

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

(інститут)

ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИЙ

(факультет)

Кафедра ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

(повна назва)

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА**  
кваліфікаційної роботи ступеню магістра

(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студента Погорілого Олександра Анатолійовича

(ПІБ)

Академічної групи 141М-22-4

(шифр)

спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(код і назва спеціальності)

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(офіційна назва)

на тему «Розробка електричної частини фотоелектричної станції «Бандурівська» (1 черга) потужністю 60 МВт»

(назва за наказом ректора)

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

Дніпро  
2023

**ЗАТВЕРДЖЕНО:**  
завідувач кафедри  
електроенергетики

\_\_\_\_\_  
(повна назва)

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

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ року

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

студенту Погорілому О.А. академічної групи 141М-22-4  
(прізвище та ініціали) (шифр)

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

\_\_\_\_\_  
(офіційна назва)

**на тему «Розробка електричної частини фотоелектричної станції «Бандурівська» (1 черга)**  
**потужністю 60 МВт».**

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 13.11.2023 № 1372-с

<b>Розділ</b>	<b>Зміст</b>	<b>Термін виконання</b>
Вступна частина	Надати характеристику умов будівництва ФЕС у відповідності до розташування. Навести основні макропоказники параметрів станції 60 МВт.	20.11.2023 р.
Основна частина	Виконати розробку електричної частини фотоелектричної станції потужністю 60 МВт. Застосувати спеціалізоване програмне забезпечення для моделювання очікуваних режимів роботи ФЕС.	05.12.2023 р.
Економічна частина	Визначити техніко-економічні показники проекту: капітальні та експлуатаційні витрати, термін окупності, економічну ефективність.	15.12.2023 р.

**Завдання видано** \_\_\_\_\_  
(підпис керівника)

Луценко І.М.  
(прізвище, ініціали)

**Дата видачі** \_\_\_\_\_

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

**Прийнято до виконання** \_\_\_\_\_  
(підпис студента)

Погорілий О.А.  
(прізвище, ініціали)

## Реферат

Пояснювальна записка: 83 стор., 23 рис., 13 табл., 1 додаток, 9 джерел.  
СОНЯЧНА СТАНЦІЯ, ІНВЕРТОРИ, СУМАТОРИ ПОСТІЙНОГО СТРУМУ,  
ШАФА ЗБОРУ ПОТУЖНОСТІ, ЗАЗЕМЛЕННЯ НЕЙТРАЛІ, КЛАС  
НАСЛІДКІВ.

Об'єкт кваліфікаційної роботи – наземна сонячна станція «Бандурівська» потужністю 60 МВт першої черги будівництва.

Мета кваліфікаційної роботи – обґрунтування параметрів електричної частини фотоелектричної станції з моделюванням режимів генерації електричної енергії.

У вступній частині надано опис характеристик умов будівництва станції, кліматичні параметри району будівництва. Визначено основні технологічні аспекти та принципи роботи ФЕС.

В обґрунтовано загальні аспекти та електротехнічні рішення: вибрано кількість і параметри фотоелектричних модулів, суматорів постійного струму, інверторних перетворювачів та підстанцій, особливості прокладання кабельних трас та вибір кабельних ліній постійного і змінного струму. Виконано розробку плану розташування сонячних панелей, обґрунтовано параметри системи моніторингу ФЕС, виконано детальний вибір параметрів системи заземлення нейтралі, систему обліку електричної енергії, визначено клас наслідків для «Бандурівської» ФЕС. Проведено детальне моделювання режимів генерації електричної енергії та роботи системи ФЕС у програмному середовищі PVSystem.

В економічній частині наведено техніко-економічне обґрунтування прийнятих рішень, виконано розрахунки капітальних, експлуатаційних витрат, очікуваного прибутку інвестора фотоелектричної станції, терміну окупності й економічної ефективності застосованих рішень.

## ЗМІСТ

	ВСТУП.....	5
1	ВСТУПНА ЧАСТИНА.....	7
1.1	Характеристика умов будівництва ФЕС.....	7
1.2	Основні кліматичні характеристики району будівництва.....	11
1.3	Технологічні аспекти та принципи роботи ФЕС.....	13
2	ОСНОВНА ЧАСТИНА.....	17
2.1	Загальні аспекти та електротехнічні рішення.....	17
2.2	Вибір кількості та параметрів фотоелектричних модулів.....	19
2.3	Вибір суматорів постійного струму для підключення ФЕМ....	21
2.4	Вибір інверторних перетворювачів та підстанцій.....	25
2.5	Особливості вибору та прокладання кабельних ліній ФЕС.....	29
2.6	Вибір перерізу жил кабелів постійного струму.....	32
2.6.1	Вибір номінального перерізу жил кабелю постійного струму від збірок ФЕМ до суматорів постійного струму.....	32
2.6.2	Вибір перерізу струмопровідних жил кабелю постійного струму від ШЗП до ПС.....	34
2.7	Вибір перерізу жил та екранів кабелів напругою 35 кВ.....	36
2.8	Розробка плану розташування обладнання ФЕС.....	43
2.9	Конструктивні особливості складових ФЕС.....	45
2.10	Обґрунтування параметрів системи моніторингу ФЕС.....	47
2.11	Зовнішня ізоляція, заземлення та блискавкозахист.....	50
2.11.1	Вибір режиму заземлення нейтралі.....	50
2.11.2	Розрахунок параметрів резистивного заземлення нейтралі.....	51
2.11.3	Перевірка заземлювального пристрою.....	54
2.11.4	Трансформатор для підключення резистора.....	55
2.12	Облік електричної енергії ФЕС.....	56
2.13	Компенсація реактивної потужності.....	57
2.14	Визначення класу наслідків (відповідальності) для об'єкта "Бандурівська СЕС".....	58
2.15	Моделювання режимів роботи ФЕС засобами PV Syst.....	62
3	ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	71
3.1	Розрахунок капітальних витрат	72
3.2	Розрахунок експлуатаційних затрат	73
3.3	Розрахунок амортизаційних відрахувань	78
3.4	Висновки по розділу	80
	ВИСНОВКИ	81
	ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	82
	ДОДАТОК А	83

## ВСТУП

Згідно прогнозованих стратегій розвитку систем генерації електричної енергії в Україні до 2050 та 2070 років частка сонячної енергетики буде невпинно збільшуватися поряд з прискореним зростанням потужностей вітроенергетики та біоенергетики.

Україна має перспективні умови щодо розвитку практично всіх складових системи розподіленої генерації, тому тема кваліфікаційної роботи щодо розробки системи електропостачання фотоелектричної станції є актуальною для реалізації.

Фотоелектрична станція «Бандурівська» планується до будівництва у дві черги 60 і 50 МВт. Це дозволяє пришвидшити початок генерації електричної енергії та повернення капіталовкладень інвестору, оскільки процес будівництва другої черги вже відбуватиметься при працюючій станції.

Ефективний менеджмент процесів при будівництві ФЕС сприяє підвищенню економічної ефективності реалізації проєкту та пришвидшенню повернення капіталовкладень.

## ПЕРЕЛІК ПРИЙНЯТИХ СКОРОЧЕНЬ

<b>АРМ</b>	– автоматизоване робоче місце
<b>АСОЕ</b>	– автоматизована система обліку електроенергії
<b>АСУ ТП</b>	– автоматизована система управління технологічним процесом
<b>ЗДТУ</b>	– засоби диспетчерського і технологічного управління
<b>ЗПЕ</b>	– зшитий поліетилен
<b>ЗПК</b>	– загальнопідстанційний пункт керування
<b>ІС</b>	– інверторна станція
<b>ЗРУ</b>	– закрита розподільча установка
<b>КЗ</b>	– коротке замикання
<b>КЛ</b>	– кабельна лінія
<b>КРУ</b>	– комплектна розподільча установка
<b>НН</b>	– низька напруга
<b>ОПН</b>	– обмежувач перенапруги нелінійний
<b>ПС</b>	– підстанція
<b>ПУЕ</b>	– правила улаштування електроустановок
<b>РУ</b>	– розподільча установка
<b>СВ</b>	– секційний вимикач
<b>СШ</b>	– система шин
<b>ТВП</b>	– трансформатор власних потреб
<b>ТН</b>	– трансформатор напруги
<b>ТС</b>	– трансформатор струму
<b>ФЕС</b>	- фотоелектрична станція
<b>ЩВП</b>	– щит власних потреб

# 1 ВСТУПНА ЧАСТИНА

## 1.1 Характеристика умов будівництва ФЕС

Об'єкт наземної сонячної електростанції «Бандурівська СЕС», розташованої за межами населених пунктів Диківської сільської ради Знам'янського району та Бандурівської сільської ради Олександрійського району Кіровоградської області» знаходиться за межами населених пунктів Диківської сільської ради Знам'янського району та Бандурівської сільської ради Олександрійського району і обмежений р. Інгулець та Бандурівським вугільним розрізом Знам'янського району Кіровоградської області.

Майданчик будівництва знаходиться на місці колишнього Бандурівського кар'єру із видобутку бурого вугілля. У зв'язку з відпрацюванням запасів і нерентабельною роботою підприємств, у 2000 роках виконані роботи з ліквідації буровугільного розрізу «Бандурівський».

Кар'єр вугільного розрізу засипаний розкритими глинистими та піщаними ґрунтами складеними пилюватим піском, супіском, та суглинком. Поверхня територія покрита ґрунтово-рослинним шаром. Насипні ґрунти, якими засипався кар'єр, складаються з мінералів природного походження (піщані та глинисті ґрунти), початкова структура яких, змінена в результаті вторинної укладки. Згідно таблиці 9.1 ДБН В.2.1-10-2009. «Основи та фундаменти споруд» тривалість процесу самоущільнення, внаслідок якого відбувається підвищення фізико-механічних властивостей та зниження стисливості насипних ґрунтів у відвалах складає:

- 10-15 років – для глинистих ґрунтів;
- 2,5 років – для піщаних.

Час засипки земельної ділянки складає більше 10 років, тому насипні ґрунти, якими засипали кар'єр, слід віднести до злежаних.

Майданчик будівництва площею 200 га багатокутної форми (рис. 1.1). З північної сторони земельної ділянки, на відстані 20 м розташована автодорога

на с. Диківку, с. Ясинуватку та на м. Знам'янку, зі сходу і півночі - на відстані 300 м розташоване водосховище на місці ліквідованого розрізу «Бандурівський», з півдня - землі сільськогосподарського призначення; з заходу - на відстані 100 м розташована річка Інгулець.



Рисунок 1.1 - Ділянка проектування ФЕС

На сьогоднішній день територія проектування вільна від забудови. Земельна ділянка заросла трав'янистою рослинністю, спостерігаються окремі листяні дерева і кущі. Земельну ділянку перетинають ґрунтові польові проїзди.

Рельєф земельної ділянки відносно спокійний, абсолютні відмітки поверхні змінюються в межах 141,42 – 101,59 м. у північно-західному напрямку.

На території земельної ділянки, в північно-східній частині, спостерігаються численні провали в ґрунтовому масиві, які пов'язані з



ускладненими умовами фільтрації, що негативно впливають на лесові ґрунти, у зв'язку з чим відбувається нерівномірна просадка ґрунту.

За межами земельної ділянки, в північне - західному напрямку покати схили в напрямку річки Інгулець та в напрямку водосховища на місці ліквідованого розрізу «Бандурівський».

Просадні властивості ґрунтів можуть відбуватись нерівномірно, що в поєднанні з суфозією та складними гідрологічними умовами можуть привести до зміни рельєфу укосів та локальних деформаційних та яроутворюючих явищ.

Схили та територія яка примикає до бровки укосу відносяться до зсувонебезпечної зони, про це свідчить геоморфологічні умови, літологічний склад порід, гідрогеологічні умови, тощо.

На період вишукувань схили знаходяться в стадії тимчасової стабілізації. Однак враховуючі можливі геологічні процеси, такі як лінійна ерозія, суфозія, просадні властивості ґрунтів, стан схилу може змінюватись не передбачувано.

При подальшій забудові схилів та територій які примикають до верхніх бровок укосів без спеціальних заходів, направлених на відвертання і стабілізацію зсувних процесів, можливо активізація зсувних процесів.

На земельній ділянці, що знаходиться території Бандурівської сільської ради, в межах розвіданої товщі приймають участь наступні літологічні різновиди ґрунтів об'єднаних в 8 інженерно-геологічних елементів (ІГЕ), а саме:

– **ІГЕ-1** - насипний ґрунтово-рослинний шар - суглинок гумусований, рихлий, із залишками напіврозкладених корінь рослин, чорного та темно-сірого кольору, потужністю від 0,0 до 1,0 м,;

– **ІГЕ-2** - насипний важкий суглинок, твердої консистенції, від світло-коричневого до темно-коричневого кольору, з прошарками супіску та рідким включенням жорстви ( $\gamma_{II} = 18,5 \text{кН/м}^3$ ;  $\varphi_{II} = 18^{\circ}$ ;  $C_{II} = 20 \text{кПа}$ ;  $E = 10 \text{МПа}$ );

– **ІГЕ-3** - насипний пилюватий пісок із прошарками суглинку, середнього ступеню водонасичення, середньої щільності, від зеленувато-жовтого до темно-сірого кольору ( $\gamma_{II} = 17,5 \text{кН/м}^3$ ;  $\varphi_{II} = 28^0$ ;  $C_{II} = 1 \text{кПа}$ ;  $E = 17 \text{МПа}$ );

– **ІГЕ-4** - насипний супісок твердої консистенції, від чорного до темно-коричневого кольору, з включеннями рідкої жорстви, з прошарками суглинку та піску, вуглистий (згідно ДСТУ Б В.2.1-4-96. – середньозаторфований)  
( $\gamma_{II} = 17,5 \text{кН/м}^3$ ;  $\varphi_{II} = 16^0$ ;  $C_{II} = 14 \text{кПа}$ ;  $E = 5 \text{МПа}$ );

– **ІГЕ-5** - насипний супісок твердої консистенції, від жовтувато-сірого до зеленувато-сірого кольору, з прошарками суглинку та піску  
( $\gamma_{II} = 17,5 \text{кН/м}^3$ ;  $\varphi_{II} = 21^0$ ;  $C_{II} = 5 \text{кПа}$ ;  $E = 8 \text{МПа}$ );

– **ІГЕ-6** - насипний супісок пластичної консистенції, від жовтувато-сірого до зеленувато-сірого кольору, з прошарками суглинку та піску  
( $\gamma_{II} = 17,5 \text{кН/м}^3$ ;  $\varphi_{II} = 22^0$ ;  $C_{II} = 5 \text{кПа}$ ;  $E = 8 \text{МПа}$ );

– **ІГЕ-7** – насипний легкий суглинок, твердої та напівтвердої консистенції, від світло-жовтого до темно-сірого кольору, з прошарками піску та рідким включенням карбонатів ( $\gamma_{II} = 17,5 \text{кН/м}^3$ ;  $\varphi_{II} = 18^0$ ;  $C_{II} = 9 \text{кПа}$ ;  $E = 5 \text{МПа}$ );

– **ІГЕ-8** - насипний легкий суглинок, тугопластичної консистенції, від світло-жовтого до темно-сірого кольору, з прошарками піску та рідким включенням карбонатів ( $\gamma_{II} = 17,9 \text{кН/м}^3$ ;  $\varphi_{II} = 14^0$ ;  $C_{II} = 9 \text{кПа}$ ;  $E = 4 \text{МПа}$ ).

Потужність насипних відкладів становить більше 20 м.

Важкий твердий суглинок (ІГЕ-2), тверді супіски (ІГЕ- 4; ІГЕ-5) та легкі суглинки (ІГЕ-7; ІГЕ-8) проявляють просадочні властивості при замочуванні; пилюватий пісок (ІГЕ-3) та пластичний супісок (ІГЕ-6) характеризуються, як не просадочні.

ІГЕ-2, ІГЕ-4, ІГЕ-5, ІГЕ-6 та ІГЕ-7 проявляють просадочні властивості при навантаженнях, що перевищують побутові.

У зв'язку із неоднорідністю насипних ґрунтів та їх нерівномірного розподілу, територія земельної ділянки умовно розділена на територію з першим типом ґрунтових умов по просіданню, та територію з другим типом ґрунтових умов по просіданню.

Північно-західна частина ділянки, яка ускладнена наявністю замкнених знижень, які збираючи талу і дощову воду із подальшим фільтруванням в нижчезалягаючі ґрунти, можуть формувати лінзи води типу «верховодка».

Територія будівельного майданчика відноситься до потенційно невідтоплювальної, окрім ділянки у північно – західній частині, яка відноситься до потенційно відтоплювальної.

Нормативна середньобогаторічна глибина сезонного промерзання ґрунтів становить 0,9 м.

Схили та територія яка примикає до бровки верхнього укосу майданчика будівництва відносяться до зсувонебезпечної зони, про це свідчать геоморфологічні умови, літологічний склад порід, гідрогеологічні умови, тощо.

На період вишукувань схили знаходяться в стадії тимчасової стабілізації. Однак враховуючі можливі геологічні процеси, а саме: лінійна ерозія, суфозія, просадні властивості ґрунтів - стан схилу може змінюватись не передбачуване.

При подальшій забудові схилів та територій які примикають до верхніх бровок укосів без спеціальних заходів, направлених на відвертання і стабілізацію зсувних процесів, можливо активізація зсувних процесів.

## **1.2 Основні кліматичні характеристики району будівництва**

Кліматичні навантаження прийняті згідно ДБН В.1.2-2:2006 «Навантаження і впливи», ДСТУ – Н Б В.1.1-27:2010 «Будівельна кліматологія» для Кіровоградської обл., ДБН В. 1.1 -12:2014 «Будівництво у сейсмічних районах України», а саме:

- кліматичний район – II;
- характеристичне значення вітрового навантаження –  $W_0 = 450$  Па;
- характеристичне значення снігового навантаження –  $S_0 = 1400$  Па;
- товщина стінки ожеледі –  $b = 22$  мм;
- характеристичне значення вітрового навантаження при ожеледі –  $W_B = 250$  Па;
- нормативна глибина промерзання ґрунту = 90 см;
- сейсмічність, бали за картами ЗСР-2004-А для середніх ґрунтових умов з рівнем імовірності 10 % – 5.

Клімат району, де розташований майданчик ПС – помірно-континентальний.

Згідно із ДСТУ-Н Б В.1.1-27:2010 «Будівельна кліматологія» та Правил улаштування електроустановок район будівництва характеризується такими кліматичними умовами:

- середньорічна температура повітря – плюс 8,0 °С;
- абсолютно мінімальна температура повітря – мінус 36 °С;
- абсолютно максимальна температура повітря – плюс 38 °С;
- район по товщі стінки ожеледі IV (стінка ожеледі – 22 мм; вага ожеледі – 20 Н/м);
- значення вітрового навантаження ДБН В.1.2-2:2006 «Система забезпечення надійності та безпеки будівельних об'єктів. Навантаження і впливи. Норми проектування» – 450 Па;
- значення вітрового навантаження при ожеледі по ДБН В.1.2-2:2006 «Система забезпечення надійності та безпеки будівельних об'єктів. Навантаження і впливи. Норми проектування» – 250 Па.

Зима м'яка, з частими відлигами, а літо спекотне. Середня температура липня + 21 °С, січня — 5,5 °С. Опади випадають найчастіше влітку і восени у вигляді дощів. Їх середньорічна кількість становить від 450 до 520 мм.

### 1.3 Технологічні аспекти та принципи роботи ФЕС

В даному проекті передбачається будівництво фотогальванічної сонячної електростанції (ФЕС) призначеної для вироблення електроенергії шляхом прямого перетворення енергії сонячного випромінювання. На рисунку 1.2 наведено попередній генплан розташування станції та підстанції збору потужності.

*Технологічні аспекти.* Принцип роботи фотоелектрики (ФЕ) оснований на фотоелектричному ефекті, який перетворює енергію сонячного випромінювання безпосередньо в електричну енергію. ФЕ, або сонячні елементи, являють собою напівпровідникові устрої, які здатні перетворювати сонячне світло в електричну енергію постійного струму (DC). Коли сонячне світло потрапляє на елемент, генерується потік електронів, пропорційний інтенсивності сонячного світла та площі напівпровідникового елемента. Таким чином, сонячна енергія передається електронам напівпровідникового елемента та в результаті цього генерується електрична напруга. Якщо підключається навантаження, тече електричний струм. ФЕ модулі включають один або більше ланцюгів сонячних елементів, зібраних у вигляді попередньо з'єднаних блоків, які можна встановлювати в полі.

Принцип роботи ФЕМ можна пояснити на прикладі перетворювачів з р-п - переходом, найбільш поширених у сонячній енергетиці. Р-п - перехід, або електронно-дірковий перехід – це область напівпровідника, в якій має місце просторова зміна типу провідності від електронної п до діркової р. Під час опромінення модуля сонячним світлом біля кордону п- і р-шарів в результаті «перетікання» зарядів утворюються об'єднані зони з некомпенсованим об'ємним позитивним зарядом в п-шарі і об'ємним негативним зарядом у р-шарі. Таким чином, на цьому переході виникає бар'єр (різниця потенціалів). Саме завдяки цій особливості р-п-переходу і можна пояснити факт виникнення фотоелектродвижучої сили при опроміненні перетворювача сонячним світлом.

Оскільки фотоелектрична технологія характеризується своєю гнучкістю та модульністю, проектувальник системи має високий ступінь свободи для отримання необхідного рівня напруги та струму масива ФЕ модулів шляхом з'єднання модулів послідовно, паралельно або за схемою змішаної конфігурації. Модулі можуть бути об'єднані послідовно, щоб отримати більш високу напругу системи, або паралельно, щоб отримати більш високі рівні струму. Для перетворення постійного струму масива ФЕ модулів у змінний струм використовуються сонячні інвертори. Вони виконують спеціальні функції, призначені для використання з ФЕ масивами, включаючи слідкування за точкою максимальної енергії та захист від секціонування.

*Огляд технологій.* Сонячні елементи є базовими блоками ФЕ системи. Сьогодні на ринку домінують дві технології, які можуть бути класифіковані наступним чином:

- сонячні елементи з пластин на основі кристалічного кремнію (c-Si), які можуть бути диференційовані на:
  - монокристалічні елементи (моно c-Si)
  - полікристалічні елементи (полі c-Si)
  - тонкоплівкові елементи, які залежно від використаного матеріалу можуть бути розділені на:
    - кремнієві/аморфні тонкоплівкові елементи (a-Si)
    - мідно-індійові/діселенід галієві/дісульфідні сонячні елементи (CIS, CIGS)
    - кадмій-телуристі сонячні елементи (CdTe)
    - сонячні елементи з арсеніду галію (GaAs).

На модулі на основі кристалічного кремнію (c-Si) припадає найбільша частка ФЕ модулів на світовому ринку. ККД кристалічних модулів знаходиться в межах від 13 % до 23 %. Навіть незважаючи на те, що ФЕ технологія використовує як пряме, так і непряме сонячне випромінювання, більш високе виробництво електроенергії може бути досягнуте шляхом

направлення ФЕ модулів вздовж шляху максимально досяжної прямої випромінюваної енергії, коли сонячне випромінювання знаходиться перпендикулярно поверхні ФЕ модуля.

Залежно від місця розташування й економічних аспектів, використовуються різні концепції монтажу – від фіксованих установок до одноосьових систем безперервного стеження в горизонтальній і вертикальній осях. Більш високі рівні використання сонячного випромінювання можуть бути досягнуті за допомогою останнього методу. Зазвичай, одноосьові системи стеження мають розглядатись тільки для ФЕ модулів з кристалічного кремнію (с-Si).

*Виробництво електроенергії.* Для індивідуальних концепцій установок прогноз виробництва електроенергії повинен робитись із урахуванням її типових компонентів (ФЕ модулів, інверторів, пристроїв стеження), а також місцевих метеорологічних умов. Для прогнозування виробництва електроенергії необхідно проводити моделювання з використанням комерційного та ринкового стандартного математичного забезпечення PVsyst, яке дозволяє отримати два основних результати: річне загальне виробництво електроенергії (кВт·год/рік) і річне питома виробництво електроенергії (кВт·год/кВт·п/рік)

Головними етапами процесу моделювання є розрахунки:

- ✓ енергії падаючого потоку: для розрахунків випромінювання в похилій площині фотоелектричного масиву використовуються дані глобального та дифузного випромінювання в горизонтальній площині. Транспозиція дифузного сонячного випромінювання здійснюється в процесі моделювання за допомогою спеціальних моделей.
- ✓ втрати енергії випромінювання розраховуються за допомогою спеціальних моделей, які відображають оптичний, трансмісійний і/або поверхневий ефекти постачання енергії, наявної в процесі випромінювально-електричного перетворення.

- ✓ характеристик системи, оснований на якостях і характеристиках роботи ФЕ модулів (вихідна потужність, вплив часткового затінення, температурна поведінка і т.д.) і інверторів (коефіцієнт перетворення, часткове навантаження і т.д.).
- ✓ пасивних втрат в електричних кабелях, які оцінюються, щоб остаточно скоригувати енергію, яка поставляється на відповідний електролічильник.

При проектуванні завжди мають справу з оцінкою технічних альтернатив. Головною метою є оцінка придатності ФЕ технологій для будівництва сонячної електростанції у конкретному регіоні із загальної точки зору.

Для визначення найбільш відповідної комбінації для навколишнього середовища проекту необхідно провести ретельний аналіз загальних технологічних варіантів. До ключових характеристик технологій, а також їх переваг і недоліків, які приймаються до уваги при оцінюванні проекту, відносяться:

- розташування майданчика (зовнішнє затінення та просторові обмежуючі фактори);
- відстань між рядами (внутрішнє затінення);
- взаємне з'єднання ланцюгів (вплив затінення на вихідну потужність постійного струму);
- проект системи (розміри інверторів і МХ обладнання для уникання втрат).

При прогнозуванні виробництва електроенергії беруться до уваги ці характеристики установки, які дають разом із (питомим) виробництвом електроенергії й ЕРСУ (Ефективність роботи сонячної установки) ключові цифри для порівняння на технічній основі.



## 2 ОСНОВНА ЧАСТИНА

### 2.1 Загальні аспекти та електротехнічні рішення

Передбачається будівництво сонячної електростанції (СЕС) призначеної для вироблення електроенергії шляхом прямого перетворення енергії сонячного випромінювання. Загальна номінальна потужність СЕС що проектується – 110 МВт. Спорудження об'єкту виконується у дві черги будівництва:

**I черга будівництва** – введення 60 МВт прогнозованої потужності;

**II черга будівництва** – введення 50 МВт прогнозованої потужності.

Відповідно до завдання на проектування 1-ї черги потужністю 60 МВт, необхідно виконати розробку наступних проектних рішень:

- вибір типу та розстановку блоків фотогальванічних панелей, центральних інверторних станцій, суматорів постійного струму (DC Combiner Box), на території майданчика будівництва з урахуванням технологічних особливостей фотоелектричних станцій великої потужності;
- улаштування заземлення та захисту від грозових перенапруг;
- організація кабельних зв'язків між різними ланками технологічного процесу генерації електроенергії;
- організація власних потреб фотоелектричної станції;
- організація технічного обліку електроенергії інверторних станцій;
- улаштування зовнішнього освітлення.

Головна схема електричних з'єднань фотоелектричної станції обумовлена схемою її підключення до зовнішньої мережі та особливістю технології виробництва електроенергії на сонячних фотоелектричних станціях великої потужності з використанням центральних інверторних станцій.

Збір потужності змінного струму – здійснюється за кільцевою схемою, приєднання інверторних станцій до ЗРУ №1 – 35 кВ ПС збору потужності 150/35 кВ (рис. 2.1).

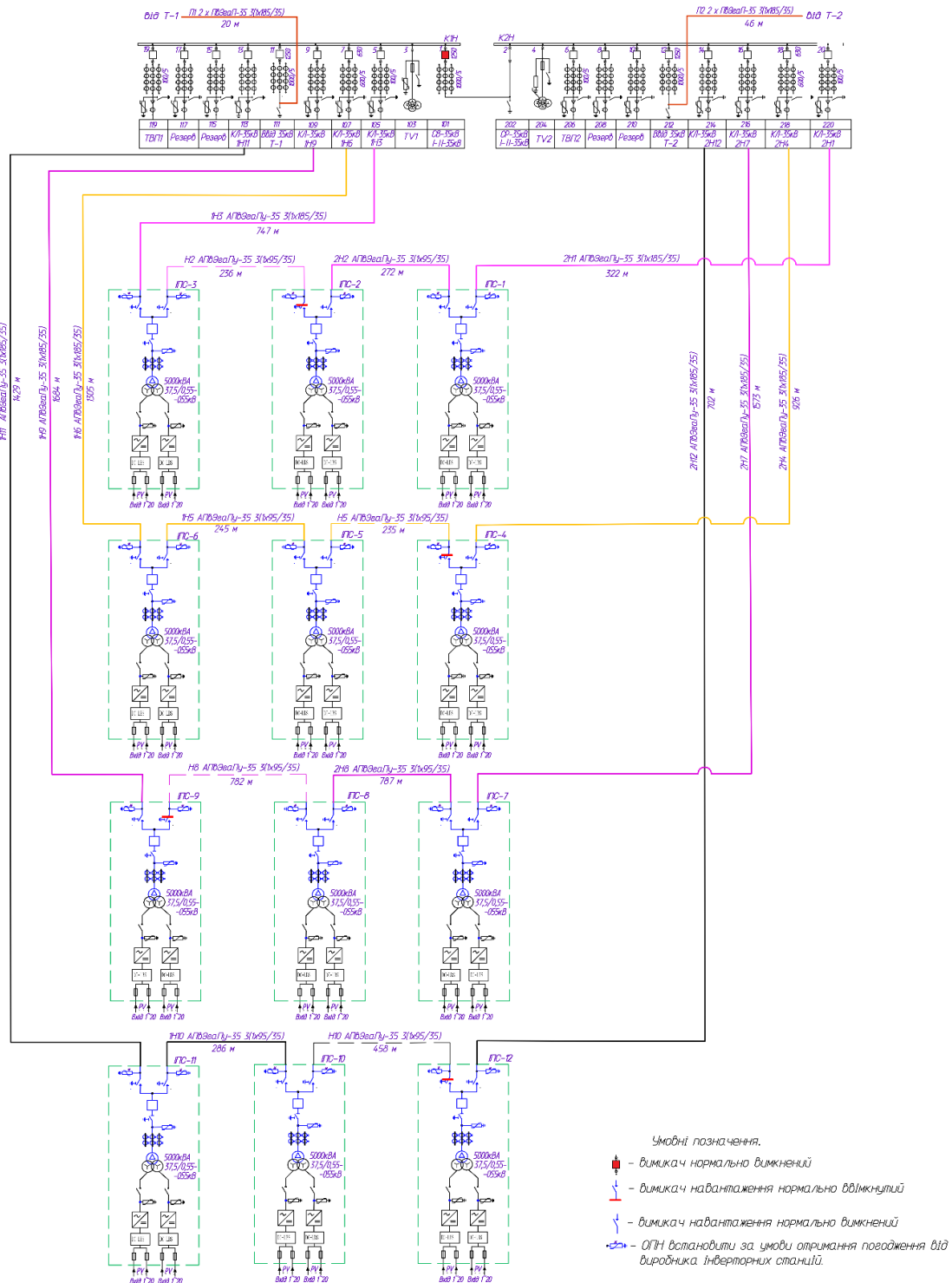


Рисунок 2.1 - Кільцева схема приєднання інверторних станцій до ЗРУ №1 – 35 кВ ПС збору потужності 150/35 кВ

## 2.2 Вибір кількості та параметрів фотоелектричних модулів

Основною технологічною ланкою виробництва електроенергії є фотогальванічні панелі, які перетворюють електромагнітну енергію сонячної радіації безпосередньо в електричний струм постійної напруги.

Компонування фотогальванічних панелей: дворядна портретна, металоконструкція – типу «нескінченний стіл». Кут нахилу 25 (початковий).

Стрінгова схема збору потужності постійного струму – радіальна.

Характеристики фотогальванічних панелей LR4-72 НРН 420 М (Longi Solar), застосованих в даному проекті наведено в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 - Основні параметри фотогальванічних панелей LR4-72 НРН 420 М (Longi Solar)

№ п/	Найменування показника	STC	NOCT
1	Максимальна потужність, Р <sub>м</sub>	420 Вт	311,1
2	Струм короткого замикання, І <sub>к</sub>	11,04 А	8,9
3	Напруга холостого ходу, U <sub>хх</sub>	48,8 В	45,5
4	Напруга в режимі видачі максимальної потужності,	40,2 В	37,1
5	Струм в режимі видачі максимальної потужності, І <sub>мп</sub>	10,45 А	8,38
6	Температурний коефіцієнт для потужності Р <sub>max</sub>	-0,370%/°C	
7	Температурний коефіцієнт для напруги U <sub>хх</sub>	-0,286%/°C	
8	Температурний коефіцієнт для струму І <sub>к</sub>	+0,057%/°C	
9	Максимальна напруга експлуатації	1500 В	
10	Термін експлуатації	25 років	
11	Габаритні розміри (Д, Ш, Т), мм	2115x1052x40	
12	Вага	25,2 кг	
13	Відносне значення ефективності	18,9 %	
14	Номінальна робоча температура чарунок (NOCT), С°	45±2	
15	Тип сонячних чарунок	монокристалічні	

Параметри панелей наведені для нормальних умов при інтенсивності сонячної радіації 1000 Вт/м<sup>2</sup> та температурі панелі 25 °С.

PV module: Longi Solar, LR4-72 HPH 420 M

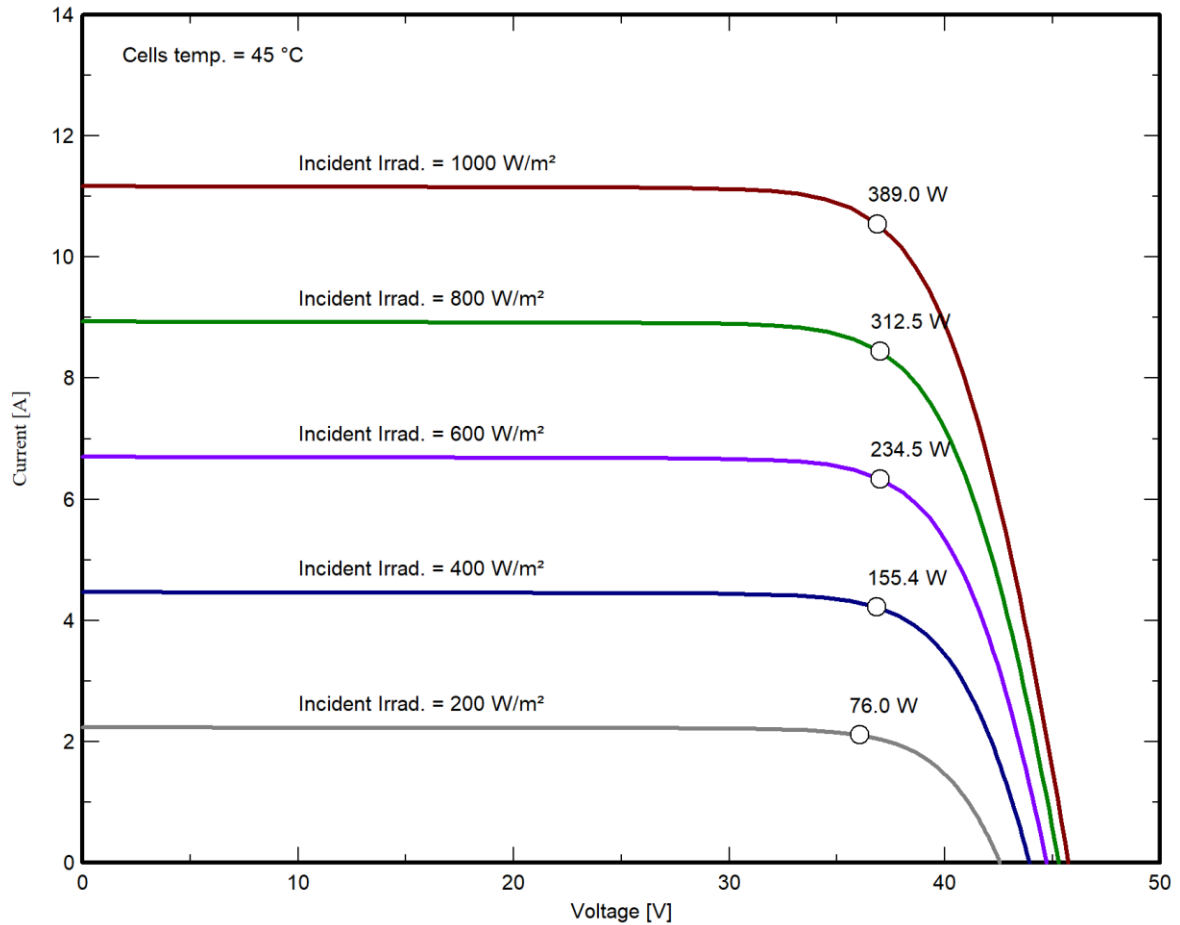


Рисунок 2.2 - Вольт-амперні характеристики ФЕМ

Проектом передбачено послідовне з'єднання панелей по 26 шт. в стрінги.

Електричні параметри стрінгів з панелей потужністю 420 Вт визначаються, виходячи з максимальної кількості ФЕМ для напруги DC на рівні 1300-1500 В:

$$U_{\text{xx.фем}} = 48,8 \text{ В}$$

$$N_{\text{фем}} = U_{\text{dc}} / U_{\text{xx.фем}} = 1500 / 48,8 = 26,6 \text{ панелей (приймаємо 26)}$$

Тоді, в точці максимальної потужності параметри стрінгів будуть наступними:

$$P_M = P_{\text{фем}} \cdot N_{\text{фем}} = 0,42 \cdot 26 = 10,92 \text{ кВт},$$

$$U_{\text{мп}} = U_{\text{мп}} \cdot N_{\text{фем}} = 40,2 \cdot 26 = 1045 \text{ В},$$

$$I_{\text{мп}} = 10,45 \text{ А}.$$

Загальна кількість ФЕМ, що передбачено до встановлення, складає: 198432 одиниць:

Потужність станції по стороні DC за  $STC_{\text{ФЕМ}}$ :

$$P_{\text{stc.DC}} = P_{\text{STC}} N_{\text{ФЕМ}} = 0,42 \cdot 198432 = 83341,4 \text{ кВт}$$

Коефіцієнт перевантаження інвертора по стороні DC за  $STC$ :

$$K_{\text{пер.dc}} = P_{\text{stc.DC}} / P_{\text{inv}} = 83341,4 / 60000 = 1,389$$

за  $NOCT_{\text{ФЕМ}}$ :

$$P_{\text{NOCT.DC}} = P_{\text{NOCT}} N_{\text{ФЕМ}} = 0,3111 \cdot 198432 = 61732 \text{ кВт}$$

Таким чином, з урахуванням прогнозованих фактичних умов роботи ФЕС, розрахункова потужність буде близька до інверторної.

### **2.3 Вибір суматорів постійного струму для підключення ФЕМ**

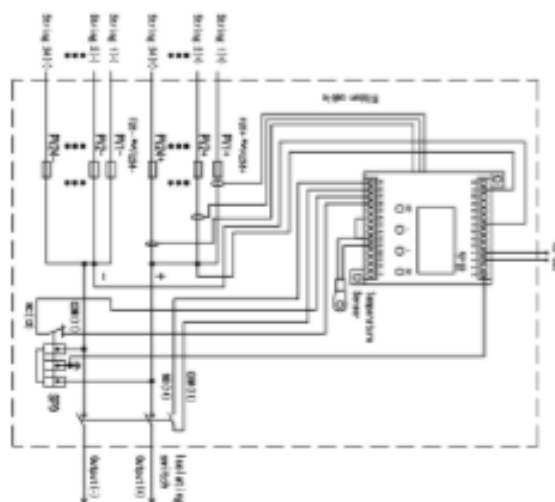
Стрінги у кількості до 16 шт. об'єднуються в блоки та підключаються до суматорів постійного струму (DC Combiner Box).

Технічні характеристики суматорів представлені в Таблиці 2.2.

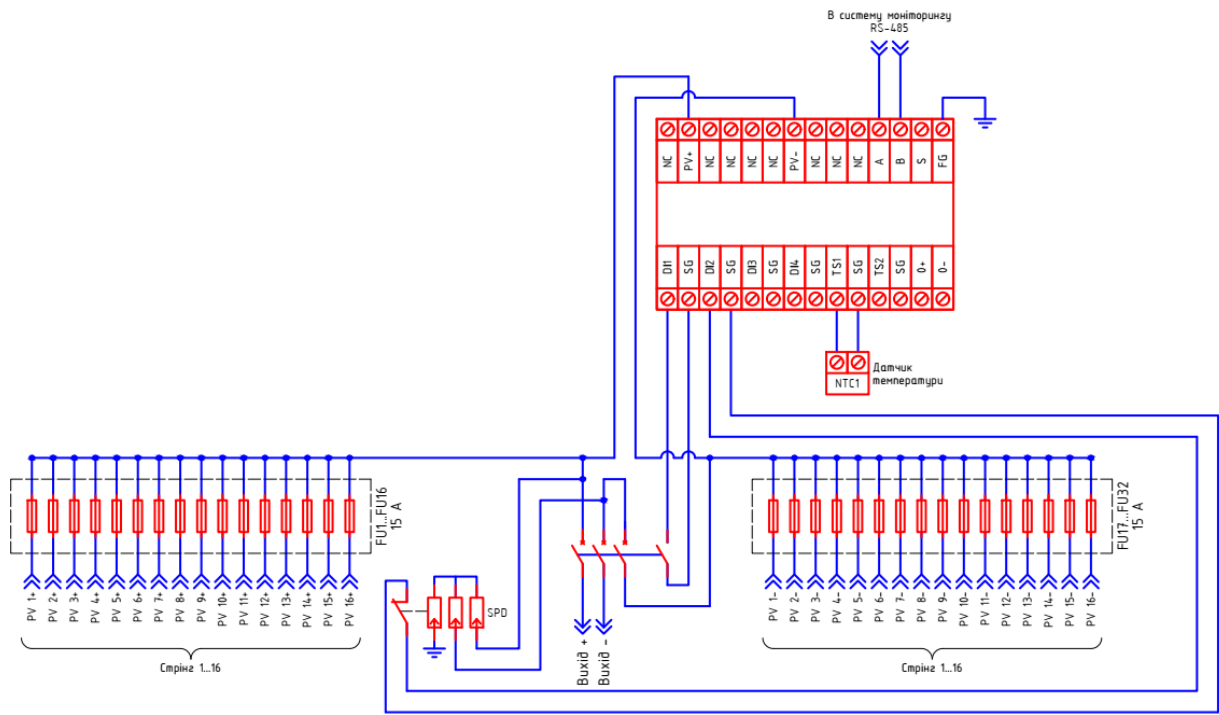
Таблиця 2.2 - Основні параметри суматора DC Combiner Box (Sineng)

№ п/п	Найменування показника	
1	Номінальна напруга, В	1500
2	Кількість стрінгів підключення	16
3	Максимальний вхідний струм кожного стрінга	10,45 А
4	Максимальний вихідний струм	40,2 В
5	Струм в режимі видачі максимальної потужності, Імп	167 А
6	Запобіжник	1500 В DC, 15А, 33кА
7	Рівень захисту	IP 64
8	Максимальна робоча температура	+50 °С
9	Мінімальна робоча температура	-25 °С
10	Вологість навколишнього середовища	0-95%
11	Вага	40 кг
12	Габарити	850x650x160мм

На рисунку 2.4 наведено схему підключення 16 стрінгів панелей по 26 ФЕМ у кожному стрінгу до суматора постійного струму DC Combiner Box



a)



б)

Рисунок 2.3 - Загальний вигляд суматора постійного струму DC Combiner Вох (а) (Sineng) та його однолінійна електрична схема (б)

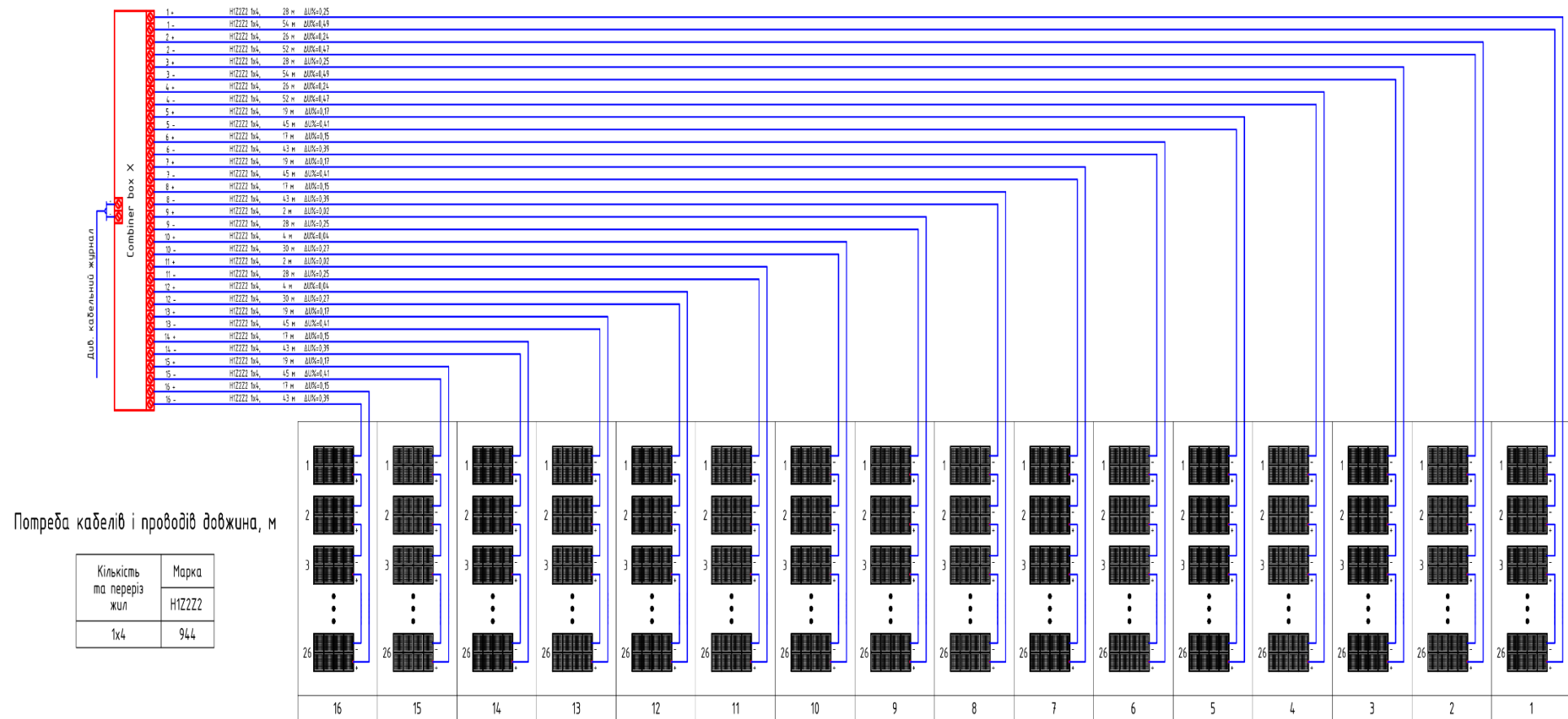


Рисунок 2.4 - Схема підключення стрінгів ФЕМ до суматора постійного струму DC Combiner Box



## 2.4 Вибір інверторних перетворювачів та підстанцій

В якості перетворювачів потужності з постійного струму на змінний запроєктовано встановлення інверторних трансформаторних підстанцій з двома інверторами EP-2500-HV-UD виробництва компанії Sineng з номінальною потужністю 2500 кВт кожний. До кожного інвертору підключається паралельно від 18 до 20 суматорів постійного струму. Пікова потужність панелей, що приєднуються до інвертора 3473 кВт та номінальною вихідною потужністю на змінному струмі 2500 кВт.

Для трансформації на вищу напругу, інверторна станція укомплектована трьохобмотковим масляним трансформатором, потужністю 5000 кВА з обмотками по напрузі 37,5/0,55-0,55 кВ.

Розподільний пристрій інверторної станції (RMU 40,5kV, 630A) має наступну комплектацію:

- модуль автоматичного вимикача для живильника трансформатора;
- два модулі роз'єднувача трипозиційного вимикача для забезпечення кільцевого з'єднання інверторних станцій.

Основні параметри інвертора EP-2500-HV-UD наведено в таблиці 2.3.



Рисунок 2.5 - Зовнішній вигляд інвертора EP-2500-HV-UD

Таблиця 2.3 - Основні параметри інвертора EP-2500-HB-UD (Sineng)

№	Найменування показника	Значення
1	Максимальна вхідна напруга, В	1500
2	Початкова напруга, В	700
3	Мінімальна робоча напруга, В	800
4	Діапазон напруги MPP, В	800-1500
5	Повний діапазон напруги MPP, В	800-1300
6	Кількість входів МРРТ	1
7	Кількість входів постійного струму	20 (250А-запобіжник)
8	Максимальний вхідний струм, А	3668
9	Номінальна вихідна потужність, кВт	2500
10	Максимальна вихідна потужність, кВт	2875
11	Максимальна вихідна повна потужність, кВА	2875
12	Амплітуда гармонійних спотворень (THDi)	< 3%
13	Регульований діапазон коефіцієнта потужності	"+0,8" – "1" – "-"
14	Розмір (ширина · висота · глибина)	2650·2250·1800
15	Вага	2500 кг
16	Ступінь захисту оболонки	IP 54
17	ККД, % (max),	99,0

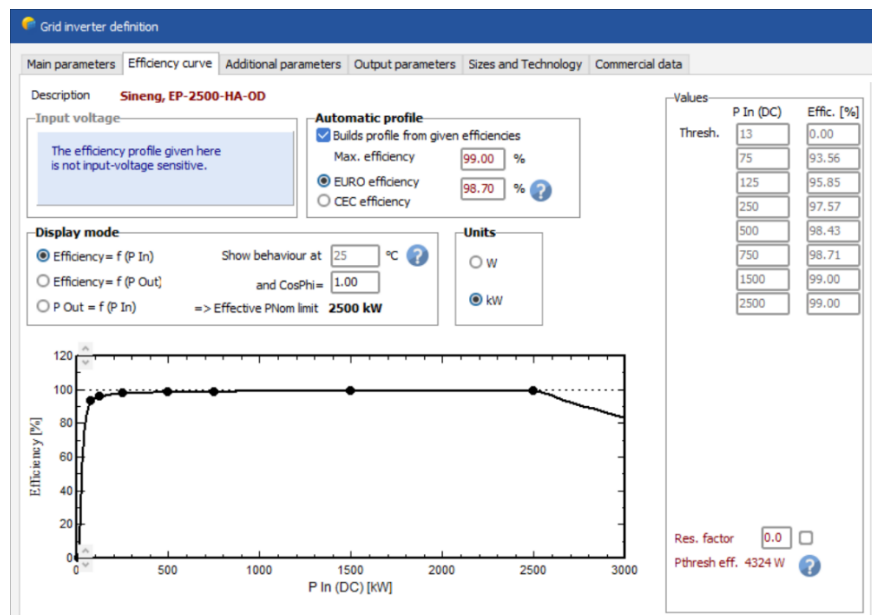


Рисунок 2.6 - Параметри режиму роботи інвертора EP-2500-HA-00

Кількість інверторних підстанцій (ІПС) визначимо, виходячи з потужності СЕС та попередньо прийнятого рішення щодо потужності ІПС:

- черга 1

$$N_{\text{ІПС.1}} = P_{\text{inv.1}}/S_{\text{ном.т.ІПС}} = 60000/5000 = 12 \text{ одиниць}$$

Кількість інверторів на кожній підстанції буде у два рази більше, ніж кількість трансформаторів. Інвертри прийняті потужністю 2500 кВА:

- ділянка 1

$$N_{\text{інв.д1}} = P_{\text{inv.1}}/P_{\text{ном.інв}} = 60000/2500 = 24 \text{ одиниць}$$

Таким чином, передбачається встановлення дванадцяти інверторних станцій з вихідною напругою  $37,5 \text{ кВ} \pm 2 \times 2,5\%$  і потужністю 5000 кВА, кожна, які з'єднуються між собою по кільцевій схемі.

На рисунку 2.7 наведено загальний вигляд інверторної підстанції з розташуванням основного обладнання.

На рисунку 2.8 наведено фрагмент схеми електричних з'єднань станції на напругу до 1500 В постійного струму з підключенням суматорів DC Combiner Box до інверторів станцій.

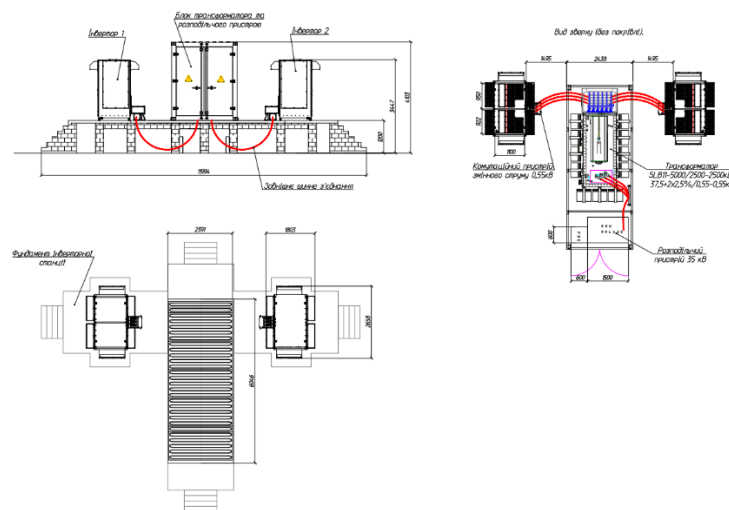


Рисунок 2.7 - Інверторна станція. Загальний вигляд

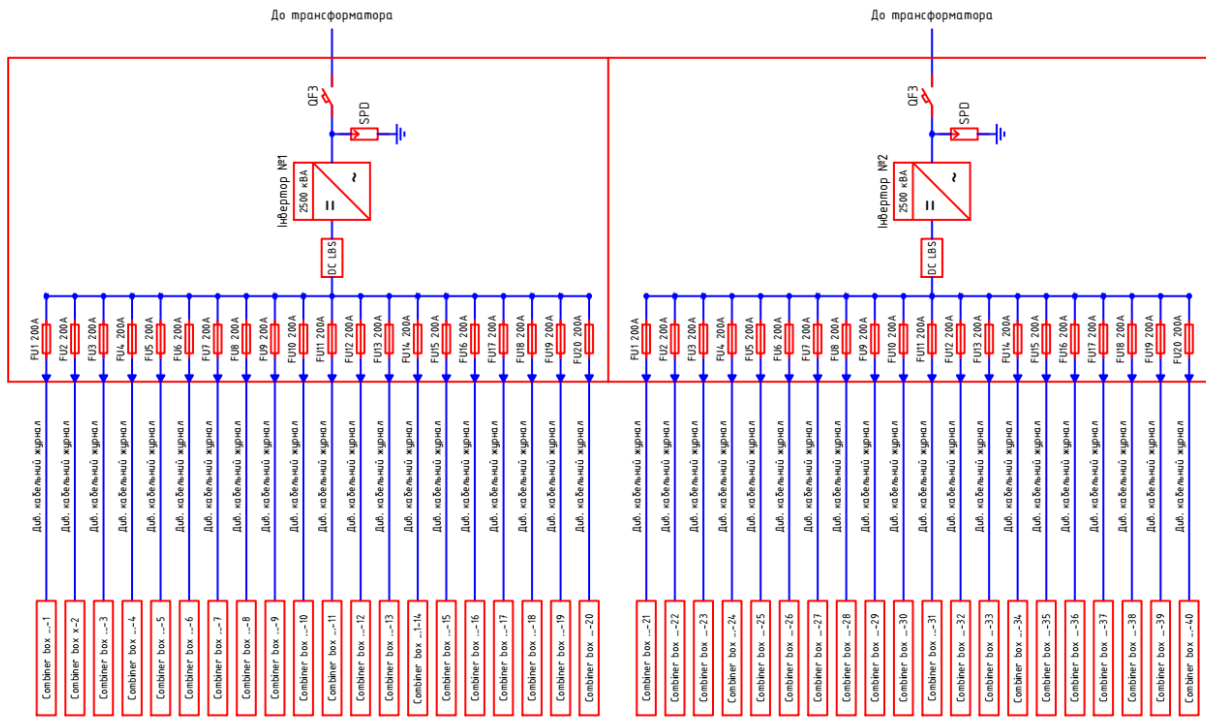


Рисунок 2.8 - Фрагмент схеми електричних з'єднань станції на напругу до 1500 В постійного струму

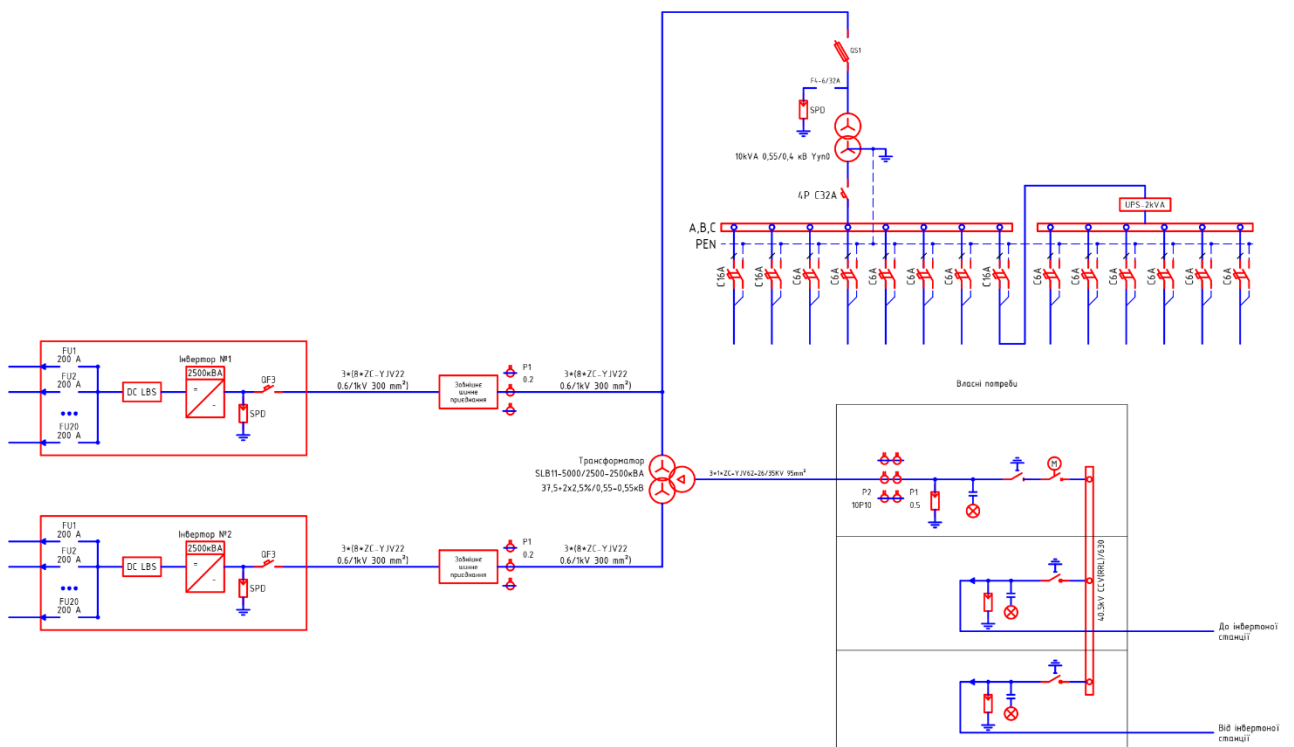


Рисунок 2.9 - Інверторна підстанція 5000 кВА: схема електрична принципова.

Головні ділянки проектних кілець підключаються до різних секцій ЗРУ-35 кВ №1 що проектується, схема РУ якого виконана по типовій схемі 35-5 «Одна секціонована вимикачем система шин» (рисунок 2.1).

У таблиці 2.4 наведено основні технічні показники електротехнічної частини ФЕС.

Таблиця 2.4 - Основні технічні показники електротехнічної частини ФЕС

№ п/п	Найменування показника	І черга будівництва
1	Кількість монокристалічних фотогальванічних панелей потужністю 420 Вт, шт.	198 432
2	Кількість інверторних станцій (ІС) типу EP-5000-НВ-UD / 37.5 в складі: двох інверторів типу EP-2500-НВ-UD та силового трансформатора 37.5/0,55-0,55кВ, та розподільного пристрою RMU 40.5kV, 630А	12
3	С.б. Суматори постійного струму (DC Combiner Box), загалом, шт: на 16 стрінгів: на 12 стрінгів:	<b>480</b> 468 12
4	Клас напруги видачі потужності, кВ	35
5	Сумарна пікова потужність (DC) фотоелектричних панелей, кВт	83 341,44
6	Приєднана потужність (AC) електростанції, кВт	60 000

## 2.5 Особливості вибору та прокладання кабельних ліній ФЕС

Відповідно до ієрархічної структури електростанції передбачено організацію наступних кабельних зв'язків:

- між фотогальванічними панелями при їх послідовному з'єднанні у стрінги;
- між стрінгами та суматорами постійного струму (Combiner Box);
- між інверторами та суматорами постійного струму;

- між інверторними станціями (ІС) та ЗРУ 35 кВ.

Послідовне з'єднання фотогальванічних панелей в стрінги виконується кабелем, який постачається комплектно з панелями. Приєднання стрінгів панелей до суматорів виконується двома мідними кабелями перетином 4 мм<sup>2</sup> в зовнішній самозгасаючій і озоностійкій ізоляції марки **H1Z2Z2**, 1x4 мм<sup>2</sup>, напруга: 1 кВ змінного струму, 1,5 кВ (1,8 кВ) постійного струму.

Приєднання інверторів до суматорів виконується алюмінієвим кабелем перетином 2x120 мм<sup>2</sup>, марки **АПвБШв** 0,6/1 кВ або 1,5 кВ пост. струму з алюмінієвими жилами, з ізоляцією із зшитого поліетилену, броньовані сталевими оцинкованими стрічками, з захисним шлангом з ПВХ пластикату.

Втрати напруги на кінцях кабелів ділянки від фотогальванічних панелей до ІС не перевищують 2 %.

З'єднання інверторних станцій та ЗРУ-35 кВ ПС 150/35 кВ виконується одножильними кабелями марки **АПвЭгаПу-35 кВ** з алюмінієвими жилами, ізоляцією із зшитого поліетилену, поздовжньої і поперечної герметизацією екрану і посиленою зовнішньою оболонкою з поліетилену, перетином 95 та 185мм<sup>2</sup>.

Прокладання кабелів виконується у відповідності з вимогами ПУЕ гл.2.3, ГКД 341.004.001-94, та СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49:2011 «Проектування кабельних ліній напругою до 330 кВ. Настанова.

Силові кабелі постійного струму напругою 1,5 кВ та змінного струму напругою 35 кВ, прокладаються по території СЕС в такий спосіб:

- кабелі, що з'єднують панелі, прокладаються по металоконструкціям фотоелектричної станції;
- кабелі, що з'єднують стрінги з суматорами постійного струму, прокладаються в траншеях в землі на глибині 0,8 м від планувальної позначки землі;

- кабелі, що з'єднують суматори постійного струму з інверторними станціями, прокладаються в траншеях в землі на глибині 0,8 м від планувальної позначки землі;
- кабелі, що з'єднують інверторні станції з закритими розподільчими установками напругою 35 кВ (ЗРУ-35 кВ), прокладаються в траншеях в землі на глибині 1 м від планувальної позначки землі.

Кабелі, що прокладаються в землі в траншеях на позначках глибин зазначених вище, захищаються від механічних пошкоджень покриттям сигнальною стрічкою відповідно до розрізу траншеї. Прокладаються кабелі безпосередньо в ґрунті в траншеях на відстані від стінок траншеї не менше 0,1 м, з підсипанням під кабель шару піщано-гравійної суміші товщиною 0,1 м. Таким же шаром спочатку засипають кабель до висоти 0,1 м від верху кабелю, а далі засипають місцевим ґрунтом без каміння та сміття.

У місцях перетину з інженерними мережами кабелі прокладаються у двостінних гофрованих поліетиленових трубах.

Одножильні кабелі прокладаються з'єднані за схемою "трикутник" з трьох кабелів, охоплених через кожні 1-1,5 м, а на вигинах траси - 1 м хомутами. При закріпленні кабелів необхідно враховувати можливе теплове розширення кабелів і механічні навантаження, що виникають в режимі короткого замикання.

Прокладання кабелю проводити при температурі не нижче  $-15^{\circ}\text{C}$ . Мінімальний радіус вигину кабелю повинен бути не менше 15 зовнішніх діаметрів.

Для компенсації температурних деформацій і можливих зсувів ґрунту кабелі в траншеї укладаються "змійкою" з запасом 2%.

Для забезпечення можливості ремонту з'єднувальних муфт в разі їх пошкодження на КЛ необхідно укладати кабель по обидва боки від муфт з дугою запасу не менше 350 мм.

На ділянках відкритої прокладки кабелю в РП, на вводах кабелю в траншею, у кінцевих муфт, в місцях зміни напрямку траси, а також у кожної з'єднувальної муфти встановлюються маркувальні бирки з пластмаси.

Зазори між кабелем і внутрішніми поверхнями поліетиленових труб ущільнюються джутовими плетеними шнурами, що обмазані водонепроникною (м'ятою) глиною, на глибину не менше 300 мм.

## **2.6 Вибір перерізу жил кабелів постійного струму**

### **2.6.1 Вибір номінального перерізу жил кабелю постійного струму від збірок ФЕМ до суматорів постійного струму**

Дані для розрахунку:

1. ФЕМ - LR4-72 НРН 420 М (Longi Solar), струм к.з. 11,04 А;
2. Струм в режимі видачі максимальної потужності: 10,45 А;
3. Кількість ФЕМ у збірці (стрінг) – 26 шт;
4. Спосіб прокладання кабельних ліній – по опорних конструкціях та в елементах конструкцій (можна розглядати як кабельний лоток без кришки) з фіксацією кабелю поліамідними стяжками. В місцях переходу КЛ між столами в ґрунті в трубі;
5. Максимальна кількість КЛ у одному лотку – 8, у трубі – 4;
6. Розрахункова максимальна температура (безпосередньо під ФЕМ) 70°C;
7. Глибина закладання КЛ - 0,7 м;
8. Температура ґрунту - 20°C.

Номінальний переріз струмопровідних жил кабелів вибирається за тривало допустимим струмом.

Максимальний струм від збірки ФЕМ:

$$I_{\text{роз}} = 11,04 \cdot 1,25 = 13,8 \text{ А}$$



Понижуючі коефіцієнти:

- $K_1 = 0,75$  - коригувальний коефіцієнт на спосіб прокладання (4 КЛ у лотку);
- $K_2 = 0,7$  - коригувальний коефіцієнт на спосіб прокладання (4 КЛ у трубі в ґрунті);
- $K_3 = 0,58$  - коригувальний коефіцієнт на температуру оточуючого середовища ( $70^{\circ}\text{C}$ );
- $K_4 = 0,95$  - коригувальний коефіцієнт на температуру ґрунту.

Табличне тривало допустиме струмове навантаження для одножильного кабелю з мідними жилами (Н1Z2Z2 1x4) при прокладанні відкрито становить  $I_{\text{табл}} = 55 \text{ А}$ .

З урахуванням коефіцієнтів:

а. у лотку;

б. у ґрунті в трубі;

$$\text{а. } I_{\text{доп.л}} = I_{\text{доп.п}} \cdot k_1 \cdot k_3 = 55 \cdot 0,75 \cdot 0,58 = 23,9 \text{ А};$$

$$\text{б. } I_{\text{доп.т}} = I_{\text{доп.т}} \cdot k_2 \cdot k_4 = 55 \cdot 0,7 \cdot 0,95 = 36,58 \text{ А}.$$

Втрати напруги при передачі потужності:

Для прикладу: відстань від збірки до суматора постійного струму складає 54 м.

$$\Delta U = \frac{2 \times \rho \times l \times I}{S} = 4,9 \text{ В};$$

$$\Delta U\% = \Delta U/U \cdot 100\% = 0,49\%$$

Вибраний номінальний переріз жили  $4 \text{ мм}^2$  забезпечує пропускну здатність КЛ на всій довжині траси в заданих умовах прокладання. Втрати при передачі приблизно складають  $0,49\%$ .

## 2.6.2 Вибір перерізу струмопровідних жил кабелю постійного струму від ШЗП до ІПС

Дані для розрахунку:

- ФЕМ - - LR4-72 НРН 420 М (Longi Solar);
- кількість ФЕМ у стрінгу (N) – 26 шт;
- кількість стрінгів (H) ФЕМ на одну шафу збору потужності – 16, 14, 12;
- спосіб прокладання кабельних ліній – в ґрунті;
- глибина закладання КЛ - 0,7 м;
- максимальна кількість КЛ в одній траншеї - 6;
- відстань між КЛ в траншеї – 200 мм;
- питомий тепловий опір ґрунту – 1,2 К·м/Вт (вологість 0%);
- температура ґрунту - 20°C.

Понижуючі коефіцієнти:

$K_1 = 0,75$  - коригувальний коефіцієнт кількість паралельно прокладених кабелів у траншеї;

$K_2 = 0,96$  - коригувальний коефіцієнт на температуру ґрунту.

Номінальний переріз струмопровідних жил кабелів вибирається за тривало допустимим струмом:

$$I_{розр} = P/U$$

де  $P = P_{фем} \cdot N_{стр} \cdot N_{фем}$  - розрахункова максимальна потужність, кВт;

$U$  - номінальна лінійна напруга, кВ.

Табличне тривало допустиме струмове навантаження для двожильного кабелю з алюмінієвими жилами (АПвББШв 2x120 мм<sup>2</sup>) при прокладці безпосередньо в ґрунті становить  $I_{доп.табл} = 267$  А, при температурі ґрунту 15°C, глибині прокладки в ґрунті 0,7 м.

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп.табл}} \cdot k_1 \cdot k_2 = 267 \cdot 0,75 \cdot 0,96 = 192,2 \text{ А};$$

$$U = 1045 \text{ В};$$

$$P_{\text{фем}} = 0,42 \text{ кВт}$$

а. Для 16 стрінгів, кожен з яких складається із 26 ФЕМ:

$$P = 0,42 \cdot 16 \cdot 26 = 174,7 \text{ кВт};$$

$$I_{\text{розр}} = 167,2 \text{ А.}$$

б. Для 14 стрінгів, кожен з яких складається із 26 ФЕМ:

$$P = 0,42 \cdot 14 \cdot 26 = 152,9 \text{ кВт};$$

$$I_{\text{розр}} = 146,3 \text{ А.}$$

в. Для 12 стрінгів, кожен з яких складається із 26 ФЕМ:

$$P = 0,42 \cdot 12 \cdot 26 = 131 \text{ кВт};$$

$$I_{\text{розр}} = 125,4 \text{ А.}$$

Вибраний номінальний переріз жили кабелю АПвБбШв 2х120 мм<sup>2</sup>, забезпечує пропускну здатність КЛ на всій довжині траси в заданих умовах прокладання.

## 2.7 Вибір перерізу жил та екранів кабелів напругою 35 кВ

Нижче, як приклад, наведено розрахунок для кабелю головної ділянки від I секції шин ЗРУ-35 кВ №1 до інверторної станції №3 (кількість ІС у кільці три, див. схему збору потужності на напругу 35 кВ. I черга будівництва, рис. 2.1).

В таблиці 2.5 наведені дані, що враховувались при виборі перерізів жили та екрану кабелю, які визначені в залежності від умов прокладання кабельних ліній 35 кВ та у відповідності до перспективних навантажень та струмів КЗ.

Таблиця 2.5 - Вихідні дані для вибору перерізів жили та екрану кабелів 35 кВ

Найменування показника	Значення показника для
Довжина траси, ( м)	747
Номинальна лінійна напруга, (кВ)	35,63
Максимально допустима робоча напруга, (кВ)	42
Максимальні значення струмів трифазного КЗ, (кА)	5,841
Максимальні значення струмів однофазного КЗ на стороні 150кВ, (кА)	6,385
Тривалість струмів трифазного та однофазного КЗ, (с)	1,0
Розрахункова температура (грунт на глибині 0,8 м), °С	+ 20
Питомий тепловий опір піщано-гравійної суміші у висушеному її стані (у відповідності до ПУЕ), м·°С/Вт	1,2
Максимальний розрахунковий струм, що буде передаватись по кабельній ділянці у післяаварійному режимі, $I_{розр.макс}$ (А)	243
Глибина прокладання кабелю в траншеї (до верху кабелю), м	0,9
Кількість груп (ланцюгів) кабелів	4
Спосіб укладання кабелів	у трикутник
Схема заземлення екранів кабелів	з двох кінців

Враховуємо коефіцієнти на умови прокладання:

$K_1 = 0,7$  - коригувальний коефіцієнт для груп трижильних кіл одножильних кабелів, прокладених безпосередньо в ґрунті (табл.2.17 РД К28-003:2007); 4 групи (Відстань між кабелями: 250 мм).

$K_2 = 0,72$  -коригувальний коефіцієнт для груп трижильних кіл одножильних кабелів, прокладених в трубах, кожний кабель в окремій трубі (табл.2.19 РД К28-003:2007); 4 групи (Відстань між трубами: 250 мм).

$K_{2.1} = 0,95$  - Коригувальний коефіцієнт для різних типів каблепроводу (табл. 8.6 СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49:2011)

$K_3 = 0,9$  -коригувальний коефіцієнт для груп трижильних кіл одножильних кабелів, прокладених просто неба (табл.2.21 РД К28-003:2007.

$K_4 = 0,98$  -коригувальний коефіцієнт для глибини прокладання іншої ніж 0,8м (табл.2.17 РД К28-003:2007); Глибина прокладання 1,0м.

$K_5 = 0,91$  -коригувальний коефіцієнт для температури оточуючого повітря, іншої ніж 30°C для повітря (табл.2.8 РД К28-003:2007); Температура повітря 40°C

$K_6 = 1,0$  -коригувальний коефіцієнт для температури землі, іншої ніж 20°C (табл.2.9 РД К28-003:2007); Температура землі 20°C

$K_7 = 1,12$  -коригувальний коефіцієнт для питомих теплових опорів ґрунту, інших ніж 1,5 К·м/Вт для кабелів, прокладених безпосередньо в ґрунті (табл.2.12 РД К28-003:2007); Тепловий опори ґрунту 1,2 К·м/Вт ;

$K_8 = 1,086$  -коригувальний коефіцієнт для питомих теплових опорів ґрунту, інших ніж 1,5 К·м/Вт, для одножильних кабелів в трубах, прокладених в ґрунті (табл.2.13 РД К28-003:2007); Тепловий опори ґрунту 1,2 К·м/Вт ;

$K_9 = 1,6$  -коригувальний коефіцієнт до фактору навантаження (рис.8.14 СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49:2011). Фактор навантаження  $m \leq 0,5$  який враховує теплову інерцію землі і залежить від графіка добового споживання електроенергії (п.8.4.3 СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49:2011).

$K_{10} = 1,2$  коефіцієнт післяаврійного режиму роботи для кабелів прокладених у повітряному середовищі. (п. 2.3.119 ПУЕ)

Кабелі прокладаються трикутником впритул в траншеї на відстані 0,25 м між лініями в просвіті, на глибині 1,0 м.

Розрахунок перетину алюмінієвої жили кабелю 35 кВ виконується в залежності від значення допустимих струмів згідно рекомендацій фірми-

виробника кабельної продукції. При інших умовах прокладання вводимо коригуючі коефіцієнти. Тривалий допустимий струм кабелю повинен бути скорегований множенням на ці коефіцієнти.

Для прокладання приймається кабель заводу-виробника ПАТ «Завод «Південкабель» марки АПвЭгаПу-35 кВ 3(1x185)/35.

*Вибір перерізу жили кабелю за тривало допустимим струмом:*

За даними заводу-виробника для кабелю марки АПвЭгаПу-35 кВ 3(1x185)/35:

- допустиме струмове навантаження при прокладці:
- а. безпосередньо в землі:  $I_{\text{доп.з}} = 317 \text{ А}$
- б. в трубах в землі становить  $I_{\text{доп.з}} = 303 \text{ А}$ ;
- в. у повітрі:  $I_{\text{доп.п}} = 424 \text{ А}$ .
- допустиме струмове навантаження для заданих умов з урахуванням поправочних коефіцієнтів для кабелю 1НЗ АПвЭгаПу-35 кВ 3(1x185)/35:

а)

$$I_{\text{доп.}} = I_{\text{доп.з}} \cdot k_1 \cdot k_4 \cdot k_6 \cdot k_7 = 317 \cdot 0,70 \cdot 0,98 \cdot 1 \cdot 1,12 = 243,6 \text{ А};$$

з урахуванням коефіцієнту до фактору навантаження

$$I_{\text{доп.}} = 243,6 \cdot k_9,$$

$$I_{\text{доп.}} = 243,6 \cdot 1,6 = 389,7 \text{ А.};$$

$$I_{\text{доп.}} = 389,7 \text{ А} > I_{\text{роз. макс}} = 243 \text{ А} \quad \text{– умова виконується.}$$

– б)

$$I_{\text{доп.}} = I_{\text{доп.з}} \cdot k_2 \cdot k_{2.1} \cdot k_4 \cdot k_6 \cdot k_8 = 303 \cdot 0,72 \cdot 0,95 \cdot 0,98 \cdot 1 \cdot 1,086 = 220,3 \text{ А};$$

з урахуванням коефіцієнту до фактору навантаження

$$I_{\text{доп.}} = 220,3 \cdot k_9, I_{\text{доп.}} = 220,3 \cdot 1,6 = 352,5 \text{ А.};$$

$$I_{\text{доп.}} = 352,5 \text{ А} > I_{\text{роз. макс}} = 243 \text{ А} - \text{умова виконується.}$$

– в)

$$I_{\text{доп.}} = I_{\text{доп. з}} \cdot k_3 \cdot k_5 = 424 \cdot 0,9 \cdot 0,91 = 347,3 \text{ А};$$

з урахуванням коефіцієнту до фактору навантаження

$$I_{\text{доп.}} = 347,3 \cdot k_{10}, I_{\text{доп.}} = 347,3 \cdot 1,2 = 416,7 \text{ А.};$$

$$I_{\text{доп.}} = 416,7 \text{ А} > I_{\text{роз. макс}} = 243 \text{ А} - \text{умова виконується.}$$

*Перевірка вибраних кабелів по дії струмів КЗ.*

Переріз алюмінієвих жил.

Допустиме значення струмів КЗ тривалістю 1с для кабелів перетину  
185 мм<sup>2</sup>

$I_{\text{кз. доп.}} = 17,5 \text{ кА}$ , (табл.8.42 СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49:2011), що більше розрахункових значень струму 3-х фазного КЗ мережі -  $I_{\text{кз}}^{(3)}_{\text{max}} = 5,841 \text{ кА}$ .

Тривалість струму КЗ становить 1 с, тому

$$I_{\text{кз. доп.}, 3} = 17,5 \text{ кА} \cdot 1 / \sqrt{t=1} = 17,5 \text{ кА} \quad (\text{ПУЕ формула.2.3.1})$$

$$I_{\text{кз. доп.}} = 17,5 \text{ кА} > I_{\text{кз}}^{(3)}_{\text{max}} = 5,841 \text{ кА} - \text{умова виконується.}$$

*Вибір перерізу екрану кабелю:*

Максимально допустимий струм односекундного короткого замикання по екрану кабелю перетином 35мм<sup>2</sup> за даними фірми-виробника кабельної продукції становить 7,1 кА.

Переріз екрану кабелю 35 мм<sup>2</sup> вибраний за термічною стійкістю подвійному струму КЗ на землю з урахуванням коригуючого коефіцієнту часу спрацьовування захисту:

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп. 1с}} \times 1/\sqrt{t} = 7,1 \text{ кА} \times 1/\sqrt{1\text{с}} = 7,1 \text{ кА};$$

Тобто:

- більше від подвійного струму КЗ :

$$I_{\text{кз}}^{(2)}_{\text{max}} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{кз}}^{(3)}_{\text{max}},$$

$$I_{\text{кз}}^{(2)}_{\text{max}} = 5,1 \text{ кА};$$

- більше від струму 1-но фазного КЗ на шинах напругою 150 кВ

$$I_{\text{кз}}^{(1)}_{\text{max}} = 6,385 \text{ кА}.$$

*Перевірка перерізу екрану за значенням наведеного струму від протікання по жилі КЛ струму нормального робочого режиму:*

Значення наведеного струму в екрані у випадку розміщення кабелів по схемі «трикутник» впритул один до одного визначається по формулі:

$$I_e = I_{\text{кл}} \times \sqrt{\frac{0,0019}{R_{70}^2 + 0,0019}}$$

де  $I_e$  – наведений струм екрану, А;

$I_{\text{кл}}$  – максимальний робочий струм КЛ, А;

$R_{70}$  – активний опір екрану кабелю при температурі 70° С, Ом/км.



Активний опір екрану кабелю розраховується множенням значення опору при стандартній температурі 20° С на коефіцієнт 1,19 для екрану з міді:  $(0,164 \cdot 1,19)^2 = 0,038$ .

$$I_e = 81 \times \sqrt{(0,0019 / (0,038 + 0,0019))} = 17,66 \text{ А}$$

$I_{\text{доп. екрану}} = 147 \text{ А} > 17,66 \text{ А}$  – умова виконується.

*Перевірка перерізу екрана за значенням наведеного струму від протікання по жилі КЛ струму зовнішнього трифазного КЗ:*

Значення наведеного струму в екрані у випадку розміщення кабелів по схемі «трикутник» впритул один до одного визначається по формулі:

$$I_e = I_{\text{кз}}^{(3)}_{\text{max}} \cdot \sqrt{0,0019 / (R_{70}^2 + 0,0019)}$$

де  $I_e$  – наведений струм екрану, А;

$I_{\text{кз}}^{(3)}_{\text{max}}$  – максимальний трифазний струм КЗ, А;

$R_{70}$  – активний опір екрану кабелю при температурі 70° С, Ом/км.

Активний опір екрану кабелю розраховується множенням значення опору при стандартній температурі 20° С на коефіцієнт 1,19 для екрану з міді:  $(0,164 \cdot 1,19)^2 = 0,038$ .

$$I_e = 5,746 \times \sqrt{(0,0019 / (0,04 + 0,0019))} = 1,27 \text{ кА.}$$

$I_{\text{доп. екрану}} = 7,1 \text{ кА} > 1,27 \text{ кА}$  – умова виконується.

*Розрахунок індукції магнітного поля КЛ-35 кВ*

Розрахунок індукції магнітного поля виконано згідно СОУ-Н ЕЕ 20.179:2008 "Розрахунок електричного і магнітного полів лінії електропередавання".

Вихідні дані для розрахунку:

1. КЛ1, кабелі перерізом 95/35 мм<sup>2</sup> з алюмінієвою жилою/ мідним екраном, максимальний розрахунковий струм у кабелі –  $I_{p, \max} = 162 \text{ А}$ ;
2. КЛ2, кабелі перерізом 185/35 мм<sup>2</sup> з алюмінієвою жилою/ мідним екраном, максимальний розрахунковий струм у кабелі –  $I_{p, \max} = 243 \text{ А}$ ;
3. кабелі прокладаються за схемою «у трикутник» впритул в траншеї на глибині 1,0 м;
4. відстань між геометричними осями кабелів – 0,05м;
5. схема заземлення екранів – заземлення з обох кінців;
6. відносна магнітна проникність середовища (повітря) -  $\mu_r = 1$ ;
7. магнітна стала (магнітна проникність вакууму) -  $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7} \text{ Гн/м}$  ;
8. тимчасовий гранично допустимий рівень магнітного поля (магнітної індукції) –  $B_{\text{доп}} = 50,0 \text{ мкТл}$  (згідно ПУЕ:2014 Глава 2.3 табл. 2.3.2, або табл. Б.1, СОУ-Н ЕЕ 20.179:2008, для населеної місцевості поза зоною житлової забудови);
9. коригувальний коефіцієнт (т.5.1 СОУ-Н ЕЕ 20.179:2008 ) для кабелів, у екранах яких протікають струми (екрани заземлені з обох боків) - відстань між кабелями 50мм, екран 35мм<sup>2</sup>, тоді за інтерполяцією отримуємо -  $m = 0,84$ .

*Комплексна діюча магнітної індукції електромагнітного поля кожного з k струмів КЛ у точці з координатами ( x, y ) на площині перетину обчислюються за формулою:*

$$\dot{B}_k(x, y) = \frac{\mu_0 \cdot \mu_r}{2\pi} \cdot \frac{I_k \cdot m}{\sqrt{(x - X_k)^2 + (y - Y_k)^2}} \cdot \exp\left[ j \cdot \left( \varphi_k - \frac{\pi}{2} \right) \right]$$

Для зручності користуємось додатком Г, рисунок Г.3, Г4,

$B_k = 0,1 \text{ мкТл}$ . для кабелю (КЛ1) прокладеного на глибині 0,7м і струмом 162 А;

Для 3-х кабелів (КЛ1) -  $B_{k3} = 0,1 \cdot 3 = 0,3 \text{ мкТл}$ ;

Для 2- кабельних ліній (КЛ1) -  $B_{k3} = 0,3 \cdot 2 = 0,6 \text{ мкТл}$ ;

$B_k = 0,2$  мкТл. для кабелю (КЛ2) прокладеного на глибині 0,7м і струмом 243 А;

Для 3-х кабелів (КЛ2) -  $B_{к3} = 0,2 \cdot 3 = 0,6$  мкТл;

Для 2- кабельних ліній (КЛ2) -  $B_{к3} = 0,6 \cdot 2 = 1,2$  мкТл;

Сумарна максимальна індукція магнітного поля від чотирьох трифазних кабельних ліній КЛ-35 кВ складає:

$B_{p\Sigma} = 0,6 + 1,2 = 1,8$  мкТл  $< B_{доп} = 50,0$  мкТл, що задовольняє вимогам ПУЕ.

## 2.8 Розробка плану розташування обладнання ФЕС

Генеральним планом виділено підстанцію збору потужності ПС 150/35 кВ, з адміністративно-побутовою зоною, та зону розташування фотогальванічних панелей та інверторних станцій.

На території підстанції збору потужності, яка улаштовується в південній частині земельної ділянки першої черги будівництва, запроектовано закриті розподільні установки 35 кВ, ЗРУ №1, та ЗРУ №2 (II черга будівництва), на які, як зазначено вище, за кільцевою схемою здійснюється збір потужності від інверторних станцій.

В свою чергу, зону розташування фотогальванічних панелей розділено на дванадцять умовних ділянок відповідно до кількості ІС (рис. 2.10). Дані ІС встановлено за критерієм мінімізації довжини кабельних зв'язків від них до суматорів постійного струму.

Суматори постійного струму також встановлено за критерієм мінімізації кабельних зв'язків до стрінгів фотогальванічних панелей (1 стрінг: 26 панелей).

Структурний план електричних з'єднань станції з розташуванням блоків фотогальванічних панелей, суматорів постійного струму та інверторних станцій, а також кабельних трас наведено фрагментарно для кожної з ІС на рисунку 2.11 на прикладі ІС №1.



Рисунок 2.10 - Зони розташування фотогальванічних панелей за інверторними станціями

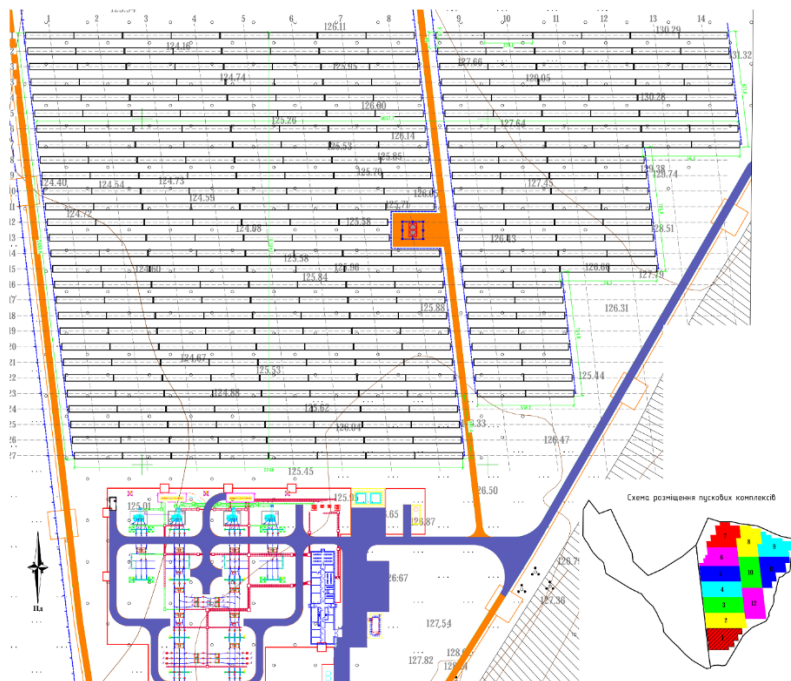


Рисунок 2.11 - Структурний план електричних з'єднань станції з розташуванням блоків фотогальванічних панелей, суматорів постійного струму та інверторних станцій

## 2.9 Конструктивні особливості складових ФЕС

*Система кріплення фотоелектричних панелей.* Наземна система кріплення фотоелектричних панелей дворядна, двохопорна. Металевий каркас столів для кріплення фотоелектричних панелей передбачений з опорних металевих конструкцій (паль і прогонів) із сталевих холодногнутих оцинкованих профілів виготовлених із листової гарячекатаної сталі товщ. 3 мм, з межею плинності 280-350 мПа відповідно до ГОСТ 11474-76 (сертифікат відповідності UA1.190/001503-17) із сталі S350 GD і S280 GD з першим класом цинкового покриття, сумарною масою цинку - 275 гр/м<sup>2</sup>. Для несучих конструкцій стояків - сталь S350 GD сумарна маса цинку становить 600 гр/м<sup>2</sup>, що забезпечує корозійну стійкість профілів на 10 років. Антикорозійне покриття сталі виконується методом гарячого цинкування в заводських умовах. Система кріплення несучих конструктивних елементів каркасу між собою виконується болтами по DIN 933, класом міцності не менше 5,8 з класом точності В, із нержавіючої сталі А2-70 по ДСТУ ISO 3506-1:2006. Елементи кріплення (притиски) фотоелектричних модулів мають бути із алюмінієвого профілю через резинові прокладки. Встановлення металевих опорних паль-стояків для системи кріплення фотоелектричних модулів виконується методом вдавлювання (віброзанурювання) за допомогою самохідних гідравлічних палубійних установок.

Улаштування опорних стояків проводиться відповідно до існуючого рельєфу місцевості з повторенням ухилів вертикального планування в межах однієї секції столу.

З метою підсилення опору несучих конструкцій вітровим навантаженням, згідно схеми улаштування опорних стійок для крайніх рядів по всій ділянці, а також для опорних стійок у локальних місцях по середині ділянки, які під час занурювання потрапили у слабкі шари ґрунту, необхідно виконати виїмку ґрунту навколо опорного стояка, улаштувати ущільнення

грунту дна виїмки та обетонювати стійки бетоном класу міцності на стиск С12/15 F75 W6 сульфатостійким.

Система кріплення столів приймається за стійкістю до снігових і вітрових навантажень у відповідності до ДБН В.1.2-2:2006.

**Інверторні станції.** Інверторна станція - модульна, блочна, заводського виготовлення. Фундаменти - палі із збірних залізобетонних стояків **типу УСО** по серії 3.407-102, по верху рама із металевого профілю – швелеру.

Для запобігання розтіканню масла й поширенню пожежі в разі пошкодження маслонаповненого обладнання інверторної станції - трансформатора передбачається маслоприймач розрахований на повний об'єм масла без відводу в дренавальну систему. Стіни та днище маслоприймача із монолітного залізобетону (клас міцності бетону С25/30). Армування прийняте окремими стержнями – арматура із сталі класів А400С (робоча), А240С (конструктивна) по ДСТУ 3760-2006. Перекриття маслоприймача – металеві ґрати з шаром гравію товщиною 25 см.

Металеві конструкції індивідуального розроблення прийняті із сталі С 245 прокату по ДСТУ 8539:2015 марки ВСтЗпс6-1 за ТУ 14-1-3023-86. Виготовлення металевих конструкцій виконувати у відповідності до ДСТУ Б.22.6-199:2014, монтаж у відповідності до ДСТУ Б.В.2.6-200:2014. Захист від корозії металевих конструкцій передбачено покриттям емаллю ПФ-115 за два рази по попередньо огрунтованій поверхні.

Внутрішня гідроізоляція стін і днища масло приймача – обмазувальна, зовнішня гідро-ізоляція стін і днища – обклеювальна. Захист від корозії металевих конструкцій перед-бачений покриттям емаллю ХС-717 за 4 рази по попередньо грунтованій поверхні.

**Метеостанція.** Призначення метеостанції:

- вимірювання поточних значінь сонячної інсоляції, швидкості та напрямку вітру, температури повітря і атмосферного тиску;

- формування і передача в центр управління СЕС даних, що забезпечують функціонування автоматизованої системи управління технологічним процесом (АСУТП) СЕС.

Метеостанцію обладнано набором вимірювальних приладів, які забезпечують виконання вимірювання поточних значень сонячної інсоляції, швидкості і напрямку вітру, температури повітря і атмосферного тиску.

Місце встановлення метеостанцій на території СЕС визначається характером рельєфу і конфігурації розміщення ФЕМ. Метеостанції встановлюються на висоті площини розташування ФЕМ.

Метеостанція підключається до пристрою моніторингу ІМС найближчої інверторної станції по інтерфейсу RS-485.

## 2.10 Обґрунтування параметрів системи моніторингу ФЕС

До складу кожної інверторної підстанції входить пристрій моніторингу МСІ, (інтелектуальний прилад моніторингу та управління), який використовується для збору, вимірювання та контролю різних електричних та неелектричних параметрів інверторної станції, щоб задовольнити вимірювання та вимоги до управління інтегрованою системою автоматизації.

Пристрій ІМС має три функції: модуль системи управління зв'язком, вимірювання та управління трансформаторами а також мережевий комутатор оптичного волокна. Модуль системи управління зв'язком

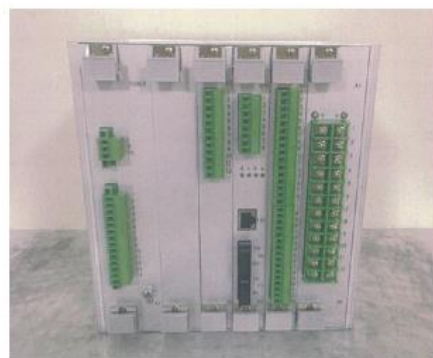


Рисунок 2.12 - Передній і задній вигляд пристрою ІМС

ІМС має наступні телекомунікаційними інтерфейсами:

- 2 порти Ethernet 100Base-FX, конектор SC, Single Mode, підтримка Modbus TCP;
- 2 порти Ethernet 100Base-TX, конектор RJ45, підтримка IEC60870-5-103, IEC60870-5-104, Modbus TCP;
- 10 портів RS-485, підтримка IEC60870-5-103, Modbus RTU.

По інтерфейсам RS-485 до пристрою моніторингу підключаються 2 інвертора і до 40 суматорів постійного струму.

Трансформатор МВ і розподільні пристрої контролюються через порти вводу / виводу. Всі термінальні пристрої блоку підключаються до пристрою ІМС, включаючи інверторні блоки, коробки комбінаторів, метеостанцію тощо. Кожен блок з'єднаний кільцем один з одним за допомогою оптичних волоконних комутаторів, щоб забезпечити надійний зв'язок, з центральним комутатором локальної платформи моніторингу. Далі йде моніторинг архітектури системи

Передача даних від відеокамер здійснюється через мережу Ethernet 100Base-FX з використанням волоконно-оптичних ліній зв'язку (ВОЛЗ). Передача даних від відеокамер у систему відеонагляду виконується підключення відеокамер до пристрою моніторингу найближчої інверторної підстанції. По інтерфейсах Ethernet 100Base-TX до одного пристрою моніторингу підключаються до 2-х IP-відеокамер системи відеонагляду. Підключення відеокамер до пристрою моніторингу здійснюється через медіаконвертори. По інтерфейсам пристрої моніторингу інтегруються у кільця мережі передачі даних.



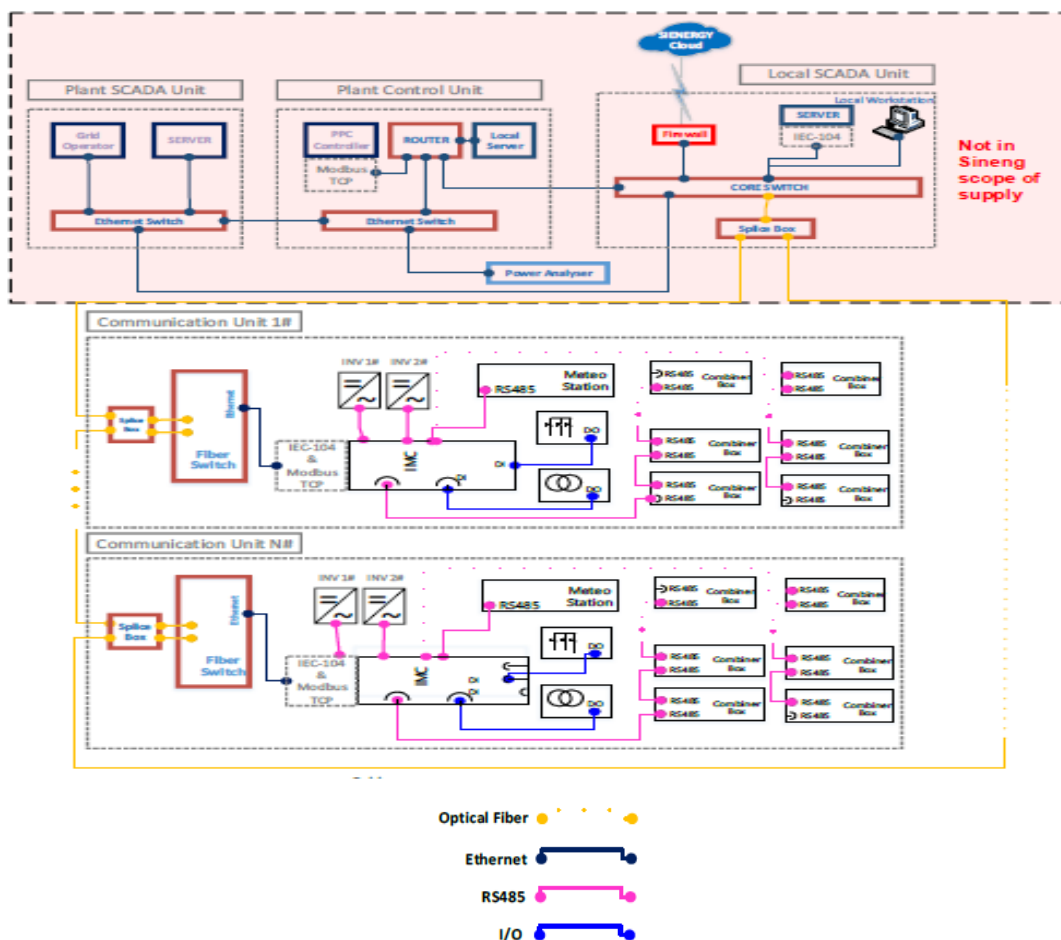


Рисунок 2.13 - Архітектура системи моніторингу

Кільця мережі передачі даних СЕС підключаються до обладнання ПС 150/35 кВ збору потужності. Обробка даних від інверторних підстанцій, суматорів постійного струму та метеостанцій а також управління інверторними станціями здійснюється обладнанням системи моніторингу і диспетчеризації, що розміщується в ЗПК ПС 150/35 кВ збору потужності.

Організація зв'язку між суматорами постійного струму, метеостанціями і інверторними станціями передбачається через мережу RS-485 з використанням екранованого кабелю «вита пара» типу **КИФ-П 2x2x0.78 мм<sup>2</sup>**. Кабель прокладається у ґрунті в захисних трубах на глибині 0,7 м.

Організація зв'язку між об'єктами СЕС передбачається через мережу Ethernet 100Base-FX з використанням волоконно-оптичних ліній зв'язку (ВОЛЗ).

Збір даних від інверторних підстанцій через мережу ВОЛЗ здійснюється за допомогою пристрою моніторингу ІМС, що розміщується в кожній інверторній підстанції.

При створенні ВОЛЗ використовуються діелектричні волоконно-оптичні кабелі типу **ОКЛ-5**. Резервна кількість волокон оптичного кабелю - не менше 50%.

Оптичні кабелі прокладаються тими ж механізмами і способами, що і електричні кабелі. Територією СЕС оптичні кабелі прокладаються в ґрунті спільно з силовими, контрольними і сигнальними кабелями. Зрощування будівельних довжин оптичних кабелів здійснюється з використанням оптичних з'єднувальних муфт. Металеві оболонки оптичних кабелів заземлюються з обох сторін.

На інверторних підстанціях і постах охорони встановлюються прохідні оптичні бокси. У шафі серверного обладнання в ЗПК на ПС 150/35 кВ збору потужності встановлюється 19" оптичні кроси. Комутація виконується з використанням оптичних пігтейлів.

## **2.11 Зовнішня ізоляція, заземлення та блискавкозахист**

### **2.11.1 Вибір режиму заземлення нейтралі**

В Україні на сьогодні найбільш широкого розповсюдження набула практика виконання розподільчих мереж напругою 6-35 кВ з ізолюваною або компенсованою через дугогасний реактор нейтраллю. Основною перевагою таких систем є той факт, що у мережах з ізолюваною та компенсованою нейтраллю замикання на землю не викликає короткого замикання і не призводить до відключення пошкодженої фази, отже електроустановки на непошкоджених фазах можуть продовжувати працювати і здатні забезпечувати споживачів електроенергією без відключення деякий час до виявлення пошкодженої ділянки. Однак ця перевага завжди супроводжується наступними суттєвими негативними явищами:

- у разі металевого ОЗЗ напруга на непошкоджених фазах збільшується до лінійної, що зумовлює необхідність виконання фазної ізоляції на лінійну напругу а також становить небезпеку для ізоляції кабельних мереж;
- у разі замикання на землю з'являються значні дугові перенапруги, що сприяють переходу ОЗЗ в дво- та трифазні замикання, появі багатомісних пошкоджень по всій мережі;
- режим ОЗЗ може призводити до розвитку ферорезонансних перенапруг в ланцюгах намагнічування вимірювальних трансформаторів, електродвигунів та іншого обладнання;
- підвищується небезпека ураження струмом людей та тварин через значну тривалість режиму роботи мережі з однофазним замиканням.

Враховуючи той факт, що до 80% від загальної кількості електричних пошкоджень в мережах 6-35 кВ є однофазні замикання на землю – ОЗЗ доцільність застосування режиму ізольованої нейтралі було переглянуто і запропоновано заземлення нейтралі електричних мереж 6-35 кВ через резистор.

### **2.11.2 Розрахунок параметрів резистивного заземлення нейтралі**

*Розрахунок опору заземлювального пристрою.* Параметри заземлюючого пристрою визначені відповідно до «Методичні рекомендації щодо заземлення нейтралі електричних мереж 6-35 кВ через резистор. Київ, 2018р»

Ємнісні опори на секціях шин 35 кВ (с1, с2, с3, с4) підстанції дорівнюють (дивись розрахунок ємнісних струмів):

$$X_{c1} = U_{\phi} / I_{c1} = 35000 / \sqrt{3} \cdot 39,1 = 517,4 \text{ Ом}$$

$$X_{c2} = U_{\phi} / I_{c2} = 35000 / \sqrt{3} \cdot 32,0 = 630,6 \text{ Ом}$$

$$X_{c3} = U_{\phi} / I_{c3} = 35000 / \sqrt{3} \cdot 30,2 = 668,2 \text{ Ом}$$

$$X_{c4} = U_{\phi} / I_{c4} = 35000 / \sqrt{3} \cdot 33,6 = 600,5 \text{ Ом}$$

Рекомендований номінальний ряд опорів резисторів заземлення нейтралей:

10,25,50,75,100,150,200,250,300,400,500,800,1000,1250,1500,1800,2000,2500,  
3000,4000,5000,7000,10000 Ом.

Згідно формули 1.7.7 ПУЕ:2017, розрахунковий струм замикання на землю

$$I_p = \sqrt{ ( I_3^2 + (U_{\phi} / R_p)^2 ) },$$

де  $U_{\phi}$  - фазна напруга мереж, В;

$I_3$  - струм замикання на землю ( $I_{c1}, I_{c2}, I_{c3}, I_{c4}$ ), А;

$R_p$  - опір резистора, Ом.

Розрахунковий струм замикання на землю визначається для схеми мережі, в якій цей струм має найбільше значення.

Для встановлення в нейтралі мережі 35кВ на ПС 150/35 кВ обрано резистор з опором  $R_N = 500$  Ом, що визначає режим низькоомного заземлення. Приймаємо резистор типу NER виробництва фірми EGE (Чехія). NER-500-817-35-УХЛ1.

Тоді, Згідно формули 1.7.7 ПУЕ:2017, розрахунковий струм замикання на землю на секціях 1, 2, 3, 4:

$$I_{p1} = \sqrt{ ( I_3^2 + (U_{\phi} / R_p)^2 ) } = \sqrt{ ( 39,1^2 + (35000 / \sqrt{3} \cdot 500)^2 ) } = \sqrt{ ( 1528,8 + 1637,2 ) } = 56,2 \text{ А}$$

$$I_{p2} = \sqrt{ ( I_3^2 + (U_{\phi} / R_p)^2 ) } = \sqrt{ ( 32,0^2 + (35000 / \sqrt{3} \cdot 500)^2 ) } = \sqrt{ ( 1024,0 + 1637,2 ) } =$$

$$= 51,58 \text{ A}$$

$$I_{p3} = \sqrt{ ( I_3^2 + (U_{\phi} / R_p)^2 ) } = \sqrt{ ( 30,2^2 + (35000 / \sqrt{3} \cdot 500)^2 ) } = \sqrt{ (912,0 + 1637,2) } = 50,49 \text{ A}$$

$$I_{p4} = \sqrt{ ( I_3^2 + (U_{\phi} / R_p)^2 ) } = \sqrt{ ( 33,6^2 + (35000 / \sqrt{3} \cdot 500)^2 ) } = \sqrt{ (1128,96 + 1637,2) } = 52,59 \text{ A}$$

При спрацюванні секційного вимикача с1-с2, с3-с4:

$$I_{p1+2} = \sqrt{ ( I_3^2 + (U_{\phi} / R_p)^2 ) } = \sqrt{ ( 71,0^2 + (35000 / \sqrt{3} \cdot (500/2))^2 ) } = \sqrt{ (5041 + 6549) } = 107,65 \text{ A}$$

$$I_{p3+4} = \sqrt{ ( I_3^2 + (U_{\phi} / R_p)^2 ) } = \sqrt{ ( 62,5^2 + (35000 / \sqrt{3} \cdot (500/2))^2 ) } = \sqrt{ (3906 + 6549) } = 102,25 \text{ A}$$

При встановленні в нейтралі мережі 35кВ резистора з опором  $R_N = 600$

Ом:

$$I_{p1} = \sqrt{ ( 39,1^2 + (35000 / \sqrt{3} \cdot 600)^2 ) } = \sqrt{ (1528,8 + 1137) } = 51,6 \text{ A}$$

$$I_{p2} = \sqrt{ ( 32,0^2 + (35000 / \sqrt{3} \cdot 600)^2 ) } = \sqrt{ (1024 + 1137) } = 46,9 \text{ A}$$

$$I_{p3} = \sqrt{ ( 30,2^2 + (35000 / \sqrt{3} \cdot 600)^2 ) } = \sqrt{ (912 + 1137) } = 45,3 \text{ A}$$

$$I_{p4} = \sqrt{ ( 33,6^2 + (35000 / \sqrt{3} \cdot 600)^2 ) } = \sqrt{ (1129 + 1137) } = 47,6 \text{ A}$$

Резистор приймається з опором 600 Ом.

### 2.11.3 Перевірка заземлювального пристрою

*Перевірка за критерієм електробезпеки.* Критерій відповідності електробезпеки забезпечується виконанням співвідношення:

$$R_{\text{ЗПдоп}} \leq \frac{R_{\text{ЗП}} \cdot R_N}{\sqrt{R_N^2 + X_C^2}},$$

де  $R_{\text{ЗП}}$  – опір заземлюючого пристрою ( $\geq 0,5$  Ом, п.1.7.106 ПУЕ:2017);

$R_{\text{ЗПдоп}}$  – допустимий опір який забезпечує електробезпеку;

$R_N$  – опір резистора, через який заземлено нейтраль трансформатору заземлення нейтралі (ТЗН), підключеного на кожну секцію шин 35 кВ ПС ;

$X_C$  – ємнісний опір під'єднаної електричної мережі.

Проектом передбачено виконання контуру заземлення підстанції з опором 0,25 Ом. , який задовільняє вимогам п.1.7.99 ПУЕ:2017

Для I-IV секції

$$R_{\text{ЗПдоп1}} = 0,25 \cdot 500 / \sqrt{(500^2 + 39,1^2)} = 0,24 \text{ Ом} < R_{\text{ЗП}} = 0,25 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{ЗПдоп2}} = 0,25 \cdot 500 / \sqrt{(500^2 + 32,0^2)} = 0,24 \text{ Ом} < R_{\text{ЗП}} = 0,25 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{ЗПдоп3}} = 0,25 \cdot 500 / \sqrt{(500^2 + 30,2^2)} = 0,24 \text{ Ом} < R_{\text{ЗП}} = 0,25 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{ЗПдоп4}} = 0,25 \cdot 500 / \sqrt{(500^2 + 32,3^2)} = 0,24 \text{ Ом} < R_{\text{ЗП}} = 0,25 \text{ Ом}$$

При спрацюванні секційного вимикача с1-с2, с3-с4:

$$R_{\text{ЗПдоп1+2}} = 0,25 \cdot 500 / 2 / \sqrt{(500/2)^2 + 71^2)} = 0,24 \text{ Ом} < R_{\text{ЗП}} = 0,25 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{ЗПдоп3+4}} = 0,25 \cdot 500 / 2 / \sqrt{(500/2)^2 + 62,5^2)} = 0,24 \text{ Ом} < R_{\text{ЗП}} = 0,25 \text{ Ом}$$

При встановленні в нейтралі мережі 35кВ резистор з опором  $R_N=600$  Ом:

$$R_{\text{ЗПдоп1}} = 0,25 \cdot 600 / \sqrt{(600^2 + 39,1^2)} = 0,249 \text{ Ом} < R_{\text{ЗП}} = 0,25 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{ЗПдоп2}} = 0,25 \cdot 600 / \sqrt{(600^2 + 32,0^2)} = 0,249 \text{ Ом} < R_{\text{ЗП}} = 0,25 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{ЗПдоп3}} = 0,25 \cdot 600 / \sqrt{(600^2 + 30,2^2)} = 0,249 \text{ Ом} < R_{\text{ЗП}} = 0,25 \text{ Ом}$$

$$R_{зПдоп4} = 0,25 \cdot 600 / \sqrt{(600^2 + 32,3^2)} = 0,249 \text{ Ом} < R_{зП} = 0,25 \text{ Ом}$$

Опір заземлюючого пристрою задовольняє вимогам електробезпеки у всіх режимах

#### 2.11.4 Трансформатор для підключення резистора

Резистори встановлюються на кожній секції шин 35 кВ. Резистор підключається в нейтраль обмотки високої напруги спеціально встановленого трансформатора заземлення нейтралі (ТЗН), за схемою з'єднання обмоток  $Y_o / \Delta$  -11. ТЗН підключаються до секцій № 3 (TR3Н ) та № 4 (TR4Н ).

Потужність трансформатора ТЗН:

$$S_T \geq U^2 / 3 \cdot k_{пер} \cdot R_N = 35000^2 / 3 \cdot 1,4 \cdot 500 = 583 \text{ 333 Вт} = 583,3 \text{ кВА}$$

де  $k_{пер} = 1,0 - 1,4$  -коєф. перевантаження трансформатора.

При встановленні в нейтралі мережі 35кВ резистор з опором  $R_N = 600 \text{ Ом}$ :

$$S_T \geq 35000^2 / 3 \cdot 1,4 \cdot 600 = 583 \text{ 333 Вт} = 486 \text{ кВА}$$

$$S_T \geq 35000^2 / 3 \cdot 1,2 \cdot 600 = 583 \text{ 333 Вт} = 567 \text{ кВА (для тр-рів з сухою ізоляцією)}$$

Приймаємо до встановлення тр-ри 630 кВА

На секціях № 1, та № 2 Резистор підключається в нейтраль обмотки високої напруги трансформаторів власних потреб. З врахуванням потужності споживачів власних потреб (400 кВА), трансформатори ТВП1 та ТВП2 приймаються 1000 кВА.

Для підключення резистора в нейтраль обмотки високої напруги трансформатора власних потреб (ТВП) за схемою з'єднання обмоток  $Y_0/\Delta$  - 11, необхідна перевірка на термічну стійкість:

Максимальний емнісний струм 39,1 А.

Струм, що протікає по по одній обмотці тр-ра  $I_{фт} = 39,1/3 = 13,0$  А.

Час дії резервних захистів  $t = 0,5$  с.

Тепловий імпульс при протіканні струму однофазного замикання на землю при часі захисту 0,5 с.

$$W = I_{фт}^2 \cdot t = 13,0^2 \cdot 0,5 = 84,5 \text{ А}^2\text{с.}$$

Максимальний струм короткого замикання трансформатора

$$I_{к.} = 100/U_{к.} \cdot I_{н} = 100/6 \cdot I_{н} = 16,7 \cdot I_{н}$$

де  $U_{к.} = 6\%$  – напруга короткого замикання трансформатора;

$I_{н}$  – номінальний струм трансформатора ( $1000/1,73 \cdot 37,5 = 15,4$  А).

Величина теплового імпульсу однофазного струму КЗ, (В), повинна бути не більше гарантованої (допустимої) термічної стійкості трансформатора

$$W_{доп} = (16,7 \cdot I_{н})^2 \cdot 1\text{с} > W = 84,5\text{А}^2\text{с.},$$

звідки  $I_{н} = 15,4 > \sqrt{84,5 / 16,7} > 0,55$  А умова виконується

## 2.12 Облік електричної енергії ФЕС

Комерційний облік електроенергії влаштовується згідно з вимогами Кодексу комерційного обліку електричної енергії, виробленої на об'єктах електроенергетики з альтернативних джерел енергії (крім доменного та



коксівного газів, а з використанням гідроенергії – лише мікро-, міні- та малими гідроелектростанціями), затвердженого Постановою НКРЕКП від 04.04.2017 р. №472.

На лініях 150 кВ організовано комерційний облік електроенергії, встановлюється по два лічильника на кожну лінію 150 кВ та два лічильника у секційній перемичці 150 кВ. Вимірювальні обмотки трансформаторів струму мають клас точності 0,2s, трансформаторів напруги – 0,2.

Розрахунковий облік електроенергії організовується із застосуванням автоматизованої системи комерційного обліку електричної енергії (АСКОЕ). В АСКОЕ передбачена можливість за допомогою програмних засобів фіксувати, обробляти та передавати інформацію, по споживанню електричної енергії власними потребами станції під час відсутності генерації станції.

## **2.13 Компенсація реактивної потужності**

Для визначення необхідності встановлення додаткових засобів компенсації реактивної потужності, досліджено можливість компенсації реактивної потужності при використанні регульовальних можливостей власних інверторних станцій.

Для оцінки регульовальних можливостей «Бандурівської СЕС» («Солар Фарм-8»), для режиму літніх денних навантажень 2020 - 2021р розраховано режими роботи станції при  $\cos\phi=1, +0.9, -0.9$ . У розрахунках всі інші джерела нетрадиційної електроенергетики не приймають участі у регулюванні напруги та працюють із нульовою реактивною потужністю. Результати розрахунку представлено у таблиці 2.5.

Регульовальні можливості «Бандурівської СЕС» («Солар Фарм-8») дозволяють змінювати напругу у прилеглий мережі у достатніх межах для виконання регулювання напруги та компенсації її підвищення від увімкнення СЕС.

Відповідно, при використанні регулювальних можливостей проектної СЕС, у встановленні додаткових пристроїв компенсації реактивної потужності немає необхідності.

Таблиця 2.6 - Зміна напруги у прилеглий мережі при різних режимах роботи СЕС

$S_{СЕС}$ , МВА	Напруга ПС 150 "СОЛАР ФАРМ-8", кВ		Напруга ПС 150 "Олександрія-т.",кВ	Напруга ПС 150 "Знам'янка-т.", кВ
	РУ 150 кВ	РУ 35 кВ	РУ 150 кВ	РУ 150 кВ
0+j0	159,7	36,3	159,5	159,6
60+j0	160,5	36,5	159,9	160,3
60+j29	163	37,8	161,4	162,3
60- j29	157,8	35	158,3	158,1
110+j0	160,7	36,5	159,9	160,4
110+j53	165,2	38,9	162,6	164
110- j53	155,4	33,6	156,8	156.1

## 2.14 Визначення класу наслідків (відповідальності) для об'єкта "Бандурівська СЕС"

Визначення класу наслідків (відповідальності) здійснюється згідно документів:

- ДБН А.2.2-3:2014 «Склад та зміст проектної документації на будівництво»;
- ДБН В.1.2-14-2009 «Загальні принципи забезпечення надійності та конструктивної безпеки будівель, споруд, будівельних конструкцій та основ»;
- ДСТУ-Н Б В.1.2-16:2013, зм.1 «Визначення класу наслідків (відповідальності) об'єктів будівництва»;
- Закону України № 1817-VIII від 17.01.2017 «Про внесення змін у деякі законодавчі акти України щодо вдосконалення містобудівної діяльності»;

- Постанови Кабінету Міністрів України від 28.08.13 № 808 «Про затвердження переліку видів діяльності та об'єктів, що становлять підвищену екологічну небезпеку»;
- ДСТУ 8635:2016, Площадки для фотоелектричних станцій. Приєднання станцій до електроенергетичної системи;

#### 1 Вихідні дані.

В склад об'єкту будівництва входять наступні будинки та споруди:

#### 1 Поле із фотогальванічними панелями типу LONGI LR4-72HPH420M:

- площа поля - 222,835 Га;
- кількість панелей потужністю 0,42 кВт - 384384 шт;
- кількість інверторних станцій потужністю 5000 кВт типу Sineng EP-5000-NA-OD-35kV з трансформатором 35/0,55 кВ - 22 шт;
- енергоефективність - 188,8 Вт/м<sup>2</sup>.

#### 2 Підстанція збору потужності:

- напругою 150/35 кВ;
- потужністю - 4 x 40 МВА;
- завантаження трансформаторів норм/авар - 0,87 / 1,74;
- будівля ЗПК з адміністративними і побутовими приміщеннями;
- ВРУ 150 кВ;
- ЗРУ 35 кВ;

#### 3 Насосна станція пожежогасіння з резервуарами запасу води 2x100 м<sup>3</sup>;

#### 4 Очисні споруди побутових стоків;

#### 5 Очисні споруди дощових стоків;

#### 6 Пост охорони.

2. Клас наслідків (відповідальності) СЕС потужністю 110 МВт визначається на підставі статті 32 Закону України № 1817-VIII від 17.01.2017.

3. Нижче наведено характеристики можливих наслідків від відмови (стану об'єкта, при якому неможливо використовувати його або складову частину за функціональним призначенням) за визначенням статті 32 Закону України № 1817-VIII від 17.01.2017 та таблиці 1 ДСТУ-Н Б В.1.2-16:2013 зм.1:

3.1 Рівень можливої небезпеки для здоров'я і життя людей, які постійно перебувають на об'єкті: до 7 осіб, що за критерієм можливої небезпеки для людей, належить до класу наслідків (відповідальності) СС1.

3.2 Рівень можливої небезпеки для здоров'я і життя людей, які періодично перебувають на об'єкті: до 13 осіб (що перебувають постійно + 6 осіб ремонтного персоналу), що за критерієм можливої небезпеки для людей, належить до класу наслідків (відповідальності) СС1.

3.3. Рівень матеріальних збитків чи соціальних втрат, пов'язаних із припиненням експлуатації або втрати цілісності об'єкта.

Враховуючи специфіку виробництва електроенергії сонячною електростанцією, розрахунковою ситуацією розвитку аварії (найбільш імовірною і дорогою), приймаємо наступну: Відмова одного із трансформаторів зв'язку з системою. Враховуємо можливість заміни або ремонту трансформатора на протязі 10 діб.

Відмова високовольтного обладнання може призвести до таких негативних наслідків:

До розрахунку збитків не включаються збитки замовників будівництва, які будують об'єкти без залучення коштів державного або місцевого бюджетів, кредитних коштів, наданих під державні гарантії, коштів державних та комунальних підприємств, бюджетних установ.

Оскільки в складі об'єкту споруджується електрична підстанція 150/35 кВ, яка відповідно до ДСТУ-Н Б В.1.2-16:2013 відноситься за характеристиками припинення функціонування об'єктів інженерно-транспортної інфраструктури до місцевого рівня, відповідно до таблиці 1 об'єкт належить до класу наслідків (відповідальності) СС2.

3.4 Об'єкт не розташований в охоронній зоні об'єктів культурної спадщини і не є об'єктом культурної спадщини національного та місцевого значення відповідно до Закону України «Про охорону культурної спадщини», що відповідає класу наслідків (відповідальності) – СС1.

4 Чотири трансформатори потужністю по 40 МВА на напругу 150/35кВ заповнені трансформаторним маслом, об'єм масла складає 72 т і належить до потенційно небезпечних об'єктів.

Трансформатори обладнується пристроями захисту від зовнішніх та внутрішніх КЗ, а також для запобігання розтікання масла і поширення пожежі під час пошкодження масло наповненого трансформатора передбачений маслоприймач з відведенням масла, що забезпечує безпеку персоналу та унеможлиблюється розлив масла в оточуюче середовище, у зв'язку з чим встановлені трансформатори не ідентифікуються як об'єкти підвищеної небезпеки.

7 СЕС не належить до об'єктів, які є реальною загрозою виникнення надзвичайної ситуації техногенного та природного характеру;

8 СЕС не ідентифікується як об'єкт підвищеної небезпеки.

5 Схема приєднання СЕС до електроенергетичної системи виконується, зважаючи на те, що СЕС є електростанцією негарантованої потужності, а тому для неї допустимо повне припинення видавання електроенергії в мережу (що обумовлено потоком сонячної радіації). (п.11, ДСТУ 8635:2016). Для СЕС 110 МВт необхідно виконати перевірку характерних режимів роботи, щоб встановити достатність діапазону регулювання теплових станцій електроенергетичної системи.

Тому для життєдіяльності людей, які перебуваючи за об'єктом користуються електроенергією, припинення функціонування СЕС, не несе небезпеки.

Що відповідає класу наслідків – СС1.

6 На об'єкті не споруджуються житлові будинки понад чотири поверхи, а також житлові, громадські або багатофункціональні будівлі заввишки понад 100 м та /або з рівнем можливої небезпеки для здоров'я і життя понад 400 осіб, які постійно перебувають на об'єкті.

За критеріями статі 32 Закону України № 1817-VIII від 17.01.2017, відповідно до таблиці 1 ДСТУ-Н Б В.1.2-16:2013 за характеристиками

припинення функціонування об'єктів інженерно-транспортної інфраструктури - відноситься до місцевого рівня, що відповідає класу наслідків (відповідальності) СС2.

## 2.15 Моделювання режимів роботи ФЕС засобами PVSyst

Прийняті у роботі електротехнічні та конструктивні рішення за допомогою програмного продукту PVSyst дозволяють виконати моделювання очікуваних режимів роботи ФЕС з оцінкою техніко-економічних показників її роботи.

Відповідні результати наведено у таблицях та на рисунках нижче.

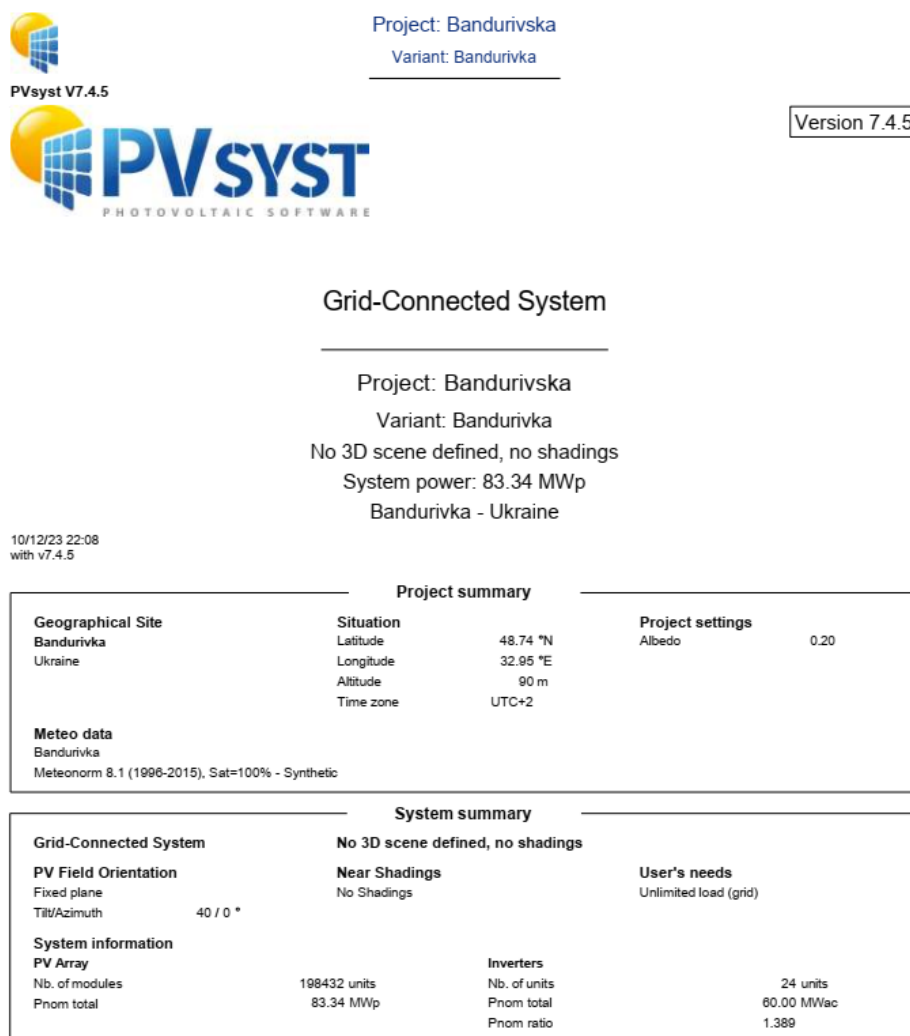


Рисунок 2.14 - Основні параметри ФЕС у проєкті PVSyst

Grid system definition, Variant VC1: "Bandurivka"

### Sub-array

**Sub-array name and Orientation**  
 Name: PV Array  
 Orient.: Fixed Tilted Plane  
 Tilt: 40°  
 Azimuth: 0°

**Pre-sizing Help**  
 No sizing  
 Enter planned power: 83341.4 kWp  
 ... or available area(modules): 441507 m<sup>2</sup>

**Select the PV module**  
 All modules | Filter: All PV modules | Approx. needed modules: 198432  
 Longi Solar | 420 Wp 34V | Si-mono | LR4-72 HPH 420 M | Until 2021 | Manufacturer 2019 | Open  
 Use optimizer  
 Sizing voltages : Vmpp (60°C) 34.5 V  
 Voc (-10°C) 54.0 V

**Select the inverter**  
 Available Now | Output voltage 550 V Tri 50Hz  
 Sineng | 2500 kW 800 - 1300 V TL | 50/60 Hz | EP-2500-HA-OD | Since 2020 | Open  
 Nb. of inverters: 24 | Operating voltage: 800-1300 V | Global Inverter's power: 60000 kWac  
 Use multi-MPPT feature | Input maximum voltage: 1500 V | inverter with 2 MPPT  
 Power sharing within this inverter

**Design the array**  
**Number of modules and strings**  
 Mod. in series: 26 (between 24 and 27)  
 Nb. strings: 7632 (between 5495 and 7850)  
 Overload loss: 2.3 %  
 Pnom ratio: 1.39  
 Nb. modules: 198432 | Area: 441507 m<sup>2</sup>

**Operating conditions**  
 Vmpp (60°C): 898 V  
 Vmpp (20°C): 1060 V  
 Voc (-10°C): 1403 V  
 Plane irradiance: 1000 W/m<sup>2</sup>  
 Impp (STC): 79754 A  
 Isc (STC): 84257 A  
 Isc (at STC): 84257 A  
 Max. operating power (at 1042 W/m<sup>2</sup> and 50°C): 78725 kW  
 Array nom. Power (STC): 83341 kWp

The inverter power is slightly undersized.

Max. in data  
 STC

### List of subarrays

Name	#Mod #Inv.	#String #MPPT
PV Array		
Longi Solar - LR4-72 HPH 420 M	26	7632
Sineng - EP-2500-HA-OD	24	1

### Global system summary

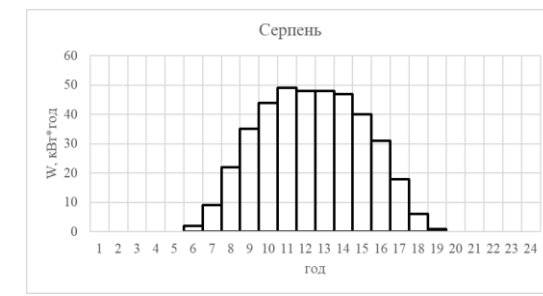
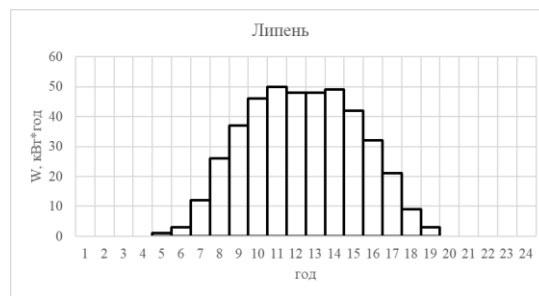
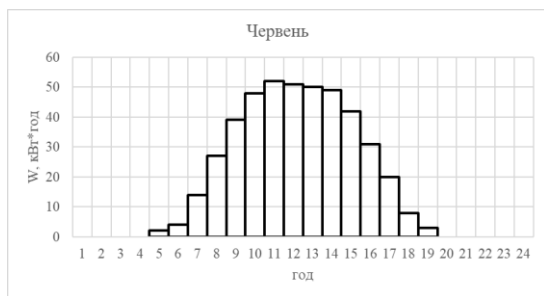
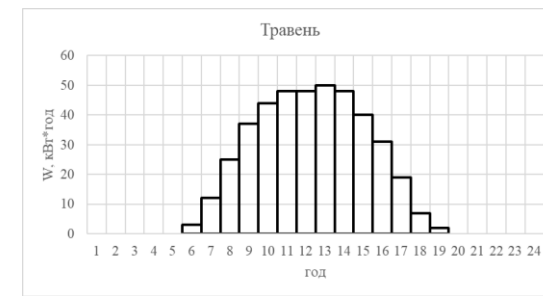
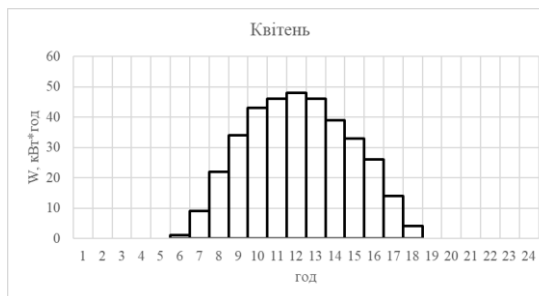
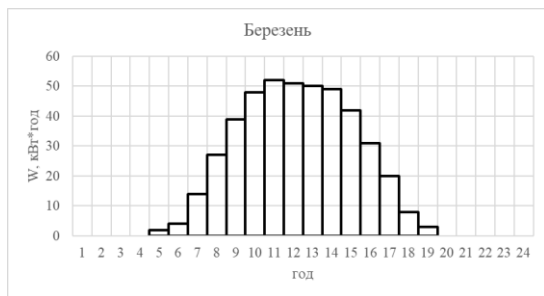
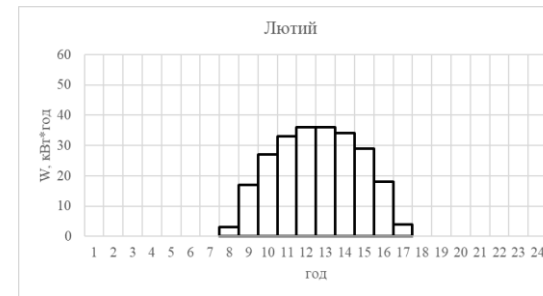
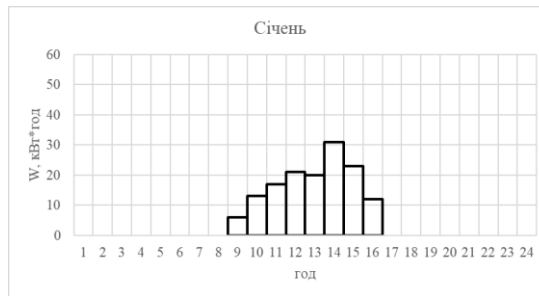
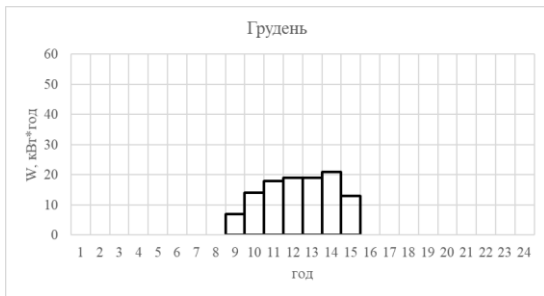
Nb. of modules	198432
Module area	441507 m <sup>2</sup>
Nb. of inverters	24
Nominal PV Power	83341 kWp
Nominal AC Power	60000 kWAC
Pnom ratio	1.389

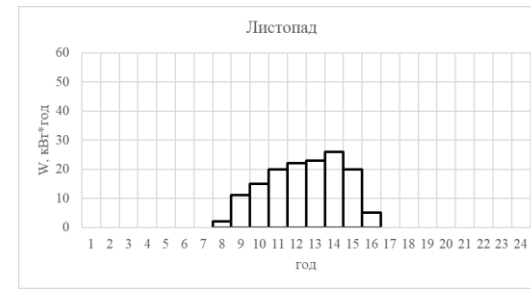
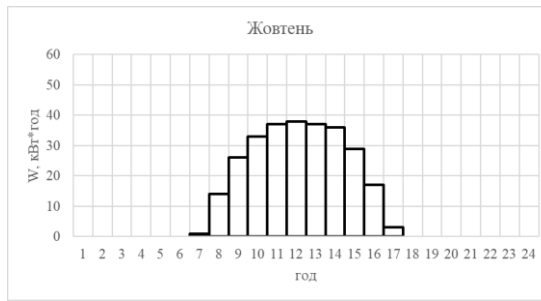
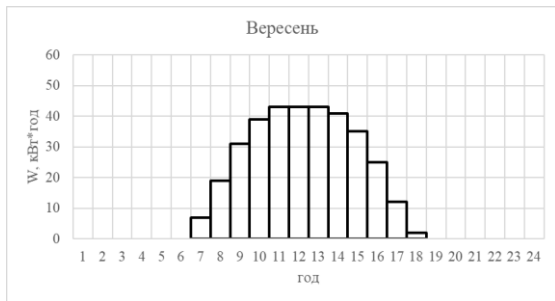
Рисунок 2.15 - Фрагмент діалогового вікна PVsyst з параметрами системи, що моделюється

Таблиця 2.7 – Середньогодинна помісячна генерація ФЕС, МВт·год

	0Н	1Н	2Н	3Н	4Н	5Н	6Н	7Н	8Н	9Н	10Н	11Н	12Н	13Н	14Н	15Н	16Н	17Н	18Н	19Н	20Н	21Н	22Н	23Н	
Січень	0	0	0	0	0	0	0	0	6	13	17	21	20	31	23	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Лютий	0	0	0	0	0	0	0	3	17	27	33	36	36	34	29	18	4	0	0	0	0	0	0	0	0
Березень	0	0	0	0	0	0	2	14	27	36	40	41	39	39	35	25	13	1	0	0	0	0	0	0	0
Квітень	0	0	0	0	0	1	9	22	34	43	46	48	46	39	33	26	14	4	0	0	0	0	0	0	0
Травень	0	0	0	0	0	3	12	25	37	44	48	48	50	48	40	31	19	7	2	0	0	0	0	0	0
Червень	0	0	0	0	2	4	14	27	39	48	52	51	50	49	42	31	20	8	3	0	0	0	0	0	0
Липень	0	0	0	0	1	3	12	26	37	46	50	48	48	49	42	32	21	9	3	0	0	0	0	0	0
Серпень	0	0	0	0	0	2	9	22	35	44	49	48	48	47	40	31	18	6	1	0	0	0	0	0	0
Вересень	0	0	0	0	0	0	7	19	31	39	43	43	43	41	35	25	12	2	0	0	0	0	0	0	0
Жовтень	0	0	0	0	0	0	1	14	26	33	37	38	37	36	29	17	3	0	0	0	0	0	0	0	0
Листопад	0	0	0	0	0	0	0	2	11	15	20	22	23	26	20	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Грудень	0	0	0	0	0	0	0	0	7	14	18	19	19	21	13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Рік	0	0	0	0	0	1	6	15	26	34	38	39	38	38	32	21	10	3	1	0	0	0	0	0	0







Simul. variant: Bandurivka

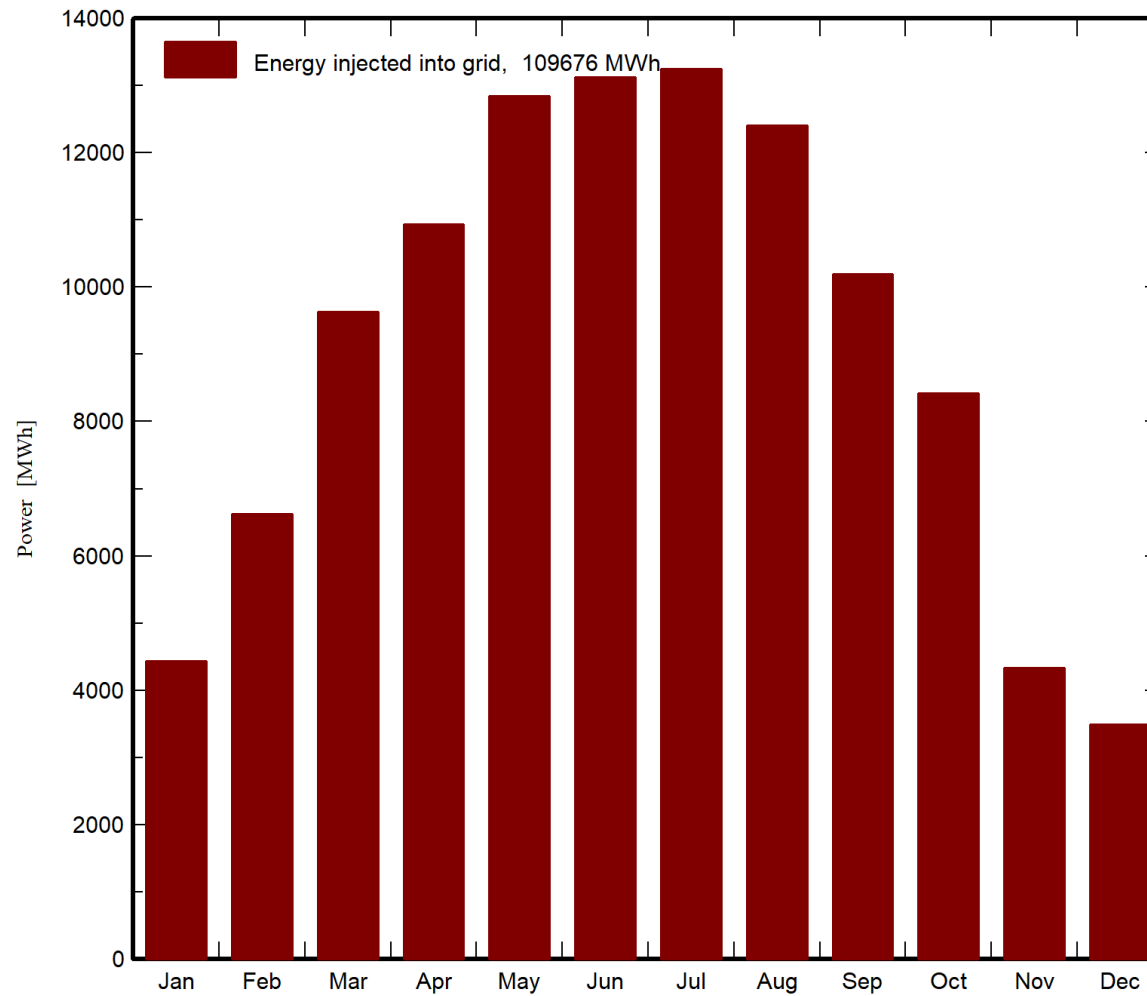


Рисунок 2.16 - Генерація електричної енергії ФЕС протягом року

	E Grid	PR	PR loss
Year	MWh	%	%
1	109558	88.40	-0.19
2	109141	88.06	-0.57
3	108723	87.73	-0.95
4	108305	87.39	-1.33
5	107887	87.05	-1.71
6	107469	86.72	-2.09
7	106821	86.19	-2.68
8	106174	85.67	-3.27
9	105526	85.15	-3.86
10	104878	84.62	-4.45
11	104231	84.10	-5.04
12	103652	83.64	-5.57
13	103073	83.17	-6.10
14	102495	82.70	-6.63
15	101916	82.23	-7.15
16	101338	81.77	-7.68
17	100841	81.37	-8.13
18	100344	80.97	-8.58
19	99848	80.57	-9.04
20	99351	80.17	-9.49
21	98855	79.76	-9.94
22	97972	79.05	-10.75
23	97089	78.34	-11.55
24	96206	77.63	-12.35
25	95323	76.92	-13.16

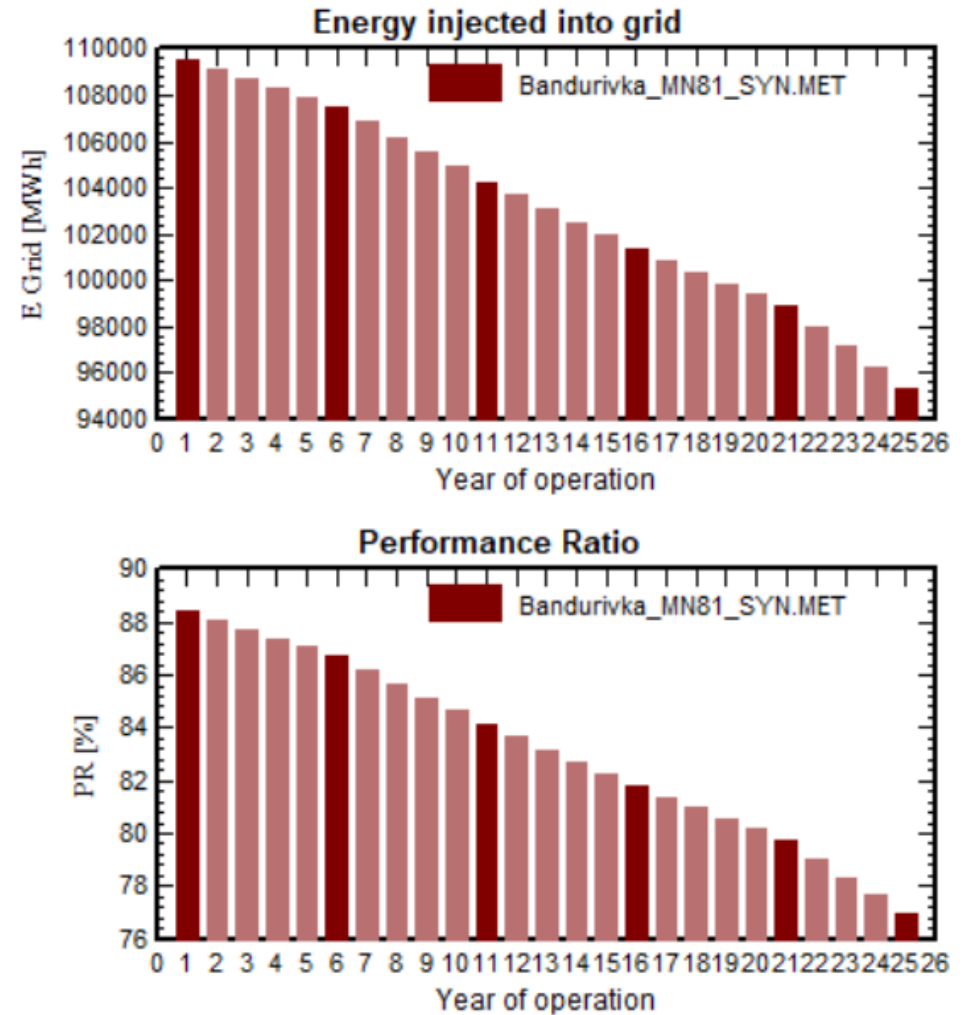


Рисунок 2.17 - Генерація електричної енергії ФЕС протягом періоду експлуатації (25 років) з урахуванням деградації панелей

Таблиця 2.8 - Втрати електричної енергії при роботі ФЕС

	Втрати в ФЕМ та провідниках стрінгів	Омічні втрати	Втрати в інверторі
	кВт·год	кВт·год	кВт·год
Січень	50309	26515	60975
Лютий	75927	48731	149672
Березень	113481	95856	473126
Квітень	127638	109161	430542
Травень	149289	137271	445454
Червень	152348	144306	432192
Липень	152598	143748	330402
Серпень	143849	140839	390529
Вересень	119141	109355	411657
Жовтень	98232	83211	328713
Листопад	49355	28059	75529
Грудень	39683	20894	58733
Рік	1271852	1087946	3587525

Loss diagram for "Bandurivka" - year

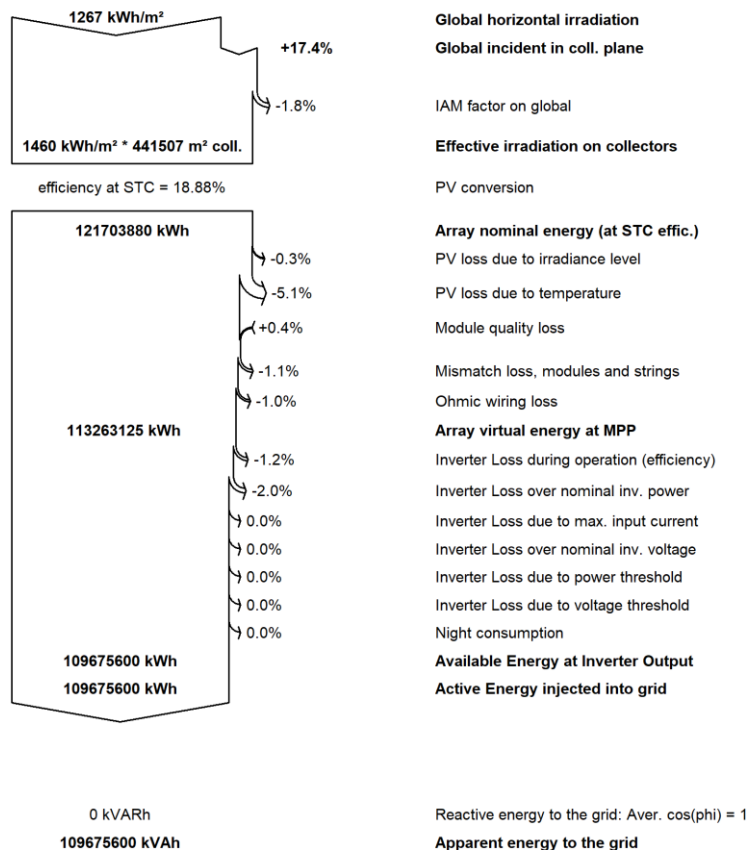


Рисунок 2.17 - Діаграма втрат електричної енергії при роботі ФЕС

### CO<sub>2</sub> Emission Balance

Total: 1022309.8 tCO<sub>2</sub>

#### Generated emissions

Total: 148173.57 tCO<sub>2</sub>

Source: Detailed calculation from table below

#### Replaced Emissions

Total: 1349003.1 tCO<sub>2</sub>

System production: 109875.05 MWh/yr

Grid Lifecycle Emissions: 410 gCO<sub>2</sub>/kWh

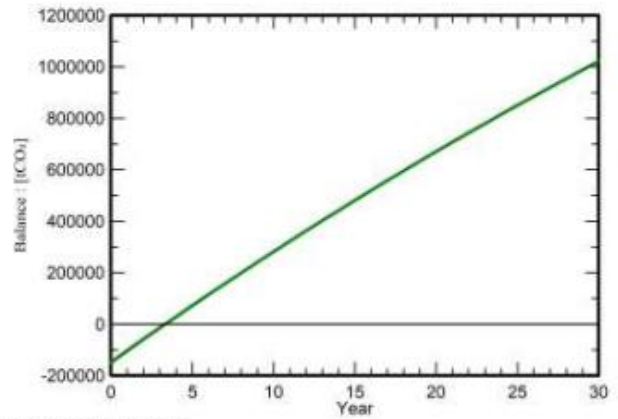
Source: IEA List

Country: Ukraine

Lifetime: 30 years

Annual degradation: 1.0 %

#### Saved CO<sub>2</sub> Emission vs. Time



#### System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal
			[kgCO <sub>2</sub> ]
Modules	1713 kgCO <sub>2</sub> /kWp	83341 kWp	142740551
Supports	2.73 kgCO <sub>2</sub> /kg	1984320 kg	5426520
Inverters	271 kgCO <sub>2</sub> /	24.0	6502

Рисунок 2.18 - Зниження викидів CO<sub>2</sub> при роботі ФЕС

### 3 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

#### Загальні положення

У кваліфікаційній роботі обґрунтовано технічні рішення щодо розробки електричної частини фотоелектричної станції «Бандурівська» (1 черга) потужністю 60 МВт.

Проведено вибір:

- фотоелектричних модулів;
- інверторних підстанцій;
- суматорів постійного струму;
- системи кріплення панелей;
- системи каналізації електричної енергії постійного і змінного струму;

Таблиця 3.1 - Основні технічні показники електротехнічної частини ФЕС

№ п/п	Найменування показника	Тип	Одиниця виміру	Кількість
1	Фотоелектричний модуль потужністю 420 Вт	LR4-72HPH	шт	198 432
2	Інверторна станція потужністю 2х2500 кВт		шт	12
3	Суматори постійного струму	DC Combiner Box	шт	480
4	Кабель постійного струму з мідними жилами перерізом 1х4 мм <sup>2</sup>	H1Z2Z2 1х4	м	453120
5	Кабель силовий броньований з алюмінієвими жилами перерізом 2х120мм <sup>2</sup>	АПвБбШв	м	116330
6	Стіл на 2 стрінги по 26 модулів		шт	3816

Для обґрунтування економічної доцільності впровадження заходів щодо будівництва фотоелектричної станції необхідно визначити величину проектних капіталовкладень, обсяг експлуатаційних витрат, а також показники економічної ефективності.

### 3.1 Розрахунок капітальних витрат

Капітальні вкладення - кошти, призначені для створення і придбання основних фондів і нематеріальних активів, що підлягають амортизації.

Капітальні інвестиції можуть включати:

- витрати на придбання обладнання, техніки, технології, технічних засобів контролю та обліку витрачання ресурсів, приладів діагностики стану обладнання тощо;

- витрати, пов'язані з виконанням будівельних, монтажних-налагоджувальних робіт;

- витрати, пов'язані з виконанням транспортно-заготівельних робіт;

- витрати фінансових коштів на проведення проектно-конструкторських робіт, підготовку персоналу та виконання інших робіт, тощо.

Витрати на придбання технічного обладнання/ комплектуючих виробів та транспортних витрат зведені до табл. 3.2.

Приймаємо:

- вартість монтажних-налагоджувальних робіт становить 15% від вартості електрообладнання;

- транспортно-заготівельні та складські витрати приймаються у відсотках від вартості обладнання, конструкцій і становлять 7%;

Визначення проектних капіталовкладень:

$$K_{\text{пр}} = K_{\text{об.і}} \left( \sum_{i=1}^k \text{Ц}_i \right) + Z_{\text{м+н}} + Z_{\text{тзс}} =$$
$$= 1379046 + 206856,8 + 96533,2 = 1682435,6 \text{ тис. грн,}$$

де  $K_{\text{об.і}} (\sum_{i=1}^k \text{Ц}_i)$  — вартість придбання електрообладнання за проектом

$Z_{\text{тзс}}$  — транспортно-заготівельні і складські витрати;

$Z_{\text{м+н}}$  — витрати на монтажні та налагоджувальні роботи.



Таблиця 3.2- Розрахунок капітальних витрат.

№ п/п	Найменування обладнання	Тип	Ціна за одиницю, тис.	Кількість	Коб.і, тис. грн
1	Фотоелектричний модуль потужністю 420 Вт	LR4-72HPH	4,662	198 432	925090
2	Інверторна станція потужністю 2х2500 кВт	EP-2х2500	10000	12	120000
3	Суматори постійного струму	DC Combiner Box	40	480	19200
4	Кабель постійного струму з мідними жилами перерізом 1х4 мм <sup>2</sup>	H1Z2Z2 1х4	0,05	453120	22656
5	Кабель силовий броньований з алюмінієвими жилами перерізом 2х120мм <sup>2</sup>	АПвБШв	0,92	116330	107024
6	Стіл на 2 стрінги по 26 модулів		48,5	3816	185076
					1379046
Монтажно-налагоджувальні роботи, 0,1 Коб =					206856,8
Транспортно-заготівельні витрати, 0,07 Коб =					96533,2
Разом, капітальні витрати Кпр =					1682435,6

### 3.2 Розрахунок експлуатаційних затрат

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

До основних експлуатаційних витрат по електротехнічному устаткуванню і енергомережі відносяться:

1. Амортизаційні відрахування (АО).
2. Заробітна плата обслуговуючого персоналу (С<sub>з</sub>).
3. Відрахування на соціальні заходи від заробітної плати (С<sub>с</sub>).
4. Витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт устаткування (С<sub>т</sub>).

## 5. Інші витрати( $C_{ін}$ ).

Таким чином, річні експлуатаційні витрати по об'єкту проектування складають:

$$C = AB + C_з + C_c + C_T + C_{ін}$$

### 3.3 Розрахунок амортизаційних відрахувань

Амортизація об'єкта основних засобів нараховується виходячи з терміну його корисного використання.

Таблиця 3.3 - Мінімально допустимі терміни корисного використання за окремими групами основних засобів.

Групи	Мінімально допустимі терміни корисного використання, років
група 3 – будівлі;	20
– споруди;	15
– передавальні пристрої	10
група 4 – машини і обладнання;	5
– електронно-обчислювальні машини, інші машини для автоматичної обробки інформації, пов'язані з ними засоби зчитування або друку інформації, комп'ютерні програми, інформаційні системи і т. д.	2
група 5 – транспортні засоби	5
група 6 – інструменти, прилади, інвентар (меблі)	4
група 9 - інші основні засоби	12

Обладнання в нашому проекті, враховуючи дані табл. 3.3, відноситься до 9-ї групи основних фондів «Інші основні засоби» мінімальний термін служби обладнання становить 12 років.

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:

$$\Phi_a = \Phi_{\Pi} - Л,$$

де  $\Phi_{\Pi}$  - повна вартість об'єкта основних засобів;  $Л$  - розрахункова ліквідаційна вартість основних засобів (приймаємо на рівні 10% від капіталовкладень).

Амортизаційні відрахування знаходяться за прямолінійним методом за наступною формулою:

$$AB = \Phi_{\Pi} \cdot H_a,$$

де  $H_a$  - норма амортизації.

Норма амортизації визначається за формулою:

$$H_a = (\Phi_{\Pi} - Л) / (\Phi_{\Pi} \cdot T_{\text{мін}}),$$

де  $T_{\text{мін}}$  - термін корисного використання (амортизаційний період);  $\Phi_{\Pi}$  - повна вартість об'єкта основних засобів.

Обсяг ліквідаційної вартості прийmemo як 10% від початкової вартості обладнання.

$$Л = K_{\text{пр}} \cdot 0,1 = 1682435,6 \cdot 0,1 = 168243,56 \text{ тис. грн.}$$

Таблиця 3.3 - Амортизаційні відрахування за основними статтями витрат

Найменування обладнання	Повна вартість Фп, тис.грн	Амортизаційна вартість Фа, тис.грн	Мінімальний термін корисного використання Тмін, рік	Норма амортизації На, %	Амортизаційні відрахування АВ, тис.грн
Фотоелектричний модуль потужністю 420 Вт	1128610	1015749	12	7,5	84646
Інверторна станція потужністю 2x2500 кВт	146400	131760	12	7,5	10980
Суматори постійного струму	23424	21082	12	7,5	1757
Кабель постійного струму з мідними жилами перерізом 1x4 мм <sup>2</sup>	27640	24876	12	7,5	2073
Кабель силовий броньований з алюмінієвими жилами перерізом 2x120мм <sup>2</sup>	130569	117512	12	7,5	9793
Стіл на 2 стрінги по 26 модулів	225793	203213	12	7,5	16934
				АВ =	126183

Норма амортизації:

$$N_a = \frac{K_{\text{пр}} - Л}{K_{\text{пр}} \cdot T_{\text{мін}}} \cdot 100 \%,$$

$$N_a = \frac{1682435,6 - 168243,56}{1682435,6 \cdot 12} \cdot 100 \% = 7,5 \%$$

де  $T_{\text{мін}}$  – мінімальний термін корисної експлуатації, рік.

Амортизаційні відрахування:

$$AB = \Phi_{\text{п}} \cdot \frac{H_{\text{а}}}{100} = 1682435,6 \cdot 0,075 = 126183 \text{ тис. грн.}$$

Річні витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт електротехнічного устаткування приймаємо на рівні 0,5% від вартості обладнання:

$$C_{\text{т}} = 1682435,6 \cdot 0,005 = 8412,2 \text{ тис. грн.}$$

### 3.2.2 Розрахунок річного фонду заробітної плати

Розрахунок річного фонду заробітної плати здійснюється за категоріями персоналу, 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.

На фотоелектричній станції робочий персонал складається з охорони, диспетчера, та інженерів-електриків.

Номінальний річний фонд робочого часу робітника  $F_{\text{н}}$  визначається відповідно до режиму його роботи (кількістю робочих днів і тривалістю зміни):

$$F_{\text{н}} = (D_{\text{к}} - D_{\text{св}} - D_{\text{вих}}) * T_{\text{зм}} \text{ год}$$

де,  $D_{\text{к}}$ ,  $D_{\text{св}}$ ,  $D_{\text{вих}}$  – кількість календарних, святкових і вихідних днів відповідно;

$T_{\text{зм}}$  – тривалість зміни (год).

Результати розрахунку основної заробітної плати обслуговуючого персоналу представлено у табл. 3.4.

Таблиця 3.4 Розрахунок річного фонду основної заробітної плати персоналу

№ п/п	Найменування професій робітників	Явочний штат у зміну, осіб.	Обліковий склад з урахуванням змінності роботи, осіб	Годинна тарифна ставка, грн.	Номінальний річний фонд робочого часу, годин	Усього основна зарплата, тис.грн.
1.	Електрик	4	8	90	2000	1440
2.	Диспетчер	1	3	120	2952	1062,72
3.	Охорона	4	8	60	4392	2108,16
УСЬГО НА РІК						4610880

З урахуванням додаткової заробітної плати 10%, загальна величина річного фонду ЗП становить 5072 тис. гривень.

### 3.2.3 Розрахунок відрахувань на соціальні заходи

Єдиний соціальний внесок (ЄСВ) на даний момент в Україні складає 22% від ФЗП.

$$C_c = 0,22C_3 = 1115,8 \text{ тис. гривень.}$$

### 3.2.4 Визначення інших витрат

Інші витрати по експлуатації об'єкта проектування включають витрати з охорони праці, на спецодяг та ін. Ці витрати визначаємо у розмірі 4% від річного фонду заробітної плати обслуговуючого персоналу.

$$C_{ін} = 0,04C_3 = 202,9 \text{ тис. грн.}$$

Річні експлуатаційні витрати по об'єкту проектування складають:

$$C_e = AB + C_T + C_3 + C_c + C_{ін} = 140985,5 \text{ тис. грн.}$$

## 3.3. Визначення економічної ефективності проєкту

Щорічний прибуток власника СЕС оцінюється очікуваним обсягом генерації електричної енергії в мережу та її продажем за «зеленим» тарифом

або тарифом, закріпленим на ринку двосторонніх договорів між виробником і споживачем чи трейдером. Для даного прикладу приймаємо відпускний тариф на електроенергію ФЕС (виробник електроенергії) на рівні  $T = 5$  грн/кВт·год.

Згідно проведених розрахунків (див. рис. 2.8) складають  $W_{\text{ел.ен}} = 109676$  МВт·год/рік

Річний прибуток від продажу електричної енергії:

$$E_p = W_{\text{ел.ен}} \cdot T = 109676 \cdot 5 = 548380 \text{ тис. грн.},$$

де  $\Delta W_{\text{ел.ен}}$  – обсяг згенерованої електроенергії СЕС, кВт\*год.;  $T$  – тариф на електроенергію, грн/кВт·год.

Річний прибуток за вирахуванням експлуатаційних витрат:

$$E_p^{\text{повн}} = E_p - C_e = 548380 - 140985 = 408294,5 \text{ тис. грн}$$

Визначимо термін окупності капітальних витрат  $T_p$ , за скільки років вони окупляться за рахунок загальної економії від впровадження прийнятого технічного рішення:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{пр}}}{E_p^{\text{повн}}} = \frac{1682435,6}{408294,5} = 4,12 \text{ років}$$

що менше мінімального встановленого термін окупності (12 років.)

Визначити нормативне значення коефіцієнта ефективності можна також виходячи з прийнятної для підприємства індивідуальної норми прибутковості:

$$E_n = \frac{1}{T_{\text{ок}}} = \frac{1}{4,12} = 0,242.$$

### **Висновок по розділу**

У даному розділі кваліфікаційної роботи проведено всі необхідні розрахунки щодо витрат на будівництво фотоелектричної станції «Бандурівська» потужністю 60 МВт. Капітальні витрати складають – 1682435,6 тис. грн, експлуатаційні витрати - 140985 грн. Термін окупності приблизно 4,12 років.



## ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі виконано розрахунки основних параметрів системи електропостачання для наземної сонячної станції «Бандурівська» потужністю 60 МВт (перша черга будівництва).

До основних електротехнічних рішень віднесено застосування монокристалічних фотоелектричних модулів, суматорів постійного струму, інверторних перетворювачів EP-2x2500 кВт у складі інверторних підстанцій. З урахуванням особливостей прокладання кабельних трас, вибрано кабельні лінії постійного і змінного струму.

Детальне моделювання режимів генерації електричної енергії та роботи системи ФЕС у програмному середовищі PVSyst дозволило отримати помісячну та річну генерацію електричної енергії станції. За рік прогнозоване виробництво електричної енергії складе 109676 МВт·год

Капітальні витрати складають – 1682435,6 тис. грн, експлуатаційні витрати - 140985 грн. Термін окупності приблизно 4,12 років.

## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. ГДК 341.004.001-94 (ВБН В.2.4-94) «Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму вищою напругою 6 -750 кВ»;
2. СОУ-НЕК-341.001\_2019 Вимоги до вітрових та сонячних фотоелектричних електростанцій при їх роботі паралельно з ОЕС;
3. ДСТУ 8635.2016 «Площадки для ФЕС. Приєднання станцій до електроенергетичної системи».
4. ГКД 34.10.601-96 «Засоби захисту під час експлуатації енергоустановок. Норми річної потреби»;
5. СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49:2011 «Проектування кабельних ліній напругою до 330 кВ»;
6. ДНАОП 0.00-1.32-01 "Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок
7. ПУЕ-2017 «Правила улаштування електроустановок»
8. СОУ-Н ЕЕ 43.101:2009 «Приймання, застосування та експлуатація трансформаторних масел. Норми оцінювання якості»
9. СОУ-Н МЕВ 40.1-00100227-69:2012 «Виконання робіт з електрикою. Настанова»

## Додаток А

		<b>Позначення</b>	<b>Найменування</b>	<b>К-ть</b>	<b>Примітка</b>
1					
2			Документація		
3					
4	A4		Пояснювальна записка	83	
5					
6					
7			Презентаційні матеріали	15	
8					
9					
10					
11					
12					