

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)

Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної  
між підстанціями 110 кВ Синельникове - Іларіонове. Гідролізні  
і зеленого водню для зберігання енергії  
ю програмою Електротехнічні системи електроспоживання  
ності: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
(шифр і назва спеціальності)

студент групи ЕС20120:

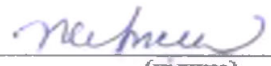
  
(підпис студента)

/ Євген НАУМОВ /  
(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

  
(підпис)

/ зав.каф. Дмитро БОСІЙ /  
(посада, Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

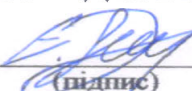
пролер:

  
(підпис)

/ доцент Олександр ЖЕВЖИК /  
(посада, Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

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

Студент

  
(підпис)

Дніпро – 2023 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 Sinelnikovo - Ilarionove. Hydrolysis plants of green hydrogen for energy storage

according to educational curriculum Electrical power consumption systems

---

in the Speciality: 141 Electric power, electrical engineering and  
electromechanics

---

(speciality and its code )

Done by the student of the group EC20120:

/ Yevhen Naumov /  
(name, surname)

---

Scientific Supervisor:

/ Head of Department, Dmytro Bosiy /  
(position, name, surname)

---

Normative controller:

/ Ass. Prof. Oleksandr Zhevzhyk /  
(position, name, surname)

---

Міністерство освіти і науки України

Український державний університет науки і технологій

Факт: Управління енергетичними процесами  
Факультет: Інтелектуальні системи енергопостачання  
Спеціальність: Бакалавр  
Навчальна програма: Електротехнічні системи електроспоживання  
Спеціальність: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
(ШИФР ТА НАЗВА)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ІСЕ

(підпис)

Дмитро БОСИЙ

(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Дата 06.02.23

ЗАВДАННЯ

Кваліфікаційну роботу

бакалавра

(ступінь вищої освіти)

Наумову Євгену Олеговичу

(Прізвище, Ім'я По батькові)

Тема: Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної мережі підстанціями 110 кВ Синельникове - Іларіонове. Гідролізні установки водню для зберігання енергії

Виконав: Босий Дмитро Олексійович, д.т.н., доцент

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

Відомий наказом від

06.02.2023 р.

№ 142ст

Завдання студентом роботи: 12.06.2023 р.

Вихідні дані до роботи: вихідні дані до кваліфікаційної роботи відповідно до вимог відкритих джерел інформації

Тематичної записки (перелік питань, які потрібно опрацювати):

1. Електропостачання: розрахунок навантажень на систему тягового електропостачання, вибір контактної мережі, механічний розрахунок контактної

2. Електричні підстанції та станції: вибір основного обладнання тягової підстанції, розрахунок струмів короткого замикання, проектування сонячної електростанції

3. Розрахунок мережі та релейний захист: розрахунок кабельної лінії

4. Розрахунок живлення, вибір уставок релейного захисту СЕС

5. Інше завдання: Гідролізні установки зеленого водню для зберігання

6. Графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень):

7. Розрахунок струмів поїздів на ділянці, графіку руху поїздів, графіки струмів фідерів

8. Розрахунок підстанцій, монтажні криві для контактної підвіски, однолінійна


9. Інша схема тягових підстанцій, схеми заміщення при розрахунку

10. Звіт проекту сонячної електростанції з програми PVsyst

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

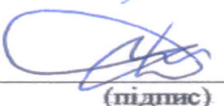
Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
ве електропостачання	18.04.2023	
причні підстанції та станції	02.05.2023	
промережі та релейний захист	15.05.2023	
вдуже завдання	30.05.2023	
ання кваліфікаційної роботи до кафедри	12.06.2023	
ст кваліфікаційної роботи на засіданні	27.06.2023	
менадійної комісії		

Студент

  
(підпис)

Євген НАУМОВ  
(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

керівник роботи

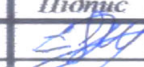

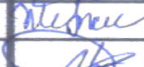
  
(підпис)

Дмитро БОСИЙ  
(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

## ЗМІСТ

	7
<b>ОБ'ЄКТ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ</b> .....	8
Струм розподіл у тяговій мережі.....	8
Навантаження тягових підстанцій.....	8
Струм фази трансформатора підстанції змінного струму.....	15
Переріз контактної мережі.....	19
Визначення питомих річних втрат електроенергії.....	19
Перевірка контактної підвіски за нагрівом.....	23
Механічний розрахунок анкерної ділянки .....	25
<b>СТРИЧНІ ПІДСТАНЦІ ТА СТАНЦІЇ</b> .....	35
Розрахунок потужності трансформаторів.....	35
Розрахунок струмів к.з.....	38
Розрахунок максимальних робочих струмів приєднань.....	50
Вибір електричних апаратів вище 1000 В.....	50
Проектування сонячної електростанції.....	55
<b>СТРОМЕРЕЖІ ТА РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ</b> .....	70
Розрахунок кабельної лінії електропересилання.....	70
Вибір уставок релейного захисту СЕС.....	78
<b>ІНДИВІДУАЛЬНЕ ЗАВДАННЯ</b> .....	87
Загальні відомості про процес електролізу води.....	87
Електролізні установки.....	89
Потенціал водневої галузі.....	92
<b>ВІСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ</b> .....	93
<b>СПИСОК ПОСИЛАНЬ</b> .....	94

02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ

			02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ		
Документа	Підпис	Дата	Літера	Аркуш	Аркушів
006				6	95
007			МОНУ, УДУНТ, ІСЕ, ЕС20120		
008		27.06.23			

Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями 110 кВ. Гідролізні установки зеленого водню для зберігання енергії

## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка до кваліфікаційної роботи бакалавра:  
95с., 31 рис., 26 табл., 10 джерел.

Об'єкт розробки – частина енергетичної системи між підстанціями 110 кВ Синельникове - Іларіонове.

Мета роботи – розрахунок системи електропостачання між підстанціями 110 кВ Синельникове - Іларіонове.

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 Синельникове - Іларіонове.

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

## 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 проектних розрахунків для ділянки електрифікованої залізниці змінного струму.

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		7

# 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.

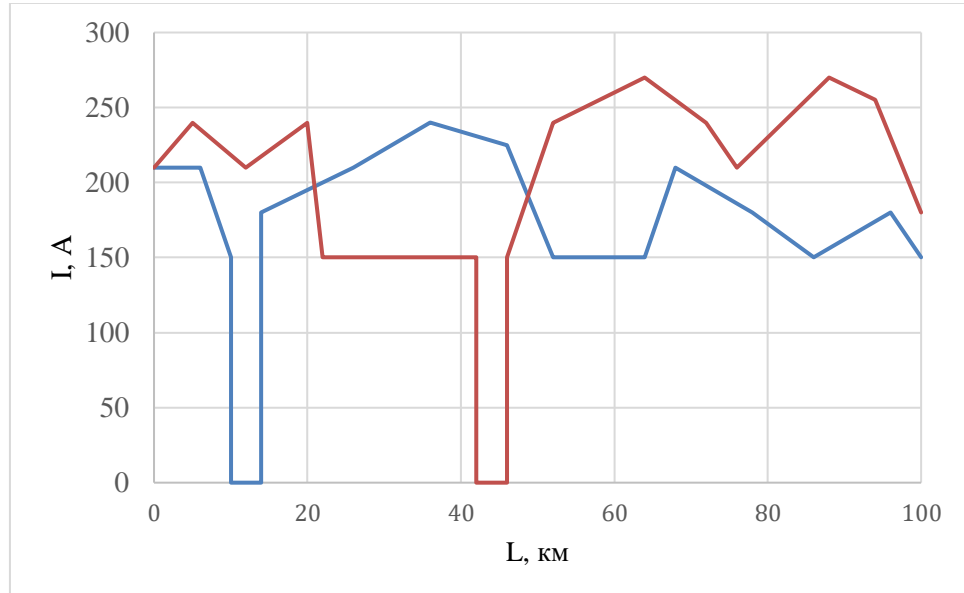


Рисунок 1.1 – Струмові навантаження поїздів на ділянці

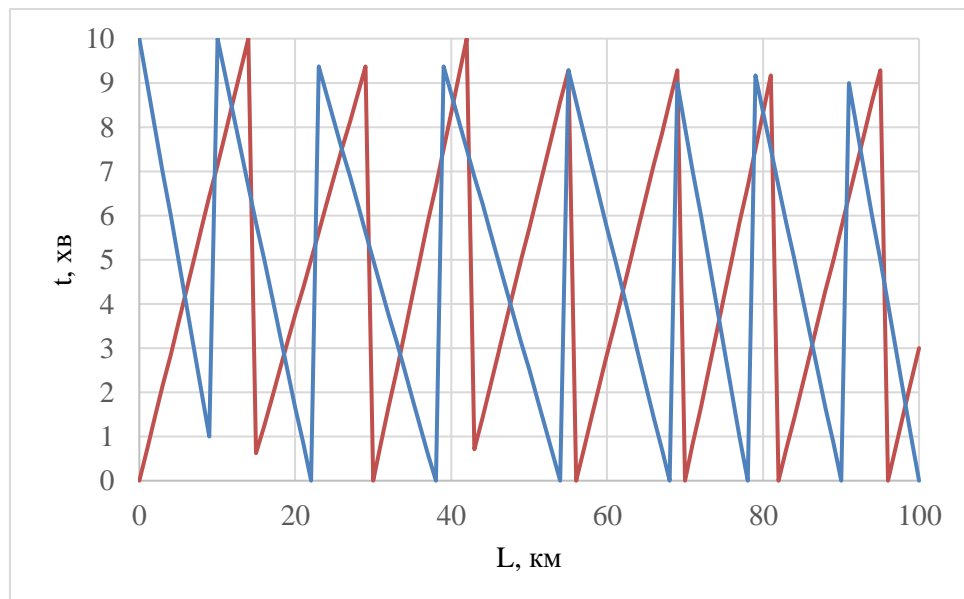


Рисунок 1.2 – Графіки руху поїздів

### 1.1.1 Навантаження тягових підстанцій

Визначимо середній струм фідера за час руху поїзда розрахунковою МПЗ з рисунків 1.1-1.2:

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

Ефективний струм фідера за час руху розрахункового поїзда по МПЗ з рисунків 1.1-1.2:

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

Струми фідерів підстанції визначаються для двох режимів навантаження:

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

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

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.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		9

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

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

$$n_{01} = \frac{31,4}{10} = 3,14,$$

$$n_{03} = \frac{33,8}{10} = 3,38,$$

$$n_{02} = \frac{30}{10} = 3,$$

$$n_{04} = \frac{31,3}{10} = 3,13.$$

Ефективний струм фідера підстанції визначається в залежності від схеми живлення:

1) для консольного живлення:

$$I_{ef} = \sqrt{\frac{n_0 \cdot N}{N_0} \cdot I_e^2 + \frac{n_0(n_0 - 1) \cdot N^2}{N_0^2} \cdot I^2}, \quad (1.4)$$

2) для двостороннього живлення:

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

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		10

Підставляючи значення у формули 1.1 та 1.4 отримаємо необхідні струми для режиму середніх розмірів руху поїздів:

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

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

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

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

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

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

$$I_{e\phi 3} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,38 \cdot 95}{3 \cdot 144} \cdot 78,8^2 + \frac{3,38 \cdot (3,38 - \frac{4}{3}) \cdot 95^2}{144^2} \cdot 68,6^2} = 180,64 \text{ А,}$$

$$I_{e\phi 4} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,13 \cdot 95}{3 \cdot 144} \cdot 115,2^2 + \frac{3,13 \cdot (3,13 - \frac{4}{3}) \cdot 95^2}{144^2} \cdot 105^2} = 252,034 \text{ А.}$$

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		11

Підставляючи значення у формули 1.1 та 1.4 отримаємо необхідні струми для режиму згущення поїздів:

$$I_{\phi 1} = \frac{3,14 \cdot 130 \cdot 178,4}{144} = 505,71 \text{ А,}$$

$$I_{\phi 2} = \frac{3,14 \cdot 130 \cdot 198,9}{144} = 563,83 \text{ А,}$$

$$I_{\phi 3} = \frac{3,14 \cdot 130 \cdot 68,6}{144} = 194,46 \text{ А,}$$

$$I_{\phi 4} = \frac{3,14 \cdot 130 \cdot 105}{144} = 297,65 \text{ А,}$$

$$I_{e\phi 1} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,14 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 205,9^2 + \frac{3,14 \cdot (3,14 - \frac{4}{3}) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 178,4^2} = 554,42 \text{ А,}$$

$$I_{e\phi 2} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 223,1^2 + \frac{3 \cdot (3 - \frac{4}{3}) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 198,9^2} = 583,91 \text{ А,}$$

$$I_{e\phi 3} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,38 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 78,8^2 + \frac{3,38 \cdot (3,38 - \frac{4}{3}) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 68,6^2} = 227,59 \text{ А,}$$

$$I_{e\phi 4} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,13 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 115,2^2 + \frac{3,13 \cdot (3,13 - \frac{4}{3}) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 105^2} = 317,07 \text{ А.}$$

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		12

Підставляючи значення у формули 1.1 та 1.4 отримаємо необхідні струми для режиму максимальних розмірів руху:

$$I_{\phi 1} = \frac{3,14 \cdot 144 \cdot 178,4}{144} = 560,18 \text{ А,}$$

$$I_{\phi 2} = \frac{3,14 \cdot 144 \cdot 198,9}{144} = 624,55 \text{ А,}$$

$$I_{\phi 3} = \frac{3,14 \cdot 144 \cdot 68,6}{144} = 215,4 \text{ А,}$$

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

$$I_{ef1} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,14 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 205,9^2 + \frac{3,14 \cdot (3,14 - \frac{4}{3}) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 178,4^2} = 598,37 \text{ А,}$$

$$I_{ef2} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 223,1^2 + \frac{3 \cdot (3 - \frac{4}{3}) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 198,9^2} = 630 \text{ А,}$$

$$I_{ef3} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,38 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 78,8^2 + \frac{3,38 \cdot (3,38 - \frac{4}{3}) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 68,6^2} = 246,05 \text{ А,}$$

$$I_{ef4} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,13 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 115,2^2 + \frac{3,13 \cdot (3,13 - \frac{4}{3}) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 105^2} = 342,61 \text{ А.}$$

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		13

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

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

де  $v$  – кількість фідерів даного плеча живлення.

Ефективний струм плеча живлення визначається за формулою:

$$I_{\text{е пл}} = \sqrt{\left(\sum_1^v I_{\text{фi}}\right)^2 + \sum_1^v I_{\text{фei}}^2 - \sum_1^v I_{\text{фi}}^2} . \quad (1.7)$$

Підставляючи значення у формули 1.6 - 1.7 отримаємо необхідні струми для середніх розмірів руху поїздів:

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

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

$$I_{\text{елів}} = \sqrt{763,22^2 + (442,354^2 + 466,303^2) - (369,56^2 + 393,66^2)} = 839,09 \text{ А},$$

$$I_{\text{епр}} = \sqrt{369,79^2 + (180,639^2 + 252,037^2) - (152,97^2 + 216,82^2)} = 403,1 \text{ А}.$$

Підставляючи значення у формули 1.6 - 1.7 отримаємо необхідні струми для режиму згущення поїздів:

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

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		14

$$I_{зпр} = 194,462 + 297,646 = 492,11 \text{ А},$$

$$I_{зелів} = \sqrt{1069,54^2 + (554,424^2 + 583,911^2) - (505,714^2 + 563,826^2)} = 1103,91 \text{ А},$$

$$I_{зенр} = \sqrt{492,108^2 + (227,586^2 + 317,065^2) - (194,462^2 + 297,646^2)} = 517,77 \text{ А}.$$

Підставляючи значення у формули 1.6 - 1.7 отримаємо необхідні струми для режиму максимальних розмірів руху:

$$I_{млів} = 560,176 + 624,546 = 1184,72 \text{ А},$$

$$I_{мпр} = 215,404 + 329,7 = 545,1 \text{ А},$$

$$I_{мелів} = \sqrt{1184,722^2 + (598,362^2 + 630^2) - (560,176^2 + 624,546^2)} = 1206,09 \text{ А},$$

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

### 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*:

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		15

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

Ефективні струми фаз трансформатора розраховуються за формулами:

– для фаз *a* і *c*:

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

– для фази *b*:

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

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.

Підставляючи значення у формули 1.8 - 1.11 отримаємо необхідні струми для режиму середніх розмірів руху поїздів:

$$I_b = \frac{1}{3} \sqrt{763,22^2 + 369,79^2 - 763,22 \cdot 369,79} = 220,36 \text{ А},$$

$$I_c = \frac{1}{3} \sqrt{4 \cdot 369,79^2 + 763,22^2 + 2 \cdot 763,22 \cdot 369,79} = 433,84 \text{ А},$$

$$I_{ea} = \frac{1}{3} \sqrt{4 \cdot 839,093^2 + 403,097^2 + 2 \cdot 763,22 \cdot 369,79} = 627,45 \text{ А},$$

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		16

$$I_{eb} = \frac{1}{3} \sqrt{839,093^2 + 403,097^2 - 763,22 \cdot 369,79} = 254,81 \text{ А},$$

$$I_{ec} = \frac{1}{3} \sqrt{4 \cdot 403,097^2 + 839,093^2 + 2 \cdot 763,22 \cdot 369,79} = 461,7 \text{ А}.$$

Підставляючи значення у формули 1.8 - 1.11 отримаємо необхідні струми для режиму згущення поїздів:

$$I_{3a} = \frac{1}{3} \sqrt{4 \cdot 1069,54^2 + 492,108^2 + 2 \cdot 1069,54 \cdot 492,108} = 807,64 \text{ А},$$

$$I_{3b} = \frac{1}{3} \sqrt{1069,54^2 + 492,108^2 - 1069,54 \cdot 492,108} = 309,078 \text{ А},$$

$$I_{3c} = \frac{1}{3} \sqrt{4 \cdot 492,108^2 + 1069,54^2 + 2 \cdot 1069,54 \cdot 492,108} = 503,09 \text{ А}.$$

$$I_{3ea} = \frac{1}{3} \sqrt{4 \cdot 1103,906^2 + 517,771^2 + 2 \cdot 1069,54 \cdot 492,108} = 826,67 \text{ А},$$

$$I_{3eb} = \frac{1}{3} \sqrt{1103,906^2 + 517,771^2 - 1069,54 \cdot 492,108} = 326,66 \text{ А},$$

$$I_{3ec} = \frac{1}{3} \sqrt{4 \cdot 517,771^2 + 1103,906^2 + 2 \cdot 1069,54 \cdot 492,108} = 609,52 \text{ А}.$$

Підставляючи значення у формули 1.8 - 1.11 отримаємо необхідні струми для режиму максимальних розмірів руху поїздів:

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		17

$$I_{ma} = \frac{1}{3} \sqrt{4 \cdot 1184,722^2 + 545,104^2 + 2 \cdot 1184,722 \cdot 545,104} = 894,81 \text{ А,}$$

$$I_{mb} = \frac{1}{3} \sqrt{1184,722^2 + 545,104^2 - 1184,722 \cdot 545,104} = 342,36 \text{ А,}$$

$$I_{mc} = \frac{1}{3} \sqrt{4 \cdot 545,104^2 + 1184,722^2 + 2 \cdot 1184,722 \cdot 545,104} = 656,91 \text{ А.}$$

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

$$I_{meb} = \frac{1}{3} \sqrt{1206,088^2 + 565,65^2 - 1184,722 \cdot 545,104} = 354,15 \text{ А,}$$

$$I_{mec} = \frac{1}{3} \sqrt{4 \cdot 565,65^2 + 1206,088^2 + 2 \cdot 1184,722 \cdot 545,104} = 668,84 \text{ А.}$$

Результати розрахунку струмозподілу заносимо в таблицю 1.1.

Таблиця 1.1-Результати розрахунку струмозподілу

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,

$$B_0 = \frac{\Delta W_{\text{р}}}{r\ell}, \quad (1.13)$$

де  $\Delta W_{\text{р}}$  – 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:

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		19

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

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

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

де  $T$  – 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:

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

						Лист
					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	20
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

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

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:

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

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

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

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

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

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

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

Витрата електроенергії на рух поїздів:

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
						21
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

Для вузлової схеми:

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

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

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

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

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

Для трьохвузлової схеми:

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

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

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		22

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

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

Згідно з отриманим перерізом, обирається тип контактної підвіски ПБСМ70+МФ-100+А185.

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+ А185	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:

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

де  $k_{\Phi}$  – 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

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
						24
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

допустимий струм при 15 % зношенні контактної підвіски - 1820 А. Для даної підвіски умова перерізу контактної підвіски за нагрівом виконується.

## 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:

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

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.ЕС20120.КРБ.2023–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.

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

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

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

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

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

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		26

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

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

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

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

Результати виконаних розрахунків зводяться до табл. 1.3.

Таблиця 1.3 Натяг навантаженого несучого тросу

$T_x$ , 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:

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

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

де  $\Delta t = 10 \dots 15 \text{ }^\circ\text{C}$  (для одного контактного проводу);

$\Delta t = 5 \dots 10 \text{ }^\circ\text{C}$  (для двох контактних проводів).

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

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		27

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

Натяг несучого троса, при якому відсутній прогин контактного проводу:

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

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

Натяг несучого троса при ожеледі з вітром:

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

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

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

$$t_2 = 27,629 + \frac{4,075 \cdot 10^7}{1222^2} - \frac{1222}{20,37} = -5 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Натяг несучого троса при максимальній швидкості вітру:

$$t_{\text{v}} = A + \frac{B_{\text{v}}}{T_{\text{v}}^2} - \frac{T_{\text{v}}}{\alpha ES}, \quad (1.31)$$

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		28

$$B_V = \frac{q_{HV}^2 \ell_e^2}{24\alpha}, \quad (1.32)$$

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

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

Стріла прогину контактного проводу:

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

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

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

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

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

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

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

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		29

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

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

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

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

Стріла прогину навантаженого несучого троса:

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

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

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

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

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

										Лист
										30
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ					

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

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

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

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

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

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

Натяг ненавантаженого несучого троса:

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

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

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

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

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		31

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

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

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

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

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

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

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

Стріла прогину ненавантаженого несучого троса

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

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

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		32

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

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

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

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

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

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

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

Результати виконаних розрахунків зводяться до табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Стріли прогину та натяги контактної провладу і несучого тросу

$t_x, ^\circ\text{C}$	-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. 1.3.

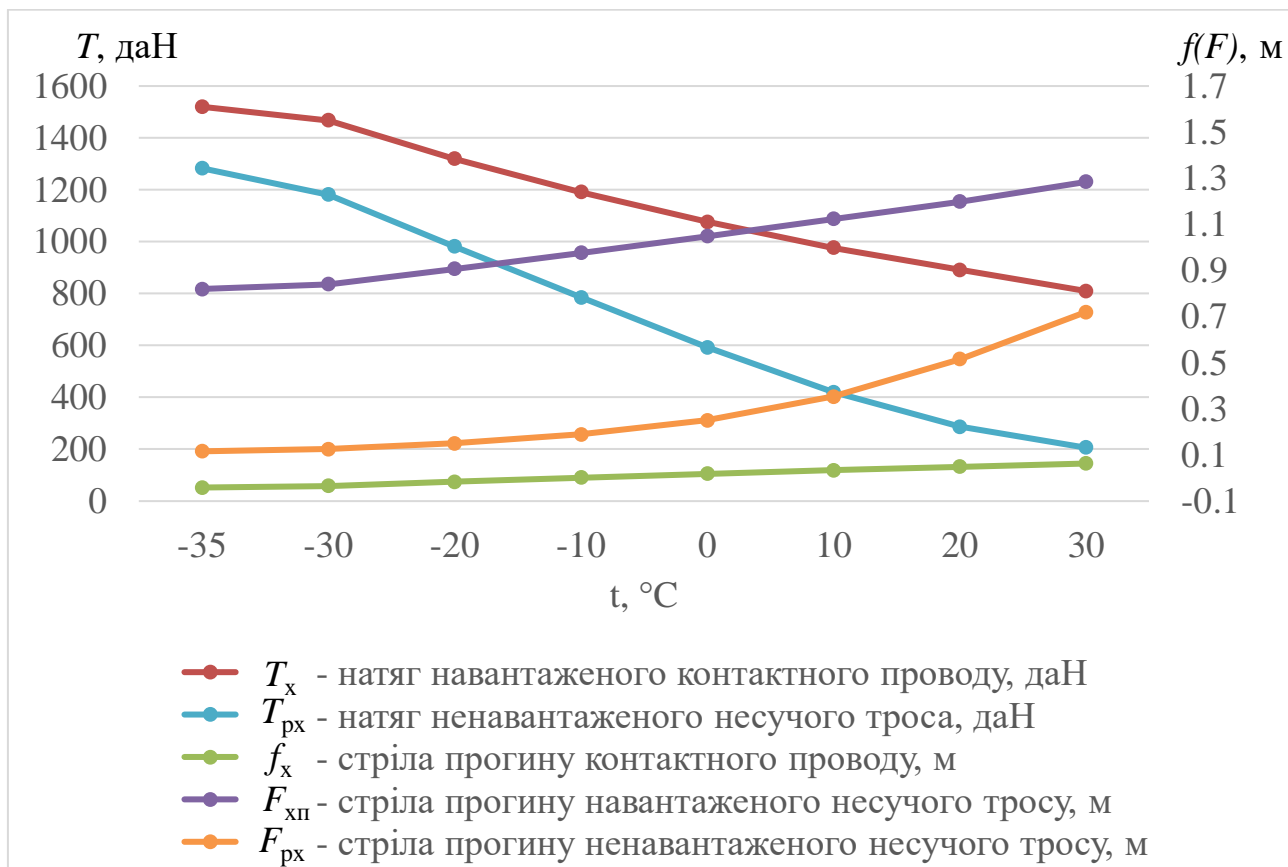


Рисунок 1.3 – Монтажні криві

## 2. ЕЛЕКТРИЧНІ ПІДСТАНЦІЇ ТА СТАНЦІЇ

### 2.1 Розрахунок потужності трансформаторів

Зобразимо структурну схему розрахункової підстанції на рис. 2.1.

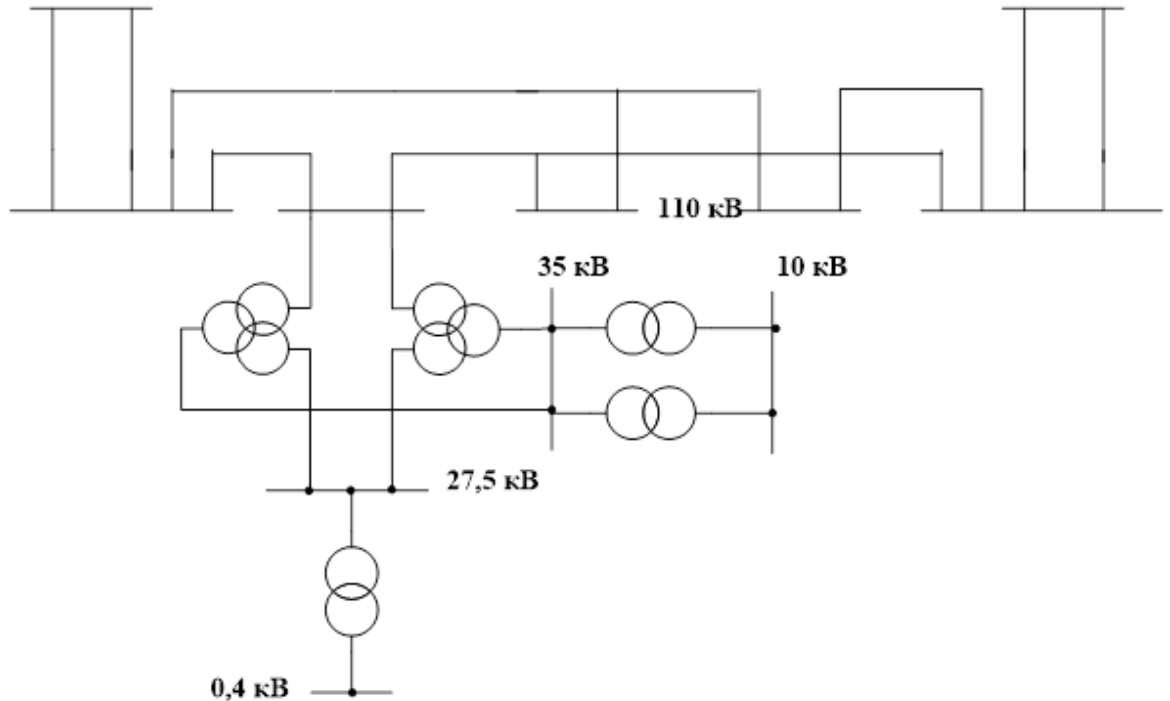


Рисунок 2.1 - Структурна схема розрахункової ТП

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:

$$S_T = U_{\text{ш}} \left( 2I'_{\text{д}} + 0,65I''_{\text{д}} \right) k_{\text{нр}} k_{\text{ку}}, \quad (2.2)$$

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

$I'_{д}$  - ефективний струм найбільш завантаженого плеча (фази) трансформатору, А;

$I''_{д}$  - ефективний струм найменш завантаженого плеча (фази) трансформатору, А;

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

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

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

$$S_m = (2 \cdot 8,5 + 0,65 \cdot 7,9) \cdot 0,9 \cdot 0,93 = 18530 \text{ кВА} .$$

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

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

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

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

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

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

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		36

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

Тоді отримаємо:

$$S_{ш.маx35} = (S_{PT} + S_{маx35})k_p, \quad (2.4)$$

$$S_{ш.маx35} = (2500 + 3706) \cdot 0,95 = 5895,7 \text{ кВА}.$$

Розрахункова потужність головного понижуючого трансформатора:

$$S_{розрах.маx} = (S_{ш.маx27,5} + S_{ш.маx35})k_p, \quad (2.5)$$

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

Результати вибору трансформаторів зведемо до таблиці 2.1.

Таблиця 2.2 – Вибрані трансформатори та їх паспортні дані

№п/п	Тип трансформатора	Кіль- кість	$U_1$ , кВ	$U_2$ , кВ	$U_3$ , кВ	$U_k, \%$			Схема з'єднання
						BC	BH	CH	
1	ТДТНЖ 25000/110 У1	2	115	38,5	27,5	18	10,5	6,8	$Y_0/Y_H/\Delta_0-11$
2	ТМ -2500/35У1	2	35		10,5		6,5		$Y/\Delta-11$
3	ТМ-400/10У1	2	10		0,4		4,5		$Y/Y_0-0$

Потужність підстанції:

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



Струм короткого замикання визначимо по формулі:

$$I_k = \frac{I_{\bar{o}}}{x_{*\bar{o}}} \quad (2.7)$$

Базисний опір системи має таку формулу:

$$x_{*\bar{o}сист} = \frac{S_{\bar{o}}}{S_k} \quad (2.8)$$

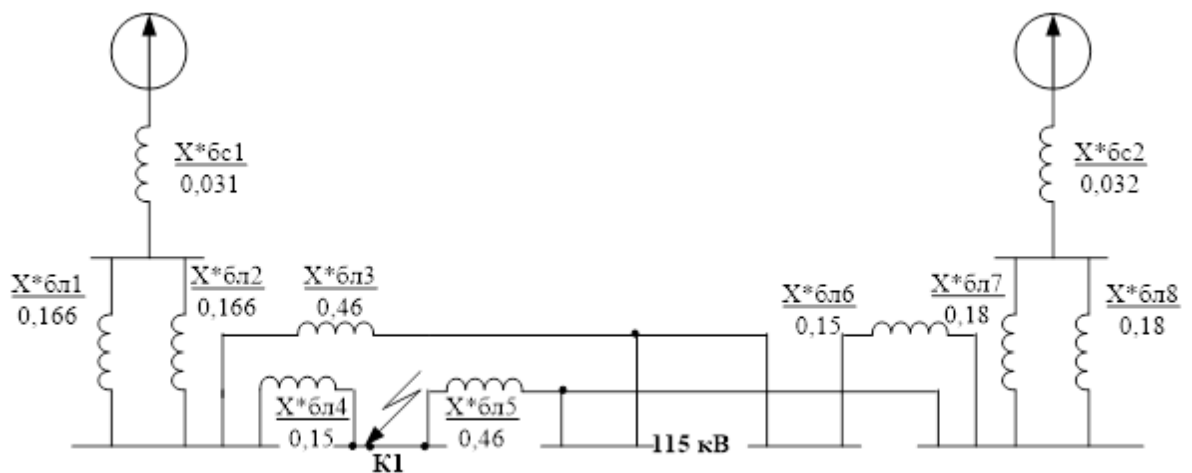


Рисунок 2.3 - Схема заміщення до точки к1

Відповідно до (2.8) базисний опір системи 1:

$$x_{*\bar{o}сист1} = \frac{100}{2300} = 0,0435.$$

Базисний опір системи 2:

$$x_{*\bar{o}сист2} = \frac{100}{2500} = 0,04.$$

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

Базисний струм:

$$I_{\bar{0}} = \frac{S_{\bar{0}}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp.ш.110}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502.$$

Опори ліній:

$$X_{*6л1} = X_{*6л2} = X_0 \cdot L_5 \cdot \frac{S_{\bar{0}}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 55 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,166,$$

$$X_{*6л3} = X_0 \cdot (L_1 + L_2 + L_3) \cdot \frac{S_{\bar{0}}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot (50 + 50 + 52) \cdot \frac{100}{115^2} = 0,46,$$

$$X_{*6л4} = X_0 \cdot L_1 \cdot \frac{S_{\bar{0}}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 50 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,15,$$

$$X_{*6л5} = X_0 \cdot (L_2 + L_3 + L_4) \cdot \frac{S_{\bar{0}}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot (50 + 52 + 49) \cdot \frac{100}{115^2} = 0,46,$$

$$X_{*6л6} = X_0 \cdot L_4 \cdot \frac{S_{\bar{0}}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 49 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,15,$$

$$X_{*6л7} = X_{*6л8} = X_0 \cdot L_6 \cdot \frac{S_{\bar{0}}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 60 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,18.$$

Будемо поступово згортати схему до точки к1.

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		40

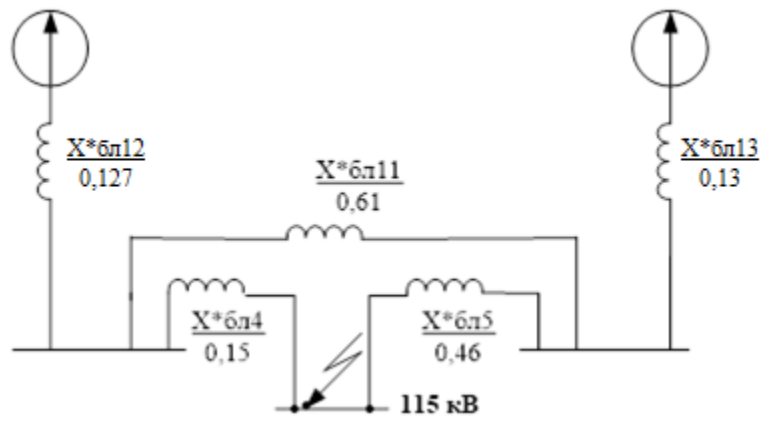


Рисунок 2.4 - Перетворена схема заміщення до точки к1

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

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

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

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

Після деяких перетворень:

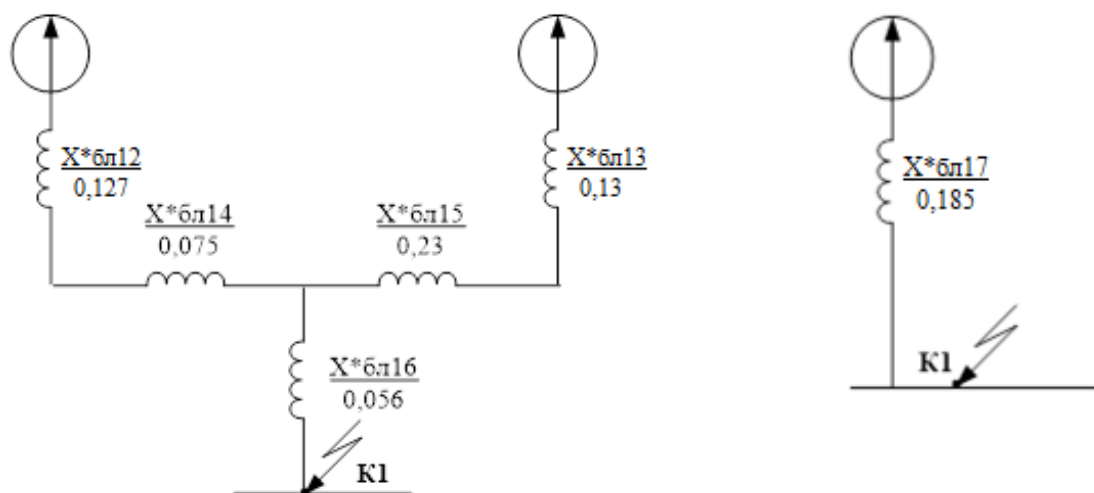


Рисунок 2.5 - Згорнута схема заміщення до точки к1

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

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

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

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

$$\begin{aligned} X_{*6л17} &= X_{*6л16} + \frac{(X_{*6л12} + X_{*6л14}) \cdot (X_{*6л13} + X_{*6л15})}{X_{*6л12} + X_{*6л14} + X_{*6л13} + X_{*6л15}} = \\ &= 0,056 + \frac{(0,127 + 0,075) \cdot (0,13 + 0,23)}{0,127 + 0,075 + 0,13 + 0,23} = 0,185. \end{aligned}$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці К1:

$$I_{к1} = \frac{I_{61}}{X_{*6К1}} = \frac{0,502}{0,185} = 2,71 \text{ кА}.$$

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.

$$S_{номтр.} = 25 \text{ МВА}, u_{квс} = 10,5 \%, u_{кст} = 6,5 \%.$$

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		42

Знайдемо напруги обмоток трансформатора:

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

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

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

Визначимо опір обмоток трансформатора:

$$X_{*бв} = \frac{u_{кв}}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{номтр.}} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,43 ,$$

$$X_{*бн} = \frac{u_{кн}}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{номтр.}} = \frac{6,75}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,27 ,$$

$$X_{*бс} = \frac{u_{кс}}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{номтр.}} = \frac{0,25}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,01 .$$

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		43

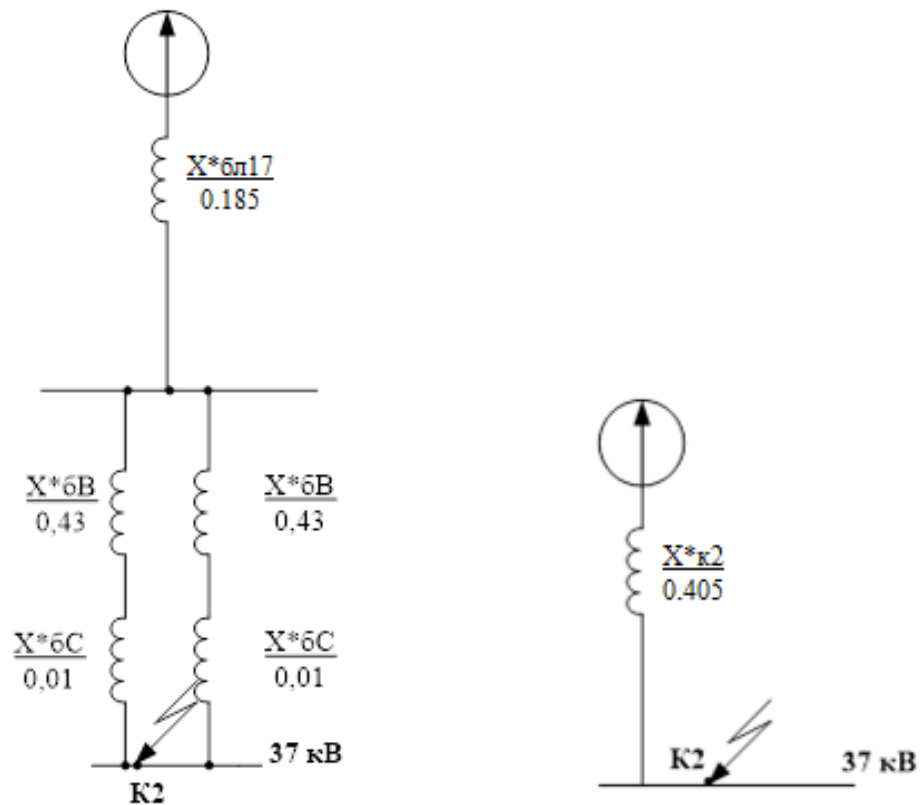


Рисунок 2.6 - Схема заміщення до точки к2

Визначимо базисний струм для точки к2:

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

$$X_{*6K2} = X_{*6K1} + \frac{X_{*6B} + X_{*6C}}{2} = 0,185 + \frac{0,43 + 0,01}{2} = 0,405.$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці к2:

$$I_{к2} = \frac{I_{\delta 2}}{X_{*6K2}} = \frac{1,56}{0,405} = 3,85 \text{ кА}.$$

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.

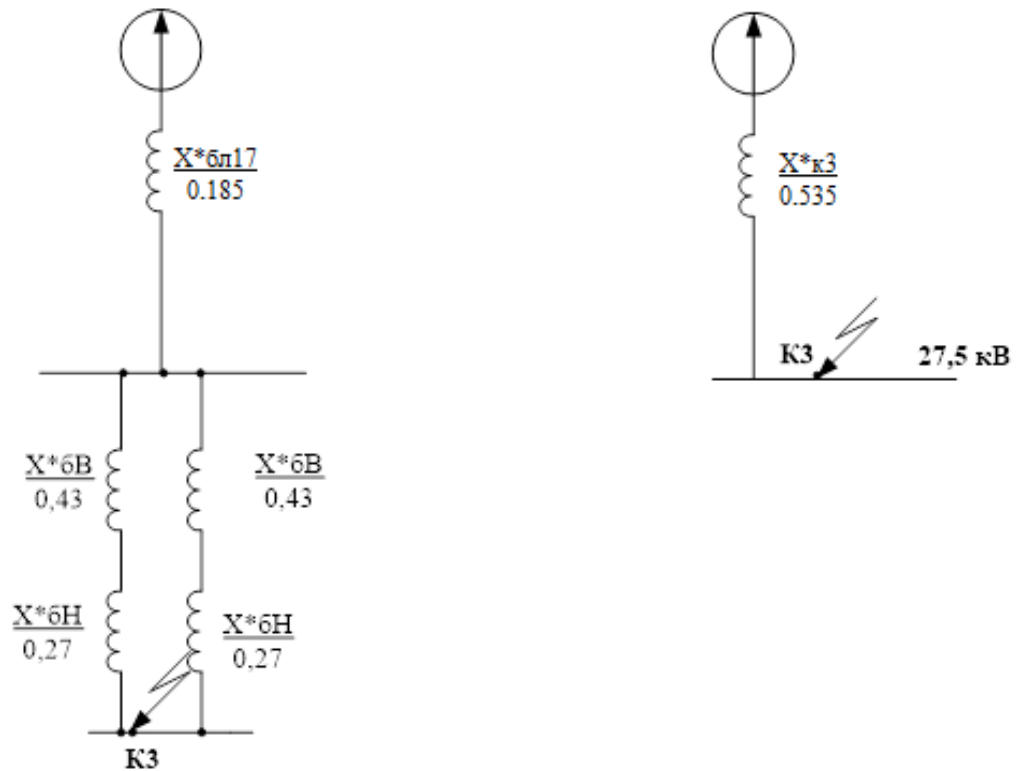


Рисунок 2.7 - Схема заміщення до точки к3

$$X_{*6к3} = X_{*6к1} + \frac{X_{*6В} + X_{*6Н}}{2} = 0,185 + \frac{0,43 + 0,27}{2} = 0,535.$$

Визначимо базисний струм для точки К3:

$$I_{б3} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 27,5} = 2 \text{ кА}.$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці К3:

$$I_{\kappa 3} = \frac{I_{63}}{X_{*6\kappa 3}} = \frac{2}{0,535} = 3,74 \text{ кА} .$$

Знайдемо ударний струм в точці К3:

$$i_{y3} = 2,55 \cdot I_{\kappa 3} = 2,55 \cdot 3,74 = 9,54 \text{ кА} ,$$

$$I_{\text{куст}} = 1,52 \cdot I_{\kappa 3} = 1,52 \cdot 3,74 = 5,68 \text{ кА} .$$

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

Для трансформатора власних потреб маємо такі параметри:

$$\text{ТМ} - 400 / 10: \quad u_{\kappa} = 4,5 \% \quad \Delta P_{\kappa 3} = 5,5 \text{ кВт} .$$

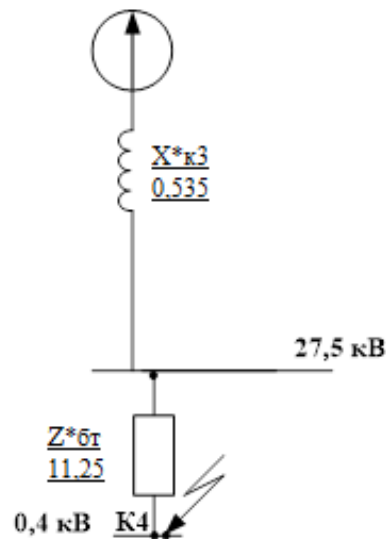


Рисунок 2.8 - Схема заміщення до точки к4

В ТВП активна і індуктивна складові опору співрозмірні.

$$Z_{*6Г} = \frac{u_{\kappa} \cdot S_{\bar{\sigma}}}{100 S_{\text{номт}}} = \frac{4,5 \cdot 100}{100 \cdot 0,25} = 11,25 ,$$

$$X_{*6Г} = \sqrt{Z_{*6Г}^2 - R_{*6Г}^2} = \sqrt{11,25^2 - 3,44^2} = 10,7 ,$$

$$R_{*6Г} = \frac{\Delta P_{\kappa 3}}{S_{\text{номт}}} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{\text{номт}}} = \frac{5,5 \cdot 100}{250 \cdot 0,25} = 3,44 ,$$

$$Z_{*6Г\Sigma} = \sqrt{(X_{*6К3} + X_{*6Г})^2 + R_{*6Г}^2} = \sqrt{(0,535 + 10,7)^2 + 3,44^2} = 11,75 .$$

Визначимо базисний струм для точки К4:

$$I_{64} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 144,34 \text{ кА} .$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці К4:

$$I_{\kappa 4} = \frac{I_{64}}{Z_{*6Г\Sigma}} = \frac{144,34}{11,75} = 12,32 \text{ кА} .$$

Знайдемо ударний струм в точці К4:

$$i_{y4} = 1,84 \cdot I_{\kappa 4} = 1,84 \cdot 12,32 = 22,67 \text{ кА} ,$$

$$I_{\text{куст}} = 1,52 \cdot I_{\kappa 4} = 1,52 \cdot 12,32 = 18,73 \text{ кА} .$$

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

Схема заміщення представлена нарис.2.9.

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		47

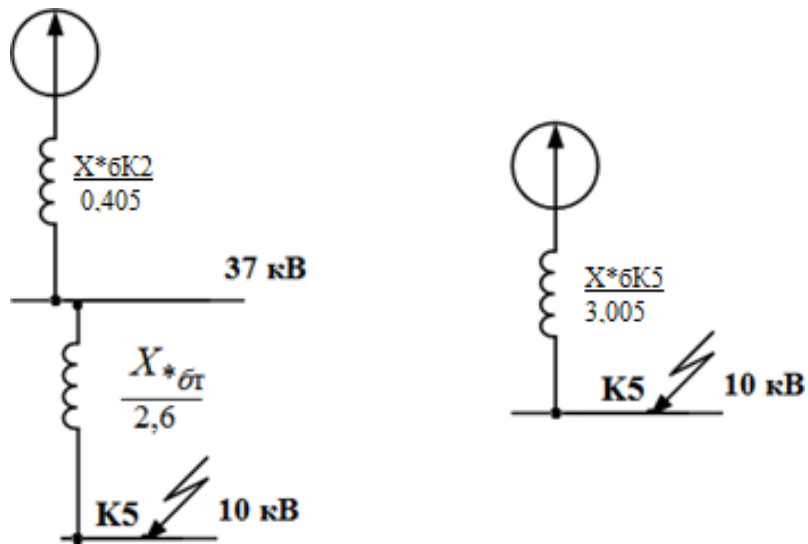


Рисунок 2.9 – Схема заміщення до точки к5

Знайдемо опір трансформатора по формулі:

$$X_{*\delta T} = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{100}{25} = 2,6.$$

Визначимо загальний опір до шин 10 кВ:

$$X_{*\delta K5} = X_{*\delta K2} + X_{*\delta T} = 0,405 + 2,6 = 3,005,$$

Визначимо базисний струм для точки к5:

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

Знайдемо струм короткого замикання в точці к5:

$$I_{к5} = \frac{I_{\delta 5}}{X_{*\delta K5}} = \frac{5,5}{3,005} = 1,83 \text{ кА},$$

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:

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

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

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

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

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

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

Таблиця 2.2 – Результати розрахунків точок к.з.

Точки короткого замикання	Струми короткого замикання при $S_{\sigma}=100$ МВА				
	$I_{\sigma}$ , кА	$I_k$ , кА	$I_{куст}$ , кА	$i_y$ , кА	$B_k$ , кА <sup>2</sup> с
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, А
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
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
3	Сторона СНТП	$I_{роб.ш.маx} = \frac{k_{пер} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 35}$	578,05
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
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
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
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
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
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
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
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

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

Продовження таблиці 2.3

1	2	3	4
12	Лінії ДПР	$I_{роб.ш.мах} = \frac{k_{пер} \cdot \sum S_{ном.ДПР}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 250}{2\sqrt{3} \cdot 27,5}$	7,3
13	Фідер К.М. праве плече	$I_{роб.ш.мах} = \frac{k_{пер} \cdot P_{ПР}}{2\sqrt{3} \cdot \cos \varphi \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 8500}{2\sqrt{3} \cdot 0,85 \cdot 27,5}$	121,17
14	Фідер К.М. ліве плече	$I_{роб.ш.мах} = \frac{k_{пер} \cdot P_{ле}}{2\sqrt{3} \cdot \cos \varphi \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 7900}{2\sqrt{3} \cdot 0,85 \cdot 27,5}$	117,7

## 2.4 Вибір електричних апаратів вище 1000 В

Вибір вимикачів.

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

$$I_{відк\lambda\lambda},$$

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

$I_K$  - струм к.з., кА.

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

$$U_{ном} \geq U_p,$$

$$I_n \geq I_p,$$

$$I_{номотки} \geq I_K,$$

$$i_d \geq i_{y0},$$



Продовження таблиці 2.4.

1	2	3	4	5	6	7	8
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:

$$U_{ном} \geq U_p,$$

$$I_n \geq I_p,$$

$$I_{номоткл} \geq I_k,$$

$$i_d \geq i_{уд},$$

$$I_T^2 \cdot t_T \geq B_k,$$

$$B_k = I_k^2 (t_{откл} + T_a).$$

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

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		53

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

де  $I_T$  - струм термічної стійкості за паспортом

Таблиця 2.4 – Вибрані роз'єднувачі

№	Найменування приєднань	Тип роз'єднувача	Співвідношення паспортних і розрахункових даних			
			$\frac{U_{\text{ном}}}{U_{\text{роб}}}$	$\frac{I_{\text{ном}}}{I_{\text{роб.мак}}}$	$\frac{I_{\text{д}}}{I_{\text{у}}}$	$\frac{I_T^2 t_T}{B_{\text{к}}}$
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 ВН РТ-35/10	РДЗ.1-35/1000У1	35	1000	50	1200
			35	57,8	9,82	22,975

## 2.5 Проєктування сонячної електростанції

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



Version 7.3.4

### PVsyst - Simulation report

#### Grid-Connected System

Project: Zvenyhorodka, Kirovohrads'ka oblast'

Variant: New simulation variant

Sheds on ground

System power: 4201 kWp

Swenigorodka - Ukraine

Рисунок 2.10 – Проєктування сонячної електростанції в програмі PVsyst

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		55



Project: Zvenyhorodka, Kirovohrads'ka oblast'

Variant: New simulation variant

PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date: 23/05/23 22:47 with v7.3.4

Project summary			
<b>Geographical Site</b> Svenigorodka Ukraine	<b>Situation</b>		
	Latitude	48.62 °N	<b>Project settings</b> Albedo 0.20
	Longitude	33.13 °E	
	Altitude	110 m	
	Time zone	UTC+2	
<b>Meteo data</b> Svenigorodka Meteonorm 8.1 (1996-2015), Sat=100% - Synthetic			

System summary			
<b>Grid-Connected System</b>  <b>PV Field Orientation</b> Fixed plane Tilt/Azimuth 30 / -4 °	<b>Sheds on ground</b>  <b>Near Shadings</b> Linear shadings		<b>User's needs</b> Unlimited load (grid)
	<b>System information</b> <b>PV Array</b>		
	Nb. of modules	6318 units	
Pnom total	4201 kWp	Pnom total 4000 kWac	Pnom ratio 1.050

Results summary					
Produced Energy	5584.60 MWh/year	Specific production	1329 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	89.57 %

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
P50 - P90 evaluation	14
Single-line diagram	15

Рисунок 2.11 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

										Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.EC20120.КРБ.2023–ПЗ					56



## PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:  
23/05/23 22:47  
with v7.3.4

## General parameters

Grid-Connected System		Sheds on ground	
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Sheds configuration</b>	
Orientation		Nb. of sheds	351 units
Fixed plane		<b>Sizes</b>	
Tilt/Azimuth	30 / -4 °	Sheds spacing	14.8 m
		Collector width	4.79 m
		Ground Cov. Ratio (GCR)	32.4 %
		<b>Shading limit angle</b>	
		Limit profile angle	12.7 °
<b>Horizon</b>		<b>Near Shadings</b>	
Free Horizon		Linear shadings	
<b>Bifacial system</b>		<b>User's needs</b>	
Model	2D Calculation unlimited sheds	Unlimited load (grid)	
<b>Bifacial model geometry</b>		<b>Bifacial model definitions</b>	
Sheds spacing	14.80 m	Ground albedo	0.30
Sheds width	4.79 m	Bifaciality factor	72 %
Limit profile angle	12.7 °	Rear shading factor	5.0 %
GCR	32.4 %	Rear mismatch loss	10.0 %
Height above ground	1.00 m	Shed transparent fraction	0.0 %

## PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	TSM-DEG21C-20-665Wp Vertex (Original PVsyst database)	Model	SUN2000-100KTL-M1-400Vac (Original PVsyst database)
Unit Nom. Power	665 Wp	Unit Nom. Power	100 kWac
Number of PV modules	6318 units	Number of inverters	40 units
Nominal (STC)	4201 kWp	Total power	4000 kWac
Modules	351 Strings x 18 In series	Operating voltage	200-1000 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Max. power (=>33°C)	110 kWac
Pmpp	3850 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.05
U mpp	625 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	6156 A		
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	4201 kWp	Total power	4000 kWac
Total	6318 modules	Max. power	4400 kWac
Module area	19626 m <sup>2</sup>	Number of inverters	40 units
		Pnom ratio	1.05

## Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses	
Loss Fraction	3.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	1.7 mΩ
		Uc (const)	29.0 W/m <sup>2</sup> K	Loss Fraction	1.5 % at STC
		Uv (wind)	0.0 W/m <sup>2</sup> K/m/s		
<b>LID - Light Induced Degradation</b>		<b>Module Quality Loss</b>		<b>Module mismatch losses</b>	
Loss Fraction	2.0 %	Loss Fraction	-0.4 %	Loss Fraction	2.0 % at MPP
<b>Strings Mismatch loss</b>					
Loss Fraction	0.2 %				

Рисунок 2.12 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата



**PVsyst V7.3.4**

VC0, Simulation date:  
23/05/23 22:47  
with v7.3.4

**Array losses**

**IAM loss factor**

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	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

**System losses**

**Auxiliaries loss**

Proportionnal to Power 1.0 W/kW  
0.0 kW from Power thresh.

**AC wiring losses**

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

Inverter voltage 400 Vac tri  
Loss Fraction 0.85 % at STC  
**Inverter: SUN2000-100KTL-M1-400Vac**  
Wire section (40 Inv.) Alu 40 x 3 x 240 mm<sup>2</sup>  
Average wires length 100 m

**MV line up to Injection**

MV Voltage 35 kV  
Average each inverter  
Wires Alu 3 x 70 mm<sup>2</sup>  
Length 300 m  
Loss Fraction 0.01 % at STC

**AC losses in transformers**

**MV transfo**

Medium voltage 35 kV  
**One transfo parameters**  
Nominal power at STC 1.03 MVA  
Iron Loss (24/24 Connexion) 1.00 kVA  
Iron loss fraction 0.10 % at STC  
Copper loss 10.63 kVA  
Copper loss fraction 1.03 % at STC  
Coils equivalent resistance 3 x 1.60 mΩ

**Operating losses at STC (full system)**

Nb. identical MV transfos 4  
Nominal power at STC 4.12 MVA  
Iron loss (24/24 Connexion) 4.00 kVA  
Copper loss 42.50 kVA

Рисунок 2.13 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата



Project: Zvenyhorodka, Kirovohrads'ka oblast'

Variant: New simulation variant

PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:  
23/05/23 22:47  
with v7.3.4

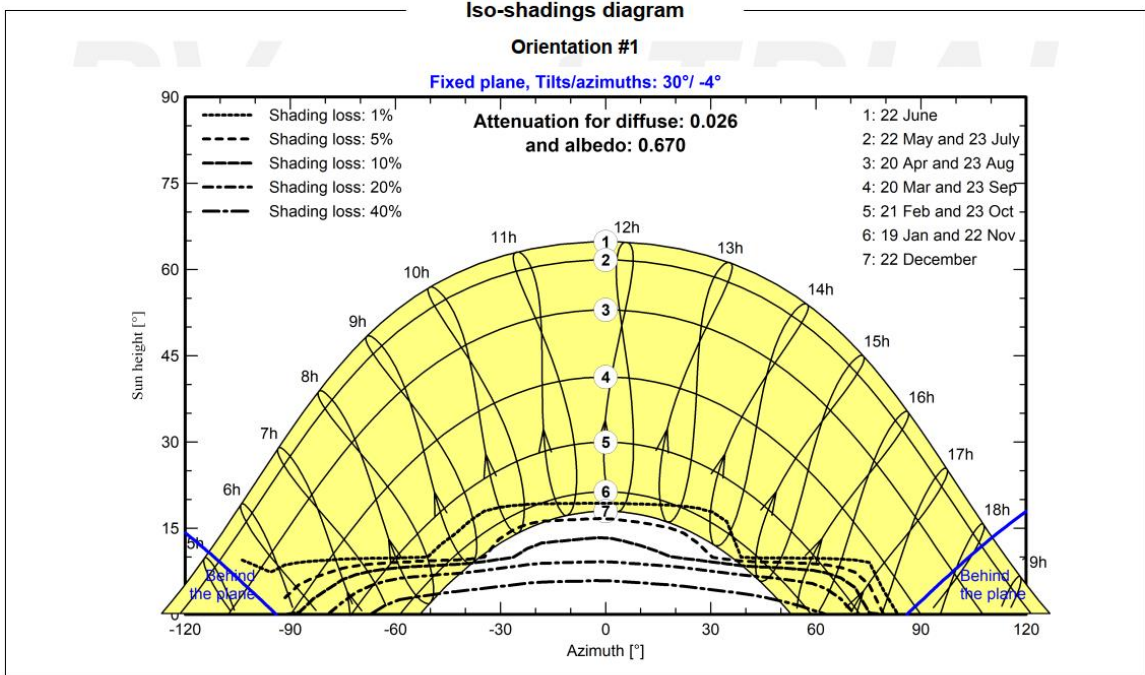
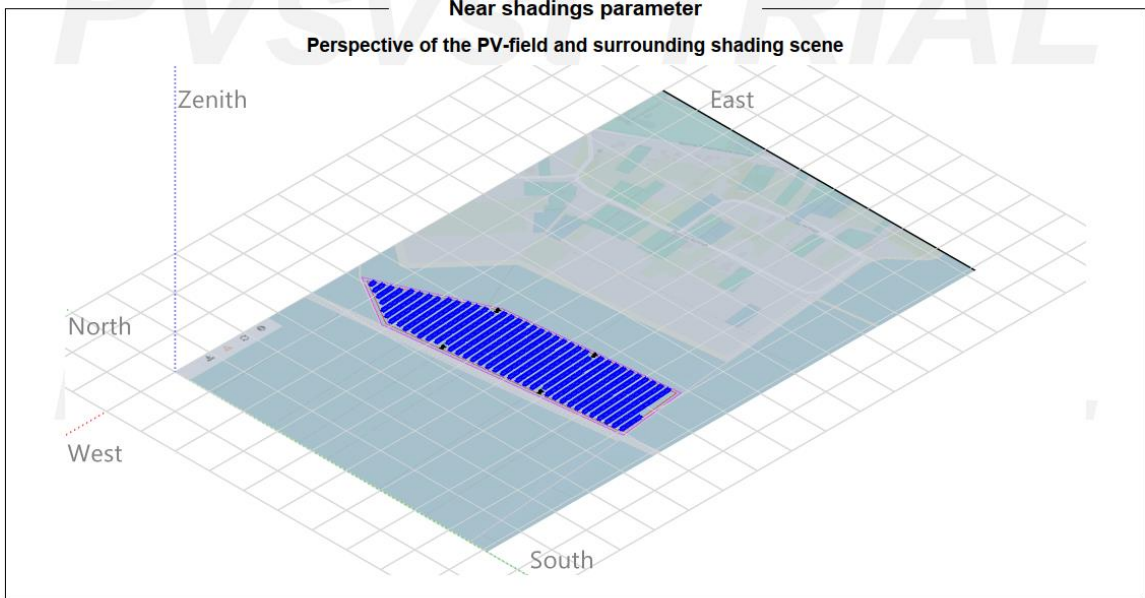


Рисунок 2.14 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата



Project: Zvenyhorodka, Kirovohrads'ka oblast'

Variant: New simulation variant

PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:  
23/05/23 22:47  
with v7.3.4

Main results

System Production

Produced Energy

5584.60 MWh/year

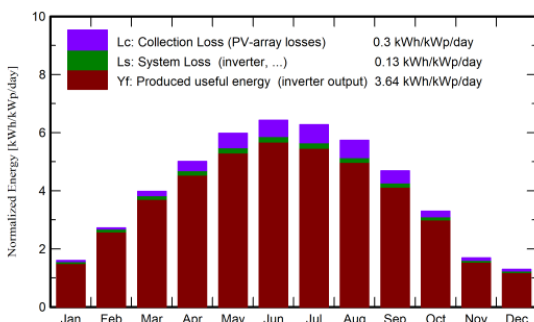
Specific production

1329 kWh/kWp/year

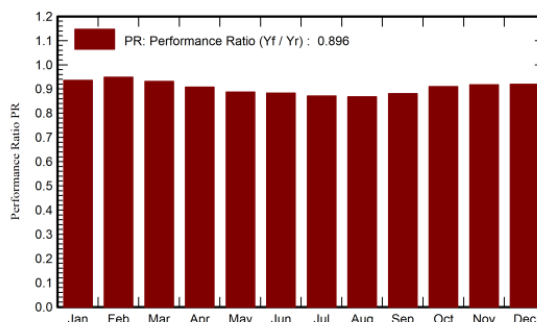
Perf. Ratio PR

89.57 %

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	29.7	18.70	-3.53	49.6	46.1	203.4	195.2	0.936
February	50.8	28.16	-2.87	76.4	71.9	315.7	304.5	0.949
March	93.7	46.79	2.51	123.4	116.3	500.0	482.8	0.931
April	131.5	66.84	10.03	150.2	141.2	592.4	572.7	0.908
May	177.8	76.92	16.77	185.3	174.2	714.5	690.9	0.887
June	193.6	81.88	20.18	192.9	181.4	740.3	716.1	0.883
July	191.1	80.57	22.55	194.6	183.1	736.1	712.2	0.871
August	161.4	71.94	22.04	177.9	167.4	670.3	648.5	0.868
September	113.0	49.37	15.82	140.7	132.5	538.7	520.7	0.881
October	71.9	37.40	9.28	102.1	96.1	404.4	390.6	0.911
November	32.2	20.61	3.78	50.7	47.2	203.5	195.3	0.917
December	23.6	15.66	-0.78	40.1	37.2	162.2	155.0	0.920
Year	1270.3	594.85	9.72	1483.9	1394.7	5781.6	5584.6	0.896

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



**PVsyst V7.3.4**

VC0, Simulation date:  
23/05/23 22:47  
with v7.3.4

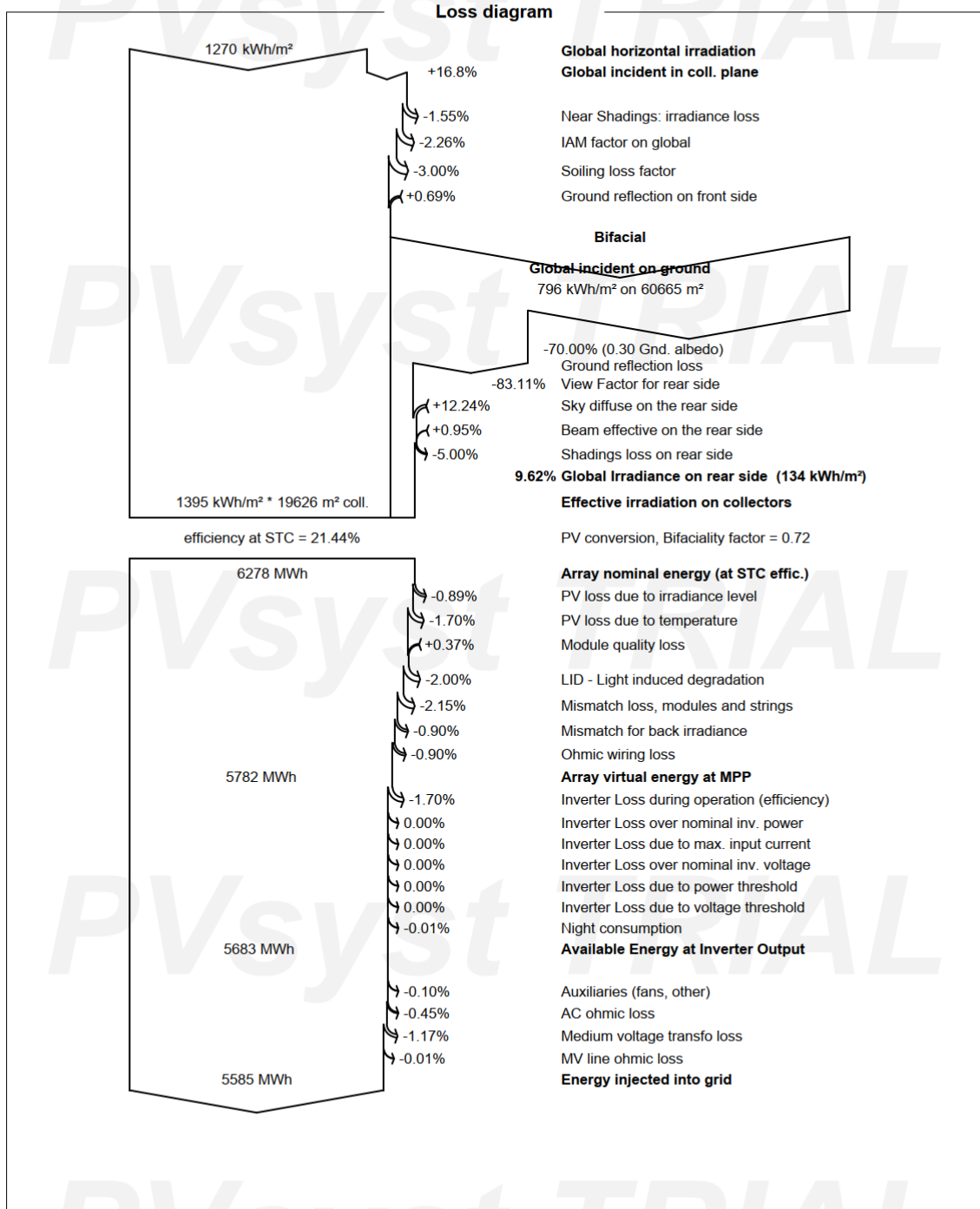


Рисунок 2.16 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата



PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:  
23/05/23 22:47  
with v7.3.4

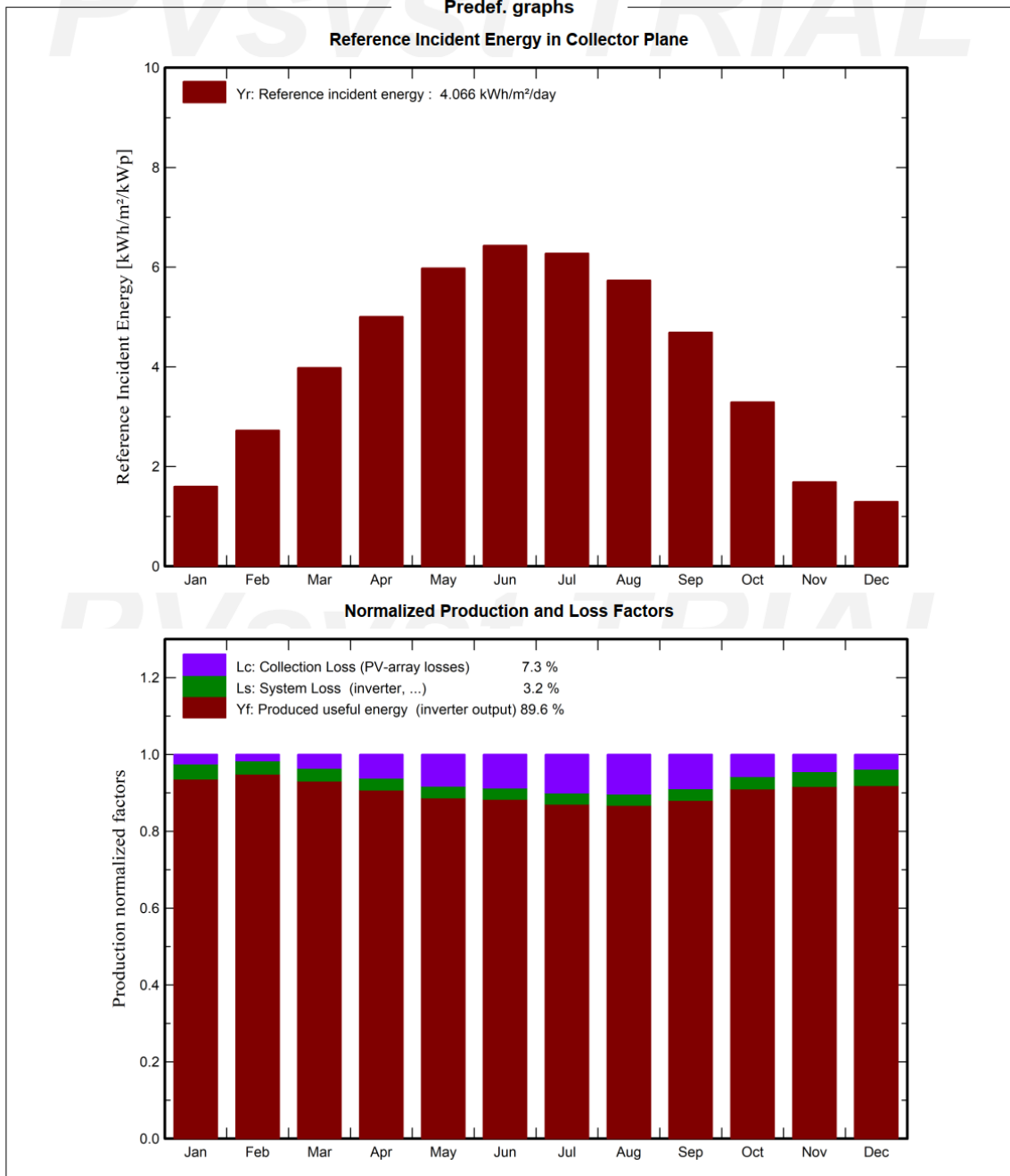


Рисунок 2.17 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата



PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:  
23/05/23 22:47  
with v7.3.4

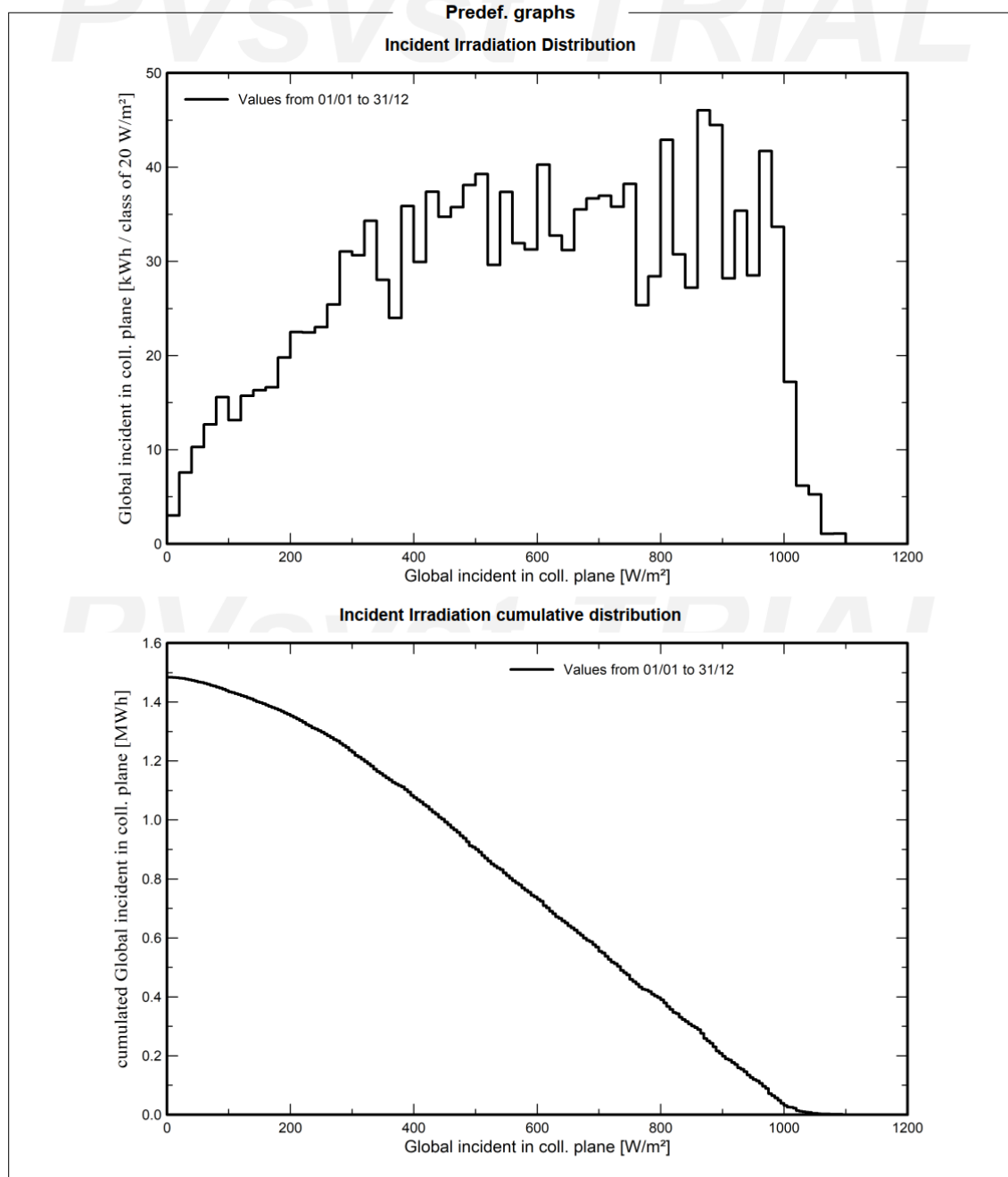


Рисунок 2.18 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата



PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:  
23/05/23 22:47  
with v7.3.4

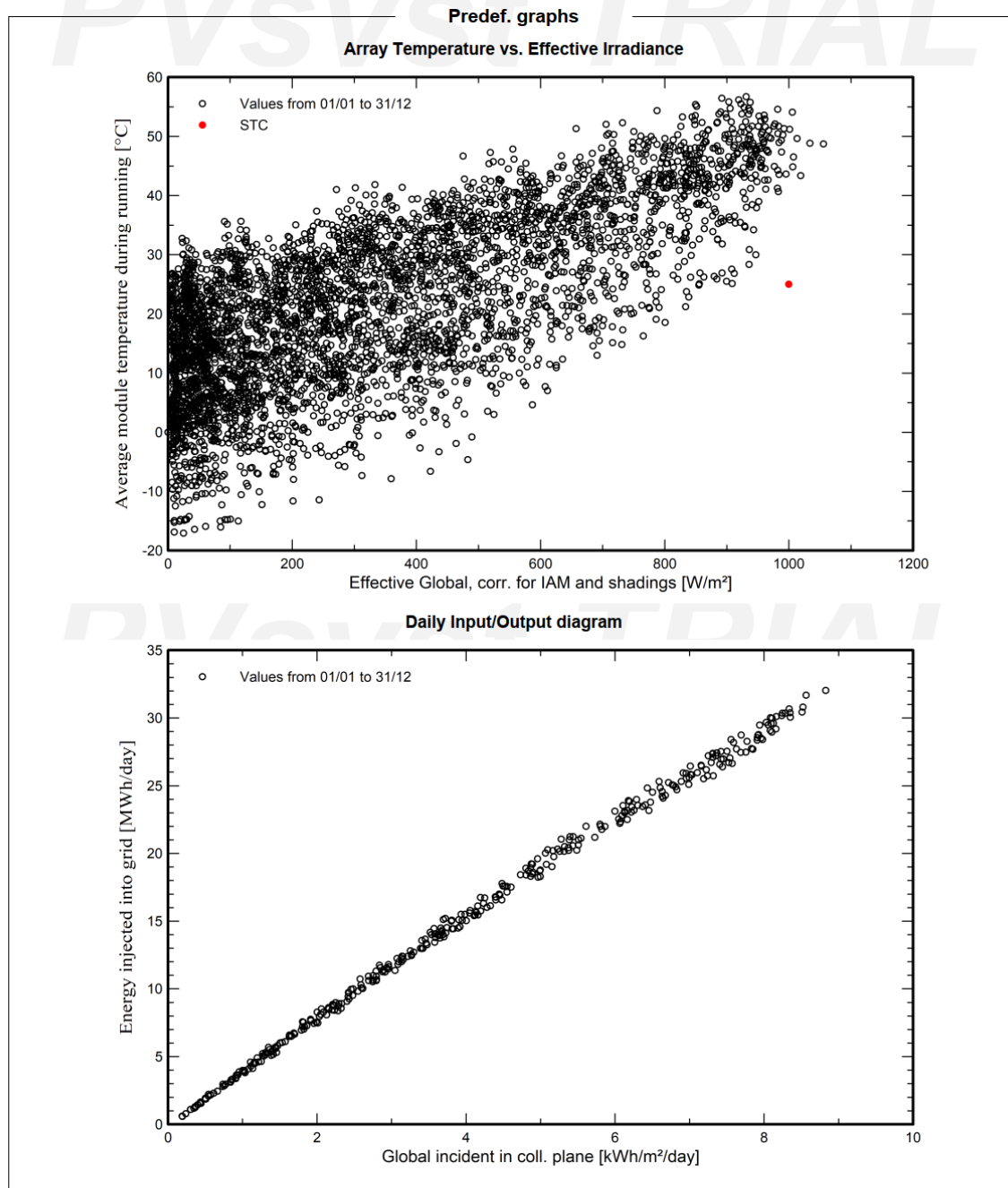


Рисунок 2.19 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата



Project: Zvenyhorodka, Kirovohrads'ka oblast'

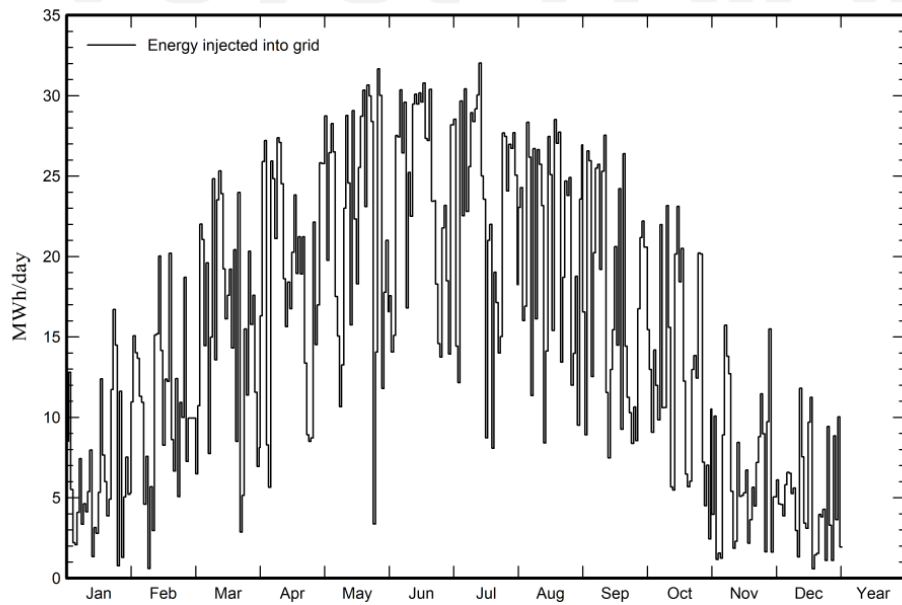
Variant: New simulation variant

PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:  
23/05/23 22:47  
with v7.3.4

Predef. graphs

Daily System Output Energy



Array Power Distribution

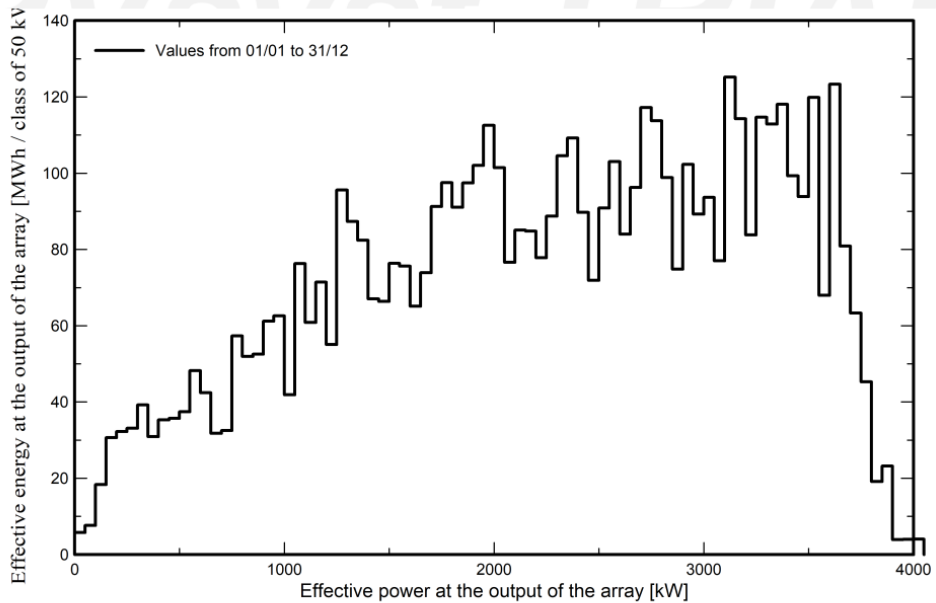


Рисунок 2.20 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата



PVsyst V7.3.4

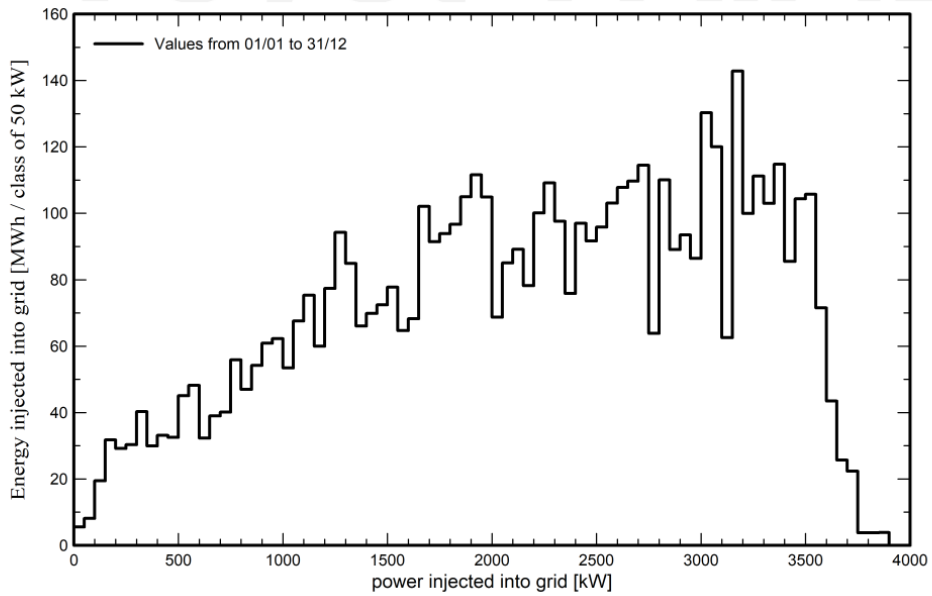
VC0, Simulation date:

23/05/23 22:47

with v7.3.4

Predef. graphs

System Output Power Distribution



System Output Power cumulative distribution

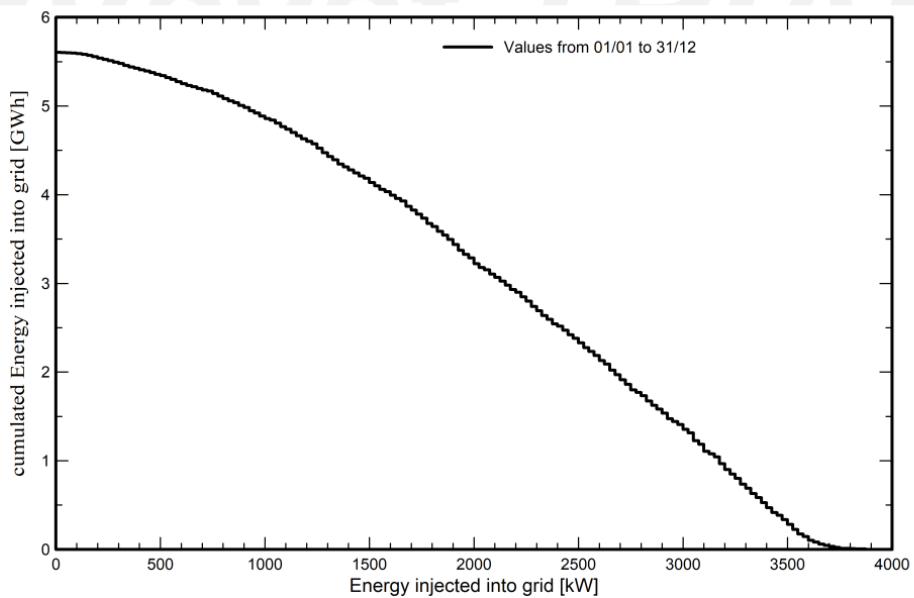


Рисунок 2.21 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата



PVsyst V7.3.4

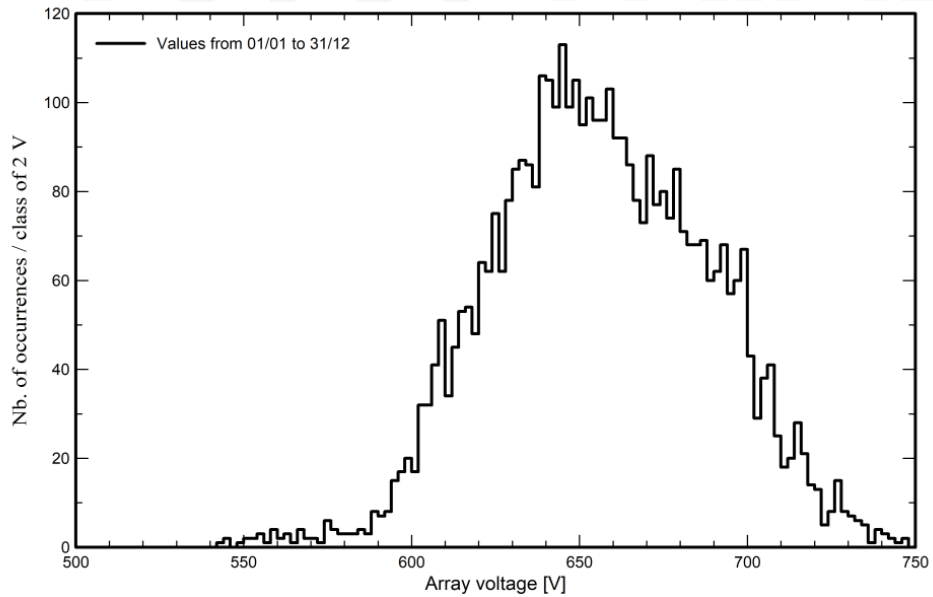
VC0, Simulation date:

23/05/23 22:47

with v7.3.4

Predef. graphs

Array Voltage Distribution



Array Temperature Distribution during running

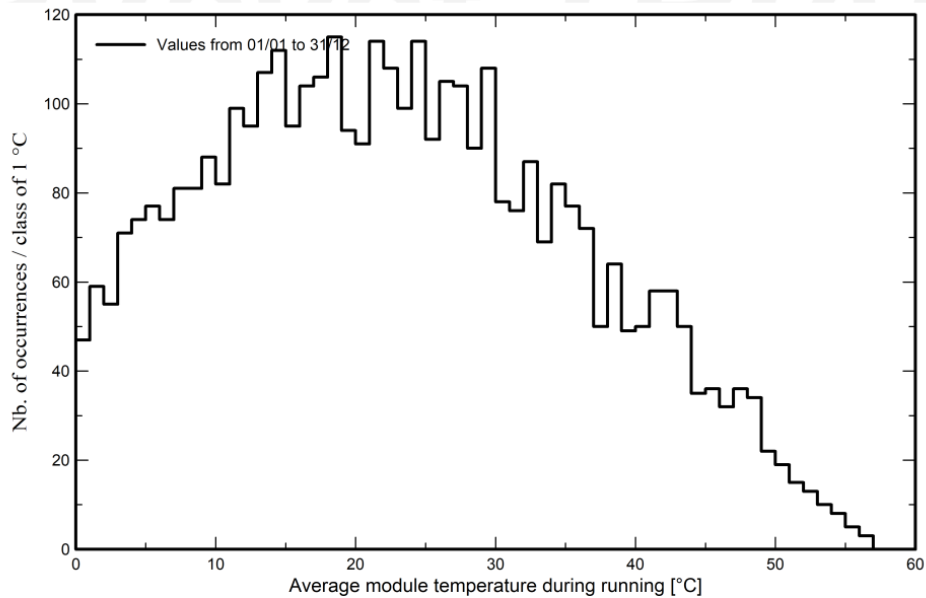


Рисунок 2.22 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата



**PVsyst V7.3.4**

VC0, Simulation date:  
23/05/23 22:47  
with v7.3.4

**P50 - P90 evaluation**

**Meteo data**

Source Meteororm 8.1 (1996-2015), Sat=100%  
Kind Monthly averages  
Synthetic - Multi-year average  
Year-to-year variability(Variance) 8.9 %

**Specified Deviation**

Climate change 0.0 %

**Global variability (meteo + system)**

Variability (Quadratic sum) 9.1 %

**Simulation and parameters uncertainties**

PV module modelling/parameters 1.0 %  
Inverter efficiency uncertainty 0.5 %  
Soiling and mismatch uncertainties 1.0 %  
Degradation uncertainty 1.0 %

**Annual production probability**

Variability 508 MWh  
P50 5585 MWh  
P90 4933 MWh  
P95 4750 MWh

**Probability distribution**

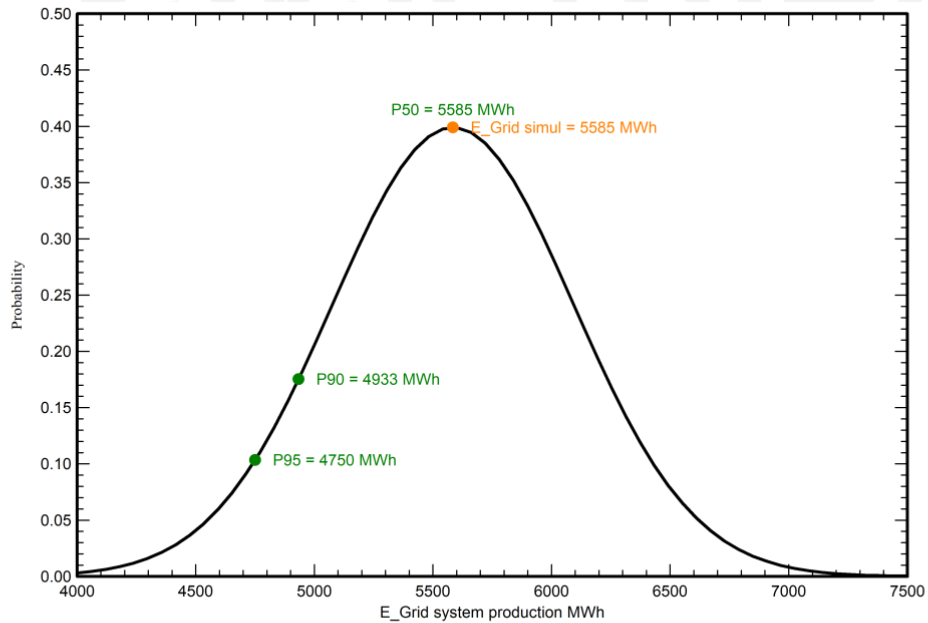


Рисунок 2.23 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

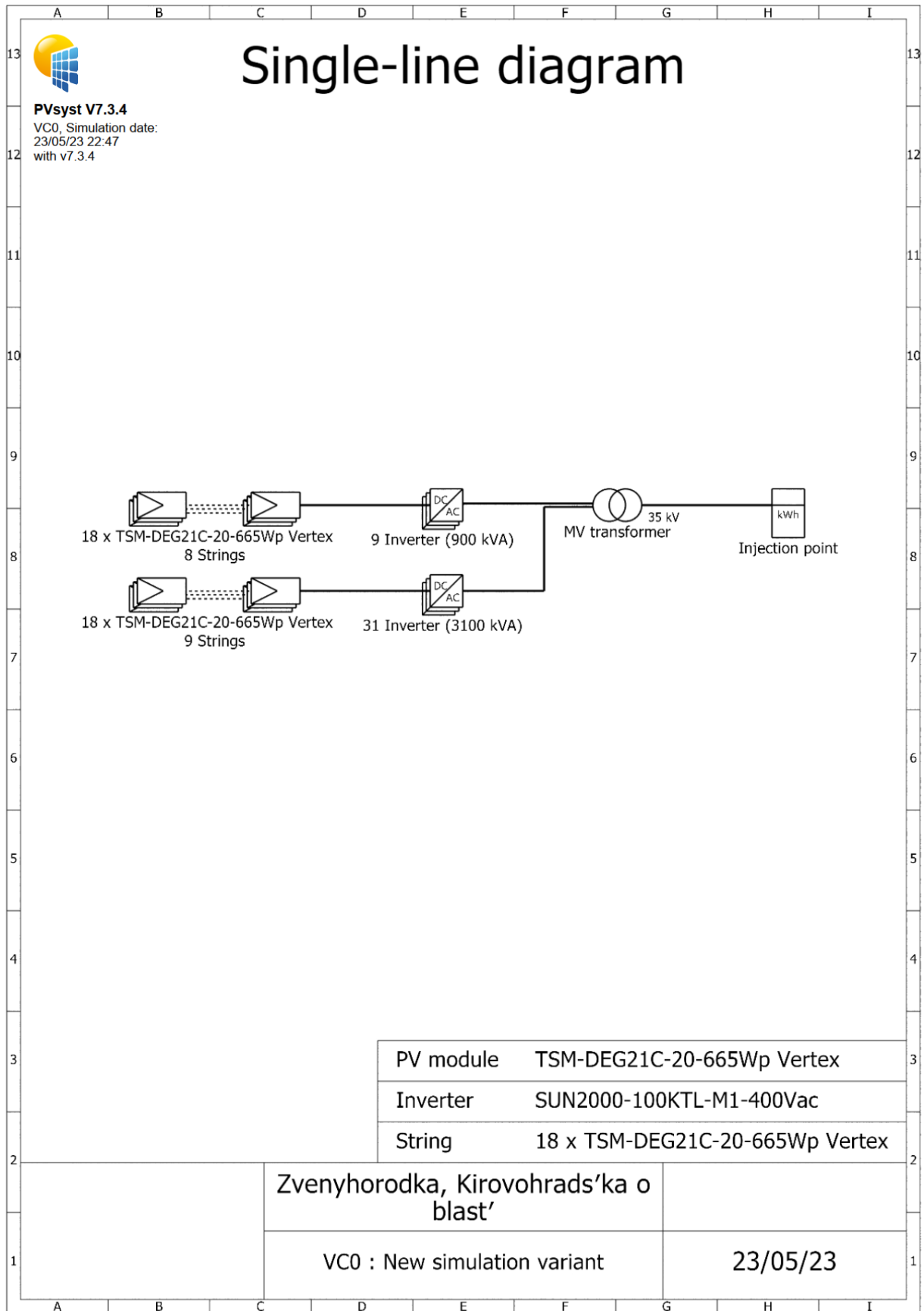


Рисунок 2.24 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

## 3 ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ ТА РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ

### 3.1 Розрахунок кабельної лінії електропересилання

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
5	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:

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

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

$U_g$  – напруга мережі, кВ;

$\cos \phi$  – 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

						Лист
					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	70
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

струм.

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

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
5	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 СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49-2011.

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

Результати розрахунків зведемо в табл. 3.3.

Таблиця 3.3 - 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
5	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.

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

Результати розрахунків зведемо в табл. 3.4.

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ			Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата				71

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

№ КЛ	$I_c, \text{А}$	$k_1$	$k_2$	$k_{3з}$	$k_4$	$k_5$	$I_o, \text{А}$	$I_{cg}, \text{А}$	Виконання умови
5	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.

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

Результати розрахунків зведемо в табл. 3.5.

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

№ КЛ	$I_c, \text{А}$	$k_{3з}$	$k_7$	$I_o, \text{А}$	$I_{cg}, \text{А}$	Виконання умови
5	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  $I^{(3)}_{sc}$  – 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	$I^{(3)}_{sc}$ , кА	Виконання умови
5	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:

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

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;

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		73

$I_{t.sc}$  – 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
5	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;

$U_g$  – напруга мережі, В.

Результати розрахунків зведемо в табл. 3.8.

Таблиця 3.8 - Результати розрахунку падіння напруги в кінці КЛ

№ КЛ	$U_g$ , В	$L$ , км	$r_0$ , Ом/км	$x_0$ , Ом/км	$\Delta U$ , В	$\Delta U$ , %
5	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.

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		76

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
5	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 ( $P=4200$  МВт)
2. Розрахункова напруга на шинах 10 кВ - 10,5 кВ
3. Трансформатор ТМГ-1000/10/0,4 кВ ( $u_k=4,5$  %)
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 шинах проєктованої СЕС прийнято 3хСП-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.

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		78

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:

$$z_{K2} = \sqrt{z_c^2 + (r_l + x_l)^2} \text{ Ом.} \quad (3.25)$$

Опір трансформатора:

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

Сумарний опір до розрахункової точки К3:

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

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		79

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 приведений до сторони 10 кВ:

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

Сумарний струм КЗ в точці К2:

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

- Розрахункова точка К3.

Струм КЗ питомий зі сторони ПС 35/10 кВ «Придорожня» в точці К3 – на

шинах 0,4 кВ СЕС, приведений до сторони 10 кВ:

$$I_{K3PC}^{(3)} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot z_{K3}} \quad (3.31)$$

Сумарний струм КЗ в точці КЗ:

$$I_{K3}^{(3)} = I_{K3PC}^{(3)} + I_{KCEC}^{(3)} \quad (3.32)$$

Результати проведених розрахунків зводимо в табл.3.11 та 3.12.

Таблиця 3.11 - Результати розрахунків трифазних струмів КЗ в максимальному режимі

$I_{K1}^{(3)}$ , кА	$I_{K2PC}^{(3)}$ , кА	$I_{KCEC}^{(3)}$ , кА	$I_{K2}^{(3)}$ , кА	$I_{K3PC}^{(3)}$ , кА	$I_{K3}^{(3)}$ , кА
1,83	1,601	0,192	1,793	0,583	0,775

Таблиця 3.12 - Результати розрахунків двофазних струмів КЗ в максимальному режимі

$I_{K1}^{(2)}$ , кА	$I_{K2PC}^{(2)}$ , кА	$I_{KCEC}^{(2)}$ , кА	$I_{K2}^{(3)}$ , кА	$I_{K3PC}^{(2)}$ , кА	$I_{K3}^{(2)}$ , 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  $I_{дон} = 46,19$  А
2. Струми короткого замикання

### I 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.

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

										Лист
										81
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ					

Номинальний струм трансформатору:

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

Струм спрацювання захисту:

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

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

Таблиця 3.13 - Результати розрахунків відстроювання від струму намагнічення трансформатору

$I_{ном}, А$	$I_{сз min}, А$	$I_{сз max}, А$	$I_{сз}, А$ 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:

$$I_y = \frac{k_{сх} \cdot I_{с.з.}}{k_{ТА}} \quad (3.36)$$

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

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		82

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(3)}}{I_{\text{с.з.}}} \quad (3.37)$$

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

$I_{\text{сз}}, \text{A}$	$I_{\text{у}}, \text{A}$	$k_{\text{ч}}$
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 спрацювання першого ступеню захисту ВС для забезпечення швидкого відключення приймаємо рівній мінімально можливому значенню – менше 0,1 с.

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

Струм спрацювання захисту:

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

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

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

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

Струм уставки:

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

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

$$k_{\chi} = \frac{I_{K2}^{(3)}}{I_{c.з.}} \quad (3.40)$$

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	$k_{\chi}$
76,4	7,64	80	9,8

Умова забезпечення чутливості захисту виконується.

Витримку часу спрацьовування 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:

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

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

$C_\phi$  – ємність фази мережі, мкФ;

$U_\phi$  – фазна напруга мережі, В.

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

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

Результати розрахунку ємнісних струмів наведено в табл. 3.17.

Таблиця 3.17 - Результати розрахунків ємнісних струмів

$C_{\phi_{KL}}$ , мкФ	$\omega$ , $c^{-1}$	$U_\phi$ , 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 електророзподільній 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 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.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		86

## 4. ГІДРОЛІЗНІ УСТАНОВКИ ЗЕЛЕНОГО ВОДНЮ ДЛЯ ЗБЕРІГАННЯ ЕНЕРГІЇ

### 4.1 Загальні відомості про процес електролізу води

У міру того, як все більше країн впроваджують стратегії глибокої декарбонізації, водень відіграватиме вирішальну роль. Це особливо актуально там, де пряма електрифікація є складною, і в таких галузях, як металургія, хімічна промисловість, транспорт на великі відстані, судноплавство та авіація. У цьому контексті водень має бути з низьким вмістом вуглецю з самого початку та остаточно екологічним (виробляється шляхом електролізу води з використанням відновлюваної електроенергії).

Вартість виробництва «зеленого» водню є більшою за виробництво водню із викопного палива, так званий «синій» водень. І головним чином вартість «зеленого» водню залежить від відновлювальних джерел енергії і гідролізних установок.

Електролізери води — це електрохімічні пристрої, які використовуються для розщеплення молекул води на водень і кисень шляхом проходження електричного струму. Їх можна розділити на три рівні:

Комірка є ядром електролізера, і в ній відбувається електрохімічний процес. Він складається з двох електродів (анода та катода), занурених у рідкий електроліт або прилеглих до мембрани з твердого електроліту, двох пористих транспортних шарів (які полегшують транспортування реагентів і видалення продуктів) і біполярних пластин, які забезпечують механічну підтримку та розподіл потоку.

Електролізерна батарея включає кілька комірок, з'єднаних послідовно, прокладки (ізоляційний матеріал між двома протилежними електродами), ущільнювачі, каркасу колектора (механічна опора) і торцеві пластини (для запобігання витокам і збору рідин).

Наступні рівні системи, включають обладнання для охолодження, обробки водню (наприклад, для очищення та стиснення), перетворення вхідної

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		87

електроенергії (наприклад, трансформатор і випрямляч), очищення води (наприклад, деіонізація) та вихід газу (наприклад, кисню).

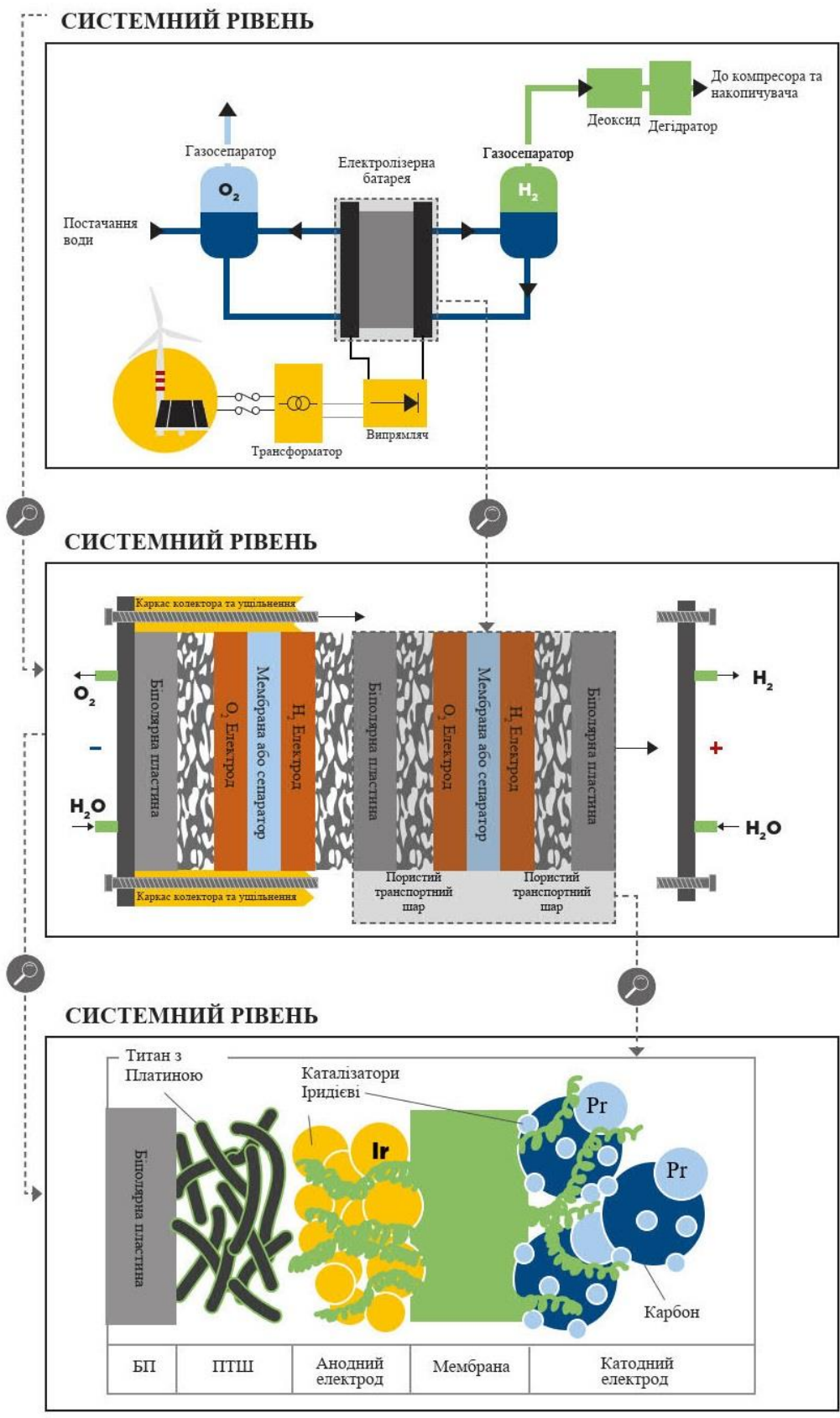


Рисунок 4.1 - Основні компоненти електролізерів води на різних рівнях

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

Очищена вода подається в систему за допомогою циркуляційних насосів, або також самопливом. Потім вода досягає електродів, протікаючи через біполярні пластини та через пористі транспортні шари. На електроді вода розщеплюється на кисень і водень, іони (зазвичай  $H^+$  або  $OH^-$ ) проходять через рідкий або твердий мембранний електроліт. Мембрана або діафрагма між обома електродами також відповідає за утримання вироблених газів (водню та кисню) розділено та запобігає їх змішуванню.

Електроліз води простий процес, але він дозволяє створювати різні технологічні варіації, засновані на різних фізико-хімічних і електрохімічних аспектах. Електролізери зазвичай поділяються на чотири основні технології. Вони розрізняються на основі електроліту та робочої температури, що, у свою чергу, буде керувати вибором різних матеріалів і компонентів.

## 4.2 Електролізні установки

Принципи всіх комерційно доступних типів електролізних комірок показано на рисунку 4.2. Існує багато варіацій у кожній технології, причому найбільш радикальні відмінності пов'язані з конструкцією комірки, варіаціями всередині компонентів і ступенем зрілості технології.

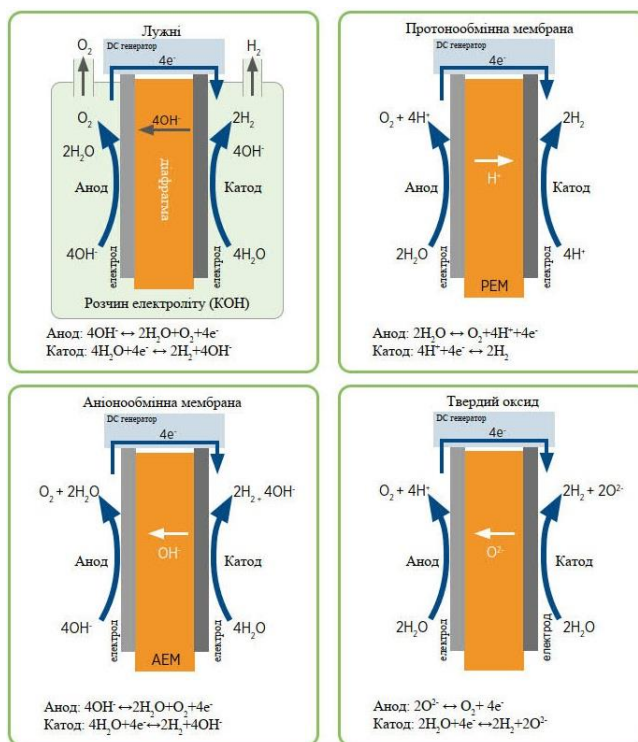


Рисунок 4.2 - Різні типи комерційно доступних технологій електролізу

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

Існує чотири типи електролізерів: лужні та полімерні електролітичні мембрани (РЕМ), аніонообмінні мембрани (АЕМ) і твердий оксид.

Тверді оксидні та аніонообмінні мембрани (АЕМ) мають високий потенціал, але є набагато менш досконалими технологіями, лише кілька компаній і виробників оригінального обладнання (ОЕМs) беруть участь у їх виробництві та комерціалізації. Вони переважно розташовані в Європі.

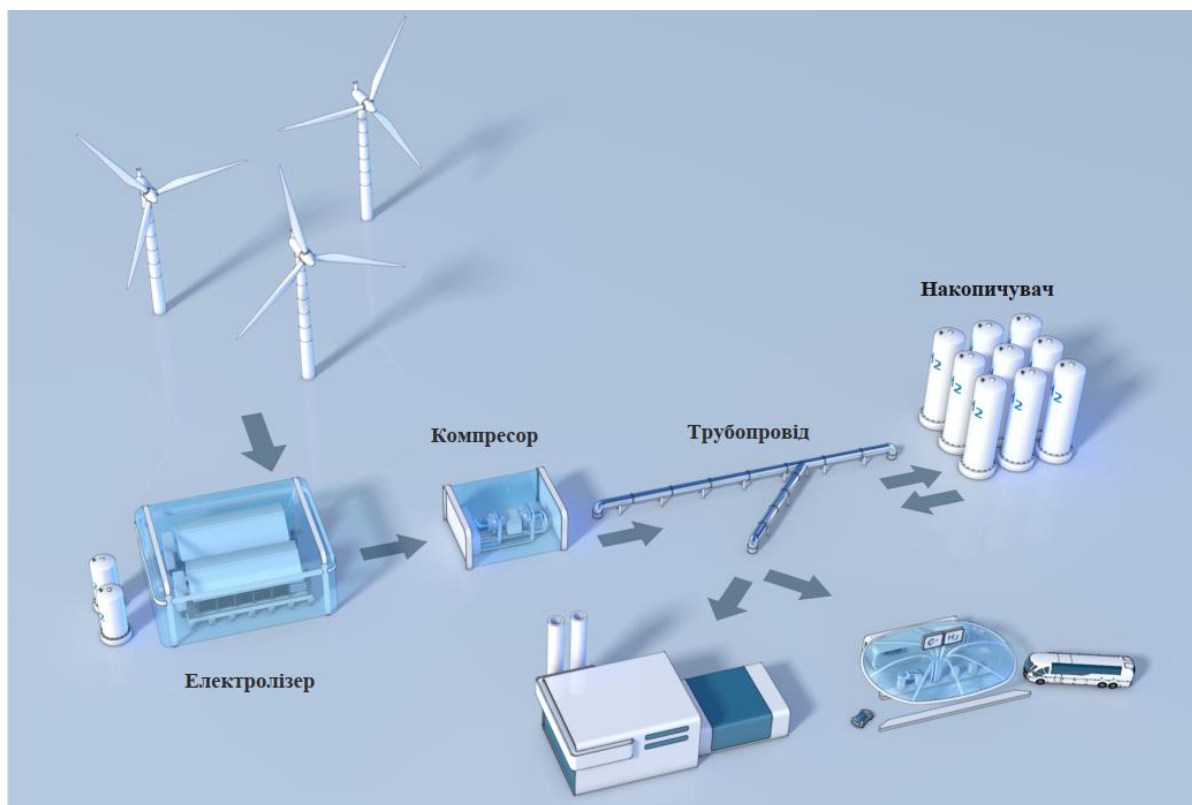


Рисунок 4.3 – Концепція виробництва зеленого водню

Промислове виробництво зеленого водню відбувається за допомогою електролізу води з використанням виключно регенеративної енергії (рисунок 4.3). У великомасштабному виробництві звичайна демінералізована вода розщеплюється електричним струмом на кисень і водень в електролізері. При використанні опрісненої морської води для електролізу потрібно додатково приблизно 5 МВт·год енергії на тону водню. Для виробництва 1 т водню потрібно близько 55 МВт·год електроенергії.

Комерційно доступні системи електролізу води для промислового використання сьогодні зазвичай використовують лужний електроліз з

електролітом гідроксиду калію або електроліз «протонообмінної мембрани» (PEM) з протонопроникною полімерною мембраною.

Електроліз лужної води – це технологія, яка була запроваджена на ринку протягом багатьох років і не вимагає використання дорогоцінних металів. З іншого боку, відносно новий електроліз PEM забезпечує значно вищу щільність потужності та надзвичайно високу універсальність потужності. Тому він також підходить для стабілізації мережі та для коливання електроенергії вітроенергетичні та фотоелектричні системи. Оскільки в останні роки ця технологія була вперше масштабована до діапазону мегават, все ще можна очікувати значного зниження витрат для великомасштабних застосувань.

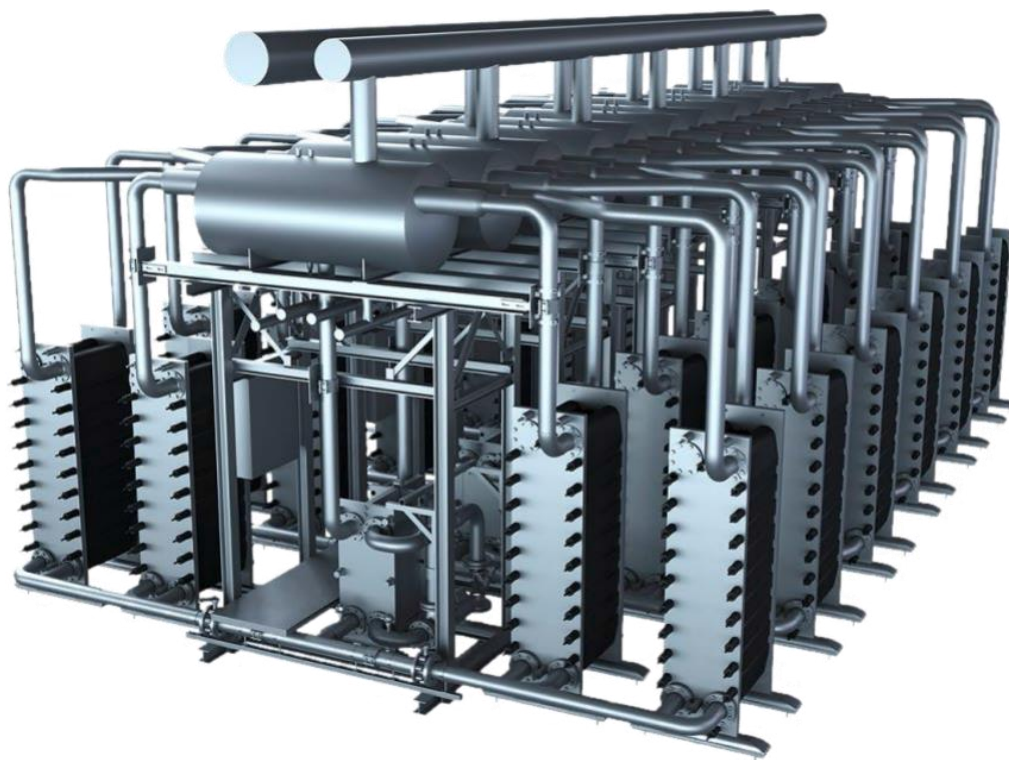


Рисунок 4.4 - Сучасний електролізер PEM для великомасштабних застосувань Siemens Energy Silyzer 300

На рисунку 4.4 показаний приклад сучасного електролізера PEM для великомасштабних застосувань із споживаною потужністю 17,5 МВт і виробництвом приблизно 335 кг водню на годину. ККД системи (в залежності від режиму роботи) становить бл. 75,5 %. Кисень і низькотемпературне тепло утворюються як побічні продукти, які також можна використовувати через підключені програми.

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

### 4.3 Потенціал водневої галузі

Переведення існуючої газової інфраструктури на водневу має потенціал для досягнення прориву для водневої промисловості.

Використовуючи наявні потужності для зберігання та транспортування, водень, як головний стовп енергетичного переходу, може надійно забезпечити безпеку постачання під час переходу на відновлювані джерела енергії. Таким чином, енергетичний перехід – і, зокрема, секторна інтеграція – може сприяти відносно швидко та недорого разом із розширенням енергетичних мереж.

У той же час, міжміські газові мережі відкривають перспективу європейського та глобального ринку водню – і, отже, можливість розглянути розширення відновлюваної енергії в глобальному масштабі: об'єднання генеруючих потужностей у країнах, які багаті на відновлювані джерела енергії. з ринками та клієнтами в різних регіонах світу, надійно та на конкурентних умовах.

Технічні проблеми водневої технології в основному можна вирішити вже сьогодні. Очікуваний прогрес і використання цифрових рішень призведуть до постійного вдосконалення загальної системи. Використання та взаємодія газових та електричних мереж можна дедалі ефективніше контролювати, щоб компенсувати розбіжності між виробництвом відновлюваної енергії та індивідуальними потребами в національних і міжнародних операціях. Політика, промисловість та енергетика широко віддані водню як одному з центральних джерел енергії для енергетичного переходу.

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		92

## 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 Синельникове - Іларіонове.

					02.15.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		93

## 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.ЕС20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		94

9. Green hydrogen cost reduction: Scaling up electrolysers to meet the 1.5C Climate goal.

[https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA\\_Green\\_hydrogen\\_cost\\_2020.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf)

10. A One-GigaWatt Green-Hydrogen Plant

<https://ispt.eu/media/Public-report-gigawatt-advanced-green-electrolyser-design.pdf>

					02.15.EC20120.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		95