

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 Жужоми Дмитра Юрійовича

(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 системи електропостачання та оцінка режимів роботи фотоелектричної станції «Васильківська» потужністю 115 МВт»

(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинго вою	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)

_____ Папаїка Ю.А.
(підпис) (прізвище, ініціали)

« _____ » _____ 20__ року

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

студенту Жужомі Д.Ю. 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 системи електропостачання та оцінка режимів роботи фотоелектричної станції «Васильківська» потужністю 115 МВт»

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

Розділ	Зміст	Термін виконання
Вступна частина	Обґрунтувати особливості та умови проектування фотоелектричної станції «Васильківська» потужністю 115 МВт у відповідності до вихідних даних та розташування. Запропонувати варіанти приєднання ФЕС до електричних мереж.	20.11.2023 р.
Основна частина	Виконати вибір основного електрообладнання фотоелектричної станції 115 МВт. Змоделювати очікувані режими генерації електричної енергії ФЕС із застосуванням спеціалізованого програмного забезпечення PVSyst.	05.12.2023 р.
Економічний	Визначити техніко-економічні показники проекту: капітальні та експлуатаційні витрати, термін окупності, економіну 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)

Жужома Д.Ю.
(прізвище, ініціали)

Реферат

Пояснювальна записка: 116 стор., 32 рис., 12 табл., 1 додатка, 8 джерел.

ФОТОЕЛЕКТРИЧНИЙ МОДКЛЬ, СОНЯЧНА СТАНЦІЯ, ІНВЕРТОРНА ПІДСТАНЦІЯ, ПІДСТАНЦІЯ ЗБОРУ ПОТУЖНОСТІ

Об'єкт кваліфікаційної роботи – фотоелектричної станції «Васильківська» потужністю 115 МВт.

Мета кваліфікаційної роботи – розробка системи електропостачання та оцінка режимів роботи фотоелектричної станції.

У вступній частині приведено коротку характеристику району будівництва та будівельного майданчика, прийнято попередні рішення та показники СЕС, визначено основні планувальні рішення та надано опис інженерних мереж.

В основній наведено основні електротехнічні рішення та виконано розрахунки щодо вибору кількості і параметрів фотоелектричних модулів, системи постійного струму, обрано електрообладнання перетворювальних інверторних підстанцій. Запропоновано основні технічні рішення щодо спорудження та застосування обладнання підстанції збору потужності 35/150 кВ. За допомогою програмного пакету PVSyst проаналізовано основні параметри режиму роботи СЕС із прогнозуванням режимів генерації електричної енергії, втрат потужності в елементах системи електропостачання станції, у тому числі з урахуванням деградації фотоелектричних модулів протягом періоду експлуатації.

В економічній частині наведено техніко-економічне обґрунтування прийнятих рішень та проведено розрахунки капітальних, експлуатаційних витрат, визначено очікуваний дохід власника та термін окупності проекту.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	5
1 ВСТУПНА ЧАСТИНА.....	6
1.1 Коротка характеристика району будівництва та будівельного майданчика.....	6
1.2 Попередні рішення та показники СЕС «Васильківська».....	8
1.3 Основні планувальні рішення та інженерні мережі.....	12
2 ОСНОВНА ЧАСТИНА.....	14
2.1 Основні електротехнічні рішення по Васильківській СЕС.....	14
2.2 Вибір кількості та параметрів ФЕМ.....	15
2.3 Вибір шафи збору потужності постійного струму.....	20
2.4 Інверторна підстанція.....	22
2.5 Метеостанція та основні вимоги до її функціонування.....	27
2.6 Вибір КЛ збору потужності на стороні постійного струму.....	28
2.6.1 Особливості прокладання КЛ.....	28
2.6.2 Вибір номінального перерізу жил кабелю мережі збору постійного струму.....	31
2.7 Електропостачання власних потреб.....	49
2.8 Система моніторингу ІПС.....	50
2.9 Блискавкозахист і заземлення.....	51
2.10 Основні електротехнічні рішення щодо ПС 35/150 кВ збору потужності.....	54
2.11 Розрахунок струмів короткого замикання.....	59
2.12 Вибір основного обладнання.....	60
2.12.1 Вибір потужності трансформаторного обладнання.....	61
2.12.2 Вибір комутаційного обладнання (вимикачів).....	62
2.12.3 Вибір трансформаторів струму для РЗА.....	63
2.13 Власні потреби змінного струму.....	74
2.14 Вибір системи оперативного постійного струму.....	75
2.15 Компонувальні рішення ПС 35/150 кВ Васильківської СЕС.....	85

2.15.1	Відкрита розподільна установка 150 кВ (ВРУ-150 кВ).....	87
2.15.2	Закрита розподільна установка 35 кВ (ЗРУ-35 кВ).....	88
2.15.3	Трансформатори 150/35 кВ 80 МВА.....	89
2.16	Управління підстанцією.....	90
2.17	Облік електричної енергії.....	94
2.18	Моделювання режимів роботи Васильківської СЕС засобами PVSyst.....	98
3	ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	104
3.1	Розрахунок капітальних витрат	105
3.2	Розрахунок експлуатаційних затрат	106
3.3	Розрахунок амортизаційних відрахувань	111
3.4	Висновки по розділу	112
	ВИСНОВКИ.....	114
	ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	115
	Додаток А.....	116

ВСТУП

Розвиток відновлюваної низьковуглецевої енергетики є одним із пріоритетів України, визначених Енергетичною Стратегією, Національним планом дій зі скорочення викидів та іншими документами.

Сонячна енергетика в Україні станом на зараз у 4 рази перевищує вітрову та у загальному балансі ВДЕ складає близько 80%. Це спричинено факторами швидкого будівництва відповідних об'єктів енергетики, високими «зеленими» тарифами, які стимулювали інвестування у відповідні проекти протягом 2017-2020 рр.

Теперішній стан справ у секторі енергетики свідчить про необхідність тотального переозброєння електроенергетичного сектору з поступовою заміною застарілих, неекологічних об'єктів традиційної відновлюваними джерелами.

Прогнозується подальше зростання обсягів будівництва сонячної, вітро- та біоенергетики, що сприятиме досягнення цілей сталого розвитку.

З урахуванням наведених вище позицій тема кваліфікаційної роботи є надзвичайно актуальною.

У роботі вирішується задача щодо розробки системи електропостачання та оцінки режимів роботи фотоелектричної станції «Васильківська» потужністю 115 МВт, що буде розташована у Дніпропетровській області.

1 ВСТУПНА ЧАСТИНА

1.1 Коротка характеристика району будівництва та будівельного майданчика

На земельних ділянках, розташованих за межами населених пунктів Васильківської сільської ради Васильківського району Дніпропетровської області, загальною площею 100 га та 128 га, передбачається нове будівництво наземної сонячної електростанції «Васильківська СЕС» орієнтовною потужністю 115 МВт.

В адміністративному відношенні земельні ділянки розташовані за межами населених пунктів Васильківської сільської ради Васильківського району Дніпропетровської області, з північної сторони – Ділянка №1 (100 га), з південної – Ділянка №2 (128 га) відносно с. Великоолександрівка.

Згідно ДСТУ-Н Б В.1.1-27:2010 майданчик знаходиться в II (Південно-Східному) архітектурно-будівельному кліматичному районі, в степовій зоні. Клімат району помірноконтинентальний, що характеризується посушливим літом, затяжною весною, короткою зимою з частими відлигами і примхливими коливаннями температури на весні. Характерні різкі зміни температури, сильні вітри, снігові замети.

Середньорічна температура повітря складає 8.8°C. Найхолодніший місяць січень має середню місячну температуру -4.3°C. Абсолютна мінімальна температура -26°C. Самий спекотний місяць липень має середньомісячну температуру + 21.5°C. Абсолютна максимальна температура + 30.0°C.

Система координат – СК-63. Система висот – Балтійська.

Параметри та опис Ділянки №1 (100 га):

- площа ділянки сонячної електростанції в огорожі складає – 100 0000 м²;- максимальні розміри ділянки в плані становлять: 1,24 км з півдня на північ, та 2,055 км з заходу на схід.

Параметри та опис Ділянки №2 (128 га):- площа ділянки сонячної електростанції в огорожі складає – 127 2241 м²; максимальні розміри ділянки в

плані становлять: 1,497 км з півдня на північ, та 1,607 км з заходу на схід (рисунок 1.1).

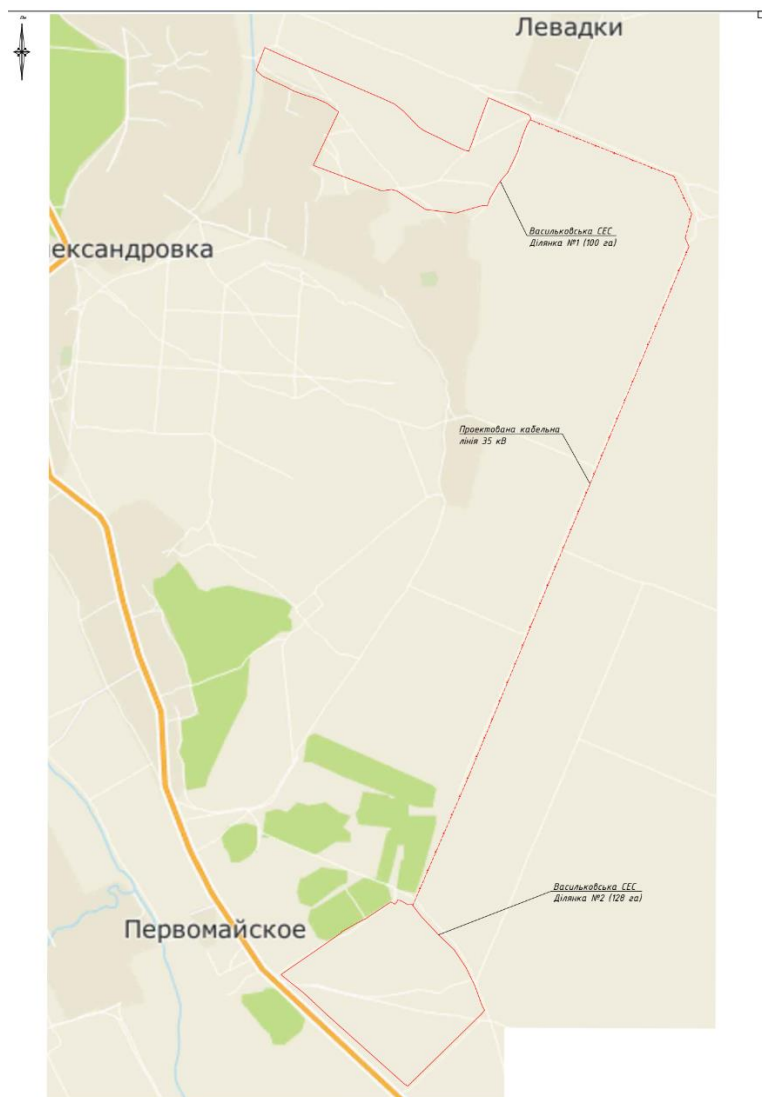


Рисунок 1.1 - Генплан ділянок №1, 2 СЕС «Васильківська» 115 МВт

Земельні ділянки Васильківської СЕС межують:

1) Ділянка №1 (100 га):

- з півночі – землі сільськогосподарського призначення, лісосмуга, ґрунтова дорога та за ними – селище Левадки;

- з заходу – приватні землеволодіння, ґрунтова дорога та за ними – селище Великоолександрівка;- зі сходу – землі сільськогосподарського призначення та ґрунтова дорога;- з півдня – землі сільськогосподарського призначення, ґрунтова дорога та за ними – селище Великоолександрівка.

2) Ділянка №2 (128,0 га):

- з півночі – занедбані фруктові сади, лісосмуга, ґрунтова дорога та землі сільськогосподарського призначення та за ними – с. Великоолександрівка;

- з заходу – занедбані фруктові сади, лісосмуга, ґрунтова та асфальтована автодорога Т0408 та за ними – селище Первомайське;

- зі сходу – землі сільськогосподарського призначення, лісосмуга та ґрунтова дорога;

- з півдня – лісосмуга, ґрунтова.

Земельні ділянка на теперішній час не використовується. Розміщення даного об'єкту на зазначених ділянках, не призведе до погіршення умов функціонування населеного пункту: інсоляції, перевантаження об'єктів інфраструктури, вулиць та доріг, а також інженерних мереж.

1.2 Попередні рішення та показники СЕС «Васильківська»

Генеральний план наземної сонячної електростанції Васильківської СЕС виконано згідно ДБН Б 2.2-12:2019 "Планування і забудова територій".

На майданчику відведеному під будівництво Ділянки №1 (100 га) передбачається (рис. 1.2):

- підстанція 150/35 кВ збору потужності (рис. 1.3);
- інверторні підстанції 35/0,55 кВ, 20 одиниць;
- ділянка фотоелектричних модулів з системами кріплення
- майданчик водозабірних свердловин;
- навіс для зберігання техніки;
- пост охорони, 2 одиниці;
- метеостанція, 3 одиниці;
- опора освітлення, 2 одиниці.

На майданчику відведеному під будівництво Ділянки №2 (128 га) передбачається (рисунки 1.4):

- Інверторні підстанції 35/0,55 кВ, 26 одиниці;
- Ділянка фотоелектричних модулів з системами кріплення;

- Метеостанція, 2 одиниці;
- Пост охорони, 2 одиниці;
- Зовнішня огорожа.

Для облаштування підстанції 150/35 кВ збору потужності передбачається:

- Відкрита розподільна установка 150 кВ (ВРУ-150 кВ);
- Закрита розподільна установки 35 кВ (ЗРУ-35 кВ);
- Трансформатори 150/35 кВ 80 МВА 150/35 кВ, 2 одиниці;
- Трансформатори власних потреб напругою 35/0,4 кВ потужністю 400 кВА, 2 одиниці;
- Загальностанційний пункт керування (ЗПК);
- Фільтро-компенсуюча установка 35 кВ №1, №2;
- Дизель-генератор;
- Насосної станції пожежогасіння;
- Пожежний резервуар води ємністю $V=170$ м, 2шт.;
- Резервуар аварійного зливу трансформаторного масла;
- Щогла блискавкозахисту, 2 шт;
- Резервуар №1 збору стічних вод $V=10$ м³;
- Резервуар №2 збору стічних вод $V=3$ м³;
- Зовнішня та внутрішня огорожа;
- Опора освітлення;
- Майданчик обслуговування трансформаторів, 2 одиниці.

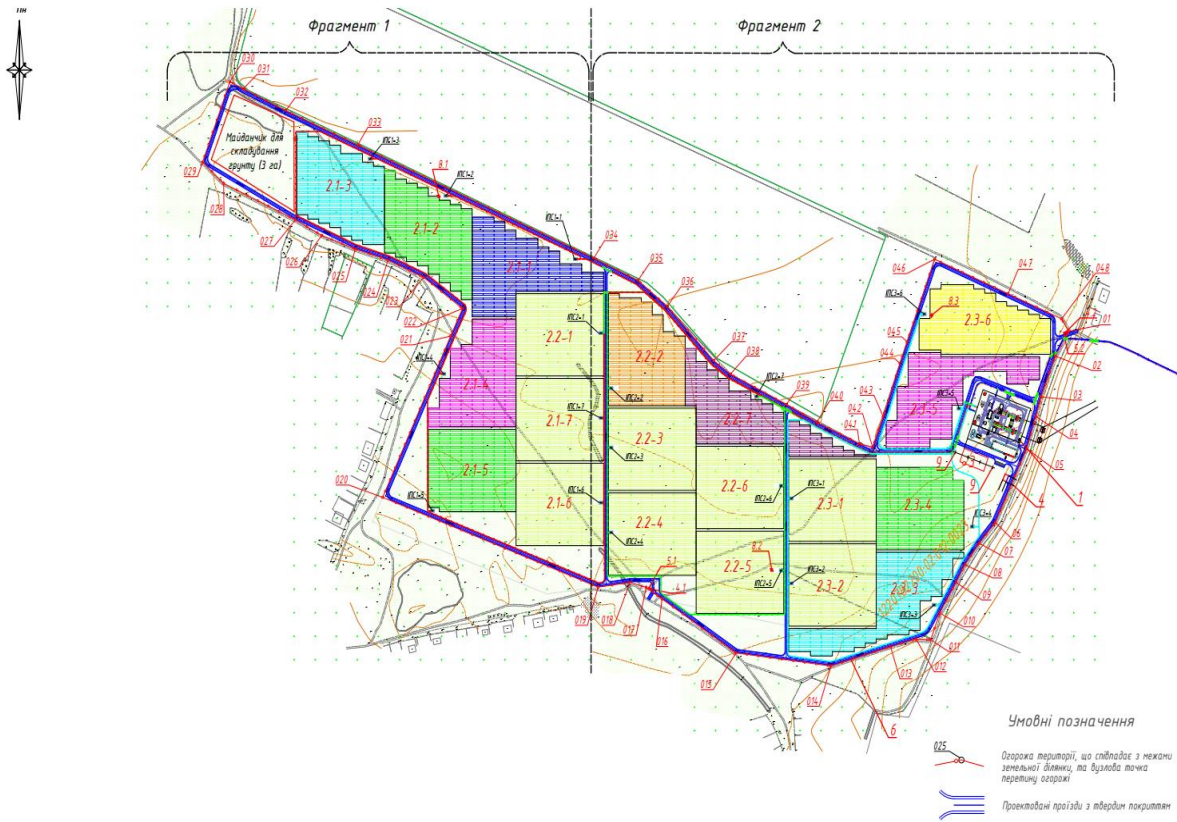


Рисунок 1.2 - Генплан розташування полів фотомодулей, інверторних підстанцій та ПС 35/150 кВ Ділянки №1 Васильківської СЕС

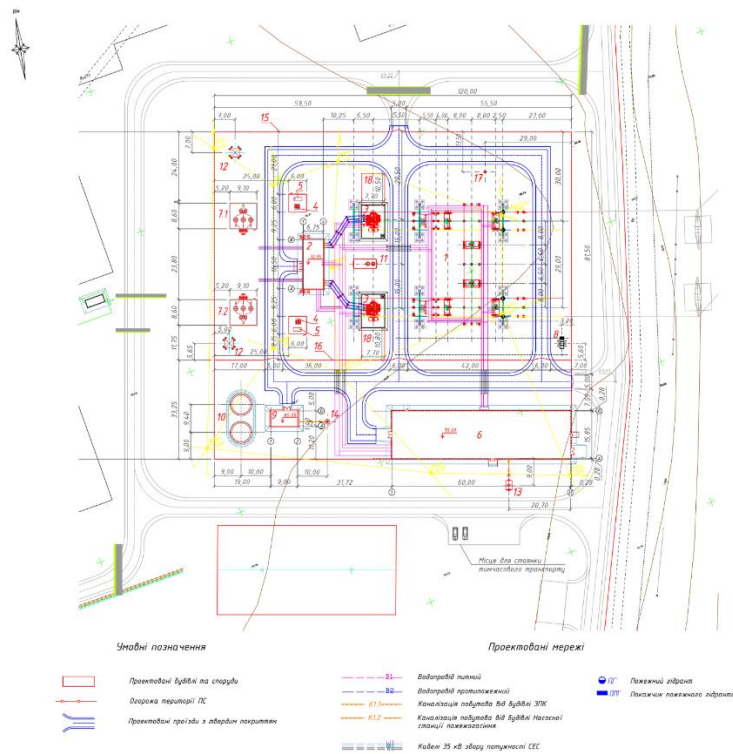


Рисунок 1.3 - Генплан розташування підстанції збору потужності ПС 35/150 кВ Васильківської СЕС



Рисунок 1.4 - Генплан розташування полів фотомодулей та інверторних підстанцій Ділянки №2 Васильківської СЕС

Основні показники генерального плану:

- Загальна площа забудови Васильківської СЕС – 1670999,92 м²;
- Щільність забудови – 73,3 %.

Розміщення будівель і споруд Васильківської СЕС та ПС 150/35 кВ збору потужності виконано згідно технологічних вимог до обладнання, а також з урахуванням вимог протипожежних і санітарних норм і правил.

На територію кожної ділянки Васильківської СЕС запроєктовано 2 в'їзди та 2 в'їзди на територію ПС 150/35 кВ збору потужності (по периметру).

До Ділянок №1 та №2 Васильківської СЕС передбачається улаштування під'їзних шляхів від автомобільних доріг загального користування.

Для технологічного і протипожежного обслуговування проєктованих будівель і споруд Васильківської СЕС передбачається кільцевий проїзд навколо території СЕС в межах огорожі та додаткові внутримайданчикові технологічні проїзди.

Для технологічного і протипожежного обслуговування проєктованих будівель і споруд ПС 150/35 кВ збору потужності передбачається кільцевий проїзд навколо території підстанції, а також проїзди всередині підстанції вздовж устаткування та довгих сторін будівель.

Дороги по територіям Ділянки №1 (100 га) та Ділянки №2 (128 га) Васильківської СЕС та ПС 150/35 кВ збору потужності передбачаються з твердим покриттям.

Ширина проїздів прийнята 4,5 м для периметральної внутримайданчикової дороги, 3,5 м для додаткових внутримайданчикових технологічних проїздів, 4,0 м на території ПС 150/35 кВ збору потужності.

Радіус повороту прийнято переважно 15,0 м, найменший радіус повороту 6,0 м, радіус повороту на трейлерному шляху для заїзду на територію підстанції 150/35 кВ збору потужності – 15,0 м.

1.3 Основні планувальні рішення та інженерні мережі

Враховуючи містобудівні умови забудови ділянки (інсоляція, інфільтрація, протипожежні розриви, гідрогеологічні особливості), Васильківської СЕС не призведе до погіршення умов функціонування населеного пункту: інсоляції, перевантаження об'єктів інфраструктури, вулиць та доріг, а також інженерних мереж.

Виходячи із умов максимального збереження існуючого рельєфу, та мінімальних об'ємів земляних робіт - планувальні відмітки території наближені до природних відміток землі. Існуючий рельєф ділянок Васильківської СЕС

рівний, спокійний. Перепад існуючих відміток незначний. На ділянці №1 існуючий рельєф знижується від абсолютної позначки 67,0 м до абсолютної позначки 70,0 м на відстані 2041,0 м, що складає 1,5%. На ділянці №2 існуючий рельєф знижується від абсолютної позначки 99,0 м до абсолютної позначки 79,0 м на відстані 1609,0 м, що складає 12%. Транспортна та пішохідна доступність забезпечується проєктованими проїздами.

Улаштування пішохідних тротуарів та доріжок передбачається від проєктованих доріг до ганків будівель. На території ВРУ-150 кВ підстанції передбачається щебенева-гравійна підсипка. У вечірній і нічний час територія освітлюється ліхтарями мережі освітлення. Навколо території ПС 150/35 кВ збору потужності та на вільних місцях всередині передбачається влаштування газону.

На території обох ділянок Васильківської СЕС передбачається прокладання кабельних мереж збору потужності 35 кВ, збору потужності постійного струму та кабелі власних потреб сонячного поля, а також кабелі ВОЛЗ та відеоспостереження у траншеях згідно ПУЕ.

Кабельні мережі збору потужності 35 кВ Ділянки №2 прокладаються у траншеї до будівлі ЗРУ 35 кВ розташованої на Ділянці №1 Васильківської СЕС.

Територією підстанції 150/35 кВ збору потужності Ділянки №1 кабелі прокладаються у кабельних каналах, кабельних лотках та траншеях. Також на території ПС 150/35 кВ збору потужності проєктом передбачається підземна прокладка протипожежного та питного водопроводів.

Від будівель ЗПК та Насосної станції пожежогасіння проєктом передбачається відведення стічних вод від всіх санітарних приладів, яке здійснюється по каналізації в резервуари №1 та №2 збору стічних вод (септики) $V=10 \text{ м}^3$ та $V=3 \text{ м}^3$. Від трансформаторів до аварійного маслозбірника передбачається підземна прокладка масловідводів.

2 ОСНОВНА ЧАСТИНА

2.1 Основні електротехнічні рішення по Васильківській СЕС

Згідно завдання кваліфікаційної роботи, передбачається будівництво сонячної електростанції потужністю 115 МВт на ділянках 100 і 128 га Васильківської ТГ, відповідно до генплану та рисунків 1.1-1.3:

- 1) ділянка №1 (100,0 га) – 50 МВт;
- 2) ділянка №2 (128,0 га) – 65 МВт.

Загальна інверторна потужність станції передбачена на рівні 115 МВт. Передбачаються типові для об'єктів ДТЕК ВДЕ рішення щодо застосування інверторних підстанцій з напругою 800-1300 В DC – 0,55 кВ AC (два інвертори типу GSM 1250 кВт виробництва KSTAR), які підключаються до підвищувального трансформатора першого рівня з напругою перетворення 0,55/35 кВ потужністю 2500 кВА з подальшою видачею потужності на ЗРУ-35 кВ і підстанцію збору потужності 35/150 кВ з двома силовими трансформаторами потужністю по 80 МВА кожен. Такі рішення успішно застосовані при будівництві і подальшій експлуатації «Нікопольської СЕС» 200 МВт та «Покровської СЕС» 240 МВт у Дніпропетровській області, які входять до ТОП-5 сонячних станцій у Європі за потужністю.

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

- ділянка 1

$$N_{\text{ІПС.1}} = P_{\text{інв.д1}}/S_{\text{ном.т.ІПС}} = 50000/2500 = 20 \text{ одиниць}$$

- ділянка 2

$$N_{\text{ІПС.2}} = P_{\text{інв.д2}}/S_{\text{ном.т.ІПС}} = 65000/2500 = 26 \text{ одиниць}$$

Кількість інверторів на кожній ділянці буде у два рази більше, ніж кількість ІПС:

- ділянка 1

$$N_{\text{інв.Д1}} = P_{\text{інв.Д1}} / P_{\text{ном.інв}} = 50000 / 1250 = 40 \text{ одиниць}$$

- ділянка 2

$$N_{\text{інв.Д2}} = P_{\text{інв.Д2}} / P_{\text{ном.інв}} = 65000 / 1250 = 52 \text{ одиниць}$$

Приймаємо коефіцієнт перевантаження інверторів по DC на рівні 1,343

Переходимо до вибору фотоелектричних модулів.

2.2 Вибір кількості та параметрів ФЕМ

Приймаємо до встановлення ФЕМ типу Risen RSM72- 6-370M з каталогу програмного забезпечення PVSyst з метою подальшого моделювання режиму роботи станції у відповідному програмному продукті.

Основні технічні характеристики ФЕМ наведені на рисунках 2.1-2.4 та у таблиці 2.1.

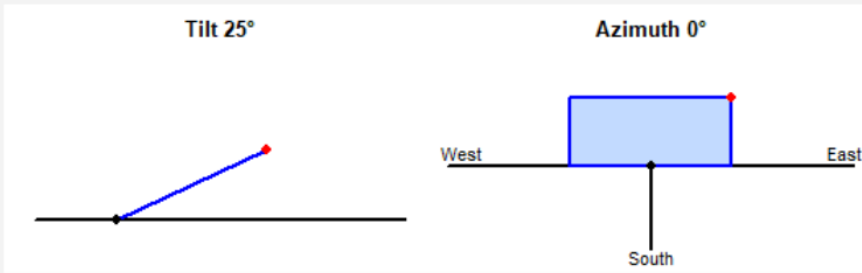
Розташування панелей – на південь під кутом 25 градусів. Таке розташування дозволяє отримати максимальну генерацію електричної енергії від ФЕМ (рис. 2.1).

Field type Fixed Tilted Plane

Field parameters

Plane tilt 25.0 °

Azimuth 0.0 °



Quick optimization

Optimization with respect to

Yearly irradiation yield

Summer (Apr-Sep)

Winter (Oct-Mar)

Yearly meteo yield

Transposition Factor FT 1.18

Loss with respect to optimum -2.3%

Global on collector plane 1516 kWh/m²

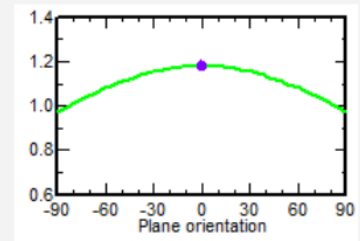
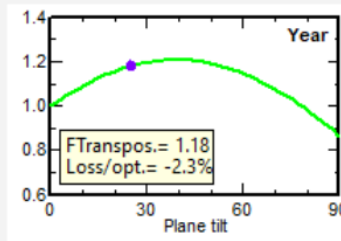


Рисунок 2.1 - Розташування фотоелектричних модулів (моделювання)

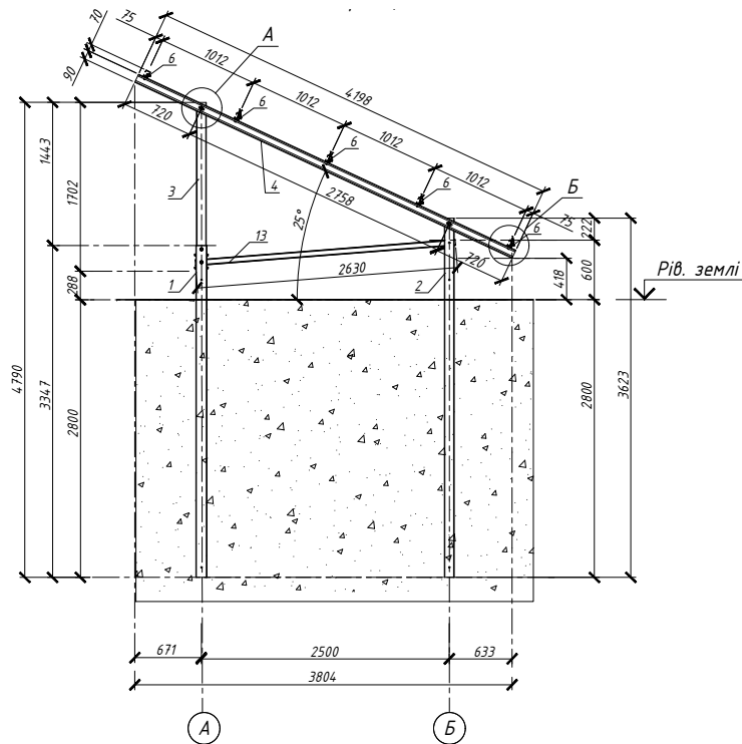


Рисунок 2.2 - Розташування фотоелектричних модулів (конструкція столу)

Definition of a PV module

Basic data | Sizes and Technology | Model parameters | Additional Data | Commercial | Graphs

Model: RCM-370-6MA- 15S (1500V) Manufacturer: Recom
 File name: Recom_RCM_370_6MA_15S.PAN Data source: Manufacturer 2018
 Original PVsyst database Prod. Since 2018

Nom. Power (at STC): 370.0 Wp Tol. +/- 0.0 2.0 %
 Technology: Si-mono

Manufacturer specifications or other measurements

Reference conditions	GRef	1000	W/m ²	TRef	25	°C
Short-circuit current	Isc	9.830	A	Open circuit Voc	48.33	V
Max Power Point	Impp	9.310	A	Vmpp	39.78	V
Temperature coefficient	muIsc	4.9	mA/°C	Nb cells in series	72	in series
	or muIsc	0.050	%/°C			

Internal model result tool

Operating conditions	GOper	1000	W/m ²	TOper	25	°C
Max Power Point	Pmpp	370.4	W	Temper. coeff.	-0.39	%/°C
	Current Impp	9.31	A	Voltage Vmpp	39.8	V
Short-circuit current	Isc	9.83	A	Open circuit Voc	48.3	V
Efficiency	/ Cells area	20.95	%	/ Module area	19.09	%

Model summary

Main parameters

- R shunt: 400 Ω
- Rsh(G=0): 1600 Ω
- R serie model: 0.31 Ω
- R serie max.: 0.33 Ω
- R serie apparent: 0.50 Ω

Model parameters

- Gamma: 0.976
- IoRef: 0.02 nA
- muVoc: -162 mV/°C
- muPMax fixed: -0.40 /°C

Definition of a PV module

Basic data | Sizes and Technology | Model parameters | Additional Data | Commercial | Graphs

Description: **Recom, RCM-370-6MA- 15S (1500V)**

Module

- Length: 1956 mm
- Width: 992 mm
- Thickness: 40.0 mm
- Weight: 24.00 kg
- Module area: 1.940 m²

Cells

- In series: 72
- In parallel: 1
- Size W x H: 156.7 156.7 mm
- Cell area: 245.5 cm² ✓
- Cells area: 1.768 m² ?

Definition of Module's sizes is mandatory: it is used for the determination of the "usual" efficiency.
 Cells area is facultative: if defined it allows for the definition of the efficiency at cell level.

Module technology and specificities

Maximum Array Voltage

Absolute maximum voltage of the Array in any conditions (i.e. Voc at lowest possible ambient temperature).

- Maximum voltage IEC: 1500 V
- Maximum voltage UL (US): 1500 V

By-pass protection diodes

- Nb. of submodules: 3 /module ?
- (i.e. functional by-pass diodes) ?
- Submodule partition:
 - In length
 - In width
 - Shingled cells
 - Other
 - Twin half cells
 - Twin third cells, 5 rows
 - Twin third cells, 6 rows

Tile module
 CPV: Concentrating module
 Bifacial module

Рисунок 2.3 – Основні технічні характеристики ФЕМ

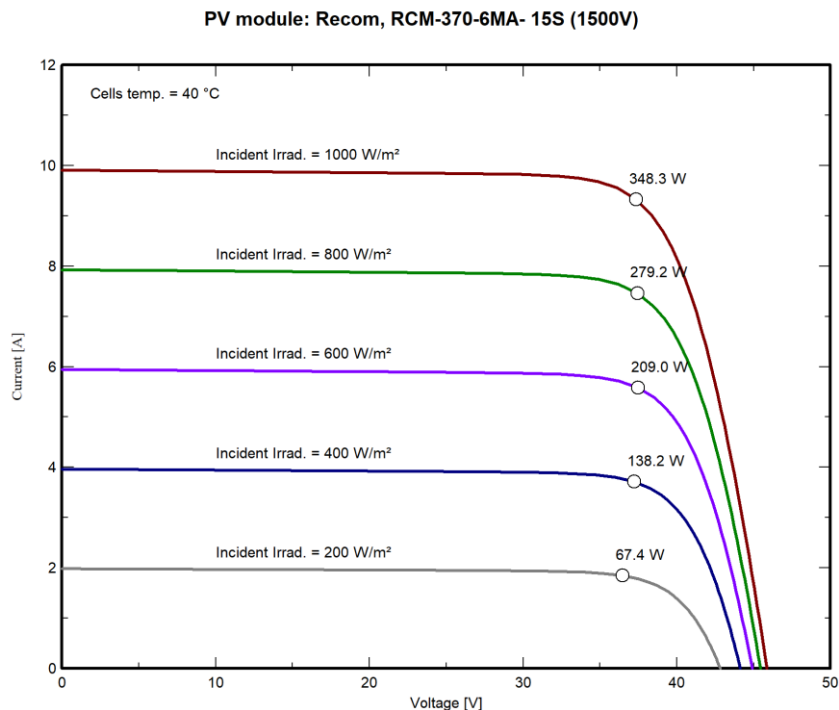
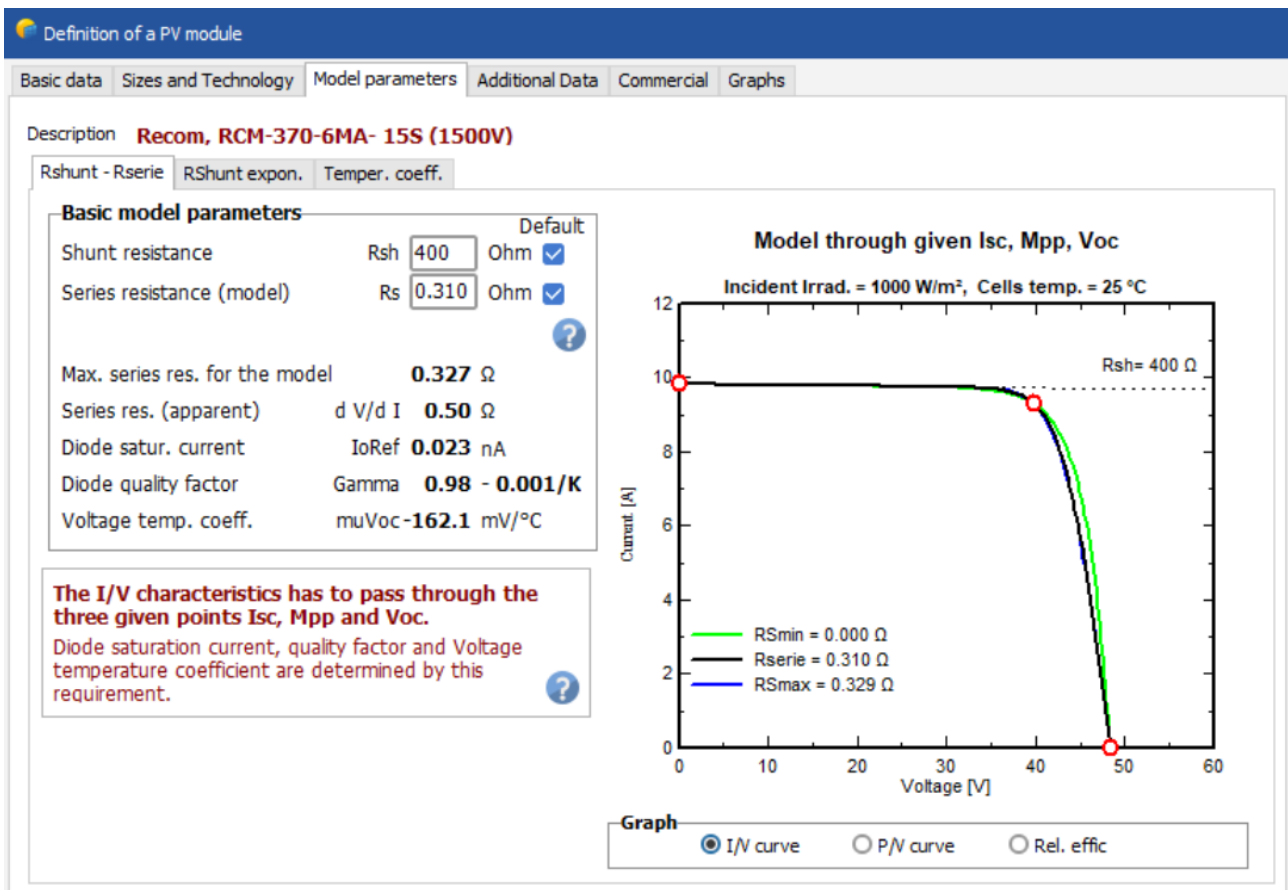


Рисунок 2.4 – Основні параметри моделі ФЕМ з режимами роботи модулів

ФЕМ встановлюються на опорні конструкції (рисунок 2.2). На кожній конструкції розміщується по 52 ФЕМ – 4 ряди по 13 ФЕМ в орієнтації більшої

сторони панелі паралельно до землі (альбомна орієнтація). Конструкцію відповідної системи встановлення ФЕМ приведено на рисунку 2.2.

Бібліотеки PVSystem створені на основі даних мануалів виробників, тому є найбільш точними та гнучкими у питаннях швидкого пошуку і застосування характеристик при моделюванні режиму роботи СЕС.

З'єднання ФЕМ у збірки здійснюються своїми кабелями. ФЕМ об'єднуються у збірки по 26 панелей і заводяться до шаф збору потужності постійного струму. Для цього використовується спеціальний сонячний кабель постійного струму з подвійною ізоляцією і з захистом від ультрафіолетового випромінювання PV1-F 1×4,0 мм². Підключення кабелів до збірок ФЕМ виконується за допомогою спеціальних роз'ємів типу PV-C1F-S 2,5-6 (+) та PV-C1M-S 2,5-6 (-) виробництва Phoenix Contact.

Загальна кількість ФЕМ, що передбачено до встановлення, складає: 371 004 од:

ділянка №1:

- фотоелектричний модуль (ФЕМ) – 165 568 од;

ділянка №2:

- фотоелектричний модуль (ФЕМ) – 215 436 од;

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

$$P_{stc.DC} = P_{STC}N_{ФЕМ} = 0,37 \cdot 371004 = 140\,971 \text{ кВт}$$

Коефіцієнт перевантаження інвертора по стороні DC за STC :

$$K_{пер.dc} = P_{stc.DC}/P_{inv} = 140971 / 115000 = 1,343$$

за $NOCT_{ФЕМ}$:

$$P_{NOCT.DC} = P_{NOCT}N_{ФЕМ} = 0,2768 \cdot 371004 = 102\,694 \text{ кВт}$$

2.3 Вибір шафи збору потужності постійного струму

Виходячи з технічних характеристик ФЕМ, вони з'єднуються в збірки по 26 модулів в кожній. Кабельними лініями (КЛ) постійного струму напругою до 1500 В відповідні збірки підключаються до шаф збору потужності постійного струму (ШЗП) – до 16 збірок ФЕМ.

ШЗП кабельними лініями приєднуються до інверторних підстанцій (ІПС). До кожної ІПС приєднується до 24 ШЗП. Всього на кожну ІПС приходиться до 384 збірок ФЕМ.

Схему збору потужності постійного струму на прикладі однієї ІПС наведено на рисунку 2.5.

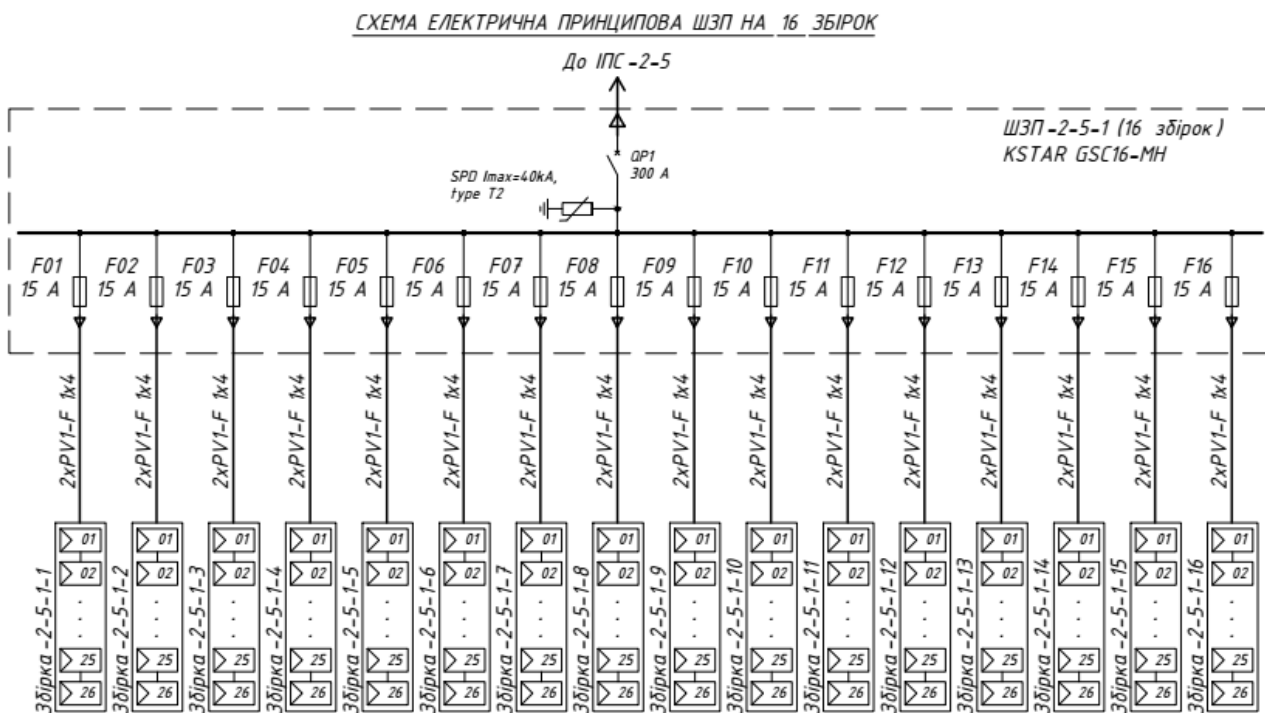


Рисунок 2.5 - Однолінійна схема шафи збору потужності постійного струму типу KST GSC16-MH

Проектом передбачається використання шафи збору потужності (ШЗП) постійного струму типу KST GSC16-MH. Основні технічні характеристики ШЗП наведені в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 - Основні технічні характеристики ШЗП

MODEL	GSC08-M	GSC12-M	GSC16-M	GSC08-DM	GSC12-DM	GSC16-DM
INPUT						
Max. PV string parallel inputs	8	12	16	8	12	16
Rated current for each string	15A					
Operating voltage range	200~1000Vdc					
System power	From PV array					
Diode spec	Without			55A/1600V		
Communication	RS485 / Modbus-RTU protocol, 9600bps					
Isolation resistance	>10MΩ					
ENVIRONMENT						
Operating temperature	-40 C ~ +65 C					
Humidity range	0~95% (non-condensing)					
Altitude	3000m					
Protection rating	IP65					
PHYSICAL						
Dimensions WxDxH (mm)	720x200x514			720x240x640		
Weight (kg)	26	35		32	40	

MODEL	GSC08-MH	GSC12-MH	GSC16-MH	GSC08-DMH	GSC12-DMH	GSC16-DMH
INPUT						
Max. PV string parallel inputs	8	12	16	8	12	16
Rated current for each string	15A					
Operating voltage range	400~1500Vdc					
System power	From PV array					
Diode spec	Without			55A/2100V		
Communication	RS485 / Modbus-RTU protocol, 9600bps					
Isolation resistance	>10MΩ					
ENVIRONMENT						
Operating temperature	-40 C ~ +65 C					
Humidity range	0~95% (non-condensing)					
Altitude	3000m					
Protection rating	IP65					
PHYSICAL						
Dimensions WxDxH (mm)	810x206x680			840x235x680		
Weight (kg)	35	40		32	45	



Рисунок 2.6 – Шафа збору потужності постійного струму (загальний вигляд)

Принцип роботи ШЗП. Для захисту збірок ФЕМ від коротких замикань та зворотних струмів приєднання виконано через роз'єднувач з запобіжником на кожен полюс. В колі лінії видавання імпульсної перенапруги встановлено пристрій захисту від імпульсної перенапруги (ПЗП). Підключення кабелів від збірок ФЕМ виконується за допомогою клемних затискачів.

Схему ШЗП наведено на рисунку 2.7.

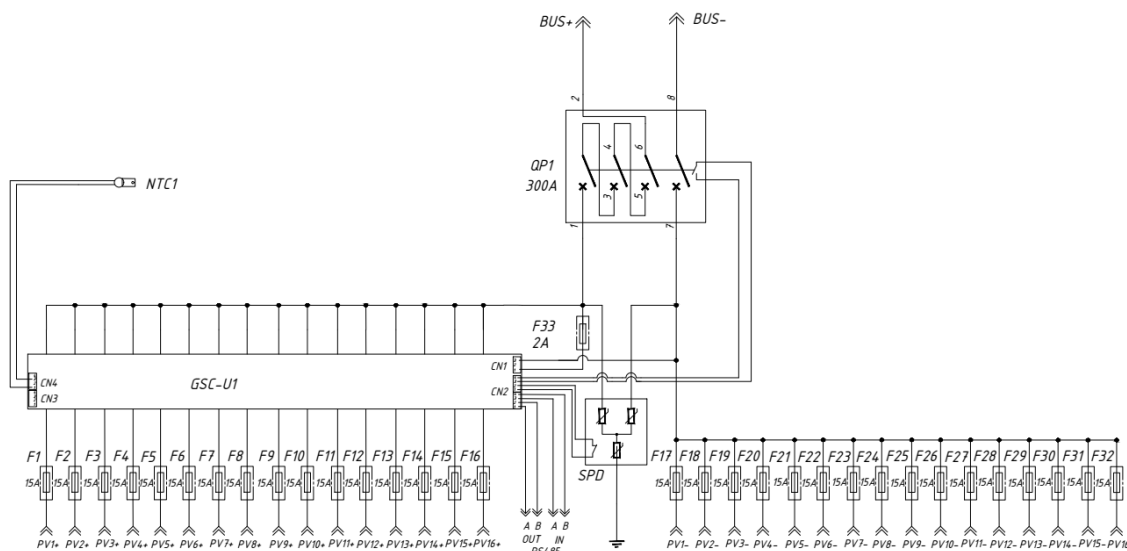


Рисунок 2.7 - Схема шафи збору потужності

ШЗП здійснює моніторинг струмів збірок, напруги та стану запобіжників, вимикача навантаження та пристрою захисту від імпульсних перенапружень. Контролер GSC-U1 у ШЗП підключається до пристрою моніторингу HFNA2-S інверторної підстанції інтерфейсу RS-485.

ШЗП підключається до пристрою моніторингу HFNA2-S інверторної підстанції інтерфейсу RS-485.

2.4 Інверторна підстанція

ПС об'єднано КЛ змінного струму напругою 35 кВ у технологічні магістралі (7 технологічних магістралей по 6 ПС в кожній) і приєднано до ПС 150/35 кВ збору потужності до ЗРУ-35 кВ.

До складу ПС входить 2 інвертора типу GSM 1250. Детальні технічні характеристики приведені з програмного продукту PVSyst на рисунку 2.8. На рисунку 2.9 наведено параметри режиму роботи прийнятого інвертора з метою подальшого використання при моделюванні режимі роботи станції.

Grid inverter definition

Main parameters | Efficiency curve | Additional parameters | Output parameters | Sizes and Technology | Commercial data

Model: GSM1250 | Manufacturer: KStar
 File name: KStar_GSM1250.OND | Data source: Manufacturer 2018
 Original PVSyst database | Prod. Since 2017

Input side (DC PV field)

Minimum MPP Voltage: 800 V
 Min. Voltage for PNom: 800 V
 Maximum Input Current: 1581.7 A
 Nominal MPP Voltage: 1050 V
 Maximum MPP Voltage: 1300 V
 Absolute max. PV Voltage: 1500 V
 Power Threshold: 12500 W Default

Contractual specifications, without real physical meaning Required

Nominal PV Power: 1250 kW
 Maximum PV Power: 1625 kW
 Maximum PV Current: 1750 A

Output side (AC grid)

Frequency: 50 Hz 60 Hz
 Monophased Triphased Biphased

Grid voltage: 550 V
 Nominal AC Power: 1250 kW
 Maximum AC Power: 1375 kW
 Nominal AC current: 1312 A
 Maximum AC current: 1443 A

Efficiency

Maximum efficiency: 99.00%
 EURO efficiency: 98.70%
 Efficiency defined for 3 voltages

Рисунок 2.8 - Детальні технічні характеристики інвертора типу GSM 1250 з діалогового вікна PVSyst

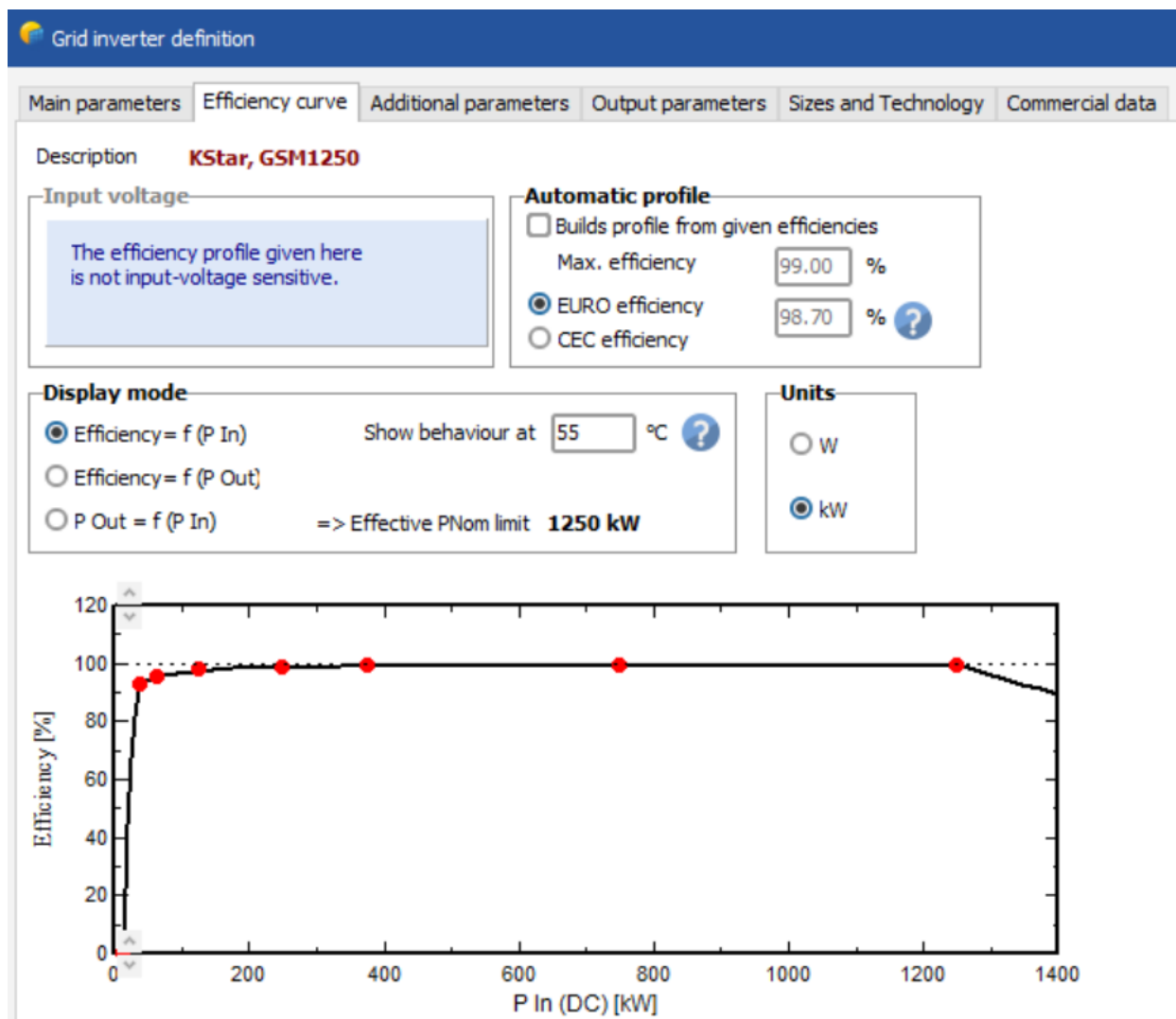


Рисунок 2.9 - Параметри режиму роботи інвертора типу GSM 1250 з діалогового вікна PVSyst

На території СЕС розташовується 46 інверторних підстанцій (ІПС) Проект передбачається використання ІПС KSTAR контейнерного типу. ІПС являє собою цільний сталевий контейнер з розташованим у середині обладнанням. Контейнер поділений на три камери: камеру інверторів, трансформаторну камеру та високовольтну камеру. У контейнері встановлено 2 інвертора KSTAR GSL1250, сухий трансформатор власних потреб, комірочки вимикачів високої та низької напруги, пристрій моніторингу HFNA2-S (рис. 2.11).

Основні технічні характеристики інверторної підстанції та однолінійну схему наведено на рисунку 2.11, а її загальний вигляд і технічні характеристики – на рисунку 2.10.

Напруга силового трансформатора по високій стороні складає 35 кВ, це дозволяє знизити робочий струм.

ПС обладнано захистом від коротких замикань та захистом від перенапруги, то додаткове захисне обладнання не потрібне.

Схема ПС по стороні 35 кВ – прохідна. Схему ПС наведено на рисунку 2.13.

Інвертори, датчики та виконавчі пристрої інверторної підстанції підключаються пристрою моніторингу HFNA2-S. Інверторні підстанції з'єднуються між собою та ПС 150/35 кВ збору потужності по інтерфейсу 100Base-FX оптичними магістралями. Кабельні вводи в інверторні підстанції виконуються в захисних трубах. Труби фундамент ПС закладаються з нахилом 0,5° назовні.

GSL2500C-MV

DC1000V Turnkey Solution (Inverter+MV Transformer+RMU)



Max. PV voltage up to 1000V
Max. 40 DC inputs

Max. DC/AC ratio up to 1.5
Full power output under 50°C

IP54 outdoor protection
Modular design for
Easy maintenance

AGC/AVC
Night SVG function
LVRT/HVRT/FRT function

Technical Specifications

MODEL	GSL2500C-MV
Input	
Max. DC input voltage	1000Vdc
MPPT voltage range	580-850Vdc
Number of DC input	16(400A) / 40 (200A)
Max. input current	3870A
Output	
Rated output power	2500kW
Max. output power	2750kW
AC output voltage	10-35kV
LV/MV voltage	0.4kV / 10-35kV
Grid frequency range	50 / 60Hz(±4.5Hz) (adjustable)
Power factor (cos φ)	1 (0.9 leading - 0.9 lagging) (adjustable)
THDI	<3%
System features	
Inverter Max. efficiency	99%
Inverter Euro efficiency	98.7%
MPPT efficiency	>99%
Cooling type	Forced air cooling
Communication interface	RS485, External Ethernet (optional)
Environment	
Operating temperature range	-40 60 More than 50 derating
Humidity range	0 95% (non-condensing)
Altitude	2000m
Noise level	<65dB
Protection rating	IP54
Protection devices	
AC leakage current fault protection	Yes
LVRT	Yes
Ground fault protection	Yes
Anti-islanding protection	Yes
DC overvoltage protection	Yes
DC surge protection	Yes
AC surge protection	Yes
DC reverse-polarity protection	Yes
Physical	
Dimensions W x D x H (mm)	6058X2438X2896
Weight(t)	16

Specifications subject to change without prior notice.

Рисунок 2.10 - Загальний вигляд і технічні характеристики інверторної підстанції KSTAR-2500

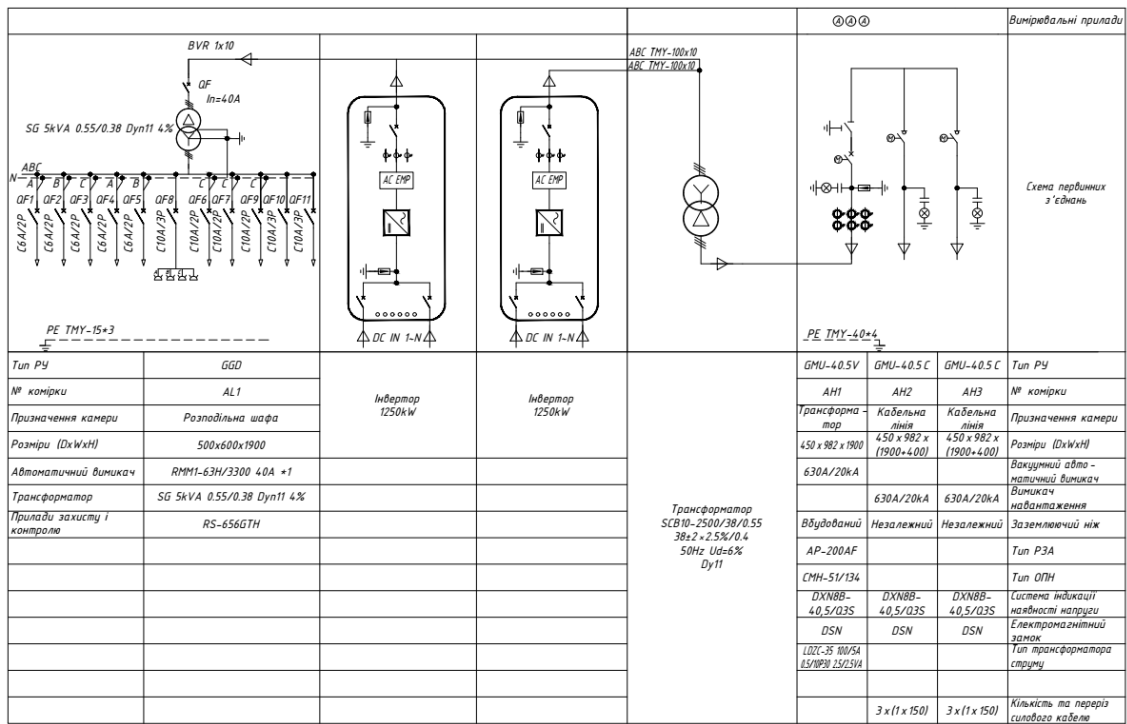


Рисунок 2.11 - Однолінійна схема інверторної підстанції KSTAR-2500

Схему збору потужності змінного струму від ІПС на прикладі ділянки № 1 наведено на рисунку 2.12.

Васильківська СЕС складається з наступних основних технологічних елементів і устаткування:

1) ділянка №1:

- фотоелектричний модуль (ФЕМ) – 165 568 од;
- комплект металоконструкцій для 52 панелей – 3 184 од;
- шафа збору потужності постійного струму (ШЗП) – 420 од;
- інверторна підстанція (ІПС) – 20 шт;
- метеостанція – 2 шт.;

2) ділянка №2:

- фотоелектричний модуль (ФЕМ) – 215 436 од;
- комплект металоконструкцій для 52 панелей – 4 143 од;
- шафа збору потужності постійного струму (ШЗП) – 527 од;
- інверторна підстанція (ІПС) – 26 шт;
- метеостанція – 2 шт.

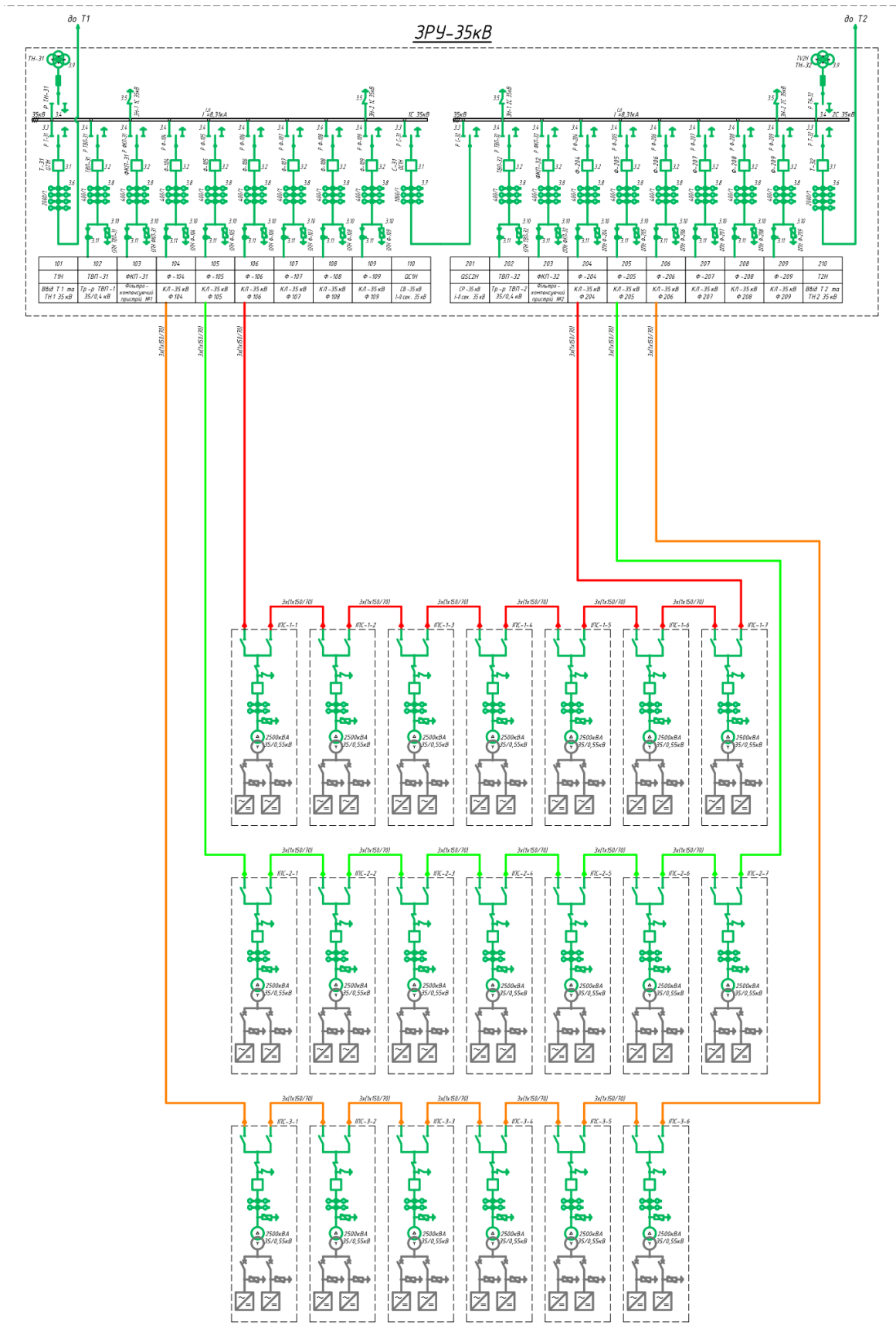


Рисунок 2.12 - Однолінійна схема збору потужності змінного струму на прикладі ділянки №1

2.5 Метеостанція та основні вимоги до її функціонування

Призначення метеостанції:

- вимірювання поточних значень 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) Васильківської 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 HFNA2-S найближчої інверторної станції по інтерфейсу RS-485.

2.6 Вибір КЛ збору потужності на стороні постійного струму

2.6.1 Особливості прокладання КЛ

Для підключення збірок ФЕМ до ШЗП застосовуються кабелі PV1-F 1x4 мм² з подвійною ізоляцією, стійкою до ультрафіолету. Вибір перерізу струмовідних жил наведено у розділі 3.1.1. Кабельні лінії (КЛ) збору потужності постійного струму від ФЕМ прокладаються по опорних конструкціях (столах) і в траншеях в містах переходу між рядами опорних конструкцій. У ґрунті кабелі від ФЕМ прокладаються у траншеях на глибині 0,7 м.

Напрямок трас кабельних ліній від ШЗП до ІПС вибрано з урахуванням розташування ШЗП, ІПС та опорних металоконструкцій (столів).

У зв'язку з високим рівнем ґрунтових вод на ділянці №1 для підключення ШЗП до ІПС застосовується алюмінієвий броньований кабель з посиленою

ізоляцією з можливістю його прокладки у ґрунтах з підвищеною вологістю перетином $2 \times 120 \text{ мм}^2$. На ділянці №2 для підключення ШЗП до ІПС застосовується алюмінієвий броньований кабель перетином $2 \times 120 \text{ мм}^2$.

Кабельні лінії збору потужності від ШЗП до ІПС прокладаються у траншеях на глибині 0,7 м як окремо, так і сумісно з мережами постійного струму від ФЕМ до ШЗП та мережами системи моніторингу. Відстань між сусідніми кабелями у траншеї прийнята не менше 0,1 м, від краю стінки до кабелів не менше 0,1 м, до кабелів у сусідніх траншеях має складати не менше 0,5 м, до фундаментів не менше 1 м, до заземлювачів не менше 0,3 м, до бровки проїздів не менше 1 м.

План трас КЛ постійного струму від ШЗП до ІПС на прикладі інверторної зони 2-5 наведено на плані кабельних трас (див. рисунок 2.13).

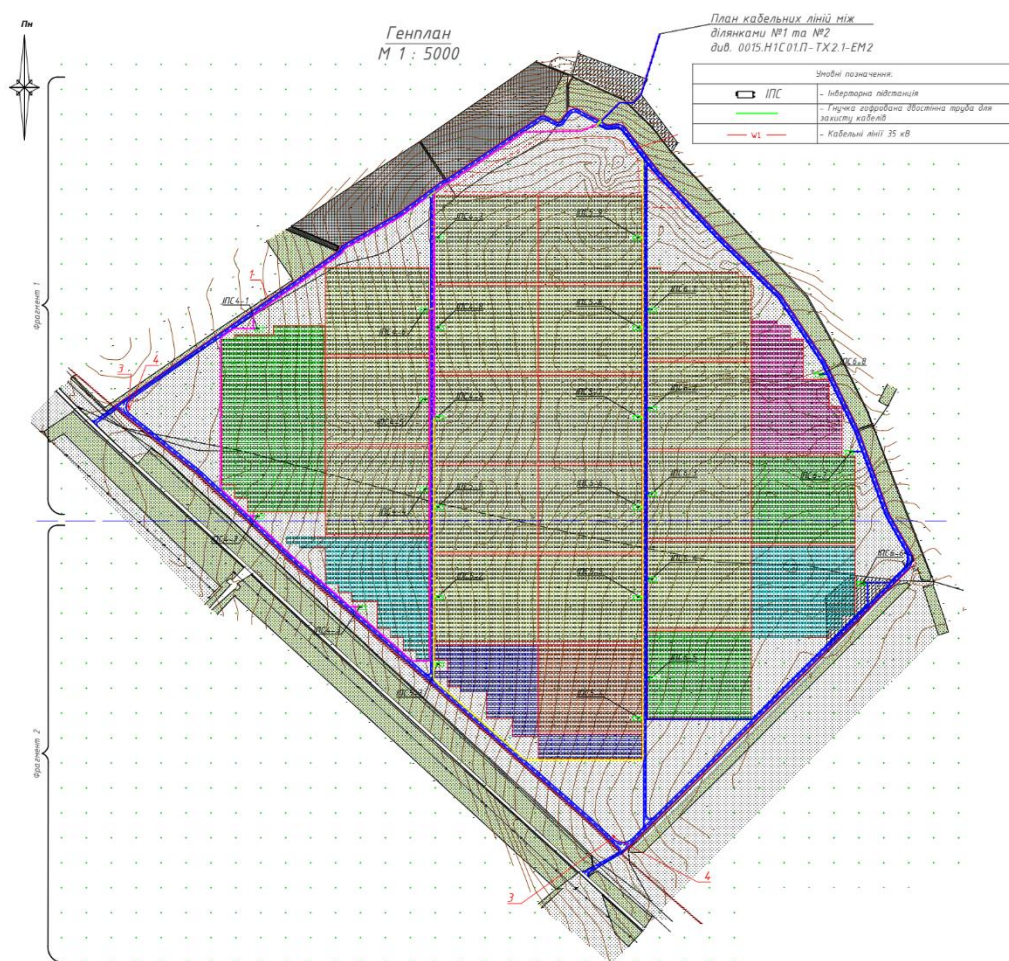


Рисунок 2.13 – План кабельних трас на прикладі Ділянки №2

Для захисту від механічних пошкоджень підйом каблів $2 \times 120 \text{ мм}^2$ із траншеї до ШЗП здійснюється в ПВХ трубі $\text{Ø}63$ мм стійкої до ультрафіолетового випромінювання.

Ввід кабелю в інверторну підстанцію (ІПС) виконується в захисних трубах. У фундаментах кожної ІПС передбачено закладні труби $\text{Ø}63$.

Для герметизації кабельних ввідів та запобігання потрапляння води в інверторні підстанції передбачено використання бандажних стрічок зовні закладних труб у фундаментах ІПС.

Перетин автомобільної дороги кабельними лініями від ШЗП до ІПС виконується в трубах ПЕ $\text{Ø}90$ мм. Перехід кожної лінії мереж постійного струму від ШЗП до ІПС виконується в окремій трубі ПЕ $\text{Ø}90$ мм. В місці переходу через автомобільну дорогу передбачено по одній резервній трубі ПЕ $\text{Ø}90$ мм.

Резервні труби ПЕ $\text{Ø}90$ мм під автомобільною дорогою та резервні закладні труби $\text{Ø}63$ мм для вводу кабелів в ІПС герметизуються з обох кінців монтажною піною (на глибину не менше 300 мм) та закриваються ПВХ заглушками $\text{Ø}90$ мм та $\text{Ø}63$ мм на клеєвій основі з обох кінців.

В місцях перетину КЛ постійного струму з КЛ змінного струму 35 кВ кабелі, що перетинаються, КЛ прокладаються у захисних трубах ПЕ $\text{Ø}90$ мм на всій ділянці перетину плюс 1 м у кожен бік.

Кабельні лінії збору потужності змінного струму 35 кВ. У зв'язку з високим рівнем ґрунтових вод на ділянці №1 кабельні лінії (КЛ) збору потужності змінного струму 35 кВ від ІПС до ПС 150/35 кВ збору потужності виконуються 1-жильними алюмінієвими кабелями з посиленою ізоляцією із зшитого поліетилену з можливістю їх прокладки у ґрунтах з підвищеною вологістю перетином $3 \times (1 \times 150 \text{ мм}^2)$. На ділянці №2 кабельні лінії (КЛ) збору потужності змінного струму 35 кВ від ІПС до ПС 150/35 кВ збору потужності виконуються 1-жильними алюмінієвими кабелями з ізоляцією із зшитого поліетилену перетином $3 \times (1 \times 240 \text{ мм}^2)$.

КЛ 35 кВ прокладаються в ґрунті на глибині 1 м. В одній траншеї

прокладається не більше 6 кабелів. Відстань між сусідніми кабелями у траншеї не менше 0,25 м, до кабелів у сусідніх траншеях не менше 0,5 м, до фундаментів не менше 1 м, до заземлювачів не менше 0,3 м, до бровки проїздів не менше 1 м. В окремих випадках передбачено місцеве звуження – до бровки проїздів – 0,5 м.

Для захисту кабельних ліній 35 кВ від механічних пошкоджень поверх початкового шару ґрунту укладаються залізобетонні плити товщиною, не меншою ніж 0,05 м, та шириною, за якої плити будуть виступати за крайні кабелі не менше ніж на 0,05 м.

Перетин автомобільної дороги кабельними лініями 35 кВ виконується в трубах ПЕ Ø110 мм. Перехід кожної лінії мереж змінного струму 35 кВ виконується в окремій трубі ПЕ Ø110 мм. В місці переходу через автомобільну дорогу передбачено по три резервні труби ПЕ Ø110 мм.

Резервні труби ПЕ Ø110 мм під автомобільною дорогою герметизуються з обох кінців монтажною піною (на глибину не менше 300 мм) та закриваються ПВХ заглушками відповідного діаметру на клеєвій основі з обох кінців.

В місцях перетину КЛ постійного струму з КЛ змінного струму 35 кВ кабелі, що перетинаються, КЛ постійного струму прокладаються у захисних трубах ПЕ Ø90 мм на всій ділянці перетину плюс 1 м у кожен бік.

Для герметизації кабельних введів та запобігання потрапляння води в інверторні підстанції передбачено використання бандажних стрічок зовні закладних труб у фундаментах ПС.

2.6.2 Вибір номінального перерізу жил кабелю мережі збору постійного струму

Розрахунки виконуються для ФЕМ Risen RSM72-6-370M. Технічні параметри ФЕМ Risen RSM72-6-370M:

- потужність ФЕМ – $P_{\text{ФЕМ}} = 370 \text{ Вт}$;
- напруга максимальної потужності – $U_{\text{макс}} = 39,6 \text{ В}$;
- струм максимальної потужності – $I_{\text{макс}} = 9,35 \text{ А}$;

- струм короткого замикання – $I_{кз} = 9,90 \text{ А}$

Кількість ФЕМ у збірці – $n = 26$ шт;

Кількість збірок ФЕМ на одну шафу збору потужності – $m = 16$ шт;

Вибір номінального перерізу жил кабелю від збірок ФЕМ до ШЗП

Передбачається застосовувати кабель PV1-F 1×4,0. Технічні параметри кабелю PV1-F 1×4,0:

- допустимий струм при 60°C $I_{доп(60°C)} = 55 \text{ А}$;

- опір при 20°C $R_{20°C} = 5,09 \text{ Ом/км}$.

Умови прокладання кабелю PV1-F 1×4,0:

- по опорних конструкціях та в елементах конструкцій з фіксацією кабелю поліамідними стяжками;

- максимальна кількість проводів у трубі в пучці – 8;

- максимальна температура (безпосередньо під ФЕМ) – $\theta_0 = 70^\circ\text{C}$.

Допустимий струм кабелю, з врахуванням способу прокладки, повинен бути більше ніж максимальний струм збірки

$$I_{доп} = I_{доп(60°C)} \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 = 55 \cdot \frac{0,75}{0,82} \cdot 0,85 \cdot 0,52 = 22,23 \text{ А} > 9,35 \text{ А}$$

де k_1 – коефіцієнт, що враховує відхилення температури оточуючого середовища;

k_2 – коефіцієнт, що враховує відхилення температури провідника;

k_3 – коефіцієнт, що враховує прокладку кабелів групою;

Допускається не застосовувати захист від перевантаження кабелю від ФЕМ, якщо значення тривало допустимого струму кабелю в будь-якому місці перевищує або дорівнює значенню струму $I_{кз}$, збільшеному в 1,25 раз.

$$1,25 \cdot I_{кз} \leq I_{доп}$$

$$1,25 \cdot 9,90 = 12,375 \text{ А} < 22,23 \text{ А}$$

Обраний кабель PV1-F 1×4,0 забезпечує пропускну здатність проводу по всій довжині траси.

Перевіримо номінал запобіжника у шафі збору потужності. У шафі збору потужності встановлено запобіжники з номінальним струмом 15 А. Рекомендується, щоб номінальний струм запобіжника задовольняв вимогу:

$$\begin{aligned}1,25 \cdot I_{\text{кз}} &\leq I_{\text{зап}} \leq 2,4 \cdot I_{\text{кз}} \\1,25 \cdot 9,90 &\leq I_{\text{зап}} \leq 2,4 \cdot 9,90 \\12,375 \text{ А} &< 15 \text{ А} < 23,76 \text{ А}\end{aligned}$$

Відповідно до ДСТУ EN 60269-6:2015 повинна виконуватися умова:

$$\begin{aligned}1,4 \cdot I_{\text{кз}} &\leq I_{\text{зап}} \\1,4 \cdot 9,90 &= 13,86 \text{ А} < 15 \text{ А}\end{aligned}$$

Номінальний струм запобіжника повинен бути менше ніж допустимий струм кабелю:

$$\begin{aligned}I_{\text{зап}} &\leq I_{\text{доп}} \\15 \text{ А} &\leq 22,23 \text{ А}\end{aligned}$$

Розрахуємо струм короткого замикання.

Максимальний струм короткого замикання, що може протікати по кабелю це сумарний струм короткого замикання усіх збірок ФЕМ мінус струм короткого замикання однієї збірки ФЕМ.

$$I_{\text{кз.макс}} = (m - 1) \cdot I_{\text{кз}} = (16 - 1) \cdot 9,90 = 148,5 \text{ А}$$

Час t , під час якого струм короткого замикання приведе до збільшення температури ізоляції провідника від самої високої допустимої температури в нормальному режимі роботи до граничної температури, може бути розрахований

за виразом:

$$t = \left(k \cdot \frac{S}{I}\right)^2 = \left(143 \cdot \frac{4}{148,5}\right)^2 = 14,84 \text{ с}$$

де t – тривалість короткого замикання, с;

S – площа поперечного перетину кабелю, мм²;

I – струм короткого замикання, А;

k – коефіцієнт, що враховує питомий опір, температурний коефіцієнт та теплоємність провідникового матеріалу, та відповідні початкові та кінцеві значення температури.

Запобіжник з номінальним струмом 15 А відключить струм короткого замикання 148,5 А менше ніж за 0,01 с.

Отже, кабель належним чином захищений запобіжником 15 А від струмів короткого замикання.

Розрахуємо втрати напруги в кабелі. Врахуємо вплив температури жили на величину опору кабелю.

Опір жили постійному струму на одиницю довжини при її температурі θ :

$$R' = R_0 \cdot (1 + \alpha_{20} \cdot (\theta - 20)) = 5,09 \cdot (1 + 3,93 \cdot 10^{-3} \cdot (73,5 - 20)) = 6,16 \text{ Ом/км}$$

де R_0 – опір жили постійному струму при 20°C;

$\alpha_{20} = 3,93 \cdot 10^{-3} \text{ K}^{-1}$ – температурний коефіцієнт при 20°C;

θ – температура провідника;

Температура провідника:

$$\theta = \theta_0 + (\theta_{\text{доп}} - \theta_0) \cdot \left(\frac{I_{\text{макс}}}{I_{\text{доп}}}\right)^2 = 70 + (90 - 70) \cdot \left(\frac{9,35}{22,23}\right)^2 = 73,5^\circ\text{C}$$

де θ_0 – температура оточуючого середовища;

$\theta_{\text{доп}}$ – тривало допустима температура провідника (90°C);

$I_{\text{макс}}$ – максимальний струм навантаження;

$I_{\text{доп}}$ – тривало допустимий струм провідника з урахуванням умов прокладки.
 Виконаємо розрахунок для максимальної відстані від збірок до ШЗП ($l = 89$ м)

$$\Delta U = 2 \cdot R' \cdot \frac{l}{1000} \cdot I_{\text{макс}} = 2 \cdot 6,16 \cdot \frac{89}{1000} \cdot 9,35 = 10,25 \text{ В}$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U}{U} \cdot 100 = \frac{10,25}{1029,6} \cdot 100 = 1\%$$

$$U = n \cdot U_{\text{макс}} = 26 \cdot 39,6 = 1029,6 \text{ В}$$

Втрати потужності будуть складати:

$$\Delta P = \Delta U \cdot I_{\text{макс}} = 10,25 \cdot 9,35 = 95,84 \text{ Вт}$$

На об'єкті передбачається встановлення 947 шаф збору потужності.

Приймаємо, що втрати напруги та потужності у кабелях між ФЕМ та ШЗП однакові для усіх ШЗП. На подальших стадіях проектування втрати напруги та потужності уточнюються.

Втрати потужності у кабелях між ФЕМ та ШЗП на об'єкті складатимуть:

$$\sum \Delta P_{\text{шзп}} = 947 \cdot \sum \Delta P_{\text{шзп-2-5-1}} = 947 \cdot 794,86 = 752732,42 \text{ Вт} = 0,75 \text{ МВт}$$

$$\sum \Delta P_{\text{шзп}\%} = \frac{\sum \Delta P_{\text{шзп}}}{381004 \cdot P_{\text{ФЕМ}}} = \frac{752732,42}{381004 \cdot 370} \cdot 100\% = 0,53\%$$

Вибір номінального перерізу жил кабелю від ШЗП до ПС

Передбачається застосовувати кабель АПвБбШв 2×120 мм². Технічні параметри кабелю АПвБбШв 2×120 мм²:

– допустимий струм при коефіцієнті навантаження $K = 1,0$ при глибині прокладки 0,7 м та питомому термічному опорі нормалізованого ґрунту 1,2 К·м/Вт та температурі оточуючого середовища 15°C

$$I_{\text{доп}'} = 267 \text{ А};$$

- опір при 20°C $R_{20^{\circ}\text{C}} = 0,253 \text{ Ом/км}$.

Умови прокладання кабелю АПвБбШв $2 \times 120 \text{ мм}^2$:

- у ґрунті;
- максимальна кількість КЛ в одній траншеї – 6;
- глибина закладання КЛ в траншеї – 0,7 м;
- глибина закладання КЛ в траншеї в трубі – 1,5 м;
- температура ґрунту – 25°C;
- питомий тепловий опір ґрунту – 1,2 К·м/Вт;
- мінімальна відстань між КЛ в траншеї – 100 мм.

Допустимий струм кабелю, з врахуванням способу прокладки, повинен бути більше ніж максимальний струм, від ШЗП

$$I_{\text{ШЗП.макс}} = m \cdot I_{\text{макс}} = 16 \cdot 9,35 = 149,6 \text{ А.}$$

Розрахуємо допустимий струм з врахуванням умов прокладки.

При прокладці в траншеї. Коригувальний коефіцієнт до фактора навантаження, який враховує теплову інерцію землі в разі підземного прокладання кабелю – 1,6.

Коригувальний коефіцієнт для глибини прокладання, іншої, ніж 0,8 м, прокладених безпосередньо в землі – 1.

Коригувальний коефіцієнт для температури ґрунту, іншої ніж 20°C = 0,92.
Коригувальний коефіцієнт для питомих теплових опорів ґрунту, інших ніж 1,5 К·м/Вт, прокладених безпосередньо в землі = 1.

Коригувальний коефіцієнт для груп кабелів, що прокладені горизонтально безпосередньо в землі – 0,565.

Допустимий струм кабелю, з врахуванням способу прокладки

$$I_{\text{доп}} = 267 \cdot 1,6 \cdot 1 \cdot 0,92 \cdot 1 \cdot 0,565 = 222 \text{ А} > 149,6 \text{ А.}$$

При прокладці в трубі. Коригувальний коефіцієнт до фактора навантаження, який враховує теплову інерцію землі в разі підземного прокладання кабелю – 1,6.

Коригувальний коефіцієнт при прокладці у поліетиленовому двошаровому кабелепроводу – 0,933.

Коригувальний коефіцієнт для глибини прокладання, іншої, ніж 0,8 м, прокладених у трубах у землі = 0,94.

Коригувальний коефіцієнт для температури ґрунту, іншої ніж 20°C = 0,92.

Коригувальний коефіцієнт для питомих теплових опорів ґрунту, інших ніж 1,5 К·м/Вт, в трубах прокладених у землі = 1.

Коригувальний коефіцієнт для груп кабелів, що прокладені горизонтально в трубах (кожен кабель в окремій трубі) – 0,62.

Допустимий струм кабелю, з врахуванням способу прокладки

$$I_{\text{доп}} = 267 \cdot 1,6 \cdot 0,933 \cdot 0,94 \cdot 0,92 \cdot 1 \cdot 0,62 = 214 \text{ А} > 149,6 \text{ А.}$$

Допускається не застосовувати захист від перевантаження кабелю від ШЗП, якщо значення тривало допустимого струму кабелю в будь-якому місці перевищує або дорівнює значенню струму $I_{\text{кз}}$, збільшеному в 1,25 раз.

$$1,25 \cdot m \cdot I_{\text{кз}} \leq I_{\text{доп}}$$

$$1,25 \cdot 16 \cdot 9,90 = 198 \text{ А} < 214 \text{ А}$$

Розрахуємо втрати напруги в кабелі. Врахуємо вплив температури жили на величину опору кабелю. Опір жили постійному струму на одиницю довжини при її температурі θ :

$$R' = R_0 \cdot (1 + \alpha_{20} \cdot (\theta - 20)) = 0,253 \cdot (1 + 3,93 \cdot 10^{-3} \cdot (56,8 - 20)) = 0,29 \text{ Ом/км}$$

де R_0 – опір жили постійному струму при 20°C;

$\alpha_{20} = 3,93 \cdot 10^{-3} \text{ K}^{-1}$ – температурний коефіцієнт при 20°C;

θ – температура провідника; Температура провідника:

$$\theta = \theta_0 + (\theta_{\text{доп}} - \theta_0) \cdot \left(\frac{I_{\text{ШЗП.макс}}}{I_{\text{доп}}} \right)^2 = 25 + (90 - 25) \cdot \left(\frac{149,6}{214} \right)^2 = 56,8^\circ\text{C}$$

де θ_0 – температура оточуючого середовища;

$\theta_{\text{доп}}$ – тривало допустима температура провідника (90°C);

$I_{\text{ШЗП.макс}}$ – максимальний струм навантаження;

$I_{\text{доп}}$ – тривало допустимий струм провідника з урахуванням умов прокладки.

Виконаємо розрахунок для максимальної відстані від ШЗП до ІПС ($l = 192$ м)

$$\Delta U = 2 \cdot R' \cdot \frac{l}{1000} \cdot I_{\text{ШЗП.макс}} = 2 \cdot 0,29 \cdot \frac{192}{1000} \cdot 149,6 = 16,66 \text{ В}$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U}{U} \cdot 100 = \frac{16,66}{1029,6} \cdot 100 = 1,62\%$$

$$U = n \cdot U_{\text{макс}} = 26 \cdot 39,6 = 1029,6 \text{ В}$$

Втрати потужності будуть складати:

$$\Delta P = \Delta U \cdot I_{\text{ШЗП.макс}} = 16,66 \cdot 149,6 = 2492,34 \text{ Вт}$$

Результати розрахунків для інших ділянок наведено в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 - Результати розрахунків втрат напруги та потужності в кабелях ШЗП до ІПС-2-5

№ ШЗП	$I_{\text{ШЗП.макс}}$	U , В	S , мм ²	R' , Ом/км	L , м	ΔU , В	ΔU , %	ΔP , Вт
ШЗП-2-5-1	149,6	1029,6	120	0,29	192	16,66	1,62	2492,34
ШЗП-2-5-2	149,6	1029,6	120	0,29	176	15,27	1,48	2284,57
ШЗП-2-5-3	149,6	1029,6	120	0,29	167	14,49	1,41	2167,74
ШЗП-2-5-4	149,6	1029,6	120	0,29	158	13,71	1,33	2050,92
ШЗП-2-5-5	149,6	1029,6	120	0,29	148	12,84	1,25	1921,11
ШЗП-2-5-6	149,6	1029,6	120	0,29	142	12,32	1,20	1843,23

ШЗП-2-5-7	149,6	1029,6	120	0,29	140	12,15	1,18	1817,27
ШЗП-2-5-8	149,6	1029,6	120	0,29	149	12,93	1,26	1934,09
ШЗП-2-5-9	149,6	1029,6	120	0,29	159	13,80	1,34	2063,90
ШЗП-2-5-10	149,6	1029,6	120	0,29	168	14,58	1,42	2180,72
ШЗП-2-5-11	149,6	1029,6	120	0,29	180	15,62	1,52	2336,49
ШЗП-2-5-12	149,6	1029,6	120	0,29	156	13,54	1,31	2024,96
ШЗП-2-5-13	149,6	1029,6	120	0,29	144	12,49	1,21	1869,19
ШЗП-2-5-14	149,6	1029,6	120	0,29	134	11,63	1,13	1739,39
ШЗП-2-5-15	149,6	1029,6	120	0,29	125	10,85	1,05	1622,56
ШЗП-2-5-16	149,6	1029,6	120	0,29	115	9,98	0,97	1492,76
ШЗП-2-5-17	149,6	1029,6	120	0,29	110	9,54	0,93	1427,85
ШЗП-2-5-18	149,6	1029,6	120	0,29	107	9,28	0,90	1388,91
ШЗП-2-5-19	149,6	1029,6	120	0,29	116	10,07	0,98	1505,74
ШЗП-2-5-20	149,6	1029,6	120	0,29	126	10,93	1,06	1635,54
$\Sigma \Delta P_{\text{ПС-2-5}}$, Вт								37799,19

На об'єкті передбачається встановлення 46 ПС.

На даній стадії проектування приймаємо, що втрати напруги та потужності у кабелях між ШЗП та ПС однакові для усіх ПС. На подальших стадіях проектування втрати напруги та потужності уточнюються.

Втрати потужності у кабелях між ШЗП та ПС на об'єкті складатимуть:

$$\Sigma \Delta P_{\text{ПС}} = 42 \cdot \Sigma \Delta P_{\text{ПС-3-5}} = 46 \cdot 37799,19 = 1\,738\,762,74 \text{ Вт} = 1,74 \text{ МВт}$$

$$\Sigma \Delta P_{\text{ШЗП}\%} = \frac{\Sigma \Delta P_{\text{ПС}}}{381\,004 \cdot P_{\text{ФЕМ}}} = \frac{1\,738\,762,74}{381\,004 \cdot 370} \cdot 100\% = 1,23\%$$

Орієнтовні загальні втрати потужності у мережі постійного струму складатимуть

$$\Sigma \Delta P = \Sigma \Delta P_{\text{ШЗП}} + \Sigma \Delta P_{\text{ПС}} = 0,75 + 1,74 = 2,49 \text{ МВт}$$

$$\Sigma \Delta P_{\%} = \Sigma \Delta P_{\text{ШЗП}\%} + \Sigma \Delta P_{\text{ПС}\%} = 0,53 + 1,23 = 1,76 \%$$

Вибір номінального перерізу жил кабелю мережі збору змінного струму

Вибір номінального перерізу жил кабелю магістралей змінного струму ділянки №1.

Вихідні дані:

- напруга – 37,5 кВ;
- потужність, що передається по КЛ 35 кВ, до однієї комірки ЗРУ-35 кВ: в нормальному режимі –10 МВт; в аварійному режимі – 17,5 МВт;
- $\cos\phi=0,98$;
- найбільш важкі умови прокладки в землі: прокладка в трубі глибиною до 1,0 м;
- опір ґрунту – 1,2 К·м/Вт (підсіпка в кабельних траншеях – суміш: 1/3 піска + 2/3 гравію; згідно табл.9.3 СОУ);
- заземлення екрану – з обох сторін;
- максимальна температура ґрунту – +25°C;
- максимальна температура повітря – +40°C;
- кількість паралельних ланцюгів – 6;
- відстань між паралельними ланцюгами – 250 мм;
- фактор навантаження – $m=0,514$;
- розрахунковий струм трифазного КЗ – 8,31 кА/с (0,5 с);
- тип труби (при перетині з проїздами) – поліетиленова двошарова труба, та максимальна довжина ділянки прокладки в трубі – до 20 .

Виконаємо вибір кабелів 35 кВ згідно методики, наведеної в СОУ-Н МЕВ 40.1- 37471933-49:2011 «Проектування кабельних ліній напругою до 330 кВ» (далі СОУ).

1. Струм КЛ у амперах розрахуємо за формулою:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\phi}$$

де P – потужність, що передається, кВт; U – номінальна лінійна напруга, кВ;
 ϕ – кут зсуву фаз між напругою і струмом.

Визначаємо струм в нормальному режимі:

$$I_{\text{нр}} = \frac{P_{\text{нр}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi} = \frac{10\,000}{\sqrt{3} \cdot 37,5 \cdot 0,98} = 157,1 \text{ A}$$

Визначаємо струм в аварійному режимі для КЛ 35 кВ від ІПС до ЗРУ-35 кВ:

$$I_{\text{ар}} = \frac{P_{\text{ар}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi} = \frac{17\,500}{\sqrt{3} \cdot 37,5 \cdot 0,98} = 274,93 \text{ A}$$

Необхідно вибрати номінальний переріз жили кабелю для КЛ 35 кВ, допустимий струм – не менше 274,93 А.

Фактору навантаження $m=0,514$ відповідає коефіцієнт збільшення навантаження $k(m)=1,6$.

Розглянемо можливість використання для одножильних кабелів, перетином 120 мм².

Тривало допустимі струмові навантаження, А:

- у повітрі – 394 А;
- у ґрунті – 322 А;

2. Розрахунок КЛ-35 кВ для різних способів прокладки:

а) у разі прокладання кабелів у траншеї:

Тривалий допустимий струм у амперах алюмінієвої жили кабелю $I_C=322$ А.

Тривалий допустимий струм у амперах у заданих умовах прокладання розраховуємо за значень поправочних коефіцієнтів:

- $k_2 = 0,98$ (таблиця 8.13, коригувальні коефіцієнти для глибини прокладання іншої ніж 0,8 м, для кабелів напругою до 35 кВ включно, прокладених безпосередньо в землі);

- $k_{33} = 0,93$ (таблиця 8.16, коригувальні коефіцієнти для температури землі, іншої ніж 20°C, згідно інформації виробника);

- $k_{4Г} = 1$ (коригувальний коефіцієнт для теплових опорів ґрунту 1,2 К·м/Вт згідно інформації виробника);

- $k_{5Г} = 0,7$ (коригувальний коефіцієнт для груп трижильних кіл одножильних кабелів, прокладених безпосередньо в землі згідно інформації виробника);

- $k(m)=1,6$ (рисунок 8.14, коригувальний коефіцієнт до фактору навантаження m кабелів напругою до 35 кВ включно).

$$I_{кл35} = I_C \cdot k_2 \cdot k_{33} \cdot k_{4Г} \cdot k_{5Г} \cdot k(m) = 322 \cdot 0,98 \cdot 0,93 \cdot 1 \cdot 0,7 \cdot 1,6 = 328,69 \text{ А} > 274,93 \text{ А.}$$

Кабель у заданих умовах відповідає вимогам по тривалому максимально допустимому струму – 274,93 А.

б) для ділянки групи кабелів, прокладеної в окремих трубах в ґрунті:

Тривалий допустимий струм у амперах алюмінієвої жили кабелю, прокладеного в окремих трубах в ґрунті: $I_C=322 \text{ А}$.

Значення поправочних коефіцієнтів:

- $k_1=0,94$ (коригувальний коефіцієнт для різних типів кабелепроводів згідно інформації виробника);

- $k_2=0,98$ (таблиця 8.14, коригувальні коефіцієнти для глибини прокладання іншої ніж 0,8 м, для кабелів напругою до 35 кВ включно, прокладених у трубах у землі);

- $k_{33}=0,93$ (таблиця 8.16, коригувальні коефіцієнти для температури землі, іншої ніж 20°C, згідно інформації виробника);

- $k_{4ГТ}=0,98$ (коригувальний коефіцієнт для теплових опорів ґрунту 1,2 К·м/Вт згідно інформації виробника);

- $k_{5ГТ}=0,7$ (коригувальний коефіцієнт для груп трижильних кіл одножильних кабелів, прокладених безпосередньо в землі згідно інформації виробника);

- $k(m)=1,6$ (рисунок 8.14, коригувальний коефіцієнт до фактору навантаження m кабелів напругою до 35 кВ включно).

$$I_{клз5}=I_c \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_{зз} \cdot k_{4гт} \cdot k_{5гт} \cdot k(m)=322 \cdot 0,94 \cdot 0,98 \cdot 0,93 \cdot 0,98 \cdot 0,7 \cdot 1,6=302,79 \text{ А} > 274,93 \text{ А}.$$

Кабель у заданих умовах не відповідає вимогам по тривалому максимально допустимому струму – 274,93 А.

в) для ділянки кабелю, прокладеного в повітрі (кабельним конструкціям):

Тривалий допустимий струм у амперах алюмінієвої жили кабелю, прокладеного в повітрі (кабельним конструкціям): $I_c=394 \text{ А}$.

Значення поправочних коефіцієнтів:

- $k_{зп}=0,88$ (таблиця 8.15, коригувальні коефіцієнти для температури оточуючого повітря іншої ніж $+30^\circ\text{C}$, згідно інформації виробника);

- $k_7=0,98$ (таблиця 8.14, коригувальний коефіцієнт для груп трижильних кіл одножильних кабелів, прокладених у повітрі).

$$I_{клз5}=I_c \cdot k_{зп} \cdot k(m)=394 \cdot 0,88 \cdot 0,98=339,79 \text{ А} > 274,93 \text{ А}$$

Кабель у заданих умовах відповідає вимогам по тривалому максимально допустимому струму – 274,93 А.

Допустимий струм КЗ для жили кабелю

Допустимий струм КЗ тривалістю 1 с для вибраного перерізу жили кабелю 150 мм^2 становить 14,2 кА (таблиця 8.42); відповідно допустимий струм КЗ в кілоамперах тривалістю 0,5 с:

$$I_{кз доп}=I_{кз 1с}/\sqrt{t}=14,2/\sqrt{0,5}=20,08 \text{ кА} > 8,31 \text{ кА}$$

Кабель перерізом жили 150 мм^2 в заданих умовах забезпечує протікання струму КЗ силою 8,31 кА.

5. Допустимий струм КЗ для екрану кабелю

3. Допустимий струм КЗ тривалістю 1 с для вибраного перерізу мідного

екрану 70 мм^2 становить $13,4 \text{ кА}$ (згідно інформації виробника); відповідно допустимий струм КЗ тривалістю $0,5 \text{ с}$:

$$I_{\text{кз доп екр}} = I_{\text{кз екр}} \cdot 1 \text{ с} / \sqrt{t} = 13,4 / \sqrt{0,5} = 18,95 \text{ кА}$$

Визначимо двофазний струм КЗ на землю:

$$I_{\text{кз 2ф}} = I_{\text{кз 3ф}} \cdot \sqrt{3}/2 = 8,31 \cdot \sqrt{3}/2 = 7,2 \text{ кА}$$

Екран кабелю перерізом жили 70 мм^2 в заданих умовах забезпечує протікання двофазного струму КЗ на землю силою $7,2 \text{ кА}$.

Таким чином, для заданих умов кабель задовольняє заданим умовам. Згідно виконаних розрахунків кабель відповідають вимогам:

- по тривалому максимальному допустимому при різних типах прокладки:
- по допустимому струму КЗ для жили кабелю та екрану.

Вибір номінального перерізу жил кабелю магістралей змінного струму ділянки №2

1. Вихідні дані:

- напруга – $37,5 \text{ кВ}$;
- потужність, що передається по КЛ 35 кВ , до однієї комірки ЗРУ- 35 кВ від магістралей ділянки №2:
 - в нормальному режимі – $12,5 \text{ МВт}$;
 - в аварійному режимі – $22,5 \text{ МВт}$;
- $\cos\phi = 0,98$;
- найбільш важкі умови прокладки в землі: прокладка в трубі глибиною до $1,0 \text{ м}$;
- опір ґрунту – $1,2 \text{ К}\cdot\text{м/Вт}$ (підсипка в кабельних траншеях – суміш: $1/3$ піска + $2/3$ гравію; згідно табл.9.3 СОУ);
- заземлення екрану – з обох сторін;
- максимальна температура ґрунту – $+25^\circ\text{C}$;
- максимальна температура повітря – $+40^\circ\text{C}$;

- кількість паралельних ланцюгів – 6;
- відстань між паралельними ланцюгами – 250 мм;
- фактор навантаження – $m=0,514$;
- розрахунковий струм трифазного КЗ – 8,31 кА/с (0,5 с);
- тип труби (при перетині з проїздами) – поліетиленова двошарова труба, та максимальна довжина ділянки прокладки в трубі – до 20 .

Виконаємо вибір кабелів 35 кВ згідно методики, наведеної в СОУ-Н МЕВ 40.1- 37471933-49:2011 «Проектування кабельних ліній напругою до 330 кВ» (далі СОУ).

Струм КЛ у амперах розрахуємо за формулою:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi}$$

де P – потужність, що передається, кВт; U – номінальна лінійна напруга, кВ;
 φ – кут зсуву фаз між напругою і струмом. Визначаємо струм в нормальному режимі:

$$I_{\text{нр}} = \frac{P_{\text{нр}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi} = \frac{12\,500}{\sqrt{3} \cdot 37,5 \cdot 0,98} = 196,38 \text{ А}$$

Визначаємо струм в аварійному режимі для КЛ 35 кВ від ІПС ділянки №2 до ЗРУ-35 кВ ділянки №1:

$$I_{\text{ар}} = \frac{P_{\text{ар}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi} = \frac{22\,500}{\sqrt{3} \cdot 37,5 \cdot 0,98} = 353,48 \text{ А}$$

Необхідно вибрати номінальний переріз жили кабелю для КЛ 35 кВ, допустимий струм – не менше 353,48 А.

Фактору навантаження $m=0,514$ відповідає коефіцієнт збільшення

навантаження $k(m)=1,6$.

Розглянемо можливість використання для одножильних кабелів, перетином 120 мм^2 .

Тривало допустимі струмові навантаження, А:

- у повітрі – 531 А;
- у ґрунті – 422 А;

2. Розрахунок КЛ-35 кВ для різних способів прокладки:

а) у разі прокладення кабелів у траншеї:

Тривалий допустимий струм у амперах алюмінієвої жили кабелю $I_C=422 \text{ А}$.

Тривалий допустимий струм у амперах у заданих умовах прокладання розраховуємо за значень поправочних коефіцієнтів:

$k_2 = 0,98$ (таблиця 8.13, коригувальні коефіцієнти для глибини прокладання іншої ніж 0,8 м, для кабелів напругою до 35 кВ включно, прокладених безпосередньо в землі);

$k_{33} = 0,93$ (таблиця 8.16, коригувальні коефіцієнти для температури землі, іншої ніж 20°C , згідно інформації виробника);

- $k_{4Г} = 1$ (коригувальний коефіцієнт для теплових опору ґрунту $1,2 \text{ К}\cdot\text{м}/\text{Вт}$ згідно інформації виробника);

- $k_{5Г} = 0,7$ (коригувальний коефіцієнт для груп трижильних кіл одножильних кабелів, прокладених безпосередньо в землі згідно інформації виробника);

- $k_{(m)} = 1,6$ (рисунок 8.14, коригувальний коефіцієнт до фактору навантаження m кабелів напругою до 35 кВ включно).

$$I_{кл35} = I_C \cdot k_2 \cdot k_{33} \cdot k_{4Г} \cdot k_{5Г} \cdot k_{(m)} = 422 \cdot 0,98 \cdot 0,93 \cdot 1 \cdot 0,7 \cdot 1,6 = 430,76 \text{ А} > 353,48 \text{ А}.$$

Кабель у заданих умовах відповідає вимогам по тривалому максимально допустимому струму – 353,48 А.

б) для ділянки групи кабелів, прокладеної в окремих трубах в ґрунті:

Тривалий допустимий струм у амперах алюмінієвої жили кабелю, прокладеного в окремих трубах в ґрунті: $I_C=422$ А.

Значення поправочних коефіцієнтів:

- $k_1 = 0,94$ (коригувальний коефіцієнт для різних типів кабелепроводів згідно інформації виробника);

- $k_2 = 0,98$ (таблиця 8.14, коригувальні коефіцієнти для глибини прокладання іншої ніж 0,8 м, для кабелів напругою до 35 кВ включно, прокладених у трубах у землі);

- $k_{33} = 0,93$ (таблиця 8.16, коригувальні коефіцієнти для температури землі, іншої ніж 20°C, згідно інформації виробника);

- $k_{4ГТ} = 0,98$ (коригувальний коефіцієнт для теплових опорів ґрунту 1,2 К·м/Вт згідно інформації виробника);

- $k_{5ГТ} = 0,7$ (коригувальний коефіцієнт для груп трижильних кіл одножильних кабелів, прокладених безпосередньо в землі згідно інформації виробника);

- $k_{(m)} = 1,6$ (рисунок 8.14, коригувальний коефіцієнт до фактору навантаження m кабелів напругою до 35 кВ включно).

$$I_{кл35}=I_C \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_{33} \cdot k_{4ГТ} \cdot k_{5ГТ} \cdot k_{(m)}=422 \cdot 0,94 \cdot 0,98 \cdot 0,93 \cdot 0,98 \cdot 0,7 \cdot 1,6=396,82 \text{ А} > 353,48 \text{ А.}$$

Кабель у заданих умовах не відповідає вимогам по тривалому максимально допустимому струму – 353,48 А.

в) для ділянки кабелю, прокладеного в повітрі (кабельним конструкціям):

Тривалий допустимий струм у амперах алюмінієвої жили кабелю, прокладеного в повітрі (кабельним конструкціям): $I_C=531$ А.

Значень поправочних коефіцієнтів:

$k_{3П}=0,88$ (таблиця 8.15, коригувальні коефіцієнти для температури оточуючого повітря іншої ніж +30°C, згідно інформації виробника);

- $k_7=0,98$ (таблиця 8.14, коригувальний коефіцієнт для груп трижильних кіл одножильних кабелів, прокладених у повітрі).

$$I_{кз5}=I_c \cdot k_{зп} \cdot k(m)=531 \cdot 0,88 \cdot 0,98=457,93 \text{ А} > 353,48 \text{ А}$$

Кабель у заданих умовах відповідає вимогам по тривалому максимально допустимому струму – 353,48 А.

Допустимий струм КЗ для жили кабелю

Допустимий струм КЗ тривалістю 1 с для вибраного перерізу жили кабелю 240 мм² становить 22,7 кА (таблиця 8.42); відповідно допустимий струм КЗ в кілоамперах тривалістю 0,5 с:

$$I_{кз доп} = I_{кз 1с} / \sqrt{t} = 22,7 / \sqrt{0,5} = 32,10 \text{ кА} > 8,31 \text{ кА}$$

Кабель перерізом жили 240 мм² в заданих умовах забезпечує протікання струму КЗ силою 8,31 кА.

Допустимий струм КЗ для екрану кабелю

Допустимий струм КЗ тривалістю 1 с для вибраного перерізу мідного екрану 70 мм² становить 13,4 кА (згідно інформації виробника); відповідно допустимий струм КЗ тривалістю 0,5 с:

$$I_{кз доп екр} = I_{кз екр} / \sqrt{t} = 13,4 / \sqrt{0,5} = 18,95 \text{ кА}$$

Визначимо двофазний струм КЗ на землю:

$$I_{кз 2ф} = I_{кз 3ф} \cdot \sqrt{3}/2 = 8,31 \cdot \sqrt{3}/2 = 7,2 \text{ кА}$$

Екран кабелю перерізом жили 70 мм² в заданих умовах забезпечує протікання двофазного струму КЗ на землю силою 7,2 кА.

Таким чином, для заданих умов кабель задовольняє заданим умовам. Згідно виконаних розрахунків кабель відповідають вимогам:

- по тривалому максимальному допустимому при різних типах прокладки;
- по допустимому струму КЗ для жили кабелю та екрану.

2.7 Електропостачання власних потреб

Основними споживачами електроенергії для власних потреб технологічної частини Васильківської СЕС є:

- пости охорони;
- власні потреби інверторних підстанцій;
- зовнішнє освітлення;
- відеоспостереження.

Номінальна напруга мережі живлення $\sim 380/220$ В. Система заземлення споживачів – TN-C-S.

Живлення споживачів інверторних підстанцій передбачається від розподільних пристроїв 0,4 кВ власних потреб інверторних підстанцій. Схему розподільного пристрою 0,4 кВ власних потреб інверторної підстанції наведено на рисунку 2.14.

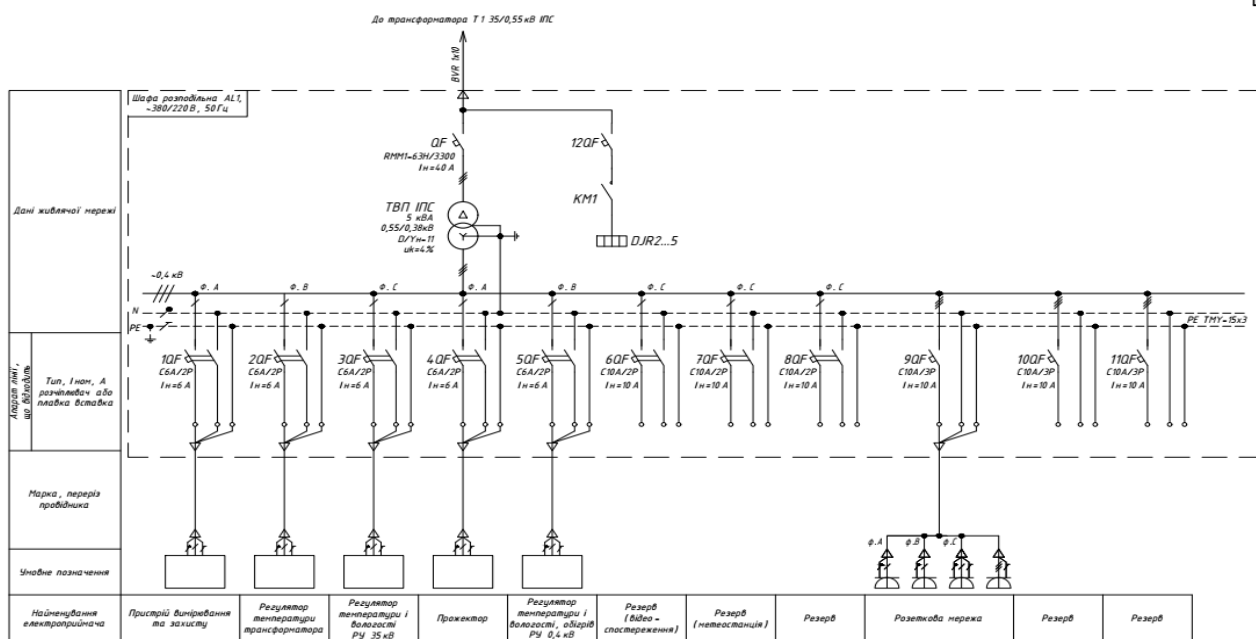


Рисунок 2.14 - Схема 0,4 кВ власних потреб інверторної підстанції

Для живлення споживачів постів охорони проектом передбачено встановити в приміщеннях постів охорони вводно-розподільні пристрої, укомплектовані відповідними апаратами захисту ліній живлення споживачів. Для живлення вводно-розподільних пристроїв від ЩВП-0,4 кВ будівлі ЗПК у ґрунті прокладаються кабельні лінії.

2.8 Система моніторингу ІПС

До складу кожної інверторної підстанції входить пристрій моніторингу HFNA2-S, який має наступні телекомунікаційними інтерфейсами:

- 2 порти Ethernet 100Base-FX, конектор SC, полірування PC, 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.



Рисунок 2.15 - Пристрій моніторингу HFNA2-S

По інтерфейсам RS-485 до пристрою моніторингу підключаються 2 інвертора і до 20 шафи збору потужності.

По інтерфейсам Ethernet 100Base-TX до пристрою моніторингу підключаються до 2-х IP-відеокамер системи відеоспостереження. Для передачі даних від відеокамер використовується оптоволоконний кабель. Підключення оптоволоконного кабелю до інтерфейсу Ethernet 100Base-TX здійснюється через

медіаконвертори.

По інтерфейсам Ethernet 100Base-FX пристрій моніторингу інтегрується в кільце мережі передачі даних СЕС.

Магістралі мережі передачі даних СЕС підключаються до обладнання ПС 150/35 кВ збору потужності. Обробка даних від інверторних підстанцій, шаф збору потужності і метеостанцій і управління інверторними підстанціями здійснюється обладнанням системи АСК ТП Васильківської СЕС, що розміщується в будівлі ЗПК ПС 150/35 кВ збору потужності. Обробка даних від відеокамер і управління відеокамерами здійснюється обладнанням системи відеоспостереження, що розміщується в будівлі ЗПК ПС 150/35 кВ збору потужності.

Лінії RS-485. Проектом передбачається організація зв'язку між шафами збору потужності, метеостанціями і інверторними підстанціями через мережу RS-485 з використанням екранованого кабелю «вита пара» типу КИФ-П $2 \times 2 \times 0,78$ мм². Резервна кількість пар кабелю – не менше 50%. Кабель прокладається у ґрунті в захисних трубах на глибині 0,7 м.

Волоконно-оптичні лінії. Проектом передбачається організація зв'язку між об'єктами СЕС через мережу Ethernet 1000/100Base-FX з використанням волоконно-оптичних ліній зв'язку (ВОЛЗ).

Збір даних від інверторних підстанцій через мережу ВОЛЗ здійснюється за допомогою пристрою моніторингу HFNA2-S, що розміщується в кожній інверторній підстанції. В ПС кожної магістралі розміщується центральний комутатор ділянки, що збирає інформацію від пристроїв моніторингу всіх ПС магістралі. Центральні комутатори магістралей об'єднуються в кільцеві структури для забезпечення працездатності системи передавання інформації в разі пошкодження однієї з гілок кільця.

При створенні ВОЛЗ використовуються броньовані волоконно-оптичні кабелі з одномодовими волокнами. 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, з дотриманням безпечних відстаней до силових кабелів. Металеві оболонки оптичних кабелів заземлюються з обох сторін.

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

2.9 Блискавкозахист і заземлення

Захисне заземлення. Для запобігання ураження електричним струмом та захисту обладнання від імпульсних перенапруг необхідно виконати приєднання до захисного заземлення:

- всього устаткування, що знаходиться в будівлях, спорудах і установках;
- обмежувачів перенапруги, що встановлені в шафах збору потужності (ШЗП);
- броні кабелів.

ОПН шафи збору потужності через захисну заземлюючу шину РЕ, що входить до комплектації ШЗП, приєднуються до стійок опорних металоконструкцій (столів) за допомогою заземлюючого провідника ПВ1 1x16мм², довжиною 0,5 м. Окінцювання заземлюючих провідників виконати за допомогою наконечників.

Заземлення броні кабелів перетином 2x120 мм² виконувати з обох кінців шляхом приєднання зі сторони ПС до головної заземлюючої шини, зі сторони ШЗП броню кабелю приєднати через окремий болт заземлення, який кріпиться на стойках столів.

Контур заземлення СЕС складається з горизонтального заземлювача, прокладеного по периметру СЕС і по периметру кожного сегмента сонячного

поля. Горизонтальний заземлювач контуру заземлення СЕС виконується зі сталеві оцинкованої смуги 40x4 мм. Горизонтальний заземлювач прокладається на глибині 0,5- 0,7 м, а в місцях перетину з кабелями - на глибині 0,8 м. Горизонтальний заземлювач прокладається на відстані не менше 0,8 м від фундаментів і не менше 0,5 м від паралельно прокладених кабелів. В ґрунті місця зварювання та місця різьбових з'єднань захищаються антикорозійною струмопровідною пастою.

ІПС та пости охорони мають окремі контури заземлення, що складаються з горизонтальних і вертикальних заземлювачів. Кожен контур складається з вертикальних заземлювачів, з'єднаних між собою горизонтальним заземлювачем. Вертикальні заземлювачі виконуються зі сталевих оцинкованих стрижнів Ø16 мм довжиною 6 м, горизонтальні - з оцинкованої сталеві полоси 40x4 мм. Опір кожного контуру заземлення повинен бути не більше 4 Ом.

Контури заземлення ПС 150/35 кВ, постів охорони та кожної інверторної зони з'єднуються в загальний контур заземлення.

Ряди опорних конструкцій для встановлення сонячних панелей, опори системи відеоспостереження з'єднуються з контуром заземлення СЕС оцинкованою сталеві половою 40x4 мм. Опорні конструкції в рядах з'єднуються між собою перемичками з оцинкованої сталеві полоси 40x4 мм.

Блискавкозахист. Проектом передбачено широке використання проєктованих конструктивних елементів як природних блискавкоприймачів, блискавковідводів і заземлювачів.

Опорні конструкції для встановлення сонячних панелей, металеві опори системи відеоспостереження, металеві опори огорожі, конструкції металевих контейнерів інверторних підстанцій і постів охорони згідно ДСТУ Б В.2.5-38:2008 є природними блискавкоприймачами і блискавковідводами.

Палі і фундаменти є природними заземлювачами блискавкозахисту. Додатково металеві опорні конструкції і опори з'єднуються з контуром заземлення СЕС. В якості заземлювачів блискавкозахисту для інверторних

підстанцій і постів охорони використовуються проєктовані контури заземлення. Захист від комутаційних та атмосферних перенапруг виконується обмежувачами імпульсних перенапруг (ОПН) і пристроїв захисту від імпульсної перенапруги (ПЗП), що встановлені комплектно в ШЗП.

2.10 Основні електротехнічні рішення щодо ПС 35/150 кВ збору потужності

Будівництво ПС 150/35 кВ збору потужності з встановленням трансформаторів потужністю 2×80 МВА передбачене для видачі потужності Васильківської сонячної електростанції 115 МВт в мережу АТ «ДТЕК Дніпровські електричні мережі» та ДП «НЕК «Укренерго».

Згідно Технічних умови нестандартного приєднання до електричних мереж електроустановок (далі – технічні умови) приєднання ПС 150/35 кВ збору потужності виконується відгалуженням від існуючої повітряної лінії 150 кВ Л-ЗТО-1 / Л-ЗТО-2 Павлоградська 330 кВ – ПЗТО. Після приєднання ПС 150/35 кВ збору потужності Васильківської СЕС до ПЛ 150 кВ Л-ЗТО-1 / Л-ЗТО-2 змінюється її назва на ПЛ 150 кВ Павлоградська 330 кВ – Васильківська СЕС з відгалуженням на ПЗТО (схема мережі наведена на рисунку 2.16).

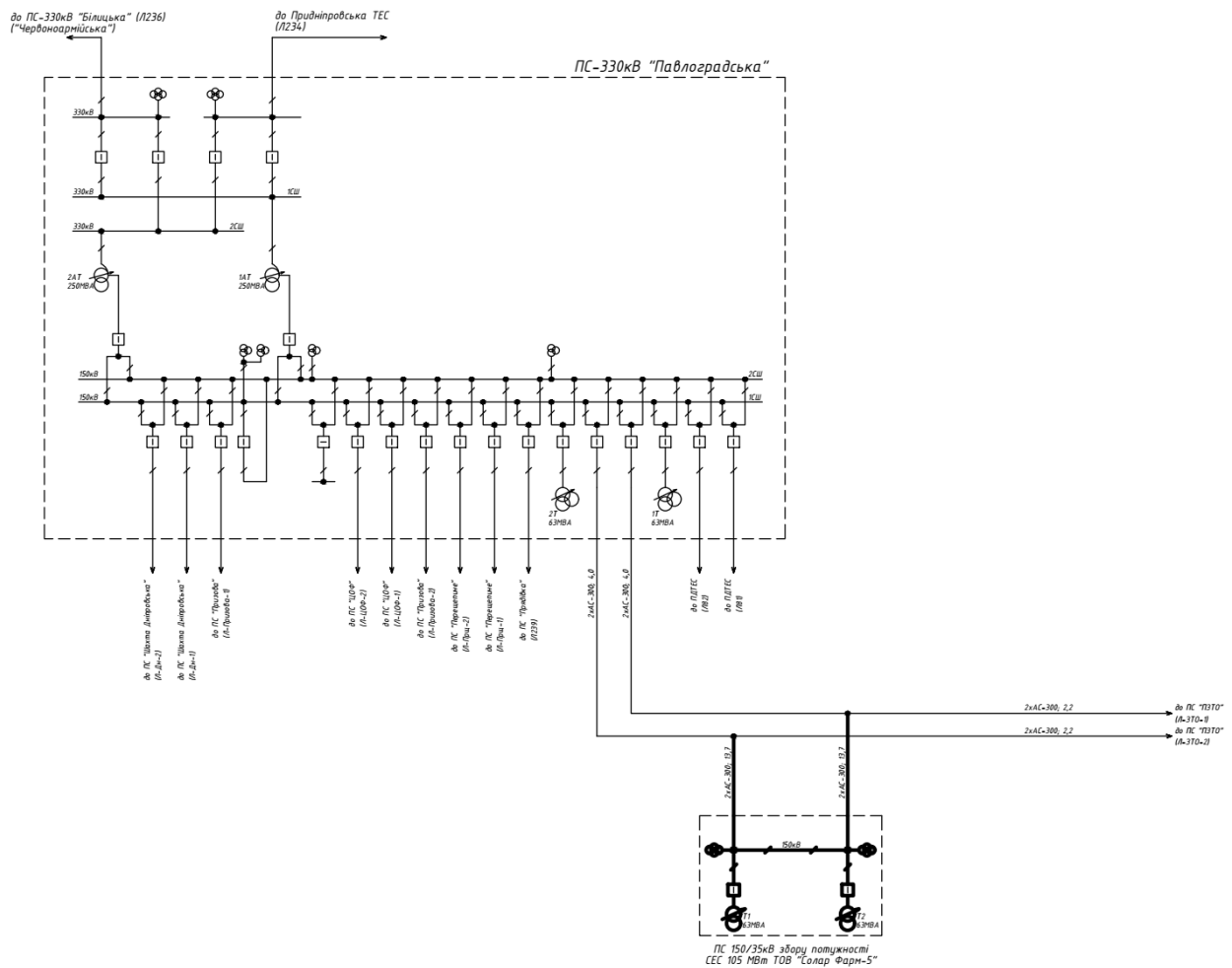


Рисунок 2.16 - Схема приєднання Васильківської СЕС до мережі 150 кВ

Нове будівництво заходів від існуючої ПЛ 150 кВ Л-ЗТО-1 / Л-ЗТО-2 та реконструкція існуючої ПЛ 150 кВ Л-ЗТО-1 / Л-ЗТО-2 (від місця приєднання на Васильківську СЕС до ВРУ-150 кВ ПС 330 кВ Павлоградська) згідно технічних умов на приєднання та завдання на проектування виконується за окремими проектами АТ «Дніпровські електромережі».

Додаткові технічні заходи для перевлаштування пристроїв релейного захисту ПЛ 150 кВ на ПС 330 кВ Павлоградська та перевірки обладнання 150 кВ на ПС 330 кВ Павлоградська згідно технічних умов на приєднання та завдання на проектування виконується за окремими проектом погодженим з ДП «НЕК «Укренерго».

В ході будівництва підстанції 150/35 кВ збору потужності передбачається:
- організація площадки підстанції;

- зведення будівель ЗРУ-35 кВ, загальностанційного пункту керування (ЗПК), насосної станції пожежогасіння;

- установка силових трансформаторів 150/35 кВ, 80 МВА – 2 одиниці;

- установка силового обладнання ВРУ-150 кВ та ЗРУ-35 кВ;

- установка комплексних пристроїв компенсації реактивної енергії фільтрації вищих гармонік 35 кВ;

організація системи власних потреб (ТВП, ЩВП, СОПС, дизель-генератор);

На ВРУ-150 кВ ПС 150/35 кВ збору потужності Васильківської СЕС встановлено два вимикачі 150 кВ трансформаторів 150/35 кВ, 80 МВА видачі потужності Васильківської СЕС.

Розподільчі установки 150 кВ та 35 кВ підстанції виконані за наступними схемами:

1) ВРУ-150 кВ – типова схема 150-2 (два блоки лінія-трансформатор з вимикачами і неавтоматичною перемичкою з боку ліній електропередавання);

2) ЗРУ-35 кВ – типова схема (одна одиночна, секціонована вимикачем, система шин).

На ВРУ-150 кВ прийняті до установки:

- трифазний вимикач 150 кВ елегазовий колонковий ($U_H = 170$ кВ, $I_{відкл} = 40$ кА, $I_H = 2000$ А) – 2 од.;

- триполюсний горизонтально-поворотний роз'єднувач 150 кВ з двома заземлюючими ножами, із моторними приводами ($U_H = 150$ кВ, $I_H = 1600$ А) – 4 од.;

- триполюсний горизонтально-поворотний роз'єднувач 150 кВ з одним заземлюючим ножем, із моторними приводами ($U_H = 150$ кВ, $I_H = 1600$ А) – 2 од.;

- трифазні комплекти трансформаторів струму 150 кВ (1000-500/1 А; 0,2S/0,2S/0,5/10P/10P/10P/10P) – 2 компл./6 од.;

- трифазні комплекти трансформаторів струму 150 кВ (500-50/1 А; 0,2S/0,2S) – 2 компл./6 од.;

- трифазні комплекти трансформаторів напруги 150 кВ ($150000/\sqrt{3}$; $100/\sqrt{3}$; $100/\sqrt{3}$; 100; 0,2/0,5/3P) – 2 компл./6 од.;

- трифазні комплекти обмежувачів перенапруг 150 кВ – 4 компл./12 од.

ЗРУ-35 кВ виконується на базі комплектних розподільчих установок із елегазовою ізоляцією (КРУЕ) з вакуумними вимикачами 35 кВ.

Секції 1 С 35 кВ та 2 С 35 кВ КРУЕ-35 кВ (2000 А, 25 кА) встановлюються в будівлі ЗРУ-35 кВ.

Для збільшення струмів однофазних замикань на землю в мережі 35 кВ і підвищення тим самим чутливості захистів кабельних ліній передбачається установка заземлюючих резисторів 35 кВ.

Заземлюючі резистори 35 кВ приєднуються до секцій ЗРУ-35 кВ через нейтралі ТВП 35/0,4 кВ (ТВП-1 та ТВП-2).

Для компенсації реактивної енергії та фільтрації вищих гармонік передбачаються фільтро-компенсуючі пристрої 35 кВ (2×5 Мвар).

Пристрої компенсації реактивної енергії приєднуються до секцій ЗРУ-35 кВ.

В проекті прийнята радіально-кільцева схема збору потужності на напрузі 35 кВ.

Така схема забезпечує підвищену надійність і забезпечує резервування трансформаторів, так при виході із ладу будь-якої ділянки кабельної мережі всі інверторні підстанції (ІПС) залишаються в роботі.

Схема електрична принципова мережі 35 кВ збору потужності наведена на рисунку 2.17.

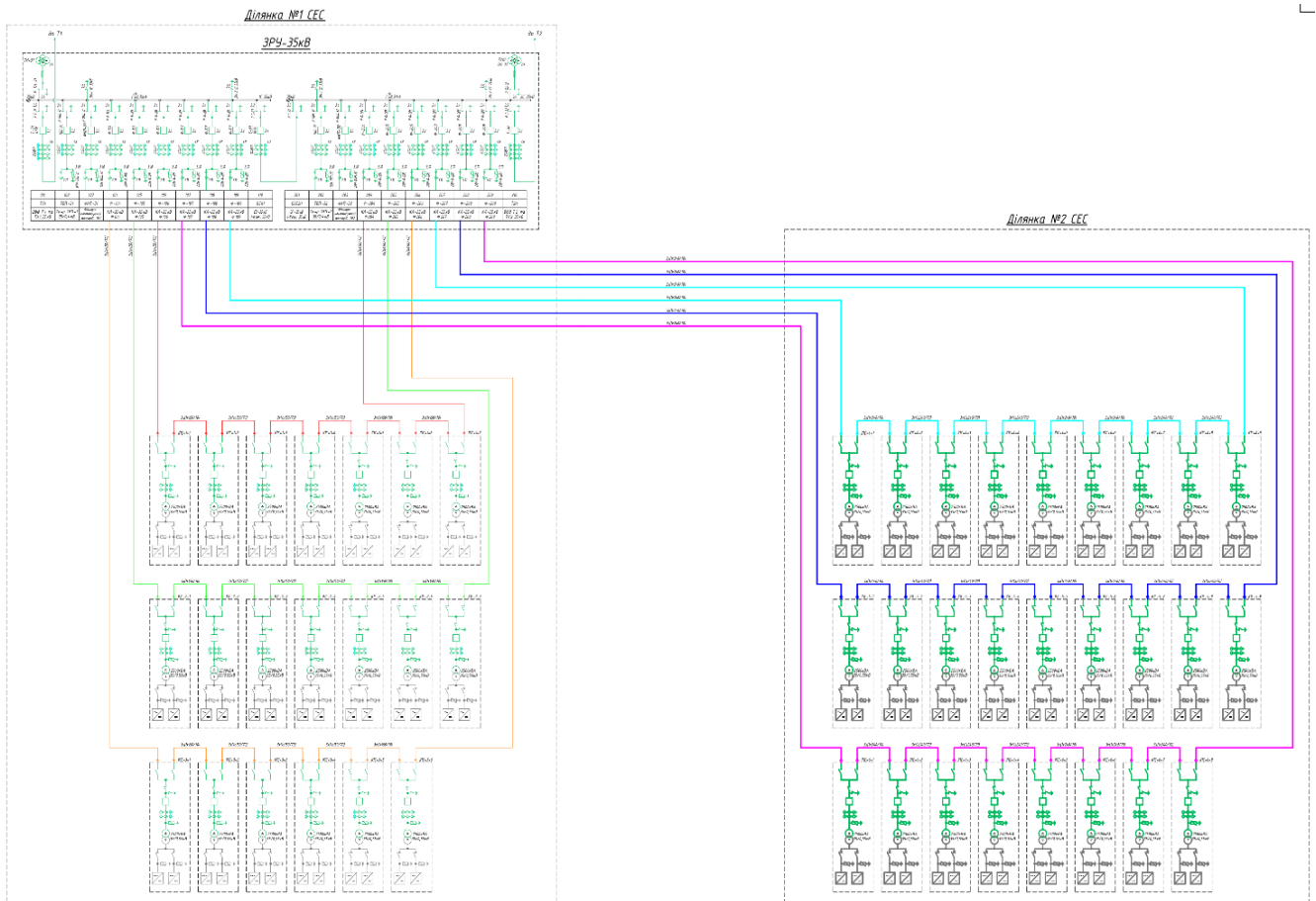


Рисунок 2.17 - Схема електрична принципова мережі 35 кВ збору потужності

Ділянки №1 та №2 СЕС з'єднані кабельними лініями 35 кВ.

На ділянці №1 СЕС в нормальному режимі роботи до кожної лінії 35 кВ мережі 35 кВ збору потужності приєднується 3 або 4 ІПС. В ремонтному або аварійному режимах можливе приєднання до 7 ІПС.

На ділянці №1 СЕС застосований кабель з ізоляцією із зшитого поліетилену перерізом 150 мм², що забезпечує роботу усього кільця в разі відключення однієї із секцій підстанції 35 кВ.

На ділянці №2 СЕС в нормальному режимі роботи до кожної лінії 35 кВ мережі 35 кВ збору потужності приєднується 4 або 5 ІПС. В ремонтному або аварійному режимах можливе приєднання до 9 ІПС.

На ділянці №2 СЕС застосований кабель з ізоляцією із зшитого поліетилену перерізом 240 мм², що забезпечує роботу усього кільця в разі відключення однієї із секцій підстанції 35 кВ.

В нормальному режимі роботи Васильківська СЕС працює паралельно з енергосистемою. В нормальному режимі роботи вимикачі 150 кВ трансформаторів Т1 та Т2 увімкнені, секційна перемичка вимкнута. Видача потужності СЕС виконується на шини 150 кВ ПС 330 кВ Павлоградська від трансформатору Т1 по ПЛ-150 кВ Л-ЗТО-1, від трансформатору Т2 по ПЛ-150 кВ Л-ЗТО-2. Увімкнення секційної перемички може бути виконано у разі виведення у ремонт однієї з повітряних ліній 150 кВ для можливості видачі потужності від обох трансформаторів по одній ПЛ.

2.11 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок струмів короткого замикання (КЗ) на шинах ПС 150/35 кВ збору потужності виконаний на основі обґрунтування схеми видачі потужності СЕС ТОВ «СОЛАР ФАРМ-5», розташованої межами с. Великоолександрівка Дніпропетровської області, з максимальною прогнозованою потужністю 115 МВт (65 МВт – 1-й пусковий комплекс та 50 МВт – 2 пусковий комплекс).

Розрахунок струмів КЗ виконаний:

- для режиму паралельної роботи усіх трансформаторів на напрузі 150 кВ (д максимального режиму);
- для режиму паралельної роботи трансформаторів на напрузі 150 кВ (д нормального та мінімального режимів);
- для режиму роздільної роботи усіх трансформаторів на напрузі 35 кВ.

Схема та таблиця результатів розрахунків нормального, максимального мінімального режимів приведені на рисунку 2.18 та у таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Струми короткого замикання на шинах ПС 150/35 кВ збору потужності Васильківської СЕС

№ п/п	Точка КЗ (шини)	Нормальний режим		ПЛ 150 кВ Л-ЗТО-1 вимкнена		ПЛ 150 кВ Л-ЗТО-2 вимкнена	
		Струм КЗ (3ф), кА	Струм КЗ (1ф), кА	Струм КЗ (3ф), кА	Струм КЗ (1ф), кА	Струм КЗ (3ф), кА	Струм КЗ (1ф), кА
1	ВРУ-150 кВ, 1 сек.	7,13	6,0	7,13	6,0	7,13	6,0
2	ВРУ-150 кВ, 2 сек.	7,13	6,0	7,13	6,0	7,13	6,0
3	ЗРУ-35 кВ, 1 сек.	8,31	-	8,31	-	8,31	-
4	ЗРУ-35 кВ, 2 сек.	8,31	-	8,31	-	8,31	-
5	ЩВП-0,4 кВ, 1 сек.	8,67	-	8,67	-	8,67	-
6	ЩВП-0,4 кВ, 2 сек.	8,67	-	8,67	-	8,67	-

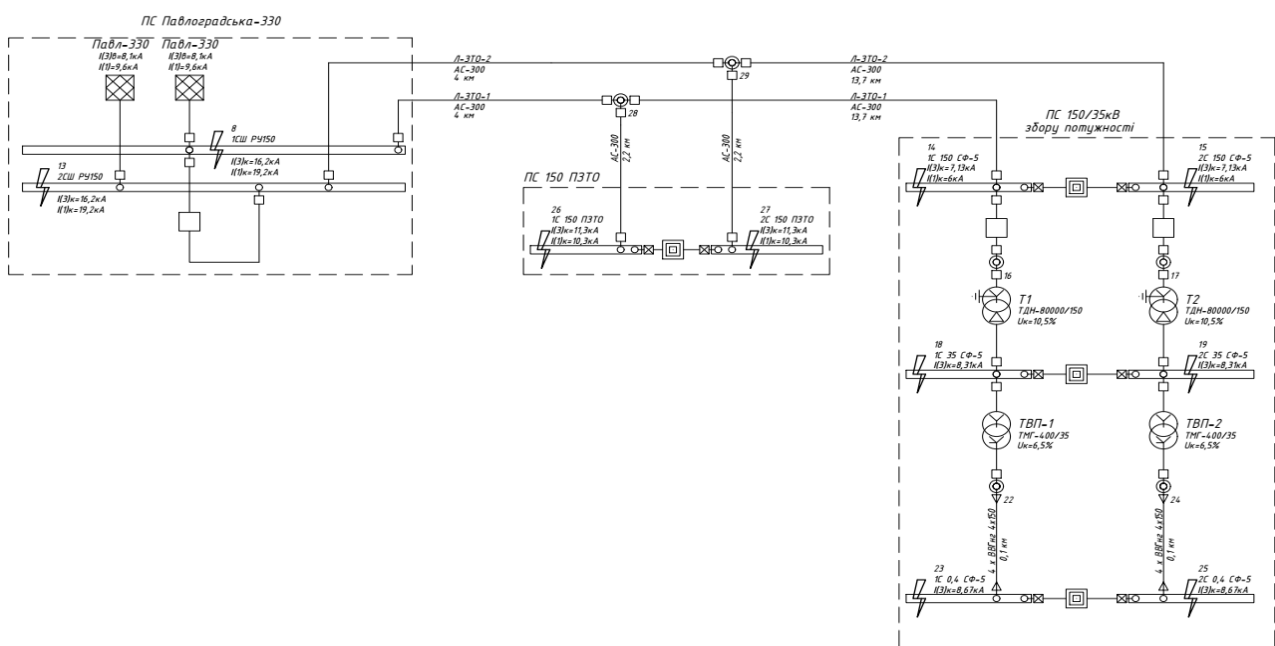


Рисунок 2.18 - Розрахункова схема та значення струмів короткого замикання, отримані за допомогою спеціалізованого ПЗ

2.12 Вибір основного обладнання

Основними показниками технологічного процесу видачі електричної енергії підстанцією збору потужності в мережу ДП «НЕК «Укренерго» є:

- 1) номінальна напруга розподільчих установок підстанції;

- 2) номінальна потужність трансформаторного обладнання;
- 3) вимикаюча здатність комутаційного обладнання (вимикачів);
- 4) максимальні струми ПЛ;
- 5) номінальні струми обладнання ПС.

Номінальні напруги розподільчих установок підстанції: ВРУ-150 кВ; ЗРУ-35 кВ.

2.12.1 Вибір потужності трансформаторного обладнання

Визначимо необхідну трансформаторну потужність підстанції:

$$S_{\text{тр повн}} = \frac{P_{\text{СЕС}}}{\cos \varphi} = \frac{115}{0,95} = 121,1 \text{ МВА}$$

де $S_{\text{тр повн}}$ – необхідна трансформаторна потужність підстанції, МВА;

$P_{\text{СЕС}}$ – встановлена потужність сонячної електростанції змінного струму, МВт;

$\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності інверторів сонячної електростанції.

На ПС 150/35 кВ збору потужності передбачається установка двох трифазних силових трансформаторів 150/35 кВ потужністю 80 МВА кожний з наступних вимог до схеми видачі потужності:

- 1) у нормальному режимі роботи (два трансформатори Т1-Т2 150/35 кВ в роботі) завантаження кожного трансформатора не повинне перевищувати $0,8 \times S_{\text{тр}}$.

Завантаження трансформаторів у нормальному режимі видачі електричної енергії СЕС складає:

$$\frac{S_{\text{вид}}}{n_{\text{тр}} \times S_{\text{тр}}} = \frac{121,1}{2 \times 80} = 0,757, \quad 0,757 < 0,8$$

де, $S_{\text{вид}}$ – максимальне завантаження усіх трансформаторів у нормальному режимі видачі потужності, МВА*;

S_{tr} – потужність трансформатора, МВА;

n_{tr} – кількість трансформаторів;

2) завантаження одного з двох трансформаторів не повинна перевищувати $1,4 \times S_{tr}$ в усіх режимах роботи мережі 150 кВ та вище:

$$\frac{P_{СЕС}}{(n_{tr}-1) \cdot S_{tr}} = \frac{121,1}{(2-1) \cdot 80} = 1,51 \quad 1,51 > 1,4 \text{ (недопустиме перевантаження)}$$

де, $S_{вид max}$ – потужність максимальної видачі через один тр-р, МВА;

S_{tr} – потужність трансформатора, МВА.

У зв'язку з тим, що у випадку виходу з ладу одного з силових трансформаторів інший буде працювати з недопустимим перевантаженням, в такому режимі необхідно обмежити потужність сонячної станції не менше ніж до 111,05 МВт.

2.12.2 Вибір комутаційного обладнання (вимикачів)

Вимикаюча здатність комутаційного обладнання складає:

- 1) вимикачі 150 кВ – 40 кА;
- 2) вимикачі 35 кВ – 25 кА.

Вибір вимикаючої здатності комутаційного обладнання виконаний:

- на напрузі 150 кВ – за умови стійкості до струмів трифазного к.з;
- на напрузі 35 кВ – за умови стійкості до струмів трифазного к.з.

Максимальні струми ПЛ 150 кВ складають:

ПЛ 150 кВ Л-ЗТО-1 ПС 330 кВ Павлоградська – Васильківська СЕС з відгалуженням на ПЗТО – 407,98 А, завантаження ПЛ – 67,43% (для АС 240);

ПЛ 150 кВ Л-ЗТО-2 ПС 330 кВ Павлоградська – Васильківська СЕС з відгалуженням на ПЗТО – 264,22 А, завантаження ПЛ – 43,67% (для АС 240).

Максимальні струми ПЛ 150 кВ визначені згідно передпроектній роботі «Техніко- економічне обґрунтування схеми видачі потужності СЕС ТОВ

«СОЛАР ФАРМ-5», розташованої за межами с. Великоолександрівка Дніпропетровської області, максимальною прогнозованою потужністю 115 МВт (65 МВт – 1-й пусковий комплекс та 50 МВт – 2-й пусковий комплекс).

Номинальні струми обладнання ПС

Номинальні струми обладнання підстанції вказані на схемі електричній принциповій 0015.Н1С01.П-ТХ2.2-ЕП1.

Обладнання, що встановлюється на ПС 150/35 кВ збору потужності, перевірено витривалість до струмів навантаження і струмів КЗ. Максимальний розрахунковий струм лінійних приєднань, визначений аналізом нормальних, ремонтних та післяаварійних режимів роботи мережі 150 кВ, які відходять від ПС 150/35 кВ збору потужності, склад 407,98 А, максимальні розрахункові струми обмоток ВН и НН трансформаторів – 409,3 та 1 679,6 А відповідно. Приведені значення не перевищують значень номінальних струмів обраного обладнання. В таблиці 2.4 приведені параметри обладнання 150 кВ 35 кВ.

Таблиця 2.4 – Номінальні параметри обладнання ПС

№ з/п	Найменування обладнання	Номинальний струм відключення / струм термічної стійкості, кА	Максимальний струм КЗ (3ф/1ф) розрахунковий, кА	Номинальний струм, А	Максимальний струм навантаження ПЛ(КЛ) / Т, А
1	ВРУ-150 кВ				
1.1	Вимикачі 150 кВ	40/40	7,13 / 6,0	2 000	407,98 / 409,3
1.2	Роз'єднувачі 150 кВ	-/40	7,13 / 6,0	1 600	407,98 / 409,3
2	ЗРУ-35 кВ				
2.1	Вимикачі 35 кВ	25/25	8,31 / -	2 000	- / 1 679,6
2.2	Вимикачі 35 кВ	25/25	8,31 / -	630	371,2 / -

2.12.3 Вибір трансформаторів струму для РЗА

Алгоритм вибору трансформаторів струму для схем релейного захисту наступний:

Визначаємо максимальні струми навантаження приєднання $I_{\text{нав.мах}}$.

Максимальне навантаження приєднання трансформатору складає 409,3 А.

За струмом навантаження визначаємо первинний струм трансформаторів струму:

$$I_{1\text{НОМ}} \geq I_{\text{наб.мак.ВН}};$$

Первинний струм ТС – $I_{1\text{НОМ}} = 1000$ А, та визначаємо коефіцієнт трансформації ($I_{2\text{НОМ}} = 1$ А):

$$K_{\text{ТС}} = \frac{I_{1\text{НОМВН}}}{I_{2\text{НОМ}}} = \frac{1000}{1} = 1000;$$

1. Розраховуємо вторинний струм ТС при максимальному струмі КЗ трифазне КЗ

$$I_{\text{КЗ1max}} = I_{\text{КЗ}}^{(3)} = 7,13 \text{ кА}$$

$$I_{\text{КЗ2max}} = \frac{I_{\text{КЗ1max}}}{K_{\text{ТС}}} = \frac{7,13}{1000} = 7,13 \text{ А}$$

та порівнюємо його зі струмом 1 с стійкості МПП:

$$7,13 < 500;$$

За даними $I_{\text{КЗ1max}}$ розраховуємо струми 1 с термічної та динамічної стійкості трансформатора струму:

$$I_{\text{дин.ВН}} > (I_{\text{КЗ1max}} \cdot \sqrt{2}) \cdot K_{\text{уд}} = (7,13 \cdot \sqrt{2}) \cdot 1,8 = 18,15 \text{ кА}$$

$$I_{\text{терм(1с.)ВН}} > I_{\text{КЗ1max}} \cdot \left(\frac{\sqrt{t_{\text{п}}}}{\sqrt{1}} \right) = 7,13 \cdot \left(\frac{\sqrt{0,1}}{1} \right) = 2,255 \text{ кА}$$

$t_{\text{п}}$ – приведений час КЗ (сума часу витримки захисту та часу відключення вимикача)

Згідно ДГСТу 7746-2001 п.6.7.2 між $I_{\text{дин.ВН}}$ та $I_{\text{терм(1с.)ВН}}$ повинна бути дотримана умова:

$$I_{\text{дин.ВН}} \geq 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{терм(1с.)ВН}};$$

$$18,15 \geq 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 2,255 = 5,74 \text{ кА, умова виконується;}$$

2. Розраховуємо вторинне навантаження ТС – $Z_{\text{ЗН}}$

$$Z_{\text{ЗН}} = Z_{\text{каб}} + Z_{\text{МПП}} + Z_{\text{пер}};$$

де $Z_{\text{каб}}$ – опір кабелю від ТТ до МПП;

$Z_{\text{МПП}}$ – опір МПП ($Z_{\text{МПП}} = 0,02 \text{ Ом}$);

$Z_{\text{пер}}$ – перехідний опір контактів $Z_{\text{пер}} \approx 0,05 \text{ Ом}$.

Згідно з ПУЕ мінімальний перетин кабелів для струмових ланцюгів повинен бути $2,5 \text{ мм}^2$

$$Z_{\text{каб}} = \frac{l_{\text{каб}}}{q_{\text{каб}} \cdot \gamma};$$

6. Визначаємо K_{10} та $Z_{\text{ном}}$ трансформатора струму з умов:

$$K_{10} > \frac{I_{\text{кз1max}}}{I_{1\text{номВН}}} = \frac{7130}{1000} = 7,13$$

де K_{10} номінальна гранична кратність обмотки для захисту;

$$Z_{\text{ном}} > Z_{\text{ЗН}};$$

Розрахунок навантаження вторинної обмотки:

$q_{\text{каб}}, \text{ мм}^2$	$Z_{\text{каб}}, \text{ Ом}$	$Z_{\text{ЗН}}, \text{ Ом}$	$S_{\text{ЗН}}, \text{ ВА}$
2,5	1,582	1,652	1,652
4	0,989	1,059	1,059
6	0,659	0,729	0,729
10	0,396	0,466	0,466

$S_{зн}$ – навантаження вторинної обмотки трансформатора струму

$$S_{зн} = Z_{зн} \cdot I_{2ном}^2;$$

мінімально необхідні вимоги до ТС складають:

- $K_{ТС} = 500/1$;
- $K_{10} = 10$;
- $S_{ном} = 5, \text{ ВА}$;
- динамічна стійкість – не менше 18,15 кА
- термічна стійкість – не менше 2,255кА;

7. Трансформатори струму повинні відповідати умові $U_m > U_{p,max}$

Визначаємо напругу максимальної робочої точки:

$$U_{p,max} = 0,9 \cdot I_{кз2max} \cdot (R_2 + Z_{зн}),$$

де R_2 – опір вторинної обмотки постійному струму, $R_2 \approx 0,342 \text{ Ом}$

$$U_{p,max} = 0,9 \cdot 7,13 \cdot (0,342 + 1,652) = 12,795 \text{ В};$$

Визначаємо напругу насичення трансформатора струму:

$$U_m = 0,9 \cdot K_{10} \cdot I_{2ном} \cdot (R_2 + Z_{ном}) = 0,9 \cdot 10 \cdot 5 \cdot \left(0,342 + \frac{5}{1^2}\right) = 17,946 \text{ В}$$

$17,946 > 12,795$, умова виконується.

Перевірка струмових кіл на відповідність вимогам REL 650

Розрахунок наводимо для збільшених параметрів ТС оскільки параметри обрані за попередніми розрахунками для мінімально необхідних параметрів показали їх недостатність.

№	Параметр	Мінімально необхідне значення	Прийняте значення, для задоволення вимогам методики АББ	Примітка
1	Номінальний первинний струм, А	500	1000	
2	Номінальний вторинний струм, А	1	1	
3	Гранична кратність	10	20	
4	Номінальна потужність вторинної обмотки, ВА	5	10	
5	Динамічна стійкість, кА	18,15	100	Прийнято згідно стандартних параметрів
6	Термічна стійкість, кА	2,255	40	

У відповідності з ДСТУ ІЕС 60044-1:2008 вторинна ЕРС:

$$E_{\alpha 1} = K_{10} \cdot I_{sn} \cdot \left(R_{CT} + \frac{S_{CT}}{I_{sn}^2} \right) = 20 \cdot 1 \cdot \left(0,342 + \frac{10}{1^2} \right) = 206,84 \text{ В}$$

де K_{10} – коефіцієнт граничної кратності трансформатору струму;

S_{CT} – максимальне навантаження трансформатору струму, ВА ;

I_{sn} – номінальний вторинний струм, А;

$R_{CT} = 0,342$ Ом – вторинний опір трансформатору струму, Ом.

Величина опору прийнята за аналогом ТФЗМ-150.

Необхідна вторинна ЕРС

$$E_{\alpha 1 req} = a \cdot I_{k.max} \cdot \frac{I_{sn}}{I_{pn}} \cdot \left(R_{CT} + R_L + \frac{S_R}{I_r^2} \right)$$

$$E_{\alpha 1 req} = k \cdot I_{k.zone1} \cdot \frac{I_{sn}}{I_{pn}} \cdot \left(R_{CT} + R_L + \frac{S_R}{I_r^2} \right)$$

де $I_{k.max}$ – максимальне значення первинного струму при близьких внутрішніх пошкодженнях, А;

$I_{k.zone1}$ – максимальне значення первинного струму пошкодження в кінці зони 1, А;

I_{pn} – номінальний первинний струм, А;

I_{sn} – номінальний вторинний струм, А;

I_r – номінальний струм термінала, А;

R_L – опір вторинних ланцюгів та допоміжного навантаження, Ом;

S_R – навантаження струмового вхідного каналу REL 650, ВА;

a – функція первинної постійної часу постійної складової струму пошкодження;

$a = 2$ для первинної постійної часу $T_p < 50$ мс

$a = 3$ для первинної постійної часу $T_p > 50$ мс

Оскільки постійна часу мережі на шинах 150 кВ більше 50 мс, параметр $a = 3$.

k – параметр первинної постійної часу постійної складової струму при трифазному замкненні та виставленому обхвату зони 1;

$k = 4$ для первинної постійної часу $T_p < 30$ мс

$k = 6$ для первинної постійної часу $T_p > 30\text{мс}$

$3 \cdot 6,0 > 6 \cdot 7,13$, отже необхідно перевіряти параметри ТС та вибирати кабель для режиму трифазного КЗ.

$$E_{\alpha 1req} = 6 \cdot 7,13 \cdot 10^3 \cdot \frac{1}{1000} \cdot \left(0,342 + R + \frac{0,02}{1} \right)$$
$$R \leq \frac{206,84}{6 \cdot 7,13 \cdot 10^3 \cdot \frac{1}{1000}} - 0,342 - \frac{0,02}{1} = 4,47 \text{ Ом}$$
$$q_{\text{каб}} \geq \frac{\rho \cdot l_{\text{каб}}}{R} = \frac{0,0172 \cdot 230}{4,47} = 0,885 \text{ мм}^2$$

Вибрані параметри ТС та перетин кабелю $2,5 \text{ мм}^2$, задовольняють вимогам.

Розрахунок ланцюгів релейного захисту ТС 35 кВ

Визначаємо максимальні струми приєднання $I_{\text{нав}max}$:

$$I_{\text{нав}max.BH} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}} = \frac{9 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 37,5} = 346,41 \text{ А};$$

За струмом навантаження визначаємо первинний струм трансформаторів струму:

$$I_{1\text{ном}BH} \geq I_{\text{нав}max.BH};$$
$$400 \geq 300;$$

та визначаємо коефіцієнт трансформації ($I_{2H} = 1 \text{ А}$):

$$K_{\text{ТС}BH} = \frac{I_{1\text{ном}BH}}{I_{2H}} = \frac{400}{1} = 400$$

1. Розраховуємо вторинний струм ТС при максимальному струмі КЗ

$$I_{\text{КЗ1}max} = I_{\text{КЗ(3)}max};$$
$$I_{\text{КЗ2}max.BH} = \frac{I_{\text{КЗ1}max.BH}}{K_{\text{ТС}BH}} = \frac{8310}{400} = 20,77 \text{ А}$$

та порівнюємо його зі струмом 1 с стійкості МПП:

$$20,77 < 100;$$

За даними $I_{K31.max}$ розраховуємо струми 1 с термічної та динамічної стійкості трансформатора струму:

$$I_{дин.ВН} > (I_{K31.max.ВН} \cdot \sqrt{2}) \cdot K_{уд}$$

$$I_{дин.ВН} > (8,31 \cdot \sqrt{2}) \cdot 1,8 = 21,15 \text{ кА}$$

$$I_{терм(1с).ВН} > I_{K3.max.ВН} \cdot \left(\frac{\sqrt{t_n}}{\sqrt{1}} \right)$$

t_n – приведений час КЗ (сума часу витримки захисту та часу відключення вимикача).

$$I_{терм(1с).ВН} > 8,31 \cdot \left(\frac{\sqrt{0,1}}{1} \right) = 2,63 \text{ кА}$$

Згідно ДГСТу 7746-2001 п.6.7.2 між $I_{дин}$ та $I_{терм}$ повинна бути дотримана умова

$$I_{дин.ВН} \geq 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{терм(1с)ВН};$$

$$24,41 \geq 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 2,63 = 6,69 \text{ кА, умова виконується.}$$

5. Розраховуємо вторинне навантаження ТС – $Z_{зн}$

$$Z_{зн} = Z_{каб} + Z_{МПП} + Z_{пер};$$

де $Z_{каб}$ – опір кабелю від ТТ до МПП;

$Z_{МПП}$ – опір МПП ($Z_{МПП} = 0,1 \text{ Ом}$);

$Z_{пер}$ – перехідний опір контактів ($Z_{пер} \approx 0,05 \text{ Ом}$);

Згідно з ПУЕ мінімальний перетин кабелів для струмових ланцюгів повинен бути – $2,5 \text{ мм}^2$

Струмові кола комірки КЛ 35 кВ підключаються до пристрою захисту КЛ 35 кВ розташованому в релейному відсіку комірки 35 кВ. Виконаємо розрахунок для струмового кола:

$$Z_{\text{каб}} = \frac{L_{\text{каб}}}{q_{\text{каб}} \cdot \gamma} = \frac{2}{2,5 \cdot 57} = 0,014 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{зН}} = 0,01 + 0,014 + 0,05 = 0,074 \text{ Ом}$$

6. Визначаємо номінальну граничну кратність (K_{10}) та номінальне вторинне навантаження ($Z_{\text{НОМ}}$) трансформатора струму з умов:

$$K_{10} > \frac{I_{\text{КЗ.max.ВН}}}{I_{2\text{Н}}} = \frac{8,31}{0,4} = 20,78$$

приймаємо стандартне значення граничної кратності $K_{10} = 25$

$$Z_{\text{НОМ}} > Z_{\text{зН}};$$

$$Z_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{I_{2\text{Н}}^2};$$

$$S_{\text{НОМ}} > Z_{\text{зН}} \cdot I_{2\text{Н}}^2 = 0,074 \cdot 1 = 0,074 \text{ ВА};$$

Приймаємо стандартне значення номінальної потужності вторинних обмоток ТС $S_{\text{НОМ}} = 5 \text{ ВА};$

До установки приймаємо трансформатори струму з наступними технічними даними:

$$K_{\text{ТС.ВН}} = \frac{400}{1};$$

$$K_{10} = 25;$$

$$S_{\text{НОМ}} = 5 \text{ ВА};$$

- перетин жил кабелів струмових ланцюгів приймаємо $2,5 \text{ мм}^2$

7. Трансформатори струму повинні відповідати умові $U_{\text{м}} > U_{\text{р,max}}$. Визначаємо напругу максимальної робочої точки:

$$U_{\text{р,max}} = 0,9 \cdot I_{\text{КЗ2.max.ВН}} \cdot (R_2 + Z_{\text{зН}});$$

де – опір вторинної обмотки постійному струму, $R_2 \approx 0,342 \text{ Ом};$

$$U_{\text{р,max}} = 0,9 \cdot 8,31 \cdot (0,342 + 0,074) = 3,11 \text{ В};$$

Визначаємо напругу насичення трансформатора струму:

$$U_M = 0,9 \cdot K_{10} \cdot I_{2H} \cdot (R_2 + Z_{НОМ});$$

$$U_M = 0,9 \cdot 25 \cdot 1 \cdot (0,342 + 5) = 120,195 \text{ В};$$

$$120,195 > 3,11, \text{ умова виконується}$$

ТС в комірці вводу 35 кВ, та секційного вимикача 35 кВ.

Визначаємо максимальні струми приєднання $I_{\text{нав}max}$:

$$I_{\text{нав}max.BH} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{HH}}} = \frac{1,4 \cdot 80000}{\sqrt{3} \cdot 37,5} = 1724,35 \text{ А}$$

За струмом навантаження визначаємо первинний струм трансформаторів струму:

$$I_{1НОМ.BH} \geq I_{\text{нав}max.BH};$$

$$2000 \geq 1725;$$

та визначаємо коефіцієнт трансформації ($I_{2H} = 1 \text{ А}$):

$$K_{\text{ТС}.BH} = \frac{I_{1НОМ.BH}}{I_{2H}} = \frac{2000}{1} = 2000$$

Розраховуємо вторинний струм ТС при максимальному струмі КЗ

$$I_{\text{КЗ}1.max} = I_{\text{КЗ}(3).max};$$

$$I_{\text{КЗ}2.max.BH} = \frac{I_{\text{КЗ}1.max.BH}}{K_{\text{ТС}.BH}} = \frac{8310}{2000} = 4,155 \text{ А}$$

та порівнюємо його зі струмом 1 с стійкості МПП:

$$4,155 < 100;$$

За даними $I_{K31.max}$ розраховуємо струми 1с термічної та динамічної стійкості трансформатора струму:

$$I_{дин.ВН} > (I_{K31.max.ВН} \cdot \sqrt{2}) \cdot K_{уд};$$

$$I_{дин.ВН} > (8310 \cdot \sqrt{2}) \cdot 1,8 = 21,15 \text{ кА}$$

$$I_{терм(1с).ВН} > I_{K3.max.ВН} \cdot \left(\frac{\sqrt{t_{п}}}{\sqrt{1}} \right)$$

$t_{п}$ – приведений час КЗ (сума часу витримки захисту та часу відключення вимикача).

$$I_{терм(1с).ВН} > 8,31 \cdot \left(\frac{\sqrt{0,1}}{1} \right) = 2,63 \text{ кА}$$

Згідно ДСТУ 7746-2001 п.6.7.2 між $I_{дин}$ та $I_{терм}$ повинна бути дотримана умова

$$I_{дин.ВН} \geq 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{терм(1с)ВН};$$

$$24,444 \geq 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 2,63 = 6,69 \text{ кА, умова виконується.}$$

Розраховуємо вторинне навантаження ТС – $Z_{зН}$

$$Z_{зН} = Z_{каб} + Z_{МПП} + Z_{пер};$$

де $Z_{каб}$ – опір кабелю від ТТ до МПП;

$Z_{МПП}$ – опір МПП ($Z_{МПП} = 0,1 \text{ Ом}$);

$Z_{пер}$ – перехідний опір контактів ($Z_{пер} \approx 0,05 \text{ Ом}$);

Згідно з ПУЕ мінімальний перетин кабелів для струмових ланцюгів повинен бути – $2,5 \text{ мм}^2$

Струмові кола комірки вводу 35 кВ та СВ 35 кВ підключаються до пристрою

захисту вводу (СВ) 35 кВ, які розташовані в окремих шафах, встановлених в приміщенні релейного щита в будівлі загальностанційного пункту керування.

$$Z_{\text{каб}} = \frac{L_{\text{каб}}}{q_{\text{каб}} \cdot \gamma} = \frac{126}{2,5 \cdot 57} = 0,867 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{зн}} = 0,867 + 0,1 + 0,05 = 0,927 \text{ Ом}$$

Визначаємо номінальну граничну кратність (K_{10}) та номінальне вторинне навантаження ($Z_{\text{ном}}$) трансформатора струму з умов:

$$K_{10} > \frac{I_{\text{КЗ.max.ВН}}}{I_{1\text{н}}} = \frac{8310}{2000} = 4,155$$

приймаємо стандартне значення граничної кратності $K_{10} = 15$

$$Z_{\text{ном}} > Z_{\text{зн}};$$

$$Z_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{I_{2\text{н}}^2};$$

$$S_{\text{ном}} > Z_{\text{зн}} \cdot I_{2\text{н}}^2 = 0,927 \cdot 1 = 0,927 \text{ ВА};$$

приймаємо стандартне значення номінальної потужності вторинних обмоток ТС $S_{\text{ном}} = 5 \text{ ВА};$

До установки приймаємо трансформатори струму з наступними технічними даними:

$$- K_{\text{ТС.ВН}} = \frac{2000}{1};$$

$$- K_{10} = 15;$$

$$- S_{\text{ном}} = 5 \text{ ВА};$$

- перетин жил кабелів струмових ланцюгів приймаємо $2,5 \text{ мм}^2$

7. Трансформатори струму повинні відповідати умові $U_{\text{м}} > U_{\text{р.max}}$. Визначаємо напругу максимальної робочої точки:

$$U_{\text{р.max}} = 0,9 \cdot I_{\text{КЗ2.max.ВН}} \cdot (R_2 + Z_{\text{зн}});$$

де – опір вторинної обмотки постійному струму, $R_2 \approx 0,342$ Ом;

$$U_{p,max} = 0,9 \cdot 4,155 \cdot (0,342 + 0,927) = 4,75 \text{ В};$$

Визначаємо напругу насичення трансформатору струму:

$$U_M = 0,9 \cdot K_{10} \cdot I_{2H} \cdot (R_2 + Z_{НОМ});$$

$$U_M = 0,9 \cdot 15 \cdot 1 \cdot (0,342 + 5) = 72,12 \text{ В};$$

$$72,12 > 4,75, \text{ умова виконується}$$

2.13 Власні потреби змінного струму

Основні споживачі власних потреб змінного струму $\sim 380/220$ В ПС 150/35 кВ збору потужності це:

- електродвигуни приводів вимикачів та роз'єднувачів ВРУ-150 кВ;
- антиконденсаційний обігрів приводів обладнання ВРУ-150 кВ;
- зарядно-підзарядні пристрої щита постійного струму;
- електродвигуни систем охолодження силових трансформаторів 150/35 кВ;
- електродвигуни пристроїв РПН силових трансформаторів 150/35 кВ;
- зовнішнє та внутрішнє освітлення ПС;
- пристрої АСК ТП та засобів зв'язку;
- прилади опалення, вентиляції та кондиціонування відповідних будівель ПС;
- електродвигуни приводів вимикачів КРУЕ-35 кВ;
- ланцюги живлення вимірювальних пристроїв, обігрів та освітлення КРУЕ-35 кВ.

Для розподілу навантажень власних потреб змінного струму встановлюється двосекційний щит власних потреб (ЩВП) напругою $\sim 380/220$ В з АВР на секційних вимикачах.

Для живлення ЩВП змінного струму передбачається встановлення двох трансформаторів власних потреб (ТВП-1 та ТВП-2) напругою 38,5/0,4 кВ; потужністю 400 кВА.

Трансформатор власних потреб ТВП-1 через вимикач підключений до секції 1 С 35 кВ ЗРУ-35 кВ, трансформатор власних потреб ТВП-2 через вимикач підключений до секції 2 С 35 кВ ЗРУ-35 кВ.

Щит власних потреб змінного струму встановлюється в будівлі ЗПК. Трансформатори власних потреб ТВП-1 та ТВП-2 встановлюються на відкритій площадці.

Для аварійного живлення особливо важливих споживачів системи власних потреб змінного струму ПС 150/35 кВ збору потужності встановлюється дизель-генератор 200 кВт, 0,4 кВ.

Система заземлення мережі власних потреб TN-C-S згідно ПУЕ.

Для вибору та перевірки елементів і ланцюгів системи живлення власних потреб змінного струму ПС 150/35 кВ збору потужності використовувалося програмний комплекс.

2.14 Вибір системи оперативного постійного струму

Проектом передбачається створення системи оперативного постійного струму.

Всі пристрої РЗА, а також ланцюги управління вимикачів виконуються на оперативному постійному струмі 220 В.

Система оперативного постійного струму забезпечує живлення терміналів релейного захисту, РАП і ланцюгів управління комутаційними апаратами, автоматики та сигналізації в нормальних режимах і протягом двох годин при відключенні власних потреб змінного струму.

Система оперативного постійного струму в своєму складі містить:

- дві акумуляторні батареї;
- два щита постійного струму;
- чотири зарядно-підзарядні пристрої;
- шафи розподілу оперативного струму.

Акумуляторні батареї розміщуються в різних приміщеннях в

безпосередній близькості від щитів постійного струму.

Між щитами постійного струму передбачається секціонування для виконання резервування на час проведення ремонтних робіт.

Споживачі постійного струму розподілені між двома секціями СОПТ таким чином, що відмова однієї з них не призводить до втрати основних функцій РЗА, і управління комутаційними апаратами. У разі втрати живлення на одній із секцій СОПС, передбачається можливість ручного секціонування.

Усе постійне навантаження (пристрої РЗА, управління, сигналізації та ін.) живиться від зарядно-підзарядних пристроїв. Акумуляторні батареї беруть на себе імпульсне навантаження (одночасне відключення групи вимикачів), а також усе навантаження при зникненні живлення змінного струму.

Акумуляторна батарея працює у режимі постійного підзаряду з двома, включеними на шини ЩПТ зарядно-підзарядними пристроями.

Система оперативного постійного струму передбачає три рівні захисту:

- нижній рівень – захист ланцюгів живлення безпосередніх споживачів (пристроїв РЗА, ланцюгів керування вимикачами й т.д.);
- середній рівень – захист ланцюгів, що живлять шинки безпосередніх споживачів;
- верхній рівень – захист шин щита постійного струму на вході.

Для нижнього рівня захисту застосовуються модульні автоматичні вимикачі. Для верхнього і середнього рівнів захисту застосовуються модульні запобіжники, розташовані в мультиблоках.

Установка автоматичних вимикачів для нижнього рівня обумовлюється багаторазовим спрацьовуванням і можливістю їхнього далекого резервування апаратами верхнього рівня. Установка запобіжників для верхнього й середнього рівнів, обумовлюється більше високою надійністю (взаємним резервуванням полюсів, простотою конструкції) і відносно низькою частотою спрацьовування в процесі експлуатації.

Захисні пристрої всіх рівнів приймаються селективними, чутливими до КЗ. Час відключення КЗ у будь-якій точці мережі повинен забезпечувати збереження

в роботі всіх МП пристроїв, не підключених до ушкодженого приєднання, без перевантаження, а також забезпечувати термічну стійкість провідників ушкодженого приєднання.

Час відключення КЗ у системі оперативного постійного струму визначається з урахуванням наступних факторів:

- при зниженні напруги на неушкоджених фідерах, що живлять мікропроцесорні термінали, нижче напруги перевантаження цих терміналів час відключення КЗ повинен бути менше припустимого часу перерви їхнього живлення;

- при зниженні напруги на неушкоджених фідерах, що живлять мікропроцесорні термінали, вище напруги перевантаження цих терміналів час відключення КЗ повинен визначатися термічною стійкістю з'єднувальних проводів і кабелів;

- забезпечувати резервування захисту більше низького рівня захистами більш високого рівня;

- забезпечувати чутливість до дугових КЗ в основній зоні й у зоні резервування.

Передбачені рішення, що дозволяють застосувати мікропроцесорні пристрої релейного захисту. До таких рішень належать:

- поділ системи оперативного постійного струму на зони: "чисту", що живить тільки мікропроцесорні термінали і "брудну", що живить ланцюги керування вимикачів;

- застосування для системи оперативного постійного струму екранованих контрольних кабелів;

- виконання всіх передбачених відповідними документами заходів, спрямованих на виключення (або зниження) електромагнітних (грозових і комутаційних) полів.

Для контролю ізоляції і пошуку пошкодженого фідера на щитах постійного струму встановлюється система виробництва BENDER.

Для контролю опору ізоляції передбачається прилад A-ISOMETER. Прилад також виконує вибірковий пошук пошкодження ізоляції. У тому випадку, коли значення вимірюємого опору ізоляції знизиться нижче рівня уставок, запускається функція пошуку пошкодження ізоляції. За допомогою приладу серії EDS та підключених до нього трансформаторів струму, що встановлюються на кожному приєднанні, здійснюється вибіркоче визначення дефектного приєднання.

Також для контролю ізоляції передбачається портативний прилад пошуку дефекту ізоляції. Він дозволяє у період роботи знайти дефект ізоляції без відключення системи.

Передбачається світлова сигналізація стану спрацьовування запобіжників-роз'єднувачів на фасаді шаф ЩПТ. Також передбачається видача сигналів на ЦС і контролер ЩПС.

В одній з шаф ЩПС встановлюється мікропроцесорний контролер, що виконує наступні функції:

- контроль напруги на шинах;
- контроль струму заряду АБ;
- контроль запобіжників-роз'єднувачів.
- цифровий зв'язок з АСК ТП.

Для побудови системи оперативного постійного струму використовується тільки апаратура сертифікована для роботи на постійному струмі.

У якості запобіжників-роз'єднувачів передбачаються використання запобіжних систем VARIUS виробництва OEZ. Плавкі вставки передбачаються з характеристикою Gg, що відрізняються високою відключаючою здатністю, великою струмообмежуючою здатністю й низькими величинами перенапруги, що виникають під час дії плавкої вставки. У якості автоматичних вимикачів передбачаються використання вимикачів типу

S60H-DC, виробництва Scheider Electric. Ці вимикачі мають постійний магніт, що допомагає виконувати гасіння дуги.

Шафи ЩПТ встановлюються в окремому приміщенні.

Схема системи оперативного постійного струму наведена на кресленні

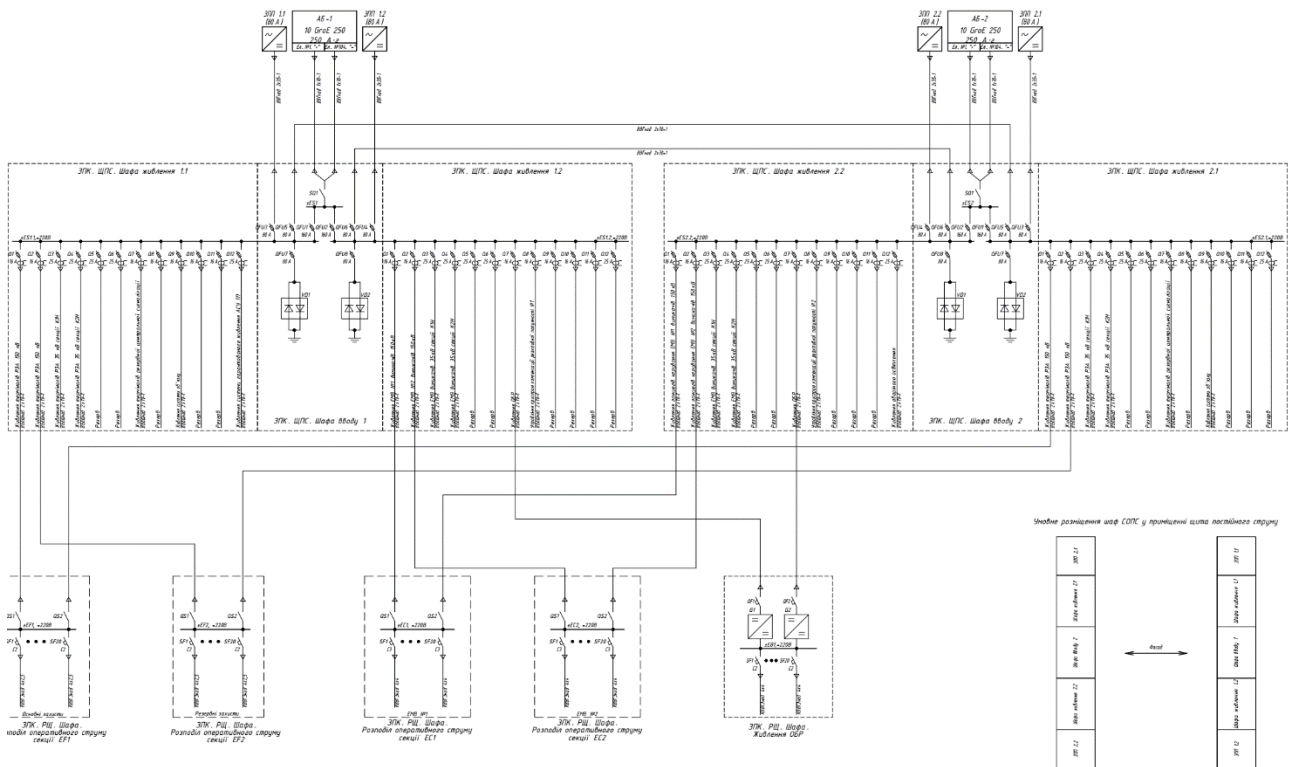


Рисунок 2.19 - Схема системи оперативного постійного струму

Розрахунок постійного навантаження. Постійне навантаження – навантаження, що відповідає струму, споживаємому у нормальному режимі роботи й залишається незмінним протягом режиму аварійного зникнення змінної напруги в мережі власних потреб.

Постійне навантаження системи оперативного постійного струму становить:

- пристрої РЗА 150 кВ $I_{РЗА150} = 10$ А;
- пристрої РЗА 35 кВ $I_{РЗА35} = 8$ А;
- оперативне блокування роз'єднувачів $I_{ОБР} = 5$ А;
- охолодження трансформаторів $I_{ОХОЛ} = 5$ А;
- управління пристроїв компенсації реактивної потужності $I_{КРП} = 15$ А.

Сумарне постійне навантаження

$$I_{ПОСТ} = I_{РЗА150} + I_{РЗА35} + I_{ОБР} + I_{РАП} + I_{ОХОЛ} + I_{КРП} = 10 + 8 + 5 + 5 + 5 + 15 = 48 \text{ А.}$$

Розрахунок тимчасового навантаження. Тимчасове навантаження – навантаження, що відповідає струму, що споживається при аварійному зникненні змінної напруги в мережі власних потреб й характеризує сталий режим аварійного розряду.

Тимчасове навантаження системи оперативного постійного струму становить:

- система гарантованого живлення АСК ТП $I_{АСК} = 15$ А;
- система гарантованого живлення зв'язку $I_{зв} = 6$ А;
- аварійне освітлення $I_{АО} = 6$ А.

Сумарне тимчасове навантаження

$$I_{тимч} = I_{АСК} + I_{зв} + I_{АО} = 15 + 6 + 6 = 27 \text{ А}$$

Розрахунок імпульсного навантаження. Імпульсне навантаження – короткочасне навантаження тривалістю не більше 5 с, що характеризує перехідний режим аварійного розряду.

При розрахунку приймається, що імпульсні струми виникають після розряду АБ струмом навантаження при відключенні групи вимикачів.

Розглянемо випадки спрацювання захистів.

При спрацюванні захисту лінії 150 кВ відбудеться відключення 2 вимикачів 150 кВ. На стороні напругою 150 кВ встановлені вимикачі з двома електромагнітами відключення, що споживають 2,4 А кожний.

$$I_{імп150} = 2 \cdot 2 \cdot 2,4 = 9,6 \text{ А.}$$

При спрацюванні ЛЗШ 35 кВ відбудеться відключення 10 вимикачів 35 кВ. На стороні напругою 35 кВ встановлені вимикачі з одним електромагнітом відключення, що споживає 1,14 А.

$$I_{імп35} = 10 \cdot 1 \cdot 1,14 = 11,4 \text{ А.}$$

Для розрахунків приймаємо більше значення імпульсного струму $I_{\text{імп}} = 12 \text{ А}$.
Розрахунок сумарного струму навантаження

$$I_{\text{н}} = I_{\text{пост}} + I_{\text{тимч}} + I_{\text{імп}} = 48 + 27 + 12 = 87 \text{ А}.$$

Розрахунок акумуляторної батареї

Визначення кількості елементів акумуляторної батареї. Відповідно до нормативних документів напруга на шинах постійного струму, що живлять ланцюги керування, пристрої релейного захисту, сигналізації, автоматики і телемеханіки, у нормальних експлуатаційних умовах допускається підтримувати на 5% вище номінальної напруги електроприймачів.

Необхідно визначити напругу на шинах щита постійного струму, найближчих до виводів акумуляторної батареї, з урахуванням струму постійного навантаження $I_{\text{пост}}$.

Напруга на виводах АБ:

$$U_{\text{АБ}} = 1,05 \cdot 220 = 231 \text{ В}.$$

Визначається кількість елементів у батареї:

$$n = \frac{231}{2,23} = 103,6.$$

Число елементів у батареї приймається рівним 104.

Визначення мінімальної напруги, що доводиться на один елемент батареї. Мінімальна напруга, що доводиться на один елемент батареї визначається з необхідності підтримання у споживача допустимого рівня напруги та з урахуванням зниження напруги аварійного режиму від максимального імпульсного струму навантаження.

При виборі акумуляторної батареї мінімальна напруга, що доводиться на один елемент орієнтовно приймається $U_{\text{емін}} = 1,8 \text{ В}$. Цієї величини зазвичай достатньо для забезпечення необхідного рівня напруги у всіх споживачів.

Після вибору перетину кабелів та розрахунків втрат напруги величина мінімальної напруги елемента уточнюється.

Вибір ємності АБ по характеристиках розряду. Еквівалентний час аварійного режиму:

$$t_1 = \frac{I_{уст1} \cdot t_{авар}}{I_{н1}} = \frac{94 \cdot 2}{109} = 1,7 \text{ години,}$$

де $I_{уст1}$ – приведений струм аварійного режиму;

$I_{н1}$ – сумарний струм навантаження з урахуванням коефіцієнту ємності батареї в кінці строку служби.

$t_{авар}$ – час аварійного режиму.

Приведений струм усталеного аварійного режиму знаходимо по формулі:

$$I_{уст1} = \frac{(I_{пост} + I_{тимч}) \cdot T_K}{0,8} = \frac{(48 + 27) \cdot 1}{0,8} = 94 \text{ А,}$$

де 0,8 – коефіцієнт ємності батареї в кінці строку служби (80% від номінальної);

T_K – температурний коефіцієнт ємності, що залежить від мінімально можливої температури в приміщені акумуляторної батареї.

Сумарний струм навантаження з урахуванням коефіцієнту ємності батареї в кінці строку служби знаходимо по формулі:

$$I_{н1} = \frac{I_n}{0,8} = \frac{87}{0,8} = 109 \text{ А,}$$

де 0,8 – коефіцієнт ємності батареї в кінці строку служби (80% від номінальної).

За розрядними характеристикам з 1,8 В/ел і еквівалентним часом аварійного режиму 1,7 години, для струму 109 А визначаємо ємність акумуляторної батареї.

Передбачається встановлення двох АБ типу 10 GroE 250 ємністю 250 А·год кожна з наступними технічними параметрами (згідно інформації концерну EXIDE Technologies):

- внутрішній опір елемента $R_{\text{ел}} = 0,38 \text{ мОм}$;
- струм КЗ елемента $I_{\text{кзел}} = 5412 \text{ А}$;
- ЕРС одного елемента $E_{\text{АБрозрел}} = R_{\text{ел}} \cdot I_{\text{кзел}} = 0,38 \cdot 10^{-3} \cdot 5412 = 2,06 \text{ В}$.

Вибір зарядно-підзарядного пристрою

Потужність одного зарядно-підзарядного пристрою повинна забезпечити живлення всіх електроприймачів оперативного постійного струму, враховуючи одночасне проведення прискореного заряду АБ до 90% номінальної ємкості за час не більше 8 годин

$$I_{\text{ЗП}} \geq I_{\text{пост}} + 0,9 \cdot \frac{C_{\text{АБ}}}{8} = 48 + 0,9 \cdot \frac{250}{8} = 76,125 \text{ А}$$

Приймаємо зарядно-підзарядний пристрій, з вихідним струмом не менше 80 А.

Вибір апаратів захисту

Вибір апаратів нижнього рівня системи захисту. До нижнього рівня захисту СОПС відносяться апарати, що захищають:

- пристрої релейного захисту (МП термінали);
- кола живлення оперативного блокування;
- кола живлення електромагнітів вимикачів.

Нижній рівень захисту виконується автоматичними вимикачами (АВ) з електромагнітними розчіплювачами працюючими з часом не менш 10 мс (С60Н-DC, Scheider Electric).

Струм спрацьовування автоматичного вимикача пов'язаний з номінальним струмом АВ коефіцієнтом уставки, тобто $I_{\text{сп}} = I_{\text{ном}} \cdot K_y$.

Вимикач С60Н-DC має тип характеристики "С". Характеристика типу "С" має коефіцієнт уставки $K_y = 7 \dots 10$.

Коефіцієнт чутливості АВ визначається з величини максимальних похибок, сумарна струмова похибка яких не перевищує 20% від струму спрацьовування і коефіцієнта запасу рівного $K_{\text{зап}} = 1,1 - 1,15$. Коефіцієнт чутливості дорівнює $K_{\text{ч}} = 1,32 - 1,38$. Величина $K_{\text{ч}} = 1,32 - 1,38$ звичайно дається

наприкінці зони резервування, наприкінці основної зони коефіцієнт чутливості повинен бути не менше $K_{\text{ч}} = 2$.

При визначенні струму КЗ із урахуванням опору дуги $K_{\text{ч}}$ може бути знижений при КЗ наприкінці зони до 1,3 і 1,8 відповідно

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.М}} \cdot K_{\text{з}}}{I_{\text{сп}}}$$

де $I_{\text{КЗ.М}}$ – струм металевого КЗ в кінці захисної зони;

$K_{\text{з}}$ – коефіцієнт зниження струму металевого КЗ (визначається по характеристиці залежності коефіцієнта зниження від опору зовнішнього ланцюга), для обліку опору дуги.

Захист терміналу РЗА. Враховуючи навантаження пристроїв РЗА, вибираємо номінальний струм автоматичного вимикача рівний 2 А.

Автоматичні вимикачі нижнього рівня, від яких живляться мікропроцесорні термінали, повинні бути відбудовані від пускових струмів блоків живлення цих терміналів. Пускові струми імпульсних блоків живлення становлять близько 10 А.

Струм спрацьовування

$$I_{\text{сп}} = I_{\text{ном}} \cdot K_{\text{у}} = 2 \cdot 7 = 14 \text{ А} > 10 \text{ А.}$$

$R_{\text{AB}(C2)} = 850 \text{ мОм}$ (тут і далі приводиться значення опору АВ з урахуванням двох полюсів).

Захист ланцюгів живлення електромагнітів вимикачів 150 кВ. Схема управління вимикачів 150 кВ трифазна. Струм споживання електромагнітів відключення 2,4 А.

Для захисту кіл живлення використовуються автоматичні вимикачі з номінальним струмом рівним 3 А.

$$I_{\text{сп}} = I_{\text{ном}} \cdot K_{\text{у}} = 3 \cdot 7 = 21 \text{ А. } R_{\text{AB}(C3)} = 850 \text{ мОм}$$

2.15 Компонувальні рішення ПС 35/150 кВ Васильківської СЕС

Взаємне розташування споруд підстанції прийнято виходячи з місця розташування ПЛ, під'їзної автодороги і ситуаційного плану розміщення підстанції.

Компонування і конструкція розподільних пристроїв забезпечують можливість проведення ремонту та технічного обслуговування вимикачів, вимірювальних трансформаторів і інших апаратів із застосуванням автокранів, гідропідйомників або телескопічних вишок переважно без зняття напруги з сусідніх приєднань, а також під'їзд пересувних лабораторій до обладнання для проведення профілактичних робіт.

Проектом передбачаються наступні споруди:

- Відкрита розподільна установка 150 кВ (ВРУ-150 кВ);
- Закрита розподільна установка 35 кВ (ЗРУ-35 кВ);
- Трансформатори 150/35 кВ 80 МВА;
- Загальностанційний пункт керування (ЗПК);
- Фільтро-компенсуючий пристрій 35 кВ №1, 2;
- Трансформатори власних потреб напругою 35/0,4 кВ потужністю 400 кВА;
- Заземлюючий резистор 35 кВ;
- Насосна станція пожежогасіння;
- Пожежний резервуар води;

Резервуар аварійного зливу трансформаторного масла;

- Резервуар №1 збору стічних вод (септик);
- Резервуар №2 збору стічних вод (септик);
- Дизель-генератор.

Загальностанційний пункт керування (ЗПК). Загальностанційний пункт керування (ЗПК) виконано одноповерховою будівлею розміром 15,85х60,0 м у будівлі розташоване обладнання власних потреб підстанції, шафи релейного захисту, приміщення персоналу РЗА, АСУ та зв'язку, приміщення апаратної АСК ТП, приміщення зв'язку, приміщення головного щита керування (ГЩК),

приміщення для відпочинку та приймання їжі, кабінети начальника станції та головного енергетика, переговорна, склад та інші побутові приміщення.

Для живлення пристроїв РЗА і електромагнітів вимикачів передбачається установка двох акумуляторних батарей, що працюють в режимі постійної підзарядки. Щити постійного струму - 220В, власних потреб 380 / 220В, приймаються двосекційними. Для прокладання кабельної продукції в будівлі ЗПК передбачені кабельні канали.

Фільтро-компенсуючий пристрій 35кВ №1, №2. Обладнання фільтро-компенсуючого пристрою (ФКП) встановлене відкрито. До складу ФКП входить: роз'єднувач триполюсний 40,5 кВ, реактори 35 кВ, обмежувачі перенапруг 35 кВ, батареї статичних конденсаторів 35 кВ, розрядні котушки 35 кВ. Навколо відкритої установки електротехнічного обладнання ФКП передбачена огорожа. Конструктивно-компонувальні рішення ФКП представлені на кресленні 0015.Н1С01.П-ТХ2.2-ЕМ1 арк. 1.

Дизель-генератор. Для резервування системи власних потреб змінного струму ПС 150/35 кВ збору потужності передбачається встановлення дизель-генератора потужністю 200 кВт, 0,4 кВ, що розміщується на дворі, поблизу будівлі ЗПК.

Каналізація електроенергії.

Прокладка кабелів по території підстанції виконується в наземних кабельних залізобетонних лотках. Для прокладання кабельно-провідникової продукції в будівлі ЗПК виконуються кабельні канали. В будівлі ЗРУ-35 кВ кабелі прокладаються в цокольному просторі по кабельним конструкціям.

Кабелі прийняті що не поширюють горіння з низьким димо-газовиділенням (-нгд). Прокладка кабелів освітлення виконується в ПВХ рукавах і ПВХ трубах кабелем ВВГнгд приховано і по поверхні стелі.

Розподільна мережа виконується 5-провідною; для заземлення використовується окремий провід, що входить до складу кабелю того ж перетину, що і фазний і нульовий робочий провідник (система TN-S).

Групова мережа зовнішнього освітлення виконується кабелем з мідними

жилами марки ВВГнгд що не поширює горіння з низьким димо- та газовиділенням.

Заземлення та захист від ураження струмом. Пристрій заземлення підстанції виконується вертикальними оцинкованими електродами діаметром 18 мм, довжиною 3 м, з'єднаними оцинкованими штабами 4x40 мм, прокладеними в землі на глибині 0,7 м. Згідно з ПУЕ (п.1.7.106) опір заземлювального пристрою має бути не більше 0,5 Ом.

Блискавкозахист. Захист підстанції від удару блискавки забезпечується щоглами блискавкозахисту та блискавкоприймачами встановленими на порталах 150 кВ, згідно з ДСТУ Б.В.2.5- 38:2008 «Улаштування блискавкозахисту будівель і споруд». Для захисту обладнання від внутрішніх та зовнішніх перенапруг передбачається встановлення нелінійних обмежувачів перенапруги (ОПН) 150 кВ, 35 кВ.

2.15.1 Відкрита розподільна установка 150 кВ (ВРУ-150 кВ)

На ВРУ-150 кВ передбачена установка:

- вимикачів елегазових колонкових 150 кВ, 40 кА, 2000 А;
- роз'єднувачів триполюсних, з двома заземлюючими ножами, із моторним приводом, 150 кВ, 40 кА, 1600 А;
- роз'єднувачів триполюсних, з одним заземлюючим ножем, із моторним приводом, 150 кВ, 40 кА, 1600 А;
- трансформаторів струму 150 кВ;
- трансформаторів напруги 150 кВ;
- обмежувачів перенапруг 150кВ;
- конденсаторів зв'язку 150 кВ;
- ВЧ-загороджувачів.

Проектована ошиновка ВРУ 150 передбачається сталелегалюмінієвими проводами. Конструктивно-компонувальні рішення ВРУ-150 кВ представлені на рисунку 2.20.

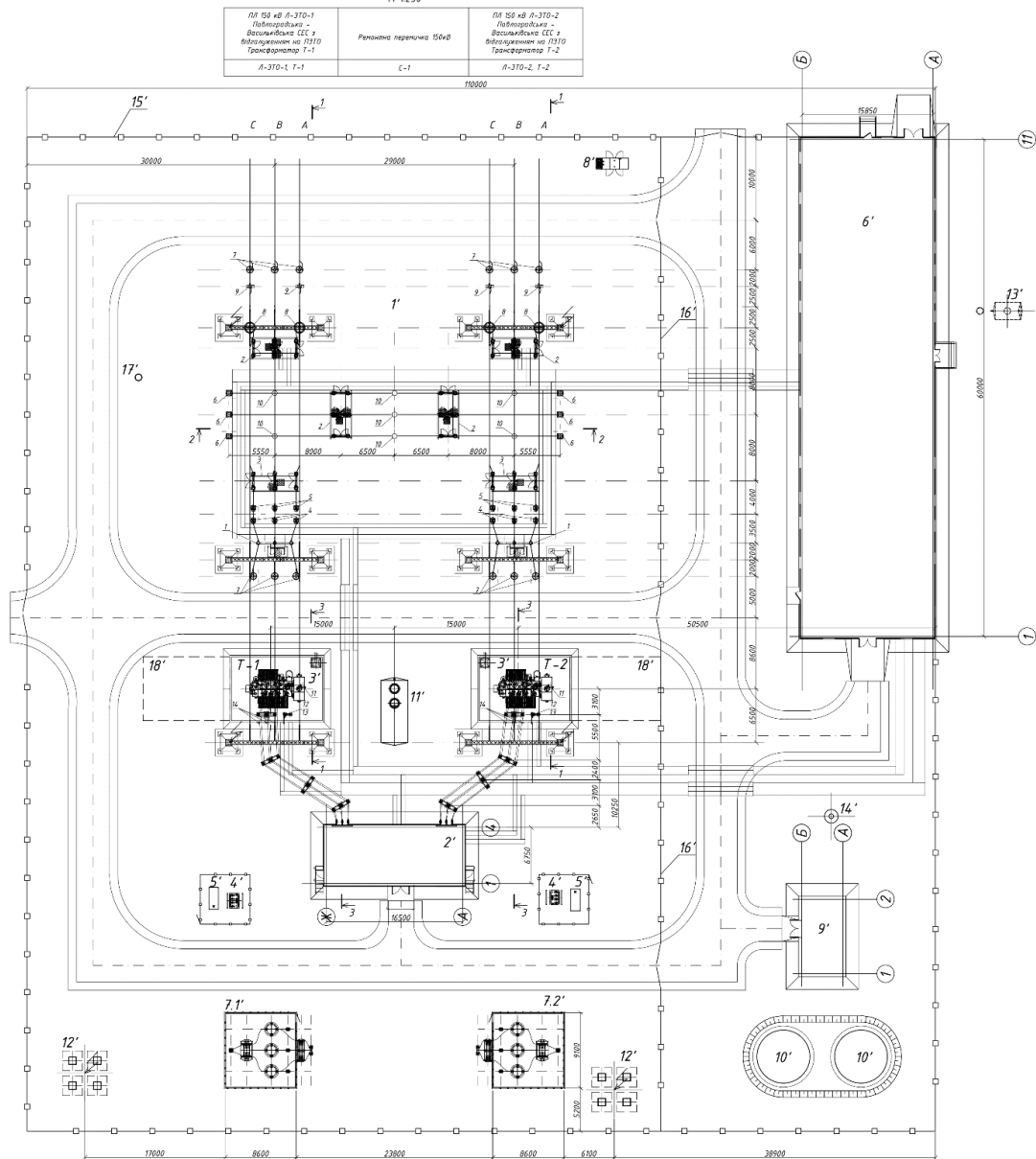


Рисунок 2.20 - Конструктивно-компонувальні рішення ВРУ-150 кВ
ПС 35/150 кВ

2.15.2 Закрита розподільна установка 35 кВ (ЗРУ-35 кВ)

Розподільна установка 35кВ розміщується в окремій модульній будівлі заводського виготовлення розміром 6,75х16,5. В будівлі ЗРУ-35 кВ встановлено дві секції комірок 35 кВ.

Зв'язок ЗРУ-35 кВ з трансформаторами Т1, Т2 здійснюється за допомогою гнучких шин з сталюалюмінієвих проводів.

Конструктивно-компонувальні рішення ЗРУ-35 кВ представлені на рисунку 2.21.

КРУЕ-35кВ (35кВ, 2000А, 25кА)		
у складі:		
Комірка КРУ-35кВ типу 8DA10	к-м/шт.	2/20
Шинопровід (40,5кВ; 2000А; 25кА)	к-м	2
Шафа обліку	шт.	4

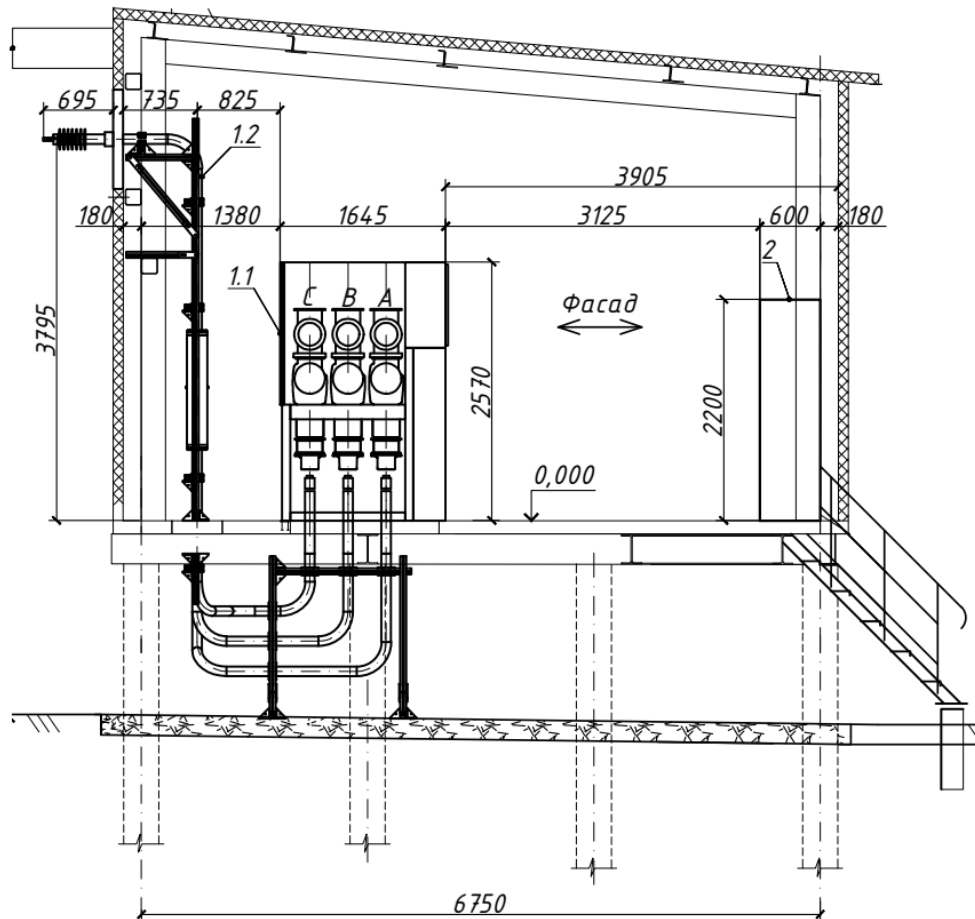


Рисунок 2.21 - Конструктивно-компонувальні рішення ЗРУ-35 кВ

2.15.3 Трансформатори 150/35 кВ 80 МВА

Проектом виконується встановлення двох двообмоткових силових масляних трансформаторів 150/35кВ потужністю 80 МВА кожен.

Трансформатори встановлені відкрито.

Передбачено спорудження резервуару аварійного зливу трансформаторного масла.

Ошиновка відкритої установки силових трансформаторів передбачається сталевалюмінієвими проводами.

Конструктивно-компонувальні рішення відкритої установки силових трансформаторів представлені на рисунку 2.22.

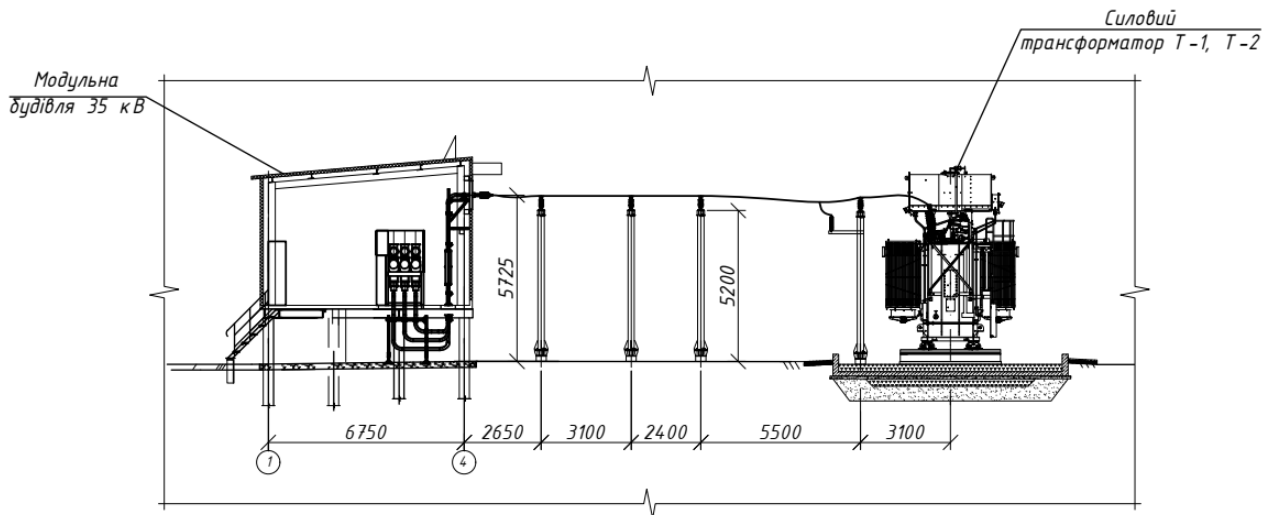


Рисунок 2.22 - Конструктивно-компонувальні рішення відкритої установки силових трансформаторів

2.16 Управління підстанцією

Управління підстанцією виконується комплексом технічних засобів захисту та системи АСКТП станції. Передбачається керування:

- вимикачами 150 кВ, 35 кВ;
роз'єднувачами та заземлюючими ножами 150 кВ,
роз'єднувачами 35 кВ;
- пристроями РПН трансформаторів 150/35 кВ.

Передбачаються наступні види управління комутаційними апаратами:

- телеуправління засобами АСКТП;
- дистанційне управління з шаф РЗА вимикачами 150 кВ, вводами 35 кВ трансформаторів та секційними вимикачами 35 кВ;

дистанційне управління приєднаннями КЛ 35 кВ з шаф дистанційного керування вимикачами приєднань 35 кВ;

- дистанційне керування приводами роз'єднувачів 150 кВ з шаф встановлених на ВРУ-150 кВ;

- місцеве (шафа приводу комутаційного апарату 150 кВ, із шаф КРУЕ 35 кВ).

АСКТП виконує управління усіма комутаційними апаратами, що мають моторний привод.

У нормальному режимі управління елементами силового обладнання відбувається за допомогою АСКТП. При цьому зберігається принцип автономності управління кожним високовольтним комутаційним апаратом, який дозволяє збільшити надійність та живучість управління ПС.

Для запобігання помилкових дій персоналу під час виконання перемикань комутаційних апаратів передбачається система оперативного блокування роз'єднувачів. Оперативне блокування роз'єднувачів 150 кВ виконується на базі мікропроцесорних пристроїв керування вимикачами комірок 150 кВ. ОБР функціонує як при місцевому, так і при дистанційному режиму управління КА. Живлення ланцюгів оперативного блокування роз'єднувачів передбачається напругою 220 В від DC/DC перетворювача.

Оперативне блокування комірок 35 кВ по класичній схемі на базі блок-контактів комутаційних апаратів КРУ-35 кВ.

У систему АСКТП збираються сигнали аварійної, попереджувальної та технологічної сигналізації від усіх МП терміналів.

Резервна центральна сигналізація виконується в обсязі достатньому для залучення уваги персоналу при виведенні з роботи АСКТП.

У якості пристрою резервної центральної сигналізації передбачається пристрій SACO або аналог, його основні функції:

- фіксація вхідних дискретних сигналів, перевищуючих заданий поріг по напрузі (струму), тривалістю більше заданого інтервалу;
- відображення датчиків дискретних сигналів, що спрацювали, на

власному дисплеї;

- запис в енергонезалежну пам'ять переключень датчиків дискретних сигналів (журнал подій);
- реалізація отриманої інформації на зовнішній регістратор та (чи) в локальну інформаційну мережу об'єкта.
- опрацювання одержуваної інформації для реалізації за допомогою вихідних реле на термінали релейного захисту, автоматики, управління.

На резервну центральну сигналізацію, як на резервний пристрій, покладаються функції тільки видачі звукового і візуального сигналів, що дають оперативному зрозуміти, що на підстанції відбулася подія, яка вимагає їх уваги. Подальша оцінка ситуації проводиться по локальній сигналізації на терміналах РЗА та за станом вимикачів первинної схеми.

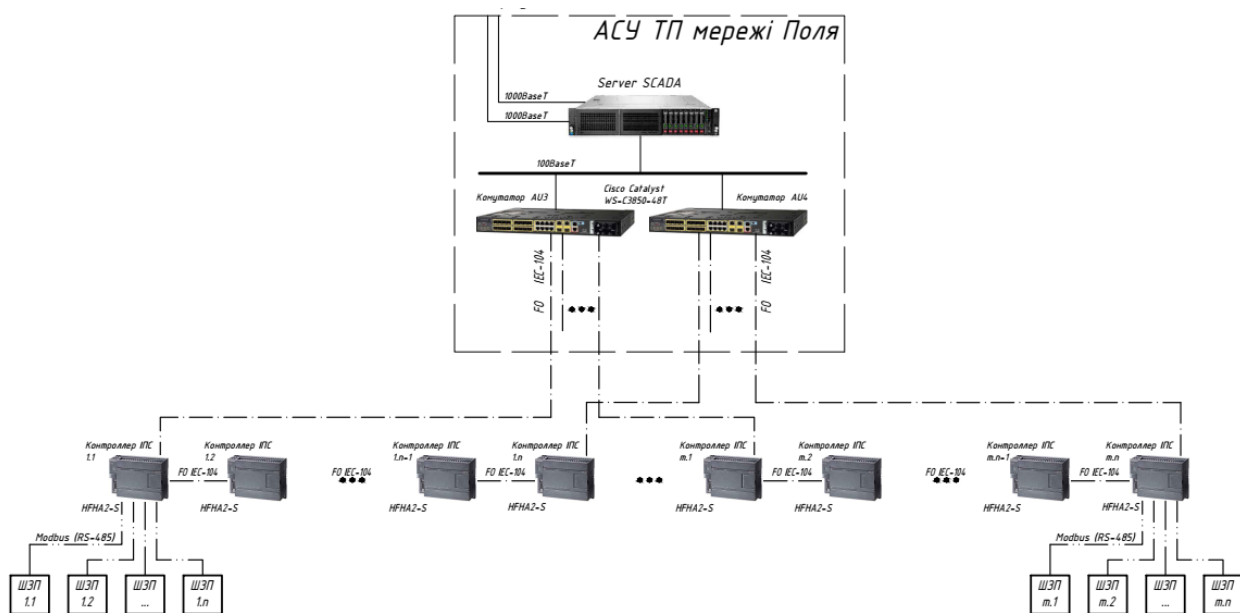


Рисунок 2.23 - Структурна схема АСУ ТП мережі поля (окрема ІПС)

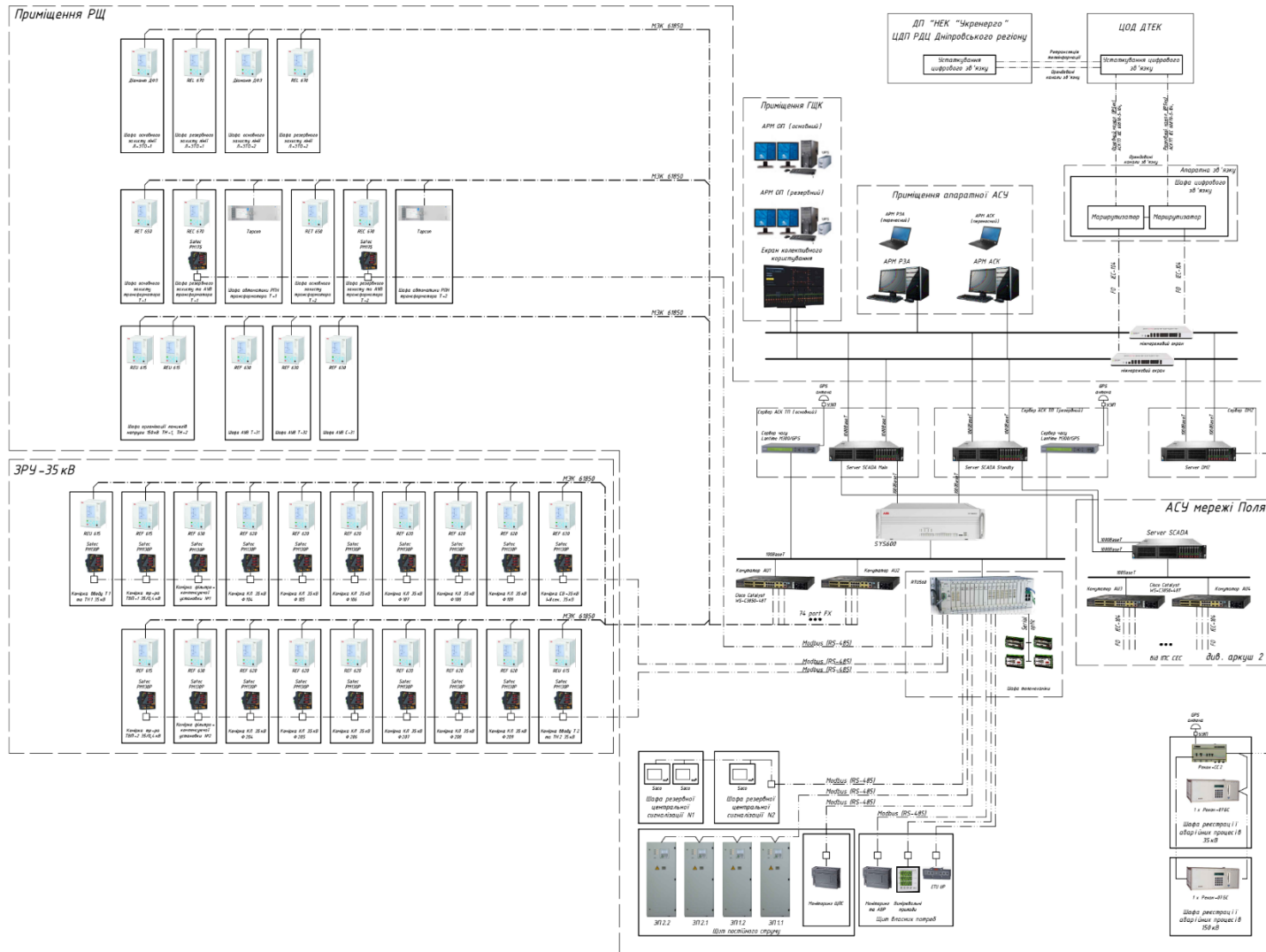


Рисунок 2.24 - Структурна схема АСКТП

2.17 Облік електричної енергії

Автоматизована система комерційного обліку електричної енергії наземної сонячної електростанції «Васильківська СЕС» ТОВ «СОЛАР ФАРМ-5» (скорочено – АСКОЕ Васильківської СЕС) – це автоматизована вимірювальна інформаційна система, призначена для вимірювання, збору, обробки, зберігання, відображення, документування даних з обліку електричної енергії, передачі даних в ІОК Головного оператора ОРЕ України, обміну обліковою інформацією з суміжними суб'єктами ОРЕ.

АСКОЕ Васильківської СЕС створюється для виконання наступних техніко- економічних завдань:

- проведення розрахунків за отриману та відпущену електроенергію в умовах ринку;
- керування енергетичними режимами;
- визначення всіх складових балансу електроенергії, забезпечення оперативного контролю та аналізу режимів відпуску електричної енергії в енергосистему і її надходження з енергосистеми;
- скорочення часу збору й обробки даних, прийняття оперативних управлінських рішень, інформаційна підтримка операторів служб обліку електроенергії під час підготовки комерційних даних для виконання взаєморозрахунків;
- передача облікової інформації до ІОК Головного оператора відповідно до «Загальних технічних вимог до Автоматизованої системи комерційного обліку Оптового ринку електричної енергії України», Додаток 7(4) до ДЧОРЕ»;
- передача погодинних та добових даних з обліку електроенергії суміжним суб'єктам ОРЕ суміжним організаціям та заінтересованим сторонам;
- одержання усереднених значень потужності й побудови погодинних і півгодинних графіків навантажень на добовому, місячному, кварталному й річному інтервалах часу;

- забезпечення роботи всіх елементів АСКОЕ Васильківська СЕС ТОВ «СОЛАР ФАРМ-5» в єдиному розрахунковому часі зі збереженням установлених правил переходу на «літній/зимовий» час;
- забезпечення регламентованого доступу до даних АСКОЕ з боку суміжних суб'єктів енергоринку;
- перевірка достовірності одержаних даних при виконанні процедур верифікації шляхом формування балансу електричної енергії по підстанції;
- впровадження сучасних технічних та програмних засобів з високою надійністю, довгими термінами експлуатації, які забезпечують мінімальні терміни повернення вкладених коштів та захист вкладених інвестицій;
- зниження трудомісткості робіт з обліку електричної енергії;
- формування звітної інформації за даними з обліку електроенергії для надання до суміжних суб'єктів ОРЕ: Дніпровської ЕС та РДЦ Дніпровського регіону ДП «НЕК «Укренерго», АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»:
- формування Акту зняття показників лічильників за 10 днів, 20 днів та за звітний місяць станом на 24 годину;
- формування Акту виробітку за 10 днів, 20 днів та за звітний місяць;
- формування Акту звірки загальної кількості електроенергії на межі балансової належності між ТОВ «СОЛАР ФАРМ-5» та АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ».

АСКОЕ Васильківської СЕС забезпечує формування значень наступних параметрів комерційного обліку: «виробіток» «прийом», «віддача», «сальдо», «купівля» та «продаж», відповідно до Порядку перевірки даних, отриманих від АСКОЕ суб'єктів ОРЕ (затверджений постановою НКРЕ від 16.06.2011 № 1042), приведених до межі балансової належності та експлуатаційної відповідальності.

Впровадження сучасних технічних та програмних засобів з високою надійністю та довгими термінами експлуатації забезпечить мінімальні строки повернення вкладених коштів та захист зроблених інвестицій.

Облік електричної енергії на сонячній електростанції проектується згідно з наступними документами:

Структура комплексу технічних засобів АСКОЕ Васильківської СЕС

АСКОЕ Васильківської СЕС являє собою дворівневу систему з централізованою функцією керування та розподіленою функцією вимірювання.

Всі програмно-апаратні засоби АСКОЕ Васильківської СЕС призначені для роботи у безперервному, цілодобовому режимі.

Перший рівень – вимірювальний, складається з 23 вимірювальних комплексів та забезпечує автоматичне вимірювання, довгострокове зберігання даних, інтерфейс доступу до інформації.

Другий рівень – інформаційно-обчислювальний, до його складу входять сервер та устаткування зв'язку. Сервер виконує автоматичний збір, діагностику, обробку та зберігання облікової інформації, автоматичний збір та обробку інформації про стан засобів вимірювання, автоматичну передачу даних в ІОК Головного оператора ОРЕ України, АСКОЕ суміжних суб'єктів енергоринку, та забезпечує інтерфейси доступу до цієї інформації з автоматизованого робочого місця (АРМ) енергообліку електростанції.

Кожний вимірювальний комплекс (ВК) складається з:

- вимірювальних обмоток трансформаторів струму та трансформаторів напруги (для точок обліку рівня 0,4 кВ – тільки трансформатори струму);
- вторинних вимірювальних ланцюгів;
- лічильників електроенергії.

Для приєднань 150 кВ, згідно вимог п.1.5.6 ПУЕ, передбачається встановлення основного та дублюючого лічильників електроенергії. Основний та дублюючий лічильники мають однакові характеристики, але отримують вимірювальні сигнали від різних трансформаторів струму.

На приєднаннях вимикачів вводів 150 кВ силових трансформаторів передбачається встановлення додаткового комплексу трансформаторів струму, що мають відпайки з низьким коефіцієнтом трансформації (50/1 А) для можливості виконувати облік електричної енергії в режимі споживання сонячною електростанцією (при відсутності генерації). До вторинних обмоток цих трансформаторів струму приєднуються основний та дублюючий лічильники

обліку електричної енергії.

Згідно вимог «Кодексу комерційного обліку» (постанова №311 від 14.03.2018р. Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг) на приєднаннях 35 кВ встановлюються основні та дублюючі струму. До однієї обмотки трансформатора струму класу точності 0,5S послідовно з дублюючими лічильниками підключаються вимірювальні перетворювачі, а на вводах 35 кВ трансформаторів Т1-Т2 – вимірювальні перетворювачі та вимірювальні ланцюги пристроїв РЗА.

Класи точності лічильників електричної енергії, згідно таблиці 1.5.1 ПУЕ, повинні бути:

- для приєднань напругою 150 кВ з обліку активної енергії – не гірше 0,2S;
- для приєднань напругою 35 кВ з обліку активної енергії – не гірше 0,5S;
- для приєднань напругою 0,4 кВ з обліку активної енергії – не гірше 1,0;
 - для приєднань напругою 150 кВ, 35 кВ та 0,4 кВ з обліку реактивної енергії – не гірше 2.

Класи точності вимірювальних трансформаторів струму, згідно таблиці 1.5.2 ПУЕ, повинні бути:

- для приєднань напругою 150 кВ – не гірше 0,2S;
- для приєднань напругою 35 кВ та 0,4 кВ – не гірше 0,5S.

Класи точності вимірювальних трансформаторів напруги, згідно таблиці 1.5.2 ПУЕ, повинні бути:

- для приєднань напругою 150 кВ – не гірше 0,2;
- для приєднань напругою 35 кВ – не гірше 0,5.

Лічильники розрахункового обліку приєднань 150 кВ забезпечують облік активної та реактивної енергії в двох напрямках, період інтеграції 30 хвилин, фіксацію 15-ти та 30-ти значень потужності, зберігання даних вимірів не менше трьох місяців, можливість переходу на роботу від резервного джерела живлення (для забезпечення доступу до облікових даних), мають цифровий інтерфейс для передачі даних на верхній рівень АСКОЕ.

Інші лічильники приєднань 150 кВ, а також лічильники приєднань 35 кВ

забезпечують облік активної та реактивної енергії в двох напрямках, період інтеграції 30 хвилин, фіксацію півгодинних та годинних значень потужності, зберігання даних вимірів не менше шести місяців, можливість переходу на роботу від резервного джерела живлення (для забезпечення доступу до облікових даних), мають цифровий інтерфейс для передачі даних на верхній рівень АСКОЕ.

2.18 Моделювання режимів роботи Васильківської СЕС засобами PVSystem

Відповідно до завдання керівника, необхідно змоделювати очікувані режими генерації електричної енергії ФЕС із застосуванням спеціалізованого програмного забезпечення. Для вирішення відповідної задачі використовуємо програмний продукт PVSystem. На рисунку 2.25 наведено фрагмент діалогового вікна з технічними характеристиками прийнятого основного обладнання системи електропостачання Васильківської СЕС.

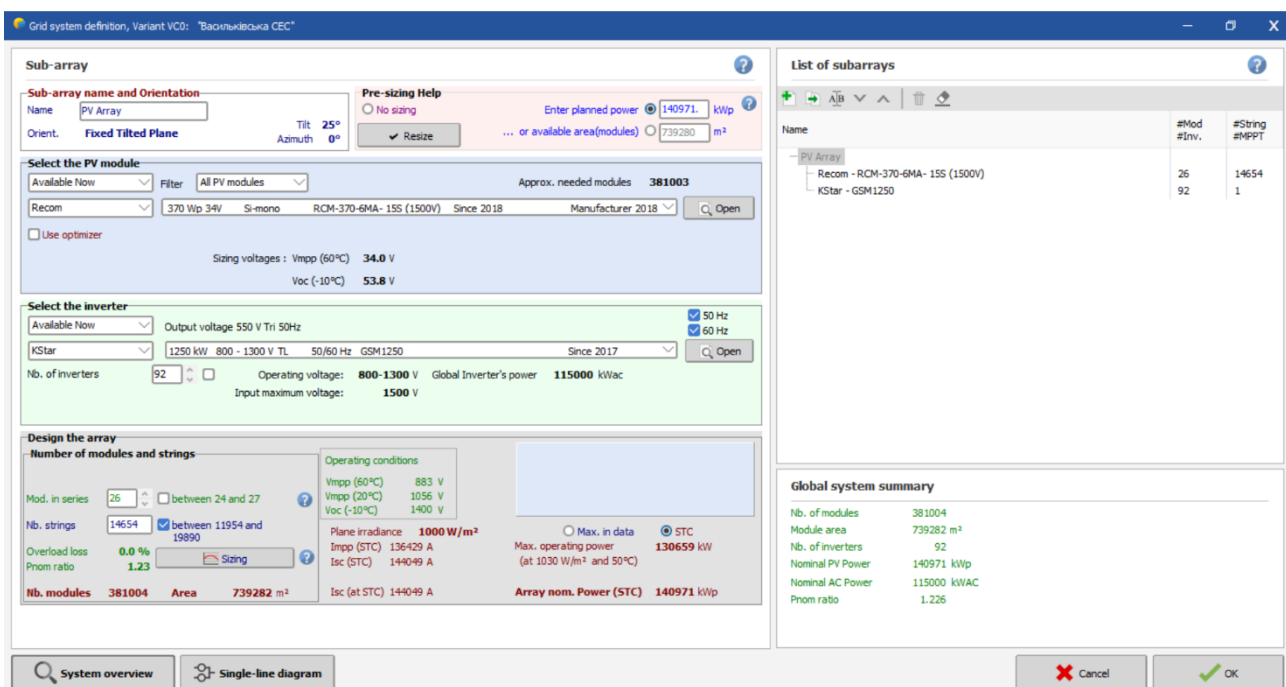


Рисунок 2.25 - Фрагмент діалогового вікна з технічними характеристиками обладнання Васильківської СЕС

Таблиця 2.5 – Основні параметри режиму роботи Васильківської СЕС протягом року

Васильківська СЕС
Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	31.2	14.74	-3.57	54.0	52.2	7357229	7235371	0.951
February	52.3	30.52	-2.76	73.9	71.6	10097308	9961806	0.957
March	92.8	52.45	2.83	115.7	112.2	15364011	15164375	0.930
April	132.2	62.72	10.46	150.1	145.5	18954617	18712534	0.885
May	179.2	80.96	17.27	187.1	181.0	22792530	22498696	0.853
June	190.7	84.11	20.59	191.5	185.3	22992720	22705923	0.841
July	190.1	78.50	23.42	194.5	188.2	22953670	22658050	0.827
August	165.9	77.53	23.08	183.4	177.9	21883048	21609543	0.836
September	115.1	55.78	16.33	138.0	133.8	17065581	16849611	0.866
October	73.9	34.91	9.38	103.3	100.1	13337783	13161614	0.904
November	35.9	21.02	3.46	55.1	53.3	7353244	7232971	0.932
December	25.9	16.95	-1.11	41.7	40.2	5672709	5584903	0.951
Year	1285.2	610.18	10.02	1488.1	1441.3	185824448	183375397	0.874

Таблиця 2.6 – Деталізована структура втрат електричної енергії в системі електропостачання Васильківської СЕС протягом року

Васильківська СЕС
Detailed System Losses

	ModQual kWh	MisLoss kWh	OhmLoss kWh	EArrMPP kWh	InvLoss kWh
January	-37632.800	162630	44334	7357229	121858
February	-51645.521	223186	60256	10097308	135502
March	-78723.563	340204	114768	15368464	204089
April	-97384.035	420845	181406	18971940	259406
May	-117132.342	506187	236463	22800951	302254
June	-118179.969	510715	246564	22996895	290972
July	-118048.037	510145	253843	22963667	305618
August	-112421.841	485831	227911	21883048	273504
September	-87565.197	378413	156611	17065581	215970
October	-68340.419	295333	103308	13337783	176168
November	-37597.471	162477	41371	7353244	120272
December	-28970.801	125197	25225	5672709	87806
Year	-953641.995	4121164	1692060	185868817	2493420

Таблиця 2.7 – Деталізована структура втрат електричної енергії в інверторному обладнанні Васильківської СЕС протягом року

Васильківська СЕС
Detailed Inverter losses

	EOutInv kWh	EffInvR %	InvLoss kWh	IL_Oper kWh	IL_Pmin kWh	IL_Pmax kWh	IL_Vmin kWh	IL_Vmax kWh	IL_Imax kWh
January	7235371	98.3	121858	112632	9226	0	0.000	0.000	0
February	9961806	98.7	135502	129759	5743	0	0.000	0.000	0
March	15164375	98.7	204089	193239	6397	4453	0.000	0.000	0
April	18712534	98.7	259406	238313	3770	17322	0.000	0.000	0
May	22498696	98.7	302254	285177	8656	8421	0.000	0.000	0
June	22705923	98.8	290972	283867	2930	662	0.000	0.000	3514
July	22658050	98.7	305618	288814	6806	2982	0.000	0.000	7015
August	21609543	98.8	273504	263824	9681	0	0.000	0.000	0
September	16849611	98.7	215970	210104	5866	0	0.000	0.000	0
October	13161614	98.7	176168	167925	8243	0	0.000	0.000	0
November	7232971	98.4	120272	106419	13853	0	0.000	0.000	0
December	5584903	98.5	87806	83629	4177	0	0.000	0.000	0
Year	183375397	98.7	2493420	2363703	85348	33840	0.000	0.000	10529

Loss diagram for "Васильківська СЕС" - year

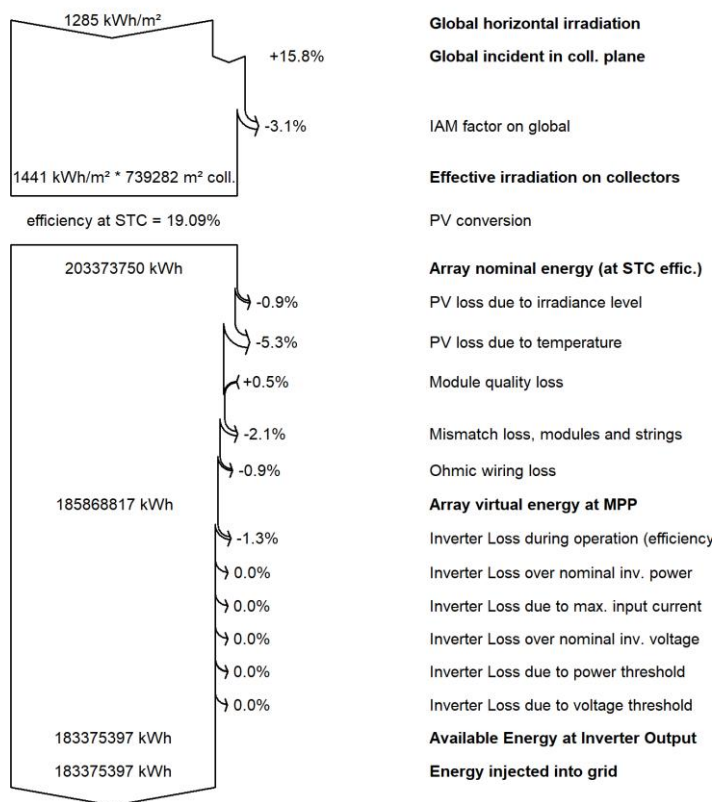
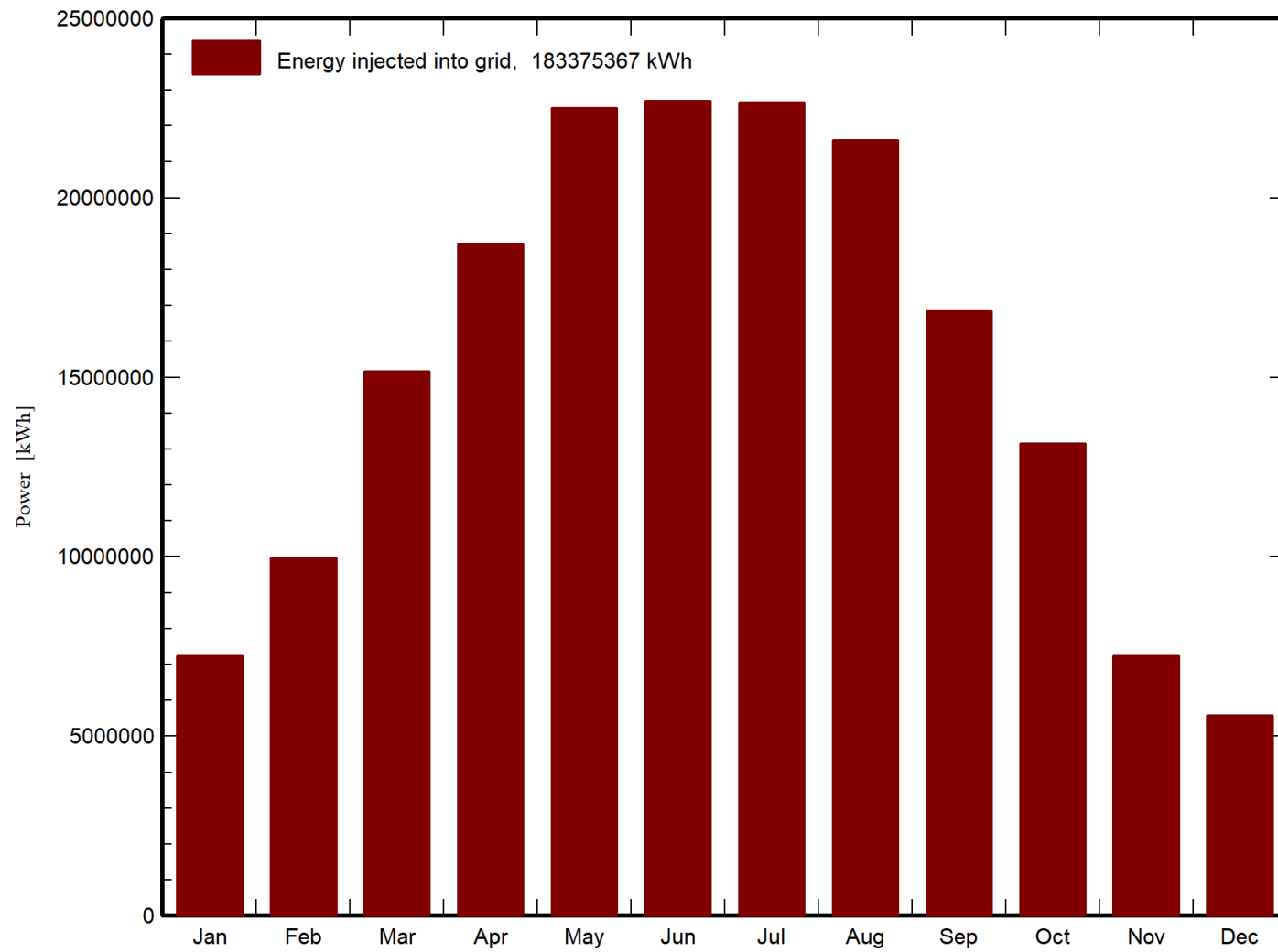


Рисунок 2.26 - Діаграма балансу генерації та втрат електричної енергії протягом року при роботі Васильківської СЕС

Simul. variant: Васильківська СЕС



Таблиця 2.27 – Генерація електричної енергії Васильківською СЕС протягом року

	E Grid	EUseful	EArray	PR	PR loss
Year	GWh	GWh	GWh	%	%
1	183.12	183.12	185.56	87.29	-0.25
2	182.21	182.21	184.64	86.86	-0.74
3	181.30	181.30	183.73	86.42	-1.24
4	180.39	180.39	182.81	85.99	-1.73
5	179.49	179.49	181.89	85.56	-2.22
6	178.58	178.58	180.97	85.13	-2.72
7	177.29	177.29	179.67	84.51	-3.42
8	176.01	176.01	178.37	83.90	-4.12
9	174.72	174.72	177.07	83.29	-4.82
10	173.44	173.44	175.77	82.68	-5.52
11	172.15	172.15	174.48	82.06	-6.22
12	171.15	171.15	173.46	81.59	-6.77
13	170.14	170.14	172.44	81.11	-7.31
14	169.14	169.14	171.43	80.63	-7.86
15	168.14	168.14	170.41	80.15	-8.41
16	167.13	167.13	169.40	79.67	-8.95
17	166.22	166.22	168.48	79.24	-9.45
18	165.31	165.31	167.56	78.80	-9.95
19	164.40	164.40	166.64	78.37	-10.44
20	163.49	163.49	165.72	77.94	-10.94
21	162.58	162.58	164.80	77.50	-11.43
22	160.86	160.86	163.06	76.68	-12.37
23	159.14	159.14	161.32	75.86	-13.31
24	157.42	157.42	159.58	75.04	-14.25
25	155.69	155.69	157.84	74.22	-15.18

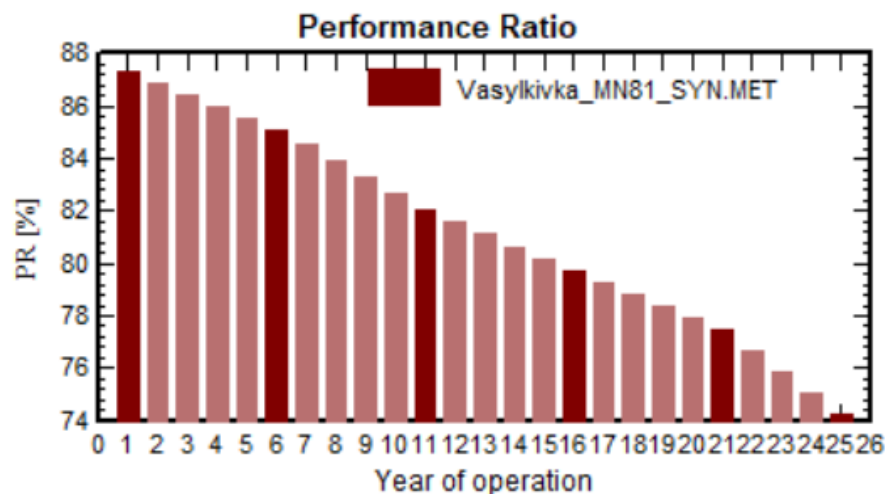
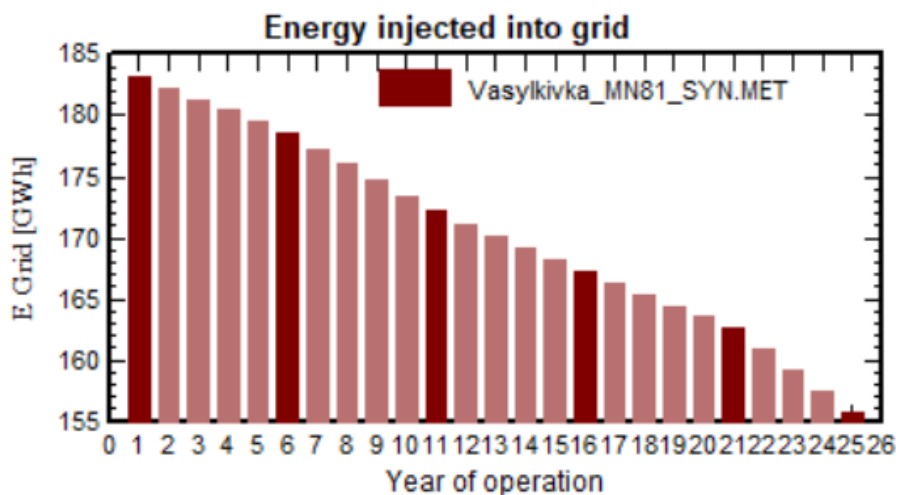


Рисунок 2.28 - Показники прогнозованого режиму генерації електричної енергії Васильківської СЕС протягом строку експлуатації з урахуванням деградації ФЕМ

3 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

Загальні положення

У кваліфікаційній роботі обґрунтовано технічні рішення щодо розробки електричної частини фотоелектричної станції «Васильківська» (дві ділянки) потужністю 115 МВт на земельних ділянках, розташованих за межами населених пунктів Васильківської сільської ради Васильківського району Дніпропетровської області, загальною площею 100 га та 128 га.

1) ділянка №1:

- фотоелектричний модуль (ФЕМ) – 165 568 од;
- комплект металоконструкцій для 52 панелей – 3 184 од;
- шафа збору потужності постійного струму (ШЗП) – 420 од;
- інверторна підстанція (ІПС) – 20 шт;

2) ділянка №2:

- фотоелектричний модуль (ФЕМ) – 215 436 од;
- комплект металоконструкцій для 52 панелей – 4 143 од;
- шафа збору потужності постійного струму (ШЗП) – 527 од;
- інверторна підстанція (ІПС) – 26 шт;

Загальна кількість ФЕМ, що передбачено до встановлення, складає: 371004 од;

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. 3.1.

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:

$$K_{\text{пр}} = K_{\text{об.і}} \left(\sum_{i=1}^K C_i \right) + Z_{\text{м+н}} + Z_{\text{тзс}} =$$
$$= 1947770 + 292165,5 + 136343,9 = 2376279,7 \text{ тис. грн,}$$

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

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

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

Таблиця 3.1- Розрахунок капітальних витрат.

№ п/п	Найменування обладнання	Тип	Ціна за одиницю, тис. грн	Кількість: шт, м	Коб, тис. грн
1	Фотоелектричний модуль потужністю 370 Вт	RSM72-370	4,107	371 004	1523713
2	Інверторна станція потужністю 2x1250 кВт	EP-2x2500	5000	46	230000
3	Шафи збору потужності	ШЗП	40	947	37880
4	Кабель постійного струму з мідними жилами перерізом 1x4 мм ²	PV 1x4	0,05	805000	40250
5	Кабель силовий броньований з алюмінієвими жилами перерізом 2x120мм ²	АПвБШв	0,92	230000	211600
6	Системи кріплення панелей		40	7327	293080
7	Підстанція збору потужності 35/150		320000	1	320000
					2656523
Монтажно-налагоджувальні роботи, 0,15 Коб =					398478,5
Транспортно-заготівельні витрати, 0,07 Коб =					185956,6
Разом, капітальні витрати Кпр =					3240958,6

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_з).
3. Відрахування на соціальні заходи від заробітної плати (С_с).

4. Витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт устаткування (C_T).

5. Інші витрати($C_{ін}$).

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

$$C = AB + C_з + C_c + C_T + C_{ін}$$

3.2.1 Розрахунок амортизаційних відрахувань

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

Таблиця 3.2 - 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 Φ_{Π} - 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); Φ_{Π} - повна вартість об'єкта основних засобів.

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

$$Л = K_{\text{пр}} \cdot 0,1 = 3240958,6 \cdot 0,1 = 324095,0 \text{ тис. грн.}$$

Таблиця 3.3 - Амортизаційні відрахування за 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 370 Вт	1858930	1673037	12	7,5	139420
Інверторна станція потужністю 2x1250 кВт	280600	252540	12	7,5	21045
Шафи збору потужності	46214	41592	12	7,5	3466
Кабель постійного струму з мідними жилами перерізом 1x4 мм ²	49105	44195	12	7,5	3683
Кабель силовий броньований з алюмінієвими жилами перерізом 2x120мм ²	258152	232337	12	7,5	19361
Системи кріплення панелей	357558	321802	12	7,5	26817
Підстанція збору потужності 35/150	390400	351360	12	7,5	29280
				АВ =	243072

Норма амортизації:

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

$$На = \frac{3240958,6 - 324095,9}{3240958,6 \cdot 12} \cdot 100 \% = 7,5 \%$$

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

Амортизаційні відрахування:

$$AB = \Phi_{\Pi} \cdot \frac{H_a}{100} = 3240958,6 \cdot 0,075 = 243072 \text{ тис. грн.}$$

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

$$C_T = 3240958,6 \cdot 0,005 = 16204,8 \text{ тис. грн.}$$

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_H визначається відповідно до режиму його роботи (кількістю робочих днів і тривалістю зміни):

$$F_H = (D_K - D_{CB} - D_{BIX}) * T_{ЗМ} \text{ год}$$

де, D_K , D_{CB} , D_{BIX} – кількість календарних, святкових і вихідних днів відповідно;

$T_{ЗМ}$ – 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	8	16	90	2000	2880
2.	Диспетчер	2	6	120	2952	2125,44
3.	Охорона	8	16	60	4392	4216,32
УСЬГО НА РІК:						9221,76

З урахуванням додаткової заробітної плати 10%, загальна величина річного фонду ЗП становить 10144 тис. гривень.

3.2.3 Розрахунок відрахувань на соціальні заходи

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

$$C_c = 0,22C_z = 2231,7 \text{ тис. гривень.}$$

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.

$$C_{ін} = 0,04C_z = 405,8 \text{ тис. грн.}$$

Річні експлуатаційні витрати по об'єкту проектування складають:

$$C_e = AB + C_T + C_z + C_c + C_{ін} = 265667,4 \text{ тис. грн.}$$

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 $T = 4,5$ грн/кВт·год.

Згідно проведених розрахунків складають $W_{ел.ен} = 183375397$ кВт·год/рік

Річний прибуток від продажу електричної енергії:

$$E_p = W_{ел.ен} \cdot T = 183375397 \cdot 4,5 = 825189,5 \text{ тис. грн.},$$

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

Річний прибуток за вирахуванням експлуатаційних витрат:

$$E_p^{повн} = E_p - C_e = 825189,3 - 265667,4 = 559521 \text{ тис. грн}$$

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

$$T_{ок} = \frac{K_{пр}}{E_p^{повн}} = \frac{3240958,6}{559521} = 5,8 \text{ років}$$

що менше мінімального встановленого термін окупності (12 років.)

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

$$E_n = \frac{1}{T_{ок}} = \frac{1}{5,8} = 0,17.$$

3.4 Висновок по розділу

В економічній частині виконано всі необхідні розрахунки щодо оцінки витрат на будівництво та експлуатацію фотоелектричної станції «Васильківська» потужністю 115 МВт.

Капітальні витрати складуть – 3240958,6 тис. грн, експлуатаційні витрати - 265667,4 грн. Термін окупності орієнтовно складе 5,8 років.

ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі вирішена задача щодо розробки системи електропостачання та оцінки режимів роботи фотоелектричної станції «Васильківська» потужністю 115 МВт.

Обґрунтовано вибір основного електрообладнання: сонячних модулів, шаф збору потужності постійного струму, специфічних перетворювальних підстанцій з потужністю інверторного обладнання 2x1250 та трансформаторами потужністю 2500 кВА з метою розподілу електричної енергії на першому рівні та підвищенням напруги з 0,55 кВ до 35 кВ.

Наведені розрахунки та обґрунтування параметрів підстанції збору потужності 35/150 кВ та видачі електричної енергії в мережу через тарнсформатори потужністю 80 МВА.

Визначені всі необхідні параметри кабельних ліній постійного і змінного струму напругою до 1500 В DC; 0,55/35 кВ AC з урахуванням поправочних коефіцієнтів.

Засобами програмного продукту PVSyst виконано моделювання режимів роботи споруджуваної ФЕС з урахуванням обраних у роботі характеристик обладнання. Очікувана генерація сонячної станції за рік становитиме 183375397 кВт·год, при капітальних витратах 3,24 млрд. грн, та експлуатаційних витратах - 265,7 млн. грн. Термін окупності проєкту орієнтовно складе 5,8 років.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1 Правила улаштування електроустановок 2017.

2 ДСТУ 8635:2016 «Геліоенергетика. Площадки для фотоелектричних станцій. Приєднання станцій до електроенергетичної системи».

3 СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49:2011 «Проектування кабельних ліній напругою до 330 кВ. Настанова».

1 Правила улаштування електроустановок, 2017р.;

4 Інструкція про порядок комерційного обліку електричної енергії (додаток 10 до ДЧОРЕ);

5 Кодекс комерційного обліку електричної енергії (постанова № 311 НКРЕ від 14.03.2018р.);

6 ГДК 341.004.001-94 (ВБН В.2.4-94) «Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму вищою напругою 6 -750 кВ»;

7 СОУ-НЕК-341.001_2019 Вимоги до вітрових та сонячних фотоелектричних електростанцій при їх роботі паралельно з ОЕС;

8 ДНАОП 0.00-1.32-01 "Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок

Додаток А

		Позначення	Найменування	К-ть	Примітка
1					
2			Документація		
3					
4	A4		Пояснювальна записка	116	
5					
6					
7					
8			Презентаційні матеріали	18	
9					
10					
11					
12					