

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 Ж-3 110 кВ. Вимикачі тягових підстанцій змінного струму

за освітньою програмою Електротехнічні системи електроспоживання

зі спеціальності: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва спеціальності)

Виконав: студент групи ЕС22120:

  
\_\_\_\_\_

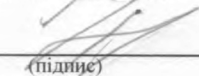
(підпис студента)

/ Володимир СІДОРІН /

\_\_\_\_\_

(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Керівник:

  
\_\_\_\_\_

(підпис)

/ доцент Тетяна ДРУБЕЦЬКА /

\_\_\_\_\_

(посада, Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Нормоконтролер:

  
\_\_\_\_\_

(підпис)

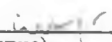
/ доцент Ірина ПОТАПЧУК /

\_\_\_\_\_

(посада, Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

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

Студент

  
\_\_\_\_\_

(підпис)

Дніпро – 2025 рік

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

Energy and economic process 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 the part of the power system between the substations Zh-Z 110 kV. Circuit breakers of AC traction substations

according to educational curriculum Electrotechnical systems of electricity consumption

in the Speciality: 141 Electrical energetics, electrical engineering and electromechanics

(speciality and its code)

Done by the student of the group EC22120:

/ Volodymyr SIDORIN /

(name, surname)

Scientific Supervisor:

/ Ass. Prof. Tatiana DRUBETSKA /

(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 процесами

Кафедра: Інтелектуальні системи енергопостачання

Рівень вищої освіти: Бакалавр

Освітня програма: Електротехнічні системи електроспоживання

Спеціальність: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(ШИФР ТА НАЗВА)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ІСЕ

Дмитро БОСИЙ

(підпис)

(Ім'я ПРИЗВИЩЕ)

Дата \_\_\_\_\_

### ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу

бакалавра

(ступінь вищої освіти)

студенту

Сідоріну Володимирі Вадимовичу

(Прізвище, Ім'я По батькові)

1. Тема роботи: Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями Ж-3 110 кВ. Вимикачі тягових підстанцій змінного струму

Керівник роботи: Друбецька Тетяна Ігорівна, к.т.н., доцент

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

затверджені наказом від

03.03.2025 р.

№ 328ст

2. Строк подання студентом роботи:

12.06.2025 р.

3. Вихідні дані до роботи:

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

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

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

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

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

4.4 Індивідуальне завдання: Вимикачі тягових підстанцій змінного струму

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень): графіки струмів поїздів на ділянці, графіку руху поїздів, графіки

струмів фідерів тягових підстанцій, монтажні криві для контактної підвіски, однолінійна розрахункова схема тягових підстанцій, схеми заміщення при розрахунку струмів к.з., звіт проекту сонячної електростанції з програми Pvsyst

### КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

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

Студент

\_\_\_\_\_ (підпис)

Володимир СІДОРІН

\_\_\_\_\_ (Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Керівник роботи

\_\_\_\_\_ (підпис)

Тетяна ДРУБЕЦЬКА

\_\_\_\_\_ (Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

## ВІДОМІСТЬ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ

першого (бакалаврського) рівня вищої освіти Сідорін В.В. на тему:

«Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями Ж-3 110 кВ. Вимикачі тягових підстанцій змінного струму»

Складова кваліфікаційної роботи	Кількість	Обсяг
Пояснювальна записка	1	101 стор.
Демонстраційний матеріал	1	18 слайдів

Керівник: \_\_\_\_\_ / Тетяна ДРУБЕЦЬКА /

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

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

## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка до кваліфікаційної роботи бакалавра:  
101 с., 28 рис., 27 табл., 11 джерел.

Об'єкт розробки – частина енергетичної системи між підстанціями Ж-3 110 кВ.

Мета роботи – розрахунок системи електропостачання між підстанціями Ж-3 110 кВ.

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

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

Результатами роботи являються визначені значення струмів фідерів та підстанцій, струмів короткого замикання на всіх приєднаннях, вибір трансформаторів, вимикачів та роз'єднувачів, визначення обладнання для сонячних станцій. Дані результати можуть стати основою для розробки системи електропостачання між підстанціями Ж-3 110 кВ.

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

## ЗМІСТ

ВСТУП .....	9
1. ТЯГОВЕ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ .....	10
1.1 Струмозподіл у тяговій мережі.....	10
1.1.1 Навантаження тягових підстанцій.....	11
1.1.2 Струм фази трансформатора підстанції змінного струму.....	17
1.1.3 Переріз контактної мережі.....	20
1.1.4 Визначення питомих річних втрат електроенергії.....	20
1.1.5 Перевірка контактної підвіски за нагрівом.....	24
1.2 Механічний розрахунок анкерної ділянки .....	25
2. ЕЛЕКТРИЧНІ ПІДСТАНЦІЇ ТА СТАНЦІЇ .....	33
2.1 Розрахунок потужності трансформаторів.....	33
2.2 Розрахунок струмів к.з.....	36
2.3 Розрахунок максимальних робочих струмів приєднань.....	47
2.4 Вибір електричних апаратів вище 1000 В.....	48
2.5 Проектування сонячної електростанції.....	50
3. ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ ТА РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ .....	59
3.1 Розрахунок кабельної лінії електропересилання.....	59
3.2 Вибір параметрів релейного захисту кабельної лінії.....	67
4. ІНДИВІДУАЛЬНЕ ЗАВДАННЯ	
Вимикачі тягових підстанцій змінного струму.....	76
4.1 Масляні вимикачі.....	76
4.2 Повітряні вимикачі.....	82
4.3 Елегазові вимикачі .....	87
4.4 Вакуумні вимикачі .....	95

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		
Розробив		Сідорін			Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями Ж-3 110 кВ. Вимикачі тягових підстанцій змінного струму	
Консульт.						Літера
Керівник		Друбецька				Аркуш
Н. контр.		Потанчук				Аркушів
Зав.каф.		Босий				7
МОНУ, УДУНТ, ІСЕ, ЕС22120						
101						

ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ.....	100
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	101

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		8

## ВСТУП

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

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

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

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

# 1 ТЯГОВЕ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

## 1.1 Струмозподіл у тяговій мережі

Для знаходження струмів фідерів використовується шаблон в електронних Таблицях Excel, що реалізує наведений нижче графоаналітичний метод.

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

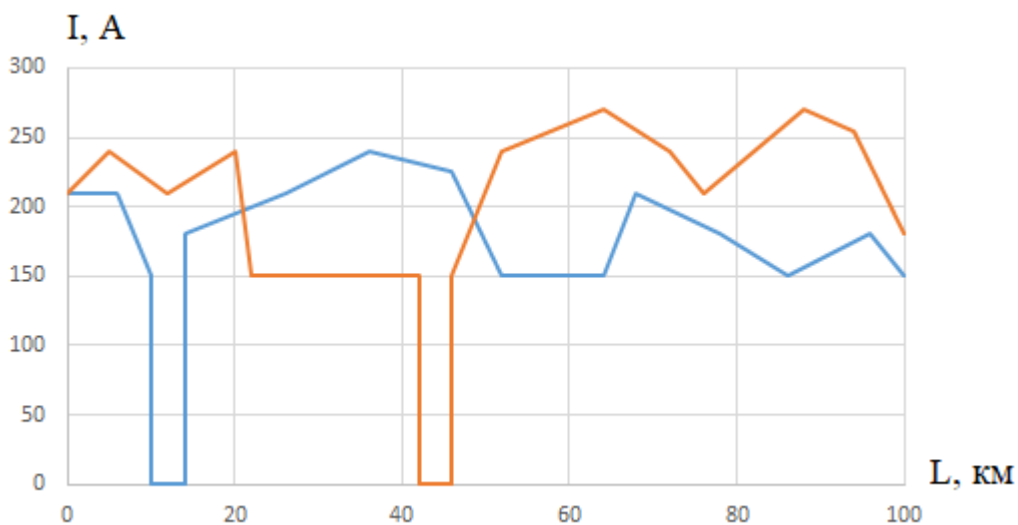


Рисунок 1.1 – Струми поїздів на ділянці

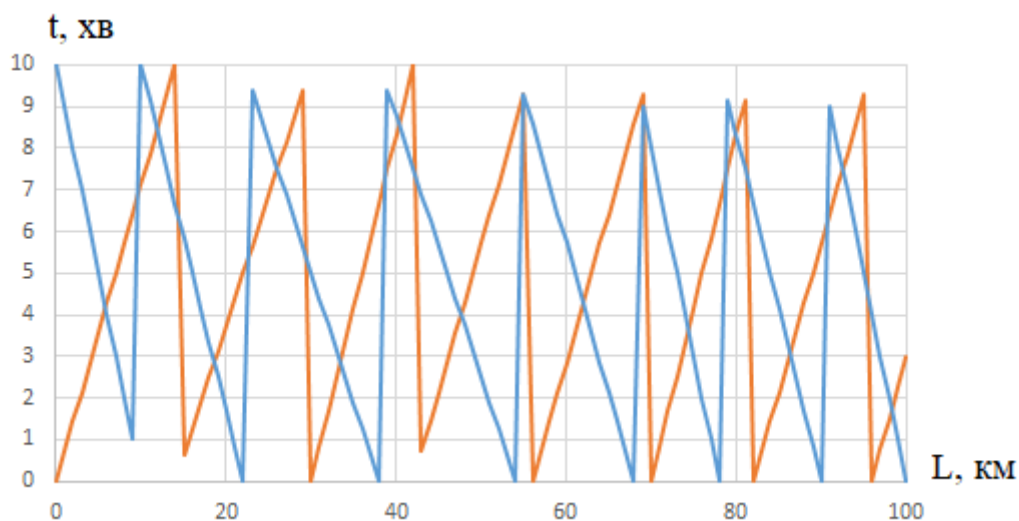


Рисунок 1.2 – Графіки руху поїздів

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

### 1.1.1 Навантаження тягових підстанцій

Відповідно до струмових навантажень поїздів та графіку руху визначаємо середній струм фідера за час руху поїзда розрахунковою міжпідстанційною зоною (МПЗ):

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

Ефективний струм фідера за час руху розрахункового поїзда по МПЗ:

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

Струми фідерів підстанції визначаються для 3-х 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;

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		11

$N_0$  – максимальна пропускна спроможність ділянки, пар;

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

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

Підставляючи значення у формули (1.2) та (1.3) отримаємо:

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

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

$$n_{02} = \frac{30}{10} = 3 \text{ пар};$$

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

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

Ефективний струм фідера підстанції визначається в залежності від схеми живлення у відповідності з [1]:

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:

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		12

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

Підставляючи значення у формули (1.1), (1.4) та (1.5) отримаємо струми для заданих режимів.

Режим середніх розмірів руху поїздів:

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

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

$$I_{\phi 3} = \frac{3,38 \cdot 95 \cdot 68,6}{144} = 153 \text{ A};$$

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

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

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

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

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

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

Режим згущення поїздів:

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

$$I_{\phi 2} = \frac{3 \cdot 130 \cdot 198,9}{144} = 538,7 \text{ A;}$$

$$I_{\phi 3} = \frac{3,38 \cdot 130 \cdot 68,6}{144} = 209,3 \text{ A;}$$

$$I_{\phi 4} = \frac{3,13 \cdot 130 \cdot 105}{144} = 296,7 \text{ A;}$$

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

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

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

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

$$I_{ef4} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,13 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 115,2^2 + \frac{3,13 \cdot \left(3,13 - \frac{4}{3}\right) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 105^2} = 317,1 \text{ А.}$$

Режим максимальних розмірів руху:

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

$$I_{\phi 2} = \frac{3 \cdot 144 \cdot 198,9}{144} = 596,7 \text{ А;}$$

$$I_{\phi 3} = \frac{3,38 \cdot 144 \cdot 68,6}{144} = 231,9 \text{ А;}$$

$$I_{\phi 4} = \frac{3,13 \cdot 144 \cdot 105}{144} = 328,6 \text{ А;}$$

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

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

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

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

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

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

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

де  $v$  – кількість фідерів даного плеча живлення, шт.

Ефективний струм плеча живлення визначається за формулою:

$$I_{нле}^2 = \left(\sum_1^v I_{\phi i}\right)^2 + \sum_1^v I_{\phi ei}^2 - \sum_1^v I_{\phi i}^2. \quad (1.7)$$

Підставляючи значення у формули (1.6) та (1.7) отримаємо необхідні струми для різних режимів.

Режим середніх розмірів руху поїздів:

$$I_{лів} = 369,6 + 393,7 = 763,3 \text{ А;}$$

$$I_{нр} = 153 + 216,8 = 369,8 \text{ А;}$$

$$I_{елів} = \sqrt{763,3^2 + (442,4^2 + 466,3^2) - (369,6^2 + 393,7^2)} = 839,15 \text{ А;}$$

$$I_{енр} = \sqrt{369,8^2 + (180,6^2 + 252^2) - (153^2 + 216,8^2)} = 403,1 \text{ А.}$$

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

Режим згущення поїздів:

$$I_{ліє} = 505,7 + 538,7 = 1044,4 \text{ А};$$

$$I_{нр} = 209,3 + 296,7 = 506 \text{ А};$$

$$I_{еліє} = \sqrt{1044,4^2 + (554,4^2 + 583,9^2) - (505,7^2 + 538,7^2)} = 1092,3 \text{ А};$$

$$I_{енр} = \sqrt{506^2 + (227,6^2 + 317,1^2) - (209,3^2 + 296,7^2)} = 525,9 \text{ А}.$$

Режим максимальних розмірів руху:

$$I_{ліє} = 560,2 + 596,7 = 1156,9 \text{ А};$$

$$I_{нр} = 231,9 + 328,6 = 560,5 \text{ А};$$

$$I_{еліє} = \sqrt{1156,9^2 + (598,4^2 + 630^2) - (560,2^2 + 596,7^2)} = 1193,1 \text{ А};$$

$$I_{енр} = \sqrt{560,5^2 + (246^2 + 342,6^2) - (231,9^2 + 328,6^2)} = 574,7 \text{ А}.$$

### 1.1.2 Струм фази трансформатора підстанції змінного струму

Середній струм фази трансформатора розраховується за формулами:

– для фаз *a* і *c*:

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

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

– 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  $c$ :

$$I_{a(c)e}^2 = \frac{1}{9} \cdot (4 \cdot I_{e1}^2 + I_{e2}^2 + 2 \cdot I_1 \cdot I_2); \quad (1.10)$$

– для фази  $b$ :

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

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

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

Підставляючи значення у формули (1.8) - (1.11) отримаємо необхідні струми для різних режимів.

Режим середніх розмірів руху поїздів:

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

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

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

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		18

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

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

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

Аналогічно проводимо підстановку для режим згущення поїздів та режиму максимальних розмірів руху поїздів.

Результати розрахунку струмозподілу заносимо в таблицю 1.1.

Таблиця 1.1 – Результати розрахунку струмозподілу

Приєднання	Середні розміри руху		Режим згущення поїздів		Максимальний режим	
	середній струм, А	ефективний струм, А	середній струм, А	ефективний струм, А	середній струм, А	ефективний струм, А
1	2	3	4	5	6	7
Фідер 1	369,6	442,4	505,7	554,4	560,2	598,4
Фідер 2	393,7	466,3	538,7	583,9	596,7	630
Фідер 3	153	180,6	209,3	227,6	231,9	246
Фідер 4	216,8	252	296,7	317,1	328,6	342,6
Ліве плече	763,2	839,1	1044,4	1092,3	1156,9	1193,1
Праве плече	369,8	403,1	506	525,9	560,5	574,7
Фаза «а»	580,3	627,5	794,2	823,7	879,7	901,9
Фаза «b»	220,4	254,8	301,5	323,4	334	350,5
Фаза «с»	433,8	461,7	593,7	610,7	657,6	670,1

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

### 1.1.3 Переріз контактної мережі

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

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

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

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

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

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

$\ell$  – довжина міжпідстанційної зони, км;

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

### 1.1.4 Визначення питомих річних втрат електроенергії

Схема живлення контактної мережі на двоколійних та багатоколійних ділянках повинна передбачати підключення постів секціонування та пунктів

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

паралельного з'єднання контактних підвісок. Для визначення  $B_0$  для вузлової схеми живлення можна скористатись виразом:

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

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

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

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

$T$  – розрахунковий період, год;

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

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

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

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

$N_{0пар}$ ,  $N_{0неп}$  – 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:

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

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

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

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

де  $I_{нар}$ ,  $I_{неп}$  – середні струми поїздів під час руху розрахунковою міжпідстанційною зоною, А.

Підставляючи значення у формули (1.12) - (1.17) отримаємо результати для заданих схем живлення:

$$I_{неп} = \frac{1}{2 \cdot 32,1} \left[ \frac{(210 + 240)3,6 + (240 + 210)5 + (210 + 240)5,2 + (240 + 150)1,3 +}{(150 + 150)15} \right]$$

$$I_{неп} = 174,7 \text{ А};$$

$$I_{нар} = \frac{1}{2 \cdot 34,4} \left[ \frac{(210 + 210)6 + (210 + 150)4 + (180 + 210)9,2 + (210 + 240)6,3 +}{(240 + 223)5,6} \right]$$

$$I_{нар} = 188,6 \text{ А}.$$

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

$$W_{неп} = 174,7 \cdot 25 \cdot 0,5 = 2183,8 \text{ кВт·год};$$

$$W_{нар} = 188,6 \cdot 25 \cdot 0,518 = 2442,4 \text{ кВт·год}.$$

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

Витрата електроенергії на рух поїздів:

$$W_m = 2183,8 \cdot 95 + 2442,4 \cdot 95 = 439489 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Тоді для вузлової схеми:

$$B_0 = \frac{0,0228 \cdot 439489^2}{24 \cdot 25^2} \left[ 2,95 \left[ \frac{24}{95 \cdot 0,5 + 95 \cdot 0,518} + 0,46 \left( 0,25 - \frac{0,167}{0,535 + 0,573} \right) \right] \right]$$

$$\left[ \frac{4}{3} \frac{0,167}{0,535 + 0,573} \left( 1,1 \frac{144 \cdot 0,535 + 144 \cdot 0,573}{95 \cdot 0,5 + 95 \cdot 0,518} - 1 \right) + 1 \right]$$

$$B_0 = 596146 \frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{Ом} \cdot \text{рік}}.$$

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

$$F_{me} = 0,46 \sqrt{596146} = 355 \text{ мм}^2 - \text{ для двоколіїної ділянки.}$$

$$F_{me} = \frac{355}{2} = 177,5 \text{ мм}^2 - \text{ для однієї колії.}$$

Для трьохвузлової схеми:

$$B_0 = \frac{0,067 \cdot 439489^2}{24 \cdot 25^2} \left[ \frac{24}{95 \cdot 0,5 + 95 \cdot 0,518} + 0,46 \left( 1 - \frac{0,167}{0,535 + 0,573} \right) \right]$$

$$B_0 = 551146 \frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{Ом} \cdot \text{рік}}.$$

$$F_{me} = 0,46 \sqrt{551146} = 341 \text{ мм}^2 - \text{ для двоколіїної ділянки.}$$

$$F_{me} = \frac{341}{2} = 170,5 \text{ мм}^2 - \text{ для однієї колії.}$$

Згідно з отриманим перерізом, обирається тип контактної підвіски М95+МФ-100. Данні обраної підвіски заносяться до табл. 1.2.

										Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ					23

Таблиця 1.2 – Параметри контактної мережі

Тип підвіски	Переріз у мідному еквіваленті, мм <sup>2</sup>	Тривалий допустимий струм при 15 %-му зношенні контактних проводів, А
М95 + МФ-100	195	1060

### 1.1.5 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 проекту 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:

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

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

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

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

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

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

Підставляючи значення у формули (1.18) - (1.20) отримаємо результати розрахунків:

$$\alpha = \frac{0,573}{0,518} = 1,106 ;$$

$$k_\phi = \frac{0,36 \cdot 1,106^2}{3} + 1 = 1,147 ;$$

$$I_{роз} = 538,7 \cdot 2,1 \cdot 1,147 = 1298 \text{ А} > 1060 \text{ А}.$$

Умова перерізу контактної підвіски за нагрівом не виконується, тому приймаємо тип контактної підвіски М95+МФ-100+А185, для якої тривалий допустимий струм при 15% зношенні контактного проводу - 1440 А [2].

Для даної підвіски умова перерізу контактної підвіски за нагрівом виконується.

## 1.2 Механічний розрахунок анкерної ділянки

Після електротехнічних розрахунків системи тягового електропостачання виконуємо механічний розрахунок однієї анкерної ділянки.

Довжина еквівалентного прогону:

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

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

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

$l_a$  – довжина анкерної ділянки, м.

Підставляючи значення у формулу (1.21) отримаємо:

$$l_e = \sqrt{\frac{8 \cdot 70^3 + 4 \cdot 60^3 + 4 \cdot 50^3 + 10 \cdot 55^3}{8 \cdot 70 + 4 \cdot 60 + 4 \cdot 50 + 10 \cdot 55}} = 61 \text{ м.}$$

Розрахунковий режим визначається за формулою:

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

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

Підставляючи значення у формулу (1.22) отримаємо:

$$l_{кр} = 2000 \cdot \sqrt{319 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{(-5 - (-35))}{2,113^2 - 1,732^2}} = 161,6 \text{ м.}$$

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

Натяг навантаженого несучого тросу:

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

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

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

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

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)-(1.25) отримаємо:

$$A = -35 - \frac{1,732^2 \cdot 61^2}{319 \cdot 10^{-6} \cdot 2000^2} + \frac{2000}{21,29} = 50,19 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$B = \frac{1,732^2 \cdot 61^2}{319 \cdot 10^{-6}} = 34991677 \text{ даН}^2 \cdot ^\circ\text{C}.$$

Змінюючи натяг несучого троса від максимального до 600 даН з кроком 200 даН заповнюємо таблицю 1.3.

Таблиця 1.3 – Результати розрахунків

$T_x$ , даН	2000	1800	1600	1400	1200	1000	800	600
$t_x$ , °С	-35	-23,6	-11,3	2,3	18,1	38,2	67,3	119,2

Температура, при якій контактний провід не має стріли прогину:

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

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

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

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

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

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

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:  $T_0 = 1619$  даН.

Натяг несучого троса при ожеледі з вітром:

$$t_2 = A + \frac{B_2}{T_2^2} - \frac{T_2}{\alpha ES}; \quad (1.29)$$

$$B_2 = \frac{q_{\text{нг}}^2 \ell_e^2}{24\alpha}. \quad (1.30)$$

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

$$B_2 = \frac{2,113^2 \cdot 61^2}{319 \cdot 10^{-6}} = 52079641 \text{ даН}^2 \cdot ^\circ\text{C};$$

$$T_2 = 1606 \text{ даН}.$$

Натяг несучого троса при максимальній швидкості вітру:

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

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

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

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

$$B_v = \frac{1,936^2 \cdot 61^2}{319 \cdot 10^{-6}} = 43719954 \text{ даН}^2 \cdot \text{°С};$$

$$T_v = 1421 \text{ даН.}$$

Стріла прогину контактного проводу:

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

де  $e_n$  – відстань від осі опори до опорної струни в прогоні  $\ell_n$ , м;

$\ell_n$  – прогін, в якому розташовується пішохідний місток, м.

Підставляючи значення у формулу (1.33) отримаємо:

$$f_{xi} = \frac{1,732(70 - 2 \cdot 10)^2}{8(2000 + 1000)} \left( 1 - \frac{2000}{1619} \right) = -0,042 \text{ м.}$$

Стріла прогину навантаженого несучого троса:

$$F_{xn} = \frac{1}{T_x} \left( \frac{g_0 \ell_n^2}{8} + b_n H - f_{xn} K n \right), \quad (1.34)$$

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

де  $b_n$  – відстань між несучим та ресорним тросом по осі опори в прогоні  $\ell_n$ , м;

$H$  – натяг ресорного троса, даН.

Підставляючи значення у формулу (1.34) отримаємо:

$$F_{xn} = \frac{1}{2000} \left( \frac{1,732 \cdot 70^2}{8} + 0,7 \cdot 150 - (-0,042)1000 \right) = 0,604 \text{ м.}$$

Натяг ненавантаженого несучого троса:

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

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

Підставляючи значення у формули (1.35)-(1.36) отримаємо:

$$B_p = \frac{0,759^2 \cdot 61^2}{319 \cdot 10^{-6}} = 6719741 \text{ даН}^2 \cdot \text{°С};$$

$$T_{px} = 1856 \text{ даН.}$$

Стріла прогину ненавантаженого несучого троса:

$$F_{pxn} = \frac{g_n \ell_n^2}{8T_{px}}. \quad (1.37)$$

Підставляючи значення у формулу (1.37) отримаємо:

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

$$F_{pxn} = \frac{0,759^2 \cdot 70^2}{8 \cdot 1856} = 0,25 \text{ м.}$$

Результати виконаних розрахунків зводяться до табл. 1.4.

По результатам таблиці 1.4 будуюмо монтажні криві на рис.1.3.

Таблиця 1.4 – Монтажна таблиця

$t_x, ^\circ\text{C}$	-35	-20	-12,5	-10	0	10	20	30
$T_x, \text{ даН}$	2000	1741	1619	1580	1432	1298	1179	1075
$f_x, \text{ м}$	-0,042	-0,015	0	0,005	0,026	0,047	0,068	0,088
$F_{xn}, \text{ м}$	0,604	0,678	0,72	0,735	0,796	0,862	0,932	1,003
$T_{px}, \text{ даН}$	1856	1553	1406	1358	1172	998	844	712
$F_{px}, \text{ м}$	0,25	0,299	0,331	0,342	0,397	0,466	0,551	0,653

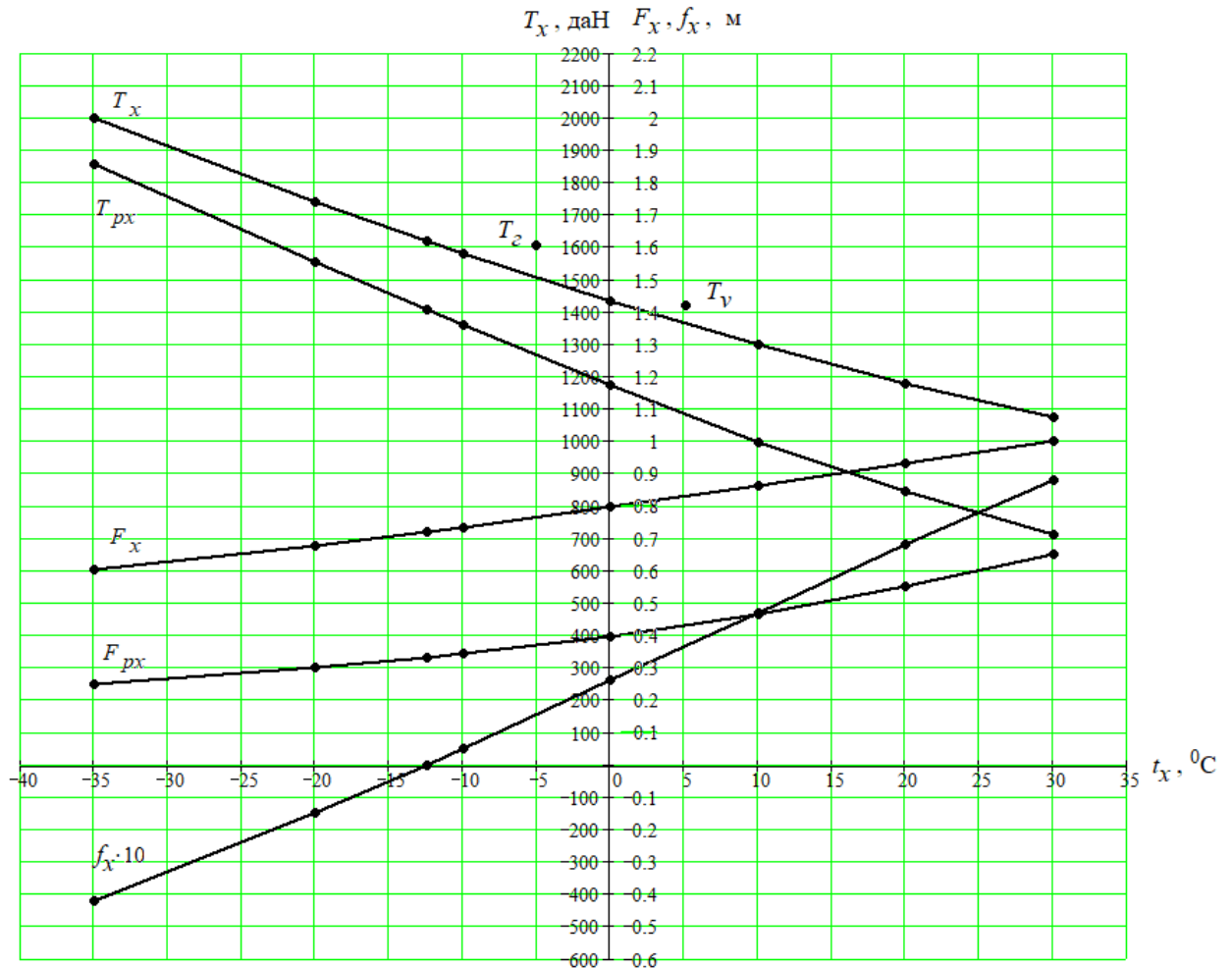


Рисунок 1.3 – Монтажні криві

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

## 2 ЕЛЕКТРИЧНІ ПІДСТАНЦІЇ ТА СТАНЦІЇ

### 2.1 Розрахунок потужності трансформаторів

Зобразимо структурну схему розрахункової підстанції на рис.2.1.

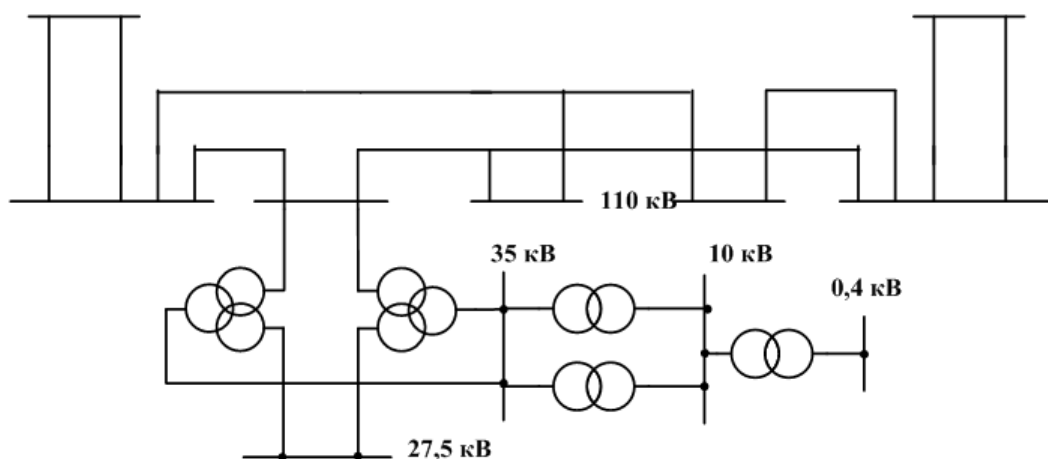


Рисунок 2.1 – Структурна схема розрахункової ТП

Максимальна потужність на шинах 27,5 кВ:

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

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

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

Потужність тягового навантаження:

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

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

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

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

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

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

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

Або перетворивши формулу (2.2) отримаємо:

$$S_{т} = (2S' + 0,65S'')k_{нр}k_{кy};$$

$$S_{т} = (2 \cdot 8,5 + 0,65 \cdot 7,9)0,9 \cdot 0,93 = 18,53 \text{ МВА} = 18530 \text{ кВА}.$$

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

$$S_{дпр} = S_{дпр1} \cdot L = 25 \cdot 10 = 250 \text{ кВА}.$$

Відповідно до (2.1) отримаємо:

$$S_{\max 27,5} = 18530 + 250 = 18780 \text{ кВА}.$$

Потужність на шинах 35 кВ. Згідно вихідних даних потужність нетягового навантаження на шинах 35 кВ складає 20 % від тягового навантаження, а на шинах 10 кВ – 10 % [3].

$$S_{\max 35} = 0,2 \cdot 18780 = 3756 \text{ кВА}.$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		33

Потужність на шинах 10 кВ. Маємо транзитну підстанцію, отже потужність ТВП приймаємо 400 кВА [4].

$$S_{ш. max10} = S'_{10} + S_{тсн}.$$

$$S_{ш. max10} = 1878 + 400 = 2278 \text{ кВА.}$$

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

$$S_{ш. max 35} = (S_{PT} + S_{max35})k_p;$$

$$S_{ш. max 35} = (2500 + 3756) \cdot 0,95 = 5943,2 \text{ кВА.}$$

Розрахункова потужність головного понижуючого трансформатора:

$$S_{розрах. max} = (S_{ш. max 27,5} + S_{ш. max 35})k_p;$$

$$S_{розрах. max} = (19180 + 5943,2) \cdot 0,95 = 23867 \text{ кВА.}$$

Результати вибору трансформаторів зведемо до таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Вибрані трансформатори та їх паспортні дані

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

Потужність підстанції:

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

## 2.2 Розрахунок струмів к.з.

Схема заміщення представлена на рис.2.2.

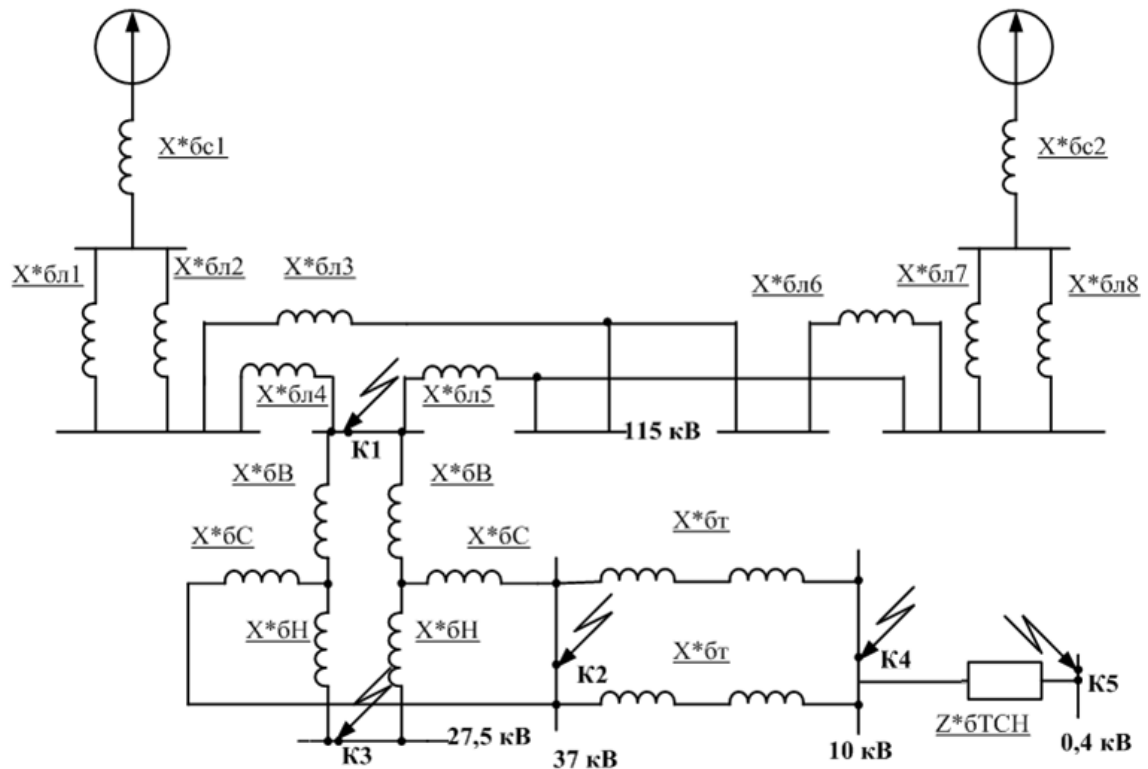


Рисунок 2.2 – Схема заміщення

Приймаємо базисну потужність  $S_{\text{б}} = 100 \text{ МВА}$  [5].

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

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

Базисний струм знаходимо за формулою:

$$I_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}}} \quad (2.3)$$

Струм короткого замикання визначимо по формулі:

$$I_k = \frac{I_{\sigma}}{x_{*\sigma}} \quad (2.4)$$

Базисний опір системи має таку формулу:

$$x_{*\sigma_{сист}} = \frac{S_{\sigma}}{S_k} \quad (2.5)$$

Схема заміщення до точки к1 представлена на рис.2.3.

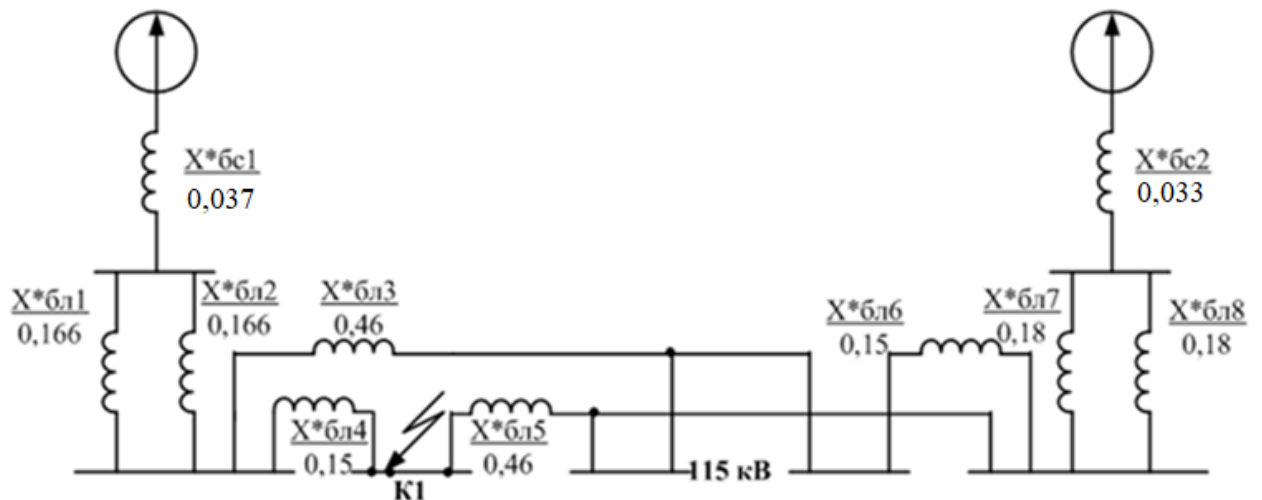


Рисунок 2.3 – Схема заміщення до точки к1

Відповідно до (2.5) базисний опір системи 1:

$$x_{*\sigma_{сист1}} = \frac{100}{2300} = 0,043 \text{ .}$$

Базисний опір системи 2:

$$x_{*\sigma_{сист2}} = \frac{100}{2500} = 0,04 \text{ .}$$

Базисний струм:

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

Опори ліній:

$$X_{*\delta 11} = X_{*\delta 12} = X_0 \cdot L_5 \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 55 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,166 ;$$

$$X_{*\delta 13} = X_0 \cdot (L_1 + L_2 + L_3) \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot (50 + 50 + 52) \cdot \frac{100}{115^2} = 0,46 ;$$

$$X_{*\delta 14} = X_0 \cdot L_1 \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 50 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,15 ;$$

$$X_{*\delta 15} = X_0 \cdot (L_2 + L_3 + L_4) \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot (50 + 52 + 49) \cdot \frac{100}{115^2} = 0,46 ;$$

$$X_{*\delta 16} = X_0 \cdot L_4 \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 49 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,15 ;$$

$$X_{*\delta 17} = X_{*\delta 18} = X_0 \cdot L_6 \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 60 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,18 .$$

Будемо поступово згортати схему до точки к1 (рис.2.4):

$$X_{*\delta 19} = 0,5 X_{*\delta 11} = 0,5 \cdot 0,166 = 0,083 ;$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		37

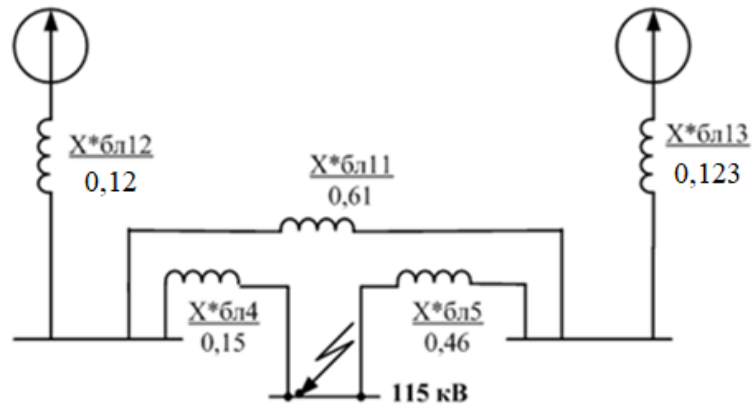


Рисунок 2.4 – Перетворена схема заміщення до точки к1

$$X_{*бл10} = 0,5X_{*бл7} = 0,5 \cdot 0,18 = 0,09;$$

$$X_{*бл11} = X_{*бл3} + X_{*бл6} = 0,46 + 0,15 = 0,61;$$

$$X_{*бл12} = X_{*бл1} + X_{*бл9} = 0,037 + 0,083 = 0,12;$$

$$X_{*бл13} = X_{*бл2} + X_{*бл10} = 0,033 + 0,09 = 0,123.$$

Після деяких перетворень отримаємо схему на рис. 2.5.

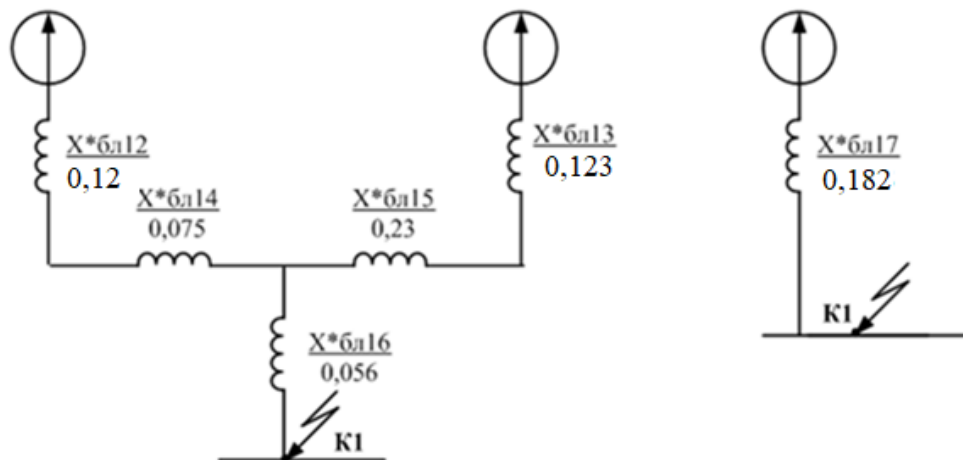


Рисунок 2.5 – Згорнута схема заміщення до точки к1

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

$$X_{\bar{b}l14}^* = \frac{X_{\bar{b}l4}^* \cdot X_{\bar{b}l11}^*}{X_{\bar{b}l4}^* + X_{\bar{b}l5}^* + X_{\bar{b}l11}^*} = \frac{0,15 \cdot 0,61}{0,15 + 0,61 + 0,46} = 0,075 ;$$

$$X_{\bar{b}l15}^* = \frac{X_{\bar{b}l5}^* \cdot X_{\bar{b}l11}^*}{X_{\bar{b}l4}^* + X_{\bar{b}l5}^* + X_{\bar{b}l11}^*} = \frac{0,46 \cdot 0,61}{0,15 + 0,61 + 0,46} = 0,23 ;$$

$$X_{\bar{b}l16}^* = \frac{X_{\bar{b}l4}^* \cdot X_{\bar{b}l5}^*}{X_{\bar{b}l4}^* + X_{\bar{b}l5}^* + X_{\bar{b}l11}^*} = \frac{0,15 \cdot 0,46}{0,15 + 0,61 + 0,46} = 0,056 ;$$

$$\begin{aligned} X_{\bar{b}l17}^* &= X_{\bar{b}l16}^* + \frac{(X_{\bar{b}l12}^* + X_{\bar{b}l14}^*) \cdot (X_{\bar{b}l13}^* + X_{\bar{b}l15}^*)}{X_{\bar{b}l12}^* + X_{\bar{b}l14}^* + X_{\bar{b}l13}^* + X_{\bar{b}l15}^*} = \\ &= 0,056 + \frac{(0,126 + 0,075) \cdot (0,13 + 0,23)}{0,126 + 0,075 + 0,13 + 0,23} = 0,185. \end{aligned}$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці К1 відповідно до (2.4):

$$I_{K1} = \frac{I_{\bar{b}1}}{X_{\bar{b}K1}^*} = \frac{0,502}{0,185} = 2,71 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці К1:

$$i_{y1} = 2,55 \cdot I_{K1} = 2,55 \cdot 2,71 = 6,91 \text{ кА;}$$

$$I_{Kycm1} = 1,52 \cdot I_{K1} = 1,52 \cdot 2,71 = 4,12 \text{ кА.}$$

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

Знайдемо напруги обмоток трансформатора:

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

										Лист
										39
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ					

$$u_{кН} = 0,5 \cdot (u_{кВН} + u_{кСН} - u_{кВС}) = 0,5 \cdot (18 + 6,5 - 10,5) = 6,75 ;$$

$$u_{кС} = 0,5 \cdot (u_{кВС} + u_{кСН} - u_{кВН}) = 0,5 \cdot (10,5 + 6,5 - 18) = -0,25 .$$

Визначимо опір обмоток трансформатора:

$$X_{*6B} = \frac{u_{кВ}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{номтр}} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,43 ;$$

$$X_{*6H} = \frac{u_{кН}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{номтр}} = \frac{6,75}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,27 ;$$

$$X_{*6C} = \frac{u_{кВ}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{номтр}} = \frac{0,25}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,01 .$$

Схема заміщення до точки к2 представлена на рис. 2.6.

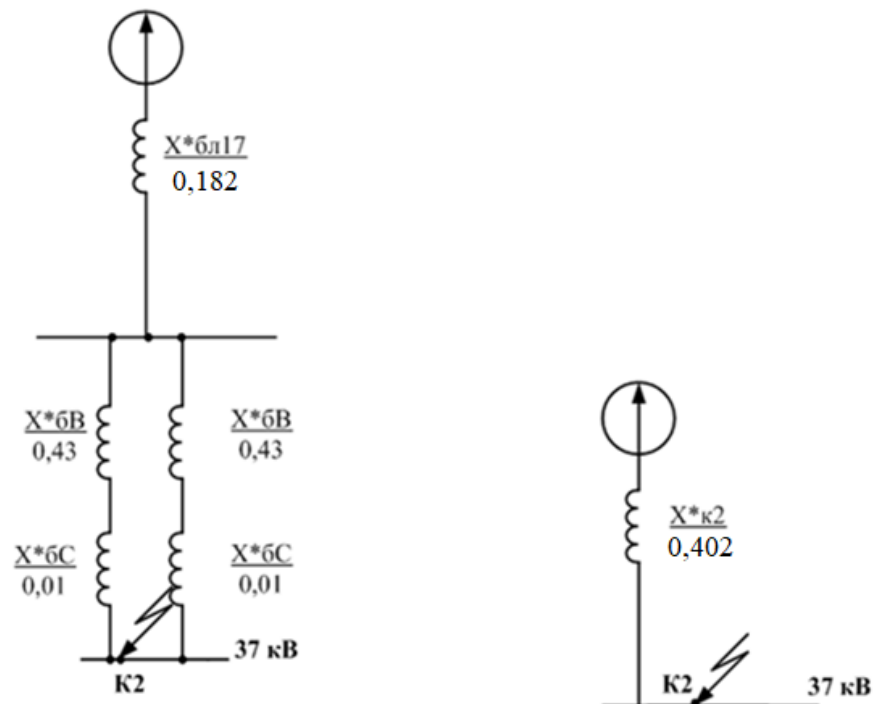


Рисунок 2.6 – Схема заміщення до точки к2

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

Визначимо базисний струм для точки к2:

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

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

Знайдемо струм короткого замикання в точці к2:

$$I_{\kappa 2} = \frac{I_{\delta 2}}{X_{*\delta K2}} = \frac{1,56}{0,405} = 3,852 \text{ кА}.$$

Знайдемо ударний струм в точці к2:

$$i_{y2} = 2,55 \cdot I_{\kappa 2} = 2,55 \cdot 3,852 = 9,823 \text{ кА};$$

$$I_{Kycm2} = 1,52 \cdot I_{\kappa 2} = 1,52 \cdot 3,852 = 5,86 \text{ кА}.$$

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

Схема заміщення до точки к3 представлена на рис. 2.7.

Загальний опір визначається:

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

Визначимо базисний струм для точки К3:

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

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		41

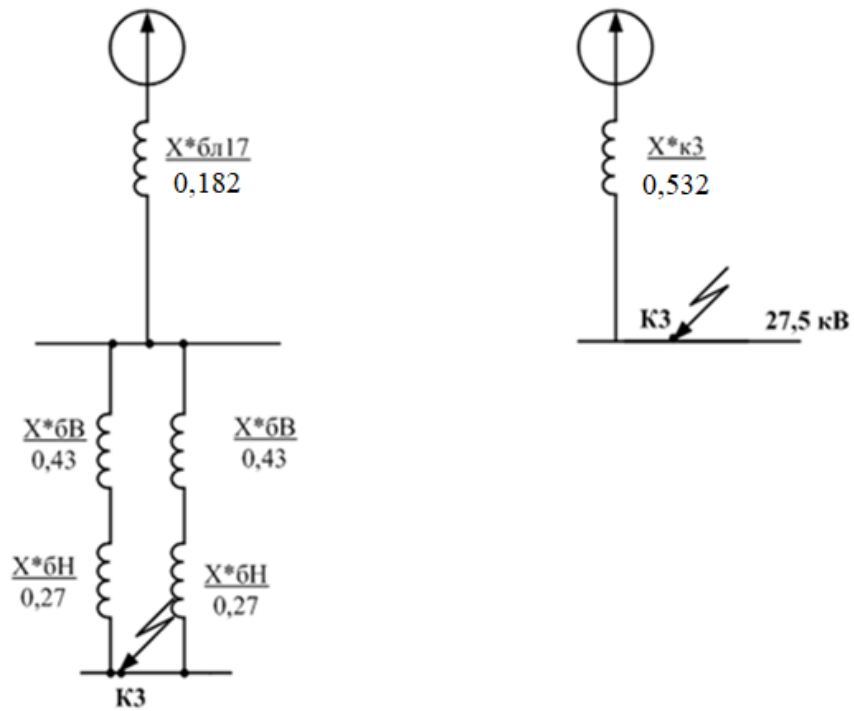


Рисунок 2.7 – Схема заміщення до точки К3

Знайдемо струм короткого замикання в точці К3:

$$I_{к3} = \frac{I_{б3}}{X_{*бк3}} = \frac{2}{0,535} = 3,74 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці К3:

$$i_{у3} = 2,55 \cdot I_{к3} = 2,55 \cdot 3,74 = 9,54 \text{ кА;}$$

$$I_{куст3} = 1,52 \cdot I_{к3} = 1,52 \cdot 3,74 = 5,68 \text{ кА.}$$

Розрахунок струмів КЗ до точки К4, на шинах 10 кВ.

Схема заміщення представлена на рис. 2.8.

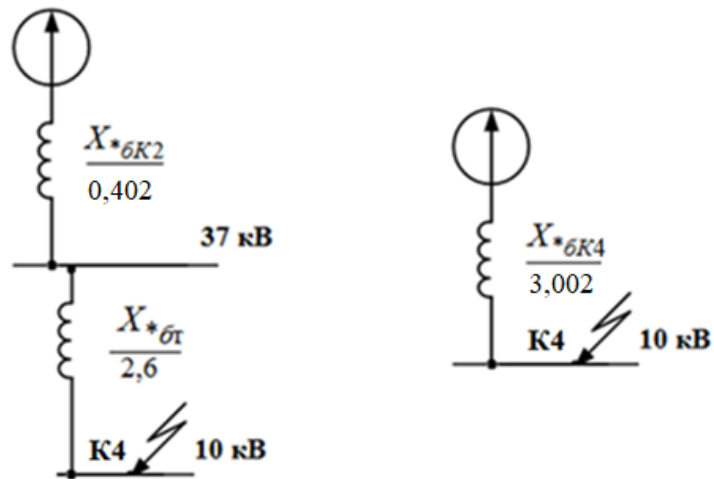


Рисунок 2.8 – Схема заміщення до точки к4

Знайдемо опір трансформатора по формулі:

$$X_{*бТ} = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{100}{2,5} = 2,6.$$

Визначимо загальний опір до шин 10 кВ:

$$X_{*бК4} = X_{*бК2} + X_{*бТ} = 0,405 + 2,6 = 3,005.$$

Визначимо базисний струм для точки к4:

$$I_{б4} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА.}$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці к4:

$$I_{к4} = \frac{I_{б4}}{X_{*бК4}} = \frac{5,5}{3,005} = 1,83 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці к4:

$$i_{y4} = 2,55 \cdot I_{к4} = 2,55 \cdot 1,83 = 4,67 \text{ кА};$$

$$I_{Куст4} = 1,52 \cdot I_{к4} = 1,52 \cdot 1,83 = 2,78 \text{ кА}.$$

Розрахунок струмів КЗ до точки К5, на ТВП сторона 0,4 кВ.

Схема заміщення представлена на рис. 2.9.

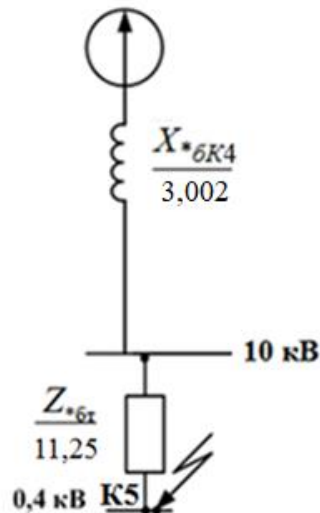


Рисунок 2.9 – Схема заміщення до точки к5

В ТВП активна і індуктивна складові опору співрозмірні.

$$Z_{*бт} = \frac{u_{к}}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{нормтр}} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{100}{0,4} = 11,25;$$

$$R_{*бт} = \frac{\Delta P_{кз}}{S_{нормтр}} \cdot \frac{S_{б}}{S_{нормтр}} = \frac{5,5}{400} \cdot \frac{100}{0,4} = 3,44;$$

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

$$Z_{*бт\Sigma} = \sqrt{(X_{*бк4} + X_{*бт})^2 + R_{*бт}^2} = \sqrt{(3,005 + 10,7)^2 + 3,44^2} = 14,13 .$$

Визначимо базисний струм для точки К5:

$$I_{\delta 5} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 144,34 \text{ кА.}$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці К5:

$$I_{к5} = \frac{I_{\delta 5}}{Z_{* \delta m \Sigma}} = \frac{144,34}{14,13} = 10,22 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці К5:

$$i_{y5} = 1,84 \cdot I_{к5} = 1,84 \cdot 10,22 = 18,8 \text{ кА;}$$

$$I_{куст5} = 1,52 \cdot I_{к5} = 1,52 \cdot 10,22 = 15,53 \text{ кА.}$$

Обчислимо теплові імпульси:

$$B_{к} = I_{к}^2 (t_{откл} + T_a);$$

$$К1: B_{к} = 2,71^2 (2 + 0,05) = 15,06 \text{ кА}^2\text{с;}$$

$$К2: B_{к} = 3,852^2 (1,5 + 0,05) = 23 \text{ кА}^2\text{с;}$$

$$К3: B_{к} = 3,74^2 (0,5 + 0,05) = 7,69 \text{ кА}^2\text{с;}$$

$$К4: B_{к} = 1,83^2 (1,5 + 0,05) = 5,19 \text{ кА}^2\text{с;}$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		45

$$K5: B_k = 10,22^2(0,5 + 0,05) = 57,45 \text{ кА}^2\text{с.}$$

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				
	$I_{\sigma}, \text{кА}$	$I_k, \text{кА}$	$I_{Kуст}, \text{кА}$	$i_y, \text{кА}$	$B_k, \text{кА}^2\text{с}$
K1	0,502	2,71	4,12	6,91	15,06
K2	1,56	3,852	5,86	9,823	23
K3	2	3,74	5,68	9,54	7,69
K4	5,5	1,83	2,78	4,67	5,19
K5	144,34	10,22	15,53	18,8	57,45

### 2.3 Розрахунок максимальних робочих струмів приєднань

Розрахунок максимальних робочих струмів зведемо до таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Максимальні робочі струми приєднань

№	Найменування збірних шин	Розрахункова формула та числова підстановка	Максимальний робочий струм
1	2	3	4
1	Введення на ТП 110 кВ	$I_{роб.ш. max} = \frac{k_{np} \cdot S_{ш. розр. max}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 50000}{\sqrt{3} \cdot 110}$	367,8 А
2	Сторона ВН ТП	$I_{роб.ш. max} = \frac{k_{пер} \cdot S_{ш. ном. нт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 110}$	183,9 А
3	Сторона СН ТП	$I_{роб.ш. max} = \frac{k_{пер} \cdot \sum S_{ш. ном. нт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 35}$	578,05 А
4	Сторона НН ТП	$I_{роб.ш. max} = \frac{k_{пер} \cdot \sum S_{ш. ном. нт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 27,5}$	735,7 А
5	Збірні шини 27,5 кВ	$I_{роб.ш. max} = \frac{k_{рн} \cdot \sum S_{ш. ном. нт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{0,5 \cdot 50000}{\sqrt{3} \cdot 27,5}$	525,5 А
6	Сторона ВН РТ 35/10	$I_{роб.ш. max} = \frac{k_{пер} \cdot \sum S_{ш. ном. нт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 35}$	57,8 А

Закінчення таблиці 2.3

1	2	3	4
7	Сторона НН РТ 35/10	$I_{роб.ш. max} = \frac{k_{пер} \cdot k_{рн} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 0,7 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 10}$	141,6 А
8	Сторона ВН ТВП	$I_{роб.ш. max} = \frac{k_{пер} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 10}$	32,33 А
9	Сторона НН ТВП	$I_{роб.ш. max} = \frac{k_{пер} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 0,4}$	808,3 А
10	Збірні шини 35кВ	$I_{роб.ш. max} = \frac{k_{рн} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{0,5 \cdot 50000}{\sqrt{3} \cdot 35}$	413 А
11	Збірні шини 10кВ	$I_{роб.ш. max} = \frac{k_{рн} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{0,7 \cdot 5000}{\sqrt{3} \cdot 10}$	202,3 А
12	Лінії ДПР	$I_{роб.ш. max} = \frac{k_{пер} \cdot \sum S_{ном.ДПР}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 250}{2\sqrt{3} \cdot 27,5}$	7,3А
13	Фідер К.М. праве плече	$I_{роб.ш. max} = \frac{k_{пер} \cdot P_{ПР}}{2\sqrt{3} \cdot \cos \varphi \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 8500}{2\sqrt{3} \cdot 0,85 \cdot 27,5}$	121,17 А
14	Фідер К.М. ліве плече	$I_{роб.ш. max} = \frac{k_{пер} \cdot P_{ЛВ}}{2\sqrt{3} \cdot \cos \varphi \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 7900}{2\sqrt{3} \cdot 0,85 \cdot 27,5}$	117,7 А

## 2.4 Вибір електричних апаратів вище 1000 В

Вибір вимикачів.

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

$$I_{відкл. max} \geq I_k,$$

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

$I_k$  - струм к.з., кА.



## 2.5 Проектування сонячної електростанції

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



Version 7.4.8

### PVsyst - Simulation report

#### Grid-Connected System

Project: Варіант 5

Variant: New simulation variant

Sheds on ground

System power: 4254 kWp

Swenigorodka - Ukraine

Рисунок 2.10 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Volodymyr Sidorin

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		49



PVsyst V7.4.8

VCO, Simulation date:  
04/08/25 11:38  
with V7.4.8

## Project: Варіант 5

Variant: New simulation variant

UDUNT

### Project summary

<b>Geographical Site</b>		<b>Situation</b>		<b>Project settings</b>	
Svenigorodka		Latitude	48.62 °N	Albedo	0.20
Ukraine		Longitude	33.13 °E		
		Altitude	113 m		
		Time zone	UTC+2		
<b>Weather data</b>					
Svenigorodka					
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 : Slow (simul.)			
Tilt/Azimuth		30 / 0 °			
<b>System information</b>					
<b>PV Array</b>					
Nb. of modules	8424 units	<b>Inverters</b>		Nb. of units	40 units
Pnom total	4254 kWp			Pnom total	4000 kWac
				Pnom ratio	1.064

### Results summary

Produced Energy	5448450 kWh/year	Specific production	1281 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	86.14 %
-----------------	------------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

### 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	9
Single-line diagram	10

04/08/25

PVsyst Licensed to

Page 2/10

Рисунок 2.11 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

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



## Project: Варіант 5

Variant: New simulation variant

PVsyst V7.4.8

VCO, Simulation date:  
04/06/25 11:38  
with V7.4.8

UDUNT

### General parameters

Grid-Connected System		Sheds on ground		Models used	
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Sheds configuration</b>		Transposition Perez	
Orientation		Nb. of sheds	468 units	Diffuse	Perez, Meteorom
Fixed plane		Sizes		Circumsolar	separate
Tilt/Azimuth	30 / 0 °	Sheds spacing	12.0 m		
		Collector width	4.37 m		
		Ground Cov. Ratio (GCR)	36.4 %		
		<b>Shading limit angle</b>			
		Limit profile angle	14.9 °		
<b>Horizon</b>		<b>Near Shadings</b>		<b>User's needs</b>	
Free Horizon		Linear shadings : Slow (simul.)		Unlimited load (grid)	

### PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Trina Solar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	TSM-DE18M-(II)-505	Model	SUN2000-100KTL-M1-400Vac
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	505 Wp	Unit Nom. Power	100 kWac
Number of PV modules	8424 units	Number of inverters	40 units
Nominal (STC)	4254 kWp	Total power	4000 kWac
Modules	468 string x 18 In series	Operating voltage	200-1000 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Max. power (=>33°C)	110 kWac
Pmpp	3872 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.06
U mpp	704 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	5500 A		
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	4254 kWp	Total power	4000 kWac
Total	8424 modules	Max. power	4400 kWac
Module area	20127 m²	Number of inverters	40 units
		Pnom ratio	1.06

### Array losses

<b>Array Soiling Losses</b>		<b>Thermal Loss factor</b>		<b>DC wiring losses</b>				
Loss Fraction	1.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	2.8 mΩ			
		Uc (const)	29.0 W/m²K	Loss Fraction	2.0 % at STC			
		Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s					
<b>Module Quality Loss</b>		<b>Module mismatch losses</b>						
Loss Fraction	-0.8 %	Loss Fraction		2.0 % at MPP				
<b>IAM loss factor</b>								
Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

04/06/25

PVsyst Licensed to

Page 3/10

Рисунок 2.12 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ

Лист

51



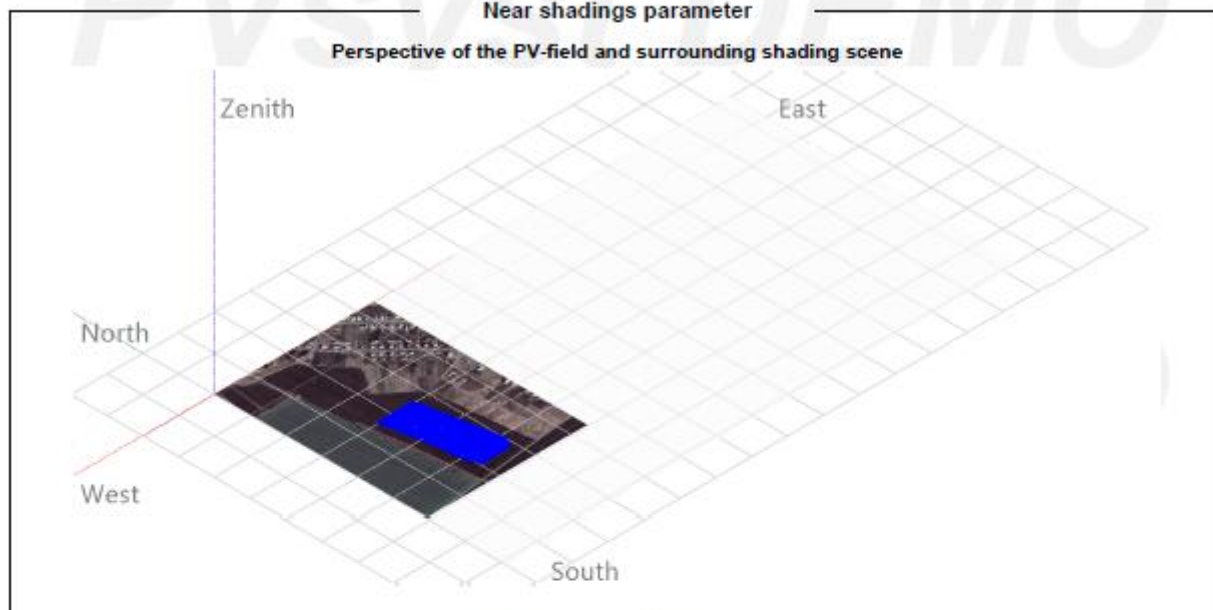


**PVsyst V7.4.8**  
 VCO, Simulation date:  
 04/06/25 11:36  
 with V7.4.8

Project: Варіант 5  
 Variant: New simulation variant

UDUNT

**Near shadings parameter**



**Iso-shadings diagram**

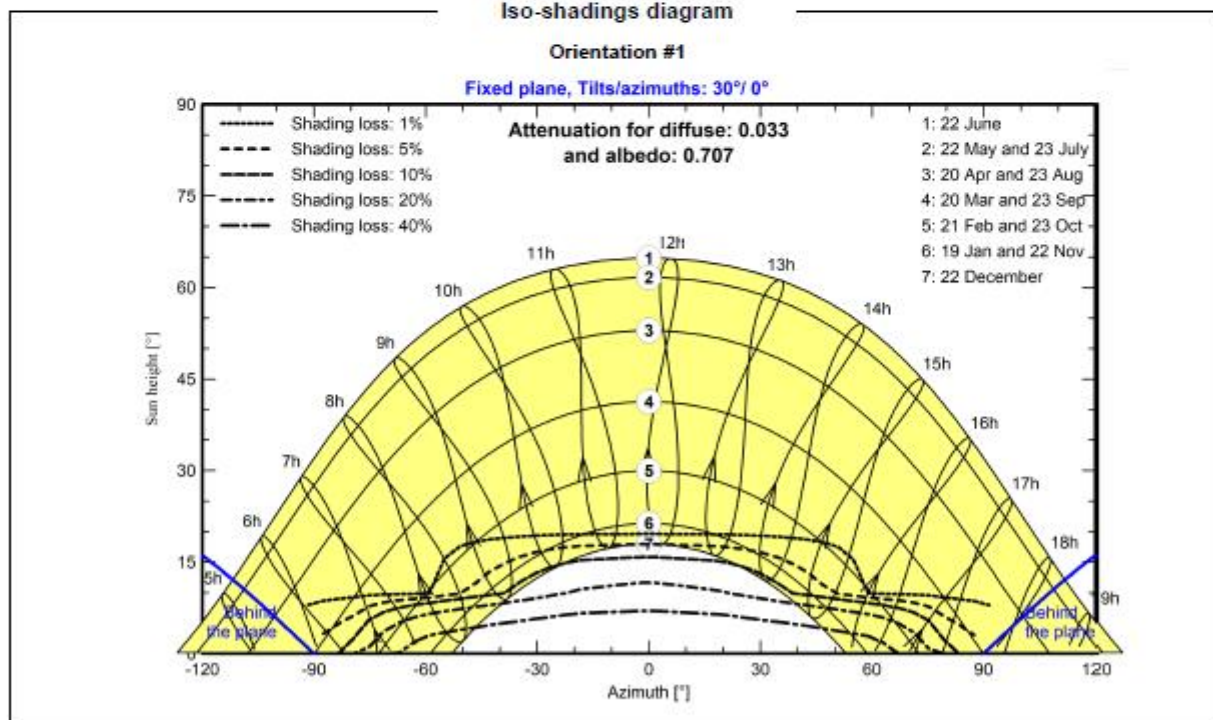


Рисунок 2.14 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата



Project: Варіант 5  
Variant: New simulation variant

PVsyst V7.4.8  
VC0, Simulation date:  
04/06/25 11:36  
with V7.4.8

UDUNT

Main results

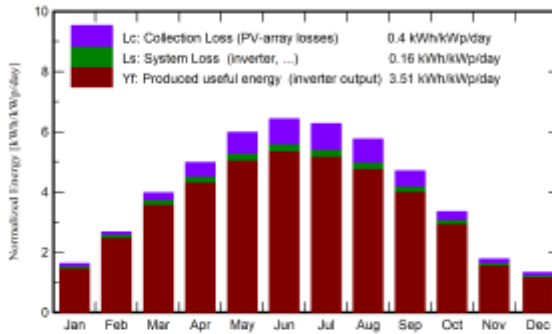
System Production

Produced Energy 5448450 kWh/year

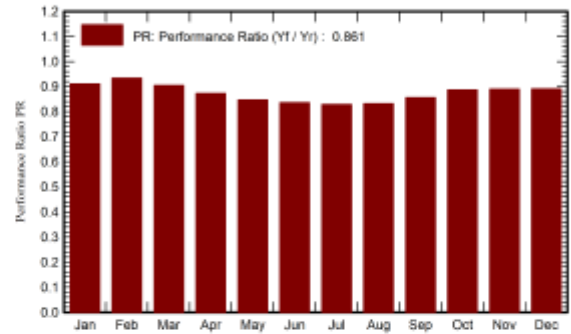
Specific production  
Perf. Ratio PR

1281 kWh/kWp/year  
86.14 %

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 kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	29.7	17.62	-3.53	50.1	47.0	204276	194282	0.911
February	50.9	30.35	-2.68	74.8	71.3	310765	297168	0.934
March	93.6	44.49	2.50	123.1	117.5	495943	473655	0.905
April	131.6	67.58	9.93	149.1	141.7	579005	553483	0.872
May	177.7	84.76	16.72	185.5	176.1	698764	668237	0.847
June	193.6	87.02	20.19	192.8	182.9	716670	685685	0.836
July	191.2	80.64	22.60	194.3	184.6	715699	684639	0.828
August	161.4	70.52	22.09	178.4	169.9	659608	630990	0.832
September	113.0	52.59	15.76	140.9	134.4	536496	513122	0.856
October	72.1	36.80	9.18	103.6	98.9	408090	390388	0.886
November	32.3	18.43	3.74	53.2	50.4	211815	201451	0.890
December	23.7	15.45	-0.70	41.0	38.0	163844	155360	0.891
Year	1270.9	606.26	9.72	1486.8	1412.6	5700975	5448450	0.861

Legends

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

Рисунок 2.15 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата



**PVsyst V7.4.8**  
 VCO, Simulation date:  
 04/06/25 11:36  
 with V7.4.8

Project: Варіант 5  
 Variant: New simulation variant

UDUNT

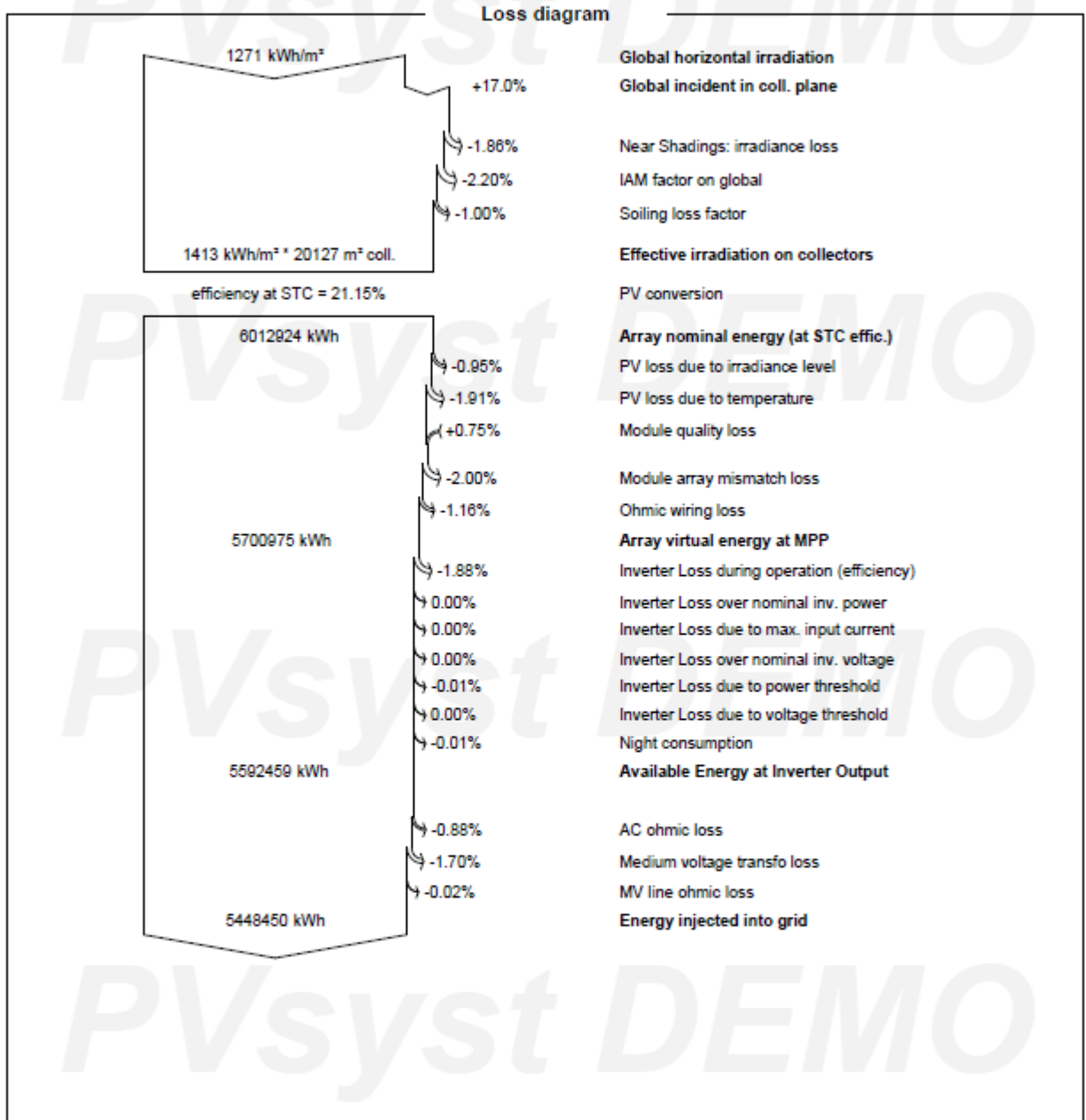


Рисунок 2.16 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата



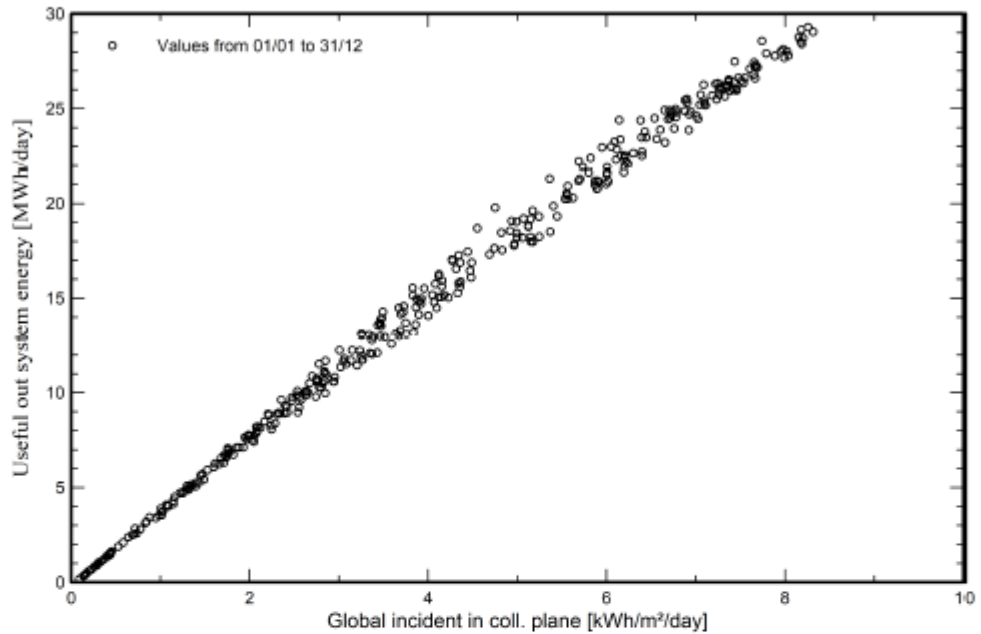
**PVsyst V7.4.8**  
VCO, Simulation date:  
04/06/25 11:36  
with V7.4.8

Project: Варіант 5  
Variant: New simulation variant

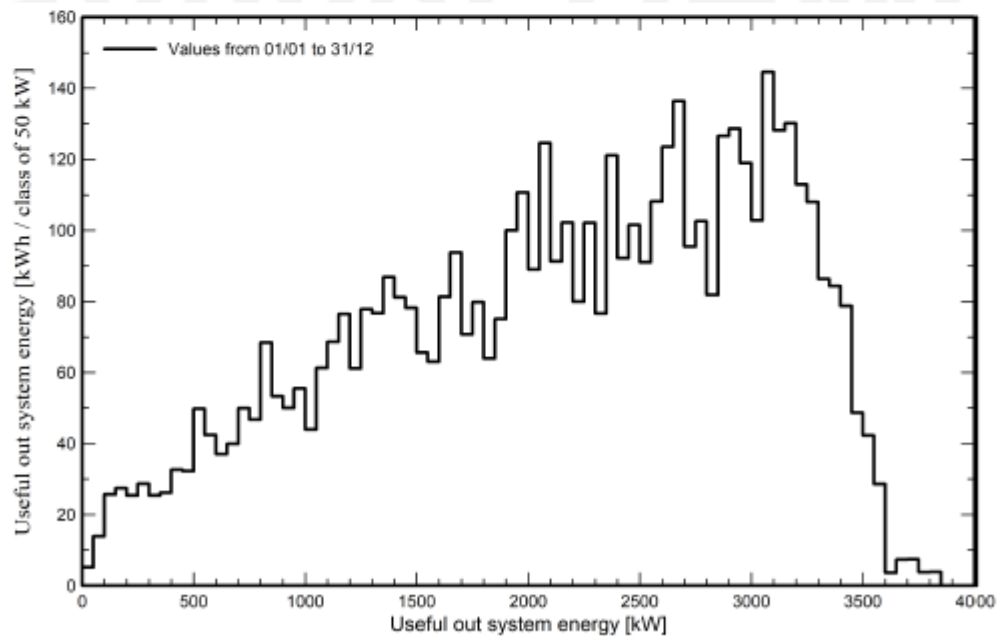
UDUNT

Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution



04/06/25

PVsyst Licensed to

Page 8/10

Рисунок 2.17 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ

Лист

56



PVsyst V7.4.8

VCO, Simulation date:  
04/06/25 11:36  
with V7.4.8

P50 - P90 evaluation

Weather data

Source Meteonom 8.1 (1996-2015), Sat=100%  
 Kind Monthly averages  
 Synthetic - Multi-year average  
 Year-to-year variability(Variance) -1.0 %  
 Specified Deviation  
 Climate change 0.0 %

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 %

Global variability (weather data + system)

Variability (Quadratic sum) 2.1 %

Annual production probability

Variability 112 MWh  
 P50 5448 MWh  
 P90 5304 MWh  
 P95 5264 MWh

Probability distribution

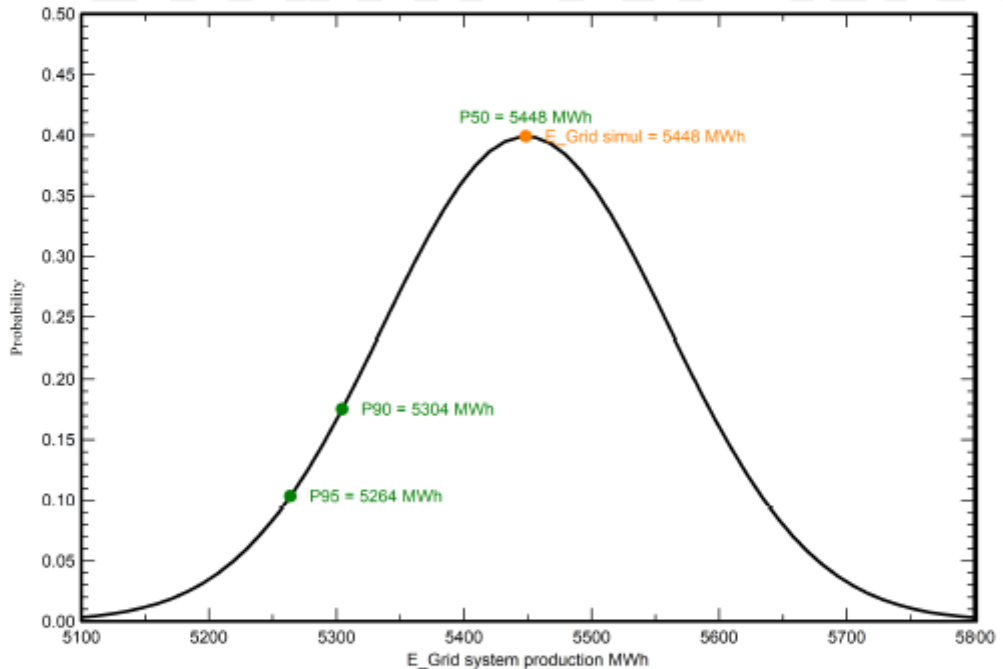


Рисунок 2.18 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

## 3 ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ ТА РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ

### 3.1 Розрахунок кабельної лінії електропересилання

Кабель з ізоляцією із зшитого поліетилену для мереж 10 кВ перевіряється за наступними показниками [6]:

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

№ вар	Напруга мережі, кВ	Максимальний струм 3-ф КЗ, кА	Повний час тривалості короткого замикання, с	Максимальна розрахункова 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:

$$I_0 = \frac{P_{\max.c}}{\sqrt{3} \cdot U_g \cdot \cos \varphi}, \quad (3.1)$$

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

$U_g$  - напруга мережі, кВ;

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

Результати розрахунку по формулі (3.1) зводимо в таблицю 3.2.

									Лист
									58
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ				

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

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

№ КЛ	$P_{\max.c}$ , кВт	$U_g$ , кВ	$\cos \varphi$	$I_0$ , А	$S$ , мм <sup>2</sup>	$I_c$ , А
1	4000	10	0,99	233,3	120	252

Для кабелів, прокладених у землі за схемою «у трикутник» тривалий допустимий струм у амперах у заданих умовах прокладання кабелю розраховуємо за формулою:

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

Результати розрахунку по формулі (3.2) зводимо в таблицю 3.3.

Таблиця 3.3 – Результати розрахунку тривалого допустимого струму КЛ при прокладенні у землі за схемою в трикутник

№ КЛ	$I_c$ , А	$k_2$	$k_{33}$	$k_4$	$k_5$	$I_0$ , А	$I_{cg}$ , А	Виконання умови
1	252	0,98	1	1,18	1	233,3	291,4	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 формулою:

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

Результати розрахунку по формулі (3.3) зводимо в таблицю 3.4.

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

№ КЛ	$I_c, A$	$k_1$	$k_2$	$k_{33}$	$k_4$	$k_5$	$I_0, A$	$I_{cg}, A$	Виконання умови
1	240	0,929	0,98	1	1,13	1	233,3	246,9	виконується

Для кабелів, прокладених у повітрі (на драбинах) тривалий допустимий струм у амперах у заданих умовах прокладання кабелю розраховуємо за формулою:

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

Результати розрахунку по формулі (3.4) зводимо в таблицю 3.5.

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

№ КЛ	$I_c, A$	$k_{zn}$	$k_7$	$I_0, A$	$I_{cg}, A$	Виконання умови
1	332	1,08	1	233,3	358,6	виконується

За допустимим тривалим струмом навантаження кабель перевірку проходить.

Розрахунок за допустимим струмом короткого замикання по жилі кабелю.

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

$$I_{sc}^{(3)} < I_{csc}, \quad (3.5)$$

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

$I_{csc}$  - допустимий струм короткого замикання по жилі кабелю з урахуванням часу спрацювання захисту, кА, розраховується за формулою:

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		60

$$I_{csc} = \frac{I_{tsc}}{\sqrt{t}}, \quad (3.6)$$

де  $I_{tsc}$  - допустимий струм короткого замикання по жилі кабелю, кА (табличне значення);

$t$  - час спрацювання захисту, с.

Результати розрахунку по формулі (3.6) зводимо в таблицю 3.6.

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

№ КЛ	$I_{tsc}$ , кА	$t$ , с	$I_{csc}$ , кА	$I_{sc}^{(3)}$ , кА	Виконання умови
1	11,3	0,7	13,51	1,83	виконується

Розрахунок за допустимим струмом короткого замикання по екрану кабелю.

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

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

де  $I_{ssc}$  - допустимий струм короткого замикання по екрану кабелю з урахуванням часу спрацювання захисту, кА, розраховується за формулою:

$$I_{ssc} = \frac{I_{tsc}}{\sqrt{t}}, \quad (3.8)$$

де  $t$  - час спрацювання захисту, с;

$I_{tsc}$  - допустимий струм короткого замикання по екрану кабелю, кА (табличне значення);

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

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

Результати розрахунку по формулі (3.9) зводимо 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>	$I_{tsc}$ , кА	$t$ , с	$I_{ssc}$ , кА	$I_{sc}^{(2)}$ , кА	Виконання умови
1	16	3,3	0,7	3,94	1,592	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:

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

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 розрахунку по формулі (3.10) зводимо в таблицю 3.8.

						02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата			62

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	$\Delta U$ , %
1	10000	3,2	0,325	0,115	432	4,32

Розрахунок вибору способу заземлення екрану кабелю.

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

Розрахунок проводиться для таких режимів роботи КЛ:

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

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

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

$$U_1^{(3)} = I_0 \cdot L \cdot X_{m1}, \quad (3.11)$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$U_3 = I_0 \cdot L \cdot X_{m3}, \quad (3.17)$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		64

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:

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

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

Результати розрахунку по формулам (3.11)-(3.19) зводимо в таблицю 3.9.

Таблиця 3.9 – Результати розрахунку вибору способу заземлення екрану кабелю

№ КЛ	$I_0, A$	$L, км$	$\gamma_1$	$U_1^{(3)}, В$	$\gamma_2$	$U_2, В$	$\gamma_3$	$U_3, В$	Виконання умови
1	233,3	3,2	0,68	5,38	12,3	4,51	0,224	3,27	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:

$$U_1^{(3)} < U_{1t.v},$$

$$U_2 < U_{1t.v} \cdot T(t_{sc}),$$

де  $U_{1t.v}$  - тривало допустима напруга ОПН, кВ.

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

Умова виконується, обираємо обмежувач перенапруги на 10 кВ.

### 3.2 Вибір параметрів релейного захисту кабельної лінії

Вихідні дані для розрахунку короткого замикання на СЕС:

1. Однолінійна схема СЕС ( $P=4$  МВт).
2. Розрахункова напруга на шинах 10 кВ - 10,5 кВ.
3. Трансформатор ТМГ-1000/10/0,4 кВ ( $u_k = 6$  %).
4. Довжина кабельної лінії – 3,2 км.
5. Струм трифазного короткого замикання в максимальному режимі на шинах 10 кВ ПС 35/10 кВ - 1,83 кА.

6. В якості провідників для розрахунку струму короткого замикання на шинах проектованої СЕС прийнято 3хСІП-3-20 1х50 мм та кабель 3хАПвЕгаПу-12/20 1х120/25 мм, прокладка в трикутник.

Розрахунок опорів схеми заміщення в максимальному режимі роботи системи у відповідності з [7].

Опір системи:

$$z_C \approx x_c = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot I_{K3}^{(3)}}, \text{ Ом} \quad (3.20)$$

Опір повітряно-кабельної лінії.

Активна складова:

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		66

$$r_l = r_0 \cdot \ell_l, \text{ Ом} \quad (3.21)$$

Реактивна складова:

$$x_l = x_0 \cdot \ell_l, \text{ Ом} \quad (3.22)$$

Сумарний опір до розрахункової точки К2:

$$z_{K2} = \sqrt{z_c^2 + (r_l + x_l)^2}, \text{ Ом.} \quad (3.23)$$

Опір трансформатора:

$$z_m \approx x_m = \frac{u_k \cdot U_H^2}{100 \cdot S_{ном}}, \text{ Ом.} \quad (3.24)$$

Сумарний опір до розрахункової точки К3:

$$z_{K3} = z_{K2} + z_m, \text{ Ом.} \quad (3.25)$$

Результати розрахунку по формулам (3.21)-(3.25) зводимо в таблицю 3.10.

Таблиця 3.10 – Результати розрахунків опорів схеми заміщення в максимальному режимі роботи системи

$z_c, \text{ Ом}$	$r_l, \text{ Ом}$	$x_l, \text{ Ом}$	$z_{K2}, \text{ Ом}$	$z_m, \text{ Ом}$	$z_{K3}, \text{ Ом}$
3,313	1,04	0,368	3,6	6,615	10,215

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

Розрахункова точка К1.

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		67

Струм КЗ в розрахунковій точці К1 приймаємо рівним струму короткого замикання на шинах 10 кВ ПС 35/10 кВ -  $I_{K1}^{(3)} = 1,83$  кА.

Розрахункова точка К2.

Струм КЗ питомих зі сторони ПС 35/10 кВ в точці К2:

$$I_{K2ПС}^{(3)} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot z_{K2}}. \quad (3.26)$$

Струм КЗ питомих зі сторони СЕС приведений до сторони 10 кВ:

$$I_{КСЕС}^{(3)} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_n}. \quad (3.27)$$

Сумарний струм КЗ в точці К2:

$$I_{K2}^{(3)} = I_{K2ПС}^{(3)} + I_{КСЕС}^{(3)}. \quad (3.28)$$

Розрахункова точка К3.

Струм КЗ питомих зі сторони ПС 35/10 кВ в точці К3 – на шинах 0,4 кВ СЕС, приведений до сторони 10 кВ:

$$I_{K3ПС}^{(3)} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot z_{K3}}. \quad (3.29)$$

Сумарний струм КЗ в точці К3:

$$I_{K3}^{(3)} = I_{K3ПС}^{(3)} + I_{КСЕС}^{(3)}. \quad (3.30)$$

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						68
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Результати розрахунку по формулам (3.26)-(3.30) зводимо в таблицю 3.11 та таблицю 3.12.

Таблиця 3.11 – Результати розрахунків трифазних струмів КЗ в максимальному режимі роботи системи

$I_{K1}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{K2ПС}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{KCEC}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{K2}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{K3ПС}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{K3}^{(3)}, \text{кА}$
1,83	1,684	0,22	1,904	0,593	0,813

Таблиця 3.12 – Результати розрахунків двофазних струмів КЗ в максимальному режимі роботи системи

$I_{K1}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{K2ПС}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{KCEC}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{K2}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{K3ПС}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{K3}^{(2)}, \text{кА}$
1,592	1,466	0,191	1,657	0,516	0,708

Розрахунок уставок спрацювання захисту.

Вихідні дані для розрахунку уставок спрацювання захисту:

1. Допустимий робочий струм  $I_{\text{доп}} = 37,4 \text{ А}$ .

2. Струми короткого замикання.

І ст. СВ (струмова відсічка).

Струм спрацювання захисту обирається за умовами:

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

Максимальна величина струму при включенні може скласти

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

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

Номинальний струм трансформатору:

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (3.31)$$

Струм спрацювання захисту:

$$I_{c.з.} = k_{від} \cdot I_{БТН} \cdot I_{ном}. \quad (3.32)$$

Результати розрахунку по формулам (3.31)-(3.32) зводимо в таблицю 3.13.

Таблиця 3.13 – Результати розрахунку відстроювання від струму намагнічування трансформатору

$I_{ном}, А$	$I_{cз min}, А$	$I_{cз max}, А$	$I_{cз}, А$ для відстроювання
54,9	198	329,9	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:

$$I_{c.з.} = k_{від} \cdot I_{КЗ}^{(3)}. \quad (3.33)$$

Струм уставки:

$$I_y = \frac{k_{cx} \cdot I_{c.з.}}{k_{ТА}}. \quad (3.34)$$

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

$$k_u = \frac{k_{cx} \cdot I_{К2}^{(3)}}{I_{c.з.}}. \quad (3.35)$$

Результати розрахунку по формулам (3.33)-(3.35) зводимо в таблицю 3.14.

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		70

Таблиця 3.14 – Результати розрахунку відстроювання від струму трифазного КЗ на шинах 0,4 кВ, приведеного до напруги 10,5 кВ

$I_{с.з.}, А$	$I_y, А$	$k_u$
976	32,5	1,95

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

Умова забезпечення чутливості захисту виконується.

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

II ст. МСЗ (максимальний струмовий захист)

Струм спрацьовування захисту:

$$I_{с.з.} = \frac{k_n \cdot k_{від} \cdot I_{дон}}{k_n}, \quad (3.36)$$

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

$k_{від}$  - коефіцієнт відстроювання захисту (1,2);

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

Струм уставки:

$$I_y = \frac{k_{сх} \cdot I_{с.з.}}{k_{ТА}}. \quad (3.37)$$

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

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(3)}}{I_{\text{с.з.}}} \quad (3.38)$$

Результати розрахунку по формулам (3.36)-(3.38) зводимо в таблицю 3.15.  
Таблиця 3.15 – Результати розрахунку відстроювання від струму трифазного КЗ на шинах 0,4 кВ, приведеного до напруги 10,5 кВ

$I_{\text{с.з.}}, \text{А}$	$I_{\text{у}}, \text{А}$	$I_{\text{сз}}, \text{А}$ для відстроювання	$k_{\text{ч}}$
76,4	7,64	80	9,87

Умова забезпечення чутливості захисту виконується.

Витримку часу спрацьовування максимального струмового захисту приймаємо рівній значенню 0,5 с. Зведену інформацію про уставки заносимо в таблицю 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:

$$I_{\text{С}} = 3 \cdot \omega \cdot C_{\text{ф}} \cdot U_{\text{ф}} \cdot 10^{-6}, \quad (3.39)$$

де  $\omega$  - кутова швидкість вектору напруги, с;

$C_{\text{ф}}$  - ємність фази мережі, мкФ;

$U_{\phi}$  - фазна напруга мережі, В.

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

$$I_{СКЛ} = I_C \cdot \ell_{КЛ}. \quad (3.40)$$

Результати розрахунку по формулам (3.39)-(3.40) зводимо в таблицю 3.17.

Таблиця 3.17 – Результати розрахунку ємнісних струмів

$C_{\phi КЛ}$ , мкФ	$\omega$ , с <sup>-1</sup>	$U_{\phi}$ , В	$I_C$ , А/км	$I_{СКЛ}$ , А
0,229	314	6062,2	1,31	4,19

У відповідності з ГКД 34.20.172-95 «Типова інструкція по компенсації ємнісного струму замикання на землю в електричних мережах 6-35 кВ» компенсація повинна застосовуватись в кабельних мережах 10 кВ при значеннях ємнісного струму більше 20 А. Оскільки сумарний ємнісний струм замикання на землю мереж 10 кВ СЕС не перевищує даного значення, встановлення пристроїв компенсації ємнісних струмів не передбачається [8].

Функціонування інверторного обладнання.

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

- моніторинг параметрів вхідної напруги постійного струму та вихідної напруги змінного струму;
- контроль технологічних параметрів інвертора;
- контроль реактивної потужності;
- контроль активної потужності;
- інтерфейс заземлення;
- відхилення напруги/частоти;
- максимальний струмовий захист;
- захист від min/max частоти;

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

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

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

Контролер інверторного обладнання виконує функції синхронізації з мережею, контроль параметрів якості напруги, релейного захисту при нормальних, аварійних та післяаварійних режимах роботи. В нормальному режимі інверторне обладнання вмикається в роботу автоматично за наявності відповідної інтенсивності освітлення та наявності напруги в мережі, синхронізуючись з її параметрами. При аварійних ситуаціях і зниженні напруги в мережі інверторне обладнання відключається.

Таким чином, встановлене на СЕС інверторне обладнання запобігає несинхронному включенню в мережу.

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		74

## 4 ІНДИВІДУАЛЬНЕ ЗАВДАННЯ

### Вимикачі тягових підстанцій змінного струму

Забезпечення надійної роботи електростанцій, підстанцій і систем електропостачання залізниці та промислових підприємств значною мірою залежить від безвідмовної роботи вимикачів високої напруги. Вимикачі являються основними комутаційними апаратами в електричних установках і служать для ввімкнення та відімкнення струмових кіл. При цьому вони повинні надійно виконувати свої функції, знаходячись як у ввімкненому, так і у відімкненому стані, а також одночасно бути постійно готовими до миттєвого виконання комутаційних операцій в будь-яких ситуаціях, включаючи аварійні режими.

За конструктивними особливостями і способом гасіння виникаючої при розмиканні контактів електричної дуги розрізняють такі типи вимикачів: масляні, повітряні, вакуумні, елегазові, електромагнітні, та ін.

#### 4.1 Масляні вимикачі

Масляні вимикачі, залежно від конструктивних особливостей, поділяються на вимикачі з великим об'ємом масла і вимикачі з малим об'ємом масла (малооб'ємні).

Основними конструктивними частинами вимикачів будь-якого типу є: контактна система з дугогасильного пристрою, струмопровідні частини, корпус, ізоляційна конструкція і приводний механізм.

В масляних вимикачах контакти розмикаються в трансформаторному маслі. Електрична дуга, яка виникає при цьому, має високу температуру (3000 - 5000 °С). Прилегли до неї шари масла випаровуються і розкладаються, дуговий розряд виникає в газовому середовищі. Приблизно половину цього газу за обсягом становить пари масла.

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		75

Інша частина складається з водню (приблизно 70%) і вуглеводню різного складу. Кількість масла, яка розкладена дугою, невелика, але гази, що утворюються, мають великий об'єм (1 грам масла дає приблизно 1500 см<sup>3</sup> газу за атмосферного тиску та температури 10 °С). В результаті у газовому об'ємі виникає великий тиск (0,5 - 5 МПа і вище).

Високий тиск газів, що утворились, використовують для інтенсивної деіонізації дугового проміжку. З цією метою в зоні горіння дуги розміщують спеціальні жорсткі дугогасильні камери, що мають робочі канали. По цих каналах за рахунок високого тиску в зоні горіння дуги створюється направлений рух утвореної газомасляної суміші відносно палаючої дуги.

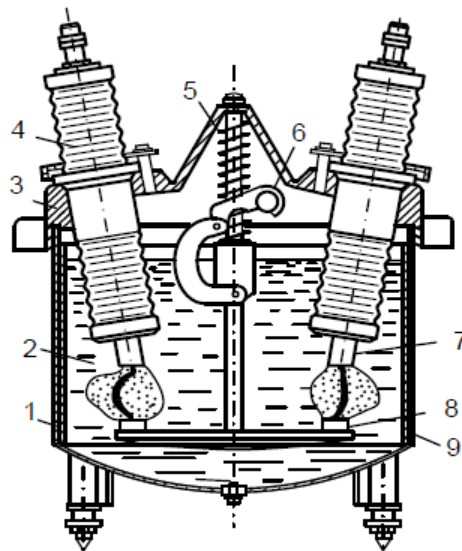
Залежно від розташування робочих каналів розрізняють камери з поперечним, поздовжнім і зустрічно-поперечним рухом (дугтям) газо-масляної суміші. Чим більший відключаємий струм, тим інтенсивніше дугтя і гасіння дуги. Тому масляні вимикачі називають ще автогазовими.

На рис. 4.1 схематично показано баковий вимикач без спеціальних пристроїв для гасіння дуги. Сталевий бак вимикача підвішений до відливої чавунної кришки 3 за допомогою болтів. Через кришку проходять шість фарфорових ізоляторів 4, на нижніх кінцях струмоведучих стрижнів закріплено нерухомо контакти 7. Рухомі контакти 8 знаходяться на контактному мості або траверсі. Рух їм передається за допомогою ізолювальної тяги від приводного механізму, який знаходиться під кришкою вимикача. У ввімкненому стані траверса піднята і контактний міст замикає коло між нерухожими контактами. При цьому вимикальна пружина 5 стиснута. Вимикач у ввімкненому стані утримується засувкою привода, з яким він зв'язаний валом 6.

Бак вимикача залитий маслом. Під кришкою залишається деякий об'єм повітря. Шар масла над гасильними камерами повинен бути достатнім для надійного охолодження газів, що утворюються в процесі вимикання.

Конструктивна схема масляного бакового вимикача на напругу 110 кВ наведена на рис. 4.1.

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



1 – сталевий бак; 2 – масло; 3 – відлита чавунна кришка; 4 – фарфорові ізолятори; 5 – вимикальна пружина; 6 – вал; 7 – нерухомі контакти; 8 – рухомі контакти, 9 – захисне ізоляційне покриття

Рисунок 4.1 – Конструктивна схема масляного бакового вимикача

Основні переваги бакових вимикачів:

- простота конструкції;
- висока вимикальна здатність;
- придатність для зовнішнього встановлення;
- можливість встановлення влаштованих трансформаторів струму.

Недоліки бакових вимикачів:

- вибухо- і пожежонебезпека;
- необхідність періодичного контролю за станом і рівнем масла;
- великий об'єм масла;
- необхідність великих запасів масла;
- непридатність до розміщення всередині приміщень;
- непридатність для виконання швидкодійного АПВ;
- велика затрата металу;
- велика маса;
- незручність транспортування, монтажу і налагодження.

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

Переважним застосуванням бакових масляних вимикачів є розподільні мережі напругою 35 кВ та 110-220 кВ, де їх останнім часом поступово витісняють нові типи елегазових вимикачів.

Нині область їх застосування обмежена, і випуск їх припинений. Здебільшого вони застосовуються у відкритих РУ 35 - 220 кВ.

У малооб'ємних масляних вимикачах трансформаторне масло використовується як дугогасильне середовище і тільки частково слугує ізоляцією між контактами. Ізоляція струмоведучих частин одна від одної і від заземлених конструкцій виконується фарфором або іншими твердими ізолювальними матеріалами (пластмасою та ін.)

Малооб'ємні масляні вимикачі виготовляються на напругу до 500 кВ включно і особливо широко застосовуються за напруг 6 - 35 кВ. Перевагами їх є: мала кількість масла, невеликі габарити і маса, менша вибухо- і пожежонебезпека, відносно низька вартість.

У закритих і комплектних розподільчих пристроях 6 - 10 - 35 кВ найбільш широко використовується вимикач типу ВМП (вимикач масляний підвісний).

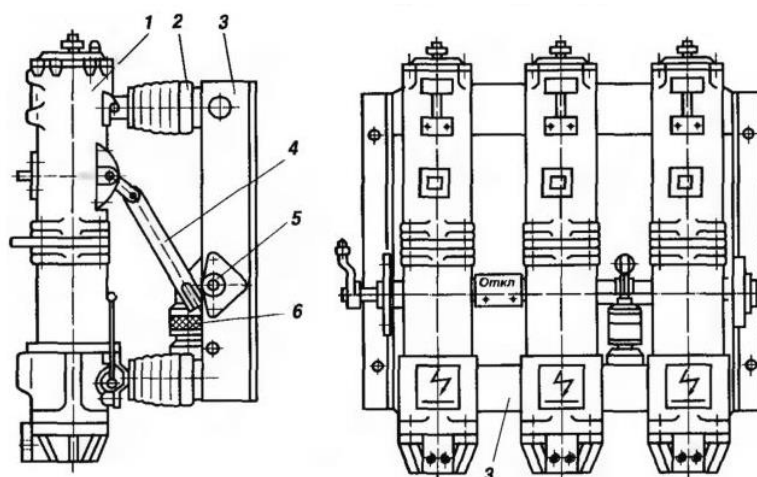
У маломасляному вимикачі відсутній великий металевий бак. Дугогасний пристрій розташовується або в бачку з ізоляційного матеріалу (вимикачі серій ВМП, ВМК) або металевих бачках невеликого діаметру (вимикачі серії МГ).

Принцип роботи маломасляного вимикача заснований на гасінні дуги, що виникає при розмиканні контактів, потоком газомасляної суміші, що утворюється в результаті інтенсивного розкладання трансформаторного масла під дією високої температури дуги. Цей потік отримує певний напрямок у дугогасильному пристрої, розміщеному в зоні горіння дуги.

Камера збирається з пластин фібри, гетинаксу та електроізоляційного картону та стягується ізоляційними шпильками. Камера має три щілини для гасіння дуги.

Вимикач ВМП-10 (рис. 4.2) має три полюси, закріплених за допомогою ізоляторів на загальній рамі. Кожен полюс пов'язаний ізоляційною тягою з валом вимикача. Між полюсами встановлено ізоляційні перегородки.

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



1 – полюс; 2 – опорний ізолятор; 3 – рама; 4 – ізоляційна тяга; 5 – вал; 6 – масляний буфер

Рисунок 4.2 – Вимикач типу ВМП-10

Дутьєвий канал йде спочатку горизонтально, а потім вертикально. Для обмеження тиску при великих струмах та створення необхідного тиску поблизу нульового значення струму камера має повітряний буфер. Тиск досягає найбільшого значення поблизу максимуму струму. Під дією цього тиску масло стискає повітря у буфері. Близько нуля струму потужність у дузі та тиск різко спадають. Енергія, накопичена в стиснутому повітрі буфера, дозволяє створити в камері дуття, необхідне для гасіння дуги.

В дугогасних пристроях з автодутьям підйом тиску, необхідного для гасіння дуги, створюється за рахунок енергії, що виділяється електричною дугою. Тому великі струми (приблизно від 3 кА до номінального струму відключення) відключаються при малій довжині дуги і малому часі її горіння завдяки тому, що енергія, що виділяється дугою, велика. Час горіння дуги зменшується зі зростанням струму і за номінального струму відключення становить 0,01-0,02 с. При малих струмах (600-2000 А) енергія, що виділяється дугою, різко зменшується, довжина дуги, коли він згасає, збільшується, тривалість горіння дуги зростає до 0,05-0,08 с. Іноді струм у кілька десятків кілоампер вимикач відключає легко за 0,01-0,02 с, а струм 600-2000 А індуктивного характеру відключити не може [9].

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		79

Після гасіння дуги пари масла і газу проходять через масловіддільник, де пари масла конденсуються, а газ через газовідвідний отвір виходить назовні.

Для пом'якшення удару при ввімкненні та вимкненні вимикача на його рамі розташовуються пружинний і масляний буфери.

Вимикачі ВМП-10 випускаються на номінальну напругу 10 кВ і номінальний струм: 630, 1000, 1600 А. Вимикач ВМП-10 з номінальним струмом 3200 А має додаткові робочі контакти, розташовані зовні вимикача (ВМПЕ-10).

В закритих розподільних пристроях 6 - 10 кВ застосовується також вимикач ВМГ-10 (вимикач масляний горшковий) на номінальний струм 630 і 1000 А (випускається замість вимикача ВМГ-133). Вимикач має на кожну фазу металевий бачок циліндричної форми, на дні якого закріплений нерухомий розетковий контакт. Рухомий контакт, у вигляді круглого мідного стрижня, проходить через прохідний ізолятор, заармований в кришці бачка вимикача. Всередині бака, над нерухомим контактом, розміщена камера поперечного масляного дуття. Полюси вимикача за допомогою опорних ізоляторів монтуються на загальній сталевій рамі.

Крім вимикачів ВМП-10 і ВМГ-10, в комплектних розподільних пристроях використовуються вимикачі колонкового типу ВК-10 і ВКЕ-10.

Дуга в цих вимикачах гаситься подібно розглянутому вище, але в результаті використання ряду вдосконалень в конструкції, маса і габарити їх менша, ніж у вимикачів ВМП.

В розподільних пристроях споживачів за напруги 110 і 220 кВ застосовуються маломасляні вимикачі серії ВМТ. Три полюси вимикача ВМТ встановлюються на загальній звареній основі і керуються пружинним приводом. Кожен полюс являє собою порцелянову колонку, всередині якої знаходиться дугогасильний пристрій, рухомий і нерухомий контакти. Рухомий контакт пов'язаний з механізмом керування ізоляційними тягами. Як дугогасильний пристрій використовуються камери зустрічно-поперечного дуття.

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

Маслонаповнені колони мають у верхній частині незаповнений маслом об'єм, герметизовані і знаходяться під надлишковим тиском повітря або азоту. Це забезпечує високу електричну міцність міжконтактного проміжку і дозволяє надійно вимикати як струми КЗ, так і ємнісні струми ненавантажених ліній.

У вимикачів ВМТ-110 і ВМТ-220 використовуються однакові модулі: для 110 кВ – один на фазу, для 220 кВ – два на фазу. Така уніфікація дозволяє мати резервні модулі і під час ремонту вимикачів замінювати їх справними.

## 4.2 Повітряні вимикачі

Порівняно з маслом і твердими діелектриками гази мають визначені переваги, головні з яких – винятково мала провідність і практично відсутні діелектричні втрати, незалежність електричної міцності від частоти в однорідному полі, слабка забрудненість під дією дуги і корони.

З підвищенням тиску газу електрична міцність в однорідних або слабко неоднорідних полях збільшується і за певних умов може перевищити електричну міцність трансформаторного масла, вакууму та порцеляни.

Для спрощення конструктивного виконання обладнання з газовою ізоляцією бажано, щоб необхідна електрична міцність була забезпечена при порівняно невеликому надлишковому тиску.

При застосуванні газу в електротехнічному обладнанні крім ізоляційних, необхідно враховувати й інші властивості газів, а саме: сам газ і його продукти розкладу не повинні бути токсичними; відносно до застосованого в цьому обладнанні матеріалу, газ повинний бути хімічно нейтральним; він повинен мати низьку температуру спалювання, що дозволило б використовувати його при підвищених тисках і за низьких температур навколишнього середовища; газ повинен мати значну тепло-відвідну здатність, дисоціація газу повинна бути незначною, він повинний бути пожежо- і вибухобезпечним, легкодоступним і недорогим. Крім того, газ повинен мати добру дугогасну здатність.

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

Найдоступнішим газом є повітря, однак за сукупністю вимог воно не завжди прийнятне. Електрична міцність деяких газів і парів значно вища, ніж у повітря. Але тільки деякі з них задовольняють вимоги, запропоновані до електричної газової ізоляції.

Багато речовин більш-менш інтенсивно розкладаються в умовах електричного розряду, багато хто з них у звичайних умовах знаходяться в рідинному стані, і нарешті, деякі з них при розкладі виділяють вільний вуглець, який осідає на поверхні твердих елементів ізоляційних конструкцій, роблячи їх провідними.

Експлуатація повітряних вимикачів пов'язана зі значними матеріальними витратами: компресорне господарство, повітропроводи, запасні частини тощо. Багато типів вимикачів давно зняті з виробництва, так відсутність запасних частин дуже сильно ускладнює капітальні й поточні ремонти цих вимикачів. Величезні витрати на ремонти вимикачів, компресорного господарства дають можливість тільки підтримувати їх у робочому стані, але не знижують кількості їхніх відмов у роботі.

У повітряних вимикачах дуга гаситься стисненим повітрям у спеціальних дугогасильних камерах. Струмоведачі частини і дугогасильні пристрої ізолюються порцеляною або іншими твердими ізолювальними матеріалами.

Розрізняють камери повздовжнього дуття, у яких повітряний потік спрямований повздовж дугового стовпа, і поперечного дуття, у яких повітряний потік спрямований поперек дугового стовпа.

Дугогасильні камери поперечного дуття застосовуються за  $U_{ном} = 10-20$  кВ і  $I_{вимк} = 120$  кА. При розмиканні контактів між ними виникає дуга, яка гаситься поперечним потоком повітря, який подається по повітропроводу. Під дією повітря в перегородках дугогасильної камери дуга приймає форму зигзагу, при цьому мають місце її подовження й ефективне охолодження. До того ж, між контактами, на яких після проходження змінного струму через нульове значення, згасає дуга та починає зростати прикладена напруга тільки частина діелектрика потребує відновлення електричної міцності, що значно зменшує

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		82

можливість повторного запалювання електричної дуги. Але при цьому великі габаритні розміри камери, застосування органічної ізоляції, що стикається з дугою, обмежують її використання при напругах до 20 кВ.

Переваги камер поперечного дуття: простота, велика потужність, що вимикається. Недоліки: великі габаритні розміри і сильний знос контактів через винос парів металу в атмосферу.

У вимикачах на напругу більше 35 кВ застосовуються камери повздовжнього дуття з порожніми контактами. При вимкненні вимикача стиснене повітря, діючи на поршень, відводить рухомий контакт з великою швидкістю. Між нерухомим і рухомим контактами утворюється дуга. Стиснене повітря надходить до дуги перпендикулярно, а потім змінює напрямок руху на 90° і виходить з камери через порожнини контактів в атмосферу, створюючи могутнє повздовжнє дуття. При цьому дуга здувається з робочої поверхні контактів, завдяки чому досягається їхній малий знос.

При тиску в баку 2 МПа найбільша напруга, за якої може працювати одна камера, не перевищує 50-60 кВ. Удосконалення камери і збільшення тиску в баку до 4 МПа дозволяють підвищити напругу до 125 кВ. За більшої напруги вимикача кілька камер з'єднують послідовно і застосовують шунтувальні дільники, що забезпечують рівномірний поділ напруги між камерами.

Переваги камер повздовжнього дуття – малий знос контактів і довговічність. Вимикачі з такими камерами і повітрянаповненими віддільниками легко розвиваються за напругою послідовного з'єднання елементів. Недоліком є чутливість до високої швидкості відновлення напруги. Це має особливе значення при вимкненні невіддалених коротких замикань. Для полегшення гасіння дуги швидкість відновлення напруги на проміжку зменшують послідовним з'єднанням розривів.

Конструктивні особливості схем повітряних вимикачів різні і залежать від номінальної напруги, способів створення ізоляційного проміжку між контактами у вимкненому положенні і подавання повітря в камеру, вимог до швидкодії.

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		83

У вимикачах на великі номінальні струми є контури: головний і дугогасильний. В увімкненому положенні основна частина струму проходить по головних контактах, розташованих відкрито. При вимкненні вимикача контакти розмикаються першими, після чого весь струм проходить по дугогасильних контактах, розташованих у камері. До моменту розмикання цих контактів у камеру з резервуара подається стиснене повітря, що гасить дугу. Дуття може бути повздовжнім або поперечним.

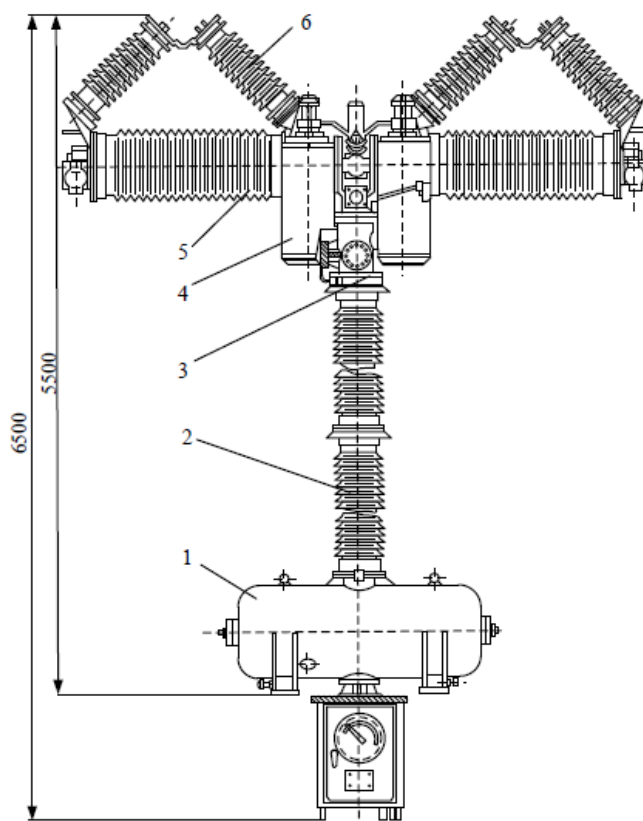
Необхідний ізоляційний проміжок між контактами створюється в камері розведенням їх на достатню відстань або спеціальним віддільником. Після вимкнення віддільника подавання стисненого повітря в камери припиняється і дугогасильні контакти замикаються. Вимикачі такої конструктивної схеми виготовляють для внутрішньої установки на напругу 10-20 кВ і 35 кВ (серія ВВЕ) і силу струму до 20 кА (серія ВВГ).

Вимикачі серії ВНВ мають збільшений дворозривний дугогасильний модуль на напругу 220-250 кВ. Всі вимикачі цієї серії напругою 110-1150 кВ компонуються резервуаром, шафою керування і опорною ізоляційною колоною, на якій змонтований дугогасильний модуль. Поліус вимикача на 220 кВ має одну опорну колонку з одним дворозривним модулем (рис. 4.3), на 500 кВ – дві опорні колонки і два модулі, на 750 кВ – три колонки і три модулі, на 1150 кВ – п'ять колонок і п'ять модулів.

Дугогасильний модуль – це дворозривна дугогасильна камера, контактна система якої знаходиться постійно в середовищі стисненого повітря (4 МПа), як в увімкненому, так і у вимкненому стані. Контакти змонтовані в металевому резервуарі, на якому розміщені контейнери з шунтувальними резисторами і механізмами їх комутування, також заповненими стисненим повітрям. Струмоведачі частини приєднані до контактної системи за допомогою ізолювальних вводів. Гасіння дуги в камері здійснюється двостороннім дуттям стиснутим повітрям, яке викидається через внутрішні порожнисті контакти і вихлопні клапани в атмосферу. Контакти мають двокроковий рух: при гасінні дуги розрив між контактами має мінімальне значення, чим забезпечується

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

інтенсивне дуття. Після закінчення гасіння дуги рухомий контакт зміщується на максимальну відстань, забезпечуючи необхідну електричну міцність повітряного проміжку.



1 – резервуар; 2 – ізолятор; 3 – механізм привода; 4 – блок шунтувальних резисторів; 5 – гасильна камера; 6 – конденсатор

Рисунок 4.3 – Поліс повітряного вимикача ВНВ-220

Кожен вимикач містить три окремих полюси, які механічно не зв'язані між собою. Виключення становить вимикач 110 кВ, що має триполюсне виконання. Вимикач комплектується однією розподільною шафою, розділеною на електричну і пневматичну секції. Дугогасильні пристрої вимикачів шунтовані конденсаторами і одночасно виконують функції віддільників. Дугогасильний пристрій двостороннього дуття має два головних розриви. Розмикання допоміжних контактів відбувається через 0,02 с після розмикання головних контактів. Дугогасильний пристрій розташований на ізоляторі, всередині якого

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

проходять ізоляційні трубки для подавання стисненого повітря в дугогасильні камери і для управління дуттьовим клапаном.

Таким чином, дугогасильна камера, в якій контакти постійно знаходяться в середовищі стисненого повітря як у ввімкненому, так і у вимкненому положенні, ізольована від опорних частин вимикача.

Фарфорові ізолятори вимикача не піддаються тиску стисненого повітря. У віддільнику стиснене повітря подається при вимкненні вимикача і знаходиться там увесь час, поки вимикач не вимкнений.

Вимикачі розраховані на виконання циклу швидкодійного автоматичного повторного ввімкнення (ШАПВ). Час вимикання вимикача 0,04 с, час ввімкнення 0,1 с. Вимикачі серії ВНВ уніфіковані. Один дуго-гасильний модуль – це вимикач 250 кВ. Вимикачі на напруги 500 кВ складаються із двох модулів, на 750 кВ – із трьох модулів. Вимикач ВНВ-750-3200 складається із дугогасильного пристрою, опорної колонки, високовольтних екранів, фарфорових розтяжок, резервуару стисненого повітря, розподільної шафи і розташованої на візку вимикача шафи управління.

#### 4.3 Елегазові вимикачі

Елегаз являє собою з'єднання, що має хімічну формулу SF<sub>6</sub>. Це безбарвний газ без запаху щільністю 6,52кг/м<sup>3</sup> при нормальному атмосферному тиску і за температури 0° С, приблизно в п'ять разів важче повітря. Елегаз містить 21,95% сірки і 78,05% фтору.

Елегаз може бути зріджений тиском, що дозволяє транспортувати його в балонах у рідинному стані. Порівняно з повітрям елегаз має такі переваги:

- електрична міцність у 2,3 - 2,5 раза вище, ніж у повітря. При тиску  $2 \times 10^5$  Па міцність елегазу наближається до міцності трансформаторного масла;
- висока питома об'ємна теплоємність (майже в 4 раза вище, ніж у повітря) дозволяє збільшити навантаження струмоведучих частин, зменшити масу міді в комутаційному апараті;

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

- дугогасна здатність камери подовжнього дуття з елегазом у 5 разів вище, ніж з повітрям;

- мала напруженість електричного поля в стовпі дуги, завдяки чому різко скорочується знос контактів. Зменшується ефект термодинамічної закупорки сопла. Це дозволяє збільшити відстань між контактами, підвищити напруги на кожному контактному проміжку, збільшити допустиму швидкість відновлення напруги на проміжку;

- елегаз є інертним газом, який не вступає в реакцію з киснем, воднем, слабо розкладається дугою. Сам елегаз не токсичний, хоча деякі його продукти розкладу небезпечні.

До недоліків елегазу потрібно віднести високу температуру його скраплення. Так при тиску  $13,1 \times 10^5$  Па з газоподібного стану в рідке елегаз переходить за температури  $0^\circ$  С. Це потребує або підігріву, або використання елегазу при більш низькому тиску. При тиску  $3,5 \times 10^5$  Па температура скраплення становить  $-40^\circ$  С. До недоліків також потрібно віднести складність і енергозатратність одержання гарних результатів – потрібен елегаз з високою чистотою (без домішок).

Елегазові вимикачі – це замкнена система без викидання газу в навколишнє середовище. В елегазі при атмосферному тиску можна погасити електричну дугу зі струмом у 100 разів більшим, ніж у повітрі за тих же умов. Виняткова електрична міцність елегазу пояснюється тим, що його молекули стримують рух електронів у дуговому стовбурі і утворюють відносно нерухомі негативні іони. Втрата електронів робить електричну дугу нестійкою, і її значно легше погасити.

Дугогасна здатність елегазу, як і будь-якого газу, найбільш ефективно використовується в тому випадку, коли потік газу з великою швидкістю обтікає палаючу дугу. В елегазових вимикачах застосовують такі конструктивні виконання:

- вимикачі з автогазовим дуттям (примусове дуття в таких апаратах створюється за рахунок енергії дуги);

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		87

- вимикачі з переміщенням дуги в елегазі (за рахунок взаємодії струму дуги з магнітним полем);

- вимикачі, в яких гасіння дуги здійснюється за рахунок інтенсивного дуття, створюваного при переході газу з резервуара з високим у резервуар з низьким тиском (система з подвійним тиском).

В елегазових вимикачах застосовуються, в основному, два принципи гасіння дуги. Перший принцип такий самий, що і в повітряному вимикачі, тобто – дуга охолоджується елегазом при перетіканні його з резервуара високого тиску (близько 2 МПа) в резервуар низького тиску (0,3 МПа). Другий принцип – автокомпресійний, тобто перепад тиску, необхідний для гасіння дуги, створюється спеціальним компресійним пристроєм, механічно зв'язаним з рухомим контактом вимикача. Початковий тиск – 0,3-0,4 МПа, а в процесі гасіння маємо перепад тиску 0,6-0,8 МПа.

Крім цих двох основних способів, в елегазових дугогасильних камерах іноді застосовуються і деякі інші способи дугогасіння. Зокрема, останнім часом застосовується спосіб, оснований на принципі електромагнітного дуття в камерах з елегазом та на тепловій дії дуги. У дугогасильних пристроях, наприклад, що використовують теплову дію дуги, одночасно виникають дві дуги. Одна – головна, що вимикається, і допоміжна, які горять одночасно в двох різних відсіках. Причому дуга, що вимикається, зазнає обдування елегазом, що витікає з відсіку допоміжної дуги під впливом тиску газу, який там генерується.

Вимикачі з двома рівнями тисків були обладнані автономною системою компресорного господарства, яка підключається в дію автоматично після кожного вимкнення. При цьому компресор відкачує надмірний елегаз з резервуарів низького тиску і, пропускаючи його через фільтр з активованим окислом алюмінію, направляє його знову в систему високого тиску, поповнюючи запас. Оскільки елегаз при абсолютному тиску 1,6 МПа перетворюється на рідину вже за температури близько +10 °С, передбачено спеціальну систему обігріву.

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		88

Для рівномірного розподілу напруги по кожному з трьох послідовно увімкнених дугогасильних розривів полюса на вимикачі передбачено ємнісні подільники напруги. Створення належного електричного поля в проміжках між частинами апарата, що знаходяться під високим потенціалом, і заземленим баком досягається за допомогою електро-статичних екранів.

Для запобігання конденсації елегазу за низьких температур вимикач оснащений спеціальними підігрівачами, розташованими у резервуарах високого тиску, встановленого на візку. Система підігрівання вмикається при зниженні температури навколишнього повітря нижче +10 °С і підтримує температуру елегазу в системі високого тиску на цьому рівні незалежно від навколишньої температури аж до її граничного нижнього значення для цього вимикача, що дорівнює -35 °С. При комутації вимикачем номінального струму вимкнення час дугогасіння становить 5-10 мс, при цьому дуга витягується на 15-50 мм. Час вимкнення вимикача – два або три періоди.

Нині в розподільних мережах напругою 35 кВ застосовують елегазові бакові зовнішнього установа серії ВГБ-35, які призначені для комутації електричних кіл за нормальних і аварійних режимів. Вимикачі можуть працювати в широкому діапазоні кліматичних умов: від -60 °С до +55 °С.

#### Основні переваги ВГБ-35:

- повна заводська готовність, що забезпечує простий і швидкий монтаж, вимикач постачається повністю відрегульованим, заповненим елементом до робочого тиску;
- відсутність динамічних навантажень на фундамент при роботі (установка на одній опорі з полегшеним фундаментом);
- прості і надійні дугогасильні пристрої, що містять мінімально можливу кількість рухомих елементів і обертання електричної дуги. Цей спосіб гасіння гарантує відсутність перенапруг навіть при вимкненні малих індуктивних струмів і вимкнення без повторних пробоїв ємнісних струмів до 630 А;

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		89

- великий механічний і комутаційний ресурси, що забезпечують за нормальних умов експлуатації роботу без ремонту протягом всього терміну служби вимикача;

- наявність єдиного на вимикач динамічного ущільнення з «рідинним затвором» і високотехнологічного алюмінієвого зварного бака гарантує знижений рівень природних витоків елегазу;

- висока надійність: навіть при спаді надмірного тиску елегазу до нуля вимикач витримує тривалу дію напруги 52 кВ і вимикає струми навантаження до 630 А;

- 12 вбудованих трансформаторів струму, що дозволяють в більшості випадків відмовитися від застосування виносних трансформаторів струму зовнішнього установаження;

- вибухо- та пожежобезпека.

До складу вимикача (рис. 4.4) входять привод, шість високовольтних вводів з вбудованими трансформаторами струму і один газощільний алюмінієвий зварний бак, усередині якого розміщені дугогасильні пристрої 3-х фаз. Дугогасильні пристрої, що містять нерухомий і рухомий контакти, а також котушки магнітного дуття, використовують для гасіння спосіб обертання електричної дуги в магнітному полі, створюваному струмом, такому, що протікає через котушки. Рухомі контакти, розташовані під кутом 120°, жорстко закріплені на кінцях трипроменевої ізоляційної траверси, встановленої безпосередньо на центральному поворотному валу бака вимикача. Простота дугогасильних пристроїв, що мають мінімально можливу кількість рухомих елементів, є основою їх надійної роботи.

Підігрівальний пристрій, розміщений під дном бака, забезпечує можливість роботи вимикача, заповненого чистим елегазом, в умовах низьких температур (до -60 °С). Єдине на вимикач динамічне ущільнення розміщене на центральному поворотному валу. Вал, встановлений на підшипниках кочення, ущільнюється системою з чотирьох манжет і «рідинного затвора». Багаторічна практика успішного застосування такого способу герметизації газу гарантує

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



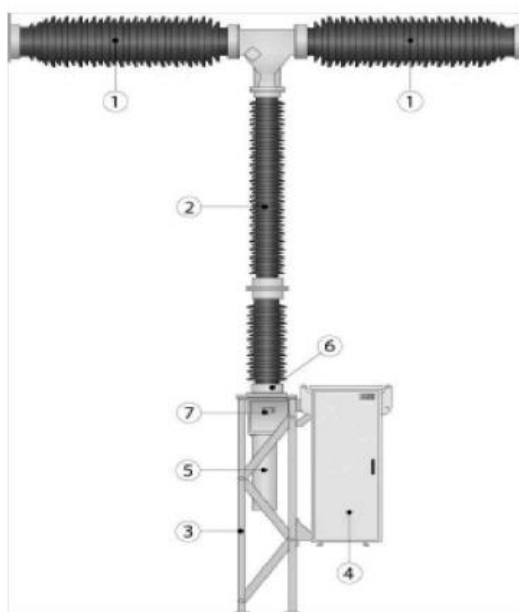
ізоляцію. Основою вводу слугує епоксидна втулка із залитим центральним струмоведучим мідним стрижнем.

Можливість доступу до клемних рядів блоків вбудованих трансформаторів струму дозволяє, за необхідності, проводити зміну коефіцієнта трансформації простим перемиканням відгалужень без розбирання вимикача.

Вимикач комплектується електромагнітним приводом та має гарні показники надійності і довговічності.

Дедалі більше застосування в Україні знаходять елегазові вимикачі напругою 110-750 кВ, які виготовляє всесвітньо відома компанія АВВ Power Technology Products (Швеція). Нині АВВ випускає два типи вимикачів: серії LTB – з автокомпресійною дугогасильною камерою та серії HPL з компресорною дугогасильною камерою. Обидва типи вимикачів оснащені механізмом керування, що має моторно-пружинний привод.

Компанія АВВ розробляє і випускає елегазові колонкові вимикачі HPL (рис. 4.5) на напругу 72,5-800 кВ.



1 – дугогасильна камера; 2 – опорний ізолятор; 3 – опорна конструкція; 4 – шафа керування з приводом типу BLG; 5 – вимикальна пружина; 6 – монітор щільності газу (з протилежного боку); 7 – покажчик положення вимикача

Рисунок 4.5 – Вимикач типу HPL B2 напругою 500 кВ

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		92

Основна серія вимикачів HPL охоплює діапазон номінальної напруги 123-800 кВ, має номінальні струми до 5 кА і номінальні струми вимкнення до 63 кА. Серія вимикачів типу HPL на номінальну напругу 72-800 кВ і струм вимкнення до 63 (80) кА задовольняє високі вимоги. Вони створені на базі останніх розробок в галузі дослідження властивостей діелектриків і фізики дуги.

Вимикачі HPL працюють від приводів типу BLG із зведенням пружин електродвигунами. Конструкція вимикачів HPL створена на основі добре відпрацьованої і перевіреної технології.

Кожен полюс вимикача складений в герметичну колонку, заповнену елегазом, що складається з дугогасильної камери, порожнистого опорного ізолятора і корпусу механізму.

Експлуатаційна надійність і термін служби елегазового вимикача багато в чому залежать від здатності забезпечити герметизацію об'єму з елегазом і нейтралізувати вплив вологи та продуктів розкладання газу усередині камери.

Ризик витоку газу незначний завдяки застосуванню подвійних кільцевих ущільнень і хрестоподібних кільцевих ущільнень з нітрильного каучуку. У кожній дугогасильній камері поміщається фільтр (дисикант) абсорбції, який поглинає з елегазу залишкову вологість і затримує продукти розпаду елегазу дугою, що утворюються в процесі горіння.

Оскільки вимикальна здатність залежить від густини елегазу, полюс вимикача HPL обладнаний монітором густини. Монітором густини є реле тиску з температурною компенсацією, тому попереджувальний сигнал і функція блокування вмикаються тільки у тому випадку, коли тиск елегазу знижується через його витік.

Всі вимикачі типу HPL здатні вимикати струми КЗ протягом максимум 40 мс. Завдяки оптимізації конструкції контактів і швидкості їх руху також гарантовано вимкнення емкісних струмів з дуже низькою вірогідністю повторних пробоїв. При вимкненні індуктивних струмів значення перенапруг

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

невеликі завдяки оптимальному режиму гасіння дуги під час переходу струму через нульове значення.

Вимикач HPL 800 з найбільшою робочою напругою 750 кВ експлуатується в ОЕС України на підстанції Вінницька-750.

#### 4.4 Вакуумні вимикачі

Вакуумні вимикачі (ВВ) змінного струму особливо широке поширення отримали в електроустановках напругою до 35 кВ. Вони характеризуються малими габаритами і масою, великим ресурсом, надійністю і терміном служби, вибухо- та пожежобезпекою, потребують малих експлуатаційних витрат [10].

Вартість вакуумних вимикачів змінного струму на 10 - 15% вища, ніж вартість малооб'ємних, але вартість їх обслуговування за 25 років в два рази менша, ніж у малооб'ємних, а сумарна тривалість перерв в електропостачанні при ремонтах стала меншою в 20 разів. Ці якості привели до того, що дані вимикачі стали витісняти малооб'ємні і в найближчому майбутньому такими вимикачами буде комплектуватися більшість розподільних пристроїв напругою до 35 кВ.

Основою конструкції та основним найбільш відповідальним елементом вакуумного вимикача є вакуумна дугогасильна камера. Камери мають певні конструктивні особливості в залежності від напруги, струмів вимкнення та конструкції вимикача. Разом з тим вони будуються на загальних принципах умов гасіння електричної дуги в вакуумному середовищі.

В загальному вигляді розріз дугогасильного пристрою камери вакуумного вимикача представлено на рис. 4.6.

У циліндричній посудині 1 з ізоляційного матеріалу розташований нерухомий контакт 2, закріплений в металевому фланці 3, що герметично з'єднаний з циліндром. Там же знаходиться рухомий контакт 4, з'єднаний з фланцем 5 за допомогою сильфона 6. Сильфон - циліндрична гармоніка, виконана з нержавіючої сталі, яка забезпечує герметичність усієї камери.

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		94

Камера має достатню механічну міцність і дозволяє рухомому контакту переміщатися до 20 мм. Для захисту стінок ізоляційного корпусу 1 від парів металу електродів служать екрани 7 і 8. За відсутності екранів пари металу електродів осідають на поверхні циліндра, що згодом приводить до перекриття ізоляції між контактами 2 і 4. Екрани служать також для вирівнювання електричного поля між контактами, що підвищує надійність роботи вимикача.

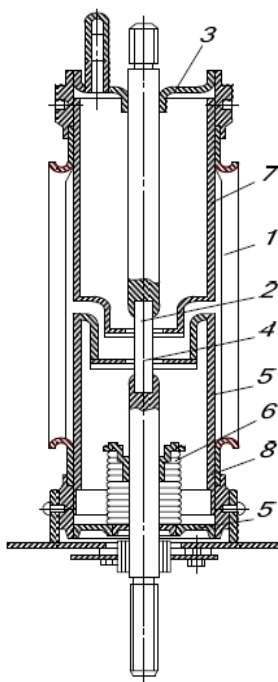


Рисунок 4.6 – Загальний вигляд дугогасильної камери вакуумного вимикача

У сучасних вимикачах тиск всередині дугогасильної камери дорівнює  $10^{-4}$ - $10^{-6}$  Па.

Натискання рухомого контакту на нерухомий виконується за рахунок атмосферного тиску. При великих номінальних струмах ставиться додаткова контактна пружина.

При розходженні контактів в момент виникнення дуги спочатку утворюється рідкий металевий місток з матеріалу електродів. Цей місток швидко нагрівається до високої температури завдяки високій густині струму в ньому і різкому зростанню питомого опору матеріалу в розплавленому стані. Потім місток випаровується і з'являється дуга, яка горить в середовищі пари металу електродів. Така дуга називається вакуумною. Характерною

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		95

особливістю її є мала напруга 20 - 40 В [11]. Тільки при великих струмах (10 - 100 кА) напруга зростає до 50 - 200 В. При проходженні струму через нульове значення дуга гасне. Мала густина газу в дугогасильній камері обумовлює виключно високу швидкість дифузії зарядів через велику різницю густини частинок в дузі, що згасає, і навколишньому просторі - вакуумі.

Після проходження струму через нульове значення за час 10 мкс між контактами відновлюється електрична міцність вакууму.

У вакуумі практично відсутнє окислення контактних поверхонь, але значно зростає схильність металів до зварювання і коефіцієнт тертя. У зв'язку з цим у ВДК застосовуються контакти торцевого типу.

Матеріал контактів повинен мати малий питомий опір, незначний знос при включенні і відключенні та низьку здатність до зварювання. Щоб задовольнити ці вимоги, для контактів застосовують багатокомпонентні або композиційні матеріали, отримані шляхом спікання. Найчастіше використовуються сплави на мідній основі: CuBi, CuBiB, FeCuBi або композиції, які містять хром: CuCr, CrCuW та ін.

Малі габаритні розміри, маси і невеликі динамічні навантаження ВДК дозволяють створювати конструкції ВВ зі значно меншими масогабаритними розмірами, ніж у малооб'ємних масляних вимикачів.

На рис. 4.7 показано вакуумний вимикач ВВТЕ-10-10/630У2, призначений для комутації електричних кіл напругою 10 кВ у нормальних і аварійних режимах, який влаштовується в комірці КРУ.

На рамі 8 за допомогою ізоляційних каркасів 11 укріплені три дугогасильні вакуумні камери 6. Вивід рухомого контакту 5 за допомогою гнучкого зв'язку 4 з'єднаний з верхнім контактним ножом 1, який укріплений на ізоляційній балці 2. Нерухомий контакт камери з'єднаний з нижнім ножом 7. Електромагнітний привод 13 через систему тяг і ізоляційної плити 14 з'єднаний з рухомими контактами. Кінцеве контактне натискання забезпечують пружини 3. Сталева перегородка 10 призначена для захисту постійних магнітів, що знаходяться в приводі від впливу електромагнітних полів головних кіл вимикача.

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

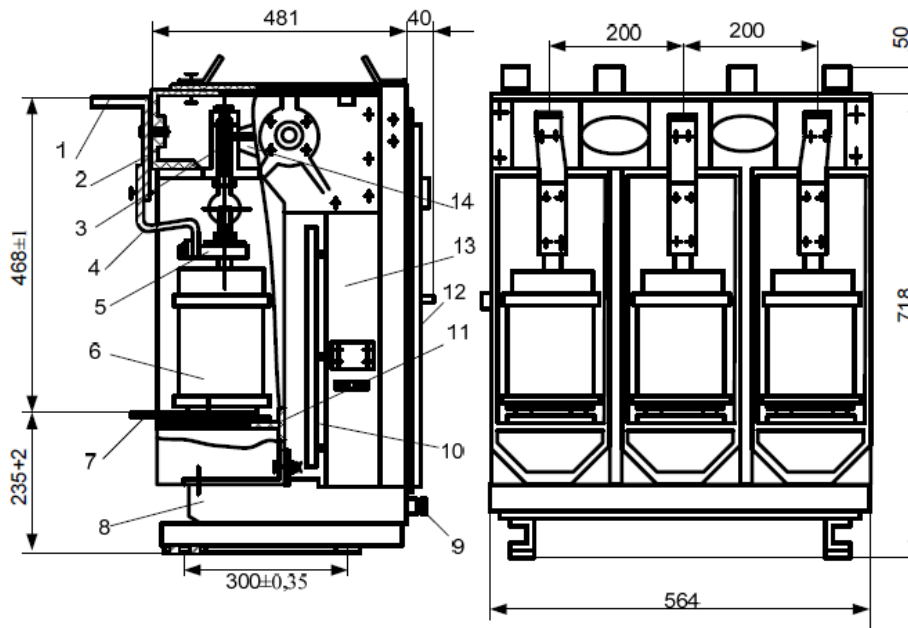


Рисунок 4.7 – Вакуумний вимикач ВВТЕ-10-10/630У2

Вимикач закритий передньою кришкою 12 з вікнами для спостереження за механічним показником увімкненого та вимкненого положень і лічильником кількості циклів УВ. Заземлення здійснюється за допомогою гвинтів 9. Розглянутий вимикач розрахований на 2000 операцій УВ при номінальному струмі і 50 операцій при струмі короткого замикання 10 кА. Повний час вимкнення вимикача 0,05 с.

Як привод ВВ використовуються електромагнітні або пружинні приводи. Малі габаритні розміри, маси і невеликі динамічні навантаження на фундамент дозволяють встановлювати вакуумні вимикачі в стандартних шафах КРУ в 2 - 4 яруси. Тому конструктивно вакуумні вимикачі виконуються з малими розмірами на висоті 960 - 1160 мм і менше.

Переваги вакуумних вимикачів:

- відсутність необхідності в заміні і поповненні дугогасильного середовища, компресорних установок і масляного господарства;
- висока зносостійкість при комутації номінальних струмів і струмів КЗ;
- мінімум обслуговування, зниження експлуатаційних витрат (майже в 2 рази порівняно з існуючими). Термін служби 25 років;

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

- швидке відновлення електричної міцності  $(10-50)10^3$  В/мкс;
- повна вибухо- і пожежобезпечність;
- надійна робота у разі, коли в процесі вимикання малого струму в колі виникає струм КЗ;
- широкий діапазон температур навколишнього середовища в якому можлива робота (від  $-70$  до  $+200$  °С);
- підвищена стійкість до ударних і вібраційних навантажень;
- довільне робоче положення вакуумного вимикача;
- безшумність, чистота, зручність обслуговування, обумовлені малим виділенням енергії в дугогасильній камері і відсутністю зовнішніх ефектів при вимиканні струмів КЗ;
- відсутність забруднення навколишнього середовища;
- порівняно малі маси і габаритні розміри, невеликі динамічні навантаження на конструкцію та фундамент;
- висока швидкодія;
- можливість організації високоавтоматизованого виробництва.

Недоліками вакуумних вимикачів є:

- труднощі розробки і виготовлення, пов'язані із створенням спеціальних контактних матеріалів, складністю вакуумного виробництва, схильністю матеріалів контактів до зварювання в умовах вакууму;
- великі капітальні вкладення, необхідні для налагодження масового виробництва.

На сьогоднішній день підвищення надійності є одним з основних завдань в області комутаційної апаратури. Також важливим завданням є зниження масогабаритних характеристик і матеріаломісткості апаратів, зменшення їх числа за рахунок використання прогресивних технічних рішень. До важливих можна віднести і завдання зниження експлуатаційних витрат, створення устаткування, що практично не обслуговується протягом усього терміну служби. У світі посилюються вимоги за екологічною чистотою устаткування і в

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						98
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

багатьох випадках завдання забезпечення екологічної чистоти виходить на перший план.

Інтенсивне впровадження вакуумної і елегазової апаратури обумовлене тим, що нині доки не знайдено способів ефективного дугогасіння, здатних конкурувати з дугогасінням в елегазі або вакуумі, тому вимикачі даних типів мають гарні перспективи в майбутньому.

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		99

## 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 електропересилання та вибір параметрів релейного захисту кабельної лінії.

Результати роботи можуть стати основою для розробки системи електропостачання між підстанціями Ж-3 110 кВ.

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		100

## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Енергетика тягових мереж: монографія / Сиченко В.Г., Кузнецов В.Г., Босий Д.О., Саблін О.І. Дніпро: Вид-во ПФ «Стандарт-Сервіс», 2017. 210 с.

2. Дьяков В.О., Босий Д. О., Антонов А. В. Контактна мережа електрифікованих залізниць. Улаштування контактної мережі. Дніпро: Вид-во ПФ «Стандарт-Сервіс», 2017. 220 с.

3. Бондар І. Л., Бондар О. І., Сиченко В. Г. Електричні системи та мережі нетягових споживачів залізничного транспорту: навч.посібник. Д.: Вид-во, 2009. 180 с.

4. Друбецька Т.І., Бойко А.М. Тягові підстанції електрифікованих залізниць. Київ: Каравела, 2022. 338 с.

5. Букович Н. В. Розрахунок струмів короткого замикання електроенергетичних систем. Львів, Вища шк. Вид-во при Львів. ун-ті, 1988. 340 с.

6. Кирик В.В. Електричні системи та мережі: навчальний посібник. К: Видавництво «Політехніка», 2014. 131 с.

7. Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2013. 533 с.

8. Бардик Є. І., Лукаш М. П. Електрична частина станцій і підстанцій: навч. посібник. К: НТТУ «КПІ», 2011. 220 с.

9. Камишинський О. М., Овчинников В. Є. Електричні станції та підстанції залізниць. Харків: Корпорація «Техностандарт», 2008. 304 с.

10. Лежнюк П. Д., Зелінський В. Ц. Електрообладнання розподільних установок. Вакуумні вимикачі: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2010. 137 с.

11. Лежнюк П. Д., Зелінський В. В. Електричні апарати. Фізичні основи електричних апаратів: Навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2007. 176 с.

					02.15.ЕС22120.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		101