

**Міністерство освіти і науки України**  
**Український державний університет науки і технологій**

**Управління енергетичними та економічними процесами**

(назва факультету)

**Інтелектуальні системи енергопостачання**

(повна назва кафедри)

**Пояснювальна записка**

до кваліфікаційної роботи

**бакалавра**

(ступінь вищої освіти)

на тему: Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями Б-В 110 кВ. Побутові накопичувачі електричної енергії.

за освітньою програмою Електротехнічні системи електроспоживання

зі спеціальності: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва спеціальності)

Виконав: студент групи: ЕС2111



(підпис студента)

/

Олексій ТОМС

/

(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Керівник:



(підпис)

/

зав. каф. Дмитро БОСИЙ

/

(посада, Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Нормоконтролер:



(підпис)

/

доцент Ірина ПОТАПЧУК

/

(посада, Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

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

Студент



(підпис)

**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 B-C 110 kV

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: EC2111

/ Oleksii Toms /  
(name, surname)

Scientific Supervisor:

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

Normative controller:

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

**Міністерство освіти і науки України**  
**Український державний університет науки і технологій**

Факультет: Управління енергетичними та економічними процесами  
Кафедра: Інтелектуальні системи енергопостачання  
Рівень вищої освіти: Перший (бакалаврський)  
Освітня програма: Електротехнічні системи електроспоживання  
Спеціальність: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
(шифр та назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ICE

Дмитро БОСИЙ

(підпис)

(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Дата \_\_\_\_\_

**З А В Д А Н Н Я**

на кваліфікаційну роботу

бакалавра

(ступінь вищої освіти)

студенту

Томсу Олексію Миколайовичу

(Прізвище, Ім'я По батькові)

1. Тема роботи: Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями Б-В 110 кВ. Побутові накопичувачі електричної енергії.

Керівник роботи: Босий Дмитро Олексійович, д.т.н., доцент

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

затверджені наказом від

14.11.2024 р.

№ 4

2. Строк подання студентом роботи: 16.06.2025

3. Вихідні дані до роботи:

вихідні дані до кваліфікаційної роботи відповідно до варіанту, дані відкритих джерел інформації

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

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

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

Електромережі та релейний захист: розрахунок кабельної лінії

електропересилання, вибір параметрів релейного захисту кабельної лінії.

Індивідуальне завдання: побутові накопичувачі електричної енергії.

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

струми поїздів на ділянці, графіки руху поїздів, монтажні криві для контактної підвіски, однолінійна розрахункова схема тягових підстанцій, схеми заміщення розрахунку струмів к.з., звіт проекту сонячної електростанції з програми PVsyst.

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Тягове електропостачання	02.05.2025	
2	Електричні станції та підстанції	31.05.2025	
3	Електромережі та релейний захист	06.06.2025	
4	Індивідуальне завдання	10.06.2025	
5	Подання кваліфікаційної роботи до кафедри	16.06.2025	
6	Захист кваліфікаційної роботи на засіданні Екзаменаційної комісії	24.06.2025	

Студент

\_\_\_\_\_ (підпис)

Олексій ТОМС

\_\_\_\_\_ (Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Керівник роботи

\_\_\_\_\_ (підпис)

Дмитро БОСИЙ

\_\_\_\_\_ (Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

## ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
1. ТЯГОВЕ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....	8
1.1. Струмозподіл у тяговій мережі.....	10
1.1.1. Навантаження тягових підстанцій.....	8
1.1.2. Струми фаз трансформатора підстанції змінного струму.....	13
1.2. Переріз контактної мережі.....	15
1.2.1. Визначення питомих річних втрат електроенергії.....	16
1.2.2. Перевірка контактної підвіски за нагрівом.....	19
1.3. Механічний розрахунок анкерної ділянки.....	20
2. ЕЛЕКТРИЧНІ ПІДСТАНЦІЇ ТА СТАНЦІЇ.....	26
2.1. Вибір числа, типу та потужності трансформаторів.....	26
2.2. Розрахунок струмів короткого замикання.....	29
2.3. Розрахунок максимальних робочих струмів приєднань.....	38
2.4. Вибір електричних апаратів вище 1000 В.....	39
2.5. Проектування сонячної електростанції.....	42
3. ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ ТА РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ.....	57
3.1. Розрахунок кабельної лінії електропересилання.....	57
3.2. Вибір уставок релейного захисту СЕС.....	64
4. ІНДИВІДУАЛЬНЕ ЗАВДАННЯ.....	72
4.1. Вступ.....	72
4.2. Типи накопичувачів.....	73
4.3. Розвиток накопичувачів.....	77
4.4. Висновок.....	81
ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ.....	82
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	83

					02.19ЕС2111.КРБ.2025-ПЗ			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
Розробив.		Томс			Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями Б-В 110 кВ. Побутові накопичувачі електричної енергії.	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Акрушіє</i>
Консультант						5	84	
Керівник		Босий				МОНУ, УДУНТ, ІСЕ, ЕС2111		
Н. Контр.		Потапчук						
Зав. каф.		Босий						

## РЕФЕРАТ

Бакалаврська робота: 84 сторінки, 4 частини, 34 рисунків, 26 таблиць, 9 використаних джерел.

Об'єкт дослідження – система електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями Б-В 110 кВ.

Мета роботи – розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями Б-В 110 кВ.

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

Одержані результати. 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.

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 проєктних розрахунків для ділянки електрифікованої залізниці змінного струму.

					02.19ЕС2111.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

# 1. ТЯГОВЕ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

## 1.1. Струморозподіл у тяговій мережі

Струми поїздів на ділянці та графіки руху поїздів представлені на рисунках 1.1 та 1.2:

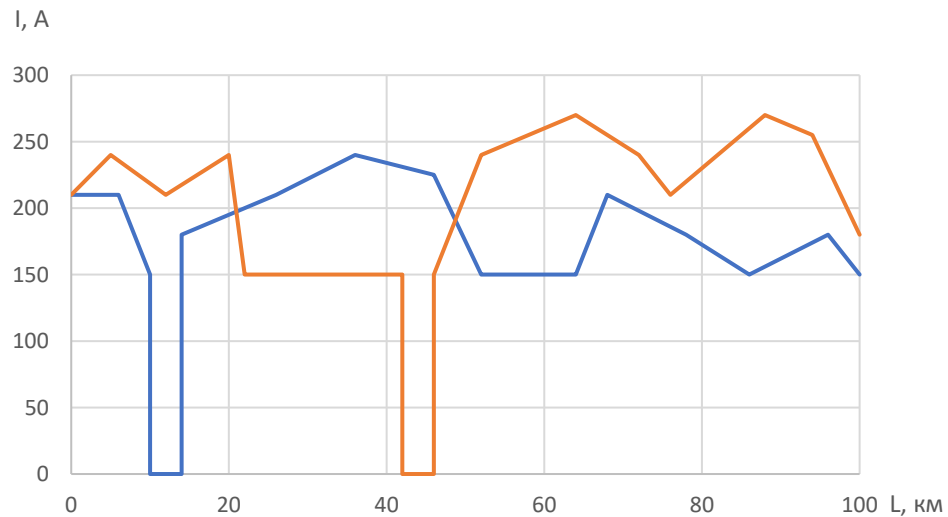


Рисунок 1.1 – Струми поїздів на ділянці

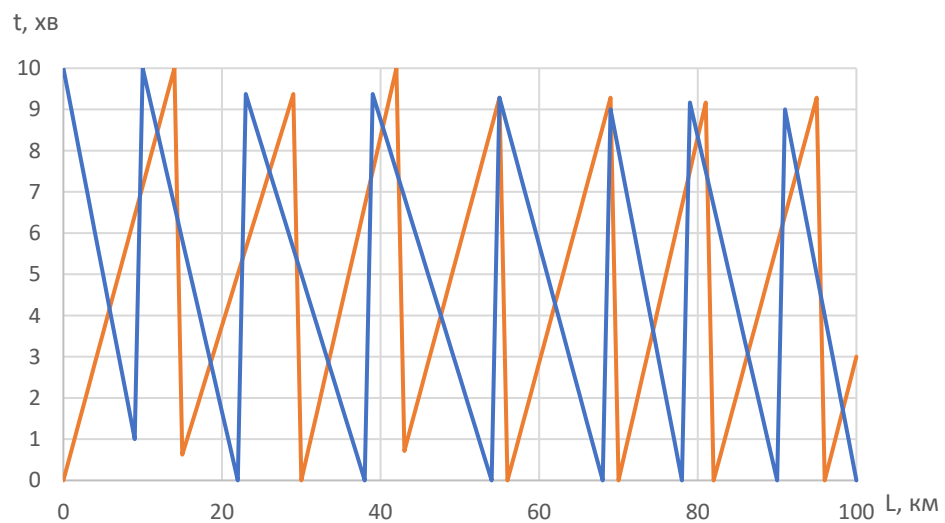


Рисунок 1.2 – Графіки руху поїздів

### 1.1.1. Навантаження тягових підстанцій

Визначаємо середній струм фідера за час руху поїзда розрахунковою МПЗ:

$$I_1 = 178,4 \text{ А}, \quad I_2 = 198,9 \text{ А}, \quad I_3 = 68,6 \text{ А}, \quad I_4 = 105,0 \text{ А}.$$

Ефективний струм фідера за час руху розрахункового поїзда по МПЗ:

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

					02.19ЕС2111.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		8

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.

У свою чергу,

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

де  $J$  - мінімальний міжпоїзний інтервал, хв;

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

$N_0$  – максимальна пропускна спроможність ділянки, пар;

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

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

Підставляємо у формули (1.2) та (1.3) значення та отримуємо:

$$n_{0_1} = \frac{31,4}{10} = 3,14 \text{ пар};$$

$$n_{0_2} = \frac{30,0}{10} = 3 \text{ пар};$$

$$n_{0_3} = \frac{33,8}{10} = 3,38 \text{ пар};$$

$$n_{0_4} = \frac{31,3}{10} = 3,13 \text{ пар};$$

$$N_0 = \frac{1440}{10} = 144 \text{ пар}.$$

					02.19ЕС2111.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Ефективний струм фідера підстанції визначається в залежності від схеми живлення:

1) для консольного живлення

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

2) для двостороннього живлення

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

Підставляємо значення у формули (1.1), (1.4) та (1.5) та отримуємо струми різних режимів:

Режим середнього руху поїздів:

$$I_{\phi 1} = \frac{3,14 \cdot 95 \cdot 178,4}{144} = 369,6 \text{ А};$$

$$I_{\phi 2} = \frac{3 \cdot 95 \cdot 198,9}{144} = 393,7 \text{ А};$$

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

$$I_{\phi 4} = \frac{3,13 \cdot 95 \cdot 105,0}{144} = 216,8 \text{ А};$$

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

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

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

$$I_{\text{еф}4} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,13 \cdot 95}{3 \cdot 144} \cdot 115,2^2 + \frac{3,13 \cdot \left( 3,13 - \frac{4}{3} \right) \cdot 95^2}{144^2} \cdot 105^2} = 252,04 \text{ А}.$$

Режим згущення поїздів:

					02.19ЕС2111.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		10

$$I_{\phi 1} = \frac{3,14 \cdot 130 \cdot 178,4}{144} = 505,7 \text{ A};$$

$$I_{\phi 2} = \frac{3,14 \cdot 130 \cdot 198,9}{144} = 563,8 \text{ A};$$

$$I_{\phi 3} = \frac{3,14 \cdot 130 \cdot 68,6}{144} = 194,5 \text{ A};$$

$$I_{\phi 4} = \frac{3,14 \cdot 130 \cdot 105}{144} = 297,7 \text{ A};$$

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

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

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

$$I_{e\phi 4} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,13 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 115,2^2 + \frac{3,13 \cdot \left(3,13 - \frac{4}{3}\right) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 105^2} = 317,1 \text{ A}.$$

Режим максимальних розмірів руху:

$$I_{\phi 1} = \frac{3,14 \cdot 144 \cdot 178,4}{144} = 560,2 \text{ A};$$

$$I_{\phi 2} = \frac{3,14 \cdot 144 \cdot 198,9}{144} = 624,6 \text{ A};$$

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

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

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

					02.19EC2111.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		11

$$I_{\text{еф2}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 223,1^2 + \frac{3 \cdot \left(3 - \frac{4}{3}\right) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 198,9^2} = 630 \text{ А};$$

$$I_{\text{еф3}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,38 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 78,8^2 + \frac{3,38 \cdot \left(3,38 - \frac{4}{3}\right) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 68,6^2} = 246,1 \text{ А};$$

$$I_{\text{еф4}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,13 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 115,2^2 + \frac{3,13 \cdot \left(3,13 - \frac{4}{3}\right) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 105^2} = 342,6 \text{ А}.$$

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

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

Підставляючи значення у формули (1.6) та (1.7) отримаємо струми різних режимів:

Режим середніх розмірів руху поїздів:

$$I_{\text{лів}} = 369,6 + 393,7 = 763,2 \text{ А};$$

$$I_{\text{пр}} = 152,97 + 216,8 = 369,8 \text{ А};$$

$$I_{\text{елів}} = \sqrt{763,2^2 + (442,4^2 + 466,3^2) - (369,6^2 + 393,7^2)} = 839,1 \text{ А};$$

$$I_{\text{епр}} = \sqrt{369,8^2 + (180,6^2 + 252,04^2) - (152,97^2 + 216,8^2)} = 403,1 \text{ А}.$$

Режим згущення поїздів:

$$I_{\text{лів}} = 505,7 + 563,8 = 1069,5 \text{ А};$$

$$I_{\text{пр}} = 194,5 + 297,6 = 492,1 \text{ А};$$

$$I_{\text{елів}} = \sqrt{1069,5^2 + (554,4^2 + 583,9^2) - (505,7^2 + 563,8^2)} = 1103,9 \text{ А};$$

$$I_{\text{епр}} = \sqrt{492,1^2 + (227,6^2 + 317,1^2) - (194,5^2 + 297,6^2)} = 517,8 \text{ А}.$$

					02.19EC2111.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		12

Режим максимальних розмірів руху:

$$I_{\text{лів}} = 560,2 + 624,5 = 1184,7 \text{ А};$$

$$I_{\text{пр}} = 215,4 + 329,7 = 545,1 \text{ А};$$

$$I_{\text{елів}} = \sqrt{1184,7^2 + (598,4^2 + 630^2) - (560,2^2 + 624,5^2)} = 1206,1 \text{ А};$$

$$I_{\text{епр}} = \sqrt{545,1^2 + (246,1^2 + 342,6^2) - (215,4^2 + 329,7^2)} = 565,7 \text{ А}.$$

### 1.1.2. Струми фаз трансформатора підстанції змінного струму

Середній струм фази трансформатора розраховується за формулами:

– для фаз *a* і *c*

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

– для фази *b*

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

Ефективні струми фаз трансформатора розраховуються за формулами:

– для фаз *a* і *c*

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

– для фази *b*

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

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

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

Підставляючи значення у формули (1.8), (1.9), (1.10) та (1.11) отримаємо струми для різних режимів:

Режим середніх розмірів руху поїздів:

$$I_a = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 763,2^2 + 369,8^2 + 2 \cdot 763,2 \cdot 369,8} = 580,3 \text{ А};$$

					02.19ЕС2111.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		13

$$I_b = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{763,2^2 + 369,8^2 - 763,2 \cdot 369,8} = 220,4 \text{ A};$$

$$I_c = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 369,8^2 + 763,2^2 + 2 \cdot 763,2 \cdot 369,8} = 433,8 \text{ A};$$

$$I_{ea} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 839,1^2 + 403,1^2 + 2 \cdot 763,2 \cdot 369,8} = 627,5 \text{ A};$$

$$I_{eb} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{839,1^2 + 403,1^2 - 763,2 \cdot 369,8} = 254,8 \text{ A};$$

$$I_{ec} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 403,1^2 + 839,1^2 + 2 \cdot 763,2 \cdot 369,8} = 461,7 \text{ A}.$$

Режим згущення поїздів:

$$I_a = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 1069,5^2 + 492,1^2 + 2 \cdot 1069,5 \cdot 492,1} = 807,6 \text{ A};$$

$$I_b = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{1069,5^2 + 492,1^2 - 1069,5 \cdot 492,1} = 309,1 \text{ A};$$

$$I_c = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 492,1^2 + 1069,5^2 + 2 \cdot 1069,5 \cdot 492,1} = 503,1 \text{ A};$$

$$I_{ea} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 1103,9^2 + 517,8^2 + 2 \cdot 1069,5 \cdot 492,1} = 826,7 \text{ A};$$

$$I_{eb} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{1103,9^2 + 517,8^2 - 1069,5 \cdot 492,1} = 326,7 \text{ A};$$

$$I_{ec} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 517,8^2 + 1103,9^2 + 2 \cdot 1069,5 \cdot 492,1} = 609,5 \text{ A}.$$

Режим максимальних розмірів руху поїздів:

$$I_a = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 1184,7^2 + 545,1^2 + 2 \cdot 1184,7 \cdot 545,1} = 894,8 \text{ A};$$

$$I_b = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{1184,7^2 + 545,1^2 - 1184,7 \cdot 545,1} = 342,4 \text{ A};$$

$$I_c = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 545,1^2 + 1184,7^2 + 2 \cdot 1184,7 \cdot 545,1} = 656,9 \text{ A};$$

$$I_{ea} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 1206,1^2 + 565,7^2 + 2 \cdot 1184,7 \cdot 545,1} = 908,7 \text{ A};$$

$$I_{eb} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{1206,1^2 + 565,7^2 - 1184,7 \cdot 545,1} = 354,2 \text{ A};$$

$$I_{ec} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 565,7^2 + 1206,1^2 + 2 \cdot 1184,7 \cdot 545,1} = 668,8 \text{ A}.$$

					02.19EC2111.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		14

Результати розрахунку струморозподілу для ділянок змінного струму занесемо до таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 - Результати розрахунку струморозподілу.

Приєдна- ння	Середній розмір руху		Режим згущення поїздів		Максимальний режим	
	середній струм, А	ефекти- вний струм, А	середній струм, А	ефекти- вний струм, А	середній струм, А	ефекти- вний струм, А
Фідер 1	369,6	442,4	505,7	554,4	560,2	598,4
Фідер 2	393,7	466,3	563,8	583,9	624,5	630
Фідер 3	152,97	180,6	194,5	227,6	215,4	246
Фідер 4	216,8	252,04	297,6	317,1	329,7	342,7
Ліве плече	763,2	839,1	1069,5	1103,9	1184,7	1206,1
Праве плече	369,8	403,1	492,1	517,8	545,1	565,7
Фаза «а»	580,3	627,5	807,6	826,7	894,8	908,7
Фаза «б»	220,4	254,8	309,1	326,7	342,4	354,2
Фаза «с»	433,8	461,7	503,1	609,5	656,9	668,8

## 1.2. 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,  $\text{мм}^2$ ;

						02.19EC2111.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			15

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

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

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

$\ell$  – довжина міжпідстанційної зони, км;

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

### 1.2.1. Визначення питомих річних втрат електроенергії

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

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

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

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

У формулах (1.14), (1.15) застосовані такі позначення:

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

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

						02.19ЕС2111.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
							16
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			

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

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

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

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

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

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

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

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

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), (1.13), (1.14), (1.15), (1.16) та (1.17) та отримаємо результати для різних схем живлення:

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

$$I_{\text{пар}} = 204,7 \text{ А};$$

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

$$I_{\text{неп}} = 205,3 \text{ А}.$$

Розрахуємо витрати електроенергії на рух поїзда у парному та непарному напрямках:

					02.19ЕС2111.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
						17
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$W_{\text{пар}} = 204,7 \cdot 25 \cdot 0,563 = 2878,2 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$W_{\text{неп}} = 205,3 \cdot 25 \cdot 0,573 = 2941,6 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Витрата електроенергії на тягу поїздів:

$$W_T = 2878,2 \cdot 95 + 2941,6 \cdot 95 = 552878,9 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Розрахуємо  $B_0$  для вузлової схеми живлення:

$$B_0 = \frac{0,0228 \cdot 552878,9^2}{24 \cdot 25^2} \left[ 2,95 \cdot \left[ \frac{24}{95 \cdot 0,573 \cdot 95 \cdot 0,563} + \frac{0,167}{0,573 + 0,563} \right] + \frac{4}{3} \cdot \left[ \frac{0,167}{0,573 + 0,563} \cdot \left[ 1,1 \cdot \frac{144 \cdot (0,573 + 0,563)}{95 \cdot (0,573 + 0,563)} - 1 \right] \right] \right];$$

$$B_0 = 430528,8 \text{ кВт} \cdot \text{год}/(\text{Ом} \cdot \text{рік}).$$

Визначимо переріз проводів контактної мережі у мідному еквіваленті:

Для двоколіїної ділянки:

$$F_{\text{ме}} = 0,46 \cdot \sqrt{430528,8} = 301,8 \text{ мм}^2.$$

Для одноколіїної ділянки:

$$F_{\text{ме}} = \frac{301,8}{2} = 150,9 \text{ мм}^2.$$

Розрахуємо  $B_0$  для трьохвузлової схеми живлення:

$$B_0 = \frac{0,067 \cdot 552878,9^2}{24 \cdot 25^2} \cdot \left[ \frac{24}{95 \cdot 0,573 + 95 \cdot 0,563} + 0,46 \left( 1 - \frac{0,167}{0,573 + 0,563} \right) \right];$$

$$B_0 = 839366,8 \text{ кВт} \cdot \text{год}/(\text{Ом} \cdot \text{рік});$$

Визначимо переріз проводів контактної мережі у мідному еквіваленті:

Для двоколіїної ділянки:

$$F_{\text{ме}} = 0,46 \cdot \sqrt{839366,8} = 421,4 \text{ мм}^2;$$

Для одноколіїної ділянки:

$$F_{\text{ме}} = \frac{421,4}{2} = 210,7 \text{ мм}^2.$$

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

					02.19ЕС2111.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		18

Параметри обраної підвіски заносимо до таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 - Параметри контактної мережі

### 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

#### 1.2.2. Перевірка контактної підвіски за нагрівом

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

В умовах бакалаврської роботи 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,

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

					02.19ЕС2111.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
						19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$k'_{i20}$  – коефіцієнт інтенсивності 20-хвилинного навантаження фідера, який визначається з в залежності від добової витрати електроенергії фідером у добу інтенсивного електроспоживання  $k'_{i20} = F(W_{\text{фід.}})$ ,

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

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

$$I_{\text{роз}} = 505,7 \cdot 3,13 \cdot 1,115 = 1764,9 > 1270 \text{ А.}$$

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

Для даної підвіски умова перерізу контактної підвіски за нагрівом виконується.

### 1.3. 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.

Підставляючи значення у формулу (1.21) вихідні значення отримаємо:

$$l_e = \sqrt{\frac{8 \cdot 70^3 + 4 \cdot 60^3 + 4 \cdot 50^3 + 10 \cdot 55^3}{8 \cdot 70 + 4 \cdot 60 + 4 \cdot 50 + 10 \cdot 55}} = 70,02 \text{ м.}$$

Розрахунковий режим:

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

де  $\alpha$  – коефіцієнт температурного лінійного розширення матеріалу тросу,

1/°C

					02.19ЕС2111.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		20

Підставляючи значення у формулу (1.22) отримаємо:

$$l_{кр} = 1600 \cdot \sqrt{\frac{408 \cdot 10^{-6} \cdot (-5 \cdot (-35))}{2,113^2 + 1,732^2}} = 146,3 \text{ м.}$$

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

Натяг навантаженого несучого тросу:

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

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

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

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

Підставляючи значення у формули (1.23), (1/24) та (1.25) отримаємо:

$$A = -35 - \frac{2,113^2 \cdot 70,02^2}{408 \cdot 10^{-6} \cdot 1600^2} + \frac{1600}{20,37} = 27,63 \text{ °С;}$$

$$B = \frac{1,732^2 \cdot 70,02^2}{408 \cdot 10^{-6}} = 2,738 \cdot 10^7 \text{ °С.}$$

Змінюючи натяг несучого тросу від максимального до 400 даН з кроком 200 даН заповнюємо таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 - Натяг навантаженого несучого тросу

$T_x$ , даН	1600	1400	1200	1000	800	600	400
$t_x$ , °С	-40,2	-27,1	-12,3	5,9	31,1	74,2	179,1

Температура, при якій контактний провід не має стріли прогину:

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

					02.19ЕС2111.КРБ.2025-ПЗ			Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				21

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

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

Підставляючи значення у формули (1.26) та (1.27) отримаємо:

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

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

Натяг несучого троса, при якому відсутній прогин контактної проводу:

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

Значення  $T_0$  підбираємо ітераційним методом:

$$T_0 = 1203 \text{ даН}.$$

Підставляємо значення у (1.28) і отримуємо:

$$t_0 = 27,63 + \frac{2,738 \cdot 10^7}{1203^2} - \frac{1203}{20,37} = -12,5^\circ\text{C}.$$

Натяг несучого троса при ожеледі з вітром:

$$t_r = A + \frac{B_r}{T_r^2} - \frac{T_r}{\alpha ES}; \quad (1.29)$$

$$B_r = \frac{q_{\text{нг}}^2 \ell_e^2}{24\alpha}; \quad (1.30)$$

Підставляючи значення у формули (1.29) та (1.30) отримаємо:

$$B_r = \frac{2,113^2 \cdot 70,02^2}{408 \cdot 10^{-6}} = 4,075 \cdot 10^7 \text{ даН} \cdot ^\circ\text{C};$$

$$T_r = 1222 \text{ даН};$$

$$t_r = 27,63 + \frac{4,075 \cdot 10^7}{1222^2} - \frac{1222}{20,37} = -5^\circ\text{C}.$$

Натяг несучого троса при максимальній швидкості вітру:

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

					02.19ЕС2111.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
						22
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$B_v = \frac{q_{\text{HV}}^2 \ell_c^2}{24\alpha}; \quad (1.32)$$

Підставляючи значення у формули (1.31) та (1.32) отримаємо:

$$B_v = \frac{1,936^2 \cdot 70,02^2}{408 \cdot 10^{-6}} = 3,421 \cdot 10^7 \text{ даН} \cdot \text{°С};$$

$$T_v = 1070 \text{ даН};$$

$$t_v = 27,63 + \frac{7,622 \cdot 10^7}{1070^2} - \frac{1070}{20,37} = 4,98 \text{ °С}.$$

Стріла прогину контактного проводу:

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

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

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

Підставляючи значення у формулу (1.33) отримаємо:

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

Стріла прогину навантаженого несучого троса:

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

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

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

Підставляючи значення у формулу (1.34) отримаємо:

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

Натяг ненавантаженого несучого троса:

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

					02.19EC2111.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
						23
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

Підставляючи значення у формулу (1.35) та (1.36) отримаємо:

$$B_p = \frac{0,242^2 \cdot 70,02^2}{408 \cdot 10^{-6}} = 5,345 \cdot 10^5 \text{ даН}^2 \cdot \text{°С};$$

$$T_{px} = 1283 \text{ даН};$$

$$t_x = 27,63 + \frac{5,345 \cdot 10^5}{1283^2} - \frac{1283}{20,37} = -25,03 \text{ °С}.$$

Стріла прогину ненавантаженого несучого троса:

$$F_{pxп} = \frac{g_H \ell_{п}^2}{8T_{px}}. \quad (1.37)$$

Підставляючи значення у формулу (1.37) отримаємо:

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

Результати виконаних розрахунків заносимо до таблиці 1.4 та на основі якої будемо монтажні криві на рисунку 1.3.

Таблиця 1.4 - Стріли прогину та натяги контактного проводу і несучого тросу

$t_x, \text{°С}$	-35	-30	-20	-10	0	10	20	30
$T_x, \text{даН}$	1520	1468	1320	1191	1077	977	891	810
$f_x, \text{м}$	-0,041	-0,034	-0,016	0,002	0,018	0,034	0,049	0,063
$F_{xp}, \text{м}$	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
$F_{px}, \text{м}$	0,116	0,125	0,151	0,189	0,25	0,353	0,516	0,72

					02.19EC2111.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		24

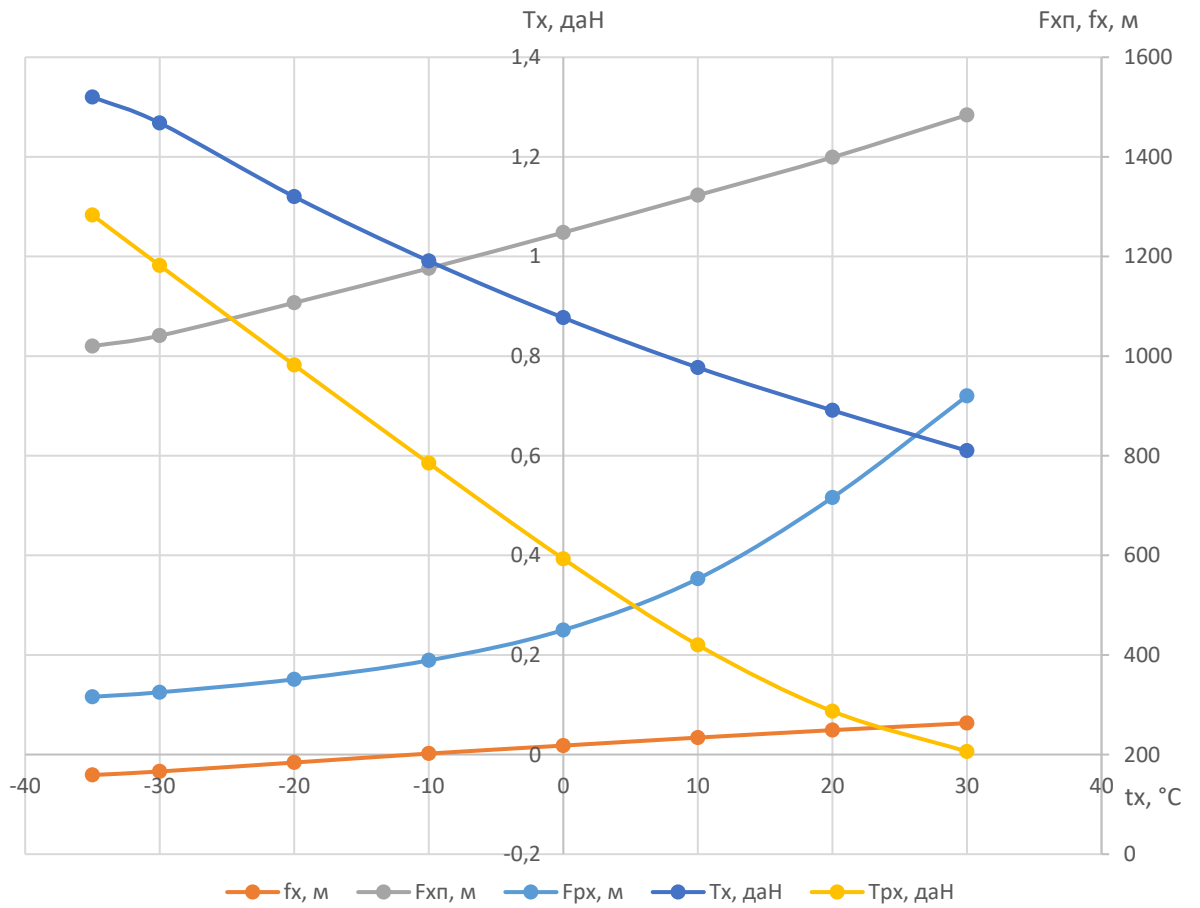


Рисунок 1.3 - Монтажні криві

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

02.19EC2111.КРБ.2025-ПЗ

Арк.

25

## 2. ЕЛЕКТРИЧНІ ПІДСТАНЦІЇ ТА СТАНЦІЇ

### 2.1. Вибір числа, типу та потужності трансформаторів

Зобразимо структурну схему розрахункової підстанції на рисунку 2.1:

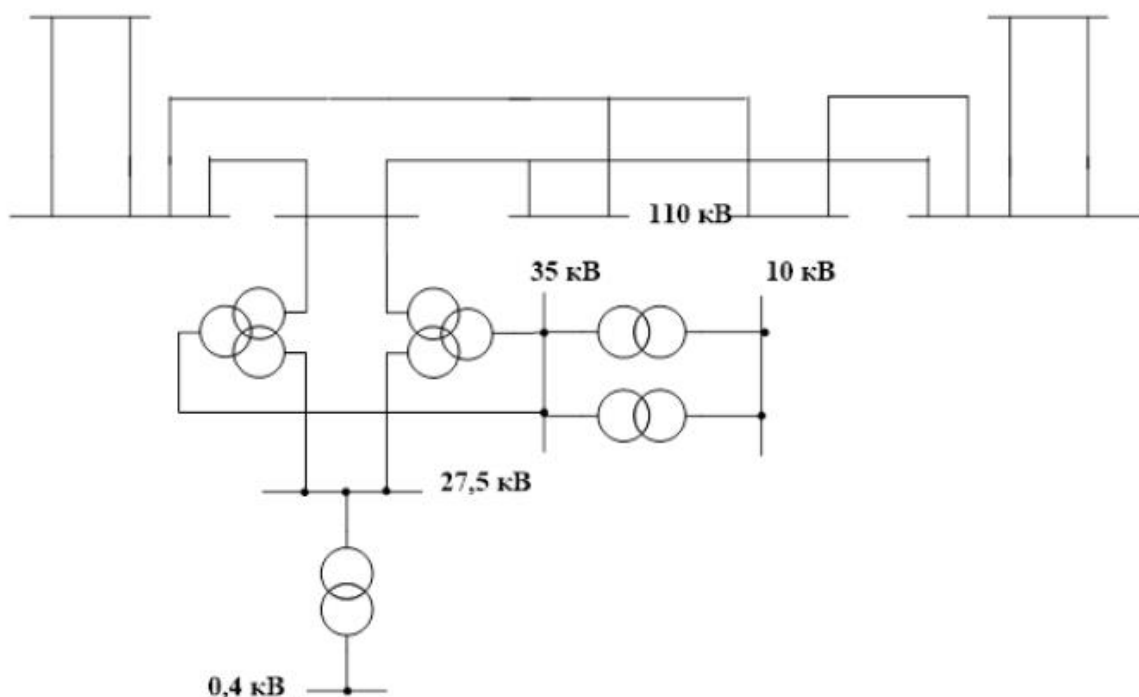


Рисунок 2.1 - Структурна схема розрахункової ТП

Максимальна потужність на шинах 27,5 кВ знаходиться за формулою:

$$S_{\text{ш.мак}27,5} = S_T + S_{\text{дпр}}, \quad (2.1)$$

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

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

$S_{\text{дпр}}$  – потужність нетягових споживачів, які живляться від шин 27,5 кВ, кВА.

Потужність тягового навантаження знаходиться за формулою:

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

де  $U_{\text{ш}}$  – напруга на шинах РП 27,5 кВ;

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

02.19ЕС2111.КРБ.2025-ПЗ

Арк.

26

$I'_d$  – ефективний струм найбільш завантаженого плеча (фази) трансформатору, А;

$I''_d$  – ефективний струм найменш завантаженого плеча (фази) трансформатору, А;

$k_{np}$  – коефіцієнт різночасності навантаження фаз трансформатора, приймається 0,9;

$k_{ky}$  – коефіцієнт компенсованого пристрою, який урахує зниження потрібної на тягу потужності при роботі компенсованого пристрою, (приймається 0,93).

Перетворивши формулу (2.2) отримаємо:

$$S_T = (2S' + 0,65S'')k_{np}k_{ky}; \quad (2.3)$$

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

$$S_{дпр} = S_{дпр1} \cdot L; \quad (2.4)$$

де  $S_{дпр1}$  – потужність ДПР на 1 км довжини, кВА/км;

$L$  – довжина фідера ДПР, яка дорівнює половині довжини відстані між підстанціями.

Підставляючи значення у формули (2.3) та (2.4) отримаємо:

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

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

Підставивши отримані дані у формулу (2.1) отримаємо:

$$S_{max27,5} = 18530 + 400 + 250 = 19180 \text{ кВА.}$$

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

					02.19ЕС2111.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
						27
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$S_{\max 35} = 0,2 \cdot S_T, \quad (2.5)$$

$$S_{\max 10} = 0,1 \cdot S_T, \quad (2.6)$$

Підставляючи значення у формули (2.5) та (2.6) отримаємо:

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

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

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

У зв'язку із цим отримуємо:

$$S_{\text{ш.ма}x35} = (S_{PT} + S_{\text{ма}x35})k_P, \quad (2.7)$$

Підставивши наші дані у формулу (2.7) отримаємо:

$$S_{\text{ш.ма}x35} = (2500 + 3706) \cdot 0,95 = 5895,7 \text{ кВА}.$$

Розрахункова потужність головного понижуючого трансформатора:

$$S_{\text{розр.ма}x} = (S_{\text{ш.ма}x27,5} + S_{\text{ш.ма}x35})k_P, \quad (2.8)$$

Підставляючи значення у формулу (2.8) отримаємо:

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

Занесемо дані до таблиці 2.1:

Таблиця 2.1 - Паспортні дані обраних трансформаторів розрахункової підстанції

№п/п	Тип трансформатора	Кількість	$U_1$ , 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 <sub>0</sub> /Y <sub>H</sub> /Δ <sub>0</sub> - 11
2	ТМ-2500/35У1	2	35		10,5		6,5		Y/Δ-11
3	ТМ-400/10У1	2	10		0,4		4,5		Y/Y <sub>0</sub> -0

Потужність підстанції:

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

					02.19EC2111.КРБ.2025-ПЗ				Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					28

## 2.2. Розрахунок струмів короткого замикання

Схема заміщення представлена на рисунку 2.2.

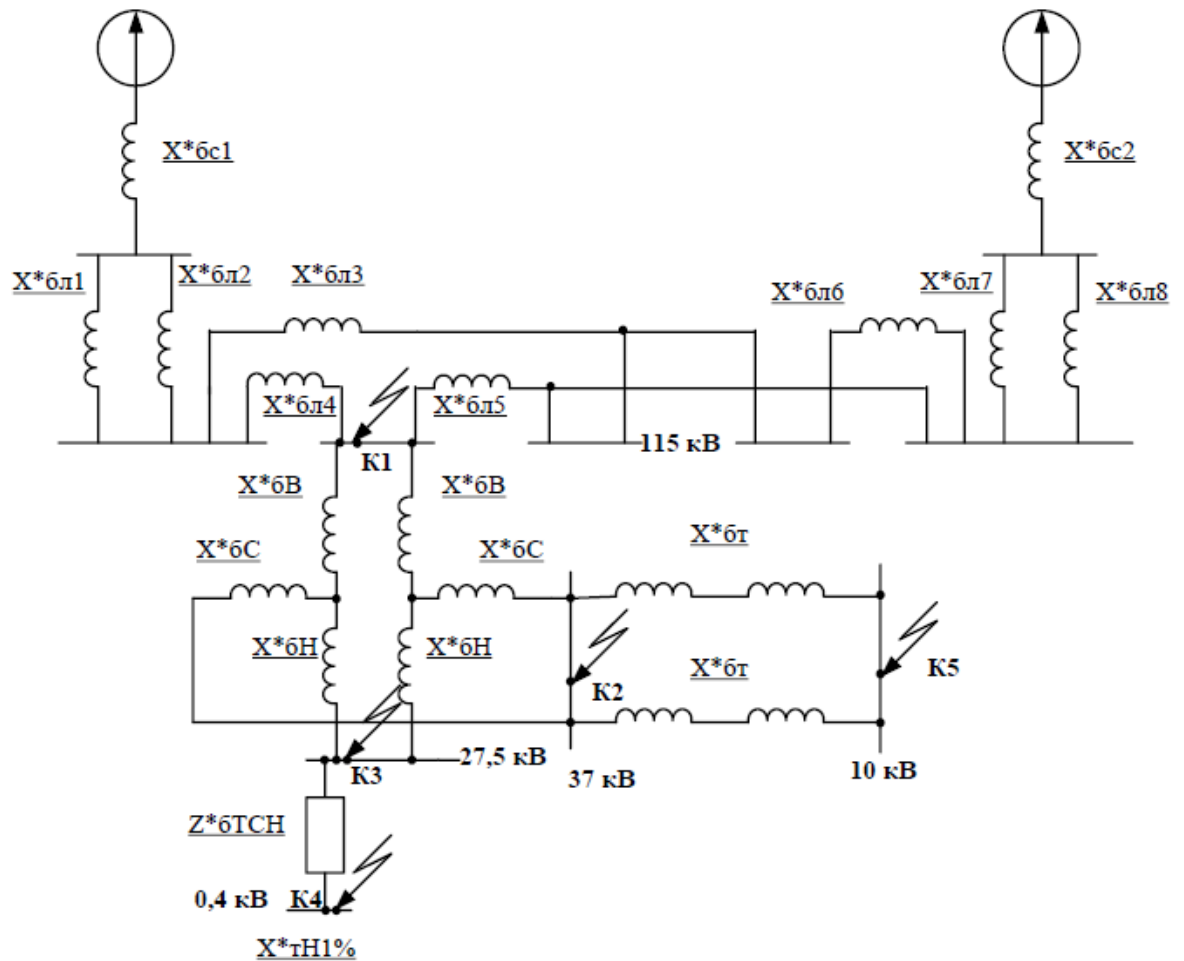


Рисунок 2.2 – Схема заміщення

Приймаємо базисну потужність:

$$S_{\text{б}} = 100 \text{ МВА.}$$

Як базисну напругу приймаємо середню лінійну напругу тієї ступені, де проводиться розрахунок струму к.з:

$$U_{\text{ср.ш.110}} = 115 \text{ кВ, } U_{\text{ср.ш.35}} = 37 \text{ кВ, } U_{\text{ср.ш.25}} = 26,2 \text{ кВ, } U_{\text{ср.ш.0,4}} = 0,4 \text{ кВ.}$$

Базисний струм знаходимо за формулою:

$$I_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}}}, \quad (2.9)$$

Струм короткого замикання визначимо по формулі:

$$I_{\text{к}} = \frac{I_{\text{б}}}{X_{\cdot\text{б}}}, \quad (2.10)$$

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

де  $I_k$  – діюче значення періодичної складової струму к.з. в перший період після виникнення к.з. від джерела необмеженої потужності, кА;

$X_{\Sigma}$  – сумарний відносний опір до точки к.з., Ом.

Базисний опір системи визначаємо по формулі:

$$X_{\text{бсист}} = \frac{S_{\Sigma}}{S_k}, \quad (2.11)$$

Схема заміщення до точки к1 представлена на рисунку 2.3.

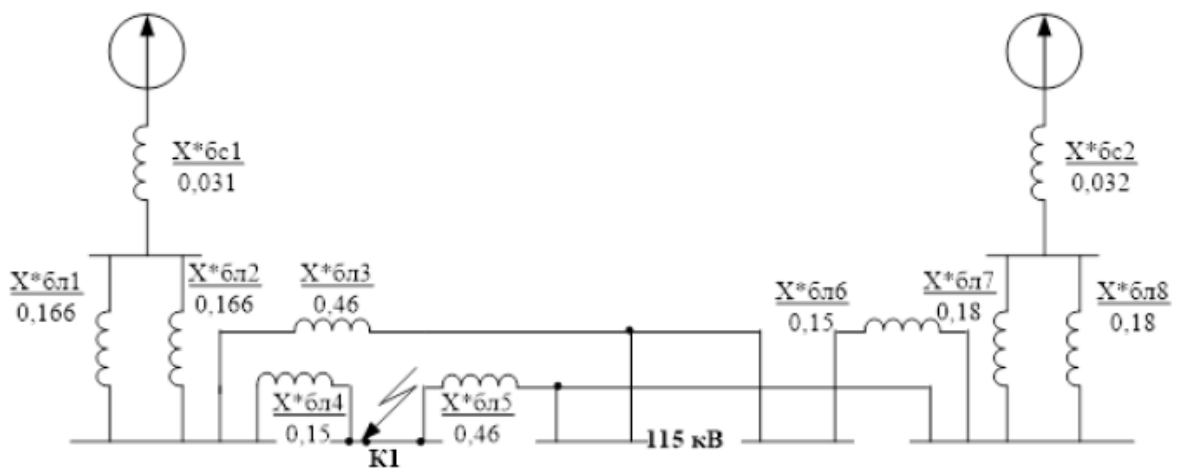


Рисунок 2.3 - Схема заміщення до точки к1

Підставляючи значення у формулу (2.9) та (2.11) отримаємо:

$$X_{\text{бсист1}} = \frac{100}{2300} = 0,044;$$

$$X_{\text{бсист2}} = \frac{100}{2500} = 0,04;$$

$$I_{\text{б1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА.}$$

Опори ліній:

$$X_{\text{бл1}} = X_{\text{бл2}} = X_0 \cdot L_5 \cdot \frac{S_{\Sigma}}{U_{\text{ср}}^2} = 0,4 \cdot 55 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,166;$$

$$X_{\text{бл3}} = X_0 \cdot (L_1 + L_2 + L_3) \cdot \frac{S_{\Sigma}}{U_{\text{ср}}^2} = 0,4 \cdot (50 + 50 + 52) \cdot \frac{100}{115^2} = 0,46;$$

$$X_{\text{бл4}} = X_0 \cdot L_1 \cdot \frac{S_{\Sigma}}{U_{\text{ср}}^2} = 0,4 \cdot 50 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,15;$$

$$X_{\cdot\text{бл}5} = X_0 \cdot (L_2 + L_3 + L_4) \cdot \frac{S_6}{U_{\text{cp}}^2} = 0,4 \cdot (50 + 52 + 49) \cdot \frac{100}{115^2} = 0,46;$$

$$X_{\cdot\text{бл}6} = X_0 \cdot L_4 \cdot \frac{S_6}{U_{\text{cp}}^2} = 0,4 \cdot 49 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,15;$$

$$X_{\cdot\text{бл}7} = X_{\cdot\text{бл}8} = X_0 \cdot L_6 \cdot \frac{S_6}{U_{\text{cp}}^2} = 0,4 \cdot 60 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,18.$$

Поступове згортання схеми до точки к1 показано на рисунку 2.4:

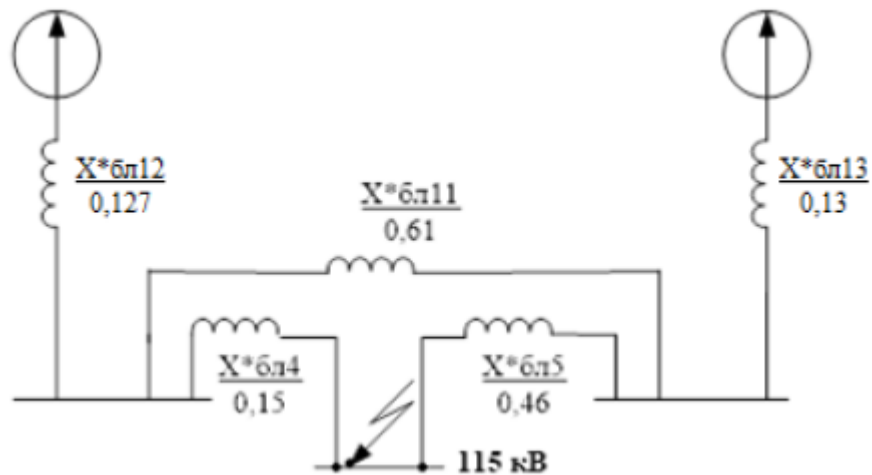


Рисунок 2.4 – Перетворена схема до точки к.з. 1

$$X_{\cdot\text{бл}9} = 0,5 \cdot X_{\cdot\text{бл}1} = 0,5 \cdot 0,044 = 0,083;$$

$$X_{\cdot\text{бл}10} = 0,5 \cdot X_{\cdot\text{бл}7} = 0,5 \cdot 0,18 = 0,09;$$

$$X_{\cdot\text{бл}11} = X_{\cdot\text{бл}3} + X_{\cdot\text{бл}6} = 0,46 + 0,15 = 0,61;$$

$$X_{\cdot\text{бл}12} = X_{\cdot\text{бсист}1} + X_{\cdot\text{бл}9} = 0,044 + 0,083 = 0,127;$$

$$X_{\cdot\text{бл}13} = X_{\cdot\text{бсист}2} + X_{\cdot\text{бл}10} = 0,04 + 0,09 = 0,13.$$

Після деяких перетворень отримаємо схему на рисунку 2.5:

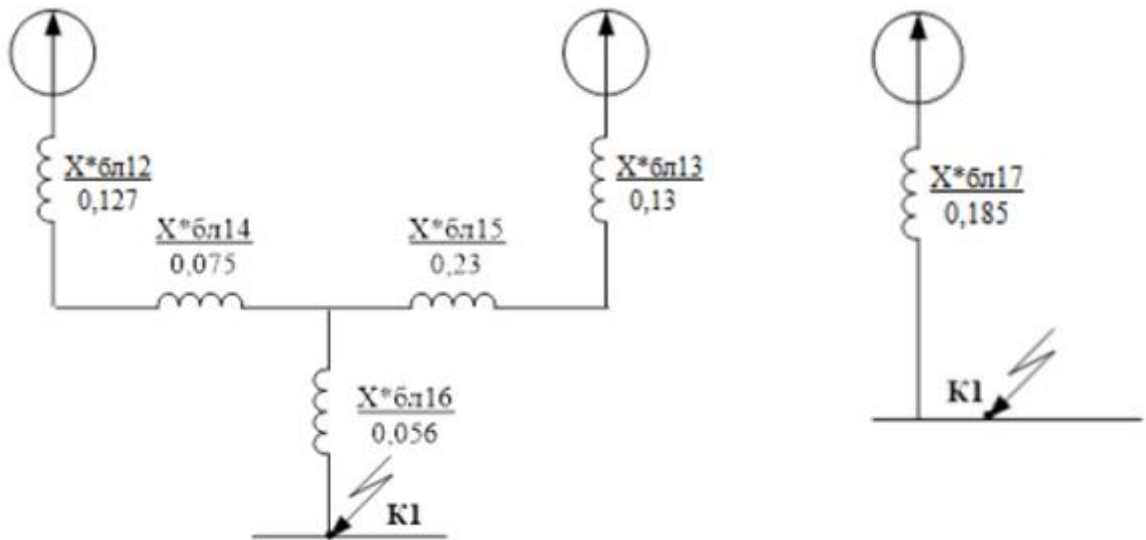


Рисунок 2.5 - Згорнута схема заміщення до точки К1

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

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

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

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

Знайдемо струм короткого замикання в точці К1 відповідно до формули (2.10):

$$I_{\text{к}} = \frac{I_{61}}{X_{\cdot 6л17}} = \frac{0,502}{0,185} = 2,71 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці К1:

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

$$I_{\text{куст1}} = 1,52 \cdot I_{\text{к1}} = 1,52 \cdot 2,71 = 4,12 \text{ кА.}$$

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

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

Знайдемо напруги обмоток трансформатора:

$$u_{KB} = 0,5 \cdot (u_{KBC} + u_{KBH} - u_{KCH}) = 0,5 \cdot (10,5 + 18 - 6,5) = 10,75,$$

$$u_{KH} = 0,5 \cdot (u_{KBH} + u_{KCH} - u_{KBC}) = 0,5 \cdot (18 + 6,5 - 10,5) = 6,75,$$

$$u_{KC} = 0,5 \cdot (u_{KBC} + u_{KCH} - u_{KBH}) = 0,5 \cdot (10,5 + 6,5 - 18) = -0,25.$$

Визначимо опір обмоток трансформатора:

$$X_{\cdot 6B} = \frac{u_{KB}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{НОМТР.}}} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,43,$$

$$X_{\cdot 6H} = \frac{u_{KH}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{НОМТР.}}} = \frac{6,75}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,27,$$

$$X_{\cdot 6C} = \frac{u_{KC}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{НОМТР.}}} = \frac{0,25}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,01.$$

Схема заміщення до точки к2 представлена на рисунку 2.6.

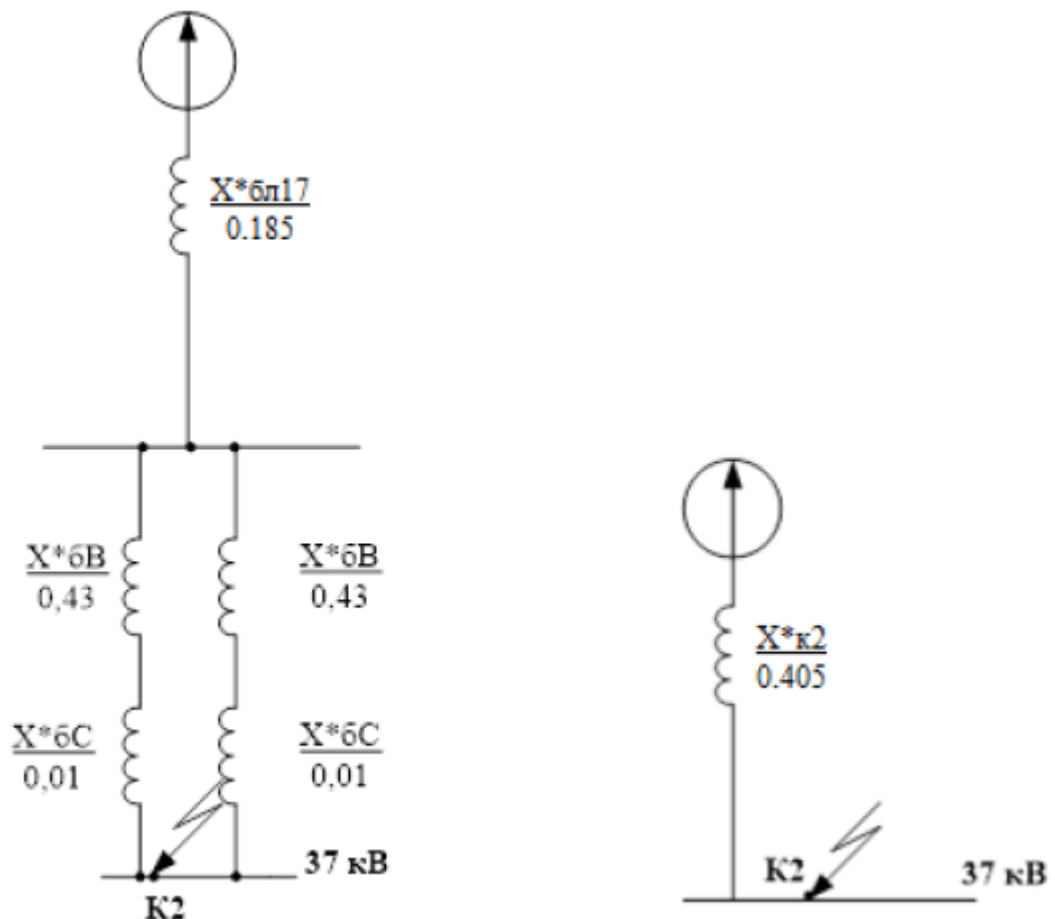


Рисунок 2.6 - Схема заміщення до точки к2

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Визначимо базисний струм для точки к2:

$$I_{62} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ кА};$$

$$X_{6к2} = X_{6к1} + \frac{X_{6В} + X_{6С}}{2} = 0,185 + \frac{0,43 + 0,01}{2} = 0,405.$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці к2:

$$I_{к2} = \frac{I_{62}}{X_{6к2}} = \frac{1,56}{0,405} = 3,85 \text{ кА}.$$

Знайдемо ударний струм в точці к2:

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

$$I_{куст2} = 1,52 \cdot I_{к1} = 1,52 \cdot 3,85 = 5,85 \text{ кА}.$$

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

Схема заміщення до точки к3 представлена на рисунку 2.7:

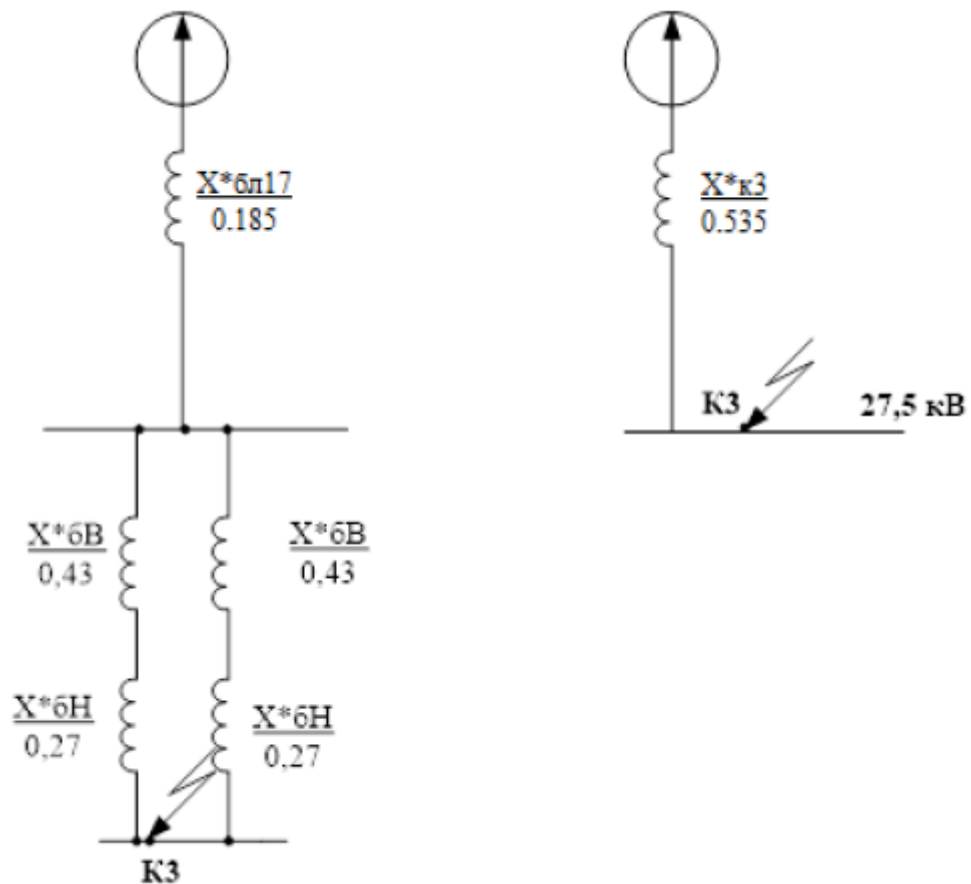


Рисунок 2.7 - Схема заміщення до точки к3

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Загальний опір визначається:

$$X_{\cdot 6K3} = X_{\cdot 6K1} + \frac{X_{\cdot 6B} + X_{\cdot 6H}}{2} = 0,185 + \frac{0,43 + 0,27}{2} = 0,535.$$

Визначимо базисний струм для точки К3:

$$I_{63} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 27,5} = 2 \text{ кА.}$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці К3:

$$I_{K3} = \frac{I_{63}}{X_{\cdot 6K3}} = \frac{2}{0,535} = 3,74 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці К3:

$$i_{y3} = 2,55 \cdot I_{K3} = 2,55 \cdot 3,74 = 9,54 \text{ кА;}$$

$$I_{Kуст3} = 1,52 \cdot I_{K3} = 1,52 \cdot 3,74 = 5,68 \text{ кА.}$$

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

Схема заміщення представлена на рисунку 2.8:

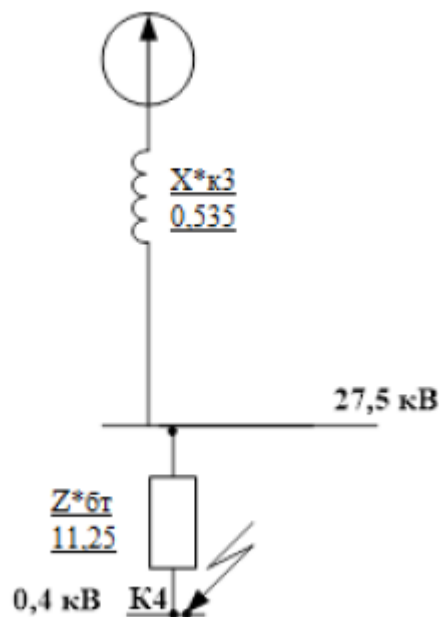


Рисунок 2.8 - Схема заміщення до точки к4

В ТВП активна і індуктивна складові опору співрозмірні.

$$Z_{\cdot 6T} = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{\text{номтр.}}} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{100}{0,25} = 11,25;$$

$$R_{\cdot 6T} = \frac{\Delta P_{K3}}{S_{\text{номтр.}}} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{\text{номтр.}}} = \frac{5,5}{250} \cdot \frac{100}{0,25} = 3,44;$$

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

$$Z_{\cdot 6T\Sigma} = \sqrt{(X_{\cdot 6K3} + X_{\cdot 6T})^2 + R_{\cdot 6T}^2} = \sqrt{(0,535 + 10,7)^2 + 3,44^2} = 11,75.$$

Визначимо базисний струм для точки К4:

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

Знайдемо струм короткого замикання в точці К4:

$$I_{K4} = \frac{I_{64}}{Z_{\cdot 6T\Sigma}} = \frac{144,34}{11,75} = 12,32 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці К4:

$$i_{y3} = 2,55 \cdot I_{K3} = 2,55 \cdot 3,74 = 9,54 \text{ кА;}$$

$$I_{Kуст3} = 1,52 \cdot I_{K3} = 1,52 \cdot 3,74 = 5,68 \text{ кА.}$$

Розрахунок струмів к.з. до точки К5, на шинах 10 кВ.

Схема заміщення представлена на рисунку 2.9:

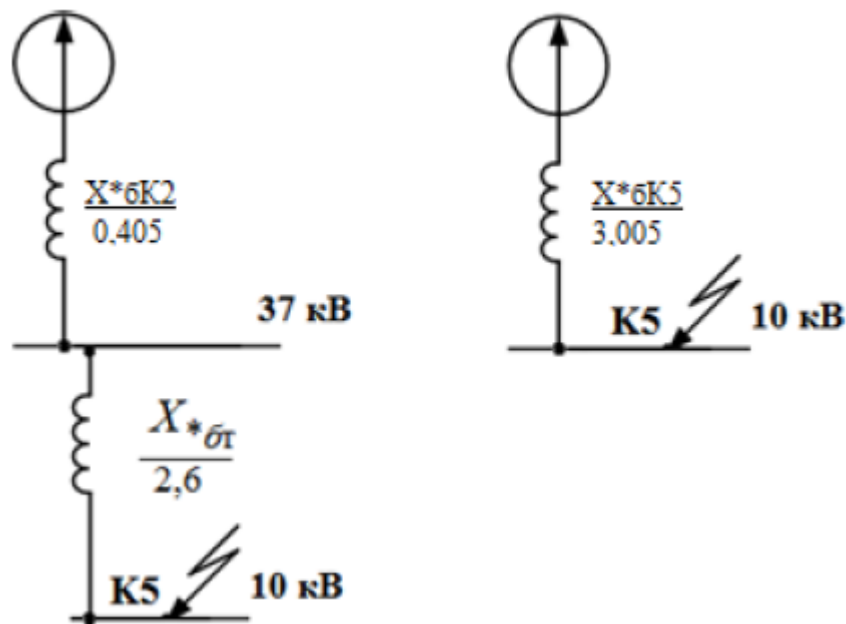


Рисунок 2.9 – Схема заміщення до точки К5

Знайдемо опір трансформатора по формулі:

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

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Визначимо загальний опір до шин 10 кВ:

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

Визначимо базисний струм для точки К5:

$$I_{65} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА.}$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці к5:

$$I_{к5} = \frac{I_{65}}{X_{.6K5}} = \frac{5,5}{3,005} = 1,83 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці к5:

$$i_{y5} = 2,55 \cdot I_{к5} = 2,55 \cdot 1,83 = 4,67 \text{ кА;}$$

$$I_{Куст5} = 1,52 \cdot I_{к5} = 1,52 \cdot 1,83 = 2,78 \text{ кА.}$$

Теплові імпульси розраховуються за формулою:

$$B_K = I_K^2 (t_{відкл} + T_a), \quad (2.12)$$

Підставляючи значення у формулу 2.12 отримаємо для 5 точок:

$$B_{к1} = 2,71^2 (2 + 0,05) = 15,055 \text{ кА}^2\text{с;}$$

$$B_{к2} = 3,85^2 (1,5 + 0,05) = 22,975 \text{ кА}^2\text{с;}$$

$$B_{к3} = 3,74^2 (0,5 + 0,05) = 7,693 \text{ кА}^2\text{с;}$$

$$B_{к4} = 12,32^2 (0,5 + 0,05) = 83,48 \text{ кА}^2\text{с;}$$

$$B_{к5} = 1,83^2 (1,5 + 0,05) = 5,191 \text{ кА}^2\text{с;}$$

Результати розрахунків точок к.з. заносимо в таблицю 2.2:

Таблиця 2.2 - Результати розрахунків точок к.з.

Точки короткого замикання	Струми короткого замикання при $S_6=100$ МВА				
	$I_6$ , кА	$I_K$ , кА	$I_{Куст}$ , кА	$i_y$ , кА	$B_K$ , кА <sup>2</sup> с
к1	0,502	2,71	4,12	6,91	15,055
к2	1,56	3,85	5,85	9,82	22,975
к3	2	3,74	5,68	9,54	7,693
к4	144,34	12,32	18,73	22,67	83,48
к5	5,5	1,83	2,78	4,67	5,191

### 2.3. Розрахунок максимальних робочих струмів приєднань

Розрахунок максимальних робочих струмів зведемо до таблиці 2.3:

Таблиця 2.3 - Максимальні робочі струми приєднань

№ з/п	Найменування приєднань і збірних шин	Розрахункова формула та числова підстановка	Максимальний робочий струм, А
1	2	3	4
1	Введення на ТП 110 кВ	$I_{\text{роб.ш.мах.}} = \frac{k_{\text{пр}} \cdot S_{\text{ш.розр.мах}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}}} = \frac{1,4 \cdot 50000}{\sqrt{3} \cdot 110}$	367,8
2	Сторона ВН ТП	$I_{\text{роб.ш.мах.}} = \frac{k_{\text{пер}} \cdot \sum S_{\text{ш.ном.пт}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 110}$	183,9
3	Сторона СН ТП	$I_{\text{роб.ш.мах.}} = \frac{k_{\text{пер}} \cdot \sum S_{\text{ш.ном.пт}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 35}$	578,05
4	Сторона НН ТП	$I_{\text{роб.ш.мах.}} = \frac{k_{\text{пер}} \cdot \sum S_{\text{ш.ном.пт}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 27,5}$	735,7
5	Збірні шини 27,5кВ	$I_{\text{роб.ш.мах.}} = \frac{k_{\text{рн}} \cdot \sum S_{\text{ш.ном.пт}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}}} = \frac{0,5 \cdot 50000}{\sqrt{3} \cdot 27,5}$	525,5
6	Сторона ВНРТ 35/10	$I_{\text{роб.ш.мах.}} = \frac{k_{\text{пер}} \cdot \sum S_{\text{ш.ном.пт}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}}} = \frac{1,4 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 35}$	57,8
7	Сторона НН РТ 35/10	$I_{\text{роб.ш.мах.}} = \frac{k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{рн}} \cdot \sum S_{\text{ш.ном.пт}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}}} = \frac{1,4 \cdot 0,7 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 10}$	141,6
8	Сторона ВН ТВП	$I_{\text{роб.ш.мах.}} = \frac{k_{\text{пер}} \cdot \sum S_{\text{ш.ном.пт}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}}} = \frac{1,4 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 10}$	32,33
9	Сторона НН ТВП	$I_{\text{роб.ш.мах.}} = \frac{k_{\text{пер}} \cdot \sum S_{\text{ш.ном.пт}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}}} = \frac{1,4 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 0,4}$	808,3
10	Збірні шини 35 кВ	$I_{\text{роб.ш.мах.}} = \frac{k_{\text{рн}} \cdot \sum S_{\text{ш.ном.пт}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}}} = \frac{0,5 \cdot 50000}{\sqrt{3} \cdot 35}$	413
11	Збірні шини 10 кВ	$I_{\text{роб.ш.мах.}} = \frac{k_{\text{рн}} \cdot \sum S_{\text{ш.ном.пт}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}}} = \frac{0,7 \cdot 5000}{\sqrt{3} \cdot 10}$	202,3
12	Лінії ДПР	$I_{\text{роб.ш.мах.}} = \frac{k_{\text{пер}} \cdot \sum S_{\text{ш.ном.дпр}}}{2\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}}} = \frac{1,4 \cdot 250}{2\sqrt{3} \cdot 27,5}$	7,3

					02.19ЕС2111.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		38

Продовження таблиці 2.3

1	2	3	4
13	Фідер К.М. праве плече	$I_{\text{роб.ш.мах.}} = \frac{k_{\text{пер}} \cdot P_{\text{ПР}}}{2\sqrt{3} \cdot \cos \phi \cdot U_{\text{ном.}}} = \frac{1,4 \cdot 8500}{2\sqrt{3} \cdot 0,85 \cdot 27,5}$	121,17
14	Фідер К.М. ліве плече	$I_{\text{роб.ш.мах.}} = \frac{k_{\text{пер}} \cdot P_{\text{ЛІВ}}}{2\sqrt{3} \cdot \cos \phi \cdot U_{\text{ном.}}} = \frac{1,4 \cdot 7900}{2\sqrt{3} \cdot 0,85 \cdot 27,5}$	117,7

## 2.4. Вибір електричних апаратів вище 1000 В

Вибір вимикачів.

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

$$I_{\text{відкл.мах}} \geq I_{\text{к}},$$

де  $I_{\text{відкл.мах}}$  - найбільше значення струму відключення по довідниковим даним, кА;

$I_{\text{к}}$  – струм к.з., кА.

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

- 1)  $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{р}}$ ;
- 2)  $I_{\text{н}} \geq I_{\text{р}}$ ;
- 3)  $I_{\text{ном.відкл.}} \geq I_{\text{к}}$ ;
- 4)  $i_{\partial} \geq i_{\text{уд}}$ ;
- 5)  $I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} \geq B_{\text{к}}$ ;
- 6)  $B_{\text{к}} = I_{\text{к}}^2 (t_{\text{відкл}} + T_{\text{а}})$ .

Розрахунок для вводу 110 кВ:

$$I_{\text{Т}} = I_{\text{відкл.}} \cdot \sqrt{\frac{t_{\text{відкл.}}}{t_{\text{Т}}}} = 40 \sqrt{\frac{2,58}{3}} = 37,094 \text{ кА},$$

$$B_{\text{к доп.}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 37,094 \cdot 2,58 = 3549,99 \text{ кА}^2\text{с}.$$

						02.19ЕС2111.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			39

Розрахунки та вибір вимикачів занесемо до таблиці 2.4:

Таблиця 2.4 - Вибрані вимикачі

№ з/п	Найменування приєднань	Тип вимикача	Співвідношення паспортних даних і розрахункових параметрів				
			$\frac{U_{ном}}{U_{роб}}$	$\frac{I_{ном}}{I_{роб.мах}}$	$\frac{i_{дин}}{i_y}$	$\frac{I_{ном.откл}}{I_k}$ к	$\frac{I_T^2 t_T}{B_k}$
1	Вводи в РУ-110 кВ	ВГТ-110 П*-40/2500 У1	110	2500	102	40	3550
			110	367,8	6,91	2,71	15,055
2	Сторона СН ГПТ	ВР35-35-20/1250 У2	35	1250	52	20	2560
			35	578,05	9,82	3,85	22,975
3	Сторона НН ГПТ	ВБЗО-27,5-20/1000 У1	27,5	1000	52	20	1200
			27,5	735,7	9,54	3,74	7,693
4	Споживачі 35 кВ	ВР35-35-20/1250 У2	35	1250	52	20	1200
			35	18	9,82	3,85	22,975
5	Споживачі 10 кВ	ВР1-10-20/630 У1	10	630	52	20	1200
			10	37,4	4,67	1,83	5,191
6	Сторона ВН РТ 35/10	ВР35-35-20/1250 У2	35	1250	52	20	1200
			35	57,8	9,82	3,85	22,975
7	Фідер к.м. 27,5 кВ	ВБЗО-27,5-20/1000 У1	27,5	1000	52	20	1200
			27,5	121,7	9,54	3,74	7,693
8	Сторона НН РТ 35/10	ВР1-10-20/630 У1	10	630	52	20	1200
			10	141,6	4,67	1,83	5,191
9	Сторона ВН ТВП	ВР1-10-20/630 У1	10	630	52	20	1200
			10	32,4	4,67	1,83	5,191

Вибір роз'єднувачів.

При виборі роз'єднувачів перевіряються наступні умови:

1)  $U_{ном} \geq U_p$ ;

									Арк.
									40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	02.19ЕС2111.КРБ.2025-ПЗ				

- 2)  $I_H \geq I_p$ ;
- 3)  $I_{\text{ном.відкл.}} \geq I_K$ ;
- 4)  $i_\partial \geq i_{y\partial}$ ;
- 5)  $I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$ ;
- 6)  $B_K = I_K^2 (t_{\text{відкл.}} + T_a)$ .

Розрахунок для вводу 110 кВ:

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

Розрахунки та вибір вимикачів занесемо до таблиці 2.5:

Таблиця 2.5 - Вибрані роз'єднувачі

**Результати вибору роз'єднувачів**

№ з/п	Найменування приєднань	Тип вимикача	Співвідношення паспортних даних і розрахункових параметрів			
			$\frac{U_{\text{ном}}}{U_{\text{роб}}}$	$\frac{I_{\text{ном}}}{I_{\text{роб.мах}}}$	$\frac{i_{\text{дин}}}{i_y}$	$\frac{I_T^2 t_T}{B_K}$
1	Вводи в РУ-110 кВ	РДЗ.2-110Б-1000У1	110	1000	80	2201
			110	367,8	6,91	15,055
2	Сторона СН ГПТ	РДЗ.2-35/1000У1	35	1000	80	1200
			27,5	735,7	9,54	7,63
3	Споживачі 35 кВ	РДЗ.1-35/1000У1	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. Проектування сонячної електростанції

Проектування сонячної електростанції виконуємо за допомогою програми PVsyst. Результати представлені на рисунках 2.10-2.24.



Version 7.3.4

### PVsyst - Simulation report

#### Grid-Connected System

Project: Томс Олексій

Variant: New simulation variant

Sheds on ground

System power: 4201 kWp

Swenigorodka - Ukraine

Рисунок 2.10 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

									Арк.
									42
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	02.19EC2111.КРБ.2025-ПЗ				

**PVsyst V7.3.4**

VC0, Simulation date:  
31/05/25 20:28  
with v7.3.4

Project: Томс Олексій

Variant: New simulation variant

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

System summary			
<b>Grid-Connected System</b>	<b>Sheds on ground</b>		<b>User's needs</b>
<b>PV Field Orientation</b>	<b>Near Shadings</b>		Unlimited load (grid)
Fixed plane	Linear shadings		
Tilt/Azimuth	30 / -4 °		
<b>System information</b>			
<b>PV Array</b>		<b>Inverters</b>	
Nb. of modules	6318 units	Nb. of units	40 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

31/05/25

PVsyst Evaluation mode

Page 2/15

Рисунок 2.11 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

						02.19EC2111.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			43



**PVsyst V7.3.4**

VC0, Simulation date:  
31/05/25 20:28  
with v7.3.4

**General parameters**

<b>Grid-Connected System</b>		<b>Sheds on ground</b>		<b>Models used</b>	
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Sheds configuration</b>		Transposition Perez	
Orientation		Nb. of sheds	351 units	Diffuse	Perez, Meteorom
Fixed plane		<b>Sizes</b>		Circumsolar	separate
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>		<b>User's needs</b>	
Free Horizon		Linear shadings		Unlimited load (grid)	
<b>Bifacial system</b>					
Model	2D Calculation unlimited sheds				
<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**

<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
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**

<b>Array Soiling Losses</b>		<b>Thermal Loss factor</b>		<b>DC wiring losses</b>	
Loss Fraction	3.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	1.7 mΩ
		Uc (const)	29.0 W/m <sup>2</sup> К	Loss Fraction	1.5 % at STC
		Uv (wind)	0.0 W/m <sup>2</sup> К/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

									Арк.
									44
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					



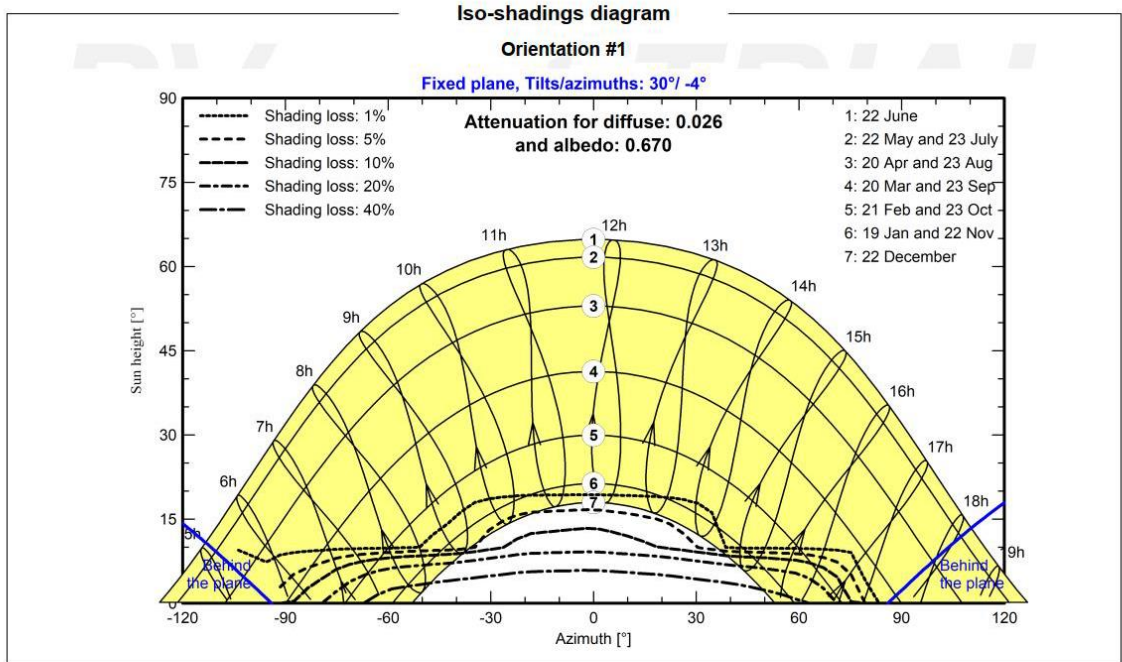
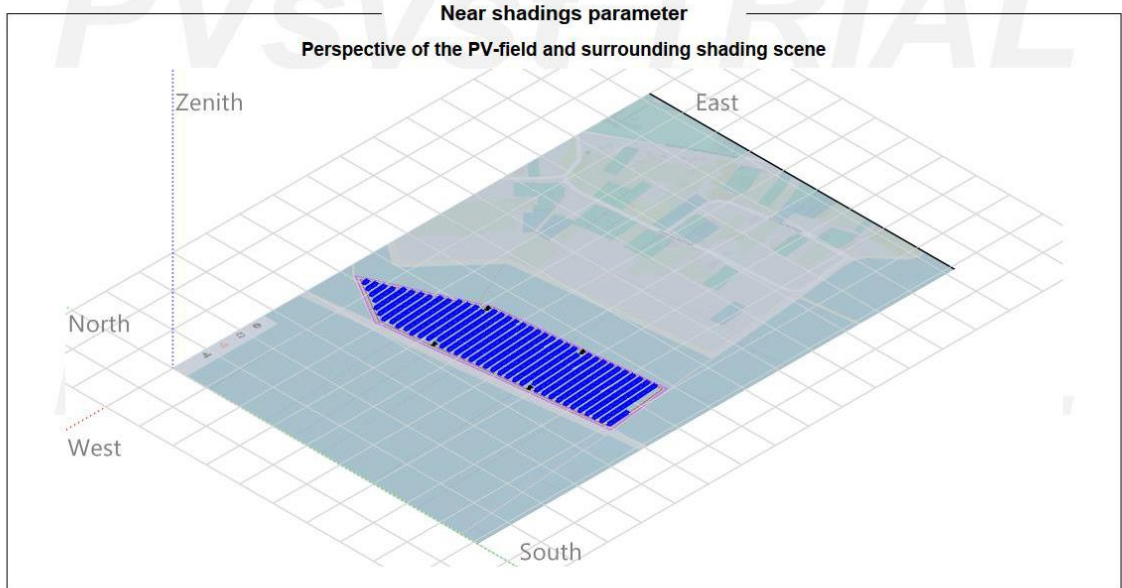


Рисунок 2.14 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата



**PVsyst V7.3.4**

VC0, Simulation date:  
31/05/25 20:28  
with v7.3.4

**Main results**

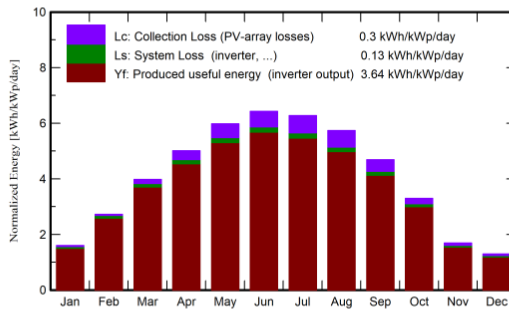
**System Production**

Produced Energy 5584.60 MWh/year

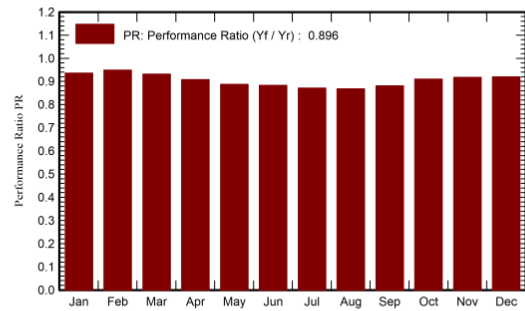
Specific production  
Perf. Ratio PR

1329 kWh/kWp/year  
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
<b>Year</b>	<b>1270.3</b>	<b>594.85</b>	<b>9.72</b>	<b>1483.9</b>	<b>1394.7</b>	<b>5781.6</b>	<b>5584.6</b>	<b>0.896</b>

**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

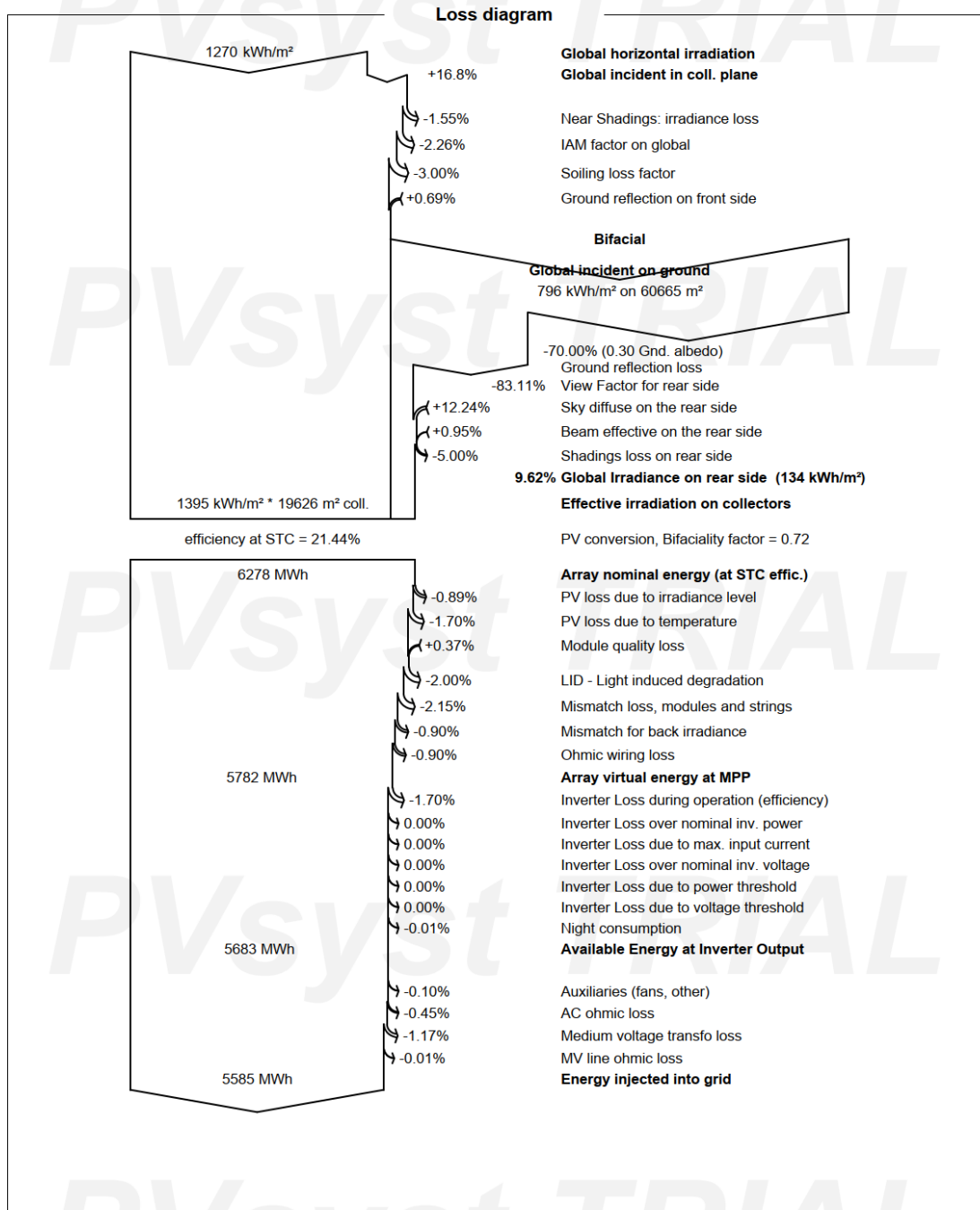
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата



PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:  
31/05/25 20:28  
with v7.3.4

Project: Томс Олексій  
Variant: New simulation variant



31/05/25

PVsyst Evaluation mode

Page 7/15

Рисунок 2.16 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

02.19EC2111.КРБ.2025-ПЗ

Арк.

48



PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:  
31/05/25 20:28  
with v7.3.4

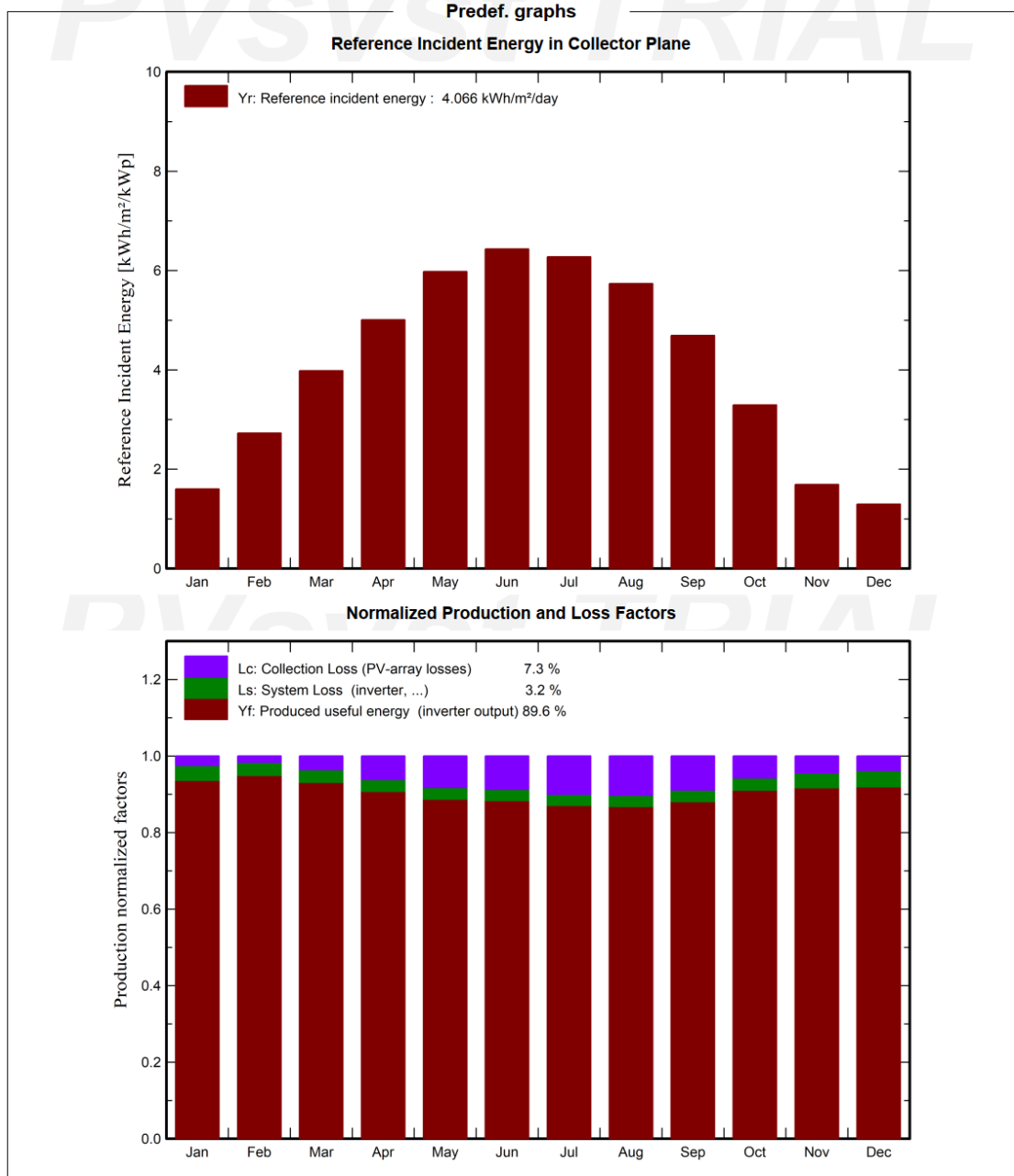


Рисунок 2.17 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

					02.19EC2111.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		49



PVsyst V7.3.4

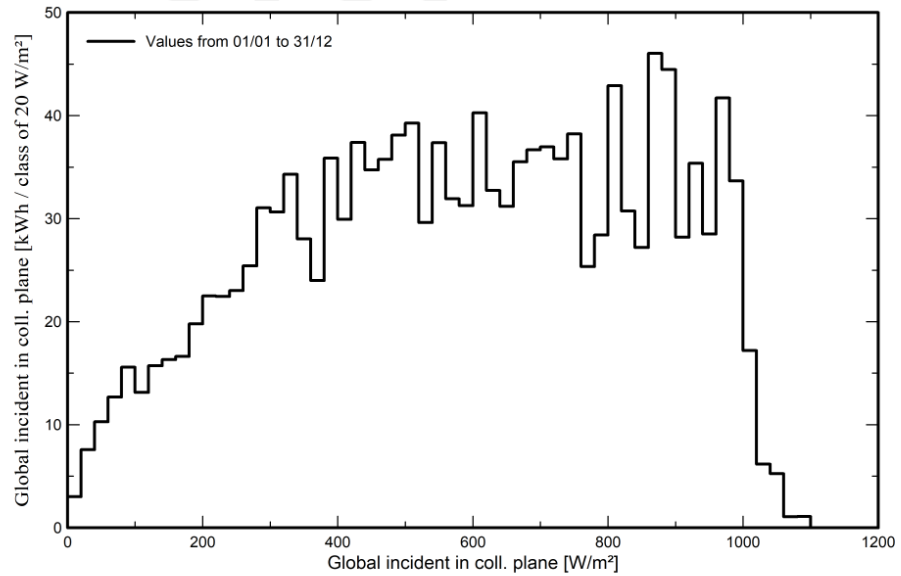
VC0, Simulation date:  
31/05/25 20:28  
with v7.3.4

Project: Томс Олексій

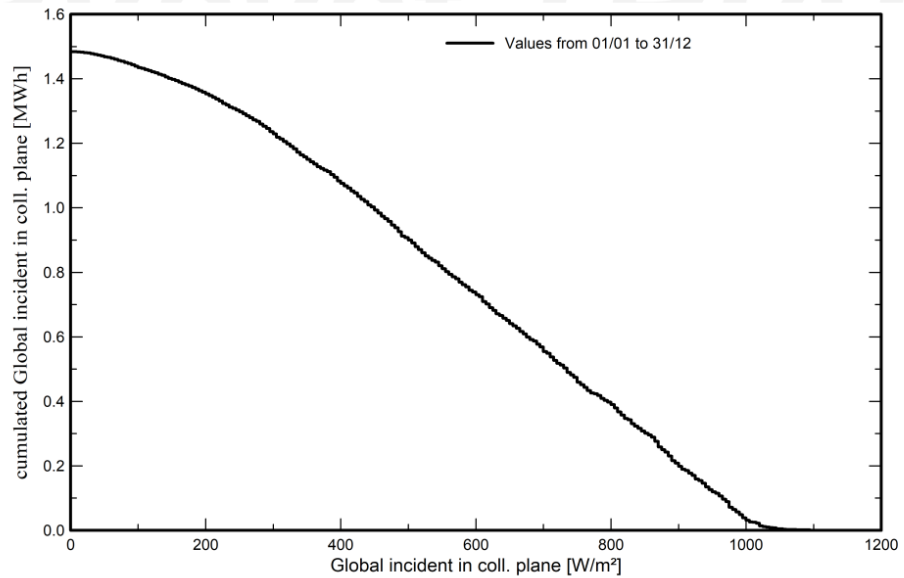
Variant: New simulation variant

Predef. graphs

Incident Irradiation Distribution



Incident Irradiation cumulative distribution



31/05/25

PVsyst Evaluation mode

Page 9/15

Рисунок 2.18 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

02.19EC2111.КРБ.2025-ПЗ

Арк.

50

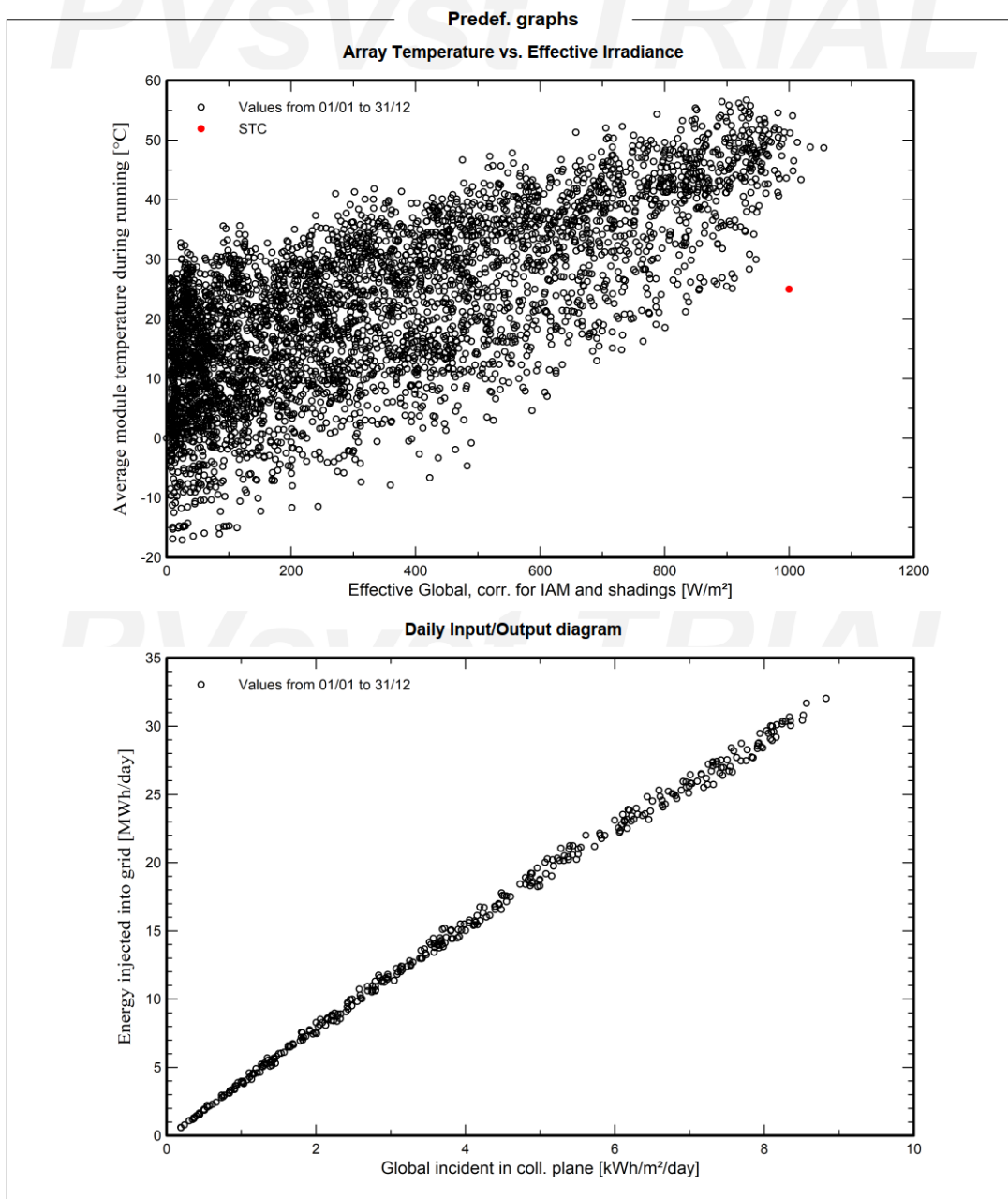


Рисунок 2.19 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

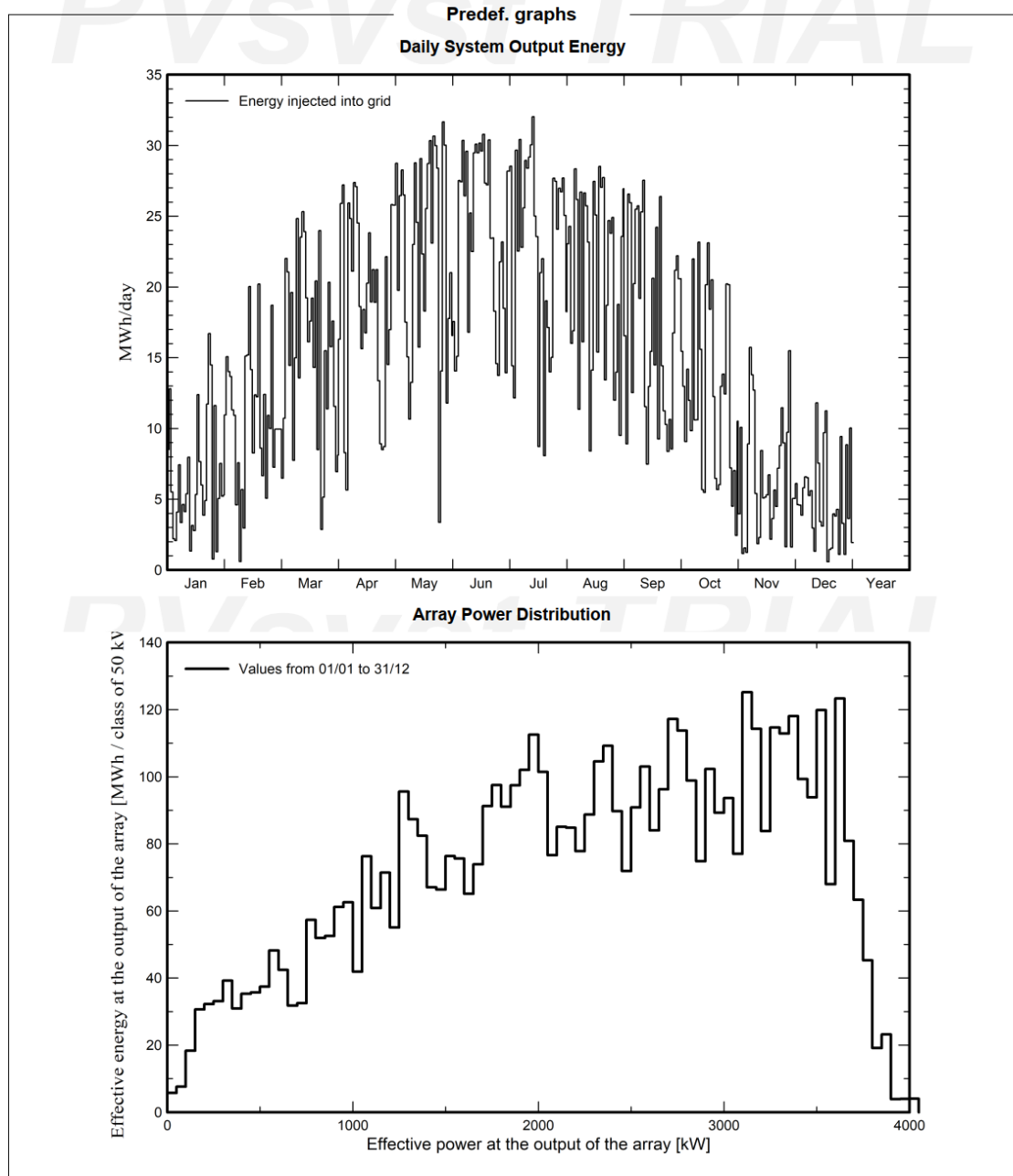
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата



PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:  
31/05/25 20:28  
with v7.3.4

Project: Томс Олексій  
Variant: New simulation variant



31/05/25

PVsyst Evaluation mode

Page 11/15

Рисунок 2.20 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

02.19EC2111.КРБ.2025-ПЗ

Арк.

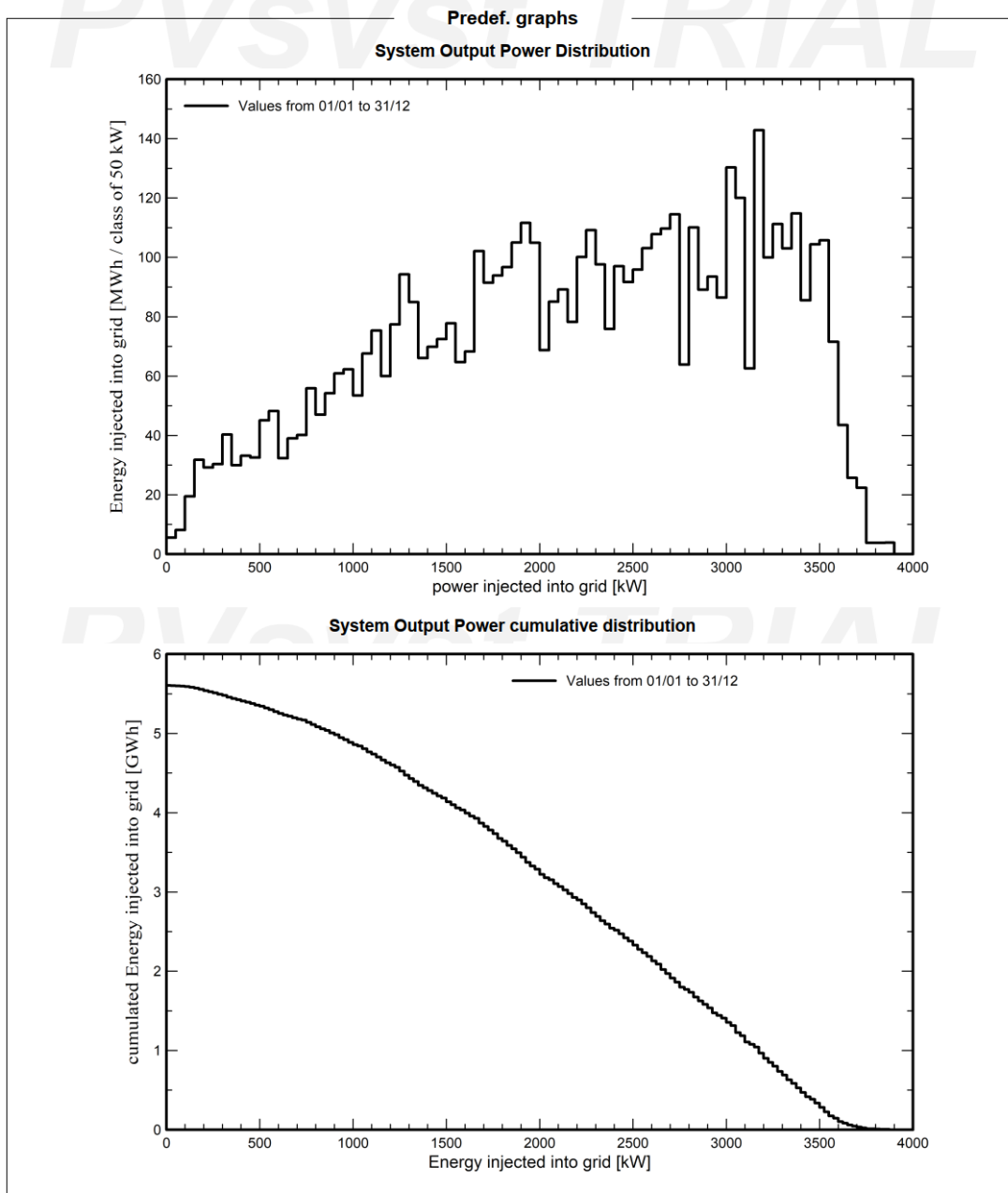
52



PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:  
31/05/25 20:28  
with v7.3.4

Project: Томс Олексій  
Variant: New simulation variant



31/05/25

PVsyst Evaluation mode

Page 12/15

Рисунок 2.21 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

02.19EC2111.КРБ.2025-ПЗ

Арк.

53

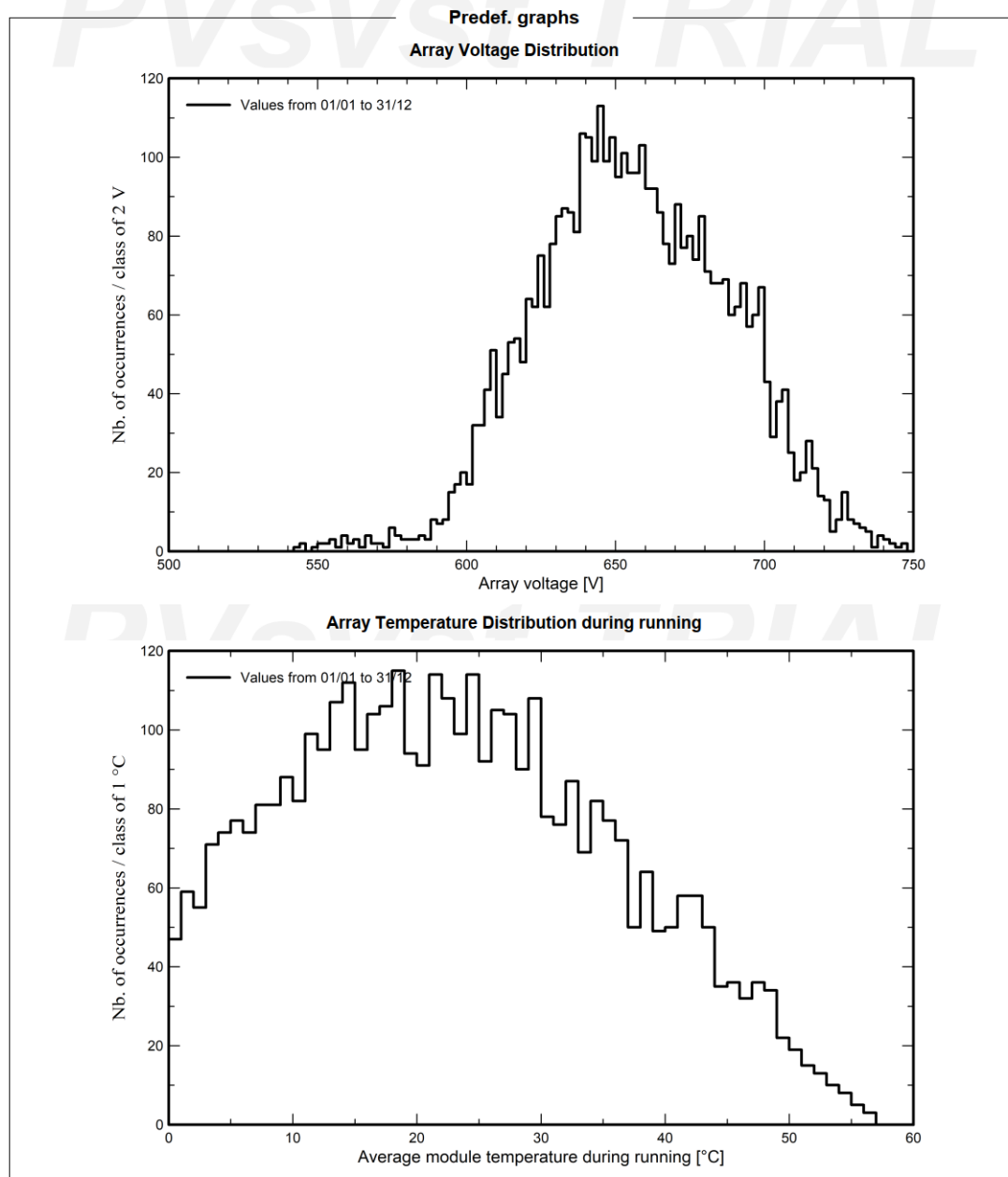


PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:  
31/05/25 20:28  
with v7.3.4

Project: Томс Олексій

Variant: New simulation variant



31/05/25

PVsyst Evaluation mode

Page 13/15

Рисунок 2.22 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

02.19EC2111.КРБ.2025-ПЗ

Арк.

54



**PVsyst V7.3.4**

VC0, Simulation date:  
31/05/25 20:28  
with v7.3.4

**P50 - P90 evaluation**

**Meteo data**

Source Meteonorm 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**

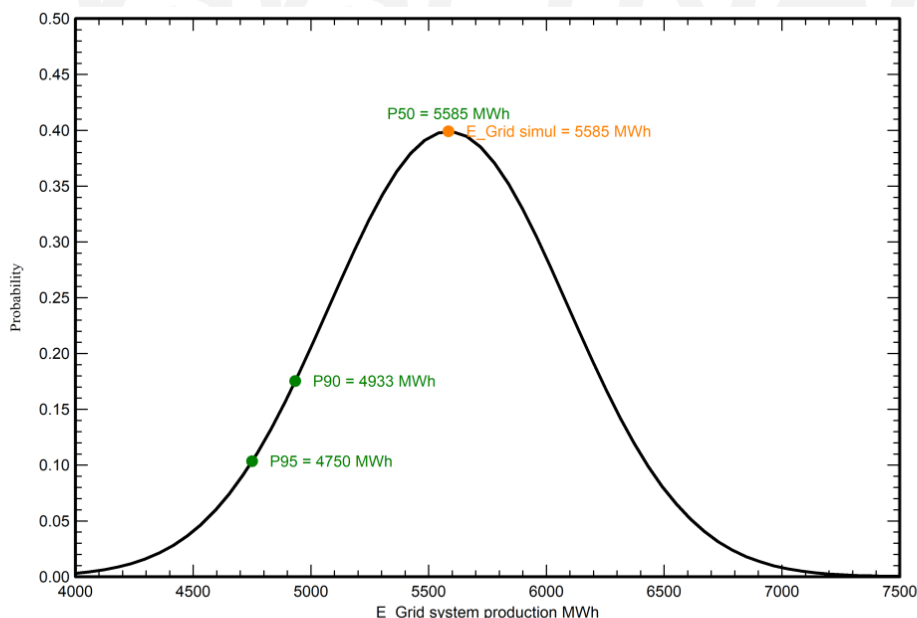


Рисунок 2.23 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Змн.	Арк.	№ докум.	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 дані представлені в таблиці 3.1:

Таблиця 3.1 - Вихідні дані

№ варіанту	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 таблицю 3.2 зведемо результати розрахунку робочого струму КЛ та підберемо на основі відомих параметрів перетин кабелю і його допустимий струм.

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

					02.19ЕС2111.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		57

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 відповідних таблиць за формулою:

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

Результати розрахунків зведемо в табличку 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, отриманих з відповідних таблиць за формулою:

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

Результати розрахунків зведемо в табличку 3.4

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

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

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Для кабелів, прокладених у повітрі (на драбинах) тривалий допустимий струм у амперах у заданих умовах прокладання кабелю розраховуємо за значень коригувальних коефіцієнтів, отриманих з відповідних таблиць за формулою:

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

Результати розрахунків зведемо в таблицьку 3.5.

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

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

### 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 (табличне значення);

$I_{c.sc}$  – 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  $X_{m2}$  – допустимий струм короткого замикання по жилі кабелю, кА (табличне значення);

$t$  – час спрацювання захисту, с.

Результати розрахунків зведемо в таблицьку 3.6.

						02.19ЕС2111.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			59

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 (табличне значення), с;

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

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

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

Результати розрахунків зведемо в таблицю 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	$I^{(2)}_{sc}$ , 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 таблицю 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).

									Арк.
									61
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	02.19ЕС2111.КРБ.2025-ПЗ				

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:

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

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:

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

					02.19EC2111.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
						62
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

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

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

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

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

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

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

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

Результати розрахунків зведемо в таблицю 3.9.

Таблиця 3.9 - Результати розрахунку вибору способу заземлення екрану кабелю

№ КЛ	$I_o, A$	$L, км$	$\gamma_1$	$U_1^{(3)}, В$	$\gamma_2$	$U_2, В$	$\gamma_3$	$U_3, В$	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

Опір системи:

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

Опір повітряно-кабельної лінії.

					02.19ЕС2111.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
						64
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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:

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

Сумарний опір до розрахункової точки К3:

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

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

Таблиця 3.10 - Результати розрахунків опорів схеми заміщення в максимальному режимі

$z_c$ , Ом	$r_l$ , Ом	$x_l$ , Ом	$z_{K2}$ , Ом	$z_m$ , Ом	$z_{K3}$ , 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:

					02.19ЕС2111.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		65

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

Сумарний струм КЗ в точці К2:

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

• 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:

$$I_{K3ПС}^{(3)} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot z_{K3}} \quad (3.31)$$

Сумарний струм КЗ в точці К3:

$$I_{K3}^{(3)} = I_{K3ПС}^{(3)} + I_{KCEC}^{(3)} \quad (3.32)$$

Результати проведених розрахунків зводимо в таблиці 3.11 та 3.12.

Таблиця 3.11 - Результати розрахунків трифазних струмів КЗ в максимальному режимі

$I_{K1}^{(3)}$ , кА	$I_{K2ПС}^{(3)}$ , кА	$I_{KCEC}^{(3)}$ , кА	$I_{K2}^{(3)}$ , кА	$I_{K3ПС}^{(3)}$ , 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	$I_{K2ПС}^{(2)}$ , кА	$I_{KCEC}^{(2)}$ , кА	$I_{K2}^{(3)}$ , кА	$I_{K3ПС}^{(2)}$ , кА	$I_{K3}^{(2)}$ , кА
1,594	1,393	0,167	1,56	0,507	0,674

### Розрахунок уставок спрацювання захисту

Для відстроювання уставок спрацювання захисту використовуємо робочий струм розрахованої кабельної лінії  $I_{дон} = 46,19$  А.

• 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.

					02.19ЕС2111.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		66

Максимальна величина струму при включенні може скласти  
 $I_{БГН} = (3...5) \cdot I_{ном.тр.}$

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

Номинальний струм трансформатору:

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

Струм спрацювання захисту:

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

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

Таблиця 3.13 - Результати розрахунків відстроювання від струму намагнічення трансформатору

$I_{ном}, А$	$I_{сзmin}, А$	$I_{сзmax}, А$	$I_{сз}, А$ 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, приведенного 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:

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

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

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

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

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

Умова забезпечення чутливості захисту виконується

Витримку часу 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

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

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

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

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

Струм уставки

$$I_y = \frac{k_{сх} \cdot I_{с.з.}}{k_{ТА}}. \quad (3.39)$$

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

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(3)}}{I_{\text{с.з.}}} \quad (3.40)$$

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

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

$I_{\text{сз}}, \text{A}$	$I_{\text{y}}, \text{A}$	$I_{\text{сз}}, \text{A}$ для відстроювання	$k_{\text{ч}}$
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 таблиці 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:

$$I_{\text{C}} = 3 \cdot \omega \cdot C_{\text{ф}} \cdot U_{\text{ф}} \cdot 10^{-6} \text{ A/км}, \quad (3.41)$$

					02.19ЕС2111.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		69

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:

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

Результати розрахунку ємнісних струмів наведено в таблиці 3.17.

Таблиця 3.17 - Результати розрахунків ємнісних струмів

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

У відповідності до ГКД 34.20.172-95 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;

					02.19EC2111.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		70

- 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.

					02.19ЕС2111.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		71

## 4. ІНДИВІДУАЛЬНЕ ЗАВДАННЯ

### Побутові накопичувані електричної енергії

#### 4.1 Вступ

Накопичувачі електричної енергії є дуже популярними пристроями для використання у побуті. Із збільшенням приладів, яким потрібна електроенергія для роботи, вони стали все більшою необхідністю. Вони дозволяють накопичувати у собі електричну енергію, щоб потім цю енергію використати. Накопичувачами називаються батарейки, акумулятори чи акумуляторні батареї. Вони використовуються в багатьох приладах: портативні пристрої, електротранспорт, інструменти. Також вони стають ще дедалі популярнішими для власників сонячних панелей або для забезпечення резервного живлення. Вони дозволяють зберігати надлишкову енергію, вироблену в пікові години, або накопичувати енергію з мережі за нижчими тарифами, щоб використовувати її, коли електроенергія дорожча або недоступна. Для кращого подальшого розуміння розглянемо терміни накопичувачів та їх характеристики.

Побутовий накопичувач електричної енергії - це пристрій або система, призначена для зберігання та подальшого використання електричної енергії в побутових умовах. Він може використовуватися для резервного живлення, забезпечення автономності та зменшення витрат на електроенергію.

Ємність в побутових накопичувачах – це кількість електричної енергії, яку він може зберігати в собі, вона вимірюється в кВт·год [1].

Щільність енергії – це величина енергії, яка може поміститися на одиницю маси (кВт·год/кг), або на одиницю об'єму (кВт·год/л) [1].

Глибина розряду (Depth of Discharge, DoD) - це відсоток від загальної ємності акумулятора, який було використано під час розряду [1].

Коефіцієнт корисної дії (ККД) – це безрозмірна величина, яка показує частку корисної роботи або енергії, отриманої від системи, відносно загальної витраченої енергії, вимірюється у відсотках [2].

					02.19EC2111.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		72

## 4.2 Типи накопичувачів

Тепер розглянемо які розповсюджені типи накопичувачів використовують у побуті. Розповсюдженими є такі типи:

- Літій-іонні;
- Свинцево-кислотні;
- Суперконденсатори.

Розглянемо детальніше кожний тип, їх будову, характеристики, переваги та недоліки.

### 1. Літій-іонні акумулятори (Lithium-ion Batteries)

Це тип акумулятора, що використовує іони літію для перенесення заряду та зберігання електроенергії (рис. 4.1) [3]. Найбільш популярний і швидкозростаючий сегмент ринку домашніх накопичувачів. В літєвих батареях необхідне використання системи BMS (Battery Management System) – це система управління батареєю, яка слідкує, регулює та захищає акумуляторні батареї. [3]. Вона використовується в літєвих батареях для збільшення терміну служби акумулятора, покращення безпеки, підвищення ефективності роботи батареї, довговічності та стабільності роботи системи. Використовуються літій-іонові накопичувачі в побутовій електроніці (смартфони, ноутбуки, планшети, навушники та ін.), електротранспорті (електромобілі, електровелосипеди та ін.), сонячних батареях та інших пристроях.

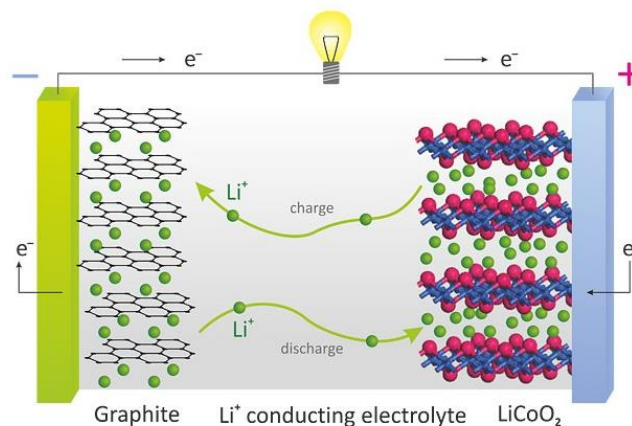


Рисунок 4.1 – Схема літій-іонного акумулятора

					02.19EC2111.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		73

Серед переваг літій-іонних акумуляторів можна навести:

- Висока щільність енергії (200-300 Вт·год/кг);
- Швидкий заряд та розряд;
- Довгий термін служби (2000-6000+ циклів заряду/розряду);
- Велика глибина розряду (80-100%);
- Високий ККД (до 95-98%).

Недоліки літій іонних акумуляторів:

- Висока вартість;
- Потенційний ризик безпеки при використанні деяких видів батарей;
- Необхідне використання системи BMS (Battery Management System).

## 2. Свинцево-кислотні акумулятори (Lead-Acid Batteries)

Це тип акумулятора, в якому енергія зберігається за допомогою хімічної реакції між свинцем і сірчаною кислотою (рис. 4.2). Свинцево-кислотні акумулятори можуть мати різні конструкції та класифікації, найпоширеніші:

- Заливні (обслуговувані) акумулятори – більш дешевші, але потребують частішого обслуговування та вентиляції приміщення через присутність значного випаровування електроліту [4].
- Герметичні (необслуговувані) акумулятори - не потребують доливання електроліту, оскільки мають спеціальну конструкцію, яка мінімізує випаровування. Це робить їх дорожчими за заливні, але натомість вони не потребують обслуговування та вентиляції приміщення, роблячи цей акумулятор більш стабільним під час роботи [4].

Для побутового використання зазвичай застосовуються "глибокого циклу" (deep cycle) версії герметичних або заливних акумуляторів. Акумулятори глибокого циклу (deep cycle) – це акумулятори, що здатні витримувати багаторазові цикли зарядки та розрядки, що забезпечує тривалий термін служби [4]. Важливо відмітити, що глибокий цикл батареї робить насамперед товщина пластини, а не те, чи вона залита або герметична [4].

						02.19EC2111.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
							74
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			

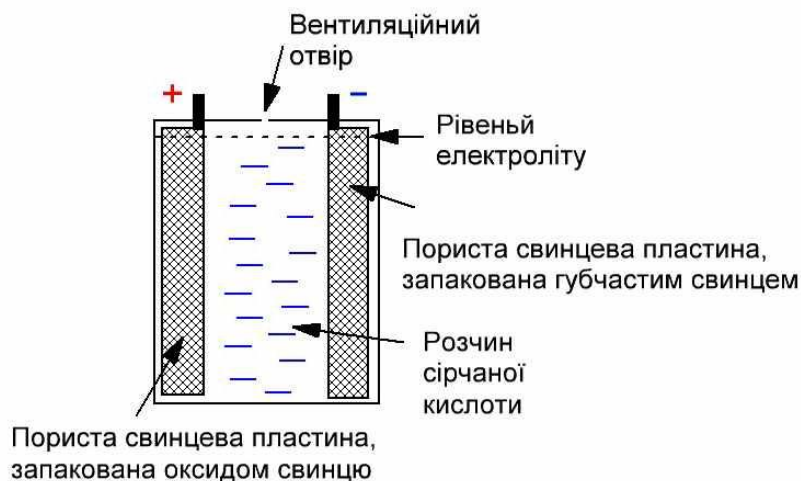


Рисунок 4.2 – Схема свинцево-кислотного акумулятора.

Перевагами свинцево-кислотних акумуляторів є:

- Низька початкова вартість;
- Доступність;
- Надійність роботи;
- Велика потужність.

Недоліками є:

- Низька щільність енергії;
- Великі за розміром та важкі;
- Небезпечне через використання свинцю;
- Мала глибина розряду (50-80%);
- Менша ККД відносно літій-іонних акумуляторів (до 70-85%);
- Потреба в обслуговуванні у випадку з заливним типом акумуляторів;
- Обмежений термін служби (200-1500 циклів заряду/розряду);
- Повільне розрядження.

### 3. Суперконденсатори (Supercapacitors / Ultracapacitors)

Хоча суперконденсатори не є "акумуляторами" у традиційному розумінні, так як вони зберігають енергію в електростатичному полі, а не через хімічні реакції, але вони іноді розглядаються як накопичувачі енергії. Він використовує електрохімічний пристрій, конденсатор, з органічним або

					02.19EC2111.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		75

неорганічним електролітом, обкладинками в якому є подвійний електричний шар на межі розподілу електроду та електроліту (рис. 4.3) [5]. Для типового побутового використання вони рідко застосовуються як самостійні накопичувачі для великих обсягів енергії через свою низьку енергетичну щільність. Їх використовують у побуті для резервного живлення, підтримки енергії в пристроях з високими енергетичними вимогами, та для згладжування коливань напруги. Вони стають все більш популярними в мобільних телефонах, цифрових камерах та інших гаджетах.

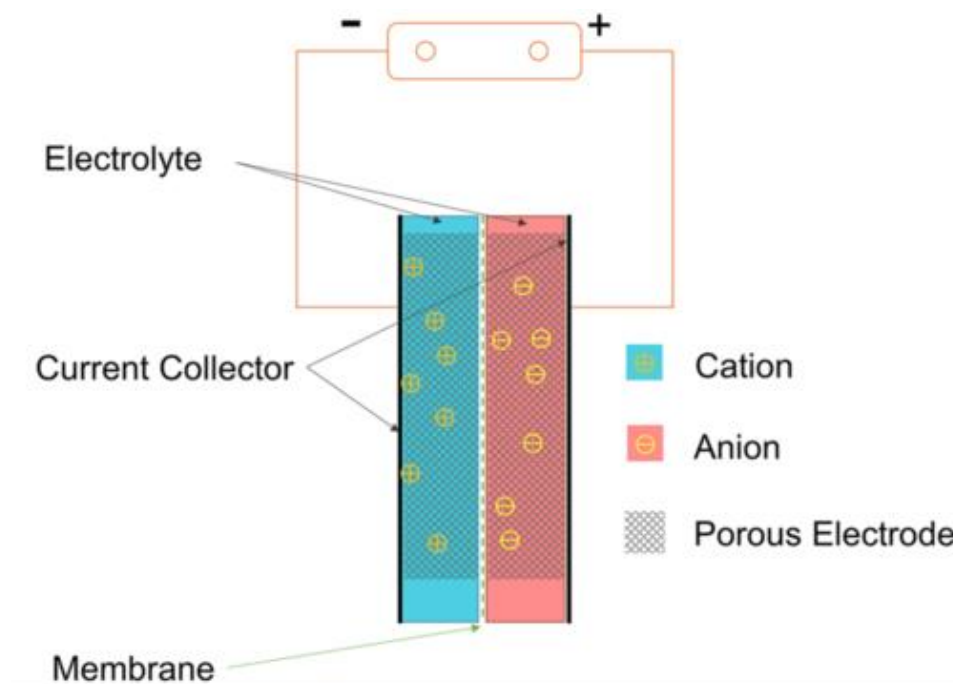


Рисунок 4.3 – Схема суперконденсатора

Перевагами суперконденсаторів можна назвати:

- Швидке зарядження та розрядження;
- Довгий термін служби (зазвичай від 10000 до 500000 циклів заряду/розряду);
- Висока надійність;
- Компактність;
- Не містять шкідливих речовин, безпечні для використання;
- Висока глибина розряду (100%);
- Високий ККД (до 95-98%).

Серед недоліків можна визначити:

					02.19EC2111.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		76

- Дуже маленька щільність енергії;
- Дуже великий саморозряд;
- Велика вартість;
- Погано працює з великими навантаженнями.

#### **4.3 Розвиток накопичувачів**

Технології не стоять на місці і галузь технологій накопичення електричної енергії розвивається як і всі інші галузі. Подивимось ближче на приклади їх розвитку:

##### **1. Покращення існуючих накопичувачів електричної енергії**

Необхідним є вдосконалення існуючих технологій накопичування електричної енергії. Покращення їх характеристик, як ємність, щільність енергії, збільшення кількості циклів заряду/розряду, збільшення глибини розряду, ККД, та інші покращення, що зроблять сучасні накопичувачі кращими, безпечнішими і ще більш кориснішими ніж вони є зараз.

##### **2. Створення нових накопичувачів електричної енергії**

Звісно окрім покращення існуючих технологій зараз розробляються нові типи накопичувачів, що в майбутньому можуть стати гарною конкуренцією, або навіть замінити існуючі технології.

##### **Натрій-іонні акумулятори (Na-ion batteries, NIB)**

Це технологія, яка останніми роками привернула значну увагу як потенційна альтернатива або доповнення до літій-іонних акумуляторів, особливо для великомасштабного зберігання енергії та певних застосувань в електромобілях. За будовою вони дуже нагадують літій-іонні батареї, але замість літію вони використовують натрій в якості носіїв заряду (рис. 4.5) [6].

В теорії ця технологія зможе повністю замінити літій-іонні батареї, її матеріали більш дешевші та доступні і сама технологія безпечніша за деякі літій-іонні батареї, але в даний час в них є великі недоліки, роблячи цю технологію поки неконкурентоспроможною:

- Щільність енергії нижча (100-150 Вт·год/кг);
- Менший термін служби (2000-6000 циклів заряду/розряду).

					02.19EC2111.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
						77
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Але зараз дослідження спрямовані на збільшення терміну служби та щільності енергії, і вже зараз компанії як, наприклад, *Viwatt Power*, що почали виробництво та постачання цих батарей для побутових технологій [7].

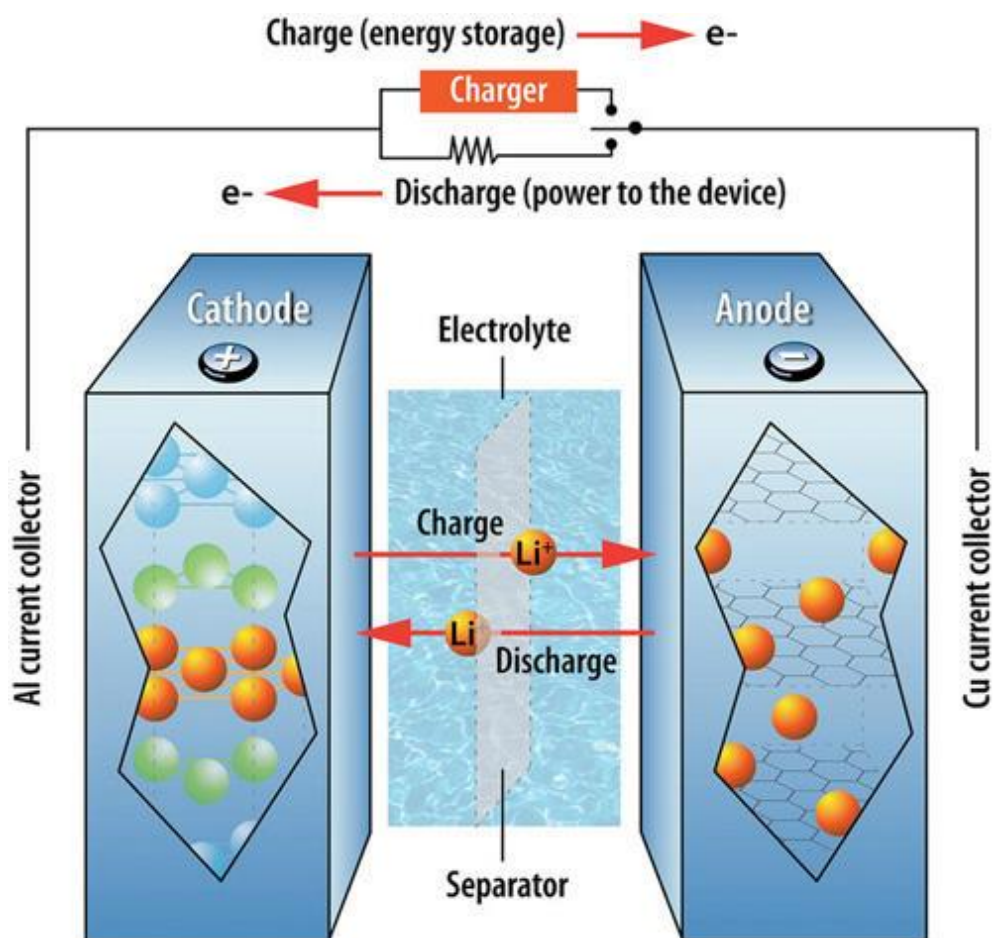


Рисунок 4.5 – Схема натрій-іонного акумулятора

### Проточні акумулятори (Flow Batteries)

Це відносно нова технологія для побутового використання, але в промислових масштабах її вже застосовують. Енергія зберігається в рідких електролітах, що циркулюють між резервуарами та реакційною камерою (рис. 4.6) [8].

З переваг можна віднести:

- Дуже довгий термін служби (15000-20000 циклів заряду/розряду);
- Велика глибина розряду (100%);
- Безпечне використання;

Але в них є і недоліки, як:

- Дуже маленька щільність електроенергії

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

- Великі за розміром та важкі;
- Дуже дорогі;
- ККД менше відносно інших накопичувачів (70-85%).

Дослідження зосереджені на здешевленні електролітів (наприклад, органічні електроліти замість ванадієвих), підвищенні ефективності та зменшенні розмірів.

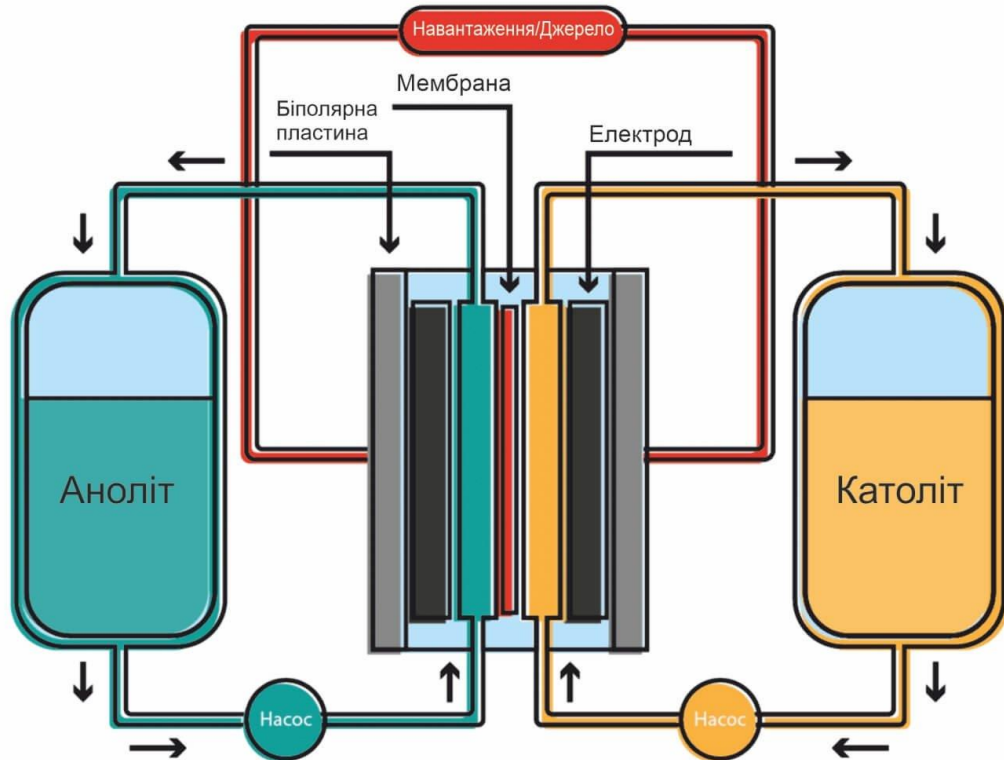


Рисунок 4.6 – Схема проточного акумулятора

### Маховий акумулятор (Flywheel Energy Storage, FES)

Це акумулятор що використовує кінетичну енергію обертового руху для зберігання певних об'ємів електроенергії, ґрунтуючись на принципі конвертації кінетичну енергії в електричну [9]. Він працює за принципом, що коли є надлишкова електрична енергія, вона використовується для живлення електродвигуна. Цей двигун розкручує маховик (ротор) до дуже високих обертових швидкостей. Чим швидше обертається маховик і чим більша його маса та радіус, тим більше кінетичної енергії він може накопичити. Коли потрібна електрична енергія, двигун переходить у режим генератора. Він

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

уповільнює обертання маховика, перетворюючи його кінетичну енергію назад в електричну енергію, яка подається до споживача або в мережу (рис. 4.7).

Серед переваг махових акумуляторів можна навести:

- Довгий термін служби, який не залежить від циклів заряду/розряду;
- Великий ККД (90-95%);
- Екологічність;
- Відсутність саморозряду коли не користується;
- Легко контролювати кількість заряду через обертання маховика.

Серед недоліків є:

- Обмежена ємність
- Із часом уповільнюється через тертя, що призводить до втрат;
- Великий шум та вібрації;
- Дуже великий та важкий;
- Мала щільність електроенергії;
- Дуже висока вартість.

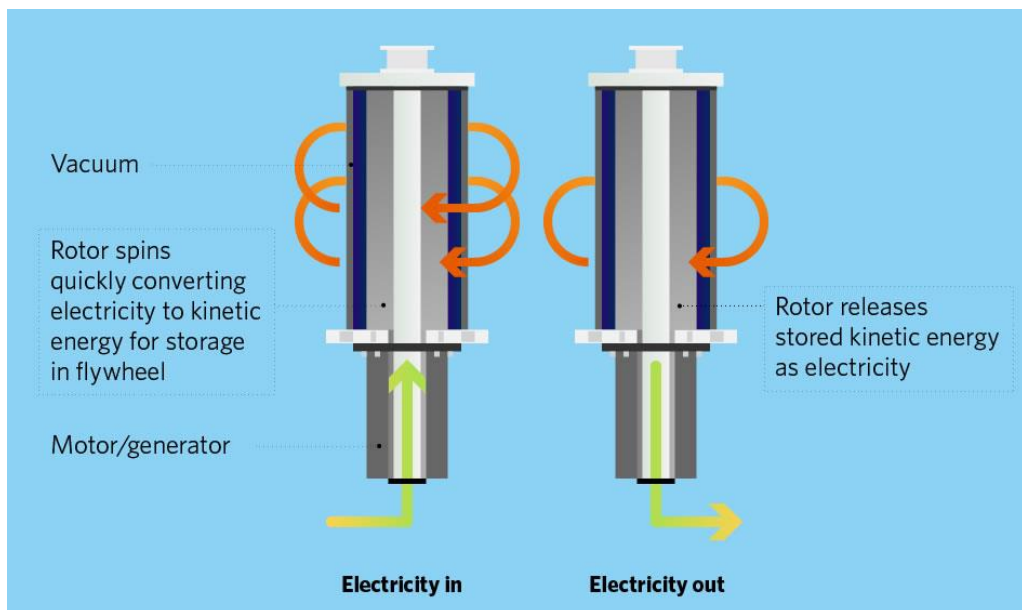


Рисунок 4.7 – Схема махового акумулятора

Не дивлячись на мінуси ця технологія є дуже перспективною. З 2024 року компанія COR-Energy, що розташовується в Україні та спеціалізується на розробці і впровадженні екологічні інноваційні розробки у галузі відновлюваної енергетики, розробила та випробувала прототип махового

					02.19EC2111.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		80

накопичувача, і сама компанія вже розробляє цей тип накопичувачів для використання у побуті та у виробництві [9].

#### **4.4 Висновок**

Отже, галузь побутових накопичувачів електричної енергії дуже важлива і не стоїть на місці. Вже існуючі технології розвиваються, становлячись ще кращими і зручнішими у використанні, і створюються нові, що в майбутньому зможуть вироблятися у великих масштабах та конкурувати з вже існуючими технологіями.

					02.19EC2111.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		81

## 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.

					02.19ЕС2111.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		82

## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Фізика : конспект лекцій для студ. напрямів підготов.: 6.050801 "Мікро- та наноелектроніка", 6.050802 "Електронні пристрої та системи", 6.050701 "Електротехніка та електротехнології", 6.050201 "Системна інженерія" усіх форм навчання. Суми : СумДУ, 2010. Т. 2. 242 с.
2. Derii V. Electric energy storages. System research in energy. 2023. Vol. 2023, no. 1. P. 12–24. URL: <https://doi.org/10.15407/srenergy2023.01.012> (дата звернення: 10.06.2025).
3. Боровенський О. В. Літій-іонні акумулятори. Нові концепції : thesis. 2014. URL: <http://essuir.sumdu.edu.ua/handle/123456789/38832> (дата звернення: 10.06.2025).
4. Мирутенко П. П., Лістовщик Л. К. Накопичувачі енергії. Основні типи та перспективи використання. DSpace :: ELAKPI :: Репозитарій КПІ ім. Ігоря Сікорського. URL: <https://ela.kpi.ua/server/api/core/bitstreams/ef8ba40c-0cf3-4a35-9e5a-ab9e8112ea58/content> (дата звернення: 10.06.2025).
5. Громадський Д. Г. Високопотужні суперконденсатори на основі пористих вуглецевих матеріалів з оптимізованими електродними складовими : автореф. дис. ... канд. техн. наук. Київ, 2012. 18 с.
6. Слюсар М. А., Андрейцева М. В. Нікель-кадмієві і нікель-залізні акумулятори : thesis. 2016. URL: <https://er.knutd.edu.ua/handle/123456789/4560> (дата звернення: 10.06.2025).
7. Biwatt представляє нові натрій-іонні побутові акумулятори . Energystorage: веб-сайт. URL: <https://energystorage.com.ua/novosti/biwatt-predstavlyaye-novi-pobutovi-natrij-ionni-akumulyatori/> (дата звернення: 10.06.2025).

					02.19EC2111.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		83

8. Дюкарев Д. Ю. Проточні батареї як система зберігання енергії. Institutional Repository Dnipro University of Technology Angular :: Home. URL: <https://ir.nmu.org.ua/bitstream/handle/123456789/164088/Тиждень%20студентської%20науки%20-2023-317-318.pdf?sequence=1> (дата звернення: 10.06.2025).
9. COR-Energy успішно випробувала прототип маховичного накопичувача енергії. COR-Energy: веб-сайт. URL: <https://cor-energy.com/news/cor-energy-uspishno-vyprobuvala-prototyp-makhovychnoho-nakopychuvacha-enerhii/> (дата звернення: 10.06.2025).

					02.19EC2111.КРБ.2025-ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		84