

Міністерство освіти і науки України  
Український державний університет науки і технологій

Управління енергетичними та економічними процесами

(назва факультету)

Інтелектуальні системи енергопостачання

(повна назва кафедри)

Пояснювальна записка

до кваліфікаційної роботи

бакалавра

(ступінь вищої освіти)

на тему: Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями 110 кВ М - Н. Активні регулятори потужності за освітньою програмою Електротехнічні системи електроспоживання  
зі спеціальності: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
(шифр і назва спеціальності)

Виконав: студент групи ЕС22120:

  
\_\_\_\_\_  
(підпис студента)

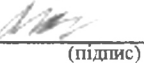
/ Данило ОСТАШЕВСЬКИЙ /  
\_\_\_\_\_  
(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Керівник:

  
\_\_\_\_\_  
(підпис)

/ доцент Андрій АНТОНОВ /  
\_\_\_\_\_  
(посада, Ім'я ПРІЗВИЩЕ)


Нормоконтролер:

  
\_\_\_\_\_  
(підпис)

/ доцент Ірина ПОТАПЧУК /  
\_\_\_\_\_  
(посада, Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

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

Студент

  
\_\_\_\_\_  
(підпис)

Дніпро – 2025 рік

**Ministry of Education and Science of Ukraine**  
**Ukrainian State University of Science and Technologies**

Energy and economic processes management  
(faculty)

Intellectual power supply systems  
(department)

**Explanatory Note**  
to Master's Thesis  
of Bachelor  
(higher education degree)

on the topic: Calculation of the power supply system for part of the power system between the 110 kV substations M - N. Active power controllers  
according to educational curriculum Electrical power consumption systems

in the Speciality: 141Electric power, electrical engineering and electromechanics  
(speciality and its code)

Done by the student of the group EC22120: / Danylo Ostashevskiy /  
(name, surname)

Scientific Supervisor: / Ass. Prof. Andrii Antonov /  
(position, name, surname)

Normative controller: / Ass. Prof. Iryna Potapchuk /  
(position, name, surname)

# Міністерство освіти і науки України

## Український державний університет науки і технологій

Факультет: Управління енергетичними та економічними процесами

Кафедра: Інтелектуальні системи енергопостачання

Рівень вищої освіти: Бакалавр

Освітня програма: Електротехнічні системи електроспоживання

Спеціальність: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(ШИФР ТА НАЗВА)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ІСЕ

Дмитро БОСИЙ

(підпис)

(Ім'я ПРИЗВИЩЕ)

Дата \_\_\_\_\_

### ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу

бакалавра

(ступінь вищої освіти,

студенту

Осташевському Данилу Ігоровичу

(Прізвище, Ім'я По батькові)

1. Тема роботи: Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями 110 кВ М - Н. Активні регулятори потужності

Керівник роботи: Антонов Андрій Владиславович, доцент

(Прізвище, Ім'я, По батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом від

03.03.2025 р.

№ 328ст

2. Строк подання студентом роботи: 13.06.2025 р.

3. Вихідні дані до роботи: вихідні дані до кваліфікаційної роботи відповідно до варіанту, дані відкритих джерел інформації

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно опрацювати):

4.1 Тягове електропостачання: розрахунок навантажень на систему тягового електропостачання, вибір контактної мережі, механічний розрахунок контактної підвіски

4.2 Електричні підстанції та станції: вибір основного обладнання тягової підстанції, розрахунки струмів короткого замикання, проектування сонячної електростанції

4.3 Електромережі та релейний захист: розрахунок кабельної лінії електропересилання, вибір уставок релейного захисту СЕС

4.4 Індивідуальне завдання: Активні регулятори потужності

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень):

графіки струмів поїздів на ділянці, графіку руху поїздів, графіки струмів фідерів тягових підстанцій, монтажні криві для контактної підвіски, однолінійна

розрахункова схема тягових підстанцій, схеми заміщення при розрахунку

струмів к.з., звіт проекту сонячної електростанції з програми PVsyst

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Тягове електропостачання	11.03.2025	
2	Електричні підстанції та станції	18.04.2025	
3	Електромережі та релейний захист	18.05.2025	
4	Індивідуальне завдання	23.05.2025	
5	Подання кваліфікаційної роботи до кафедри	12.06.2025	
6	Захист кваліфікаційної роботи на засіданні Екзаменаційної комісії	25.06.2025	

Студент

\_\_\_\_\_ (підпис)

Данило ОСТАШЕВСЬКИЙ

(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Керівник роботи

\_\_\_\_\_ (підпис)

Андрій АНТОНОВ

(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

## ВІДОМІСТЬ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ

першого (бакалаврського) рівня вищої освіти Остапешського Д.І. на тему:  
«Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між  
підстанціями 110 кВ М - Н. Активні регулятори потужності»

Складова кваліфікаційної роботи	Кількість	Обсяг
Пояснювальна записка	1	97 стор.
Графічна частина (за наявності)	1	-
Демонстраційний матеріал	1	15 слайдів
Електронна частина (за наявності): назва файлу з розширенням	1	-

Керівник: \_\_\_\_\_ / Андрій АНТОНОВ /

Нормоконтролер: \_\_\_\_\_ / Ірина ПОТАПЧУК /

Завідувач кафедри ІСЕ: \_\_\_\_\_ / Дмитро БОСИЙ /

## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка до кваліфікаційної роботи бакалавра:  
97с., 31 рис., 26 табл., 8 джерел.

Об'єкт розробки – частина енергетичної системи між підстанціями 110 кВ М-Н.

Мета роботи – розрахунок системи електропостачання між підстанціями 110 кВ М-Н.

Методи дослідження. Вирішення поставлених завдань здійснювалося з використанням теоретичних матеріалів у даній галузі, методів математичного програмування та програмного комплексу PVsyst.

Для досягнення даної мети виконано розрахунок навантажень на систему тягового електропостачання, вибір контактної мережі, проведено механічний розрахунок контактної підвіски, розрахунок струмів короткого замикання та вибір основного обладнання тягової підстанції, виконано проектування сонячної електростанції, розрахунок кабельної лінії електропересилання та вибір параметрів релейного захисту кабельної лінії.

Результатами роботи являються визначені значення струмів фідерів та підстанцій, струмів короткого замикання на всіх приєднаннях, вибір трансформаторів, вимикачів та роз'єднувачів, визначення обладнання для сонячних станцій. Дані результати можуть стати основою для розробки системи електропостачання між підстанціями 110 кВ М-Н.

Ключові слова: ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, КОНТАКТНА МЕРЕЖА, СОНЯЧНА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ, РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ.

## ЗМІСТ

ВСТУП .....	7
1. ТЯГОВЕ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ .....	8
1.1 Струмозподіл у тяговій мережі.....	8
1.1.1 Навантаження тягових підстанцій.....	8
1.1.2 Струм фази трансформатора підстанції змінного струму.....	15
1.1.3 Переріз контактної мережі.....	18
1.1.4 Визначення питомих річних втрат електроенергії.....	19
1.1.5 Перевірка контактної підвіски за нагрівом.....	23
1.2 Механічний розрахунок анкерної ділянки .....	25
2. ЕЛЕКТРИЧНІ ПІДСТАНЦІЇ ТА СТАНЦІЇ .....	35
2.1 Розрахунок потужності трансформаторів.....	35
2.2 Розрахунок струмів к.з.....	38
2.3 Розрахунок максимальних робочих струмів приєднань.....	49
2.4 Вибір електричних апаратів вище 1000 В.....	50
2.5 Проектування сонячної електростанції.....	54
3. ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ ТА РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ .....	68
3.1 Розрахунок кабельної лінії електропередачі.....	68
3.2 Вибір уставок релейного захисту СЕС.....	76
4. АКТИВНІ РЕГУЛЯТОРИ ПОТУЖНОСТІ.....	86
4.1 Регулювання активної потужності сонячних фотоелектричних станцій....	87
4.2 Дослідження регулювання активної потужності.....	91
ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ.....	96
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	97

					<b>02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ</b>			
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ документа</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>	Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями 110 кВ М-Н. Активні регулятори потужності	<i>Літера</i>	<i>Аркуш</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Розробив</i>		<i>Осташевський</i>					7	98
<i>Консульт.</i>								
<i>Керівник</i>		<i>Антонов</i>						
<i>Н. контр.</i>		<i>Потанчук</i>						
<i>Зав.каф.</i>		<i>Босий</i>				УДУНТ, ІСЕ, гр. ЕС22120		

## ВСТУП

Сукупність електротехнічних пристроїв від генераторів електростанцій до тягової мережі складає систему електропостачання електрифікованих залізниць. Системи тягового електропостачання корінним чином відрізняються від систем електропостачання промислових підприємств, що зумовлено навантаженнями, які змінюються в координатах часу та простору.

Основне призначення системи тягового електропостачання полягає в забезпеченні експлуатаційної роботи електрифікованих залізниць. Для цього необхідно, щоб загальна потужність всіх елементів системи була достатньою для забезпечення кожному електровозу необхідної потужності в різноманітних умовах роботи залізничного транспорту. Розв'язання поставленої задачі можливе лише за умови правильного вибору параметрів системи електропостачання, тобто забезпечення роботи обладнання в допустимих для нього межах по навантаженню та дотримання необхідної якості електроенергії.

Метою даної роботи є придбання та закріплення навичок вибору параметрів та визначення показників роботи системи тягового електропостачання, виконання проєктних розрахунків для ділянки електрифікованої залізниці змінного струму.

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						7
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

# 1 ТЯГОВЕ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

## 1.1 Струмозподіл у тяговій мережі

Струмові навантаження поїздів та графік руху представлені відповідно на рис.1.1 та рис. 1.2.

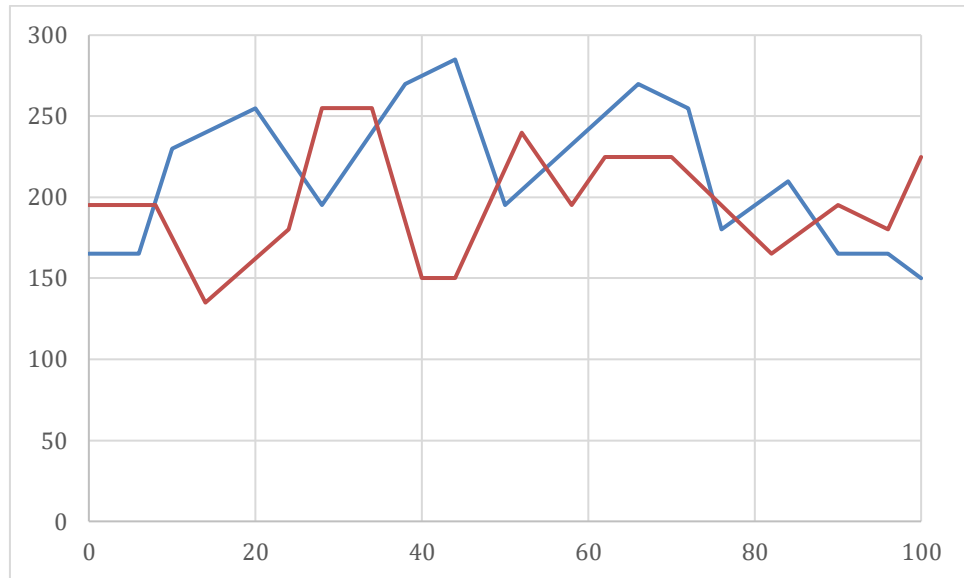


Рисунок 1.1 – Струмові навантаження поїздів на ділянці

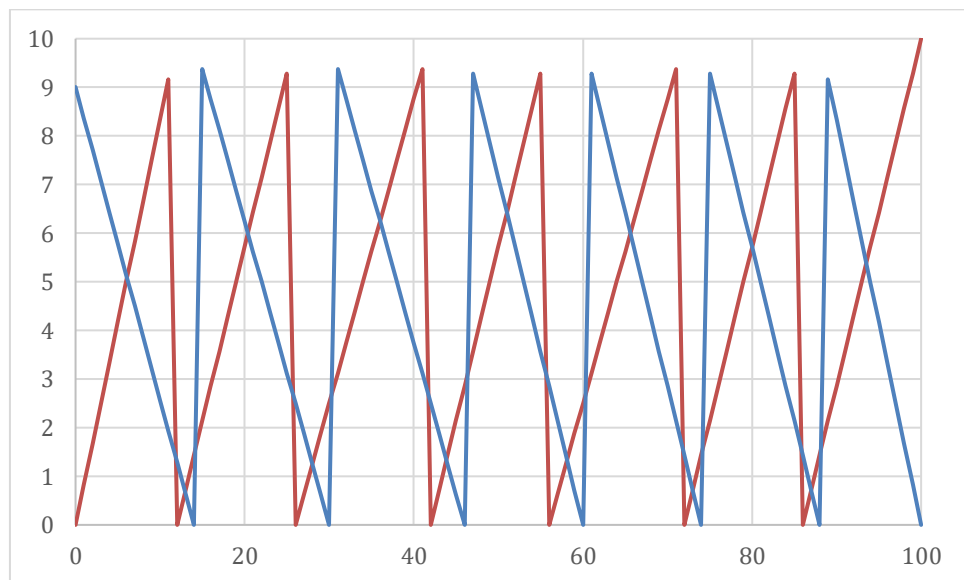


Рисунок 1.2 – Графіки руху поїздів

### 1.1.1 Навантаження тягових підстанцій

Середній струм фідера за час руху поїзда розрахунковою МПЗ:

$$I_1=178,4 \text{ A}, I_2=406,1 \text{ A}, I_3=68,6 \text{ A}, I_4 = 105 \text{ A}$$

Ефективний струм фідера за час руху розрахункового поїзда по МПЗ:

$$I_{e1}=205,9 \text{ A}, I_{e2}=223,1 \text{ A}, I_{e3}=78,8 \text{ A}, I_{e4}=115,2 \text{ A}$$

Струми фідерів підстанції визначаються для двох режимів навантаження:

- 1) режиму середніх розмірів руху поїздів(  $N=N_{\text{сер}}$ );
- 2) режиму згущення поїздів ( $N=N_{3г}=0,9N_0$ );
- 3) режиму максимальних розмірів руху ( $N=N_0$ ).

Середній струм фідера підстанції визначається за формулою

$$I_{\phi} = \frac{n_0 \cdot N}{N_0} \cdot I, \quad (1.1)$$

де  $n_0$  – максимальна кількість поїздів, які одночасно знаходяться на даній МПЗ.

У свою чергу,

$$n_0 = \frac{t}{J}, \quad (1.2)$$

де  $J$  – мінімальний міжпоїзний інтервал, хв;

$N$  – добова кількість поїздів на ділянці, пар;

$N_0$  – максимальна пропускна спроможність ділянки, пар;

$$N_0 = \frac{T}{J}, \quad (1.3)$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						9
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

де  $T$  – розрахунковий період, що дорівнює кількості хвилин у добі, хв.

$$N_0 = \frac{24 \cdot 60}{10} = 144$$

$$n_{01} = \frac{31,4}{10} = 3,14 \quad n_{03} = \frac{33,8}{10} = 3,38$$

$$n_{02} = \frac{30}{10} = 3 \quad n_{04} = \frac{31,3}{10} = 3,13$$

Ефективний струм фідера підстанції визначається в залежності від схеми живлення:

1) для консольного живлення

$$I_{\text{фе}}^2 = \frac{n_0 \cdot N}{N_0} \cdot I_e^2 + \frac{n_0(n_0 - 1) \cdot N^2}{N_0^2} \cdot I^2 ; \quad (1.4)$$

2) для двостороннього живлення

$$I_{\text{фе}}^2 = \frac{4 \cdot n_0 \cdot N}{3 \cdot N_0} \cdot I_e^2 + \frac{n_0 \left( n_0 - \frac{4}{3} \right) \cdot N^2}{N_0^2} \cdot I^2 . \quad (1.5)$$

Підставляючи значення у попередні формули отримаємо необхідні струми для різних режимів.

**Режим середніх розмірів руху поїздів**

$$I_{\phi 1} = \frac{3,14 \cdot 95 \cdot 178,4}{144} = 369,56 \text{ А}$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						10
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$I_{\phi 2} = \frac{3 \cdot 95 \cdot 198,9}{144} = 393,66 \text{ A}$$

$$I_{\phi 3} = \frac{3,38 \cdot 95 \cdot 68,6}{144} = 152,97 \text{ A}$$

$$I_{\phi 4} = \frac{3,13 \cdot 95 \cdot 105}{144} = 216,82 \text{ A}$$

$$I_{e\phi 1} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,14 \cdot 95}{3 \cdot 144} \cdot 205,9^2 + \frac{3,14 \cdot (3,14 - \frac{4}{3}) \cdot 95^2}{144^2} \cdot 178,4^2} = 442,354 \text{ A}$$

$$I_{e\phi 2} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3 \cdot 95}{3 \cdot 144} \cdot 223,1^2 + \frac{3 \cdot (3 - \frac{4}{3}) \cdot 95^2}{144^2} \cdot 198,9^2} = 466,303 \text{ A}$$

$$I_{e\phi 3} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,38 \cdot 95}{3 \cdot 144} \cdot 78,8^2 + \frac{3,38 \cdot (3,38 - \frac{4}{3}) \cdot 95^2}{144^2} \cdot 68,6^2} = 180,639 \text{ A}$$

$$I_{e\phi 4} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,13 \cdot 95}{3 \cdot 144} \cdot 115,2^2 + \frac{3,13 \cdot (3,13 - \frac{4}{3}) \cdot 95^2}{144^2} \cdot 105^2} = 252,037 \text{ A}$$

### Режим згущення поїздів

$$N = N_0 \cdot 0,9 \approx 130$$

$$I_{\phi 1} = \frac{3,14 \cdot 130 \cdot 178,4}{144} = 505,714 \text{ A}$$

$$I_{\phi 2} = \frac{3,14 \cdot 130 \cdot 198,9}{144} = 563,826 \text{ A}$$

$$I_{\phi 3} = \frac{3,14 \cdot 130 \cdot 68,6}{144} = 194,462 \text{ A}$$

$$I_{\phi 4} = \frac{3,14 \cdot 130 \cdot 105}{144} = 297,646 \text{ A}$$

$$I_{ef1} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,14 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 205,9^2 + \frac{3,14 \cdot (3,14 - \frac{4}{3}) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 178,4^2} = 554,424 \text{ A}$$

$$I_{ef2} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 223,1^2 + \frac{3 \cdot (3 - \frac{4}{3}) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 198,9^2} = 583,911 \text{ A}$$

$$I_{ef3} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,38 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 78,8^2 + \frac{3,38 \cdot (3,38 - \frac{4}{3}) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 68,6^2} = 227,586 \text{ A}$$

$$I_{ef4} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,13 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 115,2^2 + \frac{3,13 \cdot (3,13 - \frac{4}{3}) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 105^2} = 317,065 \text{ A}$$

### Режим максимальних розмірів руху

$$N = N_0 = 144$$

$$I_{\phi 1} = \frac{3,14 \cdot 144 \cdot 178,4}{144} = 560,176 \text{ A}$$

$$I_{\phi 2} = \frac{3,14 \cdot 144 \cdot 198,9}{144} = 624,546 \text{ А}$$

$$I_{\phi 3} = \frac{3,14 \cdot 144 \cdot 68,6}{144} = 215,404 \text{ А}$$

$$I_{\phi 4} = \frac{3,14 \cdot 144 \cdot 105}{144} = 329,7 \text{ А}$$

$$I_{e\phi 1} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,14 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 205,9^2 + \frac{3,14 \cdot (3,14 - \frac{4}{3}) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 178,4^2} = 598,367 \text{ А}$$

$$I_{e\phi 2} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 223,1^2 + \frac{3 \cdot (3 - \frac{4}{3}) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 198,9^2} = 630 \text{ А}$$

$$I_{e\phi 3} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,38 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 78,8^2 + \frac{3,38 \cdot (3,38 - \frac{4}{3}) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 68,6^2} = 246,046 \text{ А}$$

$$I_{e\phi 4} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,13 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 115,2^2 + \frac{3,13 \cdot (3,13 - \frac{4}{3}) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 105^2} = 342,614 \text{ А}$$

Середній струм кожного плеча живлення визначається як сума струмів відповідних фідерів підстанції, тобто

$$I_{\text{пл}} = \sum_i^v I_{\phi i}, \quad (1.6)$$

де  $v$  – кількість фідерів даного плеча живлення.

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						13
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Ефективний струм плеча живлення визначається за формулою

$$I_{\text{пл } e}^2 = \left( \sum_1^v I_{\phi i} \right)^2 + \sum_1^v I_{\phi e i}^2 - \sum_1^v I_{\phi i}^2 \quad (1.7)$$

### Режим середніх розмірів руху поїздів

$$I_{\text{лів}} = 369,56 + 393,66 = 763,22 \text{ А}$$

$$I_{\text{пр}} = 152,97 + 216,82 = 369,79 \text{ А}$$

$$I_{\text{елів}} = \sqrt{763,22^2 + (442,354^2 + 466,303^2) - (369,56^2 + 393,66^2)} = 839,093 \text{ А}$$

$$I_{\text{епр}} = \sqrt{369,79^2 + (180,639^2 + 252,037^2) - (152,97^2 + 216,82^2)} = 403,097 \text{ А}$$

### Режим згущення поїздів

$$I_{\text{злів}} = 505,714 + 563,826 = 1069,54 \text{ А}$$

$$I_{\text{зпр}} = 194,462 + 297,646 = 492,108 \text{ А}$$

$$I_{\text{зелів}} = \sqrt{1069,54^2 + (554,424^2 + 583,911^2) - (505,714^2 + 563,826^2)} = 1103,906 \text{ А}$$

$$I_{\text{зепр}} = \sqrt{492,108^2 + (227,586^2 + 317,065^2) - (194,462^2 + 297,646^2)} = 517,771 \text{ А}$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						14
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

## Режим максимальних розмірів руху

$$I_{млв} = 560,176 + 624,546 = 1184,722 \text{ А}$$

$$I_{мпр} = 215,404 + 329,7 = 545,104 \text{ А}$$

$$I_{мелв} = \sqrt{1184,722^2 + (598,362^2 + 630^2) - (560,176^2 + 624,546^2)} = 1206,088 \text{ А}$$

$$I_{менр} = \sqrt{545,104^2 + (246,046^2 + 342,614^2) - (215,404^2 + 329,7^2)} = 565,65 \text{ А}$$

### 1.1.2 Струм фази трансформатора підстанції змінного струму

Середній струм фази трансформатора розраховується за формулами:

– для фаз *a* і *c*

$$I_{a(c)} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot I_1^2 + I_2^2 + 2 \cdot I_1 \cdot I_2}; \quad (1.8)$$

– для фази *b*

$$I_b = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{I_1^2 + I_2^2 - I_1 \cdot I_2}. \quad (1.9)$$

Ефективні струми фаз трансформатора розраховуються за формулами:

– для фаз *a* і *c*

$$I_{a(c)e}^2 = \frac{1}{9} \cdot (4 \cdot I_{1e}^2 + I_{2e}^2 + 2 \cdot I_1 \cdot I_2); \quad (1.10)$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						15
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

– для фази  $b$

$$I_{be}^2 = \frac{1}{9} \cdot (I_{e1}^2 + I_{e2}^2 - I_1 \cdot I_2), \quad (1.11)$$

де  $I_1$ ,  $I_{e1}$  – середній та ефективний струми того плеча живлення, яке живиться від розрахункової фази, А;

$I_2$ ,  $I_{e2}$  – середній та ефективний струми того плеча живлення, яке живиться від суміжного плеча живлення, А.

### Режим середніх розмірів руху поїздів

$$I_a = \frac{1}{3} \sqrt{4 \cdot 763,22^2 + 369,79^2 + 2 \cdot 763,22 \cdot 369,79} = 580,347 \text{ А}$$

$$I_b = \frac{1}{3} \sqrt{763,22^2 + 369,79^2 - 763,22 \cdot 369,79} = 220,358 \text{ А}$$

$$I_c = \frac{1}{3} \sqrt{4 \cdot 369,79^2 + 763,22^2 + 2 \cdot 763,22 \cdot 369,79} = 433,839 \text{ А}$$

$$I_{ea} = \frac{1}{3} \sqrt{4 \cdot 839,093^2 + 403,097^2 + 2 \cdot 763,22 \cdot 369,79} = 627,451 \text{ А}$$

$$I_{eb} = \frac{1}{3} \sqrt{839,093^2 + 403,097^2 - 763,22 \cdot 369,79} = 254,806 \text{ А}$$

$$I_{ec} = \frac{1}{3} \sqrt{4 \cdot 403,097^2 + 839,093^2 + 2 \cdot 763,22 \cdot 369,79} = 461,698 \text{ А}$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		16

### Режим згущення поїздів

$$I_{за} = \frac{1}{3} \sqrt{4 \cdot 1069,54^2 + 492,108^2 + 2 \cdot 1069,54 \cdot 492,108} = 807,637 \text{ A}$$

$$I_{зб} = \frac{1}{3} \sqrt{1069,54^2 + 492,108^2 - 1069,54 \cdot 492,108} = 309,077 \text{ A}$$

$$I_{зс} = \frac{1}{3} \sqrt{4 \cdot 492,108^2 + 1069,54^2 + 2 \cdot 1069,54 \cdot 492,108} = 503,093 \text{ A}$$

$$I_{зеа} = \frac{1}{3} \sqrt{4 \cdot 1103,906^2 + 517,771^2 + 2 \cdot 1069,54 \cdot 492,108} = 826,671 \text{ A}$$

$$I_{збб} = \frac{1}{3} \sqrt{1103,906^2 + 517,771^2 - 1069,54 \cdot 492,108} = 326,661 \text{ A}$$

$$I_{зсс} = \frac{1}{3} \sqrt{4 \cdot 517,771^2 + 1103,906^2 + 2 \cdot 1069,54 \cdot 492,108} = 609,518 \text{ A}$$

### Режим максимальних розмірів руху поїздів

$$I_{ма} = \frac{1}{3} \sqrt{4 \cdot 1184,722^2 + 545,104^2 + 2 \cdot 1184,722 \cdot 545,104} = 894,813 \text{ A}$$

$$I_{мб} = \frac{1}{3} \sqrt{1184,722^2 + 545,104^2 - 1184,722 \cdot 545,104} = 342,362 \text{ A}$$

$$I_{мс} = \frac{1}{3} \sqrt{4 \cdot 545,104^2 + 1184,722^2 + 2 \cdot 1184,722 \cdot 545,104} = 656,905 \text{ A}$$

$$I_{меа} = \frac{1}{3} \sqrt{4 \cdot 1206,088^2 + 565,65^2 + 2 \cdot 1184,722 \cdot 545,104} = 908,61 \text{ A}$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		17

$$I_{meb} = \frac{1}{3} \sqrt{1206,088^2 + 565,65^2 - 1184,722 \cdot 545,104} = 354,152 \text{ A}$$

$$I_{мес} = \frac{1}{3} \sqrt{4 \cdot 565,65^2 + 1206,088^2 + 2 \cdot 1184,722 \cdot 545,104} = 668,837 \text{ A}$$

Результати розрахунку струморозподілу заносимо в таблицю 1.1.

Таблиця 1.1-Результати розрахунку струморозподілу

Приєднання	Середні розміри руху		Режим згущення поїздів		Максимальний режим	
	середній струм, А	ефективний струм, А	середній струм, А	ефективний струм, А	середній струм, А	ефективний струм, А
Фідер 1	369,56	442,354	505,714	554,424	560,176	598,367
Фідер 2	393,66	466,303	563,826	583,911	624,546	630
Фідер 3	152,97	180,639	194,462	227,586	215,404	246,046
Фідер 4	216,82	252,037	297,646	317,065	329,7	342,704
Ліве плече	763,22	839,093	1069,54	1103,906	1184,722	1206,088
Праве плече	369,79	403,097	492,108	517,771	545,104	565,65
Фаза «а»	580,347	627,451	807,637	826,671	894,813	908,70
Фаза «b»	220,358	254,806	309,077	326,670	342,362	354,152
Фаза «с»	433,839	470,698	503,093	609,518	656,905	668,837

### 1.1.3 Переріз контактної мережі

Зі збільшенням перерізу проводів контактної мережі зменшуються витрати, пов'язані з оплатою втрат електроенергії в тяговій мережі, але зростають капітальні витрати. Таким чином, змінюючи переріз проводів контактної мережі, за деякого значення досягається оптимум, коли приведені щорічні витрати найменші. Такий переріз контактної мережі є економічно доцільним та визначається виразом:

$$F_{\text{ме}} = 0,46\sqrt{B_0}, \quad (1.12)$$

де  $F_{\text{ме}}$  – переріз проводів контактної мережі у мідному еквіваленті, мм<sup>2</sup>;

$B_0$  – питомі річні втрати електроенергії в проводах контактної мережі на фідерній зоні, кВт·год/Ом·рік,

$$B_0 = \frac{\Delta W_p}{r\ell}, \quad (1.13)$$

де  $\Delta W_p$  – річні втрати електроенергії в проводах контактної мережі на міжпідстанційній зоні, кВт·год;

$\ell$  – довжина міжпідстанційної зони, км;

$r$  – питомий опір проводів контактної мережі на міжпідстанційній зоні, Ом/км.

### 1.1.4 Визначення питомих річних втрат електроенергії

Схема живлення контактної мережі на двоколієних та багатоколієних ділянках повинна передбачати підключення постів секціонування та пунктів паралельного з'єднання контактних підвісок. Для визначення  $B_0$  для вузлової схеми живлення можна скористатись виразом:

$$B_0 = \frac{0,0228 \cdot W_T^2}{TU_{\text{ном}}^2} \left\{ 2,95 \left[ \frac{T}{N_{\text{пар}}t_{\text{спар}} + N_{\text{неп}}t_{\text{снеп}}} + 0,46 \left( 0,25 - \frac{\theta}{t_{\text{пар}} + t_{\text{неп}}} \right) \right] + \frac{4}{3} \frac{\theta}{t_{\text{пар}} + t_{\text{неп}}} \left( 1,1 \frac{N_{0\text{пар}}t_{\text{пар}} + N_{0\text{неп}}t_{\text{неп}}}{N_{\text{пар}}t_{\text{спар}} + N_{\text{неп}}t_{\text{снеп}}} - 1 \right) + 1 \right\}. \quad (1.14)$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						19
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Для трьохвузлової схеми живлення значення  $B_0$  можна визначити як для схеми паралельного з'єднання підвісок, тобто

$$B_0 = \frac{0,067 \cdot W_T^2}{TU_{\text{ном}}^2} \left[ \frac{T}{N_{\text{пар}} t_{\text{спар}} + N_{\text{неп}} t_{\text{снеп}}} + 0,46 \left( 1 - \frac{\theta}{t_{\text{пар}} + t_{\text{неп}}} \right) \right]. \quad (1.15)$$

У формулах застосовані такі позначення:

$T$  – розрахунковий період,  $T = 24$  год;

$U_{\text{ном}}$  – номінальна напруга на струмоприймачеві електровоза, кВ;

$t_{\text{пар}}, t_{\text{неп}}$  – час руху поїзда міжпідстанційною зоною в парному, непарному напрямку, год;

$t_{\text{спар}}, t_{\text{снеп}}$  – час споживання електроенергії поїздом у парному, непарному напрямку, год;

$N_{\text{пар}}, N_{\text{неп}}$  – середньодобова кількість поїздів у парному, непарному напрямку;

$N_{0\text{пар}}, N_{0\text{неп}}$  – максимальна пропускна спроможність ділянки в парному, непарному напрямку;

$W_T$  – витрати електроенергії на тягу поїздів за період  $T$ , кВт·год, з урахуванням припущення про однотипність поїздів

$$W_T = W_{\text{пар}} N_{\text{пар}} + W_{\text{неп}} N_{\text{неп}}, \quad (1.16)$$

де  $W_{\text{пар}}, W_{\text{неп}}$  – витрати електроенергії на рух поїзда в парному, непарному напрямку, кВт·год,

$$W_{\text{пар(неп)}} = I_{\text{пар(неп)}} \cdot U_{\text{ном}} \cdot t_{\text{пар(неп)}}, \quad (1.17)$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						20
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

де  $I_{\text{пар}}$ ,  $I_{\text{неп}}$  – середні струми поїздів під час руху розрахунковою міжпідстанційною зоною, А. Можуть бути обчислені за формулою (2.2), якщо замість значень струмів фідерів підставити значення струмів поїздів.

Підставляючи значення у формули (1.12) - (1.17) отримаємо результати для різних схем живлення.

$$I_{\text{неп}} = \frac{1}{2 \cdot 21,1} \cdot \left[ (210 + 210)5,9 + (210 + 150)5,9 + (180 + 210)3,3 + (210 + 240)1,5 \right. \\ \left. + (240 + 227)4,5 \right]$$

$$I_{\text{неп}} = 205,344 \text{ А}$$

$$I_{\text{пар}} = \frac{1}{2 \cdot 19,5} \cdot \left[ (210 + 240)3,6 + (240 + 210)4,9 + (210 + 240)5 + (240 + 150)1,2 \right. \\ \left. + (150 + 150)4,8 \right]$$

$$I_{\text{пар}} = 204,692 \text{ А}$$

Витрати електроенергії на рух поїзда у парному і непарному напрямках становитимуть:

$$W_{\text{неп}} = 205,344 \cdot 25 \cdot 0,573 = 2941,553 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$W_{\text{пар}} = 204,692 \cdot 25 \cdot 0,563 = 2878,225 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Витрата електроенергії на рух поїздів:

$$W_m = 2941,553 \cdot 95 + 2878,225 \cdot 95 = 552878,881 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						21
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Для вузлової схеми:

$$B_0 = \frac{0,0228 \cdot 552878,881^2}{24 \cdot 25^2} \left[ 2,95 \left[ \frac{24}{95 \cdot 0,573 + 95 \cdot 0,563} + 0,46 \left( 0,25 - \frac{0,167}{0,573 + 0,563} \right) \right] + \frac{4}{3} \frac{0,167}{(0,573 + 0,563)} \right] \cdot \left[ 1,1 \cdot \frac{144(0,573 + 0,563)}{95 \cdot (0,573 + 0,563)} - 1 \right]$$

$$B_0 = 430528,773 \frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{Ом} \cdot \text{рік}}$$

Таким чином, визначимо переріз проводів контактної мережі у мідному еквіваленті:

$$F_{\text{ме}} = 0,46 \sqrt{430528,773} = 301,828 \text{ мм}^2 - \text{ для двоколіїної ділянки.}$$

$$F_{\text{ме}} = 301,828 / 2 = 150,914 \text{ мм}^2 - \text{ для однієї колії.}$$

Для трьох вузлової схеми:

$$B_0 = \frac{0,067 \cdot 552878,881^2}{24 \cdot 25^2} \left[ \frac{24}{95 \cdot 0,573 + 95 \cdot 0,563} + 0,46 \left( 1 - \frac{0,167}{0,573 + 0,563} \right) \right]$$

$$= 839366,769 \frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{Ом} \cdot \text{рік}}$$

$$F_{\text{ме}} = 0,46 \sqrt{839366,769} = 421,438 \text{ мм}^2 - \text{ для двоколіїної ділянки.}$$

$$F_{\text{ме}} = 421,438 / 2 = 210,719 \text{ мм}^2 - \text{ для однієї колії.}$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						22
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Згідно з отриманим перерізом, обирається тип контактної підвіски ПБСМ70+МФ-100.

Данні обраної підвіски заносяться до табл. 1.2.

Таблиця 1.2-Параметри контактної мережі

Тип підвіски	Переріз у мідному еквіваленті, мм <sup>2</sup>	Тривалий допустимий струм при 15 %-му зношенні контактних проводів, А
ПБСМ70+МФ-100	355	1270

### 1.1.5 Перевірка контактної підвіски за нагрівом

Прийнятий у проєкті переріз контактної підвіски повинен бути перевірений на термічну стійкість. Для цього необхідно вибрати найбільш завантажену міжпідстанційну зону.

В умовах курсового проєкту використовується спосіб перевірки контактної підвіски за розрахунковим струмом, який треба порівняти з допустимим для обраної підвіски. Контактна підвіска перевіряється в місці підключення споживаючого фідера для роздільної роботи колій (незалежно від дійсної схеми з'єднання підвісок) та 20-хвилинного періоду інтенсивного струмоспоживання.

Розрахунковий струм фідера

$$I_{\text{роз}} = I_{\text{фід}} k'_{i20} k_{\text{ф}}, \quad (1.18)$$

де  $k_{\text{ф}}$  – коефіцієнт, що враховує вплив зміни навантаження під час 20-хвилинного періоду найбільшого струмоспоживання на нагрів проводів контактної підвіски:

$$k_{\Phi} = \frac{0,36\alpha^2}{n_0} + 1, \quad (1.19)$$

де  $\alpha$  – відношення часу руху поїзда міжпідстанційною зоною до часу струмоспоживання,

$$\alpha = \frac{t}{t_c}; \quad (1.20)$$

$k'_{i20}$  – коефіцієнт інтенсивності 20-хвилинного навантаження фідера, який визначається з рис. 2.4 в залежності від добової витрати електроенергії фідером у добу інтенсивного електроспоживання.

$$\alpha = \frac{0,563}{0,563} = 1$$

$$k_{\Phi} = \frac{0,36 \cdot 1^2}{3,14} + 1 = 1,115$$

$$I_{\text{роз}} = 505,714 \cdot 3,13 \cdot 1,115 = 1764,92 \text{ А} > 1270 \text{ А}$$

Умова перерізу контактної підвіски за нагрівом не виконується, тому приймаємо тип контактної підвіски М95+МФ-100+2А185, для якої тривалий допустимий струм при 15% зношенні контактного проводу - 1820 А. Для даної підвіски умова перерізу контактної підвіски за нагрівом виконується.

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						24
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

## 1.2 Механічний розрахунок анкерної ділянки

Довжина еквівалентного прогону

$$l_e = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n l_i^3}{l_a}}, \quad (1.21)$$

де  $l_i$  – довжина  $i$ -го прогону, м;

$l_a$  – довжина анкерної ділянки, м.

$$l_e = \sqrt{\frac{70^3 \cdot 8 + 60^3 \cdot 4 + 50^3 \cdot 4 + 55^3 \cdot 10}{70^3 \cdot 8 + 60^3 \cdot 4 + 50^3 \cdot 4 + 55^3 \cdot 10}} = 70,022 \text{ м}$$

Розрахунковий режим

$$l_{кр} = T_{\max} \sqrt{\frac{24\alpha (t_{\Gamma} - t_{\min})}{q_{\text{нГ}}^2 - g_0^2}}, \quad (1.22)$$

де  $\alpha$  – коефіцієнт температурного лінійного розширення матеріалу тросу,  $1/^\circ\text{C}$ .

$$l_{кр} = 1600 \cdot \sqrt{\frac{408 \cdot 10^{-6} \cdot (-5 - (-35))}{2,113^2 + 1,732^2}} = 146,251 \text{ м}$$

Оскільки  $l_{кр} > l_e$ , то розрахунковим буде режим мінімальної температури.

Натяг навантаженого несучого тросу

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		25

$$t_x = A + \frac{B}{T_x^2} - \frac{T_x}{\alpha ES}, \quad (1.23)$$

$$A = t_{\text{реж}} - \frac{q_{\text{реж}}^2 \ell_e^2}{24\alpha T_{\text{max}}^2} + \frac{T_{\text{max}}}{\alpha ES}; \quad (1.24)$$

$$B = \frac{g_0^2 \ell_e^2}{24\alpha}, \quad (1.25)$$

де  $\alpha ES$  – добуток коефіцієнта температурного лінійного розширення матеріалу троса, модуля пружності Юнга та площі поперечного перерізу, даН/°С.

$$B = \frac{1,732^2 \cdot 70,022^2}{408 \cdot 10^{-6}} = 2,738 \cdot 10^7 \text{°C}$$

$$A = -35 - \frac{2,113^2 \cdot 70,022^2}{408 \cdot 10^{-6} \cdot 1600^2} + \frac{1600}{20,37} = 27,629 \text{°C}$$

$$t_x = 27,629 + \frac{2,738 \cdot 10^7}{1600^2} - \frac{1600}{20,37} = -40,223 \text{°C}$$

$$t_x = 27,629 + \frac{2,738 \cdot 10^7}{1400^2} - \frac{1400}{20,37} = -27,13 \text{°C}$$

$$t_x = 27,629 + \frac{2,738 \cdot 10^7}{1200^2} - \frac{1200}{20,37} = -12,268 \text{°C}$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						26
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$t_x = 27,629 + \frac{2,738 \cdot 10^7}{1000^2} - \frac{1000}{20,37} = 5,916^\circ\text{C}$$

$$t_x = 27,629 + \frac{2,738 \cdot 10^7}{800^2} - \frac{800}{20,37} = 31,135^\circ\text{C}$$

$$t_x = 27,629 + \frac{2,738 \cdot 10^7}{600^2} - \frac{600}{20,37} = 74,226^\circ\text{C}$$

$$t_x = 27,629 + \frac{2,738 \cdot 10^7}{400^2} - \frac{400}{20,37} = 179,109^\circ\text{C}$$

Результати виконаних розрахунків зводяться до табл. 1.3.

Таблиця 1.3

$T_x$ , даН	1600	1400	1200	1000	800	600	800
$t_x$ , °С	-40,223	-27,13	-12,268	5,916	31,135	74,226	179,109

Температура, при якій контактний провід не має стріли прогину

$$t_0 = t_{\text{сер}} - \Delta t, \quad (1.26)$$

$$t_{\text{сер}} = \frac{t_{\text{max}} + t_{\text{min}}}{2}, \quad (1.27)$$

де  $\Delta t = 10 \dots 15^\circ\text{C}$  (для одного контактної проводу);  $\Delta t = 5 \dots 10^\circ\text{C}$  (для двох контактних проводів).

$$t_{\text{сер}} = \frac{30 - (-35)}{2} = -2,5^\circ\text{C}$$

$$t_0 = -2,5 - 10 = -12,5^\circ\text{C}$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						27
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Натяг несучого троса, при якому відсутній прогин контактного проводу

$$t_0 = A + \frac{B}{T_0^2} - \frac{T_0}{\alpha ES}, \quad (1.28)$$

$$t_0 = 27,629 + \frac{2,738 \cdot 10^7}{1203^2} - \frac{1203}{20,37} = -12,51^\circ\text{C}$$

Натяг несучого троса при ожеледі з вітром

$$t_\Gamma = A + \frac{B_\Gamma}{T_\Gamma^2} - \frac{T_\Gamma}{\alpha ES}, \quad (1.29)$$

$$B_\Gamma = \frac{q_{\text{НГ}}^2 \ell_e^2}{24\alpha}, \quad (1.30)$$

$$B_\Gamma = \frac{2,113^2 \cdot 70,022^2}{408 \cdot 10^{-6}} = 4,075 \cdot 10^7 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$t_\Gamma = 27,629 + \frac{4,075 \cdot 10^7}{1222^2} - \frac{1222}{20,37} = -5^\circ\text{C}$$

Натяг несучого троса при максимальній швидкості вітру

$$t_v = A + \frac{B_v}{T_v^2} - \frac{T_v}{\alpha ES}, \quad (1.31)$$

$$B_v = \frac{q_{\text{НВ}}^2 \ell_e^2}{24\alpha}, \quad (1.32)$$

$$B_v = \frac{1,936^2 \cdot 70,022^2}{408 \cdot 10^{-6}} = 3,421 \cdot 10^7 \text{ }^\circ\text{C}$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						28
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$t_v = 27,629 + \frac{7,622 \cdot 10^7}{1070^2} - \frac{1070}{20,37} = 4,98^\circ\text{C}$$

Стріла прогину контактного проводу, м

$$f_{xi} = \frac{g_0 (\ell_{\Pi} - 2e_{\Pi})^2}{8(T_x + nK)} \left( 1 - \frac{T_x}{T_0} \right), \quad (1.33)$$

де  $e_{\Pi}$  – відстань від осі опори до опорної струни в прогоні  $\ell_{\Pi}$ , м;

$\ell_{\Pi}$  – прогін, в якому розташовується пішохідний місток, м.

$$f_x = \frac{1,732 \cdot (70 - 2 \cdot 10)^2}{8 \cdot (1520 - 2 \cdot 1000)^2} \cdot \left( 1 - \frac{1520}{1203} \right) = -0,041 \text{ мм}$$

$$f_x = \frac{1,732 \cdot (70 - 2 \cdot 10)^2}{8 \cdot (1468 - 2 \cdot 1000)^2} \cdot \left( 1 - \frac{1468}{1203} \right) = -0,034 \text{ мм}$$

$$f_x = \frac{1,732 \cdot (70 - 2 \cdot 10)^2}{8 \cdot (1320 - 2 \cdot 1000)^2} \cdot \left( 1 - \frac{1320}{1203} \right) = -0,016 \text{ мм}$$

$$f_x = \frac{1,732 \cdot (70 - 2 \cdot 10)^2}{8 \cdot (1191 - 2 \cdot 1000)^2} \cdot \left( 1 - \frac{1191}{1203} \right) = 0,001692 \text{ мм}$$

$$f_x = \frac{1,732 \cdot (70 - 2 \cdot 10)^2}{8 \cdot (1077 - 2 \cdot 1000)^2} \cdot \left( 1 - \frac{1077}{1203} \right) = 0,018 \text{ мм}$$

$$f_x = \frac{1,732 \cdot (70 - 2 \cdot 10)^2}{8 \cdot (977 - 2 \cdot 1000)^2} \cdot \left( 1 - \frac{977}{1203} \right) = 0,034 \text{ мм}$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						29
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$f_x = \frac{1,732 \cdot (70 - 2 \cdot 10)^2}{8 \cdot (891 - 2 \cdot 1000)^2} \cdot \left(1 - \frac{891}{1203}\right) = 0,049 \text{ мм}$$

$$f_x = \frac{1,732 \cdot (70 - 2 \cdot 10)^2}{8 \cdot (810 - 2 \cdot 1000)^2} \cdot \left(1 - \frac{810}{1203}\right) = 0,063 \text{ мм}$$

Стріла прогину навантаженого несучого троса

$$F_{x\Pi} = \frac{1}{T_x} \left( \frac{g_0 \ell_{\Pi}^2}{8} + b_{\Pi} H - f_{x\Pi} K n \right), \quad (1.34)$$

$$F_x = \frac{1}{1520} \cdot \left( \frac{1,732 \cdot 70^2}{8} + 0,7 \cdot 150 - (-0,041) \cdot 2 \cdot 1000 \right) = 0,82 \text{ м}$$

$$F_x = \frac{1}{1468} \cdot \left( \frac{1,732 \cdot 70^2}{8} + 0,7 \cdot 150 - (-0,034) \cdot 2 \cdot 1000 \right) = 0,841 \text{ м}$$

$$F_x = \frac{1}{1320} \cdot \left( \frac{1,732 \cdot 70^2}{8} + 0,7 \cdot 150 - (-0,016) \cdot 2 \cdot 1000 \right) = 0,907 \text{ м}$$

$$F_x = \frac{1}{1191} \cdot \left( \frac{1,732 \cdot 70^2}{8} + 0,7 \cdot 150 - 0,001692 \cdot 2 \cdot 1000 \right) = 0,976 \text{ м}$$

$$F_x = \frac{1}{1077} \cdot \left( \frac{1,732 \cdot 70^2}{8} + 0,7 \cdot 150 - 0,018 \cdot 2 \cdot 1000 \right) = 1,048 \text{ м}$$

$$F_x = \frac{1}{977} \cdot \left( \frac{1,732 \cdot 70^2}{8} + 0,7 \cdot 150 - 0,034 \cdot 2 \cdot 1000 \right) = 1,123 \text{ м}$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		30

$$F_x = \frac{1}{891} \cdot \left( \frac{1,732 \cdot 70^2}{8} + 0,7 \cdot 150 - 0,049 \cdot 2 \cdot 1000 \right) = 1,199 \text{ м}$$

$$F_x = \frac{1}{810} \cdot \left( \frac{1,732 \cdot 70^2}{8} + 0,7 \cdot 150 - 0,063 \cdot 2 \cdot 1000 \right) = 1,284 \text{ м}$$

де  $b_{\Pi}$  – відстань між несучим та ресорним тросом по осі опори в прогоні  $l_{\Pi}$ , м;

$H$  – натяг ресорного троса,  $H = 150$  даН.

Натяг ненавантаженого несучого троса

$$t_x = A + \frac{B_p}{T_{px}^2} - \frac{T_{px}}{\alpha ES}, \quad (1.35)$$

$$B_p = \frac{g_H^2 \ell_e^2}{24 \alpha}, \quad (1.36)$$

$$B_p = \frac{0,242^2 \cdot 70,022^2}{408 \cdot 10^{-6}} = 5,345 \cdot 10^5 \text{ °C}$$

$$t_x = 27,629 + \frac{5,345 \cdot 10^5}{1283^2} - \frac{1283}{20,37} = -25,031 \text{ °C}$$

$$t_x = 27,629 + \frac{5,345 \cdot 10^5}{1182^2} - \frac{1182}{20,37} = -30,015 \text{ °C}$$

$$t_x = 27,629 + \frac{5,345 \cdot 10^5}{982^2} - \frac{982}{20,37} = -20,024 \text{ °C}$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						31
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$t_x = 27,629 + \frac{5,345 \cdot 10^5}{785^2} - \frac{785}{20,37} = -10,04^\circ\text{C}$$

$$t_x = 27,629 + \frac{5,345 \cdot 10^5}{593^2} - \frac{593}{20,37} = 0,038^\circ\text{C}$$

$$t_x = 27,629 + \frac{5,345 \cdot 10^5}{420^2} - \frac{420}{20,37} = 10,041^\circ\text{C}$$

$$t_x = 27,629 + \frac{5,345 \cdot 10^5}{287^2} - \frac{287}{20,37} = 20,029^\circ\text{C}$$

$$t_x = 27,629 + \frac{5,345 \cdot 10^5}{206^2} - \frac{206}{20,37} = 30,112^\circ\text{C}$$

Стріла прогину ненавантаженого несучого троса

$$F_{px\Pi} = \frac{g_H \ell_{\Pi}^2}{8T_{px}}, \quad (1.37)$$

$$F_{px\Pi} = \frac{0,834^2 \cdot 70^2}{8 \cdot 1283} = 0,116\text{м}$$

$$F_{px\Pi} = \frac{0,834^2 \cdot 70^2}{8 \cdot 1182} = 0,125\text{м}$$

$$F_{px\Pi} = \frac{0,834^2 \cdot 70^2}{8 \cdot 982} = 0,151\text{м}$$

$$F_{px\Pi} = \frac{0,834^2 \cdot 70^2}{8 \cdot 785} = 0,189\text{м}$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						32
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$F_{pxII} = \frac{0,834^2 \cdot 70^2}{8 \cdot 593} = 0,25 \text{ м}$$

$$F_{pxII} = \frac{0,834^2 \cdot 70^2}{8 \cdot 420} = 0,353 \text{ м}$$

$$F_{pxII} = \frac{0,834^2 \cdot 70^2}{8 \cdot 287} = 0,516 \text{ м}$$

$$F_{pxII} = \frac{0,834^2 \cdot 70^2}{8 \cdot 206} = 0,72 \text{ м}$$

Результати виконаних розрахунків зводяться до табл. 1.4.

Таблиця 1.4

$t_x, ^\circ\text{C}$	-35	-30	-20	-10	0	10	20	30
$T_x, \text{ даН}$	1520	1468	1320	1191	1077	977	891	810
$f_{xII}, \text{ мм}$	-0,041	-0,034	-0,016	0,001692	0,018	0,034	0,049	0,063
$F_{xII}, \text{ м}$	0,82	0,841	0,907	0,976	1,048	1,123	1,199	1,284
$T_{px}, \text{ даН}$	1283	1182	982	785	593	420	287	206
$F_{pxII}, \text{ м}$	0,116	0,125	0,151	0,189	0,25	0,353	0,516	0,72

Значення таблиці 1.4 зобразимо на рис. 1.1.

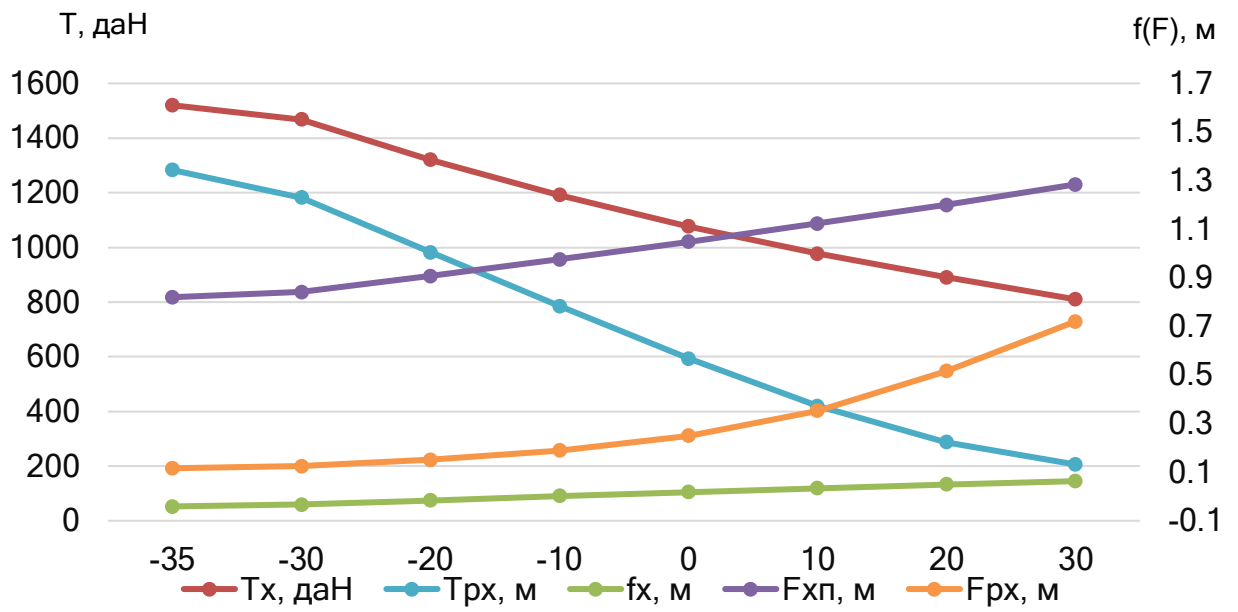


Рисунок 1.1 – Монтажні криві

## 2 ЕЛЕКТРИЧНІ ПІДСТАНЦІ ТА СТАНЦІЇ

### 2.1 Розрахунок потужності трансформаторів

Зобразимо структурну схему розрахункової підстанції на рис.2.1.

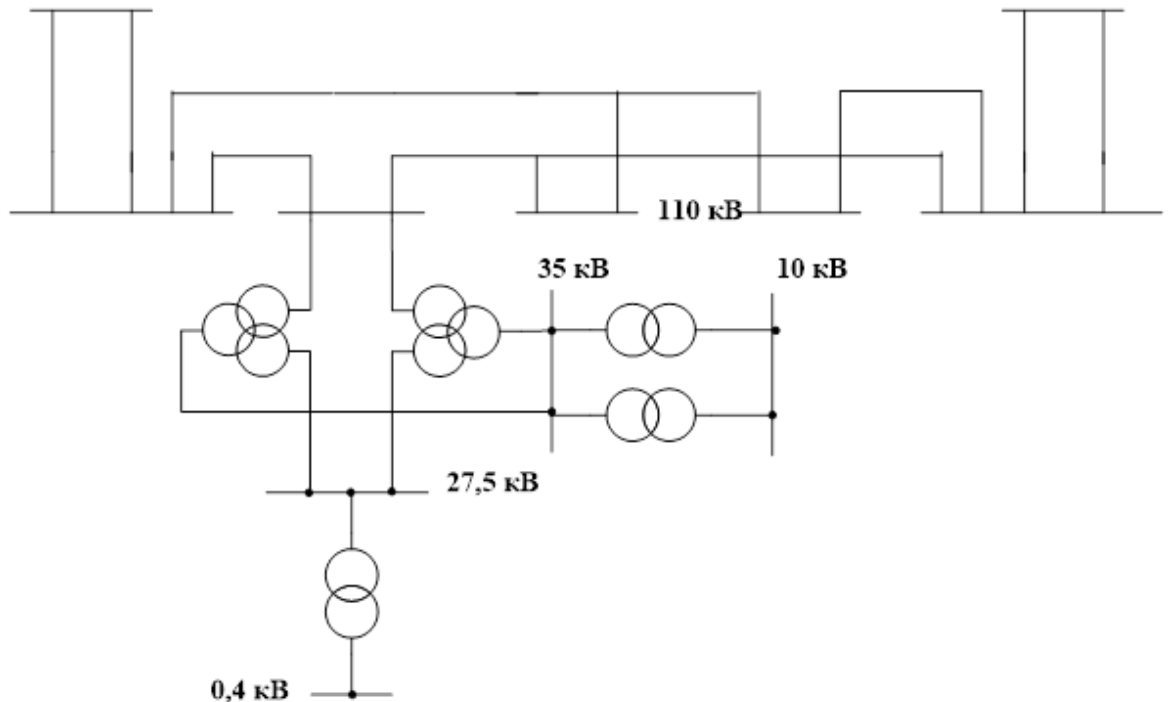


Рисунок 2.1 - Структурна схема розрахункової ТП

Для шин 27,5 кВ:

$$S_{\max 27,5} = S_T + S_{\text{тсн}} + S_{\text{дпр}}, \quad (2.1)$$

де  $S_T$  - потужність тягового навантаження на шинах 27,5 кВ (кВА);

$S_{\text{тсн}}$  - потужність трансформаторів власних потреб, кВА;

$S_{\text{дпр}}$  - потужність не тягових споживачів, які живляться від шин 27,5 кВ (кВА);

Потужність тягового навантаження:

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						35
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$S_T = U_{ш} \left( 2I'_D + 0,65I''_D \right) k_{нр} k_{кy}, \quad (2.2)$$

де  $U_{ш}$  - напруга на шинах РП 27,5 кВ;

$I'_D$  - ефективний струм найбільш завантаженого плеча (фази) трансформатору, А;

$I''_D$  - ефективний струм найменш завантаженого плеча (фази) трансформатору, А;

$k_{нр}$  - коефіцієнт різночасності навантаження фаз трансформатора, приймається 0,9;

$k_{кy}$  - коефіцієнт компенсованого пристрою, який враховує зниження потрібної на тягу потужності при роботі компенсованого пристрою, (приймається 0,93).

$$S_T = (2S' + 0,65S'') k_{нр} k_{кy}, \quad (2.3)$$

$$S_T = (2 \times 8,5 + 0,65 \times 7,9) \times 0,9 \times 0,93 = 18,53 \text{ МВА} = 18530 \text{ кВА}$$

Потужність фідера ДПР знаходиться по заданій потужності в кВА на 1 км:

$$S_{дпр} = S_{дпр1} \times L = 25 \times 12 = 250 \text{ кВА}$$

$$S_{\max 27,5} = 18530 + 400 + 250 = 19180 \text{ кВА}$$

Потужність нетягового навантаження на шинах 35кВ складає 20% від тягового навантаження, а на шинах 10 кВ – 10%, тобто:

$$S_{\max 35} = 0,2 \cdot 18530 = 3706 \text{ кВА};$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						36
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$S_{\max 10} = 0,1 \cdot 18530 = 1853 \text{ кВА.}$$

У відповідності до потужності на шинах 10 кВ приймаємо районний трансформатор типу ТМ-2500/35У1.

Тоді отримаємо:

$$S_{u.\max 35} = (S_{PT} + S_{\max 35}) k_p, \quad (2.4)$$

$$S_{u.\max 35} = (2500 + 3706) \cdot 0,95 = 5895,7 \text{ кВА.}$$

Розрахункова потужність головного понижуючого трансформатора:

$$S_{\text{розрах.мак}} = (S_{u.\max 27,5} + S_{u.\max 35}) k_p, \quad (2.5)$$

$$S_{\text{розрах.мак}} = (19180 + 5895,7) \cdot 0,95 = 23821 \text{ кВА.}$$

Результати вибору трансформаторів зведемо до таблиці 2.1.

Таблиця 2.2 – Вибрані трансформатори та їх паспортні дані

№п/п	Тип трансформатора	Кількість	U <sub>1</sub> , кВ	U <sub>2</sub> , кВ	U <sub>3</sub> , кВ	U <sub>к</sub> , %			Схема з'єднання
						BC	BH	CH	
1	ТДТНЖ 25000/110 У1	2	115	38,5	27,5	18	10,5	6,8	Y <sub>0</sub> /Y <sub>H</sub> /Δ <sub>0</sub> -11
2	ТМ -2500/35У1	2	35		10,5		6,5		Y/Δ-11
3	ТМ-400/10У1	2	10		0,4		4,5		Y/Y <sub>0</sub> -0

Потужність підстанції:

$$S_{\text{ПІ}} = 4 \cdot 25000 = 100000 \text{ кВА}$$



Базисний опір системи має таку формулу:

$$x_{*бсист} = \frac{S_{\bar{o}}}{S_{\kappa}} \quad (2.8)$$

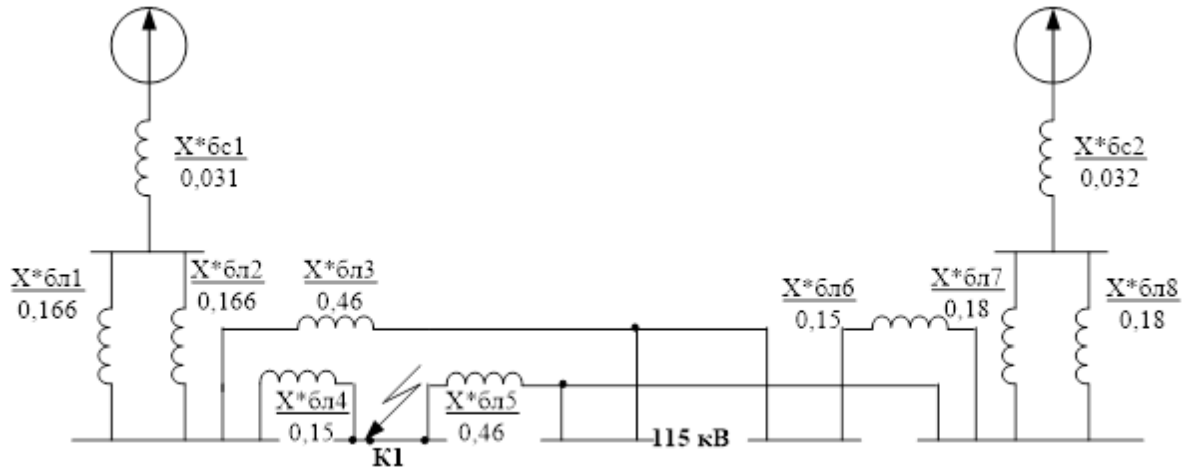


Рисунок 2.3 - Схема заміщення до точки к1

Відповідно до (2.8) базисний опір системи 1:

$$x_{*бсист1} = \frac{100}{2300} = 0,0435$$

Базисний опір системи 2:

$$x_{*бсист2} = \frac{100}{2500} = 0,04$$

Базисний струм:

$$I_{\bar{o}1} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp.u.110}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА}$$

Опори ліній:

$$X_{*6л1} = X_{*6л2} = X_0 \cdot L_5 \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp}^2} = 0.4 \cdot 55 \cdot \frac{100}{115^2} = 0.166$$

$$X_{*6л3} = X_0 \cdot (L_1 + L_2 + L_3) \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp}^2} = 0.4 \cdot (50 + 50 + 52) \cdot \frac{100}{115^2} = 0.46$$

$$X_{*6л4} = X_0 \cdot L_1 \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp}^2} = 0.4 \cdot 50 \cdot \frac{100}{115^2} = 0.15$$

$$X_{*6л5} = X_0 \cdot (L_2 + L_3 + L_4) \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp}^2} = 0.4 \cdot (50 + 52 + 49) \cdot \frac{100}{115^2} = 0.46$$

$$X_{*6л6} = X_0 \cdot L_4 \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp}^2} = 0.4 \cdot 49 \cdot \frac{100}{115^2} = 0.15$$

$$X_{*6л7} = X_{*6л8} = X_0 \cdot L_6 \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp}^2} = 0.4 \cdot 60 \cdot \frac{100}{115^2} = 0.18$$

Будемо поступово згортати схему до точки к1

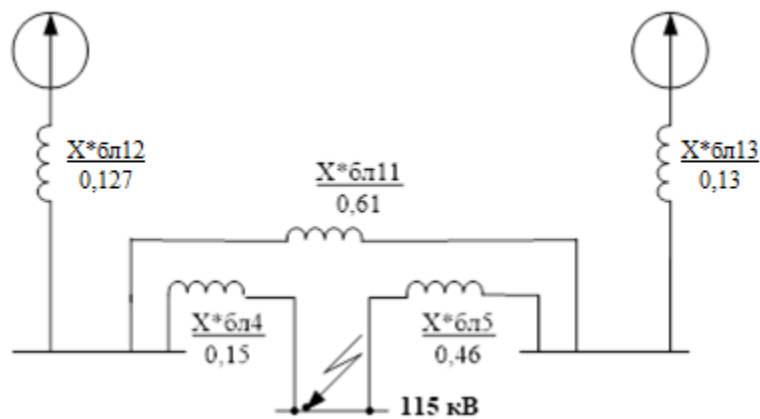


Рисунок 2.4 - Перетворена схема заміщення до точки к1

$$X_{*6л10} = 0,5 \cdot X_{*6л7} = 0,5 \cdot 0,18 = 0,09$$

$$X_{*6л11} = X_{*6л3} + X_{*6л6} = 0,46 + 0,15 = 0,61$$

$$X_{*6л12} = X_{*6с1} + X_{*6л9} = 0,044 + 0,083 = 0,127$$

$$X_{*6л13} = X_{*6с2} + X_{*6л10} = 0,04 + 0,09 = 0,13$$

Після деяких перетворень

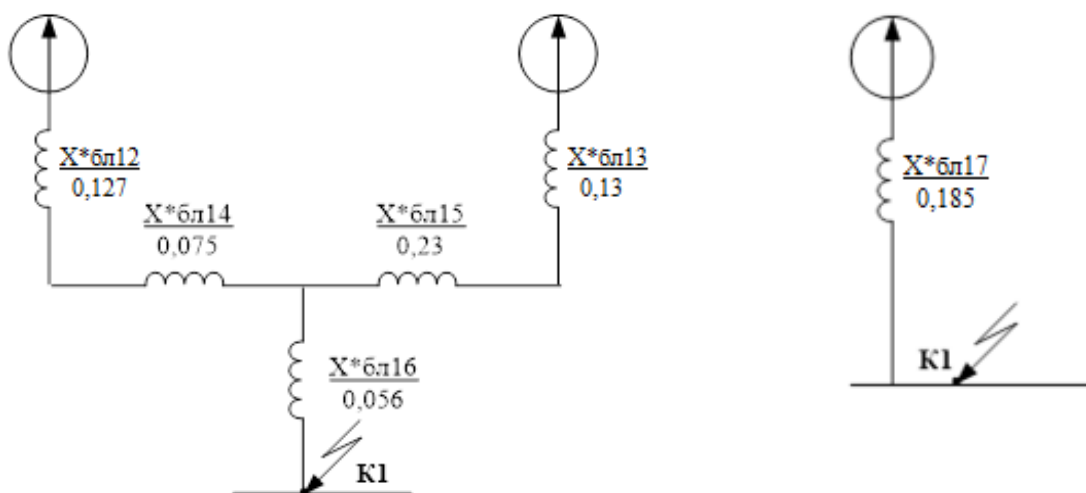


Рисунок 2.5 - Згорнута схема заміщення до точки к1

$$X_{*6л14} = \frac{X_{*6л4} \cdot X_{*6л11}}{X_{*6л4} + X_{*6л5} + X_{*6л11}} = \frac{0,15 \cdot 0,61}{0,15 + 0,61 + 0,46} = 0,075$$

$$X_{*6л15} = \frac{X_{*6л5} \cdot X_{*6л11}}{X_{*6л4} + X_{*6л5} + X_{*6л11}} = \frac{0,46 \cdot 0,61}{0,15 + 0,61 + 0,46} = 0,23$$

$$X_{*6л16} = \frac{X_{*6л4} \cdot X_{*6л5}}{X_{*6л4} + X_{*6л5} + X_{*6л11}} = \frac{0,15 \cdot 0,46}{0,15 + 0,61 + 0,46} = 0,056$$

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

$$X_{*6л17} = X_{*6л16} + \frac{(X_{*6л12} + X_{*6л14}) \cdot (X_{*6л13} + X_{*6л15})}{X_{*6л12} + X_{*6л14} + X_{*6л13} + X_{*6л15}} =$$

$$= 0,056 + \frac{(0,127 + 0,075) \cdot (0,13 + 0,23)}{0,127 + 0,075 + 0,13 + 0,23} = 0,185$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці К1:

$$I_{к1} = \frac{I_{\sigma1}}{X_{*\sigma K1}} = \frac{0,502}{0,185} = 2,71 \text{ кА}$$

Знайдемо ударний струм в точці К1:

$$i_{y1} = 2,55 \cdot I_{к1} = 2,55 \cdot 2,71 = 6,91 \text{ кА}$$

$$I_{Куст} = 1,52 \cdot I_{к1} = 1,52 \cdot 2,71 = 4,12 \text{ кА}$$

Розрахунок струмів КЗ до точки К2, на шинах 35 кВ.

$$S_{номтр.} = 25 \text{ МВА},$$

$$u_{квс} = 10,5 \% , \quad u_{квн} = 18 \% , \quad u_{кcn} = 6,5 \% .$$

Знайдемо напруги обмоток трансформатора:

$$u_{кв} = 0,5 \cdot (u_{квс} + u_{квн} - u_{кcn}) = 0,5 \cdot (10,5 + 18 - 6,5) = 10,75 ,$$

$$u_{кн} = 0,5 \cdot (u_{квн} + u_{кcn} - u_{квс}) = 0,5 \cdot (18 + 6,5 - 10,5) = 6,75 ,$$

$$u_{кc} = 0,5 \cdot (u_{квс} + u_{кcn} - u_{квн}) = 0,5 \cdot (10,5 + 6,5 - 18) = -0,25 .$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						42
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Визначимо опір обмоток трансформатора:

$$X_{*6B} = \frac{u_{кв}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{номтр.}} = \frac{10.75}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0.43,$$

$$X_{*6H} = \frac{u_{кн}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{номтр.}} = \frac{6.75}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0.27,$$

$$X_{*6C} = \frac{u_{кс}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{номтр.}} = \frac{0.25}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0.01.$$

Визначимо базисний струм для точки к2:

$$I_{\bar{o}2} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ кА}.$$

$$X_{*6к2} = X_{*6к1} + \frac{X_{*6B} + X_{*6C}}{2} = 0,185 + \frac{0,43 + 0,01}{2} = 0,405$$

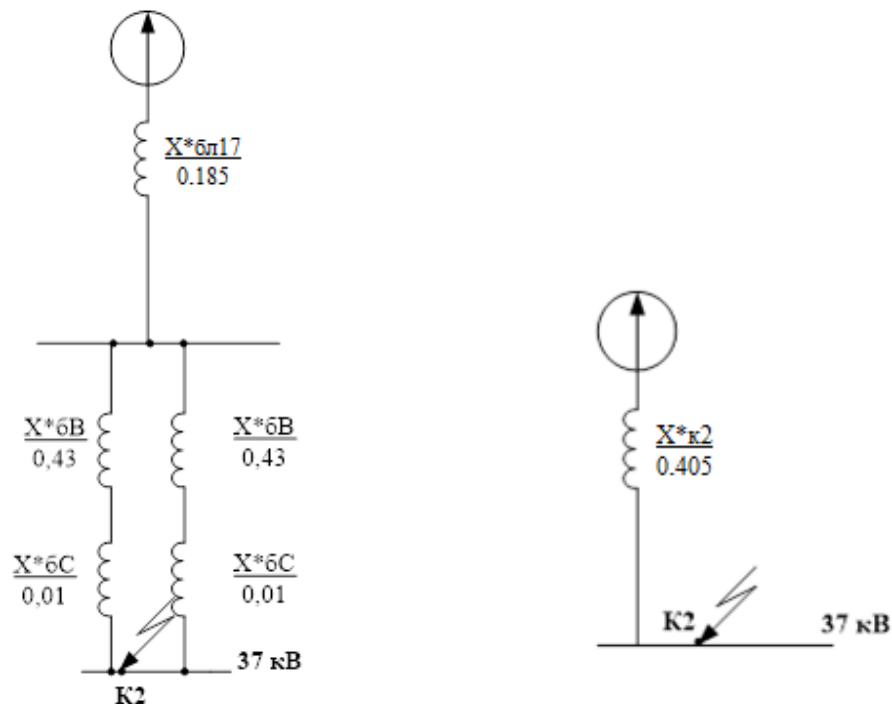


Рисунок 2.6 - Схема заміщення до точки к2

Знайдемо струм короткого замикання в точці к2:

$$I_{к2} = \frac{I_{\delta 2}}{X_{* \delta K2}} = \frac{1,56}{0,405} = 3,85 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці к2:

$$i_{y2} = 2,55 \cdot I_{к2} = 2,55 \cdot 3,85 = 9,82 \text{ кА.}$$

$$I_{куст} = 1,52 \cdot I_{к1} = 1,52 \cdot 3,85 = 5,85 \text{ кА.}$$

Розрахунок струмів к.з. до точки К3, на шинах 27,5 кВ.

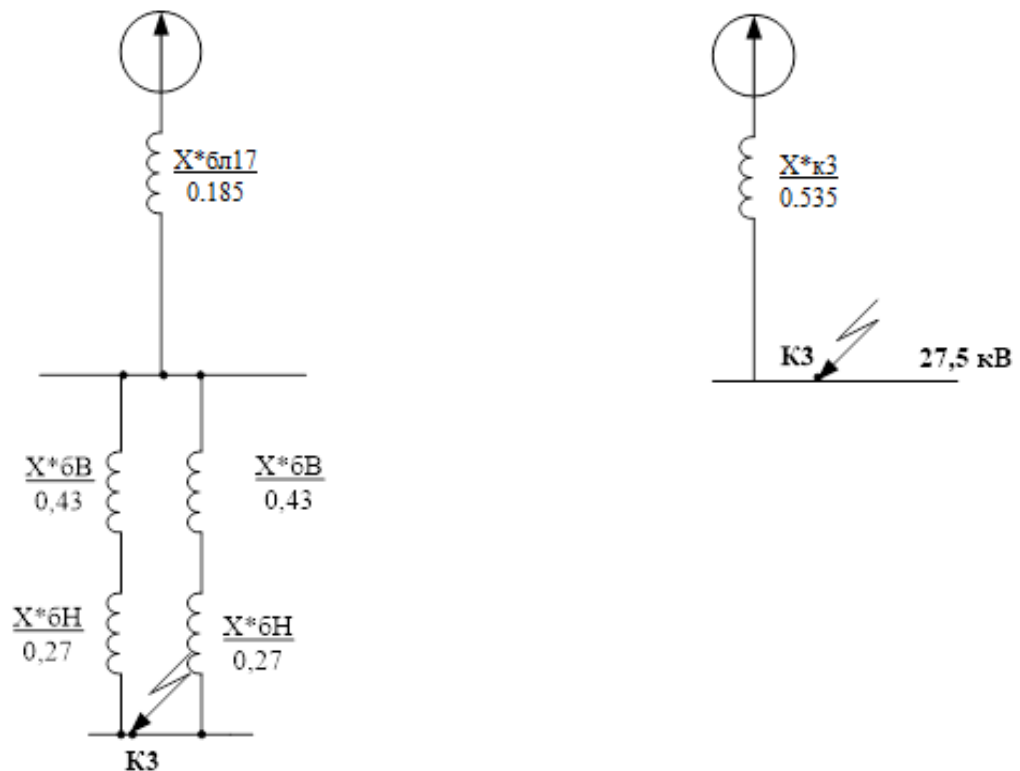


Рисунок 2.7 - Схема заміщення до точки к3

$$X_{* \delta K3} = X_{* \delta K1} + \frac{X_{* \delta B} + X_{* \delta H}}{2} = 0,185 + \frac{0,43 + 0,27}{2} = 0,535$$

Визначимо базисний струм для точки К3:

$$I_{\text{б3}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 27.5} = 2 \text{ кА}$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці К3:

$$I_{\text{к3}} = \frac{I_{\text{б3}}}{X_{* \text{бК3}}} = \frac{2}{0.535} = 3,74 \text{ кА}$$

Знайдемо ударний струм в точці К3:

$$i_{\text{у3}} = 2.55 \cdot I_{\text{к3}} = 2.55 \cdot 3,74 = 9,54 \text{ кА}.$$

$$I_{\text{куст}} = 1.52 \cdot I_{\text{к3}} = 1.52 \cdot 3,74 = 5,68 \text{ кА}.$$

Розрахунок струмів К3 до точки К4, на ТВП сторона 0.4 кВ.

Для трансформатора власних потреб маємо такі параметри:

ТМ – 400 /10:  $u_{\text{к}} = 4.5 \%$   $\Delta P_{\text{к3}} = 5.5 \text{ кВт}.$

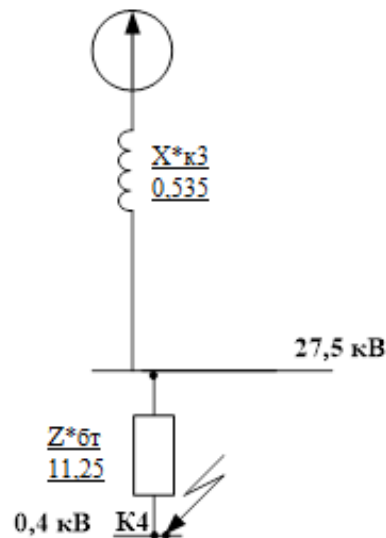


Рисунок 2.8 - Схема заміщення до точки к4

В ТВП активна і індуктивна складові опору співрозмірні.

$$Z_{*6T} = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{номт}} = \frac{4.5}{100} \cdot \frac{100}{0.25} = 11.25 ,$$

$$R_{*6T} = \frac{\Delta P_{кз}}{S_{номт}} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{номт}} = \frac{5.5}{250} \cdot \frac{100}{0.25} = 3.44 ,$$

$$X_{*6T} = \sqrt{Z_{*6T}^2 - R_{*6T}^2} = \sqrt{11.25^2 - 3.44^2} = 10.7$$

$$Z_{*6T\Sigma} = \sqrt{(X_{*6K3} + X_{*6T})^2 + R_{*6T}^2} = \sqrt{(0.535 + 10.7)^2 + 3.44^2} = 11.75 ,$$

Визначимо базисний струм для точки К4:

$$I_{\bar{64}} = \frac{S_{\bar{6}}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 0.4} = 144.34 \text{ кА} ,$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці К4:

$$I_{к4} = \frac{I_{\bar{64}}}{Z_{*6T\Sigma}} = \frac{144.34}{11.75} = 12.32 \text{ кА} ,$$

Знайдемо ударний струм в точці К4:

$$i_{y4} = 1.84 \cdot I_{к4} = 1.84 \cdot 12.32 = 22.67 \text{ кА} .$$

$$I_{куст} = 1.52 \cdot I_{к4} = 1.52 \cdot 12.32 = 18.73 \text{ кА} .$$

Розрахунок струмів К3 до точки К5, на шинах 10 кВ.

Схема заміщення представлена нарис.2.9.

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						46
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

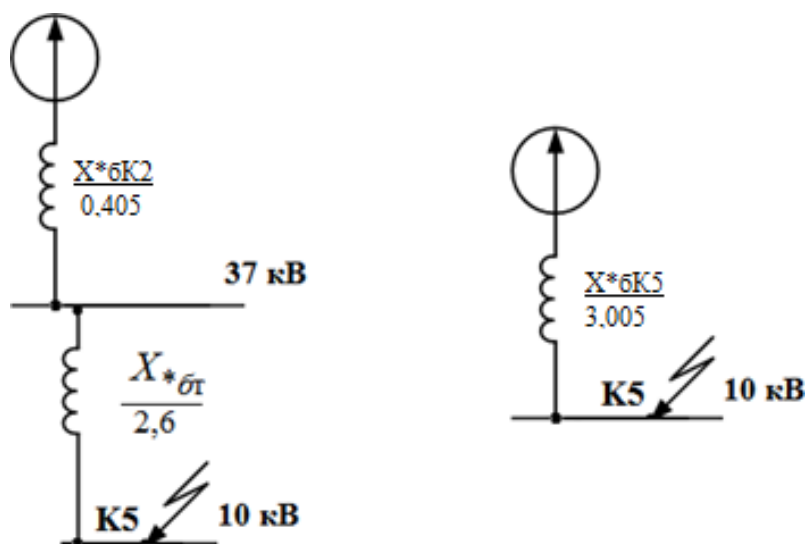


Рисунок 2.9 – Схема заміщення до точки к5

Знайдемо опір трансформатора по формулі:

$$X_{*бт} = \frac{6,5}{100} \times \frac{100}{25} = 2,6 \text{ Ом}$$

Визначимо загальний опір до шин 10кВ:

$$X_{*бк5} = X_{*бк2} + X_{*бт} = 0,405 + 2,6 = 3,005$$

Визначимо базисний струм для точки к5:

$$I_{б5} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці к5:

$$I_{к5} = \frac{I_{б5}}{X_{*бк5}} = \frac{5,5}{3,005} = 1,83 \text{ кА}$$

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

Знайдемо ударний струм в точці К5:

$$i_{y5} = 2.55 \cdot I_{к5} = 2.55 \cdot 1.83 = 4.67 \text{ кА}.$$

$$I_{куст} = 1.52 \cdot I_{к5} = 1.52 \cdot 1.83 = 2,78 \text{ кА}.$$

Обчислимо теплові імпульси:

$$B_k = I_k^2 (t_{откл} + T_d), \quad (2.9)$$

$$K1: B_k = 2,71^2 (2 + 0,05) = 15,055 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$K2: B_k = 3,85^2 (1,5 + 0,05) = 22,975 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$K3: B_k = 3,74^2 (0,5 + 0,05) = 7,693 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$K4: B_k = 12,32^2 (0,5 + 0,05) = 83,48 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$K5: B_k = 1,83^2 (1,5 + 0,05) = 5,191 \text{ кА}^2\text{с}$$

Таблиця 2.2 – Результати розрахунків точок к. з.

Точки короткого замикання	Струми короткого замикання при Sб=100 МВА				
	Iб ,кА	Iк ,кА	Iкуст , кА	iу , кА	Вк , кА2с
K1	0,502	2,71	4,12	6,91	15,055
K2	1,56	3,85	5,85	9,82	22,975
K3	2	3,74	5,68	9,54	7693
K4	144,34	12,32	18,73	22,67	83,48
K5	5,5	1,83	2,78	4,67	5,191

## 2.3 Розрахунок максимальних робочих струмів приєднань

Вибір зведемо до таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Максимальні робочі струми приєднань

№	Найменування збірних шин	Розрахункова формула та числова підстановка	Максимальний робочий струм
1	2	3	4
1	Введення на ТП 110 кВ	$I_{роб.ш.маx} = \frac{k_{пр} \cdot S_{ш.розр.маx}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1.4 \cdot 50000}{\sqrt{3} \cdot 110}$	367,8 А
2	Сторона ВН ТП	$I_{роб.ш.маx} = \frac{k_{пер} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1.4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 110}$	183,9 А
3	Сторона СНТП	$I_{роб.ш.маx} = \frac{k_{пер} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1.4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 35}$	578,05А
4	Сторона ННТП	$I_{роб.ш.маx} = \frac{k_{пер} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1.4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 27.5}$	735,7 А
5	Збірні шини 27,5 кВ	$I_{роб.ш.маx} = \frac{k_{рн} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{0.5 \cdot 50000}{\sqrt{3} \cdot 27.5}$	525,5 А
6	Сторона ВНРТ 35/10	$I_{роб.ш.маx} = \frac{k_{пер} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1.4 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 35}$	57,8 А
7	Сторона ННРТ35/10	$I_{роб.ш.маx} = \frac{k_{пер} \cdot k_{рн} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1.4 \cdot 0,7 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 10}$	141,6 А
8	Сторона ВНТВП	$I_{роб.ш.маx} = \frac{k_{пер} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1.4 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 10}$	32,33 А
9	Сторона ННТВП	$I_{роб.ш.маx} = \frac{k_{пер} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1.4 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 0.4}$	808,3 А
10	Збірні шини 35кВ	$I_{роб.ш.маx} = \frac{k_{рн} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{0.5 \cdot 50000}{\sqrt{3} \cdot 35}$	413 А

### Закінчення таблиці 2.3

1	2	3	4
11	Збірні шини 10кВ	$I_{роб.ш.маx} = \frac{k_{рн} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{0.7 \cdot 5000}{\sqrt{3} \cdot 10}$	202,3 А
12	Лінії ДПР	$I_{роб.ш.маx} = \frac{k_{пер} \cdot \sum S_{ном.ДПР}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1.4 \cdot 250}{2\sqrt{3} \cdot 27.5}$	7,3А
13	Фідер К.М. праве плече	$I_{роб.ш.маx} = \frac{k_{пер} \cdot P_{ПР}}{2\sqrt{3} \cdot \cos \varphi \cdot U_{ном}} = \frac{1.4 \cdot 8500}{2\sqrt{3} \cdot 0.85 \cdot 27.5}$	121,17 А
14	Фідер К.М. ліве плече	$I_{роб.ш.маx} = \frac{k_{пер} \cdot P_{лв}}{2\sqrt{3} \cdot \cos \varphi \cdot U_{ном}} = \frac{1.4 \cdot 7900}{2\sqrt{3} \cdot 0.85 \cdot 27.5}$	117,7 А

### 2.4 Вибір електричних апаратів вище 1000 В

Вибір вимикачів.

Вимикачі вибираються по номінальній напрузі, струму і перевіряються на властивість відключення:

$$I_{відк\tau}$$

де  $I_{відк\tau}$  - найбільше значення струму відключення, кА, по довідниковим даним;

$$I_K - \text{струм к.з., кА.}$$

Високовольтні вимикачі, встановлювані в розподільчому пристрої повинні відповідати таким умовам:

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		50

$$1) U_{\text{ном}} \geq U_p$$

$$2) I_n \geq I_p$$

$$3) I_{\text{номоткл}} \geq I_k$$

$$4) i_d \geq i_{\text{уд}}$$

$$5) I_T^2 \cdot t_T \geq B_k$$

$$B_k = I_k^2 (t_{\text{откл}} + T_a)$$

Приведемо приклад розрахунку для вводу 110 кВ, а подальші розрахунки зведемо до таблиці

$$I_T = I_{\text{откл}} \times \sqrt{\frac{t_{\text{откл}}}{t_T}} = 40 \sqrt{\frac{2,58}{3}} = 37,094 \text{ кА}$$

$$B_{\text{клоп}} = I_T^2 \times t_T = 37,094^2 \times 2,58 = 3549,99 \text{ кА}^2\text{с}$$

Розрахунки та вибір вимикачів зведемо до таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Вибрані вимикачі

№	Найменування приєднань	Тип вимикача	Співвідношення паспортних і розрахункових даних				
			$\frac{U_{\text{ном}}}{U_{\text{роб}}}$	$\frac{I_{\text{ном}}}{I_{\text{роб.мах}}}$	$\frac{I_d}{I_y}$	$\frac{I_{\text{ном.відк}}}{I_k}$	$\frac{I_T^2 t_T}{B_K}$
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Вводи в РУ-110 кВ	ВГТ-110 П*-40/2500 У1	110	2500	102	40	3550
			110	367.8	6,91	2,71	15,055
2	Сторона СН ГПТ	ВР35-35-20/1250 У2	35	1250	52	20	2560
			35	578.05	9,82	3,85	22,975
3	Сторона НН ГПТ	ВБЗО-27,5-20/1000 У1	27.5	1000	52	20	1200
			27.5	735.7	9,54	3,74	7,693
4	Споживачі 35 кВ	ВР35-35-20/1250 У2	35	1250	52	20	1200
			35	18	9,82	3,85	22,975

### Закінчення таблиці 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8
5	Споживачі 10 кВ	ВР1-10- 20/630 У1	10	630	52	20	1200
			10	37,4	4,67	1,83	5,191
6	Сторона ВН РТ 35/10	ВР35-35- 20/1250 У2	35	1250	52	20	1200
			35	57,8	9,82	3,85	22,975
7	Фідер к.м. 27,5 кВ	ВБЗО-27,5- 20/1000 У1	27,5	1000	52	20	1200
			27,5	121,7	9,54	3,74	7,693
8	Сторона НН РТ 35/10	ВР1-10- 20/630 У1	10	630	52	20	1200
			10	141,6	4,67	1,83	5,191
9	Сторона ВН ТВП	ВР1-10- 20/630 У1	10	630	52	20	1200
			10	32,4	4,67	1,83	5,191

Вибір роз'єднувачів.

При виборі роз'єднувачів перевіряються наступні умови:

$$1) U_{\text{ном}} \geq U_p$$

$$2) I_n \geq I_p$$

$$3) i_d \geq i_{\text{уд}}$$

$$4) I_T^2 \cdot t_T \geq B_k$$

$$B_k = I_k^2 (t_{\text{откл}} + T_a)$$

Аналогічно попередньому випадку необхідно перерахувати тепловий імпульс. Для вводу 110 кВ, подальші розрахунки зведемо до таблиці 2.4.

$$B_{\text{кдоп}} = I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 2,58 = 2201,06 \text{ кА}^2\text{с}$$

де  $I_T$  - струм термічної стійкості за паспортом

Таблиця 2.4 – Вибрані роз'єднувачі

№	Найменування приєднань	Тип роз'єднувача	Співвідношення паспортних і розрахункових даних			
			$\frac{U_{ном}}{U_{роб}}$	$\frac{I_{ном}}{I_{роб.мах}}$	$\frac{I_{\partial}}{I_y}$	$\frac{I_{ТТ}^2}{B_k}$
1	2	3	4	5	6	7
1	Вводи в РУ-110 кВ	РДЗ.2-110Б-1000У1	110	1000	80	2201
			110	367,8	6,91	15,055
2	Сторона НН ГПТ	РДЗ.2-35/1000У1	35	1000	80	1200
			27.5	735,7	9,54	7,63
3	Споживачі 35 кВ	РДЗ.1-35/1000-У1	35	1000	50	1200
			35	18	9,82	22,975
4	Споживачі 10 кВ	РДЗ-10/1000У1	10	1000	80	1200
			10	37,4	4,67	5,191
5	Сторона НН РТ-35/10	РДЗ.2-35/1000У1	10	1000	50	1200
			27.5	141,6	4,67	5,191
6	Фідер к.м. 27,5 кВ	РДЗ.1-35/1000У1	35	1000	80	1200
			27.5	121,7	9,54	7,693
7	Сторона ВНРТ-35/10	РДЗ.1-35/1000У1	35	1000	50	1200
			35	57,8	9,82	22,975

## 2.5 Проектування сонячної електростанції

Проектування сонячної електростанції виконуємо за допомогою програми PVsyst. Результати представлені на рис.2.10-рис.2.18.



PVsyst V8.0.12

### PVsyst - Simulation report

#### Grid-Connected System

Project: Петрівка, Дніпропетровська область

Variant: New simulation variant

Sheds on ground

System power: 3206 kWp

Petrivka - Ukraine

| Author

Рисунок 2.10 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		54



Project: Петрівка, Дніпропетровська область

Variant: New simulation variant

PVsyst V8.0.12

VCO, Simulation date:  
08/06/25 20:53  
with V8.0.12

Project summary			
<b>Geographical Site</b> Petrivka Ukraine	<b>Situation</b>		<b>Project settings</b>
	Latitude	48.47 °(N)	Albedo 0.20
	Longitude	34.16 °(E)	
	Altitude	156 m	
	Time zone	UTC+2	
<b>Weather data</b> Petrivka Meteonorm 8.2 (2001-2020), Sat=100% - Synthetic			

System summary			
<b>Grid-Connected System</b>	<b>Sheds on ground</b>		<b>User's needs</b>
<b>Orientation #1</b>	<b>Near Shadings</b>		Unlimited load (grid)
<b>Fixed plane</b>	Linear shadings : Fast (table)		
Tilt/Azimuth	30 / 0 °		
<b>System information</b>			
<b>PV Array</b>			
Nb. of modules	4392 units	<b>Inverters</b>	
Pnom total	3206 kWp	Nb. of units	30 units
		Total power	3000 kWac
		Pnom ratio	1.07

Results summary					
Produced Energy	3975.3 MWh/year	Specific production	1240 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	84.00 %

Table of contents	
Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	6
Loss diagram	7
Predef. graphs	8
Single-line diagram	14

Рисунок 2.11 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

										Лист
										55
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EC22120.КРБ.2025–ПЗ					



**PVsyst V8.0.12**

VCO, Simulation date:  
08/06/25 20:53  
with V8.0.12

General parameters					
<b>Grid-Connected System</b>		<b>Sheds on ground</b>			
<b>Orientation #1</b>		<b>Sheds configuration</b>		<b>Sizes</b>	
<b>Fixed plane</b>		Nb. of sheds		Sheds spacing	
Tilt/Azimuth	30 / 0 °	244 units		12.0m	
		Set of tables		Sensitive width	
				4.79m	
		<b>Shading limit angle</b>		Average GCR	
		Limit profile angle		39.9%	
		17 °			
<b>Models used</b>		<b>Horizon</b>		<b>Near Shadings</b>	
Transposition	Perez	Free Horizon		Linear shadings : Fast (table)	
Diffuse	Perez, Meteonorm				
Circumsolar	separate				
<b>User's needs</b>					
Unlimited load (grid)					

PV Array Characteristics					
<b>PV module</b>			<b>Inverter</b>		
Manufacturer	Generic		Manufacturer	Generic	
Model	SNG-730-M-132		Model	SUN2000-100KTL-M2-400Vac	
(Original PVsyst database)			(Custom parameters definition)		
Unit Nom. Power	730 Wp		Unit Nom. Power	100 kWac	
Number of PV modules	4392 units		Number of inverters	30 units	
Nominal (STC)	3206 kWp		Total power	3000 kWac	
Modules	244 string x 18 In series		Operating voltage	200-1000 V	
<b>At operating cond. (50°C)</b>			Max. power (=>33°C)	110 kWac	
Pmpp	3004 kWp		Pnom ratio (DC:AC)	1.07	
U mpp	728 V		Power sharing within this inverter		
I mpp	4129 A				
<b>Total PV power</b>			<b>Total inverter power</b>		
Nominal (STC)	3206 kWp		Total power	3000 kWac	
Total	4392 modules		Max. power	3300 kWac	
Module area	13643 m²		Number of inverters	30 units	
			Pnom ratio	1.07	

Array losses								
<b>Array Soiling Losses</b>		<b>Thermal Loss factor</b>		<b>DC wiring losses</b>				
Loss Fraction	3.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.				
		Uc (const)		2.9 mΩ				
		29.0 W/m²K		Loss Fraction				
		Uv (wind)		1.50 % at STC				
		0.0 W/m²K/m/s						
<b>LID - Light Induced Degradation</b>		<b>Module Quality Loss</b>		<b>Module mismatch losses</b>				
Loss Fraction	2.0 %	Loss Fraction		Loss Fraction				
		-1.25 %		2.00 % at MPP				
<b>IAM loss factor</b>								
Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.963	0.892	0.814	0.679	0.438	0.000

Рисунок 2.12 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

										Лист
										56
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EC22120.КРБ.2025–ПЗ					



Project: Петрівка, Дніпропетровська область

Variant: New simulation variant

**PVsyst V8.0.12**

VCO, Simulation date:  
08/06/25 20:53  
with V8.0.12

**AC wiring losses**

**Inv. output line up to MV transfo**

Inverter voltage 400 Vac tri  
Loss Fraction 0.86 % at STC

**Inverter: SUN2000-100KTL-M2-400Vac**

Wire section (30 Inv.) Alu 30 x 3 x 240 mm<sup>2</sup>  
Average wires length 100 m

**MV line up to Injection**

MV Voltage 35 kV  
Wires Alu 3 x 70 mm<sup>2</sup>  
Length 200 m  
Loss Fraction 0.02 % at STC

**AC losses in transformers**

**MV transfo**

Medium voltage 35 kV

**Transformer parameters**

Nominal power at STC 3.15 MVA  
Iron Loss (24/24 Connexion) 3.00 kVA  
Iron loss fraction 0.10 % at STC  
Copper loss 32.98 kVA  
Copper loss fraction 1.05 % at STC  
Coils equivalent resistance 3 x 0.53 mΩ

Рисунок 2.13 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата



Project: Петрівка, Дніпропетровська область

Variant: New simulation variant

PVsyst V8.0.12

VC0, Simulation date:  
08/06/25 20:53  
with V8.0.12

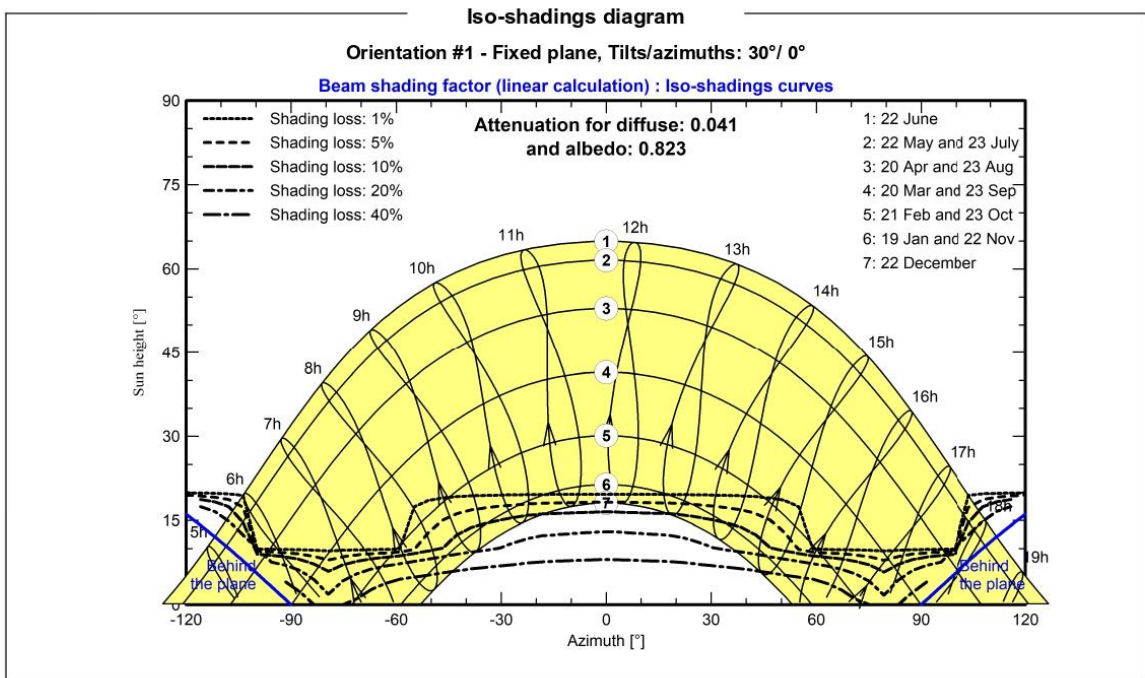
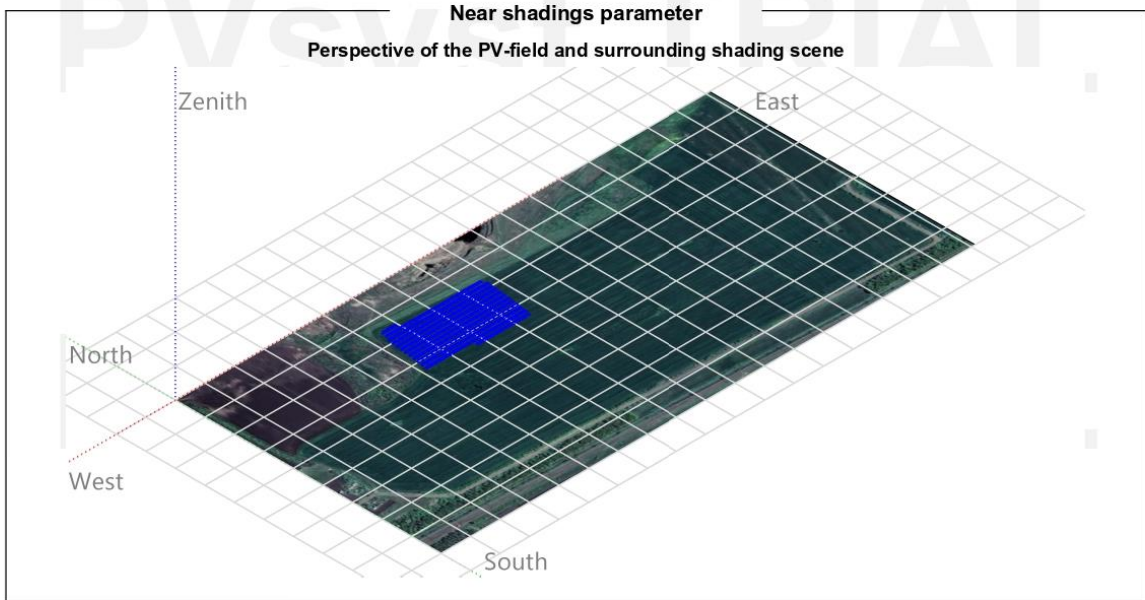


Рисунок 2.14 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата



Project: Петрівка, Дніпропетровська область

Variant: New simulation variant

PVsyst V8.0.12

VCO, Simulation date:  
08/06/25 20:53  
with V8.0.12

Main results

System Production

Produced Energy 3975.3 MWh/year

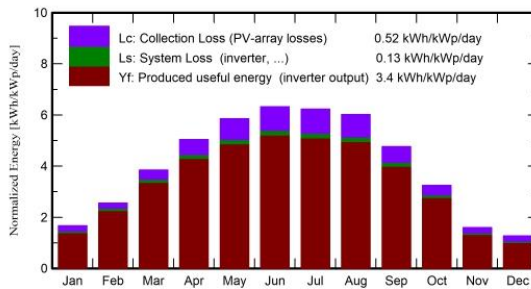
Specific production

1240 kWh/kWp/year

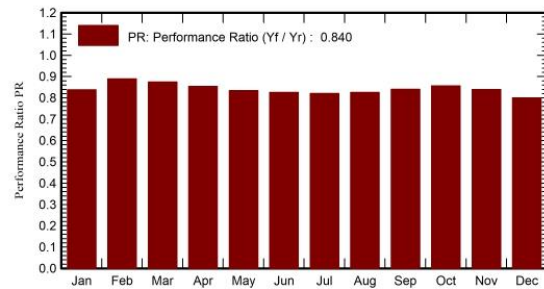
Perf. Ratio PR

84.00 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	30.5	18.07	-3.67	51.9	45.5	145.7	139.5	0.839
February	49.7	30.15	-2.86	71.7	66.3	212.1	204.4	0.889
March	92.9	47.19	2.57	119.4	111.0	347.1	334.9	0.875
April	131.7	64.54	10.13	151.3	140.5	429.2	414.3	0.854
May	174.1	77.28	17.01	181.4	168.1	502.4	485.0	0.834
June	190.7	78.60	20.32	189.6	175.6	520.2	502.4	0.826
July	190.4	78.78	23.08	193.1	179.1	526.2	508.3	0.821
August	167.4	71.12	22.65	186.7	173.8	511.4	494.2	0.826
September	114.1	49.41	15.96	142.9	133.1	399.2	385.4	0.841
October	70.2	35.11	9.05	100.7	93.5	286.9	276.7	0.857
November	32.3	22.29	3.31	47.9	43.0	134.7	128.9	0.839
December	23.7	16.04	-1.18	39.4	33.5	106.3	101.3	0.801
Year	1267.7	588.59	9.77	1476.1	1363.0	4121.6	3975.3	0.840

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

Рисунок 2.15 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата



Project: Петрівка, Дніпропетровська область

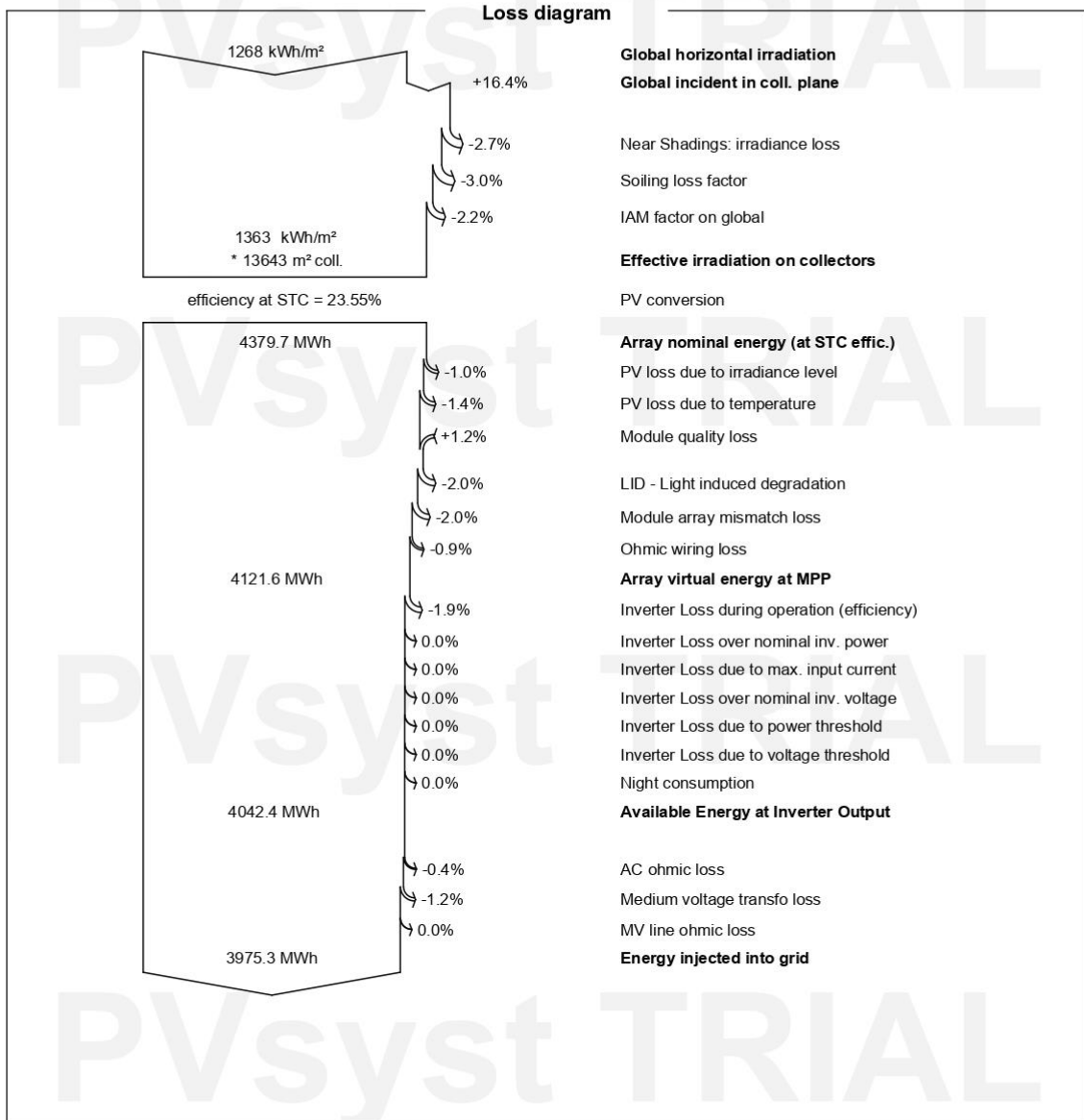
Variant: New simulation variant

PVsyst V8.0.12

VC0, Simulation date:

08/06/25 20:53

with V8.0.12



08/06/25

PVsyst Evaluation mode

Page 7/14

Рисунок 2.16 – Проєктування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ

Лист

60



Project: Петрівка, Дніпропетровська область

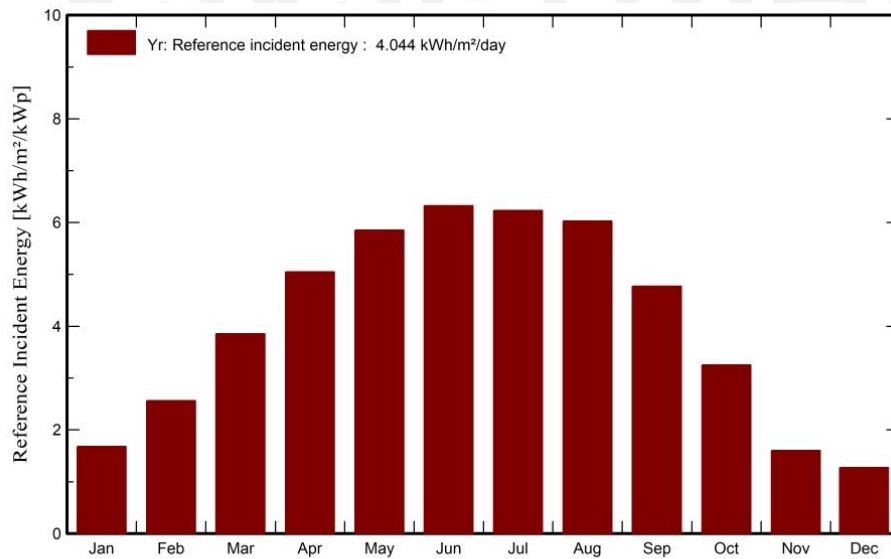
Variant: New simulation variant

PVsyst V8.0.12

VC0, Simulation date:  
08/06/25 20:53  
with V8.0.12

Predef. graphs

Reference Incident Energy in Collector Plane



Normalized Production and Loss Factors

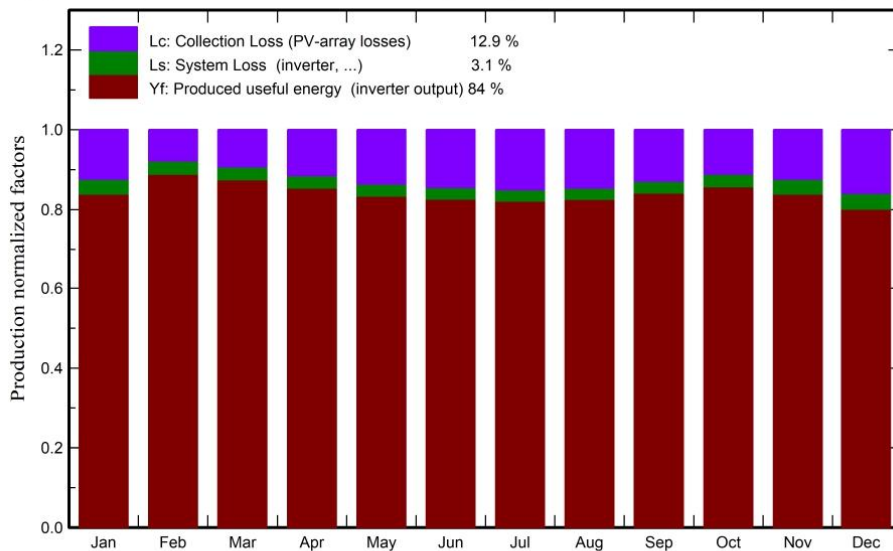


Рисунок 2.17 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата



PVsyst V8.0.12

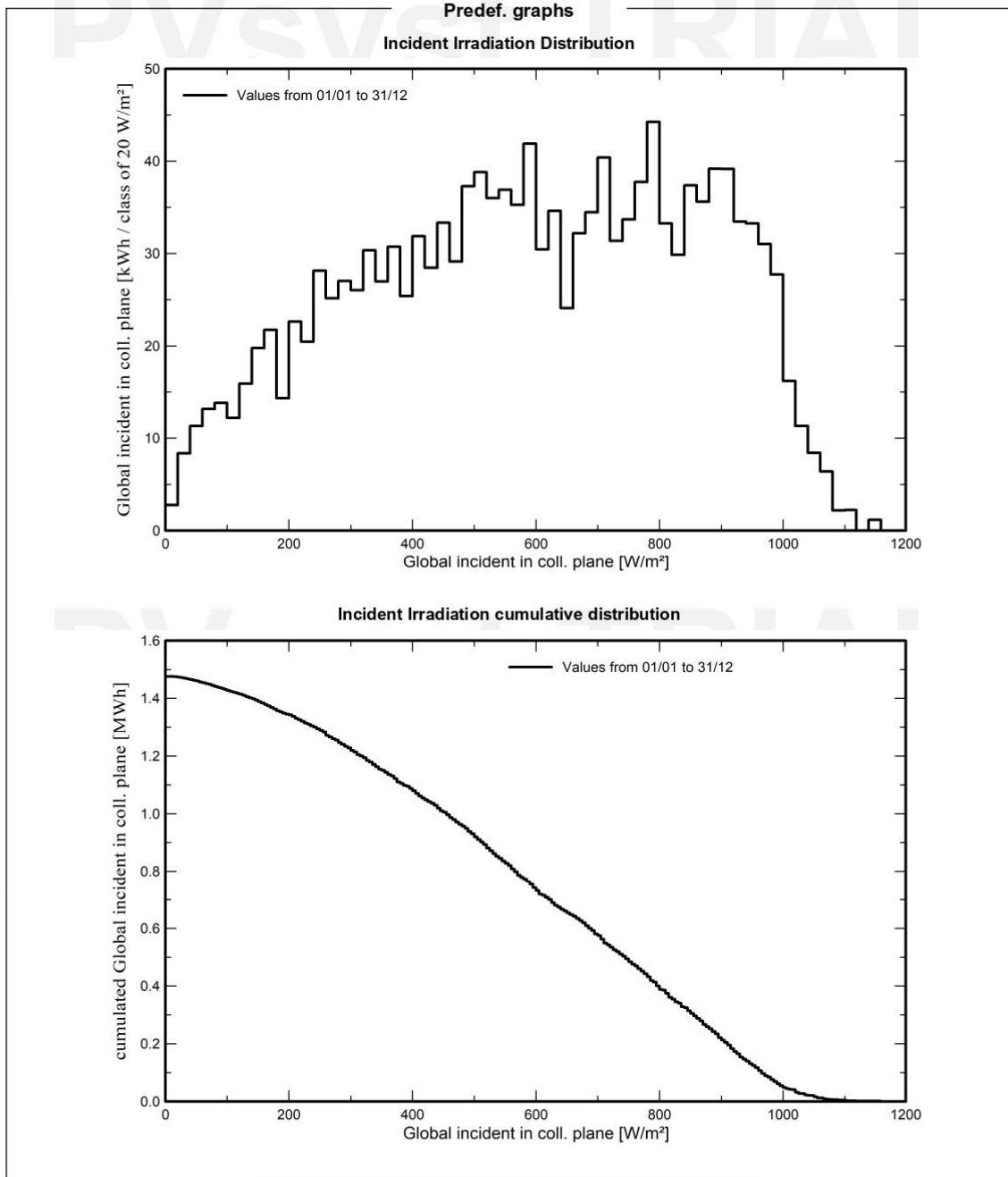
VC0, Simulation date:

08/06/25 20:53

with V8.0.12

Project: Петрівка, Дніпропетровська область

Variant: New simulation variant



08/06/25

PVsyst Evaluation mode

Page 9/14

Рисунок 2.18 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ

Лист

62

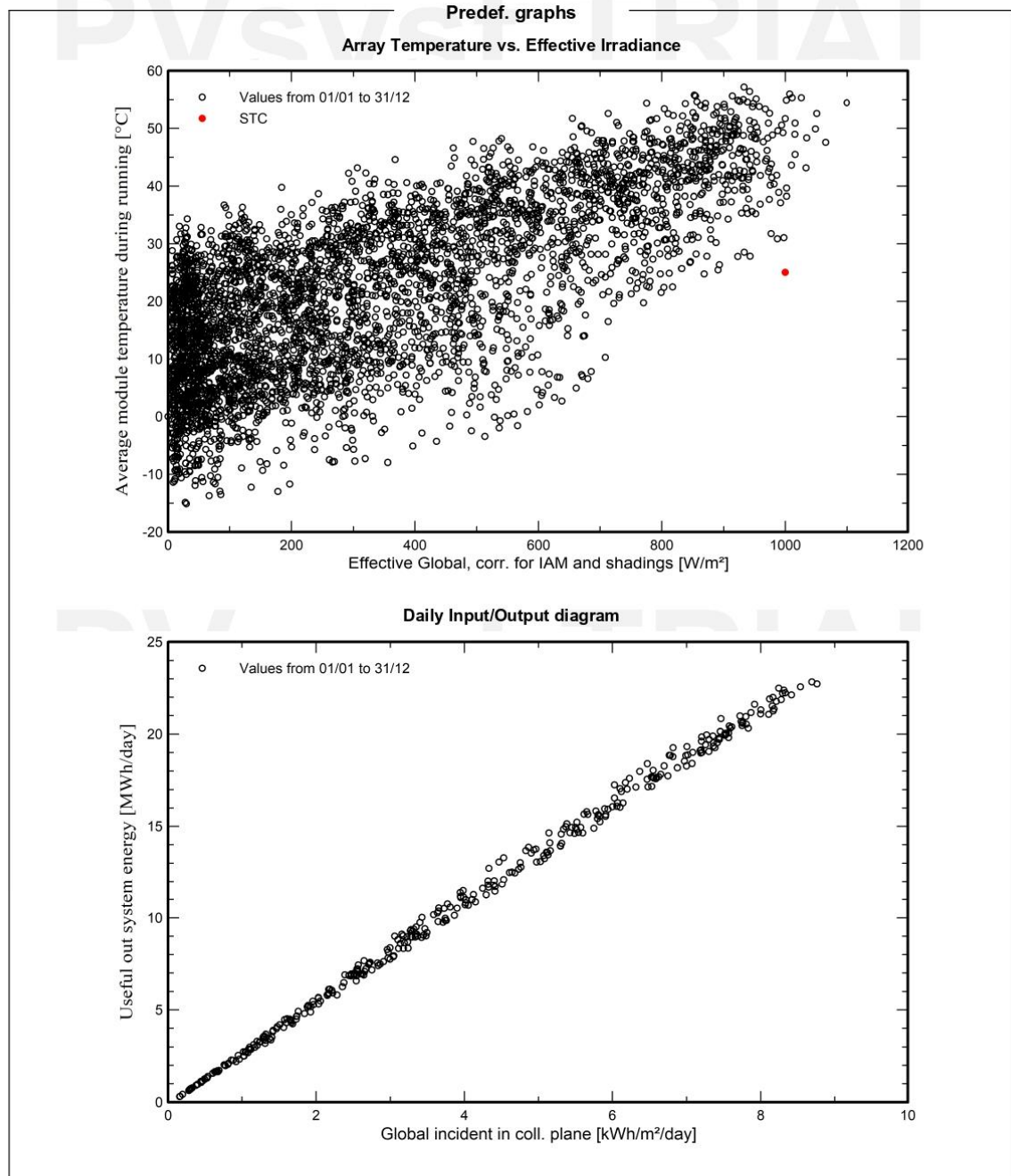


Project: Петрівка, Дніпропетровська область

Variant: New simulation variant

PVsyst V8.0.12

VC0, Simulation date:  
08/06/25 20:53  
with V8.0.12



08/06/25

PVsyst Evaluation mode

Page 10/14

Рисунок 2.19 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ

Лист

63



Project: Петрівка, Дніпропетровська область

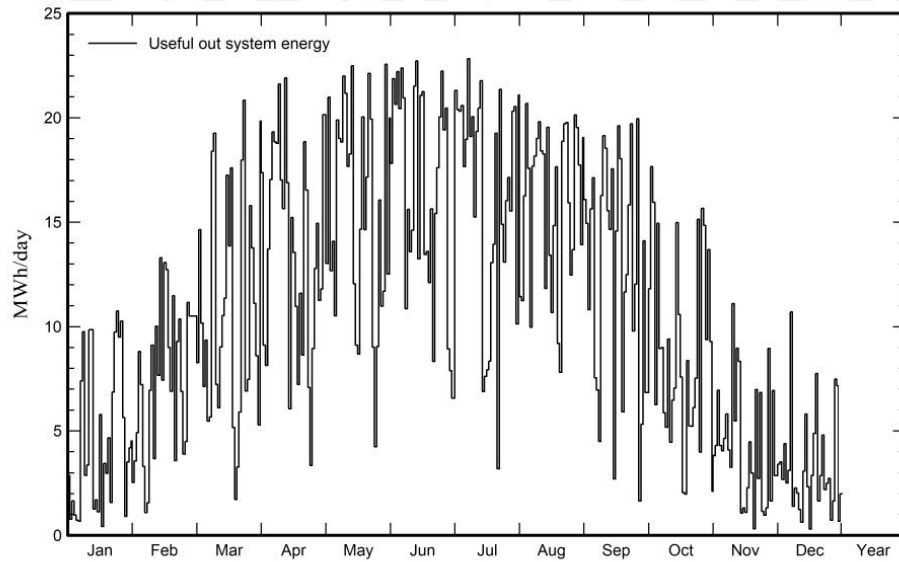
Variant: New simulation variant

PVsyst V8.0.12

VC0, Simulation date:  
08/06/25 20:53  
with V8.0.12

Predef. graphs

Daily System Output Energy



Array Power Distribution

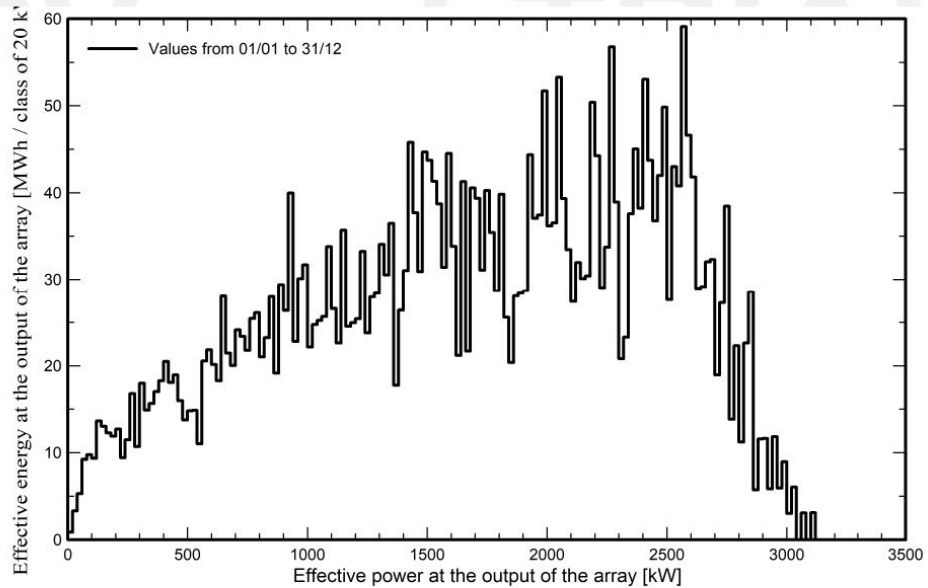


Рисунок 2.20 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата



Project: Петрівка, Дніпропетровська область

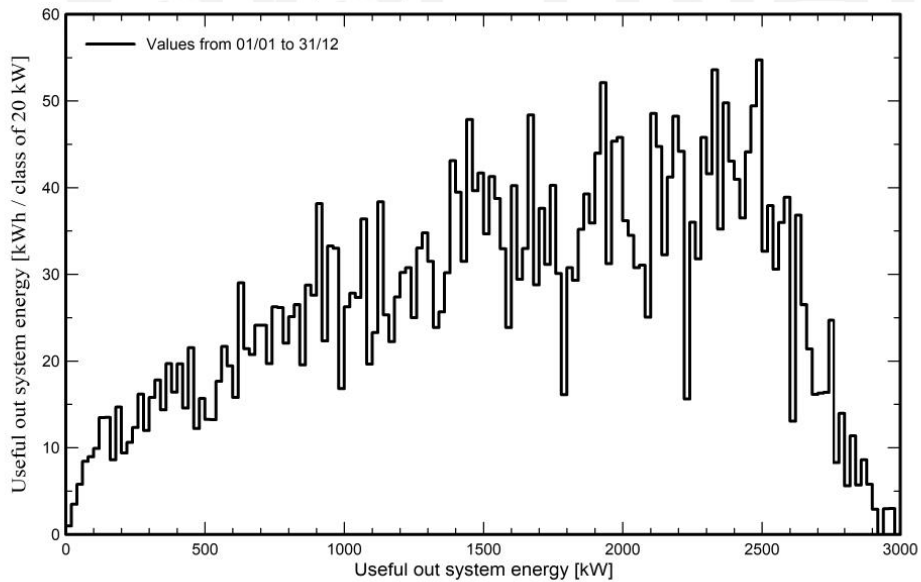
Variant: New simulation variant

PVsyst V8.0.12

VC0, Simulation date:  
08/06/25 20:53  
with V8.0.12

Predef. graphs

System Output Power Distribution



System Output Power cumulative distribution

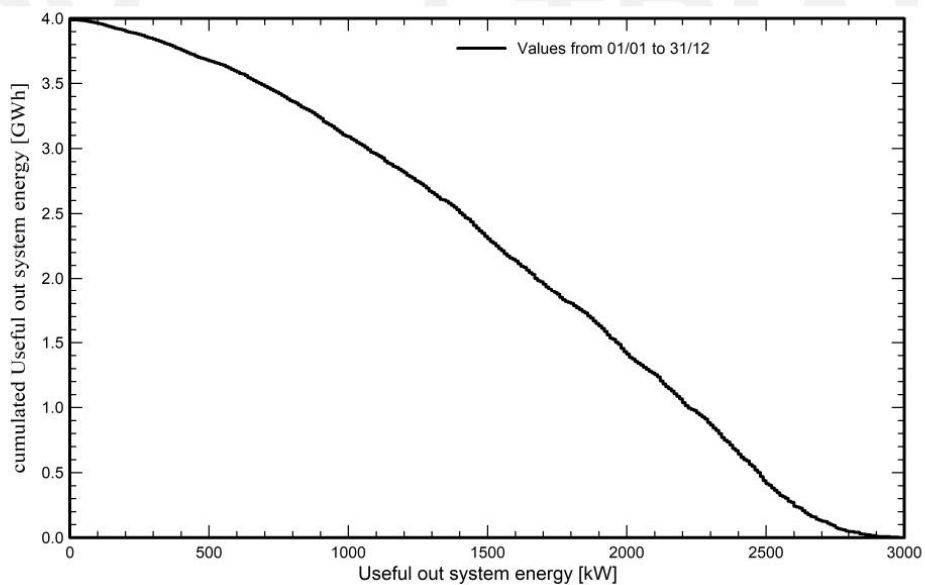


Рисунок 2.21 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата



Project: Петрівка, Дніпропетровська область

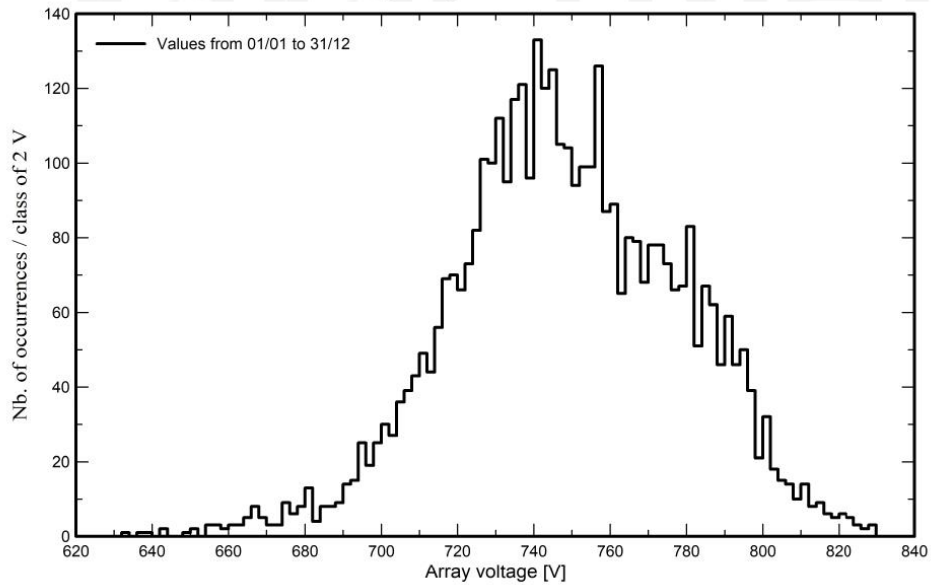
Variant: New simulation variant

PVsyst V8.0.12

VC0, Simulation date:  
08/06/25 20:53  
with V8.0.12

Predef. graphs

Array Voltage Distribution



Array Temperature Distribution during running

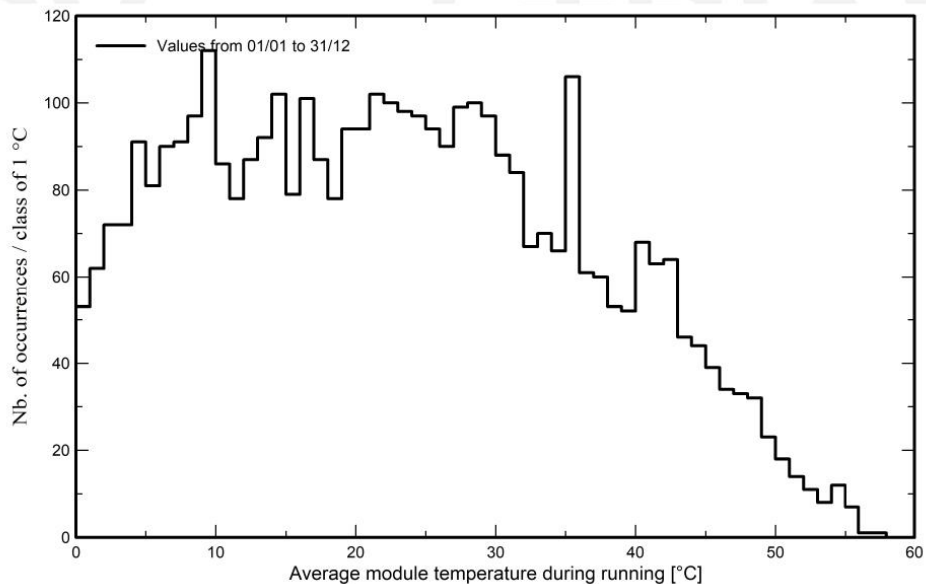


Рисунок 2.22 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

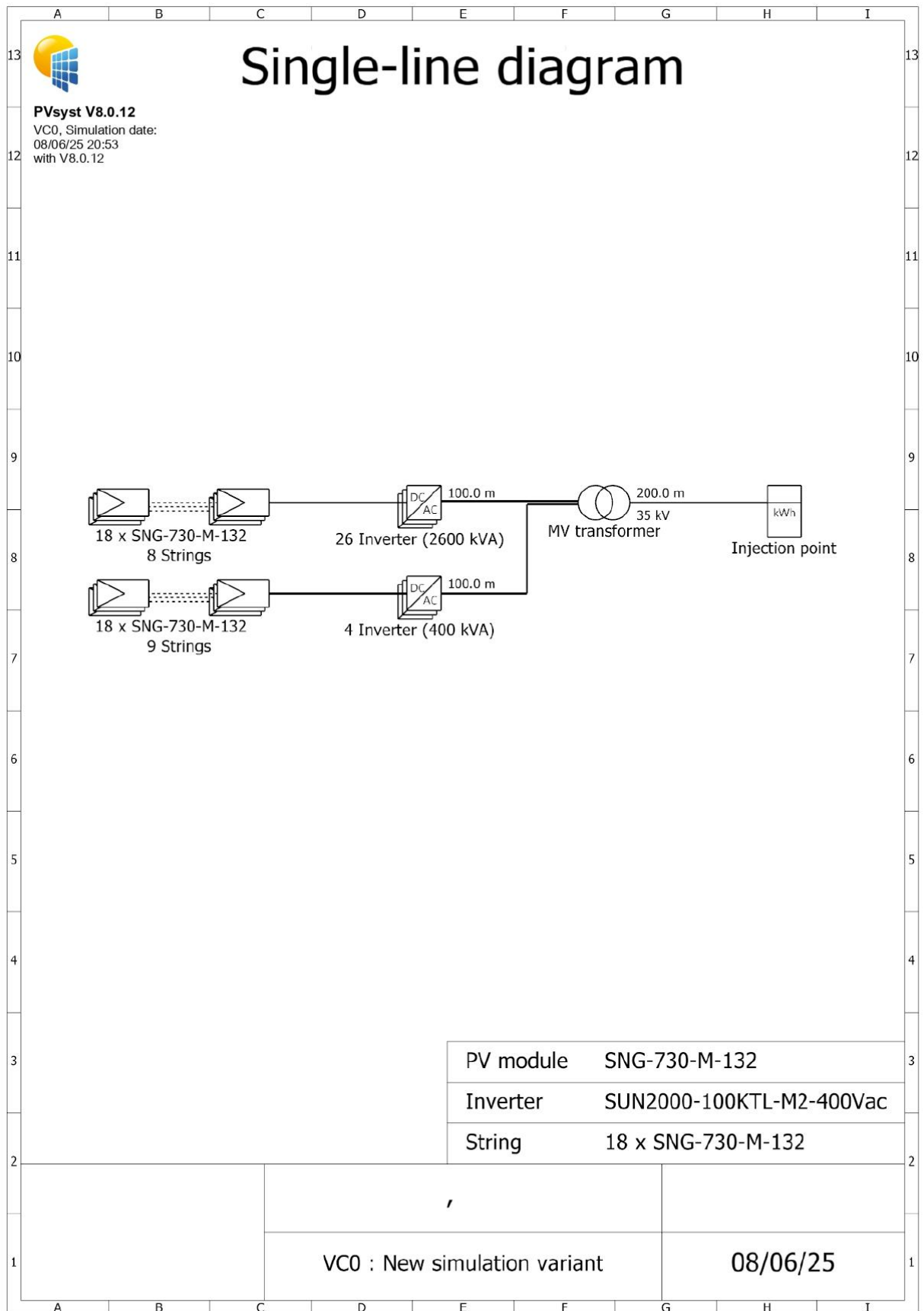


Рисунок 2.23 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

## 3 ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ ТА РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ

### 3.1 Розрахунок кабельної лінії електропередачі

Кабель з ізоляцією із зшитого поліетилену для мереж 10 кВ перевіряється за наступними показниками:

1. За допустимим тривалим струмом навантаження.
2. За допустимим струмом короткого замикання по жилі кабелю.
3. За допустимим струмом короткого замикання по екрану кабелю.
4. За падінням напруги в кінці КЛ.
5. Розрахунок вибору способу заземлення екрану кабелю

Інші вихідні данні представлені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 - Вихідні дані

№ вар.	Напруга мережі, кВ	Максимальний струм 3-ф КЗ на шинах 10 кВ, кА	Повний час тривалості короткого замикання, с	Максимальна розрахункова передавана потужність, кВт	Довжина кабельної лінії, км
3	10	1,83	0,7	4000	3,2

#### Розрахунок за тривалим струмом навантаження.

Розрахунковий робочий струм КЛ в амперах у режимі номінального навантаження, розраховується за формулою:

$$I_o = \frac{P_{\max.c}}{\sqrt{3} \cdot U_g \cdot \cos \varphi}, \quad (3.1)$$

де  $P_{\max.c}$  – максимальна розрахункова потужність, кВт;

$U_g$  – напруга мережі, кВ;

$\cos \varphi$  – кут зсуву фаз між напругою та струмом (коефіцієнт потужності).

В табл. 3.2 зведемо результати розрахунку робочого струму КЛ та підберемо на основі відомих параметрів перетин кабелю і його допустимий струм.

Розрахунок виконується згідно СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49-2011(редакція 2017 року) "Проектування кабельних ліній напругою до 330кВ".

Таблиця 3.2 - Результати розрахунку струму КЛ та підбору перетину жили кабелю

№ КЛ	$P_{\max.c}$ , кВт	$U_g$ , кВ	$\cos\phi$	$I_o$ , А	$S$ , мм <sup>2</sup>	$I_c$ , А
3	4000	10	0,99	233,5	120	252

Для кабелів, прокладених у землі за схемою «у трикутник» тривалий допустимий струм у амперах у заданих умовах прокладання кабелю розраховуємо за значень коригувальних коефіцієнтів, отриманих з відповідних таблиць СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49-2011:  $k_2$  (табл. 8.7),  $k_{33}$  (табл. 8.10),  $k_4$  (табл. 8.11),  $k_5$  (табл. 8.16) за формулою:

$$I_{cg} = I_c \cdot k_2 \cdot k_{33} \cdot k_4 \cdot k_5, \quad (3.2)$$

Результати розрахунків зведемо в табл. 3.3.

Таблиця 8.24 - Результати розрахунку тривалого допустимого струму КЛ при прокладенні у землі за схемою в трикутник

№ КЛ	$I_c$ , А	$k_2$	$k_{33}$	$k_4$	$k_5$	$I_o$ , А	$I_{cg}$ , А	Виконання умови
3	252	0,98	1	0,88	1	233,5	217,32	виконується

Для кабелів, прокладених у землі в окремих трубах за схемою «у трикутник» тривалий допустимий струм у амперах у заданих умовах прокладання кабелю розраховуємо за значень коригувальних коефіцієнтів, отриманих з відповідних таблиць  $k_1$  (табл. 8.6),  $k_2$  (табл. 8.8),  $k_{33}$  (табл. 8.10),  $k_4$  (табл. 8.12),  $k_5$  (табл. 8.18) за формулою:

$$I_{cg} = I_c \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_{33} \cdot k_4 \cdot k_5, \quad (3.3)$$

Результати розрахунків зведемо в табл. 3.4.

Таблиця 3.4 - Результати розрахунку тривалого допустимого струму КЛ при прокладенні в окремих трубах за схемою в трикутник

№ КЛ	$I_c$ , А	$k_1$	$k_2$	$k_{33}$	$k_4$	$k_5$	$I_o$ , А	$I_{cg}$ , А	Виконання умови
3	252	0,928	0,98	1	0,88	1	233,5	201,7	виконується

Для кабелів, прокладених у повітрі (на драбинах) тривалий допустимий струм у амперах у заданих умовах прокладання кабелю розраховуємо за значень коригувальних коефіцієнтів  $k_{3n}$  і  $k_7$  за формулою:

$$I_{cg} = I_c \cdot k_{3n} \cdot k_7, \quad (3.4)$$

Результати розрахунків зведемо в табл. 3.5.

Таблиця 3.5 - Результати розрахунку тривалого допустимого струму КЛ при прокладенні у повітрі (на драбинах)

№ КЛ	$I_c$ , А	$k_{3n}$	$k_7$	$I_o$ , А	$I_{cg}$ , А	Виконання умови
3	252	1	1	233,5	252	виконується

За допустимим тривалим струмом навантаження кабель перевірку проходить.

### **Розрахунок за допустимим струмом короткого замикання по жилі кабелю**

Перевірка відповідності обраного перетину жили КЛ, струму 3-ф КЗ на шинах живлячої ПС здійснюється за наступною умовою:

$$I^{(3)}_{sc} < I_{c.sc}, \quad (3.5)$$

де  $I_{sc}^{(3)}$  – 3-ф струм КЗ на шинах живлячої ПС, кА;

$I_{c.sc}$  – допустимий струм короткого замикання по жилі кабелю з урахуванням часу спрацювання захисту, кА, розраховується за формулою:

$$I_{c.sc} = \frac{I_{t.sc}}{\sqrt{t}}, \quad (3.6)$$

де  $I_{t.sc}$  – допустимий струм короткого замикання по жилі кабелю, кА (табличне значення);

$t$  – час спрацювання захисту, с.

Результати розрахунків зведемо в табл. 3.6.

Таблиця 3.6 - Результати розрахунку допустимого струму короткого замикання по жилі кабелю

№ КЛ	$I_{t.sc}$ , кА	$t$ , с	$I_{c.sc}$ , кА	$I_{sc}^{(3)}$ , кА	Виконання умови
3	11,3	0,7	13,45	1,83	виконується

**Розрахунок за допустимим струмом короткого замикання по екрану кабелю.**

Перевірка відповідності обраного перетину екрану КЛ, струму 2-ф КЗ на шинах живлячої ПС здійснюється за наступною умовою:

$$I_{sc}^{(2)} < I_{s.sc}, \quad (3.7)$$

де  $I_{s.sc}$  – допустимий струм короткого замикання по екрану кабелю з урахуванням часу спрацювання захисту, кА, розраховується за формулою:

$$I_{s.sc} = \frac{I_{t.sc}}{\sqrt{t}}, \quad (3.8)$$

де  $t$  – час спрацювання захисту, с;

$I_{t.sc}$  – допустимий струм короткого замикання по екрану кабелю, кА (табличне значення);

$I_{sc}^{(2)}$  – 2-ф струм КЗ на шинах живлячої ПС, кА, розраховується за формулою:

$$I_{sc}^{(2)} = I_{sc}^{(3)} \cdot 0,87, \quad (3.9)$$

Результати розрахунків зведемо в табл. 3.7.

Таблиця 3.7 - Результати розрахунку допустимого струму короткого замикання по екрану кабелю та вибору його перетину

№ КЛ	Перетин екрану, мм <sup>2</sup>	$I_{t.sc}$ , кА	$t$ , с	$I_{s.sc}$ , кА	$I_{sc}^{(2)}$ , кА	Виконання умови
3	25	5,1	0,7	6,07	1,59	виконується

### Розрахунок за падінням напруги в кінці КЛ.

Розрахунок падіння напруги проводиться для підтвердження відповідності обраного перетину провідника допустимим значенням падіння напруги від джерела живлення до споживача в максимальному режимі лінії та у відповідності до ДСТУ 13109-97, ДСТУ EN 50160:2014.

Граничне падіння напруги в максимальному режимі розраховується за формулою:

$$\Delta U \% = \frac{10^5 \cdot P \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos \phi + x_0 \cdot \sin \phi)}{U_g^2}, \quad (3.10)$$

де  $P$  – максимальна розрахункова потужність, кВт;

$L$  – довжина лінії, км;

$r_0$  – активна складова опору лінії, Ом/км;

$x_0$  – індуктивна складова опору лінії, Ом/км;

$U_s$  – напруга мережі, В.

Результати розрахунків зведемо в табл. 3.8.

Таблиця 3.8 - Результати розрахунку падіння напруги в кінці КЛ

№ КЛ	$U_s$ , В	$L$ , км	$r_0$ , Ом/км	$x_0$ , Ом/км	$\Delta U$ , В	$\Delta U$ , %
3	10000	3,2	0,411	0,124	672,6	6,72

**Розрахунок вибору способу заземлення екрану кабелю.**

Для унеможливлення значних втрат електроенергії в струмопровідних екранах кабелів під час експлуатації КЛ в якості способу заземлення екрану кабелю обрано заземлення екрану з одного кінця КЛ.

Розрахунок проводиться для таких режимів роботи КЛ:

- нормального (трифазного);
- зовнішнього КЗ із найбільшим струмом;
- ремонтного (за наявності паралельно прокладених КЛ або кіл тієї ж самої КЛ).

Наведена напруга на незаземленому кінці екрану не повинна перевищувати допустимого діючого значення напруги змінного струму, що становить 70 % значення випробувальної напруги постійного струму для оболонки кабелю.

У разі нормального трифазного режиму роботи КЛ, наведена напруга на незаземленому кінці екрану визначається за формулою:

$$U_1^{(3)} = I_o \cdot L \cdot X_{m1}, \quad (3.11)$$

де  $X_{m1}$  – погонний індуктивний опір екрану кабелю, Ом/км, розраховується за формулою:

$$X_{m1} = 0,0628 \cdot \gamma_1, \quad (3.12)$$

де  $\gamma_1$  – безрозмірний параметр впливу конфігурації взаємного розташування жил і екранів кабелів у просторі, який розраховується за формулою:

$$\gamma_1 = 0,5 \cdot \ln \left[ \beta^2 \cdot \sqrt{\left( 1 + \left( \sqrt{3} + \frac{1}{\beta^2} \right)^2 \right) \cdot \left( 1 + \frac{1}{\beta^2} \right)} \right], \quad (3.13)$$

де  $\beta$  – безрозмірний параметр, який визначається як відношення відстані між центрами жил кабелів до зовнішнього діаметру.

**У разі зовнішнього КЗ із найбільшим струмом**, наведена напруга на незаземленому кінці екрану визначається за формулою:

$$U_2 = I_{sc} \cdot L \cdot X_{m2}, \quad (3.14)$$

де  $X_{m2}$  – погонний індуктивний опір екрану кабелю, Ом/км, розраховується за формулою:

$$X_{m2} = 0,0628 \cdot \gamma_2, \quad (3.15)$$

де  $\gamma_2$  – безрозмірний параметр впливу конфігурації взаємного розташування жил і екранів кабелів у просторі, який розраховується за формулою:

$$\gamma_2 = 4,725 + 0,5 \cdot \ln \rho - \ln(0,5 \cdot D), \quad (3.16)$$

де  $\rho$  – питомий електричний опір, який за замовчуванням приймається рівним 1000 Ом·м.

У разі ремонтного – за наявності паралельно прокладених КЛ або кіл тієї ж самої КЛ, наведена напруга на незаземленому кінці екрану не має бути більшою за 24 В, визначається за формулою:

$$U_3 = I_o \cdot L \cdot X_{m3}, \quad (3.17)$$

де  $X_{m3}$  – погонний індуктивний опір екрану кабелю, Ом/км, розраховується за формулою:

$$X_{m3} = 0,0628 \cdot \gamma_3, \quad (3.18)$$

де  $\gamma_3$  – безрозмірний параметр впливу конфігурації взаємного розташування жил і екранів кабелів у просторі, який розраховується за формулою:

$$\gamma_3 = \ln \left( \frac{0,87 \cdot \beta + \alpha + 0,5}{\sqrt{0,25 \cdot \beta^2 + (0,5 + \alpha)^2}} \right), \quad (3.19)$$

де  $\alpha$  – безрозмірний параметр, який визначається як відношення найменшої відстані між двома КЛ до діаметру кабелю.

Результати розрахунків по формулам (3.11)-(3.19) зведемо в табл.3.9.

Таблиця 3.9 - Результати розрахунку вибору способу заземлення екрану кабелю

№ КЛ	$I_o$ , А	$L$ , км	$\gamma_1$	$U_1^{(3)}$ , В	$\gamma_2$	$U_2$ , В	$\gamma_3$	$U_3$ , В	Виконання умови
3	233,5	3,2	0,71	1,51	12,4	2,72	0,22	5,43	виконується

Для захисту оболонки кабелю при заземленні з одного кінця оберемо ОПН за розрахунком наведеної напруги на кінці екрану кабелю, з урахуванням тривалості режиму зовнішнього КЗ. ОПН обирають за умовою, що наведена напруга на незаземленому кінці екрану не повинна перевищувати допустимого діючого значення напруги змінного струму, що становить 70 % значення випробувальної напруги постійного струму для оболонки кабелю.

Захист зовнішньої ізоляційної оболонки кабелю за допомогою ОПН можливий за виконання умов:

$$U_1^{(3)} < U_{lt.v}, \quad (3.20)$$

$$U_2 < U_{lt.v} \cdot T(t_{sc}), \quad (3.21)$$

де  $U_{lt.v}$  – тривало допустима напруга ОПН, кВ;

$T(t_{sc})$  – кратність напруги (приймаємо 1,8).

Умова виконується, обираємо обмежувач перенапруги на 6 кВ.

### 3.2 Вибір уставок релейного захисту СЕС

Вихідні дані для розрахунку короткого замикання на СЕС:

1. Однолінійна схема СЕС (P=4200МВт)
2. Розрахункова напруга на шинах 10 кВ - 10,5 кВ
3. Трансформатор ТМГ-1000/10/0,4 кВ (ук =4,5 %)
4. Повна потужність інверторного обладнання – 4 МВА
5. Довжина кабельної лінії – 3,2 км
6. Струм трифазного короткого замикання в максимальному режимі на шинах 10 кВ ПС 35/10 кВ «Придорожня» - 1,83 кА.
7. В якості провідників для розрахунку струму короткого замикання на

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						76
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

шинах проектованої СЕС прийнято 3хСПП-3-20 1х50 мм та кабель 3хАПВЕгаПу-12/20 1х120/25 мм, прокладка в трикутник

8. Довжина КЛ-10 кВ – 3200 м.

Розрахунок опорів схеми заміщення в максимальному режимі роботи системи.

Опір системи:

$$z_c \approx x_c = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot I_{кз}^{(3)}} \text{ Ом}, \quad (3.22)$$

Опір повітряно-кабельної лінії.

Активна складова:

$$r_l = r_0 \cdot l_l \text{ Ом}, \quad (3.23)$$

Реактивна складова:

$$x_l = x_0 \cdot l_l \text{ Ом}, \quad (3.24)$$

Сумарний опір до розрахункової точки К2:

$$z_{к2} = \sqrt{z_c^2 + (r_l + x_l)^2} \text{ Ом}, \quad (3.25)$$

Опір трансформатора:

$$z_m \approx x_m = \frac{u_k \cdot U_H^2}{100 \cdot S_{ном}} \text{ Ом}, \quad (3.26)$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						77
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Сумарний опір до розрахункової точки К3:

$$z_{K3} = z_{K2} + z_m \text{ Ом}, \quad (3.27)$$

Результати розрахунків опорів схеми заміщення в максимальному режимі роботи системи наведено в табл. 3.10.

Таблиця 3.10 - Результати розрахунків опорів схеми заміщення в максимальному режимі

$z_c, \text{ Ом}$	$r_l, \text{ Ом}$	$x_l, \text{ Ом}$	$z_{K2}, \text{ Ом}$	$z_m, \text{ Ом}$	$z_{K3}, \text{ Ом}$
3,31	1,32	0,4	3,73	6,615	10,402

**Розрахунок струмів короткого замикання в розрахункових точках в максимальному режимі роботи системи.**

- Розрахункова точка К1.

Струм КЗ в розрахунковій точці К1 приймаємо рівним струму короткого замикання на шинах 10 кВ ПС 35/10 кВ «Придорожня» –  $I_{K1}^{(3)}$  1830 А.

- Розрахункова точка К2.

Струм КЗ питомий зі сторони ПС 35/10 кВ «Придорожня» в точці К2:

$$I_{K2ПС}^{(3)} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot z_{K2}}, \quad (3.28)$$

Струм КЗ питомий зі сторони СЕС приведенний до сторони 10 кВ:

$$I_{КСЕС}^{(3)} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (3.29)$$

Сумарний струм КЗ в точці К2:

$$I_{K2}^{(3)} = I_{K2ПС}^{(3)} + I_{КСЕС}^{(3)}, \quad (3.30)$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						78
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

- Розрахункова точка КЗ.

Струм КЗ питомий зі сторони ПС 35/10 кВ «Придорожня» в точці КЗ – на шинах 0,4 кВ СЕС, приведений до сторони 10 кВ:

$$I_{КЗПС}^{(3)} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot z_{КЗ}}, \quad (3.31)$$

Сумарний струм КЗ в точці КЗ:

$$I_{КЗ}^{(3)} = I_{КЗПС}^{(3)} + I_{КСЕС}^{(3)}, \quad (3.32)$$

Результати проведених розрахунків зводимо в табл.3.11 та 3.12.

Таблиця 3.11 - Результати розрахунків трифазних струмів КЗ в максимальному режимі

$I_{К1}^{(3)}$ , кА	$I_{К2ПС}^{(3)}$ , кА	$I_{КСЕС}^{(3)}$ , кА	$I_{К2}^{(3)}$ , кА	$I_{К3ПС}^{(3)}$ , кА	$I_{К3}^{(3)}$ , кА
1,83	1,601	0,192	1,793	0,583	0,775

Таблиця 3.12 - Результати розрахунків двофазних струмів КЗ в максимальному режимі

$I_{К1}^{(2)}$ , кА	$I_{К2ПС}^{(2)}$ , кА	$I_{КСЕС}^{(2)}$ , кА	$I_{К2}^{(3)}$ , кА	$I_{К3ПС}^{(2)}$ , кА	$I_{К3}^{(2)}$ , кА
1,594	1,393	0,167	1,56	0,507	0,674

### Розрахунок уставок спрацювання захисту.

Вихідні дані для розрахунку уставок спрацювання захисту:

1. Допустимий робочий струм  $I_{доп} = 46,19$  А
2. Струми короткого замикання

### І ст. СВ (струмова відсічка).

Струм спрацювання захисту обирається за умовами:

- відстроювання від стрибка струму намагнічення трансформатору КТП 1000/10/0,4 У1 при наявності напруги в лінії.

Максимальна величина струму при включенні може скласти

$$I_{БТН} = (3...5) \cdot I_{ном.тр.}$$

Приймаємо коефіцієнт відстроювання захисту  $k_{від} = 1,2$ .

Номінальний струм трансформатора:

$$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (3.33)$$

Струм спрацювання захисту:

$$I_{с.з.} = k_{від} \cdot I_{БТН} \cdot I_{ном}, \quad (3.34)$$

Результати розрахунку відстроювання від струму намагнічення трансформатора наведено в табл. 3.13.

Таблиця 3.13 - Результати розрахунків відстроювання від струму намагнічення трансформатора

$I_{ном}, А$	$I_{сз min}, А$	$I_{сз max}, А$	$I_{сз}, А$ для відстроювання
54,99	197,96	329,94	330

– відстроювання від струму трифазного КЗ на шинах 0,4 кВ КТП 1000/10/0,4 У1, приведеного до напруги 10,5 кВ.

Струм спрацювання захисту:

$$I_{с.з.} = k_{від} \cdot I_{КЗ}^{(3)}, \quad (3.35)$$

Струм уставки:

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						80
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$I_y = \frac{k_{cx} \cdot I_{c.з.}}{k_{TA}}, \quad (3.36)$$

Коефіцієнт чутливості при двофазному КЗ на шинах 10 кВ КТП 1000/10/0,4 У1:

$$k_q = \frac{I_{K2}^{(3)}}{I_{c.з.}}, \quad (3.37)$$

Результати розрахунку відстроювання від струму трифазного КЗ на шинах 0,4 кВ, приведенного до напруги 10,5 кВ наведено в табл. 3.14.

Таблиця 3.14 - Результати розрахунків відстроювання від струму трифазного КЗ на шинах 0,4 кВ, приведенного до напруги 10,5 кВ

$I_{cз}, A$	$I_y, A$	$k_q$
930	31	1,93

У відповідності п. 3.2.26 ПУЕ-2017 найменші коефіцієнти для резервних захистів у разі КЗ у кінці суміжного елемента або найбільш віддаленого з декількох послідовних елементів, які входять до зони резервування мають бути близькими до 1,2.

Умова забезпечення чутливості захисту виконується.

Витримку часу спрацьовування першого ступеню захисту ВС для забезпечення швидкого відключення приймаємо рівній мінімально можливому значенню – менше 0,1 с.

### II ст. МСЗ (максимальний струмовий захист)

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						81
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Струм спрацювання захисту:

$$I_{c.з.} = \frac{k_n \cdot k_{від} \cdot I_{дон}}{k_n}, \quad (3.38)$$

де  $k_n$  – коефіцієнт надійності (1,1);

$k_{від}$  – коефіцієнт відстройки захисту (1,2);

$k_n$  – коефіцієнт повернення (0,95).

Струм уставки:

$$I_y = \frac{k_{cx} \cdot I_{c.з.}}{k_{ТА}}, \quad (3.39)$$

Коефіцієнт чутливості при двофазному КЗ на шинах 10 кВ КТП 1000/10/0,4 У1:

$$k_u = \frac{I_{К2}^{(3)}}{I_{c.з.}}, \quad (3.40)$$

Результати розрахунку відстроювання від струму трифазного КЗ на шинах 0,4 кВ, приведенного до напруги 10,5 кВ наведено в табл. 3.15.

Таблиця 3.15 - Результати розрахунків відстроювання від струму трифазного КЗ на шинах 0,4 кВ, приведенного до напруги 10,5 кВ

$I_{cз}, A$	$I_y, A$	$I_{cз}, A$ для відстроювання	$k_u$
76,4	7,64	80	9,8

Умова забезпечення чутливості захисту виконується.

Витримку часу спрацювання максимального струмового захисту приймаємо рівній значенню 0,5 с.

Зведена інформація про уставки наведена в табл. 3.16.

Таблиця 3.16 - Зведена інформація про уставки

Назва	Величина
Уставка СВ1, А	330
Витримка часу СВ1, с	<0,1
Уставка МЗС2, А	80
Витримка часу МЗС2, с	0,5
Уставка ЗНЗ, А	3
Витримка часу ЗНЗ на подачу сигналу, с	9

### Розрахунок ємнісних струмів.

Ємнісний погонний струм замикання на землю в місці пошкодження:

$$I_C = 3 \cdot \omega \cdot C_\phi \cdot U_\phi \cdot 10^{-6} \text{ А/км}, \quad (3.41)$$

де  $\omega$  – кутова швидкість вектора напруги,  $\text{с}^{-1}$ ;

$C_\phi$  – ємність фази мережі, мкФ;

$U_\phi$  – фазна напруга мережі, В.

Ємнісний струм замикання на землю в місці пошкодження для розглядуваної кабельної лінії:

$$I_{C_{KL}} = I_C \cdot l_{kl}, \text{ А}, \quad (3.42)$$

Результати розрахунку ємнісних струмів наведено в табл. 3.17.

Таблиця 3.17 - Результати розрахунків ємнісних струмів

$C_{\phi_{KL}}$ , мкФ	$\omega$ , $\text{с}^{-1}$	$U_\phi$ , В	$I_C$ , А/км	$I_{C_{KL}}$ , А
0,229	314	6062,18	1,308	2,485

У відповідності з ГКД 34.20.172-95 «Типова інструкція по компенсації ємнісного струму замикання на землю в електричних мережах 6-35 кВ»

компенсація повинна застосовуватись в кабельних мережах 10 кВ при значеннях ємнісного струму більше 20 А. Оскільки сумарний ємнісний струм замикання на землю мереж 10 кВ СЕС не перевищує даного значення, встановлення пристроїв компенсації ємнісних струмів не передбачається.

Функціонування інверторного обладнання.

Контролер виконує наступні функції автоматики та захисту (згідно керівництва по експлуатації):

- моніторинг параметрів вхідної напруги постійного струму та вихідної напруги змінного струму;

- контроль технологічних параметрів інвертора;

- контроль реактивної потужності;

- контроль активної потужності;

- інтерфейс заземлення;

- відхилення напруги/частоти;

- максимальний струмовий захист;

- захист від min/max частоти;

- захист від перенапруги (при перевищенні напруги змінного струму (значення встановленої уставки) інверторне обладнання блокує видачу потужності в мережу. Уставку спрацювання захисту від підвищення напруги обираємо виходячи з умови недопущення підвищення напруги більш ніж на 10 %;

- відключення від електророзподільної мережі протягом 2 с в разі переривання напруги в електророзподільної мережі;

- після відключення в результаті відхилення від норми параметрів електророзподільної мережі фотоелектрична система не повинна бути повторно підключена до мережі протягом інтервалу часу від 20 с до 5 хв з моменту відновлення нормальних значень напруги і частоти.

Контролер інверторного обладнання виконує функції синхронізації з мережею, контроль параметрів якості напруги, релейного захисту при нормальних, аварійних та післяаварійних режимах роботи. В нормальному

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						84
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

режимі інверторне обладнання вмикається в роботу автоматично за наявності відповідної інтенсивності освітлення та наявності напруги в мережі, синхронізуючись з її параметрами. При аварійних ситуаціях і зниженні напруги в мережі інверторне обладнання відключається. Таким чином, встановлене на СЕС інверторне обладнання запобігає несинхронному включенню в мережу.

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		85

#### 4 АКТИВНІ РЕГУЛЯТОРИ ПОТУЖНОСТІ

Зі збільшенням частки електроенергії, що виробляється сонячними фотоелектричними станціями (ФЕС), важливо щоб ФЕС забезпечували функції підтримки мережі, які традиційно виконуються звичайними обертовими машинами. Для ФЕС стає стандартом експортувати або імпортувати реактивну потужність, долати перехідні зміни напруги та частоти, контролювати швидкість нарощування потужності та обмежувати потужність у періоди високої частоти мережі. Хоча ці можливості інверторів дозволяють досягти більш високого рівня проникнення PV в мережу, вони не вирішують одну з основних проблем PV – відсутність можливості активного розподілу потужності. Системи зберігання енергії часто пропонуються як рішення цієї проблеми. Однак сучасні технології зберігання мають набагато коротший термін експлуатації, ніж інші компоненти PV-систем, і не зазнали такого різкого зниження вартості, як PV-модулі.

Завдяки активному регулюванню потужності (АРП) фотоелектричних інверторів технічно можливо усунути цей недолік – розподілені, економічні і швидкі регулювання частоти на основі фотоелектричних систем. АРП фотоелектричних систем має потенціал для трансформації регулювання частоти, одночасно забезпечуючи відстеження опорної потужності та двонаправлене регулювання швидкості набору потужності.

Збільшення рівня впровадження альтернативних джерел енергії, таких як вітер та фотоелектричні системи, електроенергія від традиційних електростанцій витісняється, що збільшує навантаження на регулювання частоти для решти традиційних електростанцій. Якщо альтернативні джерела енергії можуть надійно забезпечувати регулювання частоти, можна досягти вищих рівнів цього ресурсу без шкоди для надійності енергосистеми. Дійсно, стабільність частоти потенційно можна покращити за допомогою регулювання частоти ФЕС, оскільки воно за своєю суттю швидше, ніж регулювання на основі механічного регулятора.

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						86
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

## 4.1 Регулювання активної потужності сонячних фотоелектричних станцій

Швидкозмінна вихідна потужність звичайних підключених до мережі фотоелектричних систем збільшує невідповідність між навантаженням та живленням у будь-який момент часу, що призводить до коливань частоти мережі та збільшує потребу в послугах регулювання частоти. Основною перевагою фотоелектричних станцій, сумісних з АРП, є те, що вони можуть забезпечувати регулювання частоти.

В електроенергетичній галузі регулювання частоти зазвичай складається з двох підкатегорій: первинного (у часовому масштабі кілька секунд і менше) та вторинного (у часових масштабах від кількох секунд до кількох хвилин), що зображено на рис. 4.1.



Рисунок 4.1 – Первинне та вторинне керування частотою

Первинне регулювання частоти складається з інерційної реакції та механічного регулювання обертових електричних генераторів (або силових електронних пристроїв, що керуються так, щоб діяти як обертові машини).

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

Оскільки інерційна реакція майже миттєва (відбувається в часовому масштабі менше секунди), її іноді вважають окремою категорією від первинної реакції. Ця відмінність менш актуальна стосовно частотної реакції на основі інвертора, оскільки інверторні регулятори реагують набагато швидше, ніж механічні регулятори.

Вторинна частотна характеристика контролюється централізовано; команди надсилаються різним генераторам через сигнал автоматичного керування генерацією (АКГ). Генератори регулюють свої задані значення реальної потужності на основі сигналу АКГ, тим самим повертаючи частоту мережі до її номінального значення. Традиційне регулювання частоти від обертових машин повільно нарощується, реагуючи на сигнали АКГ у часовому масштабі кількох хвилин. Інверторне регулювання частоти може реагувати в часових масштабах, що менше секунди, що відносить його до категорії швидкого регулювання.

Фундаментальною для первинної та вторинної частотної характеристики є концепція просадки активної потужності, за якої частота мережі зростає у відповідь на зменшення навантаження або збільшення генерації і навпаки. Інвертор з вихідною характеристикою просадки активної потужності по суті імітує інерційну частотну характеристику та первинне керування регулятором звичайних генераторів. Інвертор може брати участь у вторинній реакції АРП, регулюючи задане значення потужності свого регулятора. Крім того, для регулювання параметрів просадки в режимі реального часу можна використовувати передові методи, що покращує швидкість і точність реакції регулювання. На рисунку 4.2(а) показано приклад простої вихідної характеристики просадки активної потужності для регулювання частоти, де  $P_{set}$  – задане значення потужності інвертора, а  $f_{nom}$  – номінальна частота мережі. На рисунку 4.2(б) показано характеристику активної потужності з зоною нечутливості та гістерезисом. Також можуть використовуватися нелінійні, динамічні та адаптивні характеристики регулювання.

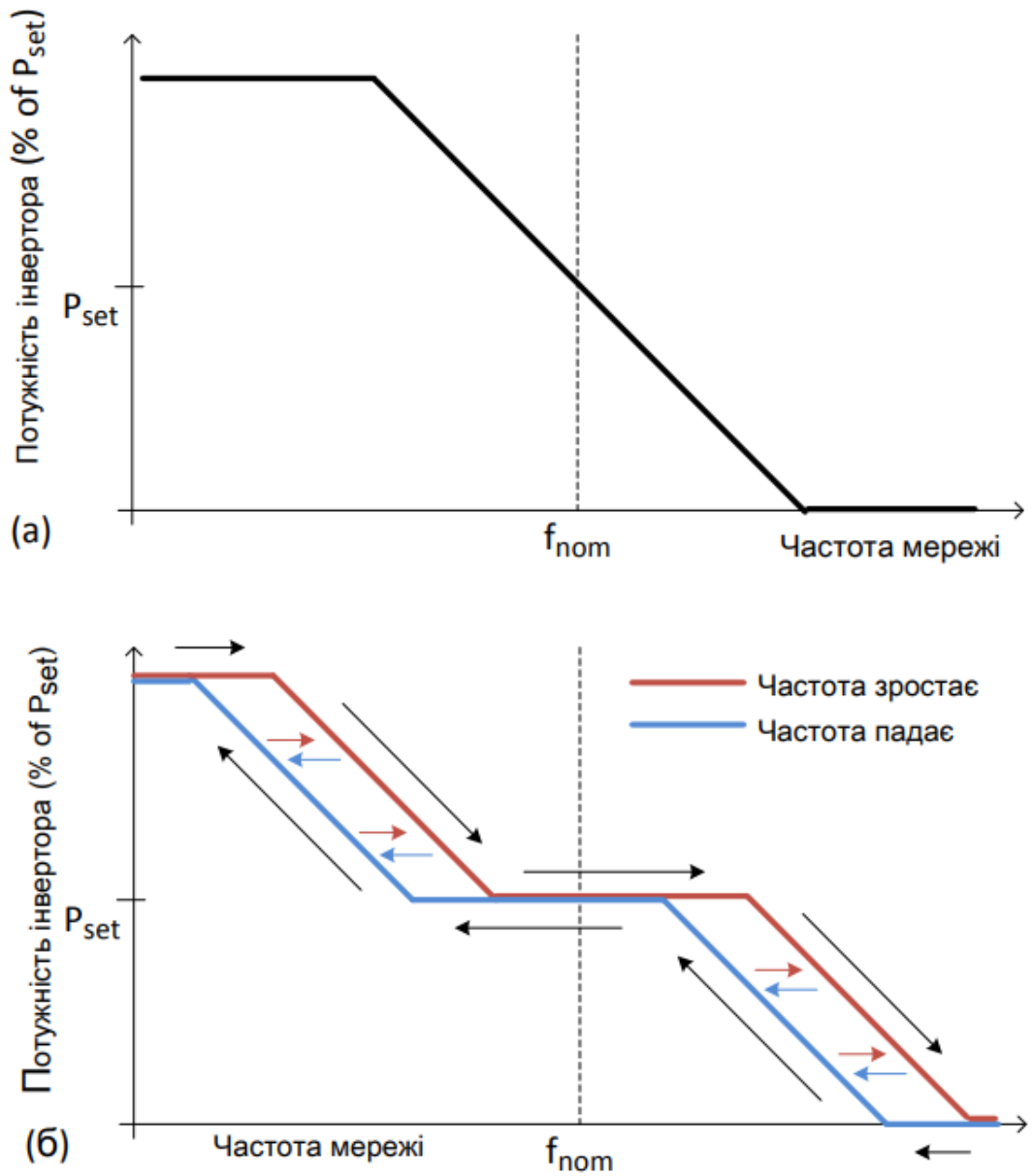


Рисунок 4.2 – Приклад вихідних характеристик потужності та частоти для регулювання частоти на основі фотоелектричних систем

АРП фотоелектричних систем автоматизації знайдуть застосування щонайменше у трьох сценаріях:

(1) **Острів:** У віддалених, острівних або острівних мікромережах енергосистем мінливість виробництва енергії з відновлюваних джерел є особливо проблематичною, оскільки неможливо експортувати або імпортувати електроенергію із сусідніх мереж. Фотоелектрична галузь реагує на цю вимогу, включаючи акумуляторні системи з фотоелектричними установками, що значно

збільшує капітальні витрати та витрати на обслуговування. Регулювання частоти від фотоелектричних систем може зменшити необхідний обсяг накопичувача та/або зменшити цикли розрядки/зарядки акумулятора продовжуючи термін його служби.

(2) **Високий рівень проникнення фотоелектричних систем:** зі зростанням рівня виробництва енергії з відновлюваних джерел, зростає потреба в допоміжних послугах, включаючи регулювання частоти, у великих національних та континентальних енергосистемах. Станом на 2022 рік Ірландія, Канада, Данія та Іспанія запровадили вимоги щодо певної форми регулювання частоти за рахунок вітрової енергії. Багато операторів передачі електроенергії в США розглядають можливість запровадження аналогічних правил для вітрової енергетики і зрештою для фотоелектричних систем.

(3) **Ринки регулювання:** На лібералізованих ринках електроенергії, коли вартість регулювання частоти за МВт-годину перевищує вартість потужності фотоелектричної електростанції в МВт-год, для приватних операторів фотоелектричних електростанцій було б економічно доцільно надавати послуги регулювання частоти, а не працювати в режимі МРРТ (відстеження точки максимальної потужності). Зі зростанням потреби в регулюванні частоти очікується зростання вартості регулювання частоти за МВт-годину. Крім того, очікується, що загальна вартість ринку регулювання частоти зросте від 38% до 191% протягом наступного десятиліття, досягнувши 56,8 мільярда доларів на рік до 2030 року завдяки економічному зростанню, збільшенню відновлюваної енергії та лібералізації ринку електроенергії. Значення регулювання частоти наразі знаходяться в діапазоні від 18 до 60 доларів за МВт-годину в Каліфорнії, Нью-Йорку та міжмережевій мережі. Хоча цей діапазон нижчий за типову роздрібну вартість за МВт-год електроенергії для населення, він збігається з роздрібними цінами на електроенергію для комерційних та промислових підприємств.

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						90
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Окрім можливості регулювання частоти на основі фотоелектричних систем, АРП фотоелектричних інверторів забезпечить відстеження опорної потужності, що дозволить використовувати фотоелектричні системи справді диспетчеризовано протягом світлового дня, якщо це необхідно. АРП також дозволить фотоелектричним інверторам контролювати швидкість зниження їхньої вихідної потужності.

#### 4.2 Дослідження регулювання активної потужності

Дослідження регулювання активної потужності (АРП) включають такі завдання: розробку методів керування, що забезпечують заданий резерв потужності для АРП; моделювання та експериментальну демонстрацію АРП на основі фотоелектричних систем та регулювання частоти; розробку алгоритмів оптимізації на системному рівні для максимізації технічних та економічних переваг фотоелектричних систем з можливостями АРП; оцінку впливу АРП на мікромережі та масивні мережі; та розробку стандартів та протоколів випробувань для керування та впровадження АРП фотоелектричних систем.

Архітектуру керування інвертором, що реалізують АРП, показано на рис. 4.3: (а) звичайна архітектура центрального інвертора та (б) архітектура, що включає інтегровані в підмодулі перетворювачі DC-DC (subMIC). Схеми на рис. 4.3 показують один можливий підхід до вбудовування АРП в керування фотоелектричною системою. Запропонований АРП розглядається як модифікація стандартної функції керування MPPT. На основі прогнозів сонячного опромінення, а також цін на енергію та регулювання, алгоритм оптимізації на системному рівні встановлює можливість керування активною потужністю як зміщення потужності відносно точки максимальної потужності. Зміщення АРП виконується шляхом встановлення опорної напруги фотоелектричного ланцюга  $V_{PV, ref}$  від напруги MPP  $V_{MPP}$ . В архітектурі центрального інвертора на рис. 4.3(а) підвищувальний перетворювач DC-DC виконує функцію регулювання напруги  $V_{PV}$ . В архітектурі, показаній на рис.

										Лист
										91
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата						

4.3, балансування, що виконується субмікроконтролерами, призводить до опуклої характеристики потужності фотоелектричної панелі за всіх робочих умов, з напругою MPP, яка змінюється у вузькому діапазоні. Як результат, зміщення APG може бути реалізовано безпосередньо та ефективно за допомогою керування потужністю інвертора постійного та змінного струму. Як показано на рис. 4.3, інтелектуальні системи керування інверторами можуть додатково включати керування вольт-амперною характеристикою.

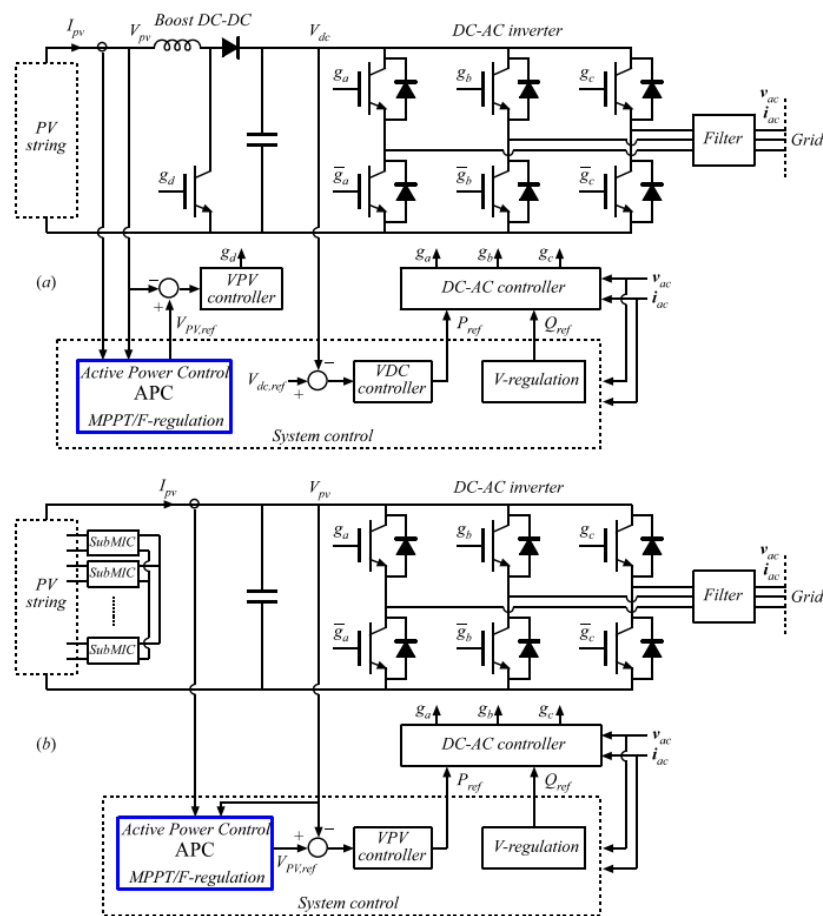


Рисунок 4.3 – Системи фотоелектричних інверторів з можливістю АРП з використанням (а) звичайної архітектури центрального інвертора або (б) архітектури на основі підмодульних інтегрованих перетворювачів (subMIC)

На рисунку 4.4 показано результати моделювання, що ілюструють роботу фотоелектричних систем, подібних до тих, що на рис. 4.3, з характеристикою керування, аналогічною тій, що на рис. 4.2(а), що дозволяє використовувати

АРП для регулювання частоти. Модельована фотоелектрична потужність генерується з усереднених даних глобальної горизонтальної освітленості 1 Гц від 13 датчиків. Дані частоти мережі інтерпольовані з частотою 1/15 Гц, масштабовані від 50 Гц до 60 Гц. Форми хвиль ілюструють первинне регулювання частоти за наявності коливань частоти. Потужність і частота вважаються квазістаціонарними, динаміка системи не моделюється.  $P_{inv}$ , вихідна потужність інвертора, піднімається вище  $P_{set}$ , коли частота нижче 60 Гц, і навпаки. Наприклад, коли частота мережі падає нижче 60 Гц в 11:42,  $P_{inv}$  піднімається вище  $P_{set}$ . При переходах з режиму МРРТ до режиму регулювання частоти і назад,  $P_{inv}$  контролюється для плавного відхилення від  $P_{set}$  і назад.

У цьому розділі описано попередні формулювання задачі, пов'язаної з алгоритмами оптимізації керування частотною характеристикою фотоелектричних систем. Метою вважається мінімізація чистих системних витрат (або максимізація прибутку) протягом прогнозованого часу, що складається з  $n$  інтервалів ( $i_1, i_2, \dots, i_n$ ) з потенційно різним проміжком  $\Delta t_i$ . З огляду на цю мету описано алгоритми для знаходження оптимального рівня потужності, доступної від фотоелектричних систем для підвищення регуляції протягом кожного інтервалу, для кількох сценаріїв. Передбачається, що прогнози доступні для кожного інтервалу для наступного: ймовірна потужність фотоелектричних систем, мінімальна прогнозована потужність фотоелектричних систем, ринкова ціна регулювання частоти та ринкова ціна електроенергії. Для кожного інтервалу очікувана потужність від фотоелектричних систем дорівнює:

$$P_{PV}(i) = P_{MP}(i) - P_{FRPV}(i) \quad (4.1)$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						93
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

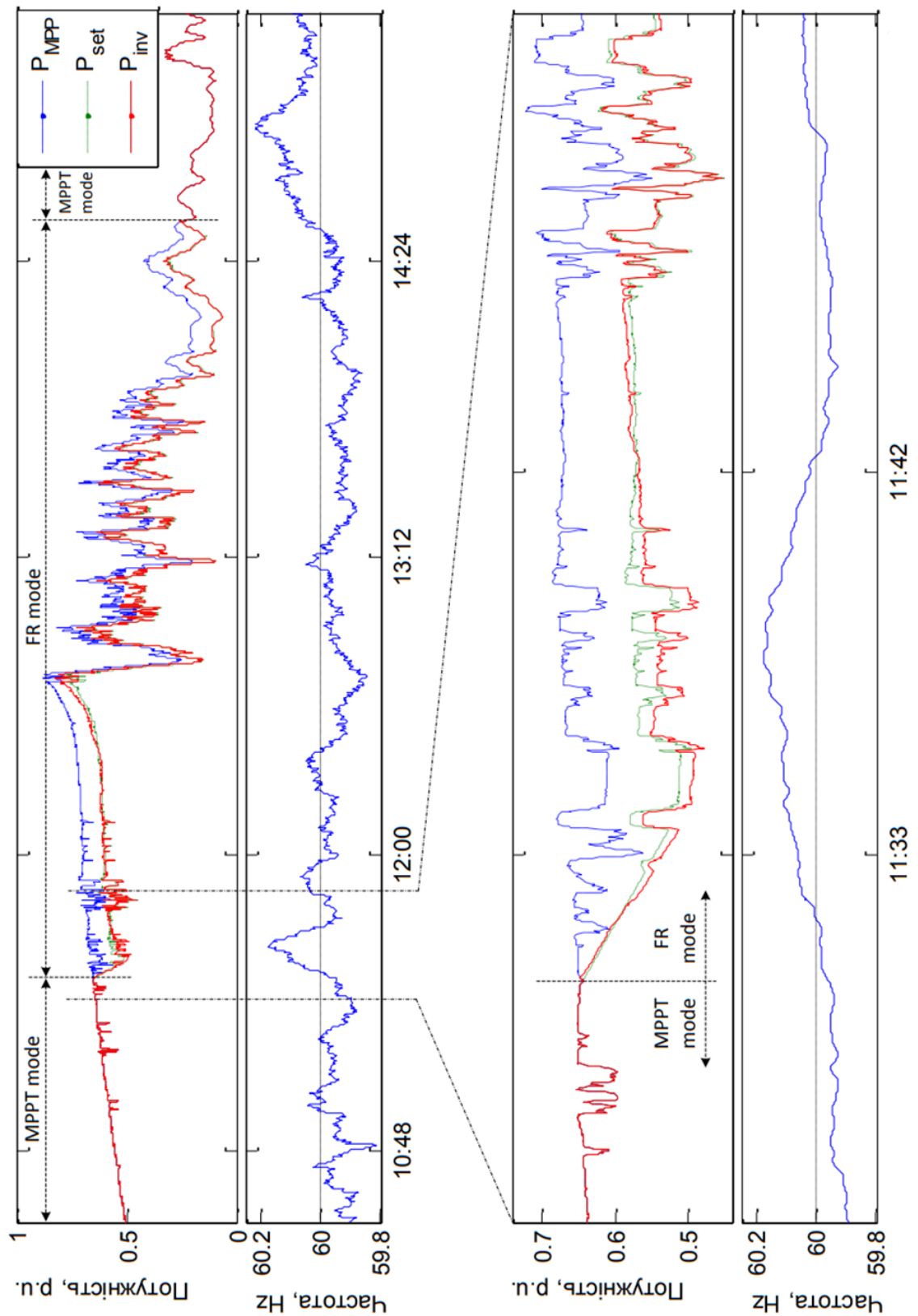


Рисунок 4.4 – Моделювання регулювання первинної частоти з використанням фактичних даних про опромінення та частоту

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

Простим випадком є одна фотоелектрична система, що належить сторонній компанії, з точки зору власника фотоелектричної системи. У цьому випадку цільова функція, за умови, що експлуатаційні витрати не залежать від вихідної потужності:

$$\max_{P_{FR}} \left( \sum_i c_{FR}(i) \cdot P_{FR}(i) \cdot \Delta t(i) + \sum_i c_{kWh}(i) \cdot P_{PV}(i) \cdot \Delta t(i) \right) \quad (4.2)$$

де перший член представляє прибуток від регулювання частоти, а другий член – прибуток від продажу виробленої електроенергії. Це залежить від обмеження, що загальна заявлена потужність дорівнює мінімальній очікуваній потужності. Крім того, майбутньому оператору підприємства може знадобитися певна мінімальна величина підвищення регуляції  $P_{FR \min}$ , доступна протягом кожного інтервалу. Таким чином, щоб максимально можлива потужність була доступна для регулювання частоти щоразу, коли значення регулювання частоти перевищує вартість проданої електроенергії.

Регулювання частоти за допомогою АРП доповнить допоміжні послуги, доступних від інтелектуальних фотоелектричних інверторів, підвищуючи впровадження фотоелектричної енергії, одночасно знижуючи витрати на енергосистему порівняно з рішеннями на основі накопичення енергії та призводячи до більш надійної, економічної та екологічної електроенергії. Можливе довгострокове бачення полягає в тому, що фотоелектричні електростанції працюватимуть як повністю диспетчеризовані ресурси протягом світлового дня, змінюючи свій статус з переривчастих джерел енергії на справжні електростанції.

## ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ

У роботі виконано розрахунок навантажень на систему тягового електропостачання, вибір контактної мережі, проведено механічний розрахунок контактної підвіски, розрахунок струмів короткого замикання та вибір основного обладнання тягової підстанції, виконано проектування сонячної електростанції, розрахунок кабельної лінії електропостачання та вибір параметрів релейного захисту кабельної лінії.

Результати роботи можуть стати основою для розробки системи електропостачання між підстанціями М-Н.

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						96
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Бондар, І. Л. Електричні системи та мережі нетягових споживачів залізничного транспорту : Навч. посібник для вузів [Текст] / І. Л. Бондар, О. І. Бондар, В. Г. Сиченко. — Д.: Маковецький, 2009. — 184 с
2. Сиченко, В. Г. Електропостачання залізниць : Метод. вказ. до вик. курс. проекту "Розрахунок системи тягового електропостачання" [Текст] / В. Г. Сиченко, Д. О. Босий. — Д. : Вид-во Дніпропетр. нац. ун-ту залізн. трансп. ім. акад. В. Лазаряна, 2008. — 43 с
3. Сиченко, В. Г. Електропостачання залізниць : Метод. вказівки до вик. контр. роботи "Розрахунок несиметрії напруги тягової підстанції змінного струму". Для студ. спец. "Електротехнічні системи електроспоживання безвідривної форми навч." [Текст] / В.Г. Сиченко, О. Ю. Воробей, Д. О. Босий. - Д. : Вид-во Дніпропетр. нац. ун-ту залізн. трансп. ім. акад. В. Лазаряна, 2009. - 17 с
4. Електропостачання залізниць [Текст]: методичні вказівки до лабораторних робіт / уклад.: В.Г. Сиченко, Д.О. Босий, Є.М. Косарев; Дніпропетр. нац. ун-т залізн. трансп. ім. акад. В. Лазаряна. – Д.: Вид-во Дніпропетр. нац. ун-ту залізн. трансп. ім. акад. В. Лазаряна, 2014. – 50 с
5. Сиченко, В. Г. Електроживлення систем залізничної автоматики : Монографія [Текст] / В. Г. Сиченко, В. І. Гаврилюк. — Д. : Маковецький, 2009. — 372 с.
6. Електропостачання електричного транспорту: навч. посіб./В. Х. Далека, В. К. Нем, В. І. Скуріхін; Харк. нац. акад. міськ. госп-ва. – Х.: ХНАМГ, 2012. – 168 с.
7. СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49:2011 Проектування кабельних ліній напругою до 330 кВ. Настанова (у редакції наказу від 26.01.2017 № 82)
8. “Правила улаштування електроустановок” (ПУЕ-2017). Наказ Міністерства енергетики та вугільної промисловості від 24.07.2017 №476

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						97
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		