

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

ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

(інститут)

ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИЙ

(факультет)

Кафедра ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

(повна назва)

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА**  
**кваліфікаційної роботи ступеню бакалавра**

(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студента Лейченка Богдана Олександровича

(ПІБ)

академічної групи 141-17-3

(шифр)

спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(код і назва спеціальності)

спеціалізації<sup>1</sup> \_\_\_\_\_

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка  
та електромеханіка

(офіційна назва)

на тему «Розробка електричної частини фотоелектричної станції потужністю 20 МВт»

(назва за наказом ректора)

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

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 Лейченку Б. О. академічної групи 141-17-3  
(прізвище та ініціали) (шифр)

спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
спеціалізації<sup>1</sup> \_\_\_\_\_

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

\_\_\_\_\_ (офіційна назва)

на тему Розробка електричної частини фотоелектричної станції потужністю 20 МВт,  
затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_

Розділ	Зміст	Термін виконання
Вступна частина	Виконати аналіз поточного режиму роботи фотоелектричної станції потужністю 20 МВт, визначити проблеми експлуатації електрообладнання.	12.05.21
Основна частина	Виконати обґрунтований вибір основного електрообладнання фотоелектричної станції потужністю 20 МВт	26.05.21
Економічний	Визначити техніко-економічні показники проекту: капітальні та експлуатаційні витрати, термін окупності проекту.	05.06.21
Охорона праці	Розробка інженерно-технічних заходів з охорони праці при експлуатації об'єкту.	10.06.21

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

**Дата видачі** 02.05.2021

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

**Прийнято до виконання** \_\_\_\_\_ Лейченко Б.О.  
(підпис студента) (прізвище, ініціали)

## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 96 стор., 14 рис., 11 табл., 4 додатка, 36 джерел.

Об'єкт дипломного проекту – фотоелектрична станція потужністю 20 МВт.

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

У вступній частині приведено стан розвитку сонячної енергетики в Україні та переваги будівництва електростанцій на відновлювальних джерелах електричної енергії над традиційними. Приведено список документації необхідної для будівництва ФЕС а також планове розташування об'єкту проектування на території України, характеристику місцевості.

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

Економічне обґрунтування проекту виконано шляхом розрахунків капітальних і експлуатаційних витрат на реалізацію проекту, а також визначені фонд заробітної плати персоналу і термін окупності проектного рішення.

Щодо охорони праці, обґрунтовані заходи безпеки при експлуатації об'єкту фотоелектричної станції потужністю 20 МВт.

Розроблене технічне рішення може бути реалізовано при проектуванні фотоелектричних станцій

**КЛЮЧОВІ СЛОВА:** ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА, СОНЯЧНІ МОДУЛІ, ІНВЕРТОРИ, КТП, ПРИЄДНАННЯ, РП, ФОТОЕЛЕКТРИЧНА СТАНЦІЯ, 20 МВт.

## ЗМІСТ

РЕФЕРАТ .....	3
ВСТУП.....	7
1 ВСТУПНА ЧАСТИНА .....	7
1.1 Вступ. Сучасний стан розвитку сонячної енергетики в Україні і світі .....	7
1.2 Аналіз технологічного процесу щодо порядку та особливостей будівництва фотоелектричних станцій: перелік та порядок виконання робіт, перелік заходів щодо спорудження та введення в експлуатацію ФЕС .....	10
1.3 Особливості та вимоги законодавства та нормативних обмежень щодо спорудження ФЕС потужністю 20 МВт: аналіз можливих варіантів схем приєднання до мереж, необхідність розробки техніко-економічного обґрунтування та його короткий зміст .....	14
1.4 Технічне завдання на проектування ФЕС 20 МВт .....	18
1.5 Типова структура мережевих фотоелектричних наземних станцій .....	20
1.6 Висновки та постановка задач щодо розробки проекту електричної частини ФЕС потужністю 20 МВт у м. Підгородне .....	26
2 ОСНОВНА ЧАСТИНА.....	29
2.1 Вибір типу і параметрів фотоелектричних модулів (ФЕМ) до встановлення на ФЕС .....	29
2.1.1 Кут нахилу панелей.....	29
2.2 Розрахунок приведених експлуатаційних параметрів ФЕМ .....	30
2.3 Вибір кількості та параметрів інверторного обладнання для покриття .....	32
2.4 Розрахунок параметрів та схеми з'єднань стрінгів ФЕМ для підключення до інверторів .....	35
2.4.1 Максимальний струм в колі .....	35

2.4.2 Максимальна напруга в 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.....	39
2.6. Визначення місця розташування інвертора.....	42
2.7 Вибір параметрів кабельних ліній мережі постійного струму .....	43
2.8 Визначення загальної кількості фотоелектричних модулів з урахуванням втрат потужності в мережі постійного струму та інверторах.....	44
2.9 Вибір номінальної потужності та кількості силових підвищувальних трансформаторів.....	44
2.10 Вибір параметрів кабельних ліній напругою 0,4 кВ.....	45
2.10.1 Порядок вибору перерізів провідників 0,4 кВ за нагрівом .....	46
2.10.2 Кабелі АПВВГ до 1 кВ .....	47
2.11 Розрахунок струмів КЗ в мережах 0,4-35 кВ.....	49
2.11.1 Мережі 0,4-35 кВ .....	49
2.11.2 Мережі 0,4 кВ .....	51
2.12 Вибір параметрів комутаційної захисної апаратури в мережі 0,4 кВ .....	55
2.13 Вибір параметрів кабельних ліній 6-35 кВ .....	56
2.14 Вибір комутаційного обладнання 6-35 кВ для видачі потужності в мережу.....	58
2.14.1 Вибір роз'єднувачів .....	58
2.14.2 Вибір вимикачів.....	59
2.15 Розрахунок продуктивності ФЕС .....	61
3 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ .....	63
3.1 Техніко-економічне обґрунтування розробки електричної частини ФЕС.....	63
3.2 Розрахунок капітальних витрат .....	65
3.3 Розрахунок експлуатаційних витрат .....	69
3.3.1 Розрахунок експлуатаційних витрат .....	69

3.3.2 Розрахунок річного фонду заробітної плати.....	72
3.3.3 Розрахунок відрахувань на соціальні заходи .....	73
3.4 Визначення річних витрат на технічне обслуговування і поточний ремонт .....	74
3.5 Визначення інших витрат.....	75
3.6 Визначення та аналіз показників економічної ефективності проекту .....	75
4 ОХОРОНА ПРАЦІ .....	77
4.1 Аналіз небезпечних та шкідливих виробничих чинників проектного технологічного процесу, об'єкту, система або пристрою .....	77
4.2 Інженерно-технічні заходи з охорони праці .....	78
4.3 Пожежна профілактика.....	81
4.4 Заходи з ергономіки .....	83
4.5 Розрахунок освітлення виробничого приміщення.....	84
4.5.1 Мета розрахунку.....	84
4.5.2 Вихідні дані.....	84
4.5.3 Розрахунок освітлення методом питомої потужності.....	84
ВИСНОВКИ.....	87
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ .....	88
ДОДАТОК А Відомість матеріалів дипломного проекту .....	91
ДОДАТОК Б Основні технічні характеристики ФЕМ та інверторів .....	92
ДОДАТОК В Повні технічні характеристики ФЕМ та інверторів .....	94
ДОДАТОК Г Таблиця середньомісячного рівня інсоляції .....	84

## 1 ВСТУПНА ЧАСТИНА

### 1.1 Вступ. Сучасний стан розвитку сонячної енергетики в Україні і світі

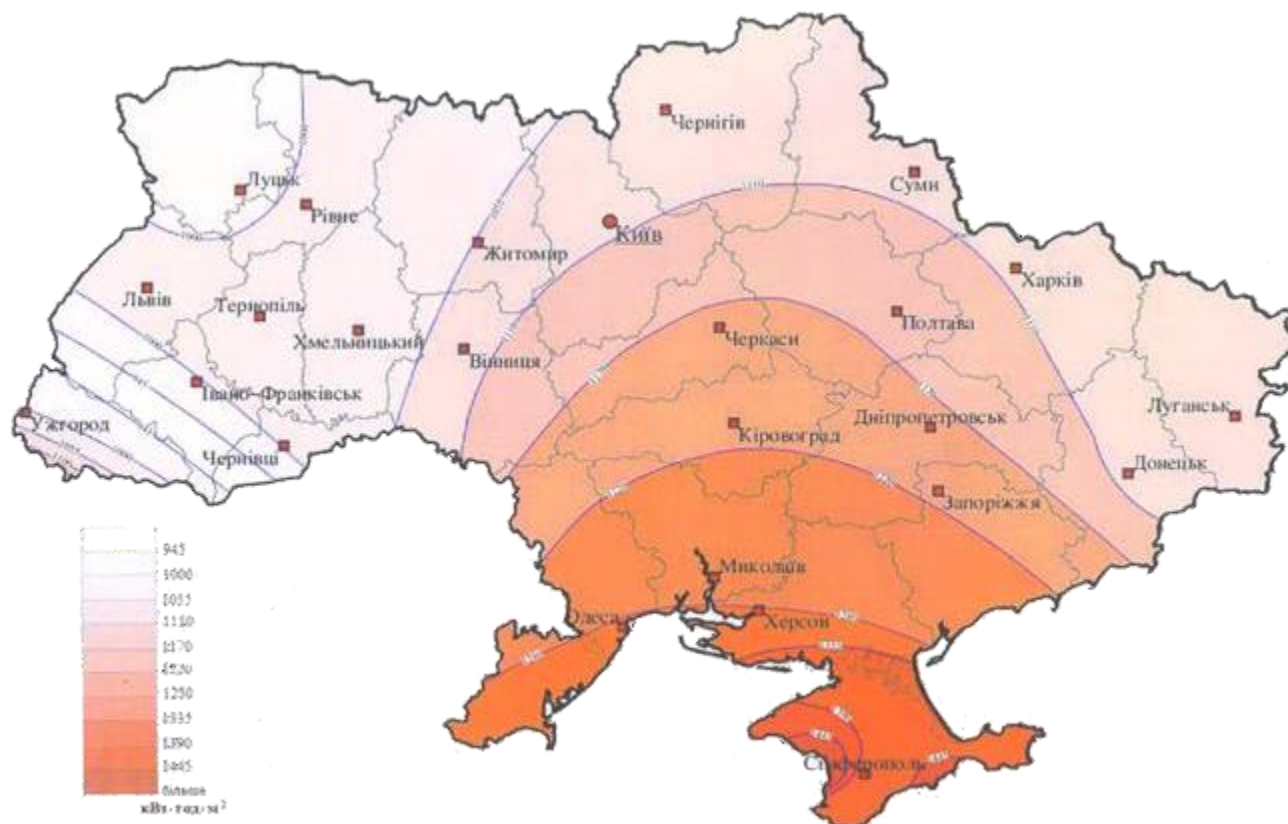
Сонячне світло, наряді з водою та повітрям – найбільш стабільний та невичерпний ресурс. Воно є абсолютно безпечним для людини та навколишнього середовища, так як є необхідною складовою для існування майже для усього на нашій планеті. Саме тому, сонячне світло доцільно використовувати для вироблення електроенергії по всій території України.

Збільшення використання сонячної енергії – сучасний та правильний крок до збереження нашої планети. Для використання невідновлюваних ресурсів, наприклад, таких як вугілля, деревина та ін., витрачається багато фінансів. Здобування та використання цих ресурсів супроводжується викидами в атмосферу, так як застосовується велика кількість техніки, яка потребує палива, матеріалів для обслуговування. Використання цих ресурсів також супроводжується великою кількістю викидів, так як при спалюванні того самого вугілля, виділяється багато CO<sub>2</sub> та золошлакових відходів, які потім потрібно утилізувати, окрім цього, для будівництва самої ТЕС треба багато ресурсів на побудову стін, агрегатів, потім на обслуговування.

Сонячна ж електростанція потребує значно менше ресурсів на побудову та обслуговування, потім вона може функціонувати самостійно і без викидів. Саме це і є найбільшою перевагою над іншими видами генерації електроенергії. Сонячне світло може використовуватися не тільки як джерело електричної енергії, а й як джерело теплової енергії. Саме завдяки цьому в Іспанії і США є підприємства, що в темний час доби генерують електроенергію з накопиченого за день тепла.

Станом на 2021 рік, сонячна енергетика є одним із найперспективніших та динамічних видів електроенергетики в світі та Україні. Максимально ефективна експлуатація сонячної енергії становить з квітня по жовтень. Умовно

територію України можна розділити на 4 зони. Карту України з розподілом сонячної енергії на території країни протягом року можна побачити на рис.1



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

Рисунок 1 - Карта України з розподілом сонячної енергії на території країни протягом року.

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.

З 2014-го і до кінця 2017 року обсяг відновлюваних джерел енергії збільшився з 967 до 1375 МВт, і до кінця 1-го кварталу 2018 року – до 1534 МВт. Наглядно



встановлену потужність енергосистеми, в тому числі і сонячної, на території України можна побачити на рис.2

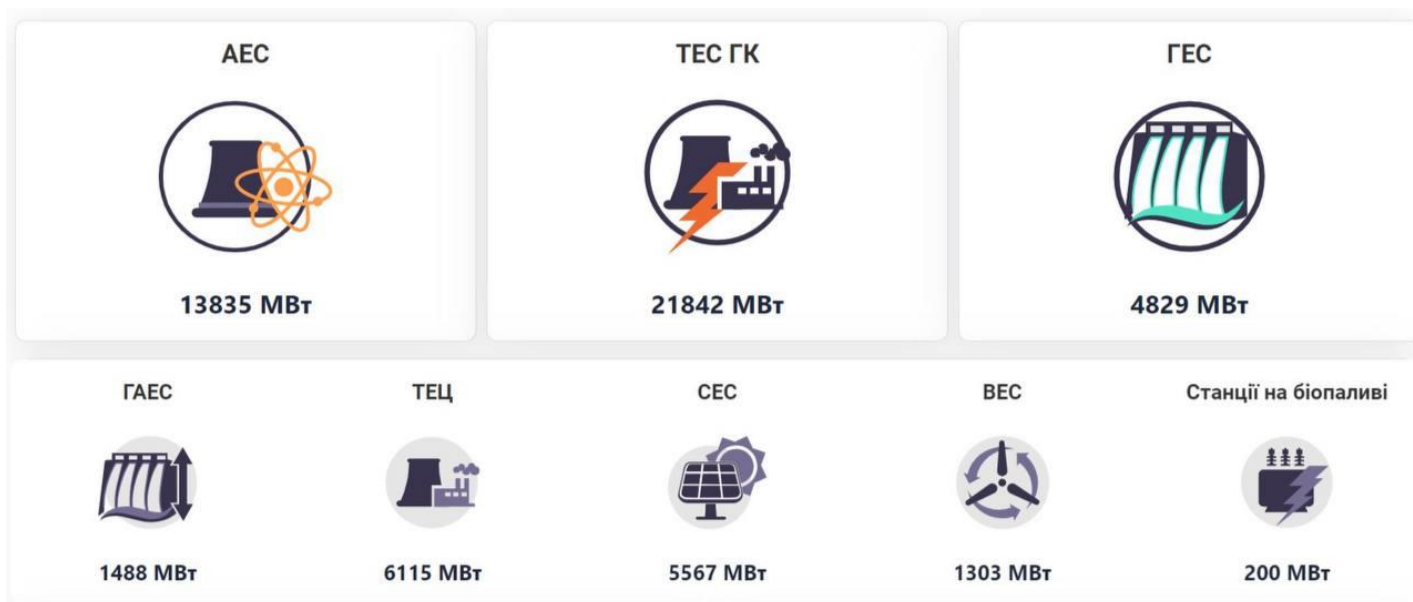


Рисунок 2 - Встановлена потужність енергосистеми на території України

Згідно з графічних характеристик, можна спостерігати, наскільки швидко наразі розвивається виробництво електричної енергії з відновлювальних джерел енергії (починаючи з 2015 року). Встановлену потужність ВДЕ можна побачити на рис. 3

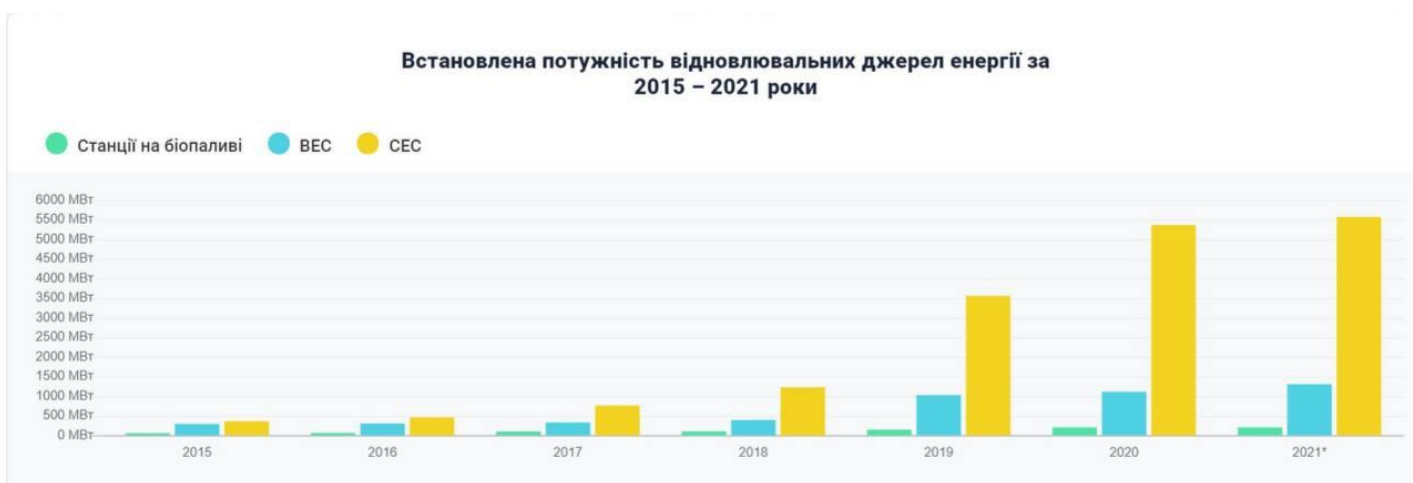


Рисунок 3 - Встановлена потужність відновлювальних джерел енергії на території України за 2015 – 2021 роки

У майбутньому для розширення перспектив сонячної енергетики Україна може перейняти вдалий досвід наших іноземних колег.

4.4.1.1.1 Сонячна енергія, в перспективі, може бути використана для живлення транспортних засобів, таких як потяги, автомобілі, кораблі та літаки.

4.4.1.1.2 Також можна використовувати перетворення енергії сонця за допомогою нагрівання води в ємностях із матеріалів, які добре проводять тепло.

Підводячи підсумок, можна стверджувати, що сонячна енергетика – це загальносвітовий тренд, який з кожним днем набуває високої популярності через свою економічність, прибутковість, безпечність та екологічність. Сонячні електростанції можна будувати усюди, де є доступ до сонячного світла, що є їх однією з найбільших переваг над іншими видами генерації електроенергії.

## 1.2 Аналіз технологічного процесу щодо порядку та особливостей будівництва фотоелектричних станцій: перелік та порядок виконання робіт, перелік заходів щодо спорудження та введення в експлуатацію ФЕС

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 електростанції 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 передпроектних 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;
- Режим 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 всі 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 НКРЕП 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, НКРЕП розглядає їх, та протягом 5 робочих днів після прийняття рішення повідомляє заявника письмово.

Таким чином, будівництво сонячної електростанції є доволі складним та тривалим процесом, і вирішення кожного з перерахованих етапів потребує особливої уваги та підготовки суб'єктом господарювання всіх передбачених чинним законодавством документів, а також проходження ним всіх погоджувальних процедур та експертиз.

Побудувати сонячну електростанцію непросто, але треба враховувати ще те, що окрім будівництва існує багато необхідних операцій, завдяки яким можна отримати готову електростанцію.

### 1.3 Особливості та вимоги законодавства та нормативних обмежень щодо спорудження ФЕС потужністю 20 МВт: аналіз можливих варіантів схем приєднання до мереж, необхідність розробки техніко-економічного обґрунтування та його короткий зміст

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 проектною 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), допустиме 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.

Техніко – економічне обґрунтування (ТЕО) – це основний документ який обґрунтовує доцільність інвестицій в проект. Інвестиції деталізуються та уточнюються рішення, прийняті на стадіях передпроектних 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 20 МВт

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).

Розрахунковий облік генерованої потужності встановлюється на вводі проектного РП 10 кВ і РУ-0,4 кВ проектованих КТП 10/0,4 кВ та на стороні 0,4 кВ трансформатора власних потреб в розподільчому пункті 10 кВ.

В склад проекту сонячної електростанції у місті Підгородне Дніпропетровської області входять:

- інверторне обладнання;
- фотоелектричні модулі;
- комплектні трансформаторні підстанції 10/0,4 кВ з силовим трансформатором;

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

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 надземних кабельних залізобетонних лотках.

Для перетворення сонячного випромінювання в електроенергію постійного струму на опорних конструкціях встановлюється масив фотоелектричних модулів (ФЕМ) типу KNESS з максимальною потужністю 375 Вт (пік). ФЕМ послідовно з'єднуються власними кабелями постійного струму в стрінги. Далі генерована потужність від збірок ФЕМ за допомогою PV кабелів перерізом 6 мм<sup>2</sup> передається до інверторів постійного струму в змінний типу SUN2000-185KTL-N1 виробництва HUAWEI. Від інверторів генерована потужність кабельними лініями марки АПВВГ-З, перерізом жил 3x95 мм<sup>2</sup>, 3x150 мм<sup>2</sup> та 3x185 мм<sup>2</sup> передається до КТП 10/0,4 кВ з підвищувальними трансформаторами.

Для перетворення сонячного випромінювання в електроенергію постійного струму проектом передбачено встановлення фотоелектричних модулів ФЕМ виробництва "KNESS", 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, такі 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 SUN2000-185KTL-N1 виробництва «HUAWEI». Інвертор має 18 входів (стандартно по 2 стрінги на 1 MPPT-трекер). При підключенні до одного MPPT-трекера трьох стрінгів на один із входів використовується здвоєний конектор для паралельного підключення стрінгів, ланцюг захищається запобіжниками 15 А на плюсових підключеннях.

Для прокладки мережі власних потреб передбачено кабелі марки АПВВГ 4x50, 4x16, ВВГ 3x1,5, 3x2,5, 3x6, 3x10, ВВГнг 4x35, 4x4.

### 1.5 Типова структура мережевих фотоелектричних наземних станцій

Високопотужна 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 комплектній трансформаторній 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 (2 шт.) стягуються між собою хомутами.

- 2) Інвертори – це 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:

- Вхідного фільтра – забезпечує необхідну якість вхідного струму або напруги, нормальне функціонування вентиляного комутатора.
- Вентиляного комутатора – забезпечує перетворення і регулювання параметрів змінного струму – частоти і амплітуди.
- Вихідного трансформатора – існує для узгодження вихідної напруги з напругою споживача.
- Вихідного фільтра – забезпечує якість вихідної напруги на потрібному.

Для передачі генерованої потужності від інвертора 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-3 .

- 3) РПНН – пристрій, який призначений для прийому та розподілення електроенергії, захисту від перевантаження та струмів короткого замикання в мережах. РПНН компонується 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).

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;
- збірних шин – для передачі електроенергії;
- розрядників – для обмеження перенапружень в мережі;
- електричних реакторів – для обмежування струмів короткого замикання і перетворення їх до малої, безпечної величини.

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

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).

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.

«Зелений» тариф – це тариф на електроенергію, генеровану з відновлюваних джерел електроенергії, який спеціально завищений, тим самим він стимулює різних інвесторів вкладати ресурси на встановлення нових потужностей, оскільки вони мають можливість отримати прийнятний рівень окупності своїх капіталовкладень для проектів подібного роду, а Держава в той же час отримує нові джерела електроенергії, нові робочі місця, а також, зменшує негативний вплив на екологію через відсутність необхідності застосування традиційних джерел електроенергії. Даний тариф є подвоєним середньозваженим тарифом на електричну енергію, яка закуплюється в енергогенеруючих компаніях.

Згідно з джерелом ExPro, закон «Про альтернативні джерела енергії» визначає поетапність зниження ставок «зелених» тарифів для станцій (компаній), які мали договори з ДП «Енергоринок» або «Гарантований покупець». Згідно закону, промислові сонячні станції, які були збудовані в 2017-2019рр, отримували (отримають) тариф 15,03 євроценти/кВт-год (без місцевої складової), а дахові – 16,37 євроцентів/кВт-год, для станцій, збудованих протягом 2020р ці тарифи знижуються на 25% - до 11,26 та 12,28 євроцентів/кВт-год відповідно.

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 постановка задач щодо розробки проекту електричної частини ФЕС потужністю 20 МВт у м. Підгородне

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 20 МВт у м. Підгородне потрібно врахувати встановлення всіх найважливіших вузлів.

В склад проекту сонячної електростанції входять:

- інверторне обладнання;
- фотоелектричні модулі;
- комплектні трансформаторні підстанції 10/0,4 кВ з силовим трансформатором;

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.

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 надземних кабельних залізобетонних лотках.

Для перетворення сонячного випромінювання в електроенергію постійного струму на опорних конструкціях встановлюється масив фотоелектричних модулів (ФЕМ) типу KNESS з максимальною потужністю 375 Вт (пік). ФЕМ послідовно з'єднуються власними кабелями постійного струму в стрінги. Далі генерована потужність від збірок ФЕМ за допомогою PV кабелів перерізом 6 мм<sup>2</sup> передається до інверторів постійного струму в змінний типу SUN2000-185KTL-N1 виробництва HUAWEI. Від інверторів генерована потужність кабельними лініями марки АПВВГ-3, перерізом жил 3x95 мм<sup>2</sup>, 3x150 мм<sup>2</sup> та 3x185 мм<sup>2</sup> передається до КТП 10/0,4 кВ з підвищувальними трансформаторами.

Для перетворення сонячного випромінювання в електроенергію постійного струму проектом передбачено встановлення фотоелектричних модулів ФЕМ виробництва “KNESS”, 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, такі 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 SUN2000-185KTL-N1 виробництва «HUAWEI». Інвертор має 18 входів (стандартно по 2 стрінги на 1 MPPT-трекер). При підключенні до одного MPPT-трекера трьох стрінгів на один із входів використовується здвоєний конектор для паралельного підключення стрінгів, ланцюг захищається запобіжниками 15 А на плюсових підключеннях.

Для прокладки мережі власних потреб передбачено кабелі марки АПВВГ 4x50, 4x16, ВВГ 3x1,5, 3x2,5, 3x6, 3x10, ВВГнг 4x35, 4x4.

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 2021 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 ОСНОВНА ЧАСТИНА

### 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:

$$\beta = 0,76\varphi + 3,1^\circ = 0,76 \cdot 48,34 + 3,1^\circ = 40^\circ, \quad (2.1.1.1)$$

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

$\varphi$  – широта місцевості (м. Підгородне), де встановлюється ФЕС, °.

ФЕМ встановлюються на комплект опорних металоконструкцій (стіл) з кутом нахилу 40°. 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 SNRG-FR72-MONOPERC-5BB, виробництва “KNESS”, модулі - монокристалічні. До складу модуля входять приєднувальні коробки, які інтегровані в його конструкцію. Кожна коробка має два PV кабеля, довжиною 1100 мм, з конекторами плюсового і мінусового виводів для швидкої комутації та виключення помилкових з'єднань.

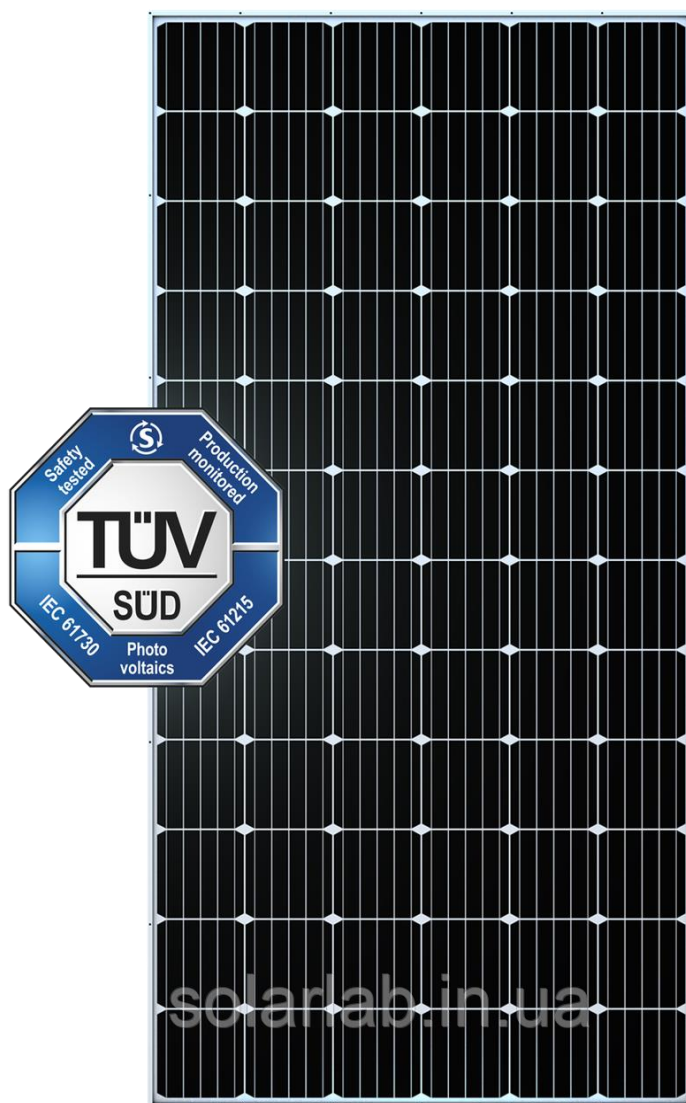


Рисунок 2.2.1 - Зображення сонячної панелі “KNESS” типу SNRG-FR72-MONOPERC-5BB

Очікувана температура модуля обчислюється з NOCT за формулою:

$$T_{PTC} = 20 + 1,389 \cdot (NOCT - 20) \cdot (0,9 - \eta) = 20 + 1,389 \cdot (45 - 20) \cdot (0,9 - 0,193) = 44,55^{\circ}\text{C}., \quad (2.2.1)$$

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 PTC визначена, то можна обчислити потужність по PTC з потужності STC за допомогою температурного коефіцієнта (зазначеного в технічних характеристиках) потужності (СТ):

$$P_{PTC} = P_{STC} \cdot [1 - C_T (T_{PTC} - 25^{\circ}\text{C})] = 375 \cdot [1 - 0,0031 (44,55 - 25^{\circ}\text{C})] = 352,5 \text{ Вт} , \quad (2.2.2)$$

Оптимальним є значення співвідношення  $P_{PTC} / P_{STC}$ , яке дорівнює  $352,5 / 375 = 0,94 = 94\%$  що перевищує 88%.

### 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 SUN2000-185KTL-N1 виробництва «HUAWEI». Інвертор має 18 входів (стандартно по 2 стрінги на 1 MPPT-трекер). При підключенні до одного MPPT-трекера трьох



стрінгів на один із входів використовується здвоєний конектор для паралельного підключення стрінгів, ланцюг захищається запобіжниками 15 А на плюсових підключеннях. Основні технічні характеристики інвертору наведені в таблиці. 2 додатку 1. Повна інформація про обрані інвертори знаходиться на Рис.3, 4 додатку 2. Потужність ФЕС визначається потужністю інверторного обладнання, встановленого на ній. Тому кількість інверторів може бути розрахована наступним чином:

$$N_{inv} = P_{ФЕС} / P_{ном.инв} = 20 \text{ МВт} / ((185 / 100\%) \cdot 98,69\%) \text{ кВт} = 110 \text{ шт}, \quad (2.3.1)$$

де  $P_{ФЕС}$  – потужність фотоелектричної станції, відповідно до технічних умов, кВт;  
 $P_{ном.инв}$  – 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 98,69% 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  $U_{dc \min}$  і  $U_{dc \text{ start}}$ , інвертор запусниться і почне працювати. Поки напруга не перевищує мінімальне значення діапазону MPPT  $U_{mpp \min} - U_{mpp \max}$ , інвертор працює з неповною потужністю. Найвища ефективність перетворювача досягається з напругою  $U_{nom}$ , так що конфігурація ланцюгів сонячних батарей повинна видавати напругу, близьку до  $U_{nom}$  інвертора.

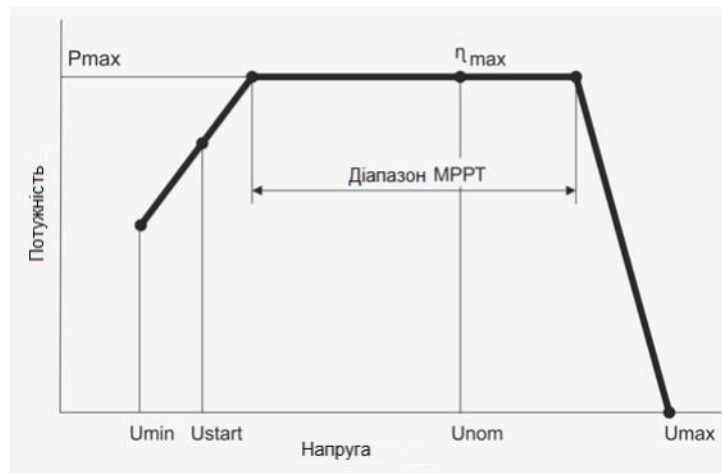


Рисунок 2.3.1 - Графік роботи інвертора сонячної електростанції

Кожен інвертор має діапазон напруги MPPT, вказаний в технічному паспорті. Цей параметр визначає, при якій нарузі на вході постійного струму інвертора буде виявлена максимальна точка потужності алгоритмом MPP. Іншим важливим параметром, є мінімальна напруга перемикання інвертора. Це значення напруги PV-модулей, при яких інвертор запускається і починає генерувати енергію. У нашому випадку (таблиця нижче) діапазон MPPT становить 200-800 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 стрінзі генерує певну напругу та струм в залежності від миттєвого освітлення і відповідає вольт-амперній характеристиці. Сонячні батареї, підключені одна до одної, в залежності від схеми (послідовно,

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 в колі

Струм, що генерується сонячними батареями, залежить від типу з'єднання. В послідовному з'єднанні сила струму дорівнює значенню найбільш слабкого звена в стрінзі, 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 0,04 %/К). Максимальний струм, який може генерувати одна панель, можна розрахувати за формулою:

$$I_{sc(Tr)} = I_{sc} \cdot (1 + ((Tr - 25) \cdot \alpha_T) / 100) = 9,79 \cdot (1 + ((85 - 25) \cdot 0,02) / 100) = 9,91 \text{ A}, \quad (2.4.1.1)$$

де:  $I_{sc(Tr)}$  — значення струму сонячної батареї при 85° С;

$I_{sc}$  — значення струму короткого замикання в умовах STC, вказане в характеристиці модуля (9,79 А);

$Tr$  — максимальна температура (85 °С);

$\alpha_T$  — температурний коефіцієнт  $I_{sc}$  (0,02 %/К).

## 2.4.2 Максимальна напруга в колі

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

- напруга холостого ходу, температурний коефіцієнт  $\beta_T$ .
- Значення максимальної напруги розраховується за формулою:

$$U_{OC(Tr)} = U_{OC} (1 + ((Tr - 25) \cdot \beta_T) / 100) = 48,8 (1 + ((-40 - 25) \cdot -0,31) / 100) = 58,63 \text{ В}, \quad (2.4.2.1)$$

де:  $U_{oc(Tr)}$  — значення напруги при температурі —  $40^{\circ}\text{C}$ ;

$U_{oc}$  — напруга холостого ходу (48,8 В);

$Tr$  — мінімальна робоча температура ( $-40^{\circ}\text{C}$ );

$\beta_T$  — температурний коефіцієнт модуля ( $-0,31\%/K$ ).

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

$$N_{max} \leq U_{DC\ max} / U_{OC} (Tr) \text{ шт.}, \quad (2.4.2.2)$$

$$N_{max} \leq 1100 / 58,63 \text{ шт.}, \quad (2.4.2.3)$$

$$N_{max} \leq 18 \text{ шт.}, \quad (2.4.2.4)$$

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 85° С. Тому мінімальна кількість панелей в стрінгу розраховується для цієї ж температури, округляючи значення вгору. В цьому випадку використовуються формули:

$$U_{OC(Tmax)} = U_{OC} \cdot (1 + ((Tmax - 25) \cdot \beta_T) / 100) = 48,8 \cdot (1 + ((85 - 25) \cdot -0,31) / 100) = 57,88 \text{ В}, \quad (2.4.3.1)$$

$$N_{min} \geq UDC \text{ start} / U_{OC} (Tmax) \text{ шт.}, \quad (2.4.3.2)$$

$$N_{min} \geq 200 / 57,88 \text{ шт.}, \quad (2.4.3.3)$$

$$N_{min} \geq 3,46 \text{ шт.}, \quad (2.4.3.4)$$

де:  $U_{OC(Tmax)}$  — напруга при максимальній температурі 85 ° С;

$U_{OC}$  — напруга холостого ходу (48,8 В);

$T_{max}$  — максимальна робоча температура (85 ° С);

$\beta_T$  — температурний коефіцієнт модуля (-0,31 %/К);

$N_{min}$  — мінімальна кількість сонячних батарей;

$U_{DCstart}$  — подаєма початкова напруга (200В).

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

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

Інвертор має оптимальний діапазон напруги для роботи MPP трекера. В нашому випадку цей діапазон в межах: 500-1500 В. При визначенні кількості модулів, що підключені до одного входу MPP, необхідно визначити кількість панелей, при чому все коло буде генерувати напругу в робочому діапазоні MPPT при певних умовах. В цьому випадку підраховується максимальна і мінімальна напруга сонячної батареї для умов MPPT, при цьому максимальне значення напруги підраховується при  $-25^{\circ}\text{C}$  та мінімальне значення при  $+70^{\circ}\text{C}$ . На основі цих значень розраховується оптимальна кількість панелей за формулою:

$$U_{MPP}(T_{max}) = U_{MPP}(STC) \cdot (1 + ((T_{max} - 25) \cdot \beta_T / 100)) = 40,3 \cdot (1 + ((85 - 25) \cdot -0,31 / 100)) = 48 \text{ В.} \quad (2.4.4.1)$$

$$N_{min} \cdot U_{MPP}(T_{max}) \geq U_{DC \text{ min}}, \quad (2.4.4.2)$$

$$N_{min} \cdot 48 \geq 550, \quad (2.4.4.3)$$

$$N_{min} \geq 12, \quad (2.4.4.4)$$

де:  $U_{MPP}(T_{max})$  — напруга сонячної батареї при  $85^{\circ}\text{C}$ ;

$U_{MPP}(stc)$  — оптимальна напруга MPPT (40,3 В);

$T_{max}$  — максимальна робоча температура ( $85^{\circ}\text{C}$ );

$\beta_T$  — індекс температури модуля ( $-0,31\%/K$ );

$N_{min}$  — мінімальна кількість модулів в стринзі;

$U_{dc \text{ min}}$  — мінімальне значення MPPT інвертора (550 В).

Отриманий результат округляємо до найближчого більшого значення. Таким чином, рекомендується встановити не менше 12 модулів у стрінг для оптимальної роботи MPPT інвертора.

Згідно з розрахунками, до інвертора 185 кВт SUN2000-185KTL-H1 рекомендується приєднувати від 395 до 592 сонячних батарей KNESS SNRG-FR72-MONOPERC-5BV. Для нормального режиму роботи інвертора в одному стрінзі буде 17 панелей, на одному столі чотири стрінги, таких столів бшт.

## 2.5 Визначення конструктивних параметрів окремого «стола» ФЕМ

ФЕМ встановлюються на комплект опорних металоконструкцій (стіл) з кутом нахилу  $\varphi$ . Опорні металоконструкції (столі) для встановлення ФЕМ:

- стійки каркасу столу встановлюються в попередньо утворені в ґрунті отвори на глибину 1,0 м, уром 300 мм;
- кріплення стійок виконується шляхом заповнення свердловини бетоном класу C12/15 (B15), F100, w4

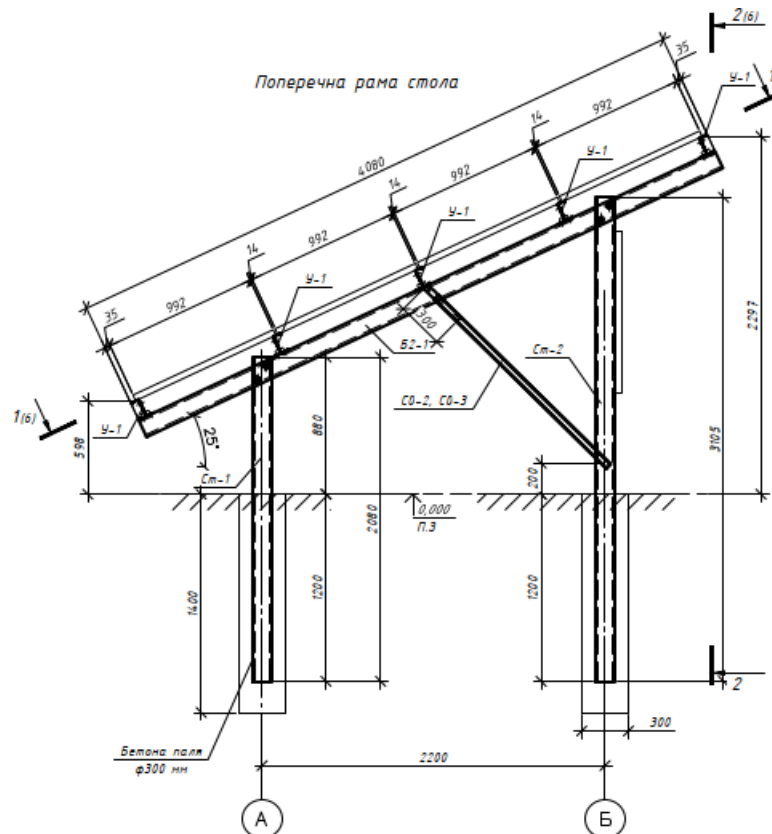


Рисунок 2.5.1 - Поперечне зображення стола

У нашому випадку, столи виконуються фотоелектричними модулями у вигляді 2 збірок по 12 сонячних модулів в кожній або 4 ряди по 6 панелей в ряду (кількість модулів у збірці-стрінгі визначається з розрахунку оптимальної їх кількості для роботи інвертора у оптимальному режимі).

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 PV-C1F-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 конструкції 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 кріплень). Приймаємо відстань між панелями –  $\Delta_{фем} = 0,02$  м. (ширина п-образного кріплення).

Таким чином, довжина столу обчислиться:

$$L_{ст} = N_{ФЕМ} \cdot b_{ФЕМ} + (N_{ФЕМ} - 1) \cdot \Delta_{фем} = 17 \cdot 1,956 + (17-1) \cdot 0,02 = 33,572 \text{ м}, \quad (2.5.1)$$

де  $b_{ФЕМ}$  – ширина модуля, м

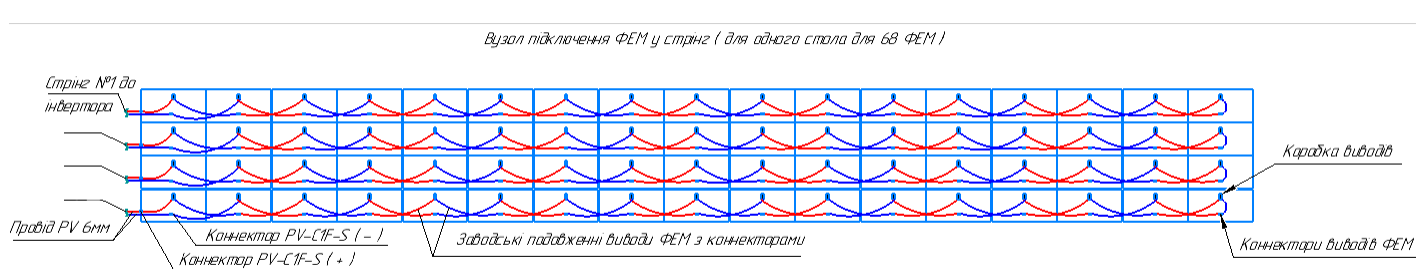


Рисунок 2.5.2 - Зображення підключення ФЕМ у стрінг

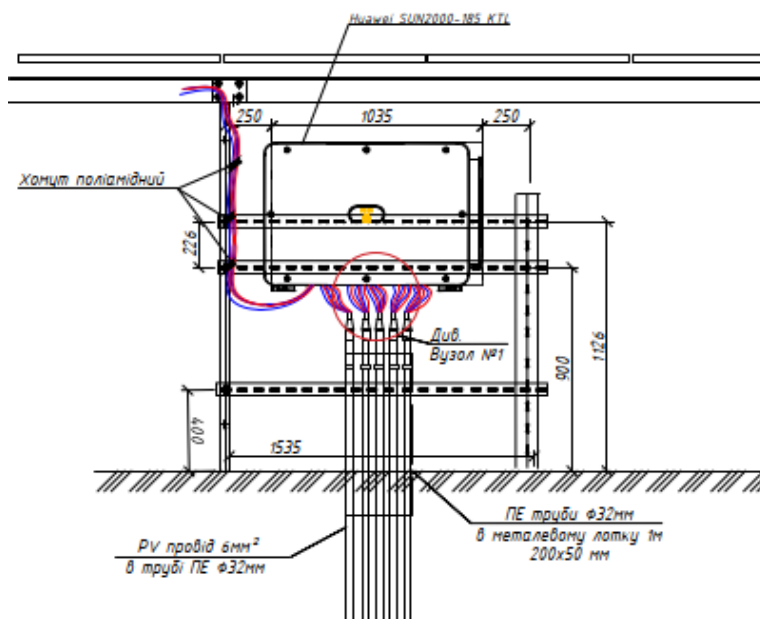


Рисунок 2.5.3 - Зображення підключення мереж постійного струму до інвертора

## 2.6. Визначення місця розташування інвертора

Інвертори ФЕС є першою перетворювальною ланкою енергії з постійного струму 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.

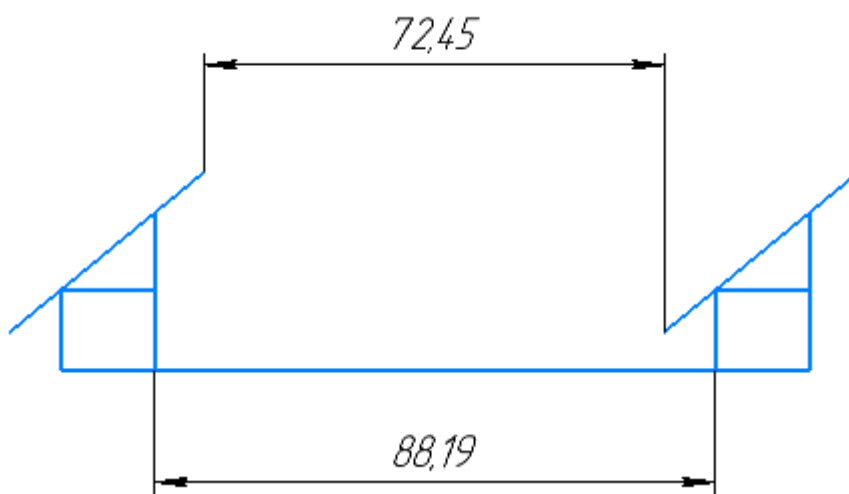


Рисунок 2.6.1 - Схематичний вид столів збоку (1:100)

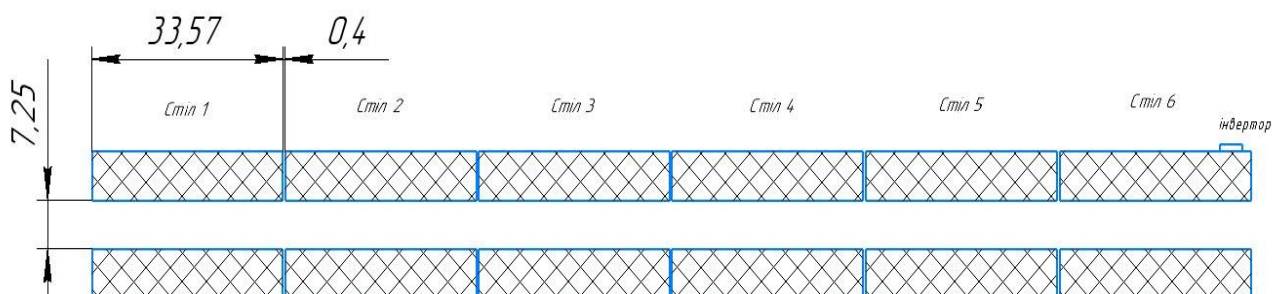


Рисунок 2.6.2 - Схематичне розташування столів

## 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 (2 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 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.

Кабельний журнал Поле А ( Від збірок до інвертора А.01, 24 збірок)							
Маркування кабелю	Напрямок кабелю		Спосіб прокладання		Марка	К-сть, число та переріз жил	Довжина +1% запасу,
	Початок	Кінець	В трубі	На конструкціях			
н.А.01.1	А.01.1	Інвертор А.01	3	170	PV 6 мм <sup>2</sup>	2x(1x6)	174
н.А.01.2	А.01.2			170			174
н.А.01.3	А.01.3			170			174
н.А.01.4	А.01.4			170			174
н.А.01.5	А.01.5			136			140
н.А.01.6	А.01.6			136			140
н.А.01.7	А.01.7			136			140
н.А.01.8	А.01.8			136			140
н.А.01.9	А.01.9			102			106
н.А.01.10	А.01.10			102			106
н.А.01.11	А.01.11			102			106
н.А.01.12	А.01.12			102			106
н.А.01.13	А.01.13			68			72
н.А.01.14	А.01.14			68			72
н.А.01.15	А.01.15			68			72
н.А.01.16	А.01.16			68			72
н.А.01.17	А.01.17			34			38
н.А.01.18	А.01.18			34			38
н.А.01.19	А.01.19			34			38
н.А.01.20	А.01.20			34			38
н.А.01.21	А.01.21			2			5
н.А.01.22	А.01.22			2			5
н.А.01.23	А.01.23			2			5
н.А.01.24	А.01.24			2			5
Сумарна довжина для 1-го нвертора							4280

Рисунок 2.7.1 - Зображення кабельного журналу

## 2.8 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:

$$N_{\text{ФЕМ}}^{\text{інв}} = \frac{P_{\text{інв}}}{P_{\text{PTC}} * n_{\text{інв}} * n_{\text{DC}}} = \frac{185000}{375 * 0,986 * 0,94} = 408 \text{шт}$$

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

$$N_{\text{ФЕС}}^{\Sigma} = N_{\text{ФЕМ}}^{\text{інв}} * N_{\text{інв}} = 408 * 110 = 44880 \text{шт}$$

## 2.9 Вибір номінальної потужності та кількості силових підвищувальних трансформаторів

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.

Для даного проекту, приймаємо трансформатор ТМ 2500кВА-10(6)-0,4Д/УН-11,У/УН-0  $S_{\text{НОМ}} = 2500$  кВА

Таким чином:

$$N_T = \frac{P_{\text{фес}}}{0,9 * S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{20000}{0,9 * 2500} = 8,89 \approx 9 \text{ шт}$$

Згідно з розрахунків вище, можна сказати, що потужність трансформаторів узгоджена з кількістю трансформаторів. Вся інверторна потужність (20,35МВт) покривається трансформаторною потужністю (22,5МВт).

## 2.10 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 мм<sup>2</sup> 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.

6. Після виконання будівельно-монтажних робіт відновити благоустрій територій.

### 2.10.1 Порядок вибору перерізів провідників 0,4 кВ за нагрівом


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

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

Розраховуємо струмове навантаження на 1 фазу для інвертора потужністю 185 кВт:

$$I_M^{\text{інв}} = \frac{P_{\text{інв}}^{\text{ном}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном}} \cos \varphi} = \frac{185}{\sqrt{3} * 0.38 * 0.98} = 248 \text{ А,}$$

Приймаємо кабель марки АПвВГ-1 3х120+1х70 мм<sup>2</sup>, Ідоп.пасп = 267 А (прокладка в ґрунті на глибині не менше 0,7 м).



АПвВГ 3х120+1х70 (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 пластика		
ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ:		
Номинальное напряжение	кВ	1
Число и номинальное сечение токопроводящих жил	мм <sup>2</sup>	3 x 120 + 1 x 70
Толщина фазной изоляции	мм	1.2
Длительно допустимые токовые нагрузки на переменном токе промышленной частоты *		
• при прокладке в воздухе	А	290
• при прокладке в грунте	А	267
Максимально допустимая температура жилы		
• длительно	° С	+90
• в аварийном режиме	° С	+130
• при коротком замыкании	° С	+250
Диапазон рабочих температур	° С	-50 ... +50
Минимальный радиус изгиба при прокладке	мм	285
Расчетный наружный диаметр кабеля (справочно) **	мм	38
Масса кабеля (ориентировочно)	кг/км	1700
Расчетная строительная длина кабеля и масса брутто при поставке на барабанах	м, т	№ 16а: 700 • 1.5 № 18: 800 • 1.8

## 2.10.2 Кабелі АПвВГ до 1 кВ

1. Перевірка кабелю по допустимому тривалому струму навантаження

Кабель підходить, якщо виконується умова:

$$I_p < I_{\text{дон}}, \quad (2.10.2.1)$$

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

$I_{\text{дон}}$  - максимальний розрахунковий струм.

Розрахунок виконуємо з урахуванням допоміжних коригувальних коефіцієнтів.  
(Згідно [14] (Додаток Ж))

$k_2 = 1,0$  (кабель напругою 0,4 кВ прокладається на глибині 0,8 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.

$$I_{\text{дон}*} = I_{\text{дон.наст}} \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k(m) = 267 \cdot 1,0 \cdot 0,96 \cdot 1,05 \cdot 1,1 = 296 \text{ А.}, \quad (2.10.2.2)$$

$267 \text{ А} < 296 \text{ А}$  - умова виконується.

Переріз жили 120 мм<sup>2</sup> у заданих умовах прокладання достатній.

Враховуючи нетривалий режим роботи СЕС по генерації сонячної електроенергії обраний номінальний переріз 120 мм<sup>2</sup> забезпечує пропускну здатність КЛ на всій довжині траси в заданих умовах прокладання.

Перевірка кабелю на термічну стійкість при протіканні струмів короткого замикання проводиться за наступною умовою:

$$F_{min} \leq F, \quad (2.10.2.3)$$

де  $F_{min}$  – мінімальний переріз провідника, що відповідає вимогам його термічної стійкості при короткому замиканні,  $\text{мм}^2$ .

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

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 0,4кВ 0,01 с;  $C$  – постійна, що визначається в залежності від заданої ПУЕ кінцевої температури нагріву жил і напруги,  $\text{А} \cdot \text{с}^{-1/2} / \text{мм}^2$ .

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);



$$\Delta U = 100 * \frac{\sqrt{3} * 248 * 1.2}{0,4 * 10^3} * 0,25 * 0,99 = 14,48 \%$$

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

## 2.11 Розрахунок струмів КЗ в мережах 0,4-35 кВ

Для вибору та перевірки комутаційної апаратури та кабельних ліній необхідно виконати розрахунки струмів КЗ в характерних точках схеми.

### 2.11.1 Мережі 0,4-35 кВ

Розрахунок струмів короткого замикання виконуємо в наступних точках:

К1 – шини 6-35 кВ розподільчого пункту ФЕС, звідки відбувається віддача потужності в мережу;

К2 – шини 6-35 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).

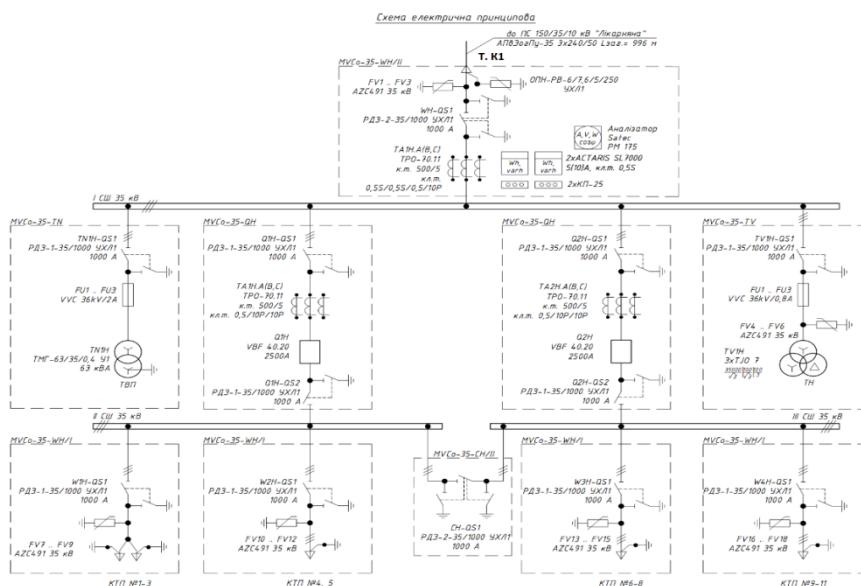


Рисунок 2.11.1 – Розрахункова точка КЗ в мережі 6-35 кВ

### Мережі 0,4-10 кВ

Розрахунок струмів короткого замикання виконуємо в наступних точках:

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

К2 – шини 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).

### Мережі 10 кВ.

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

$I_{\text{б}} = 20,03$  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.

$U_{\text{ср}} = 10,5$  кВ – середнє значення напруги в мережі 10 кВ

$S_{\text{б}} = 364$  МВА – базисна потужність КЗ

$$I_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3}U_{\text{б}}} = \frac{364}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 20,03 \text{ кА}$$

Тоді опір системи буде становити:

$$X_{\text{с*}} = \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{к}}} = \frac{364}{364} = 1$$

Опір КЛ-10 кВ довжиною  $l = 1,2$  км:

- Індуктивний:

$$X_{\text{КЛ } 10.1*} = X_0 l_1 \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{ср}}^2}$$

де  $X_0$  – питомий опір кабельної лінії 10 кВ;

$$X_{\text{КЛ } 10.1*} = 0,061 * 1,2 * \frac{364}{10,5^2} = 0,24$$

- активний:

$$R_{\text{КЛ } 10.1*} = R_0 l_1 \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2}$$

де  $R_0 = 0,26$  Ом/км – питомий опір кабельної лінії 10 кВ;

$$R_{\text{КЛ } 10.1*} = 0,26 * 1,2 * \frac{364}{10,5^2} = 1,03$$

$$I_{\text{К1}}^{(3)} = \frac{E_c * I_6}{\sqrt{R_{\Sigma \text{К1}}^2 + X_{\Sigma \text{К1}}^2}} = \frac{1 * 20,03}{\sqrt{1,03^2 + (0,24 + 1)^2}} = 12,44 \text{ кА}$$

$$I_{\text{К1}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{К1}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} * 12,44 = 10,76 \text{ кА}$$

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.

Приймаємо, що на шинах 10 кВ КТП струм КЗ становитиме 9,3 кА

$$I_{\text{К2}}^{(3)} = \frac{E_c * I_6}{\sqrt{(R_{\Sigma \text{К1}} + R_{\text{КЛ } 10.2*})^2 + (X_{\Sigma \text{К1}} + X_{\text{КЛ } 10.2*})^2}} = \frac{1 * 20,03}{\sqrt{(1,03 + 1,09)^2 + (0,24 + 0,12)^2}} = 9,3 \text{ кА}$$

$$I_{\text{К2}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} * 9,3 = 8 \text{ кА}$$

Тоді  $S_{\text{к2}} = \sqrt{3} * I_{\text{К2}}^{(3)} * U_{\text{ср}} = \sqrt{3} * 9,3 * 10,5 = 168,94$  МВА

### 2.11.2 Мережі 0,4 кВ

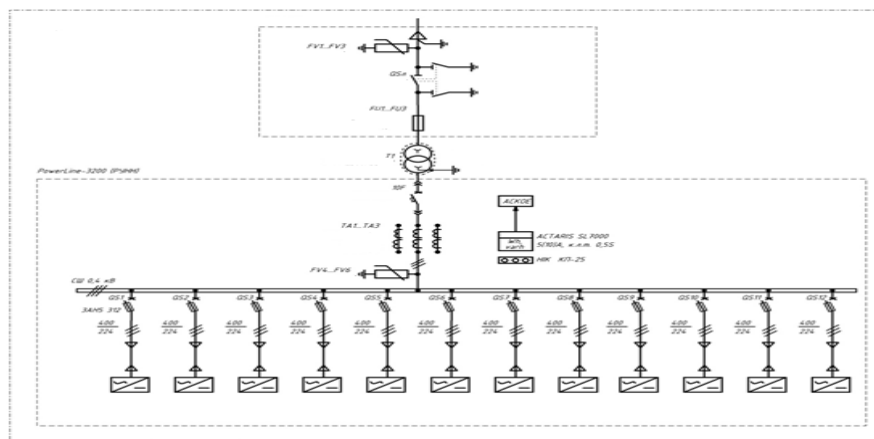


Рисунок 2.11.2 – Розрахункова точка КЗ в мережі 6-35 кВ

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

Розраховуємо струми КЗ для точки К2 (шини 0,4 кВ КТП):

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

- сумарний активний опір до точки К2:

$$R_{\Sigma \text{К}2} = (R_{\text{КЛ}1} + R_{\text{КЛ}2}) * \frac{U_{2\text{cp}}^2}{U_{1\text{cp}}^2}$$

$$R_{\text{КЛ} 10.1} = R_0 l_1 = 0,26 * 1,2 = 0,312 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{КЛ} 10.2} = 0,26 * 0,25 = 0,065 \text{ Ом}$$

$$R_{\Sigma \text{К}2} = (0,312 + 0,065) * \frac{0,4^2}{10,5^2} = 0,57 \text{ мОм}$$

- сумарний реактивний опір до точки К2:

$$X_{\Sigma \text{К}2} = (X_c + X_{\text{КЛ}1} + X_{\text{КЛ}2}) * \frac{U_{2\text{cp}}^2}{U_{1\text{cp}}^2}$$

$$X_{\text{КЛ} 10.1} = X_0 l_1 = 0,061 * 1,2 = 0,07 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{КЛ} 10.2} = X_0 l_2 = 0,061 * 0,25 = 0,015 \text{ Ом}$$

$$X_{\Sigma \text{К}2} = (1 + 0,07 + 0,015) * \frac{0,4^2}{10,5^2} = 1,58 \text{ мОм}$$

2) опір трансформатора КТП Трансформатор ТМ 2500кВА-10(6)-0,4Д/УН-11,У/УН-0:

$$R_{\text{T}} = \frac{\Delta P_{\text{кз}} * U_{\text{H}}^2}{S_{\text{H.T}}^2} * \left( \frac{U_{\text{cp.очн}}^2}{U_{\text{cp.i}}^2} \right) = \frac{24 * 10^2}{2500^2} * \left( \frac{0,4^2}{10,5^2} \right) * 10^6 = 0,55 \text{ мОм}$$

$$Z_{\text{T}} = \frac{u_{\text{k}\%} * U_{\text{H}}^2}{100 * S_{\text{H.T}}} \left( \frac{U_{\text{cp.очн}}^2}{U_{\text{cp.i}}^2} \right) = \frac{6 * 10^2}{100 * 2500} * \left( \frac{0,4^2}{10,5^2} \right) * 10^6 = 3,48 \text{ мОм}$$

$$X_{\text{T}} = \sqrt{Z_{\text{T}}^2 - R_{\text{T}}^2} = \sqrt{3,48^2 - 0,55^2} = 3,43 \text{ мОм}$$

опір кабельної лінії від РЩ-0,4 КТП до інвертора:

$$R_{\text{КЛ} 0,4} = r_0 l_{\text{кл}0,4} = 0,46 * 0,25 = 0,12 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{КЛ} 0,4} = x_0 l_{\text{кл}0,4} = 0,034 * 0,25 = 0,009 \text{ Ом}$$

Довжина 250 м взята усередненою для усіх шляхів «інвертор – КТП»

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 К4 – 5 мОм, для точки К3 – 3 мОм

Розраховуємо струми короткого замикання в точці К3:

- сумарний активний опір

а) без урахування опору дуги

$$R_{\Sigma K3 \min} = R_{\Sigma K2} + R_T + R_{\text{дод}}$$

$$R_{\Sigma K3 \min} = 0,57 + 0,18 + 3 = 3,75 \text{ мОм}$$

б) з урахуванням опору дуги (для знаходження мінімальних струмів К3):

$$R_{\Sigma K3 \max} = R_{\Sigma K2} + R_T + R_{\text{дод}} + R_{\text{д1}}$$

$R_{\text{д1}} = 3 \text{ мОм}$  – опір дуги у місці короткого замикання за трансформатором потужністю 2500 кВА

$$R_{\Sigma K3 \max} = 0,57 + 1 + 3 + 3 = 7,57 \text{ мОм}$$

- сумарний реактивний опір

$$X_{\Sigma K3} = X_{\Sigma K2} + X_T = 1,58 + 3,43 = 5,01 \text{ мОм}$$

- струм трифазного КЗ

$$I_{K3.\max}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \sqrt{R_{\Sigma K3 \min}^2 + X_{\Sigma K3}^2}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \sqrt{3,75^2 + 5,01^2}} = 0,97 \text{ кА}$$

$$I_{K3.\min}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \sqrt{R_{\Sigma K3 \max}^2 + X_{\Sigma K3}^2}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \sqrt{7,57^2 + 5,01^2}} = 0,67 \text{ кА}$$

- струм двофазного КЗ

$$I_{K3.\max}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{K3.\max}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} * 0,97 = 0,84 \text{ кА}$$

- струм однофазного КЗ

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

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;

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

$R_{d1}$  – опір дуги в точці КЗ приймається по ГОСТ 28249-93;

$X_c$ ,  $R_c$  – опір живлячої системи.

$$Z_{n.K3} = \sqrt{(3 + 3)^2 + (1)^2} = 9,06 \text{ мОм}$$

$$I_{K3}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{Z_{T0} + Z_{n.K3}} = \frac{380}{4 + 9,06} = 2,91 \text{ кА}$$

Розраховуємо струми короткого замикання в точці К4 (інвертор):

- сумарний активний опір

$$R_{\Sigma K4 \text{ min}} = R_{\Sigma K3} + R_{\text{кл0,4}} + R_{\text{дод2}}$$

$$R_{\Sigma K4 \text{ min}} = R_{\Sigma K3} + R_{\text{кл0,4}} + R_{\text{дод2}} + R_{d2}$$

де  $R_{\text{дод2}} = 7$  мОм – опір дуги у місці короткого замикання за трансформатором потужністю 2500 кВА.

$$R_{\Sigma K4 \text{ min}} = 3,75 + 12 + 7 = 22,75 \text{ мОм}$$

$$R_{\Sigma K4 \text{ max}} = 7,57 + 12 + 7 + 7 = 33,57 \text{ мОм}$$

- сумарний реактивний опір

$$X_{\Sigma K4} = X_{\Sigma K3} + X_{\text{кл0,4}} = 5,01 + 0,9 = 5,1 \text{ мОм}$$

- струм трифазного КЗ

$$I_{K4.max}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \sqrt{R_{\Sigma K4 \text{ min}}^2 + X_{\Sigma K4}^2}} = \frac{0,4 * 10^3}{\sqrt{3} \sqrt{22,75^2 + 5,1^2}} = 9,92 \text{ кА}$$

$$I_{K4.min}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \sqrt{R_{\Sigma K3 \text{ max}}^2 + X_{\Sigma K3}^2}} = \frac{0,4 * 10^3}{\sqrt{3} \sqrt{33,57^2 + 5,1^2}} = 6,81 \text{ кА}$$

- струм двофазного КЗ

$$I_{K4.max}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{K4.max}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} * 9,92 = 8,58 \text{ кА}$$

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

Рекомендації щодо вибору запобіжників:

Вибір запобіжників

а) захист КЛ-0,4 кВ

$$I_{\text{ном.вст}} \geq I_{\text{ном.інв}}$$

Обираємо запобіжник типу Плавка вставка запобіжника ППНИ-39, габарит 3, 500 А, ІЕК

$$I_{\text{ном.вст}} = 500 \text{ А}, I_{\text{ном.інв}} = 134,9 \text{ А.}$$

Вибрана плавка вставка перевіряється:

- за умовами захисту провідників від струмів к.з.
- на чутливість спрацювання при двофазних к.з.

$$I_{K3}^{(2)} / I_{\text{ном.вст}} \geq (4 \dots 7)$$

$$8580 / 500 = 17,16 \geq (4 \dots 7)$$

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 вимикач автоматичний Електрон Е25С струмом 4000А

$$I_p = \frac{S_{HT}}{\sqrt{3}U_{HH}} = \frac{2500}{\sqrt{3} * 0,4} = 3613 \text{ A}$$

Умови вибору:

- за номінальною напругою:  $380 < 660 \text{ (В)}$ ;
- за номінальним струмом автомата:  $3613 < 4000 \text{ (А)}$ ;
- за номінальним струмом розчеплювача:  $3613 < 4000 \text{ (А)}$ .

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

Вибираємо уставки автомата:

1. Струм спрацьовування захисту від перевантаження

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

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

$$I_{св} \geq 1,25i_{пик} = 1,25 * 5000 = 6250$$

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

3. Уставка часу спрацьовування захисту при перевантаженні, рівному  $1,25I_{н.р.} = 5000 \text{ А}$ . Приймаємо  $t_{пер} = 10 \text{ с}$ .

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

Приймаємо  $t_{св} = 0,4 \text{ с}$ .

5. Струм спрацьовування миттєвого захисту  $55 \text{ кА}$  (за паспортними параметрами автоматичного вимикача).

### 2.13. Вибір параметрів кабельних ліній 6-35 кВ

У випадку, якщо на станції до встановлення приймаються декілька КТП, то вибір високовольтних КЛ виконується для двох випадків: 1) КЛ від трансформатора до збирного розподільчого пункту 6-35 кВ; 2) КЛ від збирного 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:

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

$$I_M^{\Phi EC} = \frac{20350}{\sqrt{3} * 35 * 0,99} = 339 \text{ А}$$

Приймаємо кабель марки АПвЕгаПу – 3 кабелю 1х240/50мм<sup>2</sup>, I<sub>доп.пасп</sub> = 373 А (прокладка в площині в ґрунті).

U<sub>ном</sub> = 35 кВ - напруга мережі;

S<sub>k</sub><sup>35</sup> = 364 МВА (потужність КЗ на шинах 35 кВ приймаючої підстанції)

Розрахунок струму КЗ за заданою потужністю КЗ:

$$I_K^{(3)} = \frac{S_k^{35}}{\sqrt{3} * U_{cp}} = \frac{364}{\sqrt{3} * 37} = 5,69 \text{ кА}$$

I<sub>к</sub><sup>(3)</sup> = 5,69 кА – максимальний струм 3-х фазного короткого замикання на шинах РП 35 кВ;

t<sub>п</sub> = 1 с – повний час тривалості короткого замикання.

1. Перевірка кабелю по допустимому тривалому струму навантаження

Кабель підходить, якщо виконується умова:

$$I_p < I_{доп}$$

де I<sub>p</sub> - розрахунковий струм в мережі, А.

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

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

Тривалий допустимий струм алюмінієвої жили кабелю перерізом 240 мм<sup>2</sup> у стандартних умовах I<sub>с</sub> = 373 А. Тривалий допустимий струм в амперах у заданих

умовах прокладання кабелю розраховуємо за значеннями поправочних коефіцієнтів:

$k_2=0,95$  (кабель напругою 35 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 коефіцієнти попереднього завантаження менше 0,8;

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

$$I = I_c * k_2 * k_3 * k_4 * k_m = 373 * 0,95 * 0,96 * 1,05 * 1,1 = 393 \text{ A.}$$

$$339 \text{ A} < 392 \text{ A} - \text{ умова виконується.}$$

2. Перевірка кабелю по допустимому струму короткого замикання по жилі

Кабель підходить, якщо виконується умова:

$$I_K^{(3)} < I_{к.з.ж.}^{(3)}$$

де  $I_K^{(3)}$  – максимальний струм 3-х фазного короткого замикання;

$I_{к.з.ж.}^{(3)}$  – максимально допустимий струм короткого замикання жили кабелю, кА.

$$5,69 \text{ кА} < 22,7 \text{ кА} - \text{ умова виконується}$$

3. Перевірка кабелю по допустимому струму короткого замикання по екрану

Кабель підходить, якщо виконується умова:

$$I_K^{(2)} < I_{к.з.е.}^{(3)}$$

$$I_K^{(2)} = I_K^{(3)} * 0,87 = 4,95 \text{ кА}$$

$$4,95 \text{ кА} < 10,2 \text{ кА} - \text{ умова виконується.}$$

## 2.14. Вибір комутаційного обладнання 6-35 кВ для видачі потужності в мережу.

### 2.14.1 Вибір роз'єднувача

Вибираємо роз'єднувачі з боку 35 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  $I_n \geq I_{рф}$
- 3) динамічна стійкість проходження струмів КЗ  $i_{дин} \geq i_y$
- 4) термічна стійкість проходження струмів КЗ  $I_{тер}^2 * t_{тер} \geq B_k$ ,

де  $B_k = I_{K1}^{(3)} * (t_{відкл} + T_a)$  - тепловий імпульс.

Обираємо роз'єднувачі і заносимо дані до таблиці 2.14.1

Тип роз'єднувача	РГП.2-35/1000 У1	
Умови вибору	Каталог	Розрахунок
$U_n \geq U_{уст}$	35 кВ	35
$I_n \geq I_{рф}$	1000 А	330 А
$i_{дин} \geq i_y$	50 кА	9,6 кА
$I_{тер}^2 * t_{тер} \geq B_k$	1200 кА <sup>2</sup> * с	68

### 2.14.2 Вибір вимикача

Умови вибору вимикачів:

- 1) за номінальною напругою:  $U_n \geq U_{уст}$ ,
- 2) за номінальним струмом:  
 $I_n \geq I_{рф}$ ,
- 3) за струмом відключення:  $I_{отк.ном} \geq I_{nt}$
- 4) перевірка за повним струмом відключення:

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

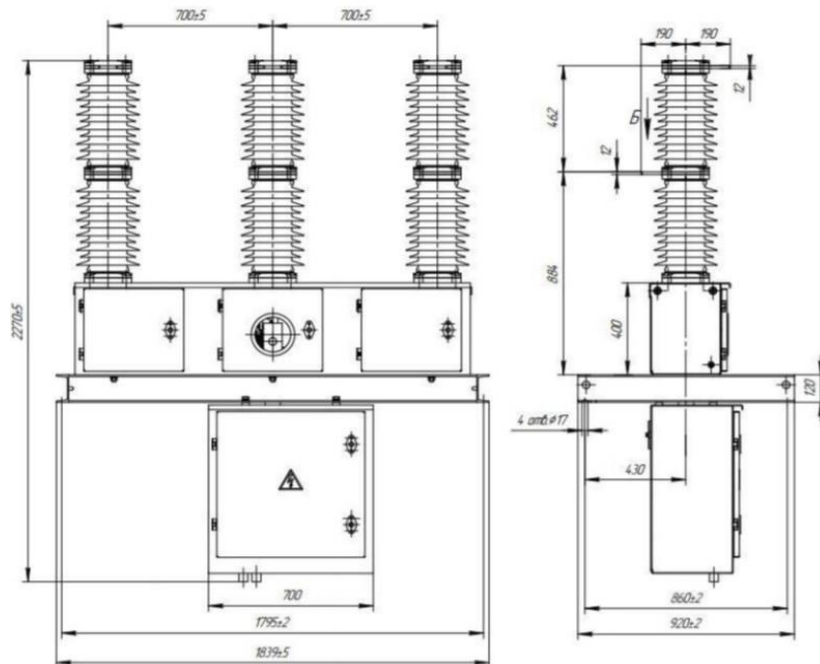
- 5) динамічна стійкість проходження струмів КЗ:  $i_{дин} \geq i_y$

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

Таблиця 2.14.2 - Вибір вимикача 35 кВ

Тип вимикача	ВР-35НТ-25/1600У1	
Умови вибору	Каталог	Розрахунок
$U_H \geq U_{\text{уст}}$	35кВ	35
$I_H \geq I_{\text{рф}}$	1600 А	58 А
$I_{\text{отк.ном}} \geq I_{nt}$	25 кА	2,1 кА
$i_{\text{дин}} \geq i_y$	45,5 кА	18,9 кА
$I_{\text{тер}}^2 * t_{\text{тер}} \geq B_k$	64 кА	29,4
$\sqrt{2}I_{\text{отк.ном}} \left(1 + \frac{\beta_{\text{ном}\%}}{100}\right) \geq \sqrt{2}I_{nt} + i_{\alpha\tau}$	1875 кА	220

Таким чином приймаємо для ліній вводу високої напруги і секційного вимикача вакуумні вимикачі зовнішньої установки ВР35НСМ-35-20/1600У1 які є розробкою ЗАО «Високовольтний Союз»



Загальний вид ВР35НСМ

Таблиця 2.14.3 – Характеристики ВР35НСМ

Параметр	Значення
Номінальна напруга, кВ	35
Номінальний струм, А	1600
Номінальний струм відключення, кА	20
Струм термічної стійкості, Зс, кА	20
Струм електродинамічної стійкості, кА	52
Вміст аперіодичної складової, %	40
Безструмова пауза при АПВ, с, не менше	0,3
Ресурс по комутаційній стійкості, не менше	
-при номінальному струмі циклів “ВО”	30000
-при номінальному струмі вимикання циклів “ВО”	55
Маса, кг не більше	520

## 2.15. Розрахунок продуктивності ФЕС

Обчислення вироблення ФЕС електричної енергії  $W$ :

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

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);

$k_{\text{г}}$  – коефіцієнт готовності ФЕС.

$S$  – загальна сумарна площа фотобатарей,  $m^2$ .

У разі попереднього оцінювання техніко-економічних показників площадок:

- добуток  $k_{інв} * k_{W1} * k_{W2} * k_{W3} * k_{тр} * k_{г}$  - рекомендовано взяти таким, що дорівнює 0,88—0,92; - ККД фотоелектричного модуля  $k_{мод}$  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 2.15.1 - Середньомісячний рівень сонячної іррадіації (інсоляції), кВт·год/( $m^2$ ·день)

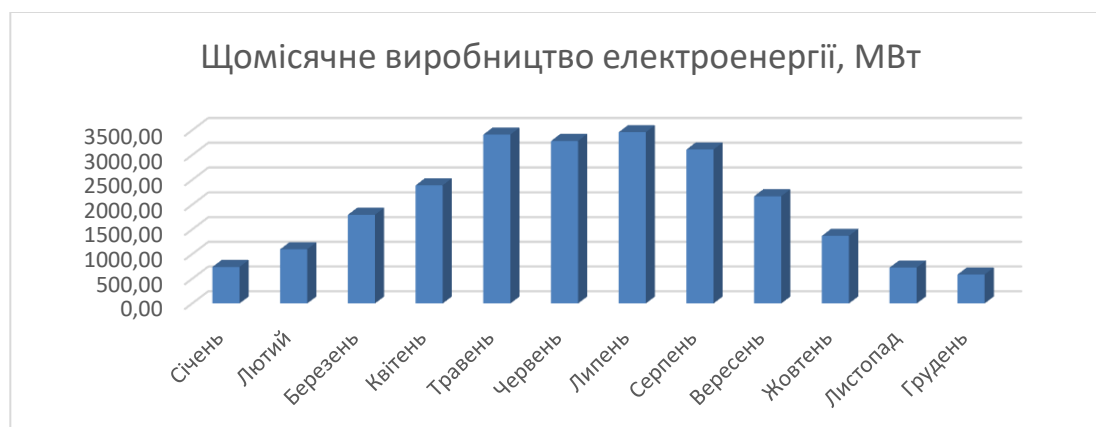
Регіон/ Місяці	Січень	Лютий	Березень	Квітень	Травень	Червень	Липень	Серпень	Вересень	Жовтень	Листопад	Грудень
Підгородне (Дніпро)	1,21	1,99	2,94	4,04	5,48	5,55	5,66	5,09	3,67	2,24	1,23	0,96

Таблиця 2.15.2 – Виробництво ФЕС електричної енергії в м. Підгородне, МВт · год

Місяць	Січень	Лютий	Березень	Квітень	Травень	Червень	Липень	Серпень	Вересень	Жовтень	Листопад	Грудень	Рік
Ср.доб.	1,21	1,99	2,94	4,04	5,58	5,55	5,66	5,09	3,67	2,24	1,23	0,96	3,36
Кількіст	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365
Виробниц	739,83	1099,00	1797,61	2390,50	3411,79	3283,99	3460,71	3112,19	2171,57	1369,61	727,80	586,98	24151,6

За допомогою таблиці 7 визначаємо кількість виробленої електроенергії за рік – 24151,59 МВт · год.

Рис. 2.15.1.1 – Щомісячне виробництво електроенергії



### **3. Техніко-економічне обґрунтування**

#### **3.1 Техніко-економічне обґрунтування розробки електричної частини ФЕС**

В даному дипломному проєкті основною метою є розробка електричної частини сонячної електростанції потужністю 20 МВт, а саме, вибір найдоцільнішого для встановлення електричного обладнання, яке відповідає заданим технічним умовам.

Станом на 2021 рік, сонячна енергетика - один із найперспективніших та динамічних видів електроенергетики в світі та Україні. Сонячні електростанції є одним із найекономніших та найбезпечніших джерел генерації електроенергії.

Сонячне світло, наряді з водою та повітрям є найбільш стабільним та невичерпним ресурсом. 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.

Отже, для того щоб ефективно генерувати електричну енергію на сонячних електростанціях необхідно обрати до встановлення якісне електричне обладнання.

Для того щоб електричне обладнання відпрацювало свій термін експлуатації без помилок та виходу з ладу, необхідно провести розрахунок, в якому враховуються всі номінальні параметри обладнання, після чого обрати ту апаратуру, яка буде підходити до встановлення, коректно взаємодіяти з іншим обладнанням і ефективно працювати.

Для того, щоб обрати якісне електричне обладнання треба вирішити наступне питання:

- Вибір типу і параметрів фотоелектричних модулів (ФЕМ) та інверторного обладнання до встановлення на ФЕС
- Розрахунок приведених експлуатаційних параметрів ФЕМ
- Розрахунок параметрів та схеми з'єднань стрінгів ФЕМ для підключення до інверторів

- Визначення конструктивних параметрів окремого «стола» ФЕМ
- Визначення місця розташування інвертора
- Вибір параметрів кабельних ліній мережі постійного струму
- Визначення сумарних втрат потужності в мережі постійного струму
- Визначення загальної кількості фотоелектричних модулів з урахуванням втрат потужності в мережі постійного струму та інверторах
- Вибір номінальної напруги та схеми видачі потужності в мережу
- Вибір номінальної потужності та кількості силових підвищувальних трансформаторів
- Вибір параметрів кабельних ліній напругою 0,4 кВ
- Розрахунок струмів КЗ в мережах 0,4-35 кВ
- Вибір параметрів кабельних ліній 6-35 кВ
- Вибір комутаційного обладнання 6-35 кВ для видачі потужності в мережу
- Розрахунок продуктивності ФЕС

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 розрахована, передбачено визначення витрати на транспортування електричного обладнання з міста Дніпро до міста Підгородне, 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.



### 3.2 Розрахунок капітальних витрат

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

Капітальні витрати з реалізації проектного технічного рішення в даному дипломному проекті включають:

- витрати на придбання обладнання;
- витрати, пов'язані з виконанням будівельно-монтажних робіт;
- витрати, пов'язані з виконанням монтажних-налагоджувальних робіт;

Проектні капітальні витрати в устаткування і будівельно-монтажні роботи визначаються на основі цін, наведених у відкритих інформаційних джерелах оптового продажу обладнання та за фактичними витратами підприємства.

Величину проектних капіталовкладень ( $K_{пр}$ ) можна визначити за формулою (3.2.1):

$$K_{пр} = K_{об} ( \sum_{i=1}^k C_i ) + Z_{тзс} + Z_m + Z_n + Z_{пр}, \quad (3.2.1)$$

де  $K_{об} ( \sum_{i=1}^k C_i )$  - вартість придбання електрообладнання за проектом (сумарна вартість комплектуючих елементів  $i$  - го виду, необхідних для реалізації прийнятого технічного рішення);

$k$  - кількість необхідних комплектуючих елементів;

$Z_{тзс}$  – транспортно-заготівельні і складські витрати;

$Z_m$  – витрати на монтажні роботи;

$Z_n$  - витрати на налагоджувальні роботи;

$Z_{пр}$  – інші одноразові вкладення грошових коштів.

В даному проекті обрано до встановлення наступне обладнання:

- інверторне обладнання одиничною потужністю 185 кВт (110 шт.);
- фотоелектричні модулі одиничною потужністю 375 Вт (44880 шт.);
- комплектні трансформаторні підстанції 35/0,4 кВ з силовим трансформатором потужністю 2500 кВА (9 шт.);
- розподільчий пункт 35 кВ (1 шт.).

Вартість транспортно-заготівельних і складських витрат ( $Z_{\text{тзс}}$ ) визначається виходячи з:

- відстані доставки обладнання від місця придбання до місця експлуатації;
- кількості, маси і габаритів устаткування;
- виду транспортних засобів;
- транспортних тарифів;
- розцінок на вантажно-розвантажувальні роботи;
- витрат на складську обробку.

В даному проекті вартість транспортно-заготівельних і складських витрат ( $Z_{\text{тзс}}$ ) визначена з урахуванням маршруту доставки, габаритів, загальної ваги обладнання та загального обсягу обладнання. Усі розрахунки проводились згідно тарифів перевезення компанії Delivery Group (<https://www.delivery-auto.com/uk-UA/CalculateCost>).

$$K_{\text{тр}} = 3037 \text{ тис. грн}$$

Витрати на монтажні ( $Z_{\text{м}}$ ) і на налагоджувальні роботи ( $Z_{\text{н}}$ ) можна визначити за формулою (3.2.2):

$$Z_{\text{м(н)}} = \sum (Ч_i \cdot a_i \cdot t_i) \cdot K_{\text{д}} \cdot K_{\text{см}} \cdot K_{\text{пр}}, \quad (3.2.2)$$

де  $Ч_i$  – чисельність працівників і-го розряду, необхідних для виконання певного обсягу монтажних (налагоджувальних робіт), чол.;

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

$t_i$  – час, необхідний для виконання певного обсягу монтажних (налагоджувальних робіт), год.;

$K_d$  – коефіцієнт, що враховує розмір доплат;

$K_{cm}$  – коефіцієнт, що враховує єдиний соціальний внесок;

$K_{pr}$  – коефіцієнт, що враховує інші витрати на здійснення монтажних (налагоджувальних) робіт.

$$Z_m = (50 \cdot 70 \cdot 720) \cdot 1,2 \cdot 0,22 \cdot 1,1 = 732 \text{ тис. грн.}$$

Витрати на налагоджувальні роботи ( $Z_n$ ) визначаються за формулою

$$Z_n = \sum (Ч_i \cdot a_i \cdot t_i) \cdot K_d \cdot K_{cm} \cdot K_{pr}$$

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

$a_i$  — годинна тарифна ставка працівника  $V$  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;

$K_{pr}$  — коефіцієнт, що враховує інші витрати на здійснення монтажних робіт.

$$Z_n = (20 \cdot 85 \cdot 192) \cdot 1,2 \cdot 0,22 \cdot 1,1 = 95 \text{ тис. грн.}$$

Прийнято до уваги, що пусконалагоджувальними роботами є комплекс робіт, що включає перевірку, налаштування і випробування електрообладнання з метою забезпечення електричних параметрів і режимів, заданих проектом. При виконанні

ПНР були враховані вимоги нормативно-технічної документації (НТД), проекту, та експлуатаційна документація підприємств-виробників.

Витрати на придбання технічних засобів, комплектуючих виробів, а також на монтажні і налагоджувальні роботи представлено у вигляді зведення капітальних витрат до таблиці 3.2.1.

Таблиця 3.2.1– Зведення капітальних витрат

Розрахунок капітальних витрат					
1	2	3	4	5	6
№	Найменування технічних засобів (комплектуючих виробів)	Кількість	од.вим	Ціна за одиницю, грн	Сума, тис. грн
	Вартість матеріалів				
1	Сонячна панель KNESS SNRG-FR72-MONOPERC-5BB	44880	шт.	4468	200524
2	Кабель сонячний 6 мм <sup>2</sup> PV	470800	м	40	18832
3	Інвертор HUAWEI SUN2000-185KTL-H1	110	шт.	232252	25548
4	Стіл для монтажу панелей	660	шт.	16738	11047
5	Конструкція для кріплення інвертору	110	шт.	5244	577
6	Трансформатори ТМ 2500кВА-10(6)-0,4 Д/Ун-11,У/Ун-0	9	шт.	472000	4248
7	Кабель АПвВГ-1 3х120+1х70 мм <sup>2</sup>	27500	м	202	5555
8	Кабель АПвЕгаПу – 3 1х240/50мм <sup>2</sup>	18936	м	460	8710,5
9	Роз'єднувач РГП.2-35/1000 У1	3	шт.	85560	257
10	Ввідний вимикач ВР-35НТ-25/1600У1	3	шт.	340000	1020
	<b>ВСЬОГО</b>				276318,5

Згідно формули 3.2.1 розраховуємо капітальні витрати проекту:

$$K_{np} = 276\,318,5 + 3\,037 + 732 + 95 = 280\,182,5 \text{ тис. грн}$$

### 3.3 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 ( $C_з$ );
- єдиний соціальний внесок ( $C_c$ );
- витрати на технічне обслуговування й поточний ремонт устаткування та мереж ( $C_t$ );
- вартість електроенергії, що буде споживана об'єктом проектування або витрат електроенергії ( $C_э$ );
- інші експлуатаційні витрати ( $C_{пр}$ ).

Таким чином, річні експлуатаційні витрати складуть:

$$C = C_a + C_з + C_c + C_t + C_э + C_{пр}, \text{ грн,}$$

#### 3.3.1 Розрахунок експлуатаційних витрат

Амортизація об'єкта основних засобів нараховується виходячи з терміну його корисного використання. Строк корисного використання (експлуатації) 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.

Податковим кодексом України дозволено використовувати прямолінійний (пропорційний) метод амортизації, при якому річна сума амортизації визначається діленням вартості, яка амортизується, на строк корисного використання об'єкта

основних засобів. Вартістю основних засобів і нематеріальних активів, що амортизується, є первісна або переоцінена вартість основних засобів і нематеріальних активів за вирахуванням їх ліквідаційної вартості, яка розраховується за формулою (3.3.1 – 1):

$$\Phi_a = \Phi_n - Л,$$

де  $\Phi_n$  – первісна (або переоцінена) вартість об'єкта основних засобів;  
Л – розрахункова ліквідаційна вартість основних засобів.

Якщо визначити очікувану ліквідаційну вартість об'єкта основних засобів складно, то при прямолінійному методі амортизації дозволяється вважати її рівною нулю. Норма амортизації при прямолінійному методі постійна протягом усього амортизаційного періоду і дорівнює:

$$H_a = \frac{\Phi_n - Л}{\Phi_n * T_n} * 100\%$$

де  $T_n$  – термін корисного використання (амортизаційний період).

Термін корисного використання об'єктів основних засобів для нарахування амортизації, який приймається у даній роботі, відповідає мінімально допустимому терміну корисного використання для споруд (третя група основних засобів) і становить 12 років.

У розрахунку приймаємо первісну вартість об'єктів основних засобів рівною витратам на придбання основних засобів. Ліквідаційну вартість приймаємо рівною 8% від початкової вартості основних засобів, що підлягають амортизації. Тоді норма амортизації становитиме:

$$H_a = \frac{(280\ 182,5 - 0,08 * 280\ 182,5) * 100\%}{(280\ 182,5 * 12)} = 7,7\%$$

Тоді річні амортизаційні відрахування АО за прямолінійним методом:

$$AO = \frac{\Phi_{п} * H_{а}}{100}$$

$$AO = \frac{280\,182,5 * 7,7\%}{100\%} = 21\,574 \text{ тис. грн.}$$

Річний фонд амортизаційних відрахувань визначається за видами основних фондів та нематеріальних активів за розділами зведення капітальних витрат для проектного варіанту і за даними підприємства про балансову вартість замінного устаткування для базового варіанту. Результати розрахунків заносяться до таблиці 3.3.1.1.

Таблиця 3.3.1.1 – Розрахунок амортизаційних витрат

Розрахунок амортизаційних витрат за перший рік користування				
1	2	3	4	5
№	Найменування технічних засобів (комплектуючих виробів)	Капітальні інвестиції, тис. грн	Норма амортиза ції, %	Сума амортизації, тис.грн
	Основні засоби			
1	Сонячна панель KNESS SNRG-FR72-MONOPERC-5BB	200 524	7,7	15 440
2	Кабель сонячний 6 мм <sup>2</sup> PV	18 832	7,7	1 450
3	Інвертор HUAWEI SUN2000-185KTL-H1	25 548	7,7	1 967
4	Стіл для монтажу панелей	11 047	7,7	850,6
5	Конструкція для кріплення інвертору	577	7,7	44,5
6	Трансформатори ТМ 2500кВА-10(6)-0,4 Д/Ун-11,У/Ун-0	4 248	7,7	327
7	Кабель АПВВГ-1 3x120+1x70 мм <sup>2</sup>	5 555	7,7	427,7
8	Кабель АПВЕгаПу – 3 1x240/50мм <sup>2</sup>	8 710,50	7,7	670,7
9	Роз'єднувач РГП.2-35/1000 У1	257	7,7	19,8
10	Ввідний вимикач ВР-35НТ-25/1600У1	1 020	7,7	78,5

### 3.3.2 Розрахунок річного фонду заробітної плати

Розрахунок річного фонду заробітної плати здійснюється 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 винагороди за виконану роботу відповідно до встановлених норм праці (норми часу, виробітку, обслуговування, посадові обов'язки). Вона визначається тарифними ставками і відрядними розцінками для робітників, посадовими окладами для спеціалістів, службовців і керівників.

Додаткова заробітна плата – це винагорода за роботу понад встановлених норм, за особливі умови праці. До додаткової заробітної плати належать премії, пов'язані з виконанням виробничих завдань і функцій, доплати і надбавки, гарантійні і компенсаційні виплати, передбачені чинним законодавством.

Номінальний річний фонд робочого часу :

$$T_{\text{н}} = (D_{\text{к}} - D_{\text{св}} - D_{\text{вих}}) \cdot T_{\text{зм}} = (365 - 11 - 104) \cdot 8 = 2000 \text{ год,}$$

де  $D_{\text{к}}$  - число календарних днів;

$D_{\text{св}}$  - число святкових днів;

$D_{\text{вих}}$  - число вихідних днів;

$T_{\text{зм}}$  - тривалість зміни, год.

Результати розрахунку основної заробітної плати обслуговуючого персоналу наведені в таблиці 3.3.2.1.



Таблиця 3.3.2.1 – Розрахунок річного фонду заробітної плати 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	Майстер	9	85	2000	1 530 000
2	Старший майстер	3	100	2000	600000
3	Охоронець	3	60	2000	360000
Всього:					2 490 000

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

$$Z_{\text{доп}} = 0.125 \cdot Z_{\text{осн}} = 0,125 \cdot 2\,490 = 311,25 \text{ тис.грн.}$$

Таким чином, загальна величина річного фонду заробітної плати становить:

$$C_z = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} = 2\,490 + 311,25 = 2801,25 \text{ тис. грн.}$$

де  $Z_{\text{осн}}$ ,  $Z_{\text{доп}}$  – основна і додаткова заробітна плата відповідно, грн.

### 3.3.3 Розрахунок відрахувань на соціальні заходи

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.

$$C_c = 0,22 \cdot C_z = 0,22 \cdot 2801,25 = 616,28 \text{ тис. грн.}$$

### 3.4 Визначення річних витрат на технічне обслуговування і 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.

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

$$Z_{m.p.} = \sum_{i=1}^n \left( R_i \cdot t_i \cdot m_i \cdot R_{\Sigma i} + \frac{S_i \cdot \Pi_i}{T_i} \cdot T_{\phi} \right)$$

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

**R<sub>i</sub>** – годинна ставка робітників, що виконують ремонт, грн;

**t<sub>i</sub>** – трудомісткість одного ремонту при категорії складності ремонту в одну ремонтну одиницю залежно від виду ремонту год./ од;

**m<sub>i</sub>** – число ремонтів за рік (наприклад, для закритих електромашин число малих ремонтів - 2, середніх - 1, капітальних - 0,1);

**R<sub>Σ</sub>** – сумарна категорія складності ремонту в залежності від виду електрообладнання

**S<sub>i</sub>** - вартість однотипних замінних елементів, грн.;

**Π** – кількість однотипних замінних елементів;

**T** – середній термін служби деталей даного типу, год.;

$$Z_{т.р} = 94,5 \text{ тис. грн}$$

### 3.5 Визначення інших витрат

Інші витрати по експлуатації об'єкту проектування включають витрати з охорони праці, на спецодяг та ін. Відповідно до практики, ці витрати визначаються в розмірі 4% від річного фонду заробітної плати обслуговуючого персоналу.

$$C_{\text{пр}} = 0,04 \cdot C_{\text{з}} = 0,04 \cdot 2801,25 = 112,05 \text{ тис. грн.}$$

### 3.6 Визначення та аналіз показників економічної ефективності проекту

В економічній частині дипломного проекту, згідно завдання на розрахунок електричної частини сонячної електростанції потужністю 20 МВт, наведено основні розрахунки необхідні для чіткого розуміння фінансових вкладень в проект будівництва сонячної електростанції.

Згідно з рекомендаціями щодо розрахунків фінансових витрат, було розраховано вартість електричного обладнання прийнятого до встановлення. Розрахунок проводився відповідно до кожного типу електричних апаратів та їх кількості необхідних для якісного функціонування електричної станції.

Розрахунок амортизаційних витрат проведено для визначення суми амортизації кожного виду обладнання виходячи з його капітальних інвестицій за нормований режим його роботи.

Усі проведені розрахунки, зведені капітальні та експлуатаційні витрати даного проекту занесені в таблицю 3.7.1:

Таблиця 3.7.1 - Економічні розрахунки проекту

№	Найменування розрахунку	Сума, тис.грн
1	Капітальні витрати	280 183
2	Експлуатаційні витрати	24 887
	з них:	

Продовження таблиці 3.7.1:

№	Найменування розрахунку	Сума, тис.грн
1	Амортизаційні відрахування	21 574
2	Річний фонд заробітної плати	2 490
3	Відрахування на єдиний соціальний внесок	616
4	Технічне обслуговування та ремонт	95
5	Інше	112

## 4 ОХОРОНА ПРАЦІ

### 4.1 Аналіз небезпечних та шкідливих виробничих чинників проєктованого технологічного процесу, об'єкту, система або пристрою

У запропонованому дипломному проєкті проводився розрахунок електричної частини сонячної електричної станції потужністю 20 МВт у м. Підгородне.

В склад проєкту сонячної електростанції входять:

- інверторне обладнання одиничною потужністю 185 кВт (110 шт.);
- фотоелектричні модулі одиничною потужністю 375 Вт (44 880 шт.);
- комплектні трансформаторні підстанції 10/0,4 кВ з силовим трансформатором потужністю 2500 кВА (9 шт.);
- розподільчий пункт 10 кВ (1 шт.);
- виробничий корпус №1 (1 шт.);
- виробничий корпус №2 (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 враження електричним струмом під час їх експлуатації.

Місцем роботи обслуговуючого персоналу електричної станції (охорона, оператори) обрано виробничий корпус №1, у якому знаходяться комп'ютери відеоспостереження, система моніторингу за працездатністю системи. Згідно ГОСТ 12.0.003-74 під час роботи персоналу у виробничому корпусі та біля КТП, РП, виявлено наступні небезпечні фактори:

- Монотонність праці;
- Підвищена напруженість електромагнітного поля
- Підвищена яскравість сонячного світла.

Середньорічна температура повітря складає 8,8°C. Найхолодніший місяць

січень має середню місячну температуру  $-4,3^{\circ}\text{C}$ . Самий спекотний місяць липень має середньомісячну температуру  $+21,5^{\circ}\text{C}$ .

#### 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 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 і 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 при повному дотриманні правил з будівництва та подальшої експлуатації даного зпроектowanego об'єкту згідно прийнятим проектом рішенням, негативний вплив на навколишнє середовище та ґрунтовий покрив будуть відсутні.

#### **4.3 Пожежна профілактика**

Серед основних причин аварій і травматизму, які часто спричиняють небезпечні дії працюючих, є причини, що пов'язані з психофізіологічними чинниками такими як невірна реакція на команди, що надходять, перебування в стані психологічної напруги, перевтомлення і т. ін.

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

Технічні будівлі СЕС мають III ступінь вогнестійкості.

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;

- 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 відімкненням 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.

Головний пожежний приймально-контрольний прилад "Тірас-PRIME 8" встановлюється в Приміщенні виробничого корпусу №1 на стіні з негорючих матеріалів.

#### 4.4 Заходи з ергономіки

Виробничий корпус №1 (ВК №1)- призначений для здійснення пропускного контролю при вході на територію, розміщення поста охорони і побутових приміщень.

Пожежно-технічні характеристики блок-модуля: ступінь вогнестійкості – III; Утеплювач – мінеральна вата 150 мм група займистості – А – не горючий. Покрівля з односхилим дахом і організованим водостоком – покриття виконано з панелі ЛДСП.

Так як ВК №1 є місцем постійного знаходження робочого персоналу, то проектом встановлено наступні приміщення:

- Санітарна кімната (душ, рукомийник, санітарний вузол);
- Кімната відпочинку;
- Кімната для роботи з відеоспостереженням (кімната охорони);
- Кімната для роботи з системами моніторингу електроапаратів;
- Кухня.

Виробничий корпус обладнано аварійним освітленням, табличками аварійного виходу, протипожежними засобами.

Усі комплектні трансформаторні підстанції та розподільчий пункт для безпеки обладнано окремим огороженням. На електричних елементах встановлено відповідні таблички з попереджувальними написами та написами належного користування.

На території об'єкту всі перешкоди (уступи, сходи, пандуси, дерева, освітлювальне, технічне обладнання) виділяються смугами уніфікованого тактильного та контрастного покриття по краю.

Працівників забезпечено спеціальним одягом, засобами індивідуального захисту згідно з діючими нормами.

## 4.5 Розрахунок освітлення виробничого приміщення

### 4.5.1 Мета розрахунку

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

### 4.5.2 Вихідні дані

На сонячній електростанції потужністю 20 МВт у м. Підгородне передбачено для побудови двох поверховий виробничий корпус №1 загальною площею 92,9 м<sup>2</sup> (9500x6500мм).

### 4.5.3 Розрахунок освітлення методом питомої потужності

Розрахунок освітлення методом питомої потужності виконується по формулі:

$$P_{л} = \frac{PS}{N} ,$$

де  $P_{л}$  - 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: більше 5 мм. Освітленість при загальному освітлені 150 лк.

Загальну кількість світильників можна визначити по формулі:

$$N = N_p \cdot N_{cp}$$

де  $N_p$  - кількість рядів світильника  
 $N_{cp}$  – кількість світильників у ряді.

Кількість рядів світильника визначається виходячи з розмірів приміщення:

$$N_p = \frac{S}{L_p},$$

де  $L_p$  – відстань між рядами світильників  
 $S$  – площа будови (приймаємо для одного поверху).  
 відстань між рядами світильників визначається за формулою:

$$L_p = \lambda \cdot h, \quad (2.17.5.3.4)$$

де  $h$  – висота підвісу ламп  
 $\lambda$  - Найбільш вигідне співвідношення відстані між світильниками до розрахункової висоти підвісу, може бути визначене з таблиці 5.5 (ДСТ І3828-74)

Враховуючи нерівномірні розміри будівлі та внутрішніх кімнат, приймається до проектування наступна відстань між рядами світильників:

- Від крайніх бокових стенок будівлі – 2 м.
- Відстань від крайніх світильників – 1,5 м.

Таким чином, кількість рядів світильників ( $N_p$ ) на кожному поверсі приймається рівна 2. Для рівномірного освітлення площі будівлі, виходячи з розмірів обираємо кількість світильників у ряді ( $N_{cp}$ ) рівну 3.

Таким чином, згідно формулі (4.5.3.2) може бути визначено загальну кількість світильників у будівлі (враховується два поверхи):

$$N = N_p \cdot N_{cp} = 2 \cdot 3 \cdot 2 = 12 \text{ шт.},$$

Маючи питому потужність ламп (згідно каталогу LED ламп виробництва Philips  $P = 7,8 \text{ Вт/м}^2$ ), площу будівлі ( $S = 92,9 \text{ м}^2$ ) та кількість ламп у будівлі ( $N = 12$  шт.) може бути розрахована потужність ламп у світильнику за формулою:

$$P_L = \frac{PS}{N} = \frac{7,8 \cdot 92,9}{12} = 58,06 \text{ Вт},$$

Таким чином приймається до встановлення світильник світлодіодний Philips CorePro LEDBulb E27 4000K потужністю 60Вт.

## ВИСНОВКИ

Під час розробки проекту електричної частини ФЕС потужністю 20 МВт у м. Підгородне враховано встановлення всіх найважливіших вузлів.

Для перетворення сонячного випромінювання в електроенергію постійного струму на опорних конструкціях встановлюється масив фотоелектричних модулів (ФЕМ) типу KNESS з максимальною потужністю 375 Вт (пік). Далі генерована потужність від збірок ФЕМ за допомогою PV кабелів перерізом 6 мм<sup>2</sup> передається до інверторів постійного струму в змінний тип SUN2000-185KTL-N1 виробництва HUAWEI. Від інверторів генерована потужність кабельними лініями марки АПВВГ-3, перерізом жил 3x95 мм<sup>2</sup>, 3x150 мм<sup>2</sup> та 3x185 мм<sup>2</sup> передається до КТП 10/0,4 кВ з підвищувальними трансформаторами.

Спроектовано сонячну електростанцію сумарною інверторною (АС) потужністю 20,35 МВт, яка складається із дев'яти полів, встановленою інверторною (АС) потужністю 2220 кВт. Сумарна панельна (DC) потужністю складе 16,83 МВт, дев'ять полів панельною (DC) потужністю 1836 кВт (пік).

В склад проекту сонячної електростанції у місті Підгородне Дніпропетровської області входять:

- інверторне обладнання одиничною потужністю 185 кВт (110 шт.);
- фотоелектричні модулі одиничною потужністю 375 Вт (44 880 шт.);
- комплектні трансформаторні підстанції 10/0,4 кВ з силовим трансформатором потужністю 2500 кВА кВА (9 шт.);
- розподільчий пункт 10 кВ (1 шт.).

Згідно усіх розрахунків, можна зробити висновок, що фотоелектричну станцію побудовано згідно усім нормам і ДСТУ. Аналіз шкідливих факторів показав, що небезпека для здоров'я працівників і навколишнього середовища відсутня. Проект готовий для впровадження.

## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Сонячна енергетика в Україні URL: <https://avenston.com/articles/solar/>
2. Сонячна енергетика в Україні URL: <https://www.sae.gov.ua/uk/ae/sunenery>
3. Розробка ТЕО URL: [https://studopedia.su/12\\_24077\\_rozrobka-teo-ie-tretoyu-stadiieyu-peredinvestitsiynoi-fazi.html](https://studopedia.su/12_24077_rozrobka-teo-ie-tretoyu-stadiieyu-peredinvestitsiynoi-fazi.html)
4. Розробка ТЕО URL: <https://pro-consulting.ua/ua/services/razrobotka-teo>
5. Розробка проектної документації URL: <https://gravicappa.com.ua/ua/rozrobka-proektnoyi-dokumentaciyi-0>
6. Отримання зеленого тарифу URL: <https://www.sae.gov.ua/documents/green-card.pdf>
7. Принцип роботи сонячних батарей URL: <http://elektrik.info/main/news/401-kak-ustroeny-i-rabotayut-solnechnye-batarei.html>
8. Принцип роботи інверторів URL: <http://electricalschool.info/electronica/1889-cto-takoe-invertor-naprjazhenija-kak.html>
9. Будівництво сонячних електростанцій URL: <https://edsltd.com.ua/stroitelstvo-solnechnoy-elektrostantsii/>
10. Зелений тариф в Україні URL: <http://www.biowatt.com.ua/informatsiya/zelenij-tarif-v-ukrayini/>
11. Вимоги до ВЕС та СЕС: [https://ua.energy/wpcontent/uploads/2017/02/Vymogy-do-VES-ta-SES\\_2-red\\_08112017.pdf](https://ua.energy/wpcontent/uploads/2017/02/Vymogy-do-VES-ta-SES_2-red_08112017.pdf)
12. Вихідні та святкові дні в Україні URL: <https://www.work.ua/ru/holidays/public-2020/>
13. Тарифи на електричну енергію URL: <https://www.dtek-dnem.com.ua/ua/services-tariffs>
14. Офіційний сайт НЕК УКРЕНЕРГО: <https://ua.energy/>
15. Прогноз виробництва ВДЕ: <https://ua.energy/peredacha-i-dyspetcheryzatsiya/dyspetcherska-informatsiya/prognoz-vyrobnytstva-vde>
16. Вибір сонячних панелей: <https://solarlab.in.ua/p1225622784-solnechnyj-modul-kness.html>



17. Вибір інверторного обладнання: <https://solar.huawei.com/en/download?p=%2F-%2Fmedia%2FSolar%2Fattachment%2Fpdf%2Feu%2Fdatasheet%2FSUN2000-185KTL-H1.pdf>
18. Вибір автоматичного вимикача: [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)
19. Офіційний сайт ЮЖКАБЕЛІО: <https://yuzhcable.com.ua/>
20. Вибір трансформатора: <http://atrans.in.ua/harakteristeka-transformatora>
21. Закон України «Про електроенергетику» від 16.10.1997 № 575/97-ВР.
22. ГОСТ 28249-93. Короткі замикання в електроустановках. Методи розрахунку в установках змінного струму напругою до 1 кВ.
23. СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49-2011 "Проектування кабельних ліній напругою до 330кВ."
24. "Керівництво по вибору, прокладці, монтажу, випробовувань і експлуатації кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену напругою 6-35 кВ ПАТ "Південкабель".
25. Державне підприємство «Національна енергетична компанія «Укренерго». Вимоги до вітряних та сонячних електростанцій при їхній роботі паралельно з об'єднаною енергетичною системою України.
26. ПУЕ: Розділ 7.4. Електричні установки в пожежонебезпечних зонах.
27. ГОСТ 12.1.002-84. ССБТ. «Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах».
28. ГОСТ 12.1.045-84. ССБТ. «Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля».
29. НАПБ А.01.001-2004. Правила пожежної безпеки в Україні.
30. СНИП II-4-79. Естественное и искусственное освещение. - М.: Стройиздат. 1980. - 49 с.
31. Голінько В.І. Основи охорони праці. - Д.: Національний гірничий університет, 2008. – 265 с.

32. Курс економіки: Учебник / Под ред. Б.А. Райзберга. – ИНФРА-М, 1997. – 720 с.
33. ЕКОНОМІКА ТА ОРГАНІЗАЦІЯ ВИРОБНИЦТВА. Конспект лекцій для самостійного вивчення дисципліни „ЕКОНОМІКА ТА ОРГАНІЗАЦІЯ ВИРОБНИЦТВА” (для студентів спеціальності 6.092202 – „Електричний транспорт”). / Укл.: Бойко Л.Г. – Харків: ХНАМГ, 2008. – 194 с.
34. 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.
35. 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.
36. 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.

## ДОДАТОК А Відомість матеріалів дипломного проекту

		<b>Позначення</b>	<b>Найменування</b>	<b>Кількість</b>	<b>Примітка</b>
1					
2			Документація		
3					
4	A4	ЕЕ.ПД.21._.ПЗ	Пояснювальна записка	98	
5					
6			Графічні матеріали		
7					
8	A1	ЕЕ.ПД.21.02.01.Г	Розрахунок ФЕС 20 МВт	1	
9	A1	ЕЕ.ПД.21.02.02.Г	Однолінійна схема	1	
10					
11					
12					

## ДОДАТОК Б Основні технічні характеристики ФЕМ та Інверторів

Таблиця Б.1 - Основні технічні характеристики ФЕМ KNESS SNRG-FR72-MONOPERC-5BB

Параметр	Величина	
	STC	NOCT
Електричні параметри	STC	NOCT
Максимальна потужність, Вт	375	275
Напруга максимальної потужності, В	40,3	36,76
Струм максимальної потужності, А	9,31	7,48
Ефективність модуля STC, %	19,3	
Максимальна напруга збірки, В	1000	
Температурні характеристики:		
Температурний коефіцієнт для потужності, %/°C	-0,45	
Температурний коефіцієнт для напруги холостого ходу, %/°C	-0,31	
Температурний коефіцієнт для струму короткого замикання, %/°C	0,02	
Механічні параметри		
Діапазон робочих температур, °C	-40...+85	
Номінальна робоча температура чарунок (NOCT), °C	44±2	
Габаритні розміри, мм	1956 × 992 × 35	
Маса, кг	21,1	

Таблиця Б.2 - Основні технічні характеристики інвертору HUAWEI SUN2000-185KTL-N1

Параметр	Значення
Ефективність, %	98,69
Вхідні параметри	
Максимальна напруга, В	1 500
Максимальна потужність, Вт	185 000
Діапазон робочої напруги MPPT контролера, В	500-1500
Кількість входів постійного струму на один MPPT контроллер	18
Кількість MPPT контролерів	9
Вихідні параметри	
Номінальна активна потужність, Вт	185 000
Номінальна напруга, В	800
Максимальний струм, А	134,9
Частота мережі, Гц	50/60
Механічні параметри	
Габаритні розміри, Д x Ш x В, мм	1035 x 700 x 365
Маса, кг	84
Рівень захисту по ГОСТ 14254-96	IP66

## ДОДАТОК В Повні технічні характеристики ФЕМ та інверторів

**SNRG-FR72-MONOPERC-5BB**  
**370-390 Вт**

Виготовлені на базі монокристалів з використанням PERC технології, серія високопродуктивних модулів забезпечує найкраще рішення по співвідношенню ціни і ефективності.

**КЛЮЧОВІ ОСОБЛИВОСТІ**

- Спійкі до корозії під впливом солевих розчинів, Спійкі до корозії повітря
- Пожезна безпека - згідно IEC 61215
- Висока потужність при низькій освітленості
- Подвійні 100% електролюмінесцентні (ЕЛ) тести мінімізують рівень можливих пошкоджень

Перевірено та сертифіковано згідно найнітьшого стандарту IEC

**IEC61730-1:2016 IEC61215-1:2016**  
**IEC61730-2:2016 IEC61215-2:2016**

**ГАРАНТІЯ**

100%  
97%  
90%  
80%

0 5 10 15 20 25 років

Гарантія відповідно до стандарту  
Додаткова гарантія виробника

**10** років  
Гарантія на матеріал виробу та працездатність панелі

**25** років  
Гарантія збереження значення вихідної потужності

**SNRG**

[www.kness.energy](http://www.kness.energy) Made in Ukraine TOB KNESS PV

Рисунок В.1 - Повні характеристики фотоелементу KNESS SNRG-FR72-MONOPERC-5BB

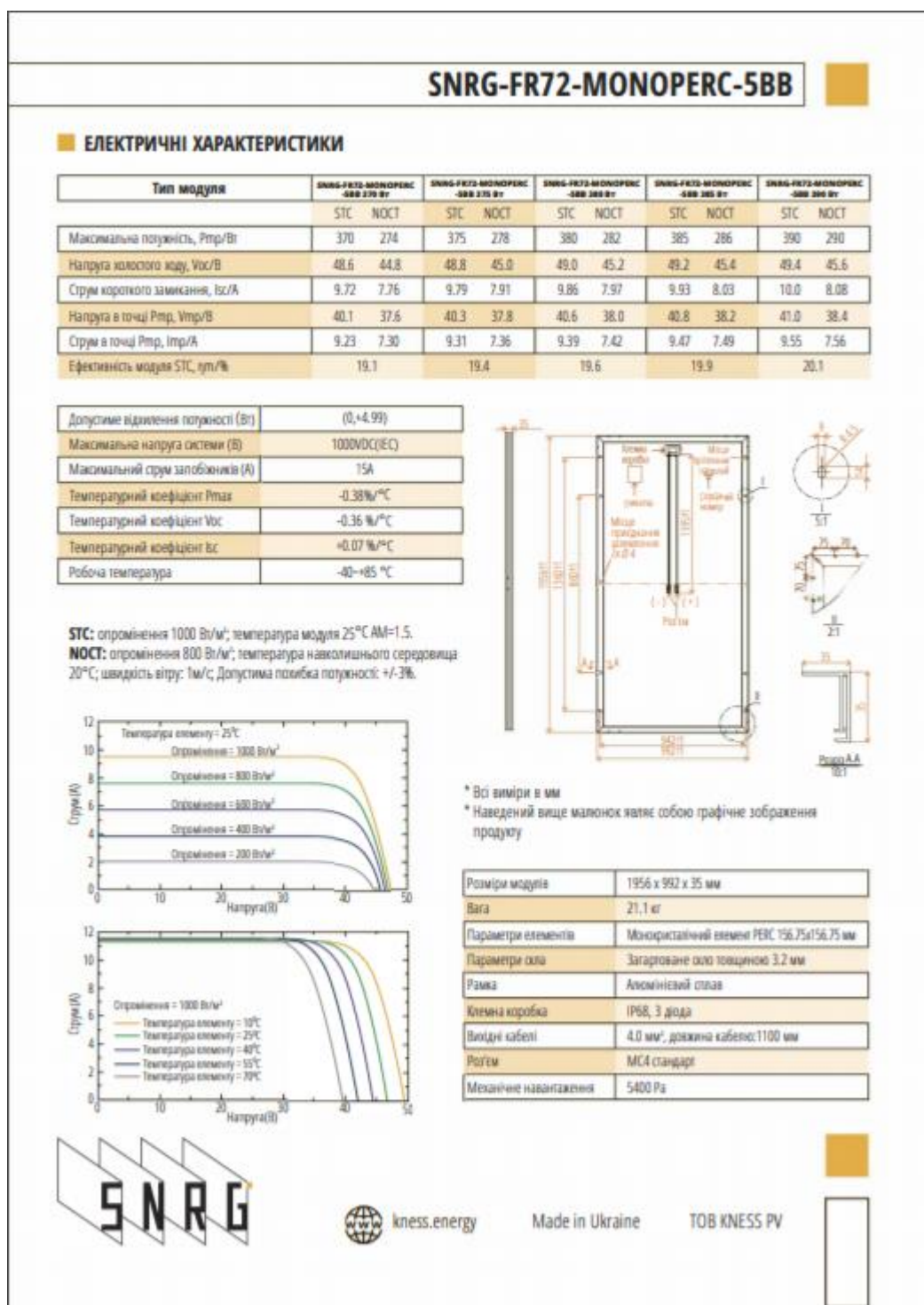


Рисунок В.2 - Повні характеристики фотоелементу KNESS SNRG-FR72-MONOPERC-5BB (продовження)

## SUN2000-185KTL-H1 Smart String Inverter

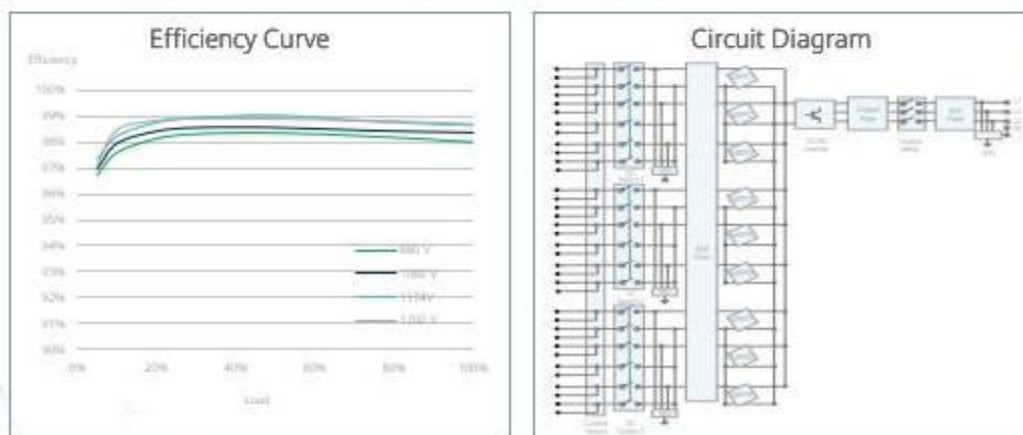


Рисунок В.3 - Повні характеристики інвертору «HUAWEI» SUN2000-185KTL-H1



SUN2000-185KTL-H1

## Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	99.03%
European Efficiency	98.69%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	26 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	18
Number of MPP Trackers	9
Output	
Nominal AC Active Power	175,000 W @40°C, 168,000 W @45°C, 150,000 W @50°C
Max. AC Apparent Power	185,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	185,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	126.3 A @40°C, 121.3 A @45°C, 108.3 A @50°C
Max. Output Current	134.9 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, Bluetooth/WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	84 kg (185.2 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless
Standard Compliance (more available upon request)	
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683
Grid Code	IEC 61727, IEC 62910, P.O. 12.3, RD 1699, RD 661, RD 413, RD 1565, RD 1663, UNE 206007-1, UNE 206006

Рисунок В.4 - Повні характеристики інвертору «HUAWEI» SUN2000-185KTL-H1 (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)

Дані NASA за останні 20 років													
Регіони / Місяці	Сі-чень	Лю-тий	Бе-ре-зень	Кві-тень	Гра-вень	Чер-вень	Ли-пень	Сер-пень	Вер-сень	Жов-тень	Листо-пад	Гру-день	Сере-днє
Сімферополь	1,27	2,06	3,05	4,3	5,44	5,84	6,2	5,34	4,07	2,67	1,55	1,07	3,58
Вінниця	1,07	1,89	2,94	3,92	5,19	5,3	5,16	4,68	3,21	1,97	1,1	0,9	3,11
Луцьк	1,02	1,77	2,83	3,91	5,05	5,08	4,94	4,55	3,01	1,83	1,05	0,79	2,99
Дніпро	1,21	1,99	2,98	4,05	5,55	5,57	5,7	5,08	3,66	2,27	1,2	0,96	3,36
Донецьк	1,21	1,99	2,94	4,04	5,48	5,55	5,66	5,09	3,67	2,24	1,23	0,96	3,34
Житомир	1,01	1,82	2,87	3,88	5,16	5,19	5,04	4,66	3,06	1,87	1,04	0,83	3,04
Ужгород	1,13	1,91	3,01	4,03	5,01	5,31	5,25	4,82	3,33	2,02	1,19	0,88	3,16
Запоріжжя	1,21	2	2,91	4,2	5,62	5,72	5,88	5,18	3,87	2,44	1,25	0,95	3,44
Івано-Франківськ	1,19	1,93	2,84	3,68	4,54	4,75	4,76	4,4	3,06	2	1,2	0,94	2,94
Київ	1,07	1,87	2,95	3,96	5,25	5,22	5,25	4,67	3,12	1,94	1,02	0,86	3,1
Кропивницький	1,2	1,95	2,96	4,07	5,47	5,49	5,57	4,92	3,57	2,24	1,14	0,96	3,3
Луганськ	1,23	2,06	3,05	4,05	5,46	5,57	5,65	4,99	3,62	2,23	1,26	0,93	3,34
Львів	1,08	1,83	2,82	3,78	4,67	4,83	4,83	4,45	3	1,85	1,06	0,83	2,92
Миколаїв	1,25	2,1	3,07	4,38	5,65	5,85	6,03	5,34	3,93	2,52	1,36	1,04	3,55
Одеса	1,25	2,11	3,08	4,38	5,65	5,85	6,04	5,33	3,93	2,52	1,36	1,04	3,55
Полтава	1,18	1,96	3,05	4	5,4	5,44	5,51	4,87	3,42	2,11	1,15	0,91	3,25
Рівне	1,01	1,81	2,83	3,87	5,08	5,17	4,98	4,58	3,02	1,87	1,04	0,81	3,01
Суми	1,13	1,93	3,05	3,98	5,27	5,32	5,38	4,67	3,19	1,98	1,1	0,86	3,16
Тернопіль	1,09	1,86	2,85	3,85	4,84	5	4,93	4,51	3,08	1,91	1,09	0,85	2,99
Харків	1,19	2,02	3,05	3,92	5,38	5,46	5,56	4,88	3,49	2,1	1,19	0,9	3,26
Херсон	1,3	2,13	3,08	4,36	5,68	5,76	6	5,29	4	2,57	1,36	1,04	3,55
Хмельницький	1,09	1,86	2,87	3,85	5,08	5,21	5,04	4,58	3,14	1,98	1,1	0,87	3,06
Черкаси	1,15	1,91	2,94	3,99	5,44	5,46	5,54	4,87	3,4	2,13	1,09	0,91	3,24
Чернігів	0,99	1,8	2,92	3,96	5,17	5,19	5,12	4,54	3	1,86	0,98	0,75	3,03
Чернівці	1,19	1,93	2,84	3,68	4,54	4,75	4,76	4,4	3,06	2	1,2	0,94	2,94



