
- захист кабельних ліній від механічних пошкоджень (ПВХ труба);
- попереджувальні заходи;
- прокладання сигнальної стрічки над КЛ, встановлення відповідних знаків по трасі КЛ;
- використання для будівельно-монтажних робіт механізмів, в конструкції яких закладені принципи охорони праці;
- високий рівень механізації будівельно-монтажних робіт;
- виконання будівельно-монтажних робіт згідно з типовими технологічними картами.

Для забезпечення охорони праці і техніки безпеки необхідно щоб будівельні, монтажні і налагоджувальні роботи та експлуатація електроустановок виконувалися з дотриманням вимог діючих норм.

Для забезпечення безпеки виробничого персоналу при експлуатації сонячних модулів робочим проектом передбачені наступні заходи по охороні праці та техніці безпеки передбачено:

- огорожа об'єкту висотою 2,0 м;
- передбачено освітлення об'єкту у нічний час.

При роботі в діючій електроустановці персоналу електромонтажних організацій заборонено виконувати роботи без зняття напруги поблизу струмоведучих частин і на струмоведучих частинах, що знаходяться під напругою.

Передбачена проектом апаратура повинна експлуатуватися в відповідності до паспортних значень номінального струму та напруги.

В процесі експлуатації треба постійно контролювати стан контактних з'єднань, ізоляції арматури, нормальний шум працюючого устаткування, відсутність слідів дуги та оплавлення ошиновки, опір ізоляції електрощитів, силових мереж, правильність підключення нульових заземлюючих провідників.

Забезпечення техніки безпеки в силовому електроустаткуванні та електроосвітленні зроблено вибором відповідного виконання електроустаткування, апаратів та мереж.

Обслуговування та ремонт електроустаткування та електричних мереж передбачається персоналом ремонтних служб.

Електромонтажні роботи треба вести у відповідності до діючих будівельних норм, СНП 3.05.06-85, ПВЕ, з дотриманням заходів по охороні праці та техніці безпеки.

Крім заходів, передбачених проектом, повинні бути розроблені інструкції по забезпеченню техніки безпеки з урахуванням специфіки та конкретних особливостей роботи в відповідності з вимогами норм.

Робочим проектом передбачається комплекс заходів по забезпеченню захисту працюючих від виробничих травм згідно з діючими нормативними документами.

Основні документи, якими повинен користуватися персонал:

- виконавча робоча документація;
- інструкція по техніці безпеки, виробнича санітарна та пожежна безпека;
- технічна експлуатаційна документація на обладнання;
- посадові інструкції.

В процесі експлуатації недопустимо:

- перевантаження обладнання вище паспортних та проєктованих величин;
- порушення обслуговуючим персоналом правил технічної експлуатації обладнання, правил техніки і пожежної безпеки.

В процесі експлуатації адміністрація повинна забезпечити періодичний контроль технічного стану обладнання та вияв шкідливих факторів, прояв яких можливий у даному випадку.

Для виключення професійних захворювань необхідно проводити попередні і періодичні медичні огляди персоналу згідно з діючими положеннями.

Працівники мають бути забезпечені спеціальним одягом, засобами індивідуального захисту згідно з діючими нормами.

Для забезпечення безпеки персоналу при виконанні робіт:

- перед початком робіт повинен бути проведений інструктаж;
- повинні бути встановлені знаки безпеки відповідно до вимог ПТЕЕС;
- на місці роботи повинна бути "знята" напруга, а електрообладнання заземлене;
- при виконанні робіт на висоті необхідно виконати заходи захисту від можливості падіння людей або предметів (наказ №62 від 27.03.2007р. Про затвердження Правил охорони праці під час виконання робіт на висоті).

Під час пожежогасіння трансформатору передбачається злив масла у аварійний маслозбірник, який влаштовується індивідуально під трансформатором. В разі загоряння трансформатора, масло і вода в повному обсязі приймаються маслозбірником, що дозволяє швидко локалізувати і ліквідувати аварійну ситуацію. У маслозбірнику, після пожежогасіння трансформатору, вода, що забруднена маслом, повинна відстоятись для розділу середовищ.

Після чого верхній шар масла відкачується і відвозиться на регенерацію до спеціалізованого підприємства. Нижній шар води, забруднений нафтопродуктами, відвозиться на очистку до спеціалізованих очисних споруд.

Можна зробити висновок що завдяки прийнятим проектним рішенням, при дотриманні правил будівництва та експлуатації, проєктований об'єкт негативного впливу на ґрунтовий покрив не спричинить.

#### 4.3 Пожежна профілактика

Проектовані електроустановки перебувають на території станції (СЕС) та відносяться до IIIа групи відповідно до ДСТУ Б В.1.1-36:2016 (з силовими трансформаторами з первинною напругою 10 кВ), не передбачає наявність протипожежного водопроводу і пожежних резервуарів, а відповідно і автоматичного пожежогасіння.

Технічні будівлі СЕС мають IIIа ступінь вогнестійкості. У приміщенні вихід передбачаються безпосередньо назовні. Двері відкриваються назовні, по ходу евакуації.

Проектом передбачені засоби запобігання пожежам і вибухам, а саме:

- автоматичне відключення дією релейного захисту окремих елементів електричних мереж при виникненні коротких замикань;
- розміщення устаткування в КТП на відстанях, нормованих ПУЕ, між струмоведучими частинами і маслозаповненим устаткуванням;
- прокладка КЛ в ґрунті;
- застосування для будівництва КЛ негорючих конструкцій;

- виконання з'єднань і відгалужень проводів і жил кабелів за допомогою опресування, зварювання, спеціальних затискачів для зниження перехідних опорів, безпечних у пожежному відношенні;

- заземлення устаткування згідно ПУЕ;

- первинні засоби пожежогасіння на трансформаторних підстанціях згідно з правилами пожежної безпеки в компаніях, на підприємствах та в організаціях електричної галузі України;

- пояснювальні знаки за ДСТУ ISO 6309:2007, що вказують місце знаходження засобів пожежогасіння;

- забезпечення під'їзду пожежних машин до об'єкту.

Пожежна безпека забезпечується застосуванням негорючих конструкцій, заземленням устаткування, автоматичним відключенням струмів короткого замикання, дотриманням нормативних габаритів та вимог ізоляційних матеріалів, виконанням відгалужень до вводів в КТП ізольованими проводами.

Для розміщення первинних засобів пожежогасіння у виробничих, складських, допоміжних приміщеннях, будинках, спорудах, а також на території підприємств повинні встановлюватися спеціальні пожежні щити (стенди). Проектом передбачається на території об'єкта 1 пожежний щит (стенд). До комплекту засобів пожежогасіння, які розміщуються на пожежному щиті, входять: порошкові вогнегасники - 3 шт., ящик з піском - 1 шт., протипожежне покривало - 1 шт., багор або лом та гак - 2 шт., лопати - 2 шт., сокири - 2 шт.

На пожежних щитах (стендах) повинні розміщуватися ті первинні засоби гасіння пожежі, які можуть застосовуватися в даному приміщенні, споруді, установці. Пожежні щити (стенди) та засоби пожежогасіння повинні бути пофарбовані у відповідні кольори згідно з ДСТУ ISO 6309:2007.



#### 4.4 Розрахунок освітлення виробничого приміщення

Метою розрахунку є вибір системи освітлення, джерела світла і світильників, визначення кількості світильників для забезпечення нормованої освітленості і розташування їх на плані приміщення.

На сонячній електростанції потужністю 10 МВт у м. Генічеськ передбачено для побудови одноповерховий виробничий корпус загальною площею 60 м<sup>2</sup>.

Розрахунок освітлення методом питомої потужності виконується по формулі:

$$P_{\text{л}} = \frac{P * S}{N}$$

де  $P_{\text{л}}$  - потужність ламп у світильнику, Вт;

$P$  - питома потужність, Вт/М<sup>2</sup>;

$S$  - площа приміщення, м<sup>2</sup>;

$N$  - число світильників.

Згідно таблиці 5.1 (СНиП II-4-79) приймаємо розряд VI; характеристика зорової роботи: Груба; розмір об'єкта розрізнення: більше 5 мм.

Загальну кількість світильників можна визначити по формулі:

$$N = N_{\text{р}} * N_{\text{ср}} = 15 * 3 = 45 \text{ шт.}$$

де  $N_{\text{р}}$  - кількість рядів світильника;

$N_{\text{ср}}$  - кількість світильників у ряді.

Кількість рядів світильника визначається виходячи з розмірів приміщення:

$$N_{\text{р}} = \frac{S}{L_{\text{р}}} = \frac{60}{4} = 15 \text{ шт.}$$

де  $L_{\text{р}}$  - відстань між рядами світильників;

$S$  – площа приміщення.

Відстань між рядами світильників визначається за формулою:

$$L_p = \lambda * h = 1,6 * 2,5 = 4 \text{ м}$$

де  $h$  – висота підвісу ламп;

$\lambda$  - Найбільш вигідне співвідношення відстані між світильниками до розрахункової висоти підвісу, може бути визначене з таблиці 5.5 (СНиП II-4-79).

Маючи питому потужність приблизно  $24 \text{ Вт/м}^2$  (згідно з даних норм освітленості), площу будівлі ( $S = 60 \text{ м}^2$ ) та кількість ламп у будівлі ( $N = 45$  шт.) можемо розрахувати потужність ламп у світильнику за формулою:

$$P_{\text{л}} = \frac{P * S}{N} = \frac{24 * 60}{45} = 32 \text{ Вт}$$

Виходячи з цього розрахунку приймаємо до встановлення лампи розжарювання Philips E27 40W 230V A55 CL 1CT/12X10F Stan потужністю 40 Вт.

## Висновки

В даному дипломному проєкті передбачено проектування сонячної електростанції сумарною інверторною потужністю 10 МВт, яка складається із чотирьох полів встановленою потужністю 2500 кВт. Сумарна панельна потужність складатиме 10,8 МВт, чотири поля панельною потужністю 2700 кВт. Для перетворення сонячного випромінювання в електроенергію постійного струму на опорних конструкціях встановлюється масив фотоелектричних модулів (ФЕМ) типу “Risen Energy” RSM150-8-500M з максимальною потужністю 500 Вт.

ФЕМ послідовно з’єднуються власними кабелями постійного струму в стрінги по 18 фотоелектричних модулів. Далі генерована потужність від столів ФЕМ за допомогою кабелів PV перерізом 6 мм<sup>2</sup> передається до інверторів типу Huawei SUN2000-100KTL-M1. Від інверторів генерована потужність передається кабельними лініями до КТП 10/0,4 кВ з підвищувальними трансформаторами потужністю 2500 кВА

## Перелік посилань

1. Закон України «Про електроенергетику» від 16.10.1997 № 575/97-ВР
2. Методичні вказівки до виконання курсового проєкту з дисципліни “Сонячна енергетика” для студентів спеціальності 141 “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка” / І.М. Луценко, Є.В. Кошеленко, П.С. Циган, О.А. Замкова – Д.: НТУ «Дніпровська політехніка», 2019. – 20 с.
3. ГОСТ 28249-93. Короткі замикання в електроустановках. Методи розрахунку в установках змінного струму напругою до 1 кВ.
4. СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49-2011 "Проектування кабельних ліній напругою до 330кВ."
5. "Керівництво по вибору, прокладці, монтажу, випробовувань і експлуатації кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену напругою 6-35 кВ ПАТ "Південкабель".
6. ПУЕ: Розділ 7.4. Електричні установки в пожежонебезпечних зонах
7. ГОСТ 12.1.045-84. ССБТ. «Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля».
8. ГОСТ 13109-97. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения
9. СНИП II-4-79. Естественное и искусственное освещение. - М.: Стройиздат. 1980. - 49 с.
10. НАПБ А.01.001-2004. Правила пожежної безпеки в Україні
11. Методичні вказівки до виконання економічної частини дипломної роботи для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / Укладачі: Л.В. Тимошенко, Н.В. Дементьєва - Дніпро: НГУ, 2018. - 15 с.
12. Методичні вказівки до виконання розділу „Охорона праці“ в дипломних проєктах (роботах) бакалаврів інституту електроенергетики / В.І. Голінько, В.Ю. Фрундін, Ю.І. Чеберячко, М.Ю. Іконніков. – Д.: Державний ВНЗ «Національний гірничий університет», 2012. – 8 с.

13. <https://sun-energy.com.ua/solar-power/solar-panels/risen-150c-500w-mono>
14. [https://www.avtomats.com.ua/1842-selective\\_circuit\\_breaker\\_e25s\\_1600a\\_2500a\\_4000a\\_contactor.html](https://www.avtomats.com.ua/1842-selective_circuit_breaker_e25s_1600a_2500a_4000a_contactor.html)
15. <https://energo-zavod96.ru/oborudovanie/silovye-maslyanye-transformatory/transformatory-tm/transformator-tm-2500-10-0-4>
16. <https://zyabkin.com.ua/predohranitel-plavkiy-g.4-ppn-41-20-uhl3-2500a-perem.-nva-korenevo-5925020031/p239529/>
17. <https://soncedim.com.ua/product/soniachna-batareia-risen-rsm150-8-500m>
18. <https://termoteh.zp.ua/p674310709-krepleniya-dlya-solnechnyh.html>
19. <https://samtorg.com.ua/p305855449-transformator-maslyanyj-2500.htm>
20. <https://electrotorg.biz.ua/product/apvegap-10-1h63095>
21. [https://prom.ua/ua/p95959058-kabel-silovoj-avvg.html?utm\\_source=google\\_pla&utm\\_medium=cpc&utm\\_content=pla&utm\\_campaign=UA\\_cpa\\_5\\_10&gclid=CjwKCAjwqvyFBhB7EiwAER786c34ytjgxdL6z5J5SO7T7g2SoA3ZsQw5foPi0X958YKZenvfNTJYoBoCMKIQA vD\\_BwE](https://prom.ua/ua/p95959058-kabel-silovoj-avvg.html?utm_source=google_pla&utm_medium=cpc&utm_content=pla&utm_campaign=UA_cpa_5_10&gclid=CjwKCAjwqvyFBhB7EiwAER786c34ytjgxdL6z5J5SO7T7g2SoA3ZsQw5foPi0X958YKZenvfNTJYoBoCMKIQA vD_BwE)
22. <https://ukrelektro.com.ua/p4741844-razedinitel-rvz-10630.html>
23. <https://prom.ua/p1382051898-vakuumnyj-vyklyuchatel-bbtel.html?&primelead=MQ>

## Додаток А

		Позначення	Найменування	К-ть	Примітка
1					
2			Документація		
3					
4	A4	ЕЕ.ПД.21.__.ПЗ	Пояснювальна записка	102	
5					
6			Графічні матеріали		
7					
8	A1	ЕЕ.ПД.21.03.01.Г	Розрахунок ФЕС 10 МВт	1	
9	A1	ЕЕ.ПД.21.03.02.Г	Однолінійна схема	1	
10					
11					
12					

## ДОДАТОК Б Основні технічні характеристики ФЕМ та Інверторів

Таблиця Б.1 - Основні технічні характеристики ФЕМ Risen Energy, RSM150-8-500M

Параметр	Величина	
	STC	NOCT
Електричні параметри		
Максимальна потужність, Вт	500	374
Напруга максимальної потужності, В	42,45	38,88
Струм максимальної потужності, А	11,80	9,63
Ефективність модулі STC, %	20,3	
Максимальна напруга збірки, В	1500	
Температурні характеристики		
Температурний коефіцієнт для потужності, %/°C	-0,37	
Температурний коефіцієнт для напруги холостого ходу, %/°C	-0,29	
Температурний коефіцієнт для струму короткого замикання, %/°C	0,05	
Механічні параметри		
Діапазон робочих температур, °C	-40...+85	
Номінальна робоча температура чарунок (NOCT), °C	44±2	

Продовження таблиці Б-1	
Габаритні розміри, мм	2220x1108x40
Маса, кг	28,5

Таблиця Б.2 - Основні технічні характеристики інвертору HUAWEI SUN2000-100KTL-M1

Параметр	Значення
Ефективність, %	98.6
Вхідні параметри	
Максимальна напруга, В	1100
Максимальна потужність, Вт	100000
Діапазон робочої напруги MPPT контролера, В	200-1000
Кількість входів постійного струму на один MPPT контролер	20
Кількість MPPT контролерів	10
Вихідні параметри	
Номінальна активна потужність, Вт	100000
Номінальна напруга, В	380
Максимальний струм, А	152
Частота мережі, Гц	50



Продовження таблиці Б-2	
Механічні параметри	
Габаритні розміри, Д x Ш x В, мм	1035x700x365
Маса, кг	90
Рівень захисту по ГОСТ 14254-96	IP66

ДОДАТОК В Повні технічні характеристики ФЕМ та інверторів

**Висока ефективність  
Монокристаличний PERC модуль**

















**RISEN ENERGY CO., LTD.**  
 Risen Energy є провідним світовим виробником 1-го рівня високопродуктивних сонячних фотовольтичних виробів та послужливам комплексних бізнес-рішень для житлової, комерційної та комунальної енергетики. Компанія, заснована в 1988 році, яка повністю зареєстрована в 2010, спонукає генерацію цін для обрання світового клієнта. Техно-комерційні інновації, які підтримані неперевершеною якістю та підтримкою, оточують загальні бізнес-рішення Solar PV компаній Risen Energy, які є одними з найпотужніших і високоякісно ефективніших у світі. Завдяки присутності на локальному ринку та сильному фінансовому банку, ми прагнемо до створення стратегічних, взаємовигідних відносин з нашими партнерами, тому що разом ми отримуємо користь від зростання вартості зелені енергії.

Taishan Industry Zone, Meilin, Ninghai 315609, Ningbo | PRC  
 Tel: +86-574-59953239 Fax: +86-574-59953599  
 E-mail: marketing@risenenergy.com Website: www.risenenergy.com



**risen**  
solar technology

Preliminary  
For Global Market

Draft 198

**RSM150-8-480M-500M**

<b>150 КОМІРОК</b> Моно PERC модуль	<b>480-500Wp</b> Діапазон потужності
<b>1500VDC</b> Максимальна напруга системи	<b>20.3%</b> Максимальний ККД

**КЛЮЧОВІ ОСОБЛИВОСТІ**

-  Бренд входить в список Тієр 1 з незалежним сертифікованим сучасним автоматизованим виробництвом
-  Найнижчий тепловий коефіцієнт в індустрії (0.37%)
-  12 років гарантії продукту - один з кращих в галузі
-  Відмінна продуктивність при низькому освітленні
-  Висока стійкість до деградації PID
-  Позитивний толеранс потужності
-  Подвійна інспекція 100% EL гарантує, що модулі не мають дефектів
-  Сортуння модулів Imp радикально зменшує втрати невідповідності рядків
-  Гарантована надійність і суворі гарантії якості далеко за межами сертифікованих вимог
-  Сертифікований для витримування важких умов навколишнього середовища
  - Антирефлекторна і антизагризновальна поверхня мінімізує втрати потужності від бруду та пилу
  - Сильна соляова туманність, змінена стійкість та стійкість до піску на приморському, фермерському та пустельному середовищах
  - Відмінене механічне навантаження 2400Pa та снігове навантаження 5400Pa

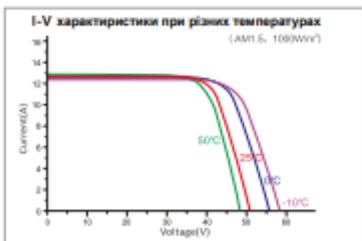
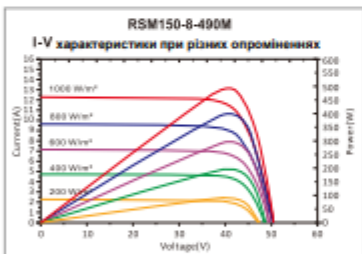
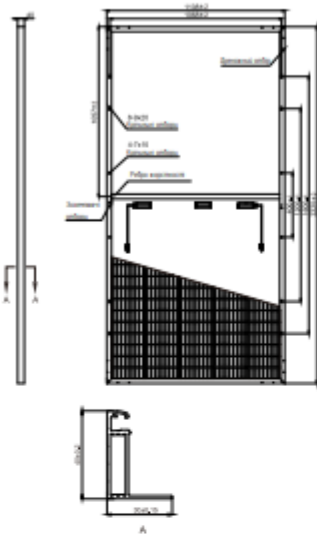
**ГАРАНТІЯ ЛІНІЙНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ**  
 Гарантія продукту 12 років / 25-річна гарантія лінійної потужності



THE POWER OF RISING VALUE

Рисунок В.1 - Повні характеристики фотоелементу “RisenEnergy” типу RSM-150-8-500M

Розміри PV модуля, в мм



REM150-M-9BB-EN-H1-2-2020

Електричні характеристики (STC)

Назва модулю	RSM150-8-480M	RSM150-8-485M	RSM150-8-490M	RSM150-8-495M	RSM150-8-500M
Вихідна потужність- $P_{max}(Wp)$	480	485	490	495	500
Напруга холостого ходу- $V_{oc}(V)$	50,72	50,79	50,86	50,93	51,00
Струм КЗ- $I_{sc}(A)$	12,10	12,20	12,30	12,40	12,50
Напруга- $V_{mp}(V)$	42,17	42,24	42,31	42,38	42,45
Струм- $I_{mp}(A)$	11,40	11,50	11,60	11,70	11,80
ККД модулю(%)	19,5	19,7	19,9	20,1	20,3

STC: 1000  $W/m^2$  випромінювання, температура модулю 25 °C, AM1.

Електричні характеристики (NMOT)

Назва модулю	RSM150-8-480M	RSM150-8-485M	RSM150-8-490M	RSM150-8-495M	RSM150-8-500M
Вихідна потужність- $P_{max}(Wp)$	393,3	393,1	396,8	370,6	374,4
Напруга холостого ходу- $V_{oc}(V)$	46,66	46,73	46,79	46,86	46,92
Струм КЗ- $I_{sc}(A)$	9,92	10,00	10,09	10,17	10,25
Напруга- $V_{mp}(V)$	38,63	38,69	38,76	38,82	38,88
Струм- $I_{mp}(A)$	9,30	9,38	9,47	9,55	9,63

NMOT: 800  $W/m^2$  випромінювання, температура навколишнього середовища 20 °C, швидкість вітру 1 м/с.

Механічні характеристики

Тип комірки	Монокристалічна, 210x70mm
Конфігурація комірок	150 комірок (5x15+5x15)
Розміри модулю	2220x1108x40mm
Вага	28,5кг
Супертранс	Високопровідний метал з низьким вмістом заліза, загартоване ARC скло
Субстрат	Білий аркуш
Рамка	Анодований алюмінієвий сплав тип 6063T5, сріблястий колір
Розподільна коробка	IP68, 1500VDC, 3 об'єднаних діода Шотткі
Вихідні кабелі	4.0мм <sup>2</sup> (12AWG), плюс(+) 270мм, мінус(-) 270мм
Тип конектора	Risen Twinsel PV-SY02, IP68

Температура та максимальні значення

Номінальна температура NOCT	44°C±2°C
Температурний коефіцієнт $V_{oc}$	-0.29%/°C
Температурний коефіцієнт $I_{sc}$	0.05%/°C
Температурний коефіцієнт $P_{max}$	-0.37%/°C
Робоча температура	-40°C ~+85°C
Максимальна напруга системи	1500VDC
Максимальна серія запобіжників	25A
Обмеження зворотного струму	25A

Специфіка упаковки

Кількість модулів у контейнері	40ft
Кількість модулів у палеті	540
Кількість палетів у контейнері	27
Кількість палетів у контейнері	20
Розміри упаковки	2250x1130x1240
Вага упаковки	825

УВАГА: УВАЖНО ПРОЧІТАЙТЕ ІНСТРУКЦІЮ З БЕЗПЕКИ ТА ВСТАВЛЕННЯ ПЕРЕД ВИКОРИСТАННЯМ ПРОДУКТУ.  
© 2020 Risen Energy. Всі права захищені. Технічні характеристики, що входять до цього опису, можуть бути змінені без попередження.

THE POWER OF RISING VALUE

Рисунок В.2 - Повні характеристики фотоелементу “RisenEnergy” типу RSM150-8-500M

SUN2000-100KTL-M1  
Smart PV Controller



10  
MPP Trackers

98.8% (@480V)  
Max. Efficiency

String-level  
Management

Smart I-V Curve Diagnosis  
Supported

MBUS  
Supported

Fuse Free  
Design

Surge Arresters for  
DC & AC

IP66  
Protection

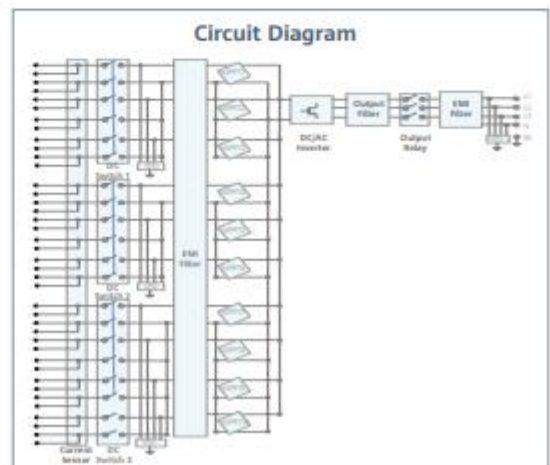
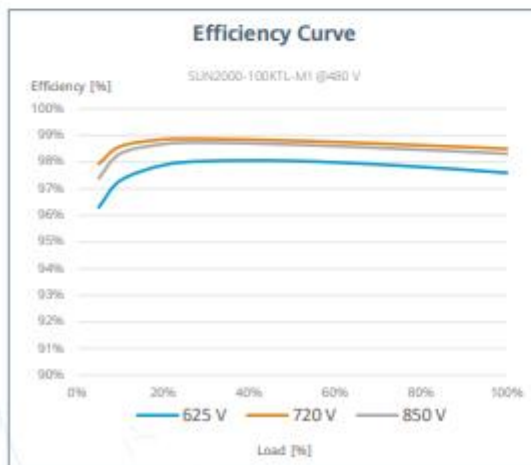


Рисунок В.3 - Повні характеристики інвертору «HUAWEI» SUN2000-100KTL-

M1

SUN2000-100KTL-M1  
**Technical Specification**

Technical Specification	SUN2000-100KTL-M1
<b>Efficiency</b>	
Max. efficiency	98.8% @480 V, 98.6% @380 V / 400 V
European efficiency	98.6% @480 V, 98.4% @380 V / 400 V
<b>Input</b>	
Max. Input Voltage <sup>1</sup>	1,100 V
Max. Current per MPPT	26 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range <sup>2</sup>	200 V – 1,000 V
Nominal Input Voltage	720 V @480 Vac, 600 V @400 Vac, 570 V @380 Vac
Number of MPP trackers	10
Max. input number per MPP tracker	2
<b>Output</b>	
Nominal AC Active Power	100,000 W
Max. AC Apparent Power	110,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	110,000 W
Nominal Output Voltage	480 V / 400 V / 380 V, 3W+(N)+PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	120.3 A @480 V, 144.4 A @400 V, 152.0 A @380 V
Max. Output Current	133.7 A @480 V, 160.4 A @400 V, 168.8 A @380 V
Adjustable Power Factor Range	0.8 leading... 0.8 lagging
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
<b>Protection</b>	
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	Optional
<b>Communication</b>	
Display	LED indicators; WLAN adaptor + FusionSolar APP
RS485	Yes
USB	Yes
Smart Dongle-4G	4G / 3G / 2G via Smart Dongle - 4G (Optional)
Monitoring BUS (MBUS)	Yes (isolation transformer required)
<b>General Data</b>	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm
Weight (with mounting plate)	90 kg
Operating Temperature Range	-25°C – 60°C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 – 100%
DC Connector	Staubli MC4
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless
Nighttime Power Consumption	< 3.5 W
<b>Standard Compliance (more available upon request)</b>	
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683
Grid Connection Standards	VDE-AR-N4105, EN 50549-1, EN 50549-2, RD 661, RD 1699, C10/11

Рисунок В.4 - Повні характеристики інвертору «HUAWEI» SUN2000-100KTL-M1 (продовження)



## ДОДАТОК Г Таблиця середньомісячного рівня інсоляції

Таблиця Г.1 - Середньомісячний рівень сонячної іррадіації (інсоляції) в містах України (кВт·год/(м<sup>2</sup>·день)

Регионы / Месяцы	янв	фев	март	апр	май	июнь	июль	авг	сент	окт	ноя	дек	Средн
Симферополь	1,27	2,1	3,05	4,3	5,44	5,84	6,2	5,34	4,07	2,7	1,55	1,07	<b>3,58</b>
Винница	1,07	1,9	2,94	3,92	5,19	5,3	5,16	4,68	3,21	2	1,1	0,9	<b>3,11</b>
Луцк	1,02	1,8	2,83	3,91	5,05	5,08	4,94	4,55	3,01	1,8	1,05	0,79	<b>2,99</b>
Днепропетровск	1,21	2	2,98	4,05	5,55	5,57	5,7	5,08	3,66	2,3	1,2	0,96	<b>3,36</b>
Донецк	1,21	2	2,94	4,04	5,48	5,55	5,66	5,09	3,67	2,2	1,23	0,96	<b>3,34</b>
Житомир	1,01	1,8	2,87	3,88	5,16	5,19	5,04	4,66	3,06	1,9	1,04	0,83	<b>3,04</b>
Ужгород	1,13	1,9	3,01	4,03	5,01	5,31	5,25	4,82	3,33	2	1,19	0,88	<b>3,16</b>
Запорожье	1,21	2	2,91	4,2	5,62	5,72	5,88	5,18	3,87	2,4	1,25	0,95	<b>3,44</b>
Ивано-Франков	1,19	1,9	2,84	3,68	4,54	4,75	4,76	4,4	3,06	2	1,2	0,94	<b>2,94</b>
Киев	1,07	1,9	2,95	3,96	5,25	5,22	5,25	4,67	3,12	1,9	1,02	0,86	<b>3,1</b>
Кировоград	1,2	2	2,96	4,07	5,47	5,49	5,57	4,92	3,57	2,2	1,14	0,96	<b>3,3</b>
Луганск	1,23	2,1	3,05	4,05	5,46	5,57	5,65	4,99	3,62	2,2	1,26	0,93	<b>3,34</b>
Львов	1,08	1,8	2,82	3,78	4,67	4,83	4,83	4,45	3	1,9	1,06	0,83	<b>2,92</b>
Николаев	1,25	2,1	3,07	4,38	5,65	5,85	6,03	5,34	3,93	2,5	1,36	1,04	<b>3,55</b>
Одесса	1,25	2,1	3,08	4,38	5,65	5,85	6,04	5,33	3,93	2,5	1,36	1,04	<b>3,55</b>
Полтава	1,18	2	3,05	4	5,4	5,44	5,51	4,87	3,42	2,1	1,15	0,91	<b>3,25</b>
Ровно	1,01	1,8	2,83	3,87	5,08	5,17	4,98	4,58	3,02	1,9	1,04	0,81	<b>3,01</b>
Сумы	1,13	1,9	3,05	3,98	5,27	5,32	5,38	4,67	3,19	2	1,1	0,86	<b>3,16</b>
Тернополь	1,09	1,9	2,85	3,85	4,84	5	4,93	4,51	3,08	1,9	1,09	0,85	<b>2,99</b>
Харьков	1,19	2	3,05	3,92	5,38	5,46	5,56	4,88	3,49	2,1	1,19	0,9	<b>3,26</b>
Херсон	1,3	2,1	3,08	4,36	5,68	5,76	6	5,29	4	2,6	1,36	1,04	<b>3,55</b>
Хмельницкий	1,09	1,9	2,87	3,85	5,08	5,21	5,04	4,58	3,14	2	1,1	0,87	<b>3,06</b>
Черкасы	1,15	1,9	2,94	3,99	5,44	5,46	5,54	4,87	3,4	2,1	1,09	0,91	<b>3,24</b>
Чернигов	0,99	1,8	2,92	3,96	5,17	5,19	5,12	4,54	3	1,9	0,98	0,75	<b>3,03</b>
Черновцы	1,19	1,9	2,84	3,68	4,54	4,75	4,76	4,4	3,06	2	1,2	0,94	<b>2,94</b>