

**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 П-Р 110 кВ. Релейний захист синхронних машин  
за освітньою програмою Електротехнічні системи електроспоживання  
зі спеціальності: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
(шифр і назва спеціальності)

Виконав: студент групи ЕС2111:

  
(підпис студента)


/ Андрій СИТНИК /  
(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Керівник:

  
(підпис)

/ доцент Денис ЗЕМСЬКИЙ /  
(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 110 kV P-R substations. Relay protection of synchronous machines

according to educational curriculum Electrotechnical systems of electricity consumption

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

(speciality and its code)

Done by the student of the group EC2111:

/ Andriy SITNYK /

(name, surname)

Scientific Supervisor:

/ Ass. Prof. Denis ZEMSKY /

(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 ПРІЗВИЩЕ)

Дата \_\_\_\_\_

**ЗАВДАННЯ**

на кваліфікаційну роботу

бакалавра

(ступінь вищої освіти)

студенту

Ситнику Андрію Сергійовичу

(Прізвище, Ім'я По батькові)

1. Тема роботи: Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями П-Р 110 кВ. Релейний захист синхронних машин

Керівник роботи: Земський Денис Романович, 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 12.06.2025 р.

роботи:

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: Релейний захист синхронних машин

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	16.05.2025	
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)

Андрій СИТНИК

\_\_\_\_\_ (Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Керівник роботи

\_\_\_\_\_ (підпис)

Денис ЗЕМСЬКИЙ

\_\_\_\_\_ (Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

## ВІДОМІСТЬ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ

першого (бакалаврського) рівня вищої освіти Ситника А. С. на тему:

«Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями П-Р 110 кВ. Релейний захист синхронних машин»

Складова кваліфікаційної роботи	Кількість	Обсяг
Пояснювальна записка	1	94 стор.
Демонстраційний матеріал	1	18 слайдів

Керівник: \_\_\_\_\_ / Денис ЗЕМСЬКИЙ /

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

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

## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка до кваліфікаційної роботи бакалавра:  
94с., 30 рис., 26 табл., 12 джерел.

Об'єкт розробки – частина енергетичної системи між підстанціями П-Р 110 кВ.

Мета роботи – розрахунок системи електропостачання між підстанціями П-Р.

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 П-Р.

Ключові слова: ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, КОНТАКТНА МЕРЕЖА, ТЯГОВА ПІДСТАНЦІЯ, СОНЯЧНА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ, РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ, СИНХРОННІ МАШИНИ.

## ЗМІСТ

ВСТУП .....	8
1. ТЯГОВЕ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ .....	9
1.1 Струморозподіл у тяговій мережі.....	9
1.1.1 Навантаження тягових підстанцій.....	10
1.1.2 Струм фази трансформатора підстанції змінного струму.....	16
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 .....	32
2.1 Розрахунок потужності трансформаторів.....	32
2.2 Розрахунок струмів к.з.....	35
2.3 Розрахунок максимальних робочих струмів приєднань.....	46
2.4 Вибір електричних апаратів вище 1000 В.....	47
2.5 Проектування сонячної електростанції.....	49
3. ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ ТА РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ .....	58
3.1 Розрахунок кабельної лінії електропересилання.....	58
3.2 Вибір параметрів релейного захисту кабельної лінії.....	66
4. ІНДИВІДУАЛЬНЕ ЗАВДАННЯ.....	75
ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ.....	92
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	93

					<b>02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ</b>			
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ документа</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розробив</i>	<i>Ситник</i>				Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями П-Р 110 кВ. Релейний захист синхронних машин	<i>Літера</i>	<i>Аркуш</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Консульт.</i>							7	94
<i>Керівник</i>	<i>Земський</i>					МОНУ, УДУНТ, ІСЕ, ЕС2111		
<i>Н. контр.</i>	<i>Потапчук</i>							
<i>Зав.каф.</i>	<i>Босий</i>							

## 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.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		8

# 1 ТЯГОВЕ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

## 1.1 Струморозподіл у тяговій мережі

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

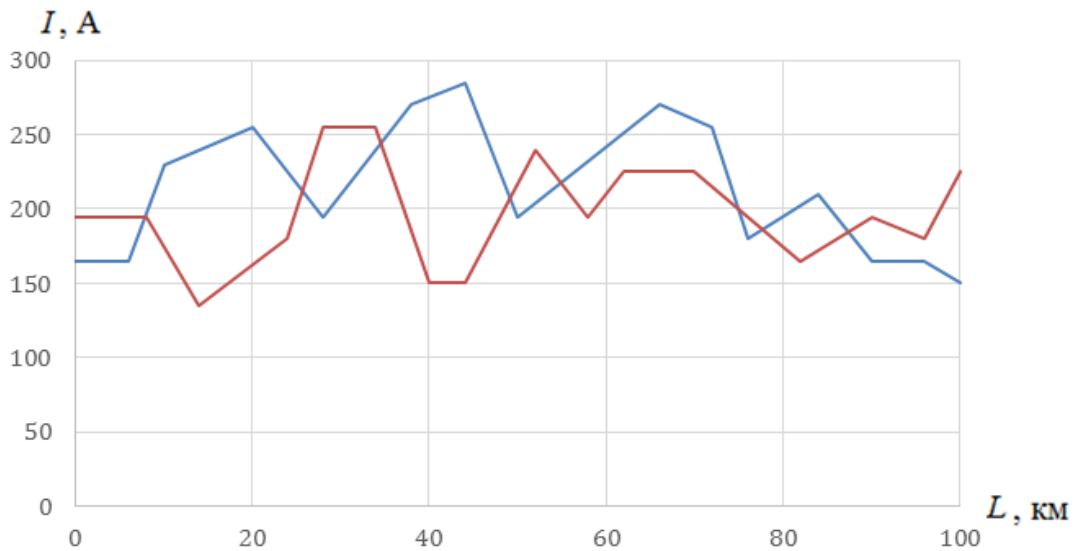


Рисунок 1.1 – Струмові навантаження поїздів на ділянці

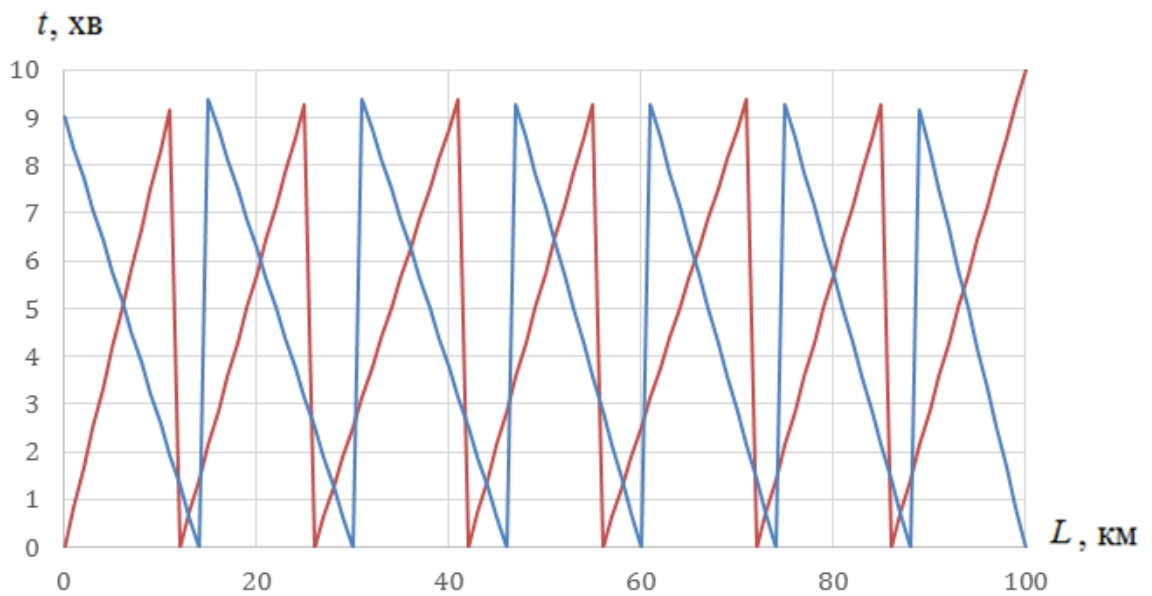


Рисунок 1.2 – Графіки руху поїздів

### 1.1.1 Навантаження тягових підстанцій

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

$$I_1 = 201,6 \text{ А}; \quad I_2 = 403,8 \text{ А}; \quad I_3 = 100,2 \text{ А}; \quad I_4 = 218,1 \text{ А}.$$

Ефективний струм фідера за час руху розрахункового поїзда по МПЗ:

$$I_{e1} = 234,6 \text{ А}; \quad I_{e2} = 407,4 \text{ А}; \quad I_{e3} = 118,9 \text{ А}; \quad I_{e4} = 202,3 \text{ А}.$$

Струми фідерів підстанції визначаються для трьох 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.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		10

$N_0$  – 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:

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

$$n_{01} = \frac{33,6}{10} = 3,36 \text{ пар};$$

$$n_{02} = \frac{25}{10} = 2,5 \text{ пар};$$

$$n_{03} = \frac{32,9}{10} = 3,29 \text{ пар};$$

$$n_{04} = \frac{27,1}{10} = 2,71 \text{ пар}.$$

Ефективний струм фідера підстанції визначається в залежності від схеми живлення:

1) для консольного живлення:

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

2) для двостороннього живлення:

					02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		11

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

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

Режим середніх розмірів руху поїздів:

$$I_{\phi 1} = \frac{3,36 \cdot 65 \cdot 201,6}{144} = 305,8 \text{ А};$$

$$I_{\phi 2} = \frac{2,5 \cdot 65 \cdot 403,8}{144} = 455,7 \text{ А};$$

$$I_{\phi 3} = \frac{3,29 \cdot 65 \cdot 100,2}{144} = 148,8 \text{ А};$$

$$I_{\phi 4} = \frac{2,71 \cdot 65 \cdot 218,1}{144} = 266,8 \text{ А};$$

$$I_{e\phi 1} = \sqrt{\frac{3,36 \cdot 65}{144} \cdot 234,6^2 + \frac{3,36 \cdot (3,36 - 1) \cdot 65^2}{144^2} \cdot 201,6^2} = 386,2 \text{ А};$$

$$I_{e\phi 2} = \sqrt{\frac{2,5 \cdot 65}{144} \cdot 407,4^2 + \frac{2,5 \cdot (2,5 - 1) \cdot 65^2}{144^2} \cdot 403,8^2} = 558,5 \text{ А};$$

$$I_{e\phi 3} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,29 \cdot 65}{3 \cdot 144} \cdot 118,9^2 + \frac{3,29 \cdot \left( 3,29 - \frac{4}{3} \right) \cdot 65^2}{144^2} \cdot 100,2^2} = 202,9 \text{ А};$$

					02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		12

$$I_{e\phi 4} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,71 \cdot 65}{3 \cdot 144} \cdot 202,3^2 + \frac{2,71 \cdot \left(2,71 - \frac{4}{3}\right) \cdot 65^2}{144^2} \cdot 218,1^2} = 320,8 \text{ А.}$$

Режим згущення поїздів:

$$I_{\phi 1} = \frac{3,36 \cdot 130 \cdot 201,6}{144} = 611,5 \text{ А;}$$

$$I_{\phi 2} = \frac{2,5 \cdot 130 \cdot 403,8}{144} = 911,4 \text{ А;}$$

$$I_{\phi 3} = \frac{3,29 \cdot 130 \cdot 100,2}{144} = 297,6 \text{ А;}$$

$$I_{\phi 4} = \frac{2,71 \cdot 130 \cdot 218,1}{144} = 533,6 \text{ А;}$$

$$I_{e\phi 1} = \sqrt{\frac{3,36 \cdot 130}{144} \cdot 234,6^2 + \frac{3,36 \cdot (3,36 - 1) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 201,6^2} = 655,4 \text{ А;}$$

$$I_{e\phi 2} = \sqrt{\frac{2,5 \cdot 130}{144} \cdot 407,4^2 + \frac{2,5 \cdot (2,5 - 1) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 403,8^2} = 934,3 \text{ А;}$$

$$I_{e\phi 3} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,29 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 118,9^2 + \frac{3,29 \cdot \left(3,29 - \frac{4}{3}\right) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 100,2^2} = 329,6 \text{ А;}$$

$$I_{e\phi 4} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,71 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 202,3^2 + \frac{2,71 \cdot \left(2,71 - \frac{4}{3}\right) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 218,1^2} = 527,4 \text{ А.}$$

					02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		13

Режим максимальних розмірів руху:

$$I_{\phi 1} = \frac{3,36 \cdot 144 \cdot 201,6}{144} = 677,4 \text{ А};$$

$$I_{\phi 2} = \frac{2,5 \cdot 144 \cdot 403,8}{144} = 1009,5 \text{ А};$$

$$I_{\phi 3} = \frac{3,29 \cdot 144 \cdot 100,2}{144} = 329,7 \text{ А};$$

$$I_{\phi 4} = \frac{2,71 \cdot 144 \cdot 218,1}{144} = 591,1 \text{ А};$$

$$I_{ef1} = \sqrt{\frac{3,36 \cdot 144}{144} \cdot 234,6^2 + \frac{3,36 \cdot (3,36 - 1) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 201,6^2} = 712,2 \text{ А};$$

$$I_{ef2} = \sqrt{\frac{2,5 \cdot 144}{144} \cdot 407,4^2 + \frac{2,5 \cdot (2,5 - 1) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 403,8^2} = 1013,1 \text{ А};$$

$$I_{ef3} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,29 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 118,9^2 + \frac{3,29 \cdot \left(3,29 - \frac{4}{3}\right) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 100,2^2} = 355,9 \text{ А};$$

$$I_{ef4} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,71 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 202,3^2 + \frac{2,71 \cdot \left(2,71 - \frac{4}{3}\right) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 218,1^2} = 570,4 \text{ А}.$$

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

					02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		14

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

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

Ефективний струм плеча живлення визначається за формулою:

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

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

Режим середніх розмірів руху поїздів:

$$I_{лив} = 305,7 + 455,7 = 761,4 \text{ А};$$

$$I_{нр} = 148,8 + 266,8 = 415,6 \text{ А};$$

$$I_{елив} = \sqrt{761,4^2 + (386,2^2 + 558,5^2) - (305,7^2 + 455,7^2)} = 860 \text{ А};$$

$$I_{енр} = \sqrt{415,6^2 + (202,9^2 + 320,8^2) - (148,8^2 + 266,8^2)} = 472,7 \text{ А}.$$

Режим згущення поїздів:

$$I_{лив} = 611,5 + 911,4 = 1522,9 \text{ А};$$

$$I_{нр} = 297,6 + 533,6 = 831,2 \text{ А};$$

$$I_{елив} = \sqrt{1522,9^2 + (655,4^2 + 934,3^2) - (611,5^2 + 911,4^2)} = 1554,7 \text{ А};$$

					02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						15
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$I_{енр} = \sqrt{831,2^2 + (329,6^2 + 527,4^2) - (297,6^2 + 533,6^2)} = 839,3 \text{ А.}$$

Режим максимальних розмірів руху:

$$I_{ліє} = 677,4 + 1009,5 = 1686,9 \text{ А;}$$

$$I_{нр} = 329,7 + 591 = 920,7 \text{ А;}$$

$$I_{еліє} = \sqrt{1686,9^2 + (712,2^2 + 1013,1^2) - (677,4^2 + 1009,5^2)} = 1703,3 \text{ А;}$$

$$I_{енр} = \sqrt{920,7^2 + (355,9^2 + 570,4^2) - (329,7^2 + 591,1^2)} = 917,4 \text{ А.}$$

### 1.1.2 Струм фази трансформатора підстанції змінного струму

Середній струм фази трансформатора розраховується за формулами:

– для фаз *a* і *c*

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

– для фази *b*

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

Ефективні струми фаз трансформатора розраховуються за формулами:

– для фаз *a* і *c*

					02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		16

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

– 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:

$$I_a = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 761,4^2 + 415,6^2 + 2 \cdot 761,4 \cdot 415,6} = 589,2 \text{ А};$$

$$I_b = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{761,4^2 + 415,6^2 - 761,4 \cdot 415,6} = 220,1 \text{ А};$$

$$I_c = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 415,6^2 + 761,4^2 + 2 \cdot 761,4 \cdot 415,6} = 459,9 \text{ А};$$

$$I_{ea} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 860^2 + 472,7^2 + 2 \cdot 761,4 \cdot 415,6} = 651 \text{ А};$$

$$I_{eb} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{860^2 + 472,7^2 - 761,4 \cdot 415,6} = 268 \text{ А};$$

					02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		17

$$I_{ec} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 472,7^2 + 860^2 + 2 \cdot 761,4 \cdot 415,6} = 501,8 \text{ А.}$$

Режим згущення поїздів:

$$I_a = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 1522,9^2 + 831,2^2 + 2 \cdot 1522,9 \cdot 831,2} = 1178,5 \text{ А;}$$

$$I_b = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{1522,9^2 + 831,2^2 - 1522,9 \cdot 831,2} = 440,2 \text{ А;}$$

$$I_c = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 831,2^2 + 1522,9^2 + 2 \cdot 1522,9 \cdot 831,2} = 919,8 \text{ А;}$$

$$I_{ea} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 1554,7^2 + 839,3^2 + 2 \cdot 1522,9 \cdot 831,2} = 1197,4 \text{ А;}$$

$$I_{eb} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{1554,7^2 + 839,3^2 - 1522,9 \cdot 831,2} = 454,1 \text{ А;}$$

$$I_{ec} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 839,3^2 + 1554,7^2 + 2 \cdot 1522,9 \cdot 831,2} = 928,9 \text{ А.}$$

Режим максимальних розмірів руху поїздів:

$$I_a = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 1686,9^2 + 920,7^2 + 2 \cdot 1686,9 \cdot 920,7} = 1305,4 \text{ А;}$$

$$I_b = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{1686,9^2 + 920,7^2 - 1686,9 \cdot 920,7} = 487,6 \text{ А;}$$

					02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		18

$$I_c = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 920,7^2 + 1686,9^2 + 2 \cdot 1686,9 \cdot 920,7} = 1018,9 \text{ А};$$

$$I_{ea} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 1703,3^2 + 917,4^2 + 2 \cdot 1686,9 \cdot 920,7} = 1314,6 \text{ А};$$

$$I_{eb} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{1703,3^2 + 917,4^2 - 1686,9 \cdot 920,7} = 493,3 \text{ А};$$

$$I_{ec} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 917,4^2 + 1703,3^2 + 2 \cdot 1686,9 \cdot 920,7} = 1020,6 \text{ А}.$$

Результати розрахунку струморозподілу заносимо в таблицю 1.1.

Таблиця 1.1 – Результати розрахунку струморозподілу

Приєднан- ня	Середні розміри руху		Режим згущення поїздів		Максимальний режим	
	середній струм, А	ефектив- ний струм, А	середній струм, А	ефектив- ний струм, А	середній струм, А	ефектив- ний струм, А
Фідер 1	305,8	386,2	611,5	655,4	677,4	712,2
Фідер 2	455,7	558,5	911,4	934,3	1009,5	1013,1
Фідер 3	148,8	202,9	297,6	329,6	329,7	355,9
Фідер 4	266,8	320,8	533,6	527,4	591,1	570,4
Ліве плече	761,4	860	1522,9	1554,7	1686,9	1703,3
Праве плече	415,6	472,7	831,2	839,3	920,7	917,4
Фаза «а»	589,2	651,1	1178,5	1197,4	1305,4	1314,6
Фаза «b»	220,1	268,1	440,2	454,1	487,6	493,3
Фаза «с»	459,9	501,8	919,8	928,9	1018,9	1020,6

### 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 [1]. 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.ЕС2111.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:

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

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

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

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;

$t_{снар}$ ,  $t_{снеп}$  – 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.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата			21

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

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

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

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

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

$$I_{нен} = \frac{1}{2 \cdot 33,5} \left[ \begin{array}{l} (140 + 180)6,4 + (180 + 255)2,7 + (255 + 255)3,8 + (255 + 150)3,8 + \\ (150 + 150)2,7 + (240 + 150)5,7 + (195 + 240)4,1 + (225 + 195)2,5 + \\ (225 + 225)1,9 \end{array} \right]$$

$$I_{нен} = 200,3 \text{ А};$$

$$I_{нар} = \frac{1}{2 \cdot 32,9} \left[ \begin{array}{l} (242 + 255)3,1 + (255 + 195)5 + (195 + 270)6,3 + (270 + 285)3,8 + \\ (285 + 195)4,1 + (195 + 265)10,7 \end{array} \right]$$

$$I_{нар} = 238,9 \text{ А}.$$

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

$$W_{нен} = 200,3 \cdot 25 \cdot 0,558 = 2794,2 \text{ кВт·год};$$

$$W_{нар} = 238,9 \cdot 25 \cdot 0,548 = 3272,9 \text{ кВт·год}.$$

					02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		22



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

Таблиця 1.2 – Параметри контактної мережі

Тип підвіски	Переріз у мідному еквіваленті, мм <sup>2</sup>	Тривалий допустимий струм при 15 %-му зношенні контактних проводів, А
М-95 + 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:

					02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		24

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

$k'_{i20}$  – 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:

$$\alpha = \frac{0,548}{0,548} = 1;$$

$$k_\phi = \frac{0,36 \cdot 1^2}{2,71} + 1 = 1,13;$$

$$I_{роз} = 533,6 \cdot 2,1 \cdot 1,13 = 1267 \text{ A} > 1060 \text{ A}.$$

Умова перерізу контактної підвіски за нагрівом не виконується, тому приймаємо тип контактної підвіски ПБСМ70+МФ-100+А185, для якої тривалий допустимий струм при 15 % зношенні контактного проводу - 1270 А.

Для даної підвіски умова перерізу контактної підвіски за нагрівом виконується.

## 1.2 Механічний розрахунок анкерної ділянки

Довжина еквівалентного прогону:

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

					02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		25

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

$l_a$  – довжина анкерної ділянки, м.

Підставляючи значення у формулу (1.21) отримаємо:

$$l_e = \sqrt{\frac{2 \cdot 45^3 + 12 \cdot 70^3 + 5 \cdot 55^3 + 5 \cdot 50^3}{2 \cdot 45 + 12 \cdot 70 + 5 \cdot 55 + 5 \cdot 50}} = 62,9 \text{ м.}$$

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,  $1/^\circ\text{C}$  [2].

Підставляючи значення у формулу (1.22) отримаємо:

$$l_{кр} = 1600 \cdot \sqrt{319 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{(-5 - (-35))}{1,918^2 - 1,559^2}} = 140,1 \text{ м.}$$

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

Натяг навантаженого несучого тросу:

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

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

					02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		26

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

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:

$$A = -35 - \frac{1,559^2 \cdot 62,9^2}{319 \cdot 10^{-6} \cdot 1600^2} + \frac{1600}{16,48} = 50,31 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$B = \frac{1,559^2 \cdot 62,9^2}{319 \cdot 10^{-6}} = 30144136 \text{ даН}^2 \cdot ^\circ\text{C}.$$

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

Таблиця 1.3 – Результати розрахунків

$T_x$ , даН	1600	1400	1200	1000	800	600	400	200
$t_x$ , °С	-35	-19,3	-1,6	19,8	48,9	97,6	214,4	791,8

Температура, при якій контактний провід не має стріли прогину:

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

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

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

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

					02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		27

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

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

Натяг несучого троса, при якому відсутній прогин контактного проводу:

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

Значення  $T_0$  підбираємо ітераційним методом:  $T_0 = 1273$  даН.

Натяг несучого троса при ожеледі з вітром:

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

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

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

$$B_2 = \frac{1,918^2 \cdot 62,9^2}{319 \cdot 10^{-6}} = 45625519 \text{ даН}^2 \cdot ^\circ\text{C};$$

$$T_2 = 1335 \text{ даН}.$$

Натяг несучого троса при максимальній швидкості вітру:

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

					02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						28
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

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

$$B_v = \frac{1,735^2 \cdot 62,9^2}{319 \cdot 10^{-6}} = 37334434 \text{ даН}^2 \cdot \text{°С};$$

$$T_v = 1185 \text{ даН.}$$

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:

$$f_{xi} = \frac{1,559(70 - 2 \cdot 10)^2}{8(1600 + 1000)} \left(1 - \frac{1600}{1320}\right) = -0,04 \text{ м.}$$

Стріла прогину навантаженого несучого троса:

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

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

					02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		29

$H$  – натяг ресорного троса, даН.

Підставляючи значення у формулу (1.34) отримаємо:

$$F_{xn} = \frac{1}{1600} \left( \frac{1,559 \cdot 70^2}{8} + 0,7 \cdot 150 - (-0,04)1000 \right) = 0,687 \text{ м.}$$

Натяг ненавантаженого несучого троса:

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

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

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

$$B_p = \frac{0,586^2 \cdot 62,9^2}{319 \cdot 10^{-6}} = 4258982 \text{ даН}^2 \cdot \text{°С};$$

$$T_{px} = 1439 \text{ даН.}$$

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:

$$F_{pxn} = \frac{0,586^2 \cdot 70^2}{8 \cdot 1439} = 0,249 \text{ м.}$$

					02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		30

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
$T_x, \text{даН}$	1600	1409	1320	1292	1184	1086	998	921
$f_x, \text{м}$	-0,04	-0,014	0	0,005	0,023	0,041	0,059	0,077
$F_{xn}, \text{м}$	0,687	0,762	0,803	0,817	0,876	0,938	1,002	1,068
$T_{px}, \text{даН}$	1439	1205	1095	1060	912	782	660	560
$F_{px}, \text{м}$	0,249	0,298	0,328	0,339	0,394	0,459	0,544	0,641

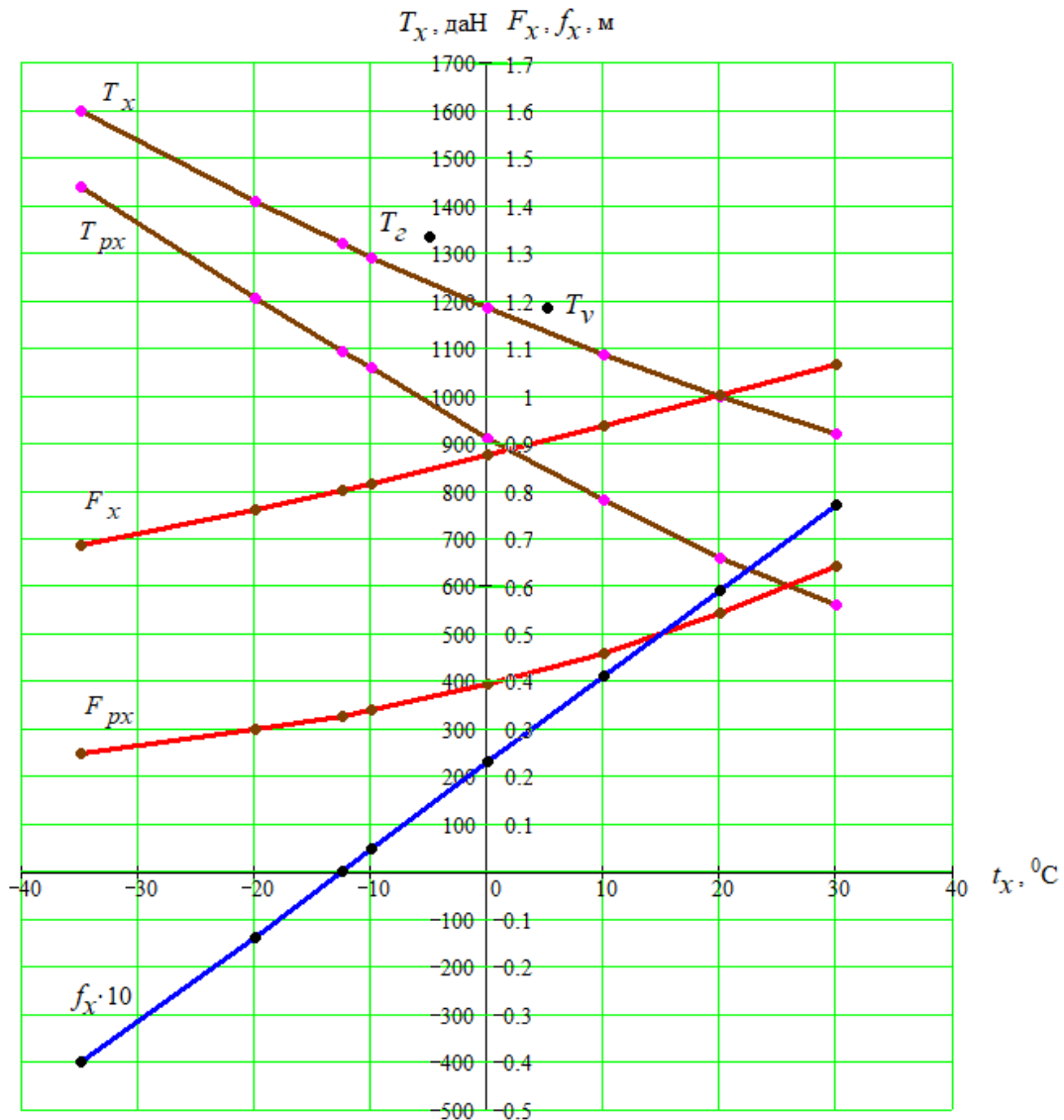


Рисунок 1.3 – Монтажні криві

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

## 2 ЕЛЕКТРИЧНІ ПІДСТАНЦІ ТА СТАНЦІЇ

### 2.1 Розрахунок потужності трансформаторів

Зобразимо структурну схему розрахункової підстанції на рис.2.1.

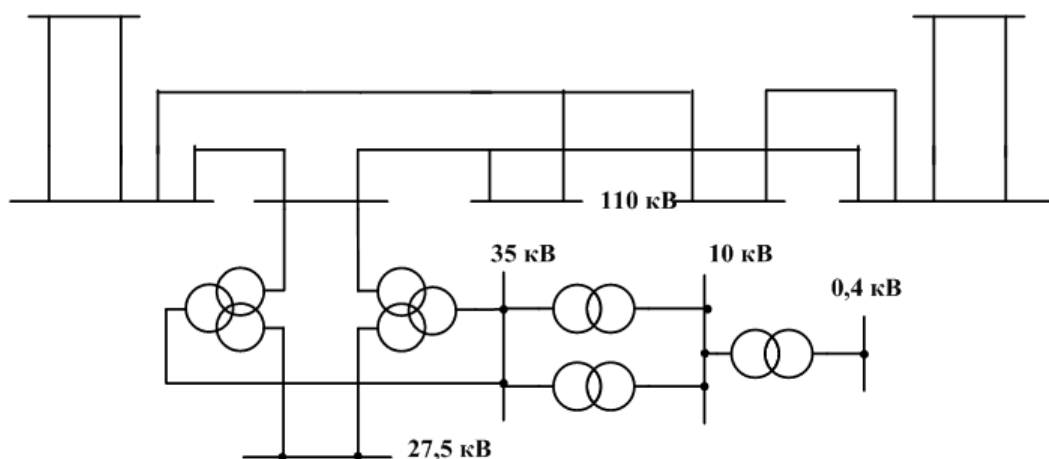


Рисунок 2.1 – Структурна схема розрахункової ТП

Максимальна потужність на шинах 27,5 кВ у відповідності з [3]:

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

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.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		32

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

$k_{np}$  - 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:

$$S_{T} = (2S' + 0,65S'')k_{np}k_{кy};$$

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

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

$$S_{дпp} = S_{дпp1} \cdot L = 25 \cdot 10 = 250 \text{ кВА}.$$

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 %.

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

					02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		33

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

$$S_{ш.max10} = S'_{10} + S_{тсн}.$$

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

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	Кількість	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>H</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:

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

## 2.2 Розрахунок струмів к.з.

Схема заміщення представлена на рис.2.2.

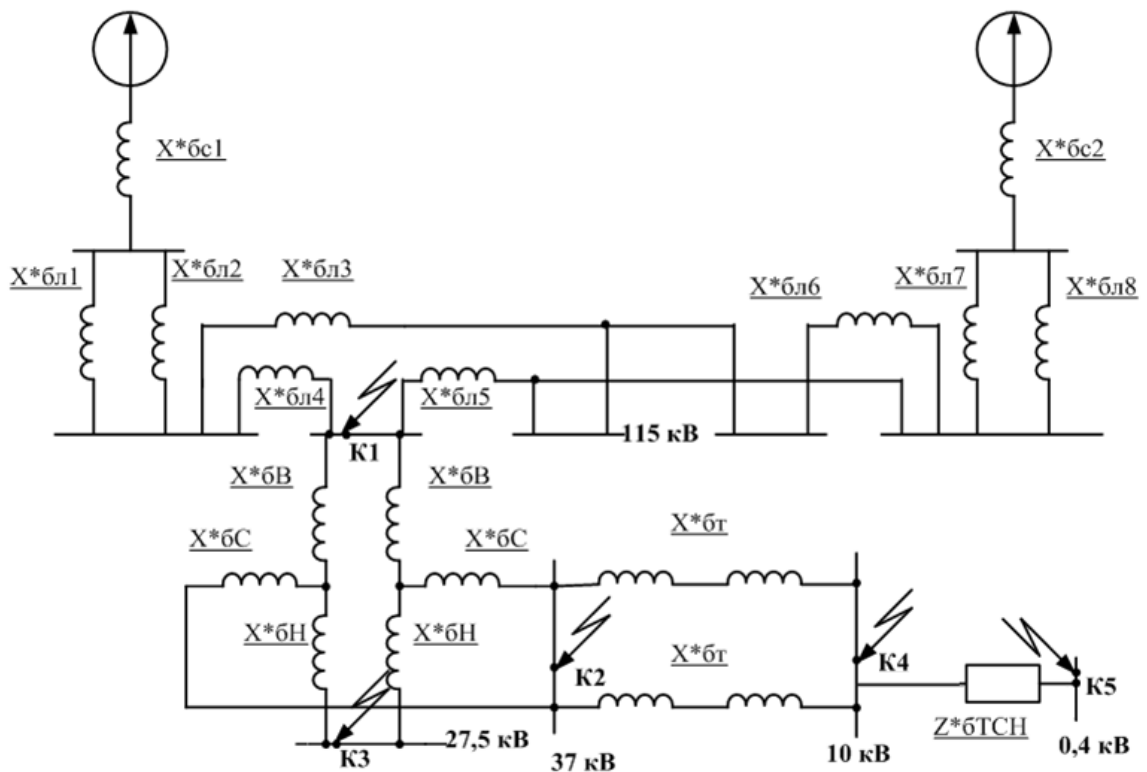


Рисунок 2.2 – Схема заміщення

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

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

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

Базисний струм знаходимо за формулою:

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

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

Струм короткого замикання визначимо по формулі:

$$I_k = \frac{I_{\bar{6}}}{x_{*\bar{6}}} \quad (2.4)$$

Базисний опір системи має таку формулу:

$$x_{*бсист} = \frac{S_{\bar{6}}}{S_k} \quad (2.5)$$

Схема заміщення до точки к1 представлена на рис.2.3.

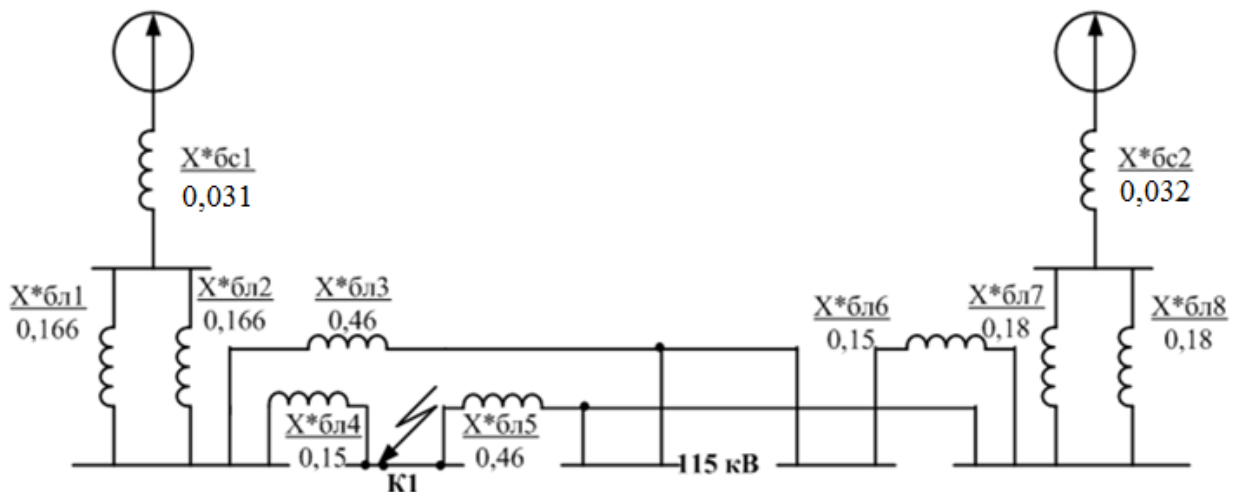


Рисунок 2.3 – Схема заміщення до точки к1

Відповідно до (2.5) базисний опір системи 1:

$$x_{*бсист1} = \frac{100}{3200} = 0,031 \cdot$$

Базисний опір системи 2:

$$x_{*бсист2} = \frac{100}{3100} = 0,032 \cdot$$

Базисний струм:

$$I_{\bar{6}1} = \frac{S_{\bar{6}}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp.ш.110}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА.}$$

Опори ліній:

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

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

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

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

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

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

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

$$X_{*\bar{6}л9} = 0,5X_{*\bar{6}л1} = 0,5 \cdot 0,166 = 0,083 ;$$

					02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		37

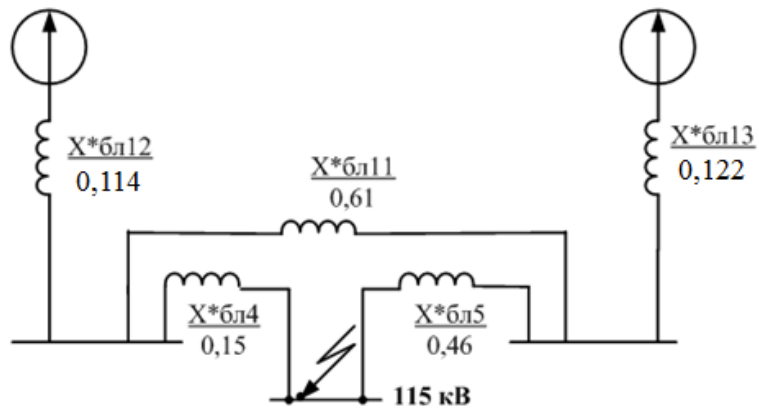


Рисунок 2.4 – Перетворена схема заміщення до точки к1

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

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

$$X_{*бл12} = X_{*бл1} + X_{*бл9} = 0,031 + 0,083 = 0,114 ;$$

$$X_{*бл13} = X_{*бл2} + X_{*бл10} = 0,032 + 0,09 = 0,122 .$$

Після деяких перетворень отримаємо схему на рис. 2.5.

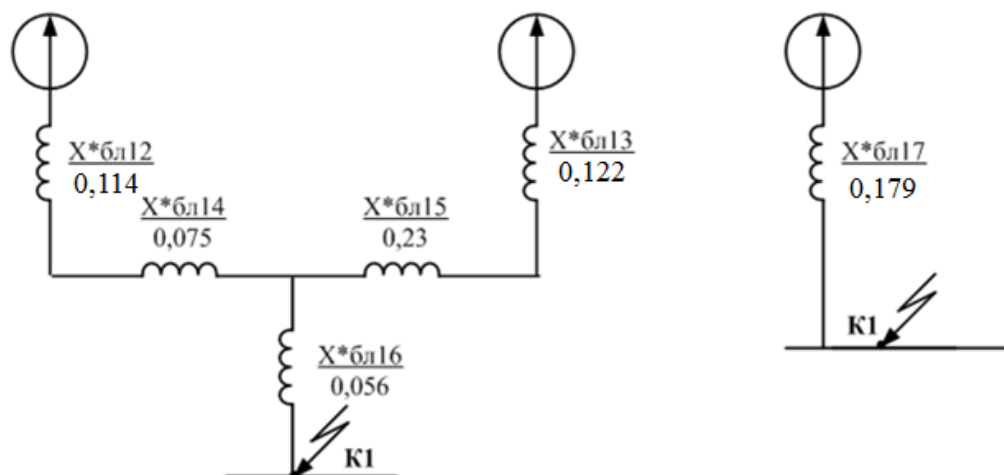


Рисунок 2.5 – Згорнута схема заміщення до точки к1



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

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

Визначимо опір обмоток трансформатора:

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

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

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

Схема заміщення до точки к2 представлена на рис. 2.6.

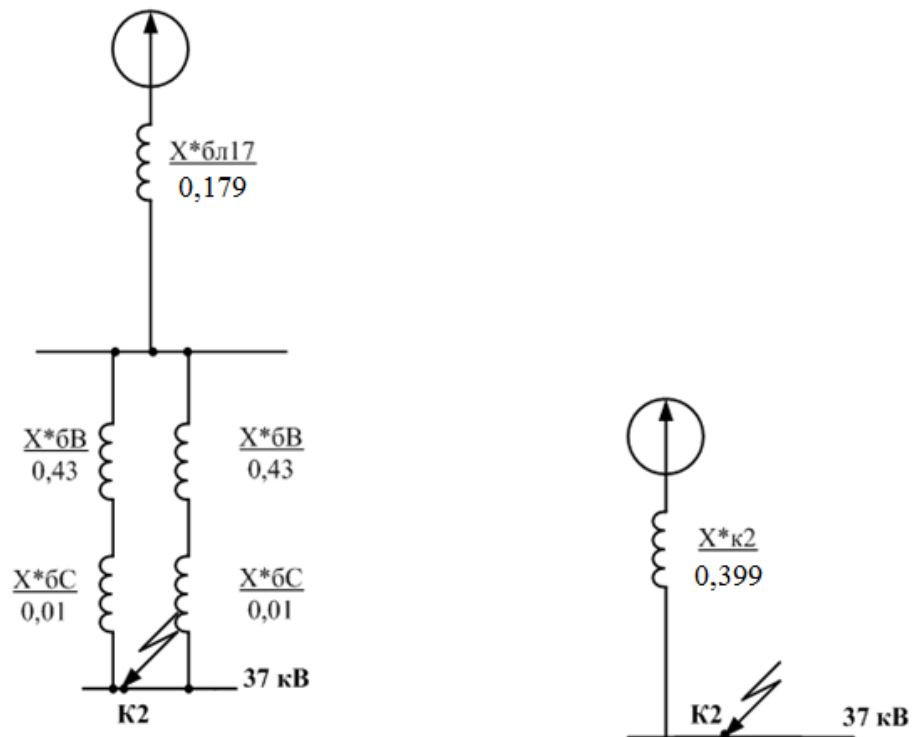


Рисунок 2.6 – Схема заміщення до точки к2

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

Визначимо базисний струм для точки к2:

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

$$X_{*\delta K2} = X_{*\delta K1} + \frac{X_{*\delta B} + X_{*\delta C}}{2} = 0,179 + \frac{0,43 + 0,01}{2} = 0,399 .$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці к2:

$$I_{к2} = \frac{I_{\delta 2}}{X_{*\delta K2}} = \frac{1,56}{0,399} = 3,91 \text{ кА}.$$

Знайдемо ударний струм в точці к2:

$$i_{y2} = 2,55 \cdot I_{к2} = 2,55 \cdot 3,91 = 9,97 \text{ кА};$$

$$I_{Куст2} = 1,52 \cdot I_{к2} = 1,52 \cdot 3,91 = 5,94 \text{ кА}.$$

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:

$$X_{*\delta K3} = X_{*\delta K1} + \frac{X_{*\delta B} + X_{*\delta H}}{2} = 0,179 + \frac{0,43 + 0,27}{2} = 0,529 .$$

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.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		41

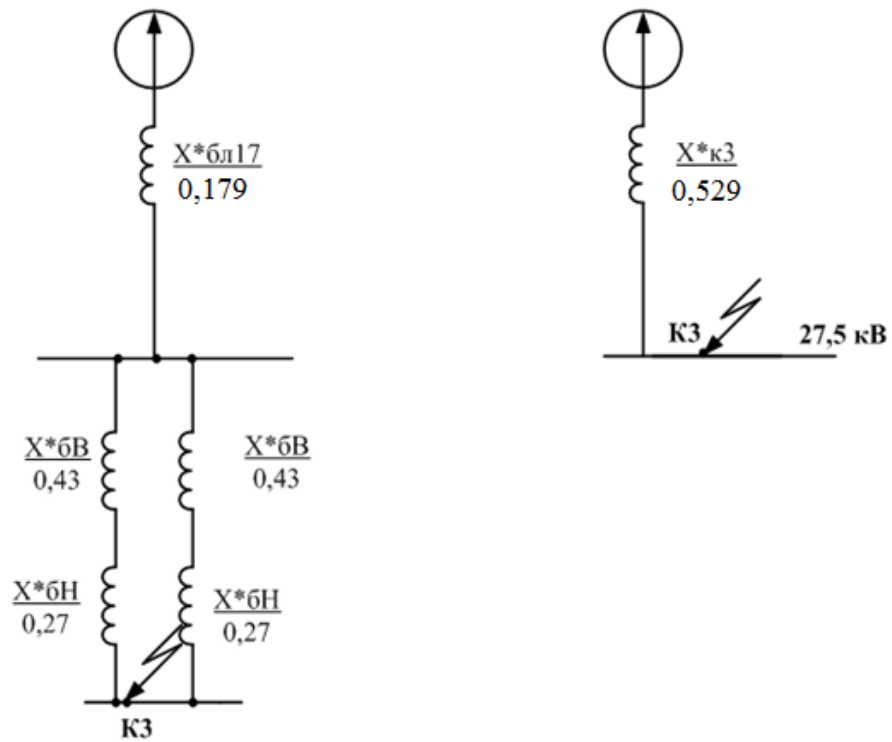


Рисунок 2.7 – Схема заміщення до точки К3

Знайдемо струм короткого замикання в точці К3:

$$I_{к3} = \frac{I_{б3}}{X_{*6к3}} = \frac{2}{0,529} = 3,78 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці К3:

$$i_{у3} = 2,55 \cdot I_{к3} = 2,55 \cdot 3,78 = 9,64 \text{ кА;}$$

$$I_{куст3} = 1,52 \cdot I_{к3} = 1,52 \cdot 3,78 = 5,75 \text{ кА.}$$

Розрахунок струмів К3 до точки К4, на шинах 10 кВ.

Схема заміщення представлена на рис. 2.8.

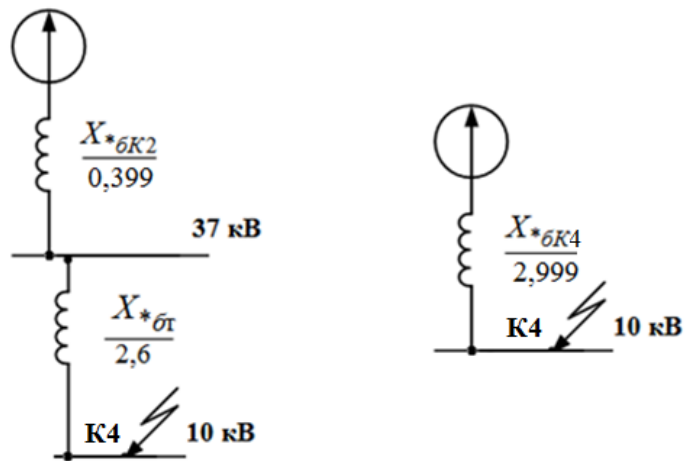


Рисунок 2.8 – Схема заміщення до точки к4

Знайдемо опір трансформатора у відповідності з [4] по формулі:

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

Визначимо загальний опір до шин 10 кВ:

$$X_{*\delta K4} = X_{*\delta K2} + X_{*\delta T} = 0,399 + 2,6 = 2,999 .$$

Визначимо базисний струм для точки к4:

$$I_{\delta 4} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА.}$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці к4:

$$I_{к4} = \frac{I_{\delta 4}}{X_{*\delta K4}} = \frac{5,5}{2,999} = 1,834 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці к4:

$$i_{y4} = 2,55 \cdot I_{\kappa4} = 2,55 \cdot 1,834 = 4,68 \text{ кА};$$

$$I_{\text{Куст4}} = 1,52 \cdot I_{\kappa4} = 1,52 \cdot 1,834 = 2,79 \text{ кА}.$$

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

Схема заміщення представлена на рис. 2.9.

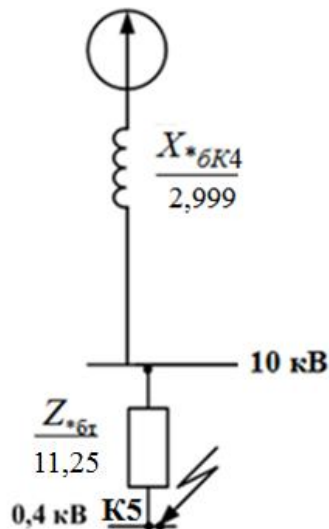


Рисунок 2.9 – Схема заміщення до точки к5

В ТВП активна і індуктивна складові опору спів розмірні [5].

$$Z_{*\delta m} = \frac{u_{\kappa}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{нормтр}}} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{100}{0,4} = 11,25;$$

$$R_{*\delta m} = \frac{\Delta P_{\text{КЗ}}}{S_{\text{нормтр}}} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{нормтр}}} = \frac{5,5}{400} \cdot \frac{100}{0,4} = 3,44;$$

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

$$Z_{*\delta m \Sigma} = \sqrt{(X_{*\delta K4} + X_{*\delta m})^2 + R_{*\delta m}^2} = \sqrt{(2,999 + 10,7)^2 + 3,44^2} = 14,12.$$

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:

$$I_{к5} = \frac{I_{\delta 5}}{Z_{* \delta m \Sigma}} = \frac{144,34}{14,12} = 10,22 \text{ кА.}$$

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:

$$B_{к} = I_{к}^2 (t_{откл} + T_a);$$

$$К1: B_{к} = 2,8^2 (2 + 0,05) = 16,07 \text{ кА}^2\text{с;}$$

$$К2: B_{к} = 3,91^2 (1,5 + 0,05) = 23,7 \text{ кА}^2\text{с;}$$

$$К3: B_{к} = 3,78^2 (0,5 + 0,05) = 7,86 \text{ кА}^2\text{с;}$$

$$К4: B_{к} = 1,834^2 (1,5 + 0,05) = 5,21 \text{ кА}^2\text{с;}$$

					02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		45



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.

										Лист
										47
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ					



## 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: Андрій Ситник

Variant: New simulation variant

Sheds on ground

System power: 3213 kWp

Petrivka - Ukraine

Рисунок 2.10 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

					02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		49



**PVsyst V7.4.8**  
 VCO, Simulation date:  
 17/05/25 11:05  
 with V7.4.8

Project: Андрій Ситник  
 Variant: New simulation variant

UDUNT

**Project summary**

<b>Geographical Site</b>	<b>Situation</b>		<b>Project settings</b>	
Petrivka	Latitude	48.47 °N	Albedo	0.20
Ukraine	Longitude	34.16 °E		
	Altitude	167 m		
	Time zone	UTC+2		
<b>Weather data</b>				
Petrivka				
Meteonorm 8.1 (1996-2015), Sat=100% - Synthetic				

**System summary**

<b>Grid-Connected System</b>	<b>Sheds on ground</b>		
<b>PV Field Orientation</b>	<b>Near Shadings</b>		<b>User's needs</b>
Fixed plane	Linear shadings : Fast (table)		Unlimited load (grid)
Tilt/Azimuth	30 / 0 °		
<b>System information</b>			
<b>PV Array</b>			
Nb. of modules	6426 units	<b>Inverters</b>	Nb. of units
Pnom total	3213 kWp		30 units
			3000 kWac
			Pnom ratio
			1.071

**Results summary**

Produced Energy	4118280 kWh/year	Specific production	1282 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	85.70 %
-----------------	------------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

**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

Рисунок 2.11 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

						02.15.EC2111.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата			50





AC wiring losses

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

Inverter voltage 400 Vac tri  
Loss Fraction 2.07 % at STC

**Inverter: SUN2000-100KTL-M1-400Vac**

Wire section (30 Inv.) Alu 30 x 3 x 150 mm<sup>2</sup>  
Average wires length 150 m

**MV line up to Injection**

MV Voltage 35 kV  
Average each inverter  
Wires Alu 3 x 50 mm<sup>2</sup>  
Length 300 m  
Loss Fraction 0.02 % at STC

AC losses in transformers

**MV transfo**

Medium voltage 35 kV

**One transfo parameters**

Nominal power at STC 1.58 MVA  
Iron Loss (24/24 Connexion) 1.50 kVA  
Iron loss fraction 0.10 % at STC  
Copper loss 31.52 kVA  
Copper loss fraction 2.00 % at STC  
Coils equivalent resistance 3 x 2.03 mΩ

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

Nb. identical MV transfos 2  
Nominal power at STC 3.15 MVA  
Iron loss (24/24 Connexion) 2.99 kVA  
Copper loss 63.04 kVA

Рисунок 2.13 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата



PVsyst V7.4.8  
 VCO, Simulation date:  
 17/05/25 11:05  
 with V7.4.8

Project: Андрій СИТНИК  
 Variant: New simulation variant

UDUNT

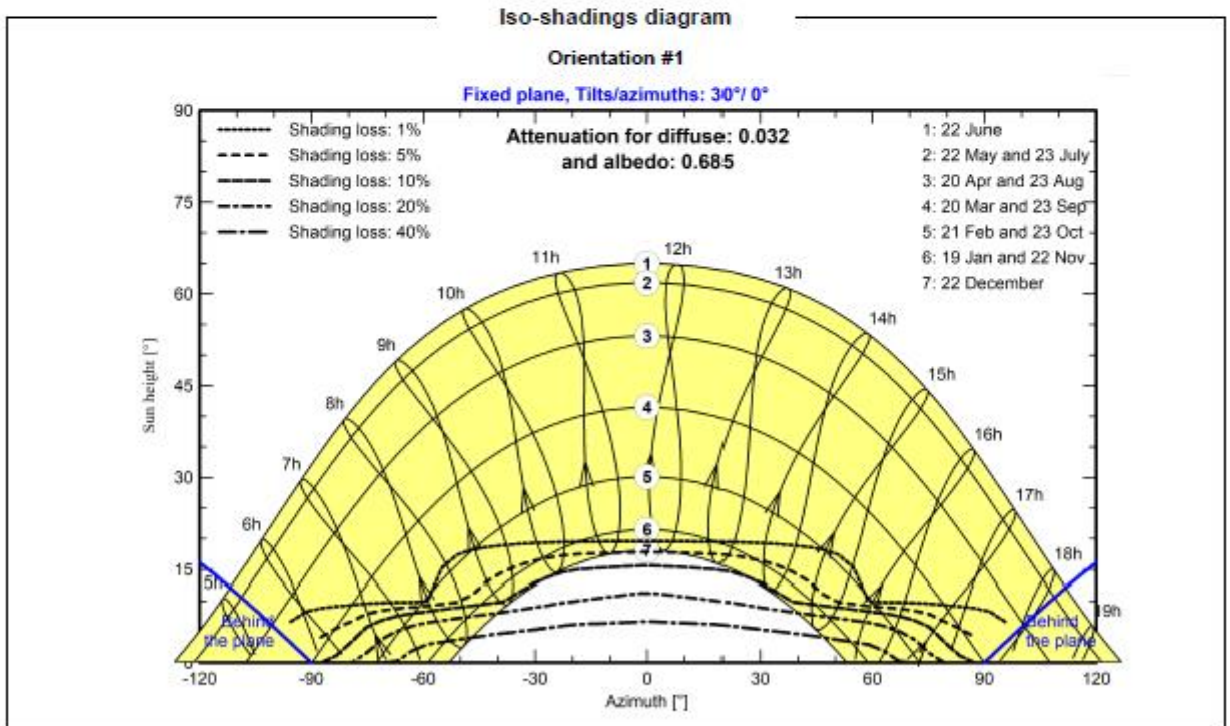
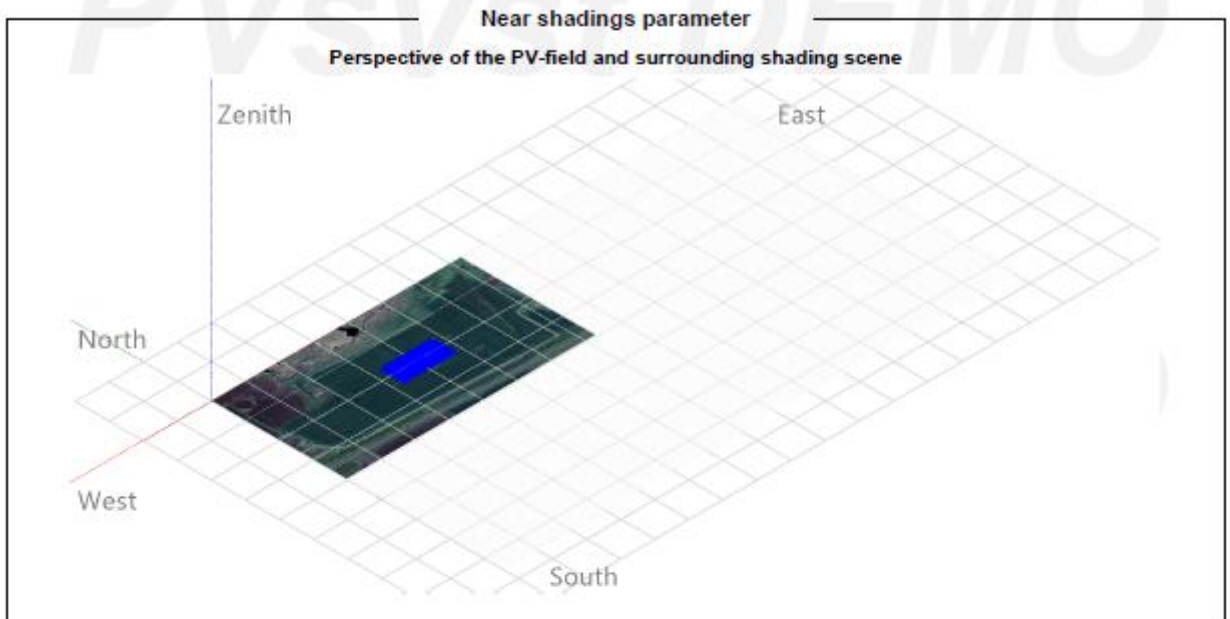


Рисунок 2.14 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата



Main results

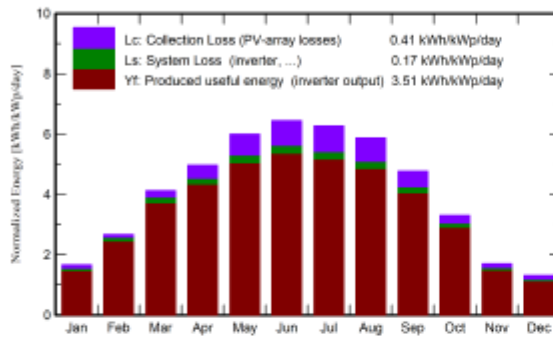
System Production

Produced Energy 4118280 kWh/year

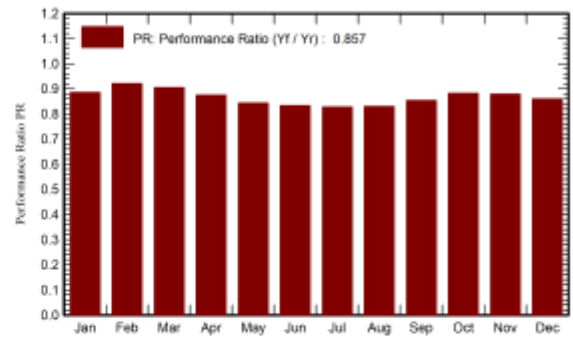
Specific production  
Perf. Ratio PR

1282 kWh/kWp/year  
85.70 %

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	17.55	-3.72	51.6	46.9	154630	146808	0.886
February	50.7	28.40	-2.75	74.7	70.9	231813	221045	0.921
March	93.7	39.01	2.67	127.8	122.4	390418	371365	0.905
April	132.4	70.25	10.21	149.0	141.5	438372	418529	0.874
May	178.9	75.47	16.99	185.8	176.4	528086	503446	0.843
June	194.3	77.12	20.20	193.4	183.7	542963	517659	0.833
July	191.0	84.53	22.88	194.1	184.4	540246	515804	0.827
August	164.6	68.20	22.46	182.0	173.5	508214	484958	0.829
September	112.8	48.20	15.96	143.0	136.4	410641	391697	0.853
October	71.8	34.08	9.15	102.4	97.8	304650	290387	0.882
November	33.1	21.56	3.41	51.0	47.4	151510	144112	0.879
December	24.2	16.16	-1.06	40.7	36.4	118636	112471	0.859
Year	1277.4	580.55	9.77	1495.6	1417.6	4320180	4118280	0.857

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

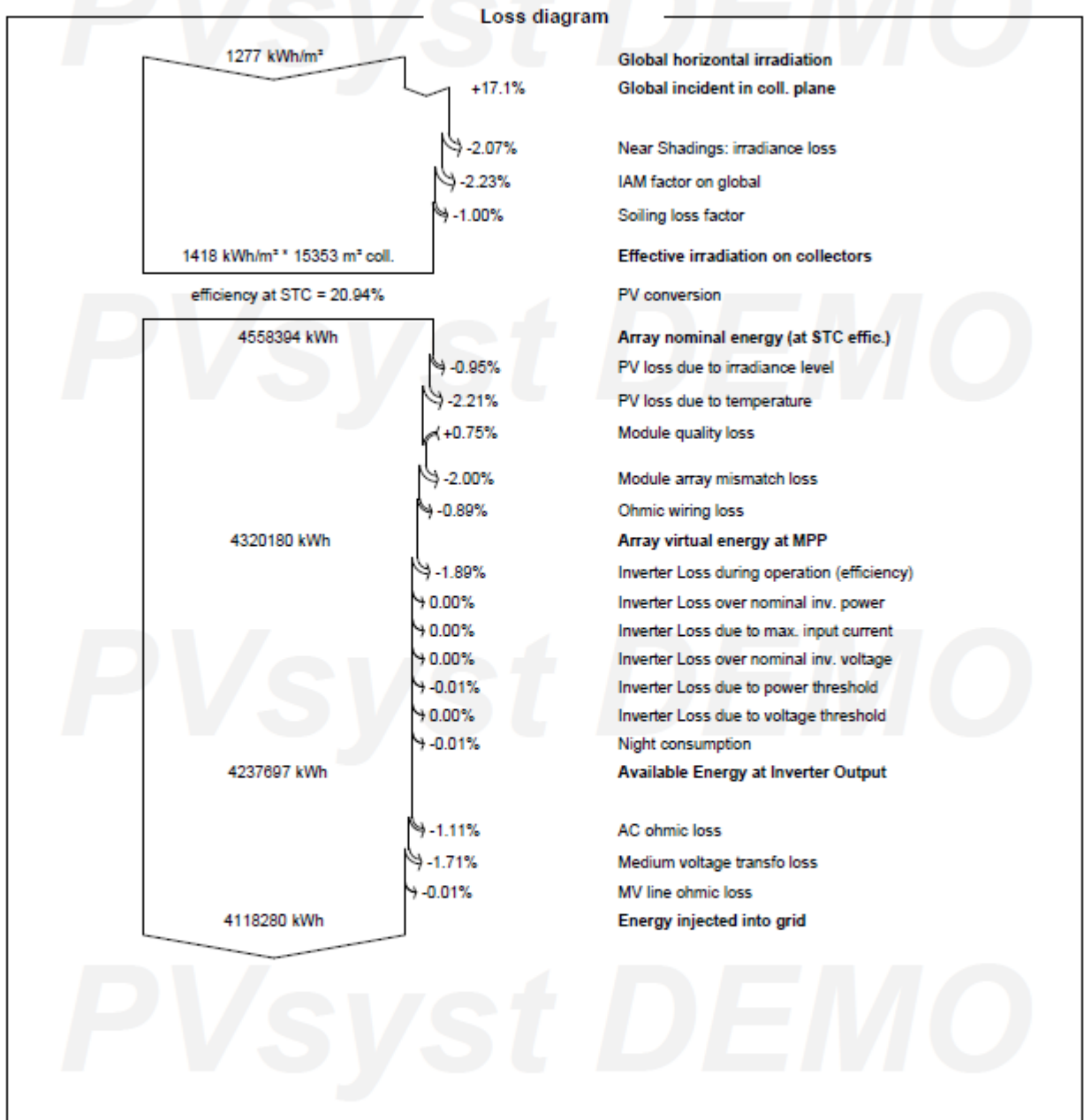
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата



**PVsyst V7.4.8**  
 VCO, Simulation date:  
 17/05/25 11:05  
 with V7.4.8

Project: Андрій Ситник  
 Variant: New simulation variant

UDUNT



17/05/25

PVsyst Licensed to

Page 7/10

Рисунок 2.16 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

					02.15.EC2111.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		55



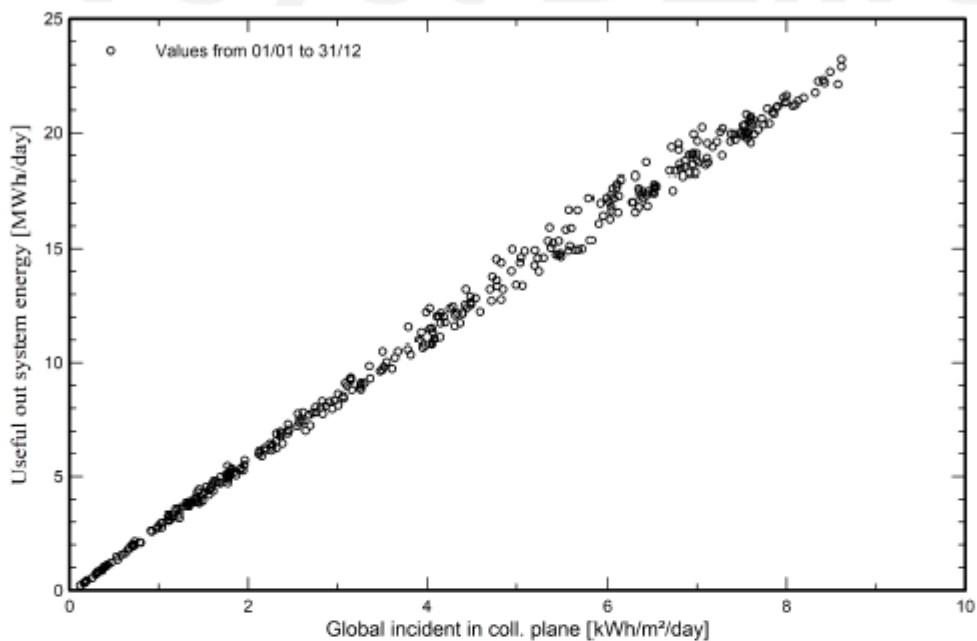
PVsyst V7.4.8  
VC0, Simulation date:  
17/05/25 11:05  
with V7.4.8

Project: Андрій Ситник  
Variant: New simulation variant

UDUNT

Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution

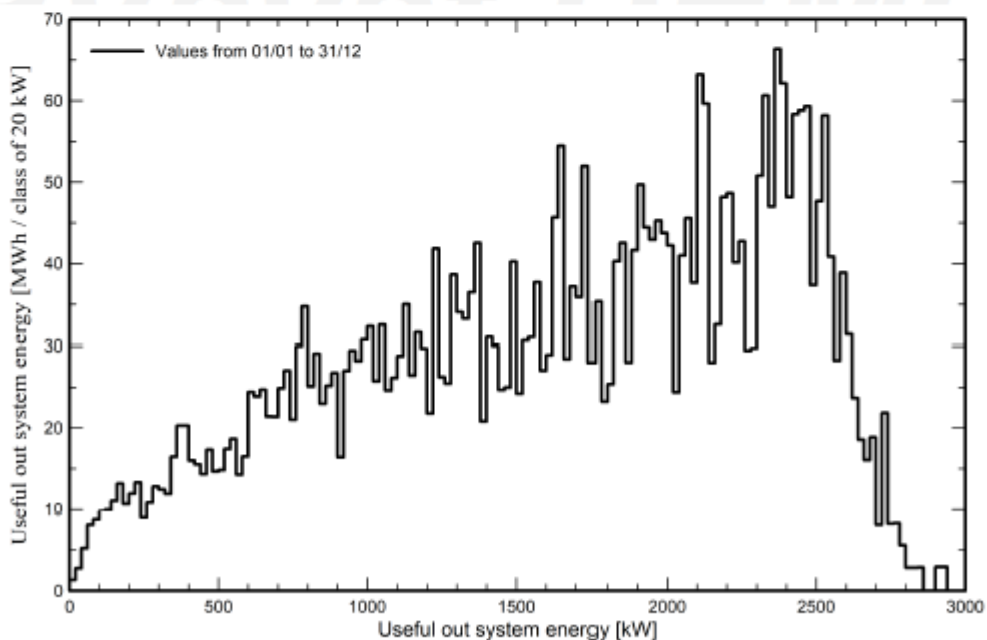


Рисунок 2.17 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата



PVsyst V7.4.8  
VC0, Simulation date:  
17/05/25 11:05  
with V7.4.8

UDUNT

P50 - P90 evaluation

**Weather data**

Source Meteonorm 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 %

**Global variability (weather data + system)**  
Variability (Quadratic sum) 2.1 %

**Simulation and parameters uncertainties**

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

**Annual production probability**

Variability 85 MWh  
P50 4118 MWh  
P90 4009 MWh  
P95 3979 MWh

Probability distribution

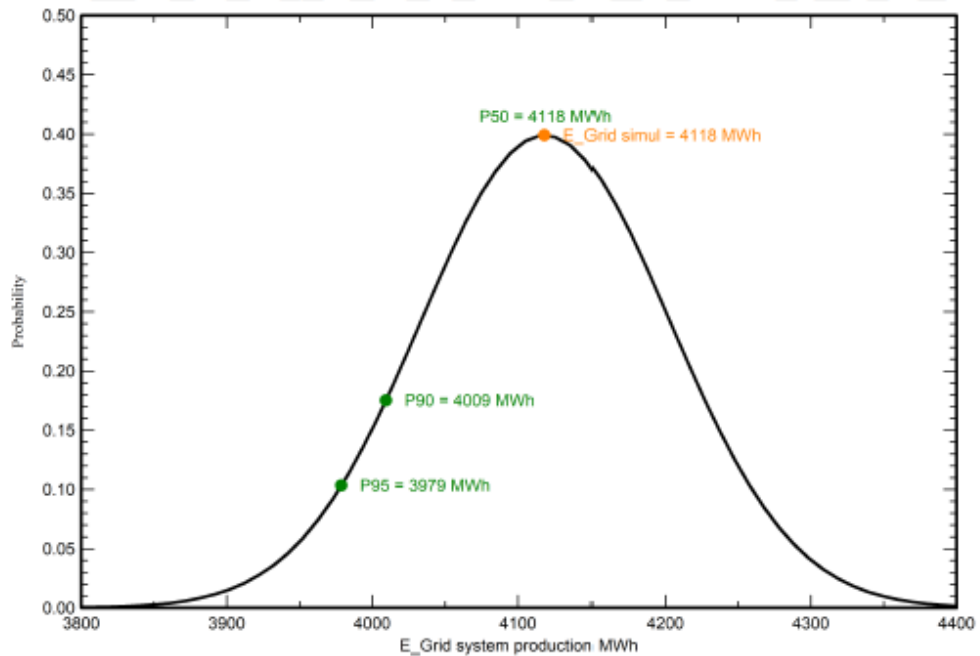


Рисунок 2.18 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

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
3	10	1,834	0,6	3000	5

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.ЕС2111.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
3	3000	10	0,99	175	70	186

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

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

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
3	186	0,98	1	1,17	1	175	213,3	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:

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

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	$I_c, А$	$k_1$	$k_2$	$k_{33}$	$k_4$	$k_5$	$I_0, А$	$I_{cg}, А$	Виконання умови
3	176	0,924	0,98	1	1,12	1	175	178,5	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	$I_c, А$	$k_{zn}$	$k_7$	$I_0, А$	$I_{cg}, А$	Виконання умови
3	236	1,08	1	175	254,9	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:

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

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
3	6,6	0,6	8,52	1,834	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
3	16	3,3	0,6	4,26	1,596	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.ЕС2111.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	$\Delta U$ , %
3	10000	5	0,568	0,131	417	4,17

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.ЕС2111.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	$I_0$ , А	L, км	$\gamma_1$	$U_1^{(3)}$ , В	$\gamma_2$	$U_2$ , В	$\gamma_3$	$U_3$ , В	Виконання умови
3	175	5	0,7	7,06	12,4	7,15	0,21	7,38	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 6 кВ.

### 3.2 Вибір параметрів релейного захисту кабельної лінії

Вихідні дані для розрахунку короткого замикання на СЕС:

1. Однолінійна схема СЕС ( $P=3$  МВт).
2. Розрахункова напруга на шинах 10 кВ - 10,5 кВ.
3. Трансформатор ТМГ-1000/10/0,4 кВ ( $u_k=5$  %).
4. Довжина кабельної лінії – 5 км.
5. Струм трифазного короткого замикання в максимальному режимі на шинах 10 кВ ПС 35/10 кВ - 1,834 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.

Опір системи у відповідності з [7]:

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

Опір повітряно-кабельної лінії.

					02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		66



Розрахункова точка К1.

Струм КЗ в розрахунковій точці К1 приймаємо рівним струму короткого замикання на шинах 10 кВ ПС 35/10 кВ -  $I_{K1}^{(3)} = 1,834$  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.ЕС2111.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

$I_{K1}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{K2ПС}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{KCEC}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{K2}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{K3ПС}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{K3}^{(3)}, \text{кА}$
1,834	1,26	0,165	1,425	0,62	0,785

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

$I_{K1}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{K2ПС}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{KCEC}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{K2}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{K3ПС}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{K3}^{(2)}, \text{кА}$
1,596	1,097	0,144	1,24	0,54	0,683

Розрахунок уставок спрацювання захисту.

Вихідні дані для розрахунку уставок спрацювання захисту:

1. Допустимий робочий струм  $I_{\text{доп}} = 46,2 \text{ А}$ .

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

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

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

$I_{ном}, А$	$I_{сз min}, А$	$I_{сз max}, А$	$I_{сз}, А$ для відстроювання
54,99	197,96	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.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						70
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

$I_{c.з.}, A$	$I_y, A$	$k_u$
942	31,4	1,25

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

Умова забезпечення чутливості захисту виконується.

Витримку часу спрацювання першого ступеню захисту ВС для забезпечення швидкого відключення приймаємо рівній мінімально можливому значенню – менше 0,1 с [8].

II ст. МСЗ (максимальний струмовий захист)

Струм спрацювання захисту:

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

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

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

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

Струм уставки:

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

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	9,6

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;

$C_\phi$  - 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	6062,18	1,308	6,54

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

Функціонування інверторного обладнання.

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

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

					02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		73

- 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.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		74

## 4 ІНДИВІДУАЛЬНЕ ЗАВДАННЯ

### Релейний захист синхронних машин

#### 4.1 Загальні технічні вимоги

Для збереження безперервності технологічного процесу більшості сучасних виробництв, для запобігання виникнення та розвитку системних аварій, які стосуються елементів систем електропостачання до електростанцій, релейний захист електромашин має своєчасно ліквідувати пошкодження в них, реагувати на аварії у відповідних вузлах електричного навантаження, узгоджено діяти з пристроями релейного захисту й автоматики електроустановок.

Основними задачами релейного захисту синхронних машин є:

– своєчасне виявлення електричних пошкоджень (бажано на ранніх стадіях їх виникнення і розвитку) в електричних двигунах та пусковій апаратурі, а також небезпечних для них ненормальних режимів;

– формування і видача керувальних впливів на комутаційні апарати, систему збудження, приводні механізми та пускову апаратуру, які дозволили б зменшити об'єми руйнувань, відключити лінію з пошкодженими машинами від мережі живлення, не допустити розвиток небезпечного ненормального режиму, забезпечити можливо менший простій та швидке відновлення нормальної роботи технологічних ліній і окремих механізмів.

Ці задачі конкретизуються в загальних технічних вимогах до релейного захисту, його видах та способах здійснення. Згідно з правилами улаштування електроустановок (ПУЕ) для синхронних двигунів напругою вище 1 кВ мають передбачатися такі види захистів: від багатofазних замикань в обмотці статора, від однофазних замикань фази обмотки статора на землю (корпус), перевантаження, втрати живлення, короткочасного або тривалого зниження напруги, а також (для синхронних двигунів) від асинхронного режиму. Крім цих захистів, в тих випадках, коли за умовами роботи мережі живлення

					02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		75

можлива тривала небезпечна несиметрія напруги на затискачах електродвигунів, доцільно передбачити відповідний захист від цього режиму.

Ефективне функціонування релейного захисту забезпечується селективністю, швидкодією, чутливістю. Під селективністю для захистів електродвигунів від багатофазних і однофазних замикань на корпус в обмотці статора розуміють забезпечення вимикання за короткий час усіх замикань на захищуваній ділянці, а також властивість не спрацьовувати при зовнішніх пошкодженнях і аномальних режимах. Неселективне вимикання електродвигуна, особливо при пуску та самозапуску, не тільки порушує технологічний процес, але й може призвести до пошкодження самого двигуна. Вимогу швидкості вимикання звичайно відносять тільки до захистів від багатофазних замикань [9].

#### **4.2 Захист від замикання на землю (корпус) в обмотці статора**

Згідно з ПУЕ захист від однофазних замикань на землю (ОЗЗ) в обмотці статора передбачається для синхронних електродвигунів номінальною потужністю більше 2000 кВт при сумарному ємнісному струмі в мережі, до якої підключено електродвигуни, більшому або рівному 5 А.

При  $I_{\Sigma} \geq 5$  А захист від однофазних замикань на землю в обмотці статора є необхідним, а при  $I_{\Sigma} < 5$  А – не обов'язковим [10]. Разом з тим потрібно відмітити доцільність встановлення захисту і при менших струмах. Замикання на землю в обмотці статора найрозповсюдженіший вид пошкодження електродвигуна, і навіть при струмах  $I_{\Sigma} < 5$  А вони не самоліквідуються та є небезпечними з точки зору їх повільного переходу в КЗ. Тому, чим більш чутливим буде захист від однофазних замикань в обмотці статора, тим краще, тим більша імовірність того, що це пошкодження не перейде в багатофазні або виткові короткі замикання, тим менші розміри руйнування, тим менше потрібно часу та затрат на ремонт електродвигуна.

					02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		76

Трансформатори струму нульової послідовності, до яких підключається захист, зазвичай з метою економії розташовуються в розподільній установці. Якщо це призводить до недопустимого загрублення захисту, трансформатори струму встановлюються біля лінійних виводів електродвигунів, а для забезпечення сигналізації або вимикання замикання на землю в лінії, що з'єднує двигун з розподільною установкою, передбачається встановлений в комірці вимикача основного живлення трансформатор струму нульової послідовності, до якого підключаються відповідні пристрої сигналізації або захисту.

Згідно з ПУЕ захист від однофазних замикань на землю діє на вимикання електродвигунів від мережі, а на синхронних двигунах ще і на гасіння поля.

Вимога швидкодії не є основною для захисту, який розглядається, крім випадків, що пов'язані з технікою безпеки. Однак, якщо цей захист виконує функції виявлення та ліквідації подвійних замикань на землю, дія на вимикання та гасіння поля має здійснюватися без витримки часу.

*Захист, який реагує на штучно створені вищі гармоніки струму замикання на землю.* На окремих промислових підприємствах впроваджено і діє захист електродвигунів від замикання на землю обмотки статора, дія якого заснована на виявленні штучно створеного струму другої гармоніки, що накладається на струм пошкодження.

Принцип фіксації замикання на землю полягає в тому, що при появі в мережі напруги  $3U_0$  до нейтралі підключається пристрій, що генерує струм частотою 100 Гц. Оскільки один полюс цього пристрою з'єднано з землею, то коло циркуляції накладеного струму замикається через місце з'єднання фази обмотки статора з корпусом (рис. 4.1). Встановлений на лінії до пошкодженого двигуна захист виділяє сигнал частотою 100 Гц та реєструє таким чином замикання на землю. Захист отримав розповсюдження для ЕД, які працюють в мережі з заземленою через дугогасильний реактор нейтраллю. Для отримання струму частотою 100 Гц використовується додаткова обмотка реактора LR, на яку ввімкнено резистор R з напівпровідниковим випрямлювачем VD. При

					02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		77

замиканні фази на землю дугогасильний реактор відносно резистора відіграє роль трансформатора зі струмом намагнічування, який значно перевищує його струм навантаження.

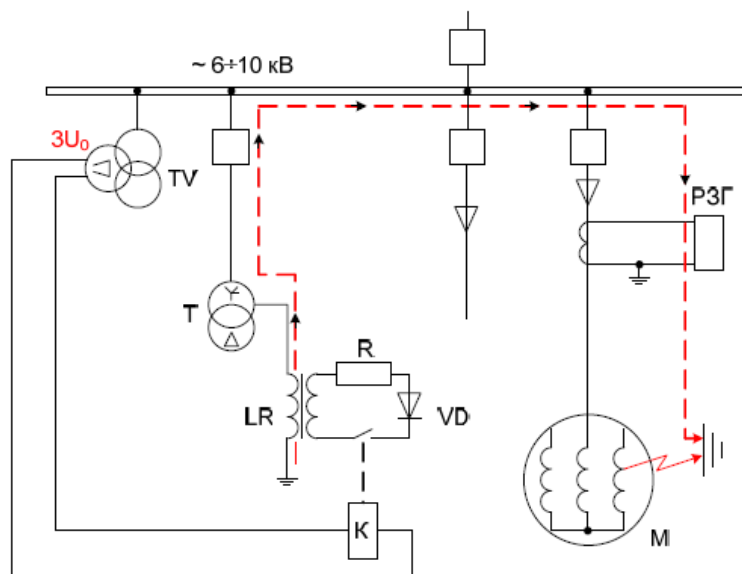


Рисунок 4.1 – Принцип фіксації замикання фази статора електродвигуна на корпус з використанням накладеного струму

Додатковий струм, що виникає в основній обмотці реактора, а також в пошкодженій фазі статора, має складову промислової частоти і ряд парних гармонік. Друга гармоніка, яка використовується для захисту, складає приблизно 39% накладеного струму або біля 2 А [11].

Незважаючи на те, що використання накладеного струму для фіксації однофазного замикання має низку таких переваг, як незалежність дії захисту від ступеня компенсації ємнісного струму в мережі, від рівня та стабільності природних вищих гармонік в струмі нульової послідовності, а також від значення перехідного опору в місці пошкодження, цей принцип виконання захисту має суттєвий недолік, який потребує налаштування від завад, що створені дугою в місці замикання на корпус. Другою негативною особливістю захисту є незначне збільшення струму в місці замикання на землю. Захист серійно не випускається.

*Захист, який реагує на діюче значення струму нульової послідовності.* Захисти електродвигунів від замикання на землю в обмотці статора, які виконано за цим принципом, отримали найбільше розповсюдження. За вимірювальні органи використовуються серійні реле максимального струму типу РТЗ-51. При числі кабелів в лінії не більше чотирьох, що з'єднують електродвигун з розподільною установкою, реле підключається до серійних трансформаторів струму нульової послідовності типу ТЗЛМ.

В компенсованих мережах для підвищення чутливості захисту, який виконано з ТСНП з підмагнічуванням, є орган витримки часу, що діє з уставкою  $t_{cp} = 1 \div 2$  с. В цьому випадку для забезпечення миттєвого вимикання ЕД при подвійному замиканні на землю (одне в статорі електродвигуна, а друге – в мережі) у вторинну обмотку ТСНП вмикається реле струму з первинним струмом спрацювання приблизно  $100 \div 150$  А. В результаті захист є двоступінчастим.

*Струмові направлені захисти.* Ці захисти знайшли основне використання в мережах з ізольованою нейтраллю при малих струмах замикання на землю. Їх принцип дії засновано на тому, що відносно вектора напруги  $3U_0$  на розімкненому трикутнику додаткової обмотки трансформатора напруги вектор струму пошкодженого приєднання відстає на  $90^\circ$ , а вектори струмів непошкоджених приєднань випереджають вказаний вектор напруги. Ця обставина дозволяє чітко фіксувати наявність пошкодження в ЕД, а також в лінії до нього, якщо ТСНП встановлено в РУ. Суттєвою перевагою направленої захисту є визначення пошкодженого приєднання за фазою струму нульової послідовності при будь-якому виді замикань на корпус – металевому або через дугу, незалежно від значення власного ємнісного струму захищеного приєднання. Зараз серійно випускається направлений струмовий захист від однофазних замикань типу ЗЗП-1 [12].

					02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		79

### 4.3 Захист від багатофазних замикань в обмотці статора

Захист від багатофазних коротких замикань виконується таким, що реагує на значення струму, який протікає до місця пошкодження зі сторони мережі живлення, і діє без витримки часу на вимикання електродвигуна від мережі, а у синхронних двигунів ще й на гасіння поля.

При замиканні між фазами обмотки статора струм КЗ протікає, принаймні, в двох фазах лінії, яка з'єднує двигун з його вимикачем. Тому для отримання інформації про коротке замикання достатньо використовувати трансформатори струму фаз А та С, які встановлені в КРУ, в комірці вимикача електродвигуна, а за наявності пускового реактора – і в комірці вимикача реактора. При цьому в зону захисту входять, крім самого електродвигуна, його з'єднання з вимикачем і пусковий реактор.

Двофазне виконання захисту унеможливорює вимикання ним подвійного замикання на землю, коли одна точка замикання знаходиться в фазі В обмотки статора, а друга – в фазі А або С ділянки мережі, що електрично пов'язана з пошкодженим електричним двигуном. Якщо не вжити ніяких додаткових заходів, то протікання значного струму через обидва місця замикання буде тривати до тих пір, поки ділянка мережі не відключиться дією свого захисту від багатофазних КЗ. Від технічного удосконалення цього захисту, його чутливості та швидкодії цілком залежить як швидко ліквідується цей небезпечний для машини режим.

Зазвичай основні захисти суміжних елементів мережі, крім електродвигунів і силових трансформаторів, діють при багатофазних коротких замиканнях з витримкою часу  $0,5 \div 2$  с, а їх струм спрацювання іноді може перевищувати можливі значення струму подвійного замикання на землю. В таких умовах пошкодження двигуна буде суттєвим. Запобігти цьому можна, якщо виконати захист електродвигуна від багатофазних КЗ трифазним шляхом встановлення трансформатора струму в фазі В, або якщо покласти задачу вимикання замикання в обмотці статора на захист електродвигуна від замикання на корпус,

					02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		80

а в тих випадках, коли він має витримку часу або відсутній – на струмовий захист нульової послідовності від подвійних замикань на землю.

Другий спосіб є найкращим. Він забезпечує більшу чутливість до подвійних замикань на землю, особливо якщо суміжні лінії обладнані груповими або індивідуальними струмообмежувальними реакторами. Крім того, економляться трансформатори струму.

За кордоном трифазне виконання захисту від багатофазних замикань застосовується в тих випадках, коли електродвигун працює в мережі з заземленою через резистор нейтраллю.

Для захисту від багатофазних КЗ в обмотці статора використовують максимальний струмовий та диференціальний захисти. Максимальний струмовий захист (МСЗ) електродвигунів називають струмовою відсічкою, маючи на увазі, що її струм спрацювання в ряді випадків вибирається не за максимальним робочим струмом захищуваного елемента, а за струмом в місці встановлення захисту при КЗ в задалегідь вибраній точці мережі. Потрібно однак відмітити, що для багатьох електродвигунів визначальною умовою для вибору струму спрацювання є режим пуску, тобто один з природних робочих режимів. ПУЕ регламентують вибір того чи іншого способу виконання захисту від багатофазних замикань залежно від номінальної потужності електродвигуна. За номінальної потужності менше 5000 кВт, рекомендується застосовувати струмову відсічку, а для електродвигунів більшої потужності встановлюють диференціальний захист, зазвичай в двофазному виконанні. Диференціальний захист передбачається і на електродвигунах потужністю до 5000 кВт, якщо струмова відсічка не задовольняє вимоги чутливості. Доцільно застосування диференціального захисту для електродвигунів номінальною потужністю 3500 та 4000 кВт [10].

В диференціальному захисті виконується пофазне порівняння комплексних значень (або їх фаз) струмів зі сторони живлення електродвигуна та зі сторони його нульових виводів (рис. 4.2).

					02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		81

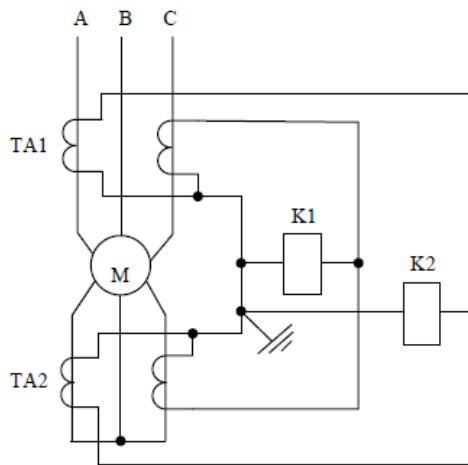


Рисунок 4.2 – Принцип здійснення двофазного диференціального захисту двигуна

В закордонній практиці межі застосування струмової відсічки або диференціального захисту пов'язані не стільки з номінальною потужністю двигуна, скільки з його відповідальністю, вартістю та чутливістю відсічки.

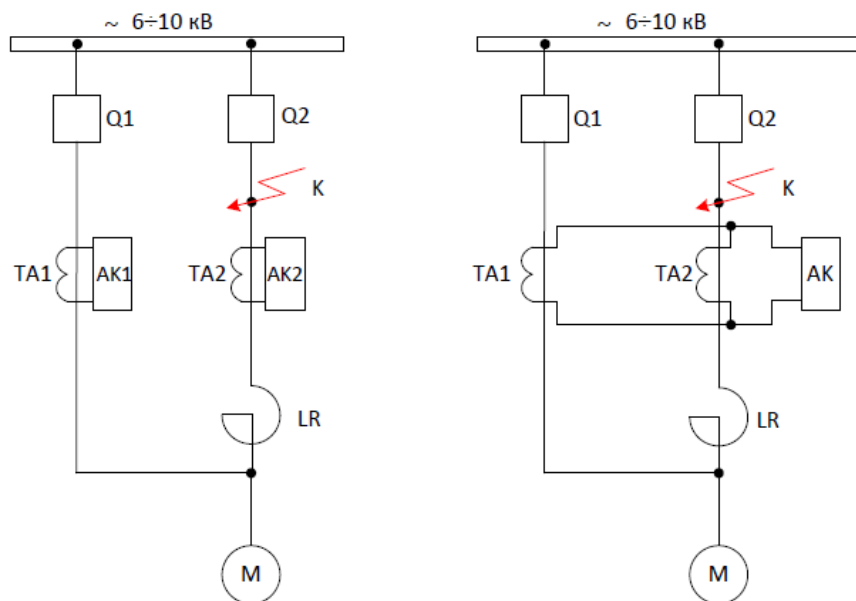
*Струмова відсічка.* Підключення реле струмової відсічки відбувається до трансформаторів струму, які встановлені в комірці КРУ.

Вимірювальне реле струму може бути ввімкнено на різницю вторинних струмів ТС фаз А і С (однорелейна відсічка). Зараз все більше розповсюдження отримала дворелейна схема струмової відсічки з увімкненням вимірювальних реле на фазні вторинні струми трансформаторів струму фаз А і С.

На електродвигунах з реакторним пуском струмову відсічку виконують з двох комплектів. Один підключають до трансформаторів струму комірки вимикача основного живлення, а другий – до трансформаторів струму комірки вимикача пускового реактора (рис. 4.3, а).

Другий комплект діє на вимикання обох вимикачів і на гасіння поля, якщо захист встановлено на синхронному двигуні. Тим самим забезпечується вимикання КЗ на ділянці між трансформаторами струму та вимикачем пускового реактора, коли вимикач основного живлення ввімкнено. Схема підключення тільки одного комплекту струмової відсічки на з'єднанні паралельно трансформаторів струму однойменних фаз комірок основного

живлення та пускового реактора (рис. 4.3, б), яка використовувалася до останнього часу, не дозволяє селективно вимикати коротке замикання в цій точці.



а) з використанням двох комплектів АК1 та АК2 б) з використанням одного комплекта АК

Рисунок 4.3 – Схема виконання струмової відсічки для електродвигуна з реакторним пуском

В серійних схемах захисту на постійному та випрямленому струмах як вимірювальні реле використовуються електромагнітні реле серії РТ-40 або безконтактні реле в комплекті ЯРЭ2201.

*Диференціальний захист.* Для здійснення більшості диференціальних захистів ЕД використовуються два комплекти ТС з однаковими коефіцієнтами трансформації, які встановлені зі сторони живлення, в шафах відповідних вимикачів КРУ, і зі сторони нульових виводів обмоток статора.

Вторинні обмотки трансформаторів струму однойменних фаз з'єднують жилами загального для всіх фаз контрольного кабелю, створюючи тим самим диференціальну схему, в яку включається реле.

Вторинні струми трансформаторів струму в експлуатаційних перехідних режимах пуску та самозапуску електродвигунів не збігаються.

Це зумовлює появу в диференціальному колі (в реле захисту) струму небалансу  $I_{нб}$ .

Досвід експлуатації диференціальних захистів потужних електродвигунів показує, що фактично значення  $I_{нб}$  у окремих випадках може бути суттєво вище. Причинами появи підвищених струмів небалансу є суттєва різниця в довжині з'єднувальних проводів від трансформаторів струму до місця під'єднань їх в диференціальну схему та насичення трансформатора струму завантаженого плеча захисту аперіодичною складовою первинного струму пуску, самозапуску або зовнішнього короткого замикання.

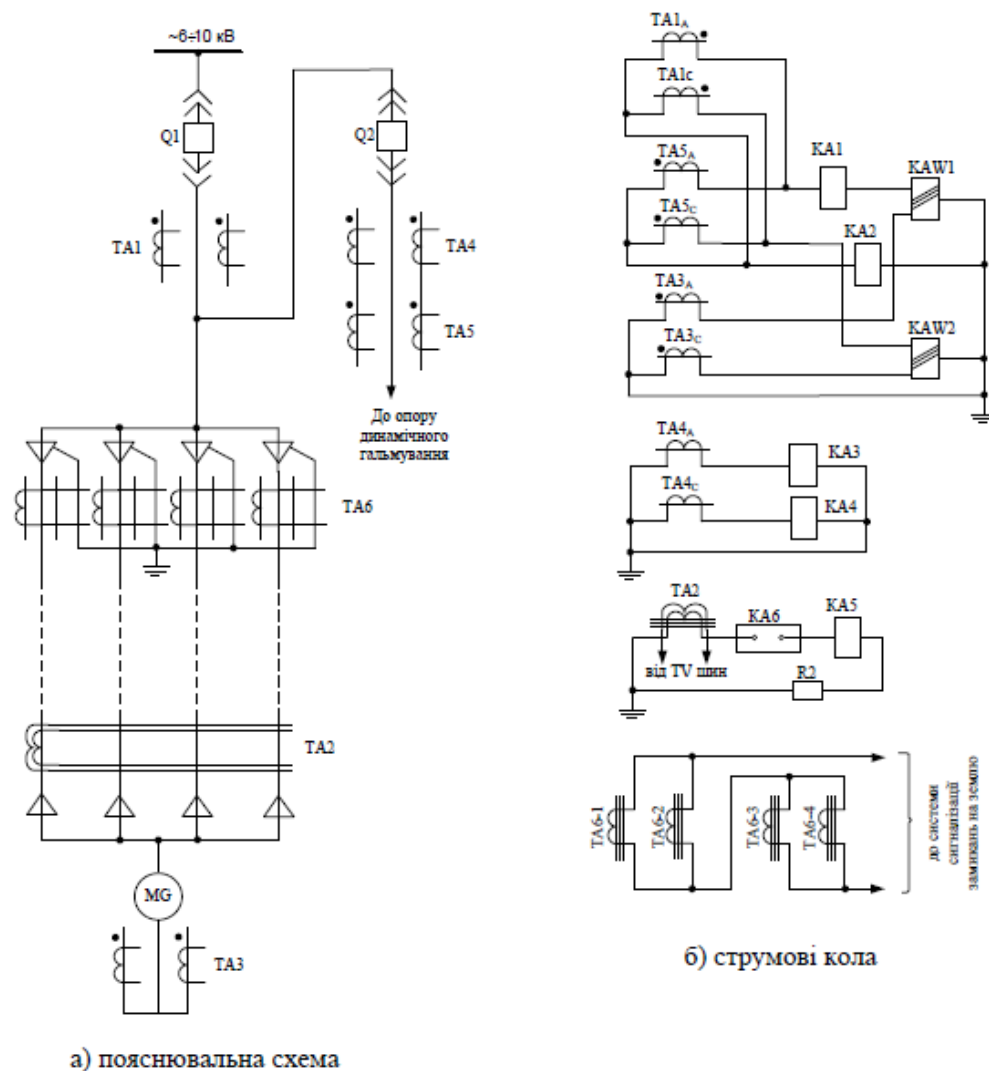
Аперіодична складова первинного струму перехідного режиму майже повністю замикається через вітку намагнічування, погіршуючи трансформацію періодичної складової, через що струм намагнічування трансформатора струму ще більше зростає. Тому найбільше значення струму небалансу має місце в тому випадку, коли аперіодична складова максимальна. Особливо значними можуть бути струми небалансу при самозапуску, в початковий його період. Це пояснюється наявністю залишкової ЕРС двигуна, яка, в загальному випадку, несинхронна з напругою мережі. Внаслідок цього при відновленні напруги на двигуні струми самозапуску можуть перевищувати пусковий струм в  $1,2 \div 1,5$  рази [10].

Суттєвою особливістю струму небалансу диференціальних захистів електродвигунів є їх переважно періодичний характер. Трансформатор струму зі сторони живлення електродвигуна практично закорочений (його встановлено в КРУ поряд з реле) і частково поглинає аперіодичну складову первинного струму, а трансформатор струму зі сторони нульових виводів обмотки статора працює на відносно великий опір і його повна похибка при синусоїдному струмі  $\epsilon \approx 10\%$ . В результаті аперіодична складова в струмі небалансу або відсутня, або її відносний вміст дуже малий.

Диференціальний захист синхронних двигунів, які мають динамічне гальмування, виконується за схемою рисунка 4.4. Обмеження зони дії захисту трансформаторами струму ТА5 дозволяє не налаштовувати його від струму,

					02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		84

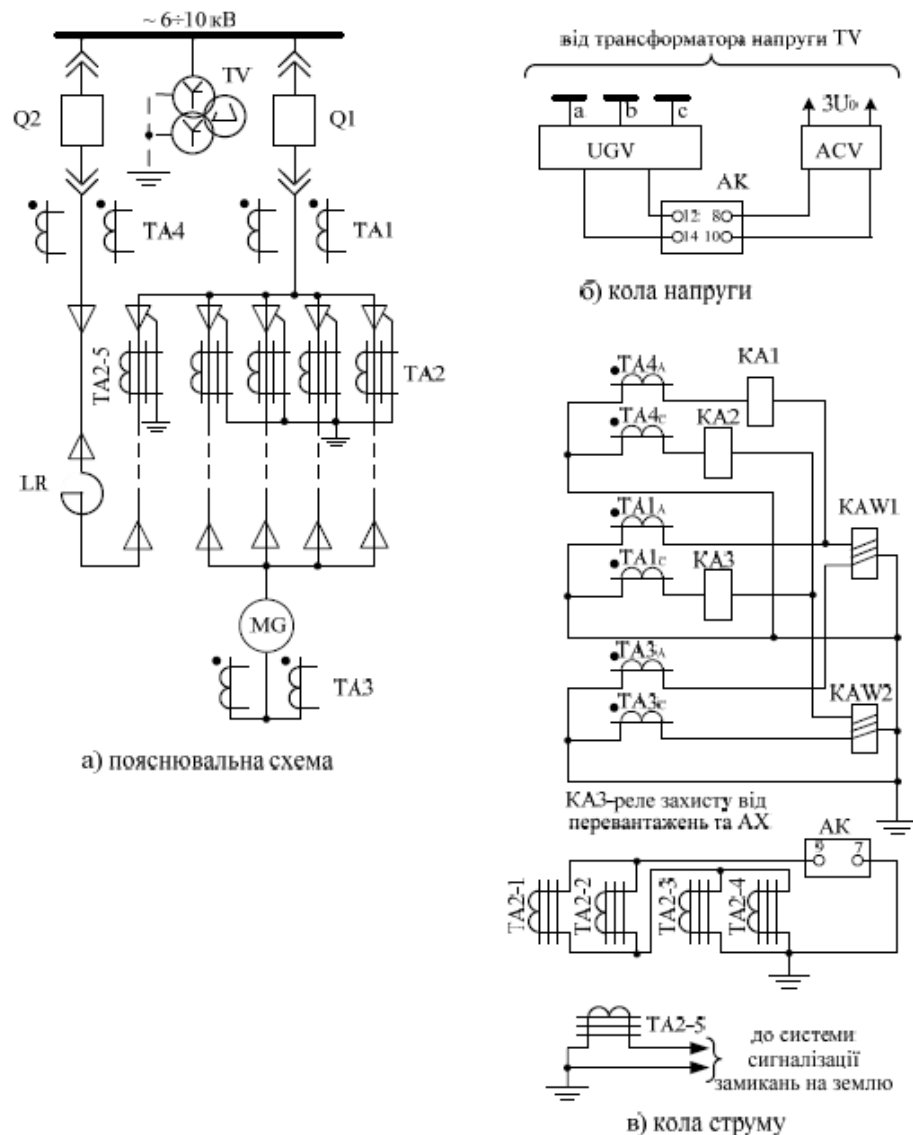
який протікає по фазних обмотках статора, в режимі динамічного гальмування і тим самим зберегти захистоспроможність такою самою, як і для електродвигунів, для яких цей режим не передбачено.



Q1, Q2 – вимикачі; TA1÷TA6 – трансформатори струму; KAW1, KAW2 – реле струму диференціальне типу ДЗТ-11; KA1, KA3, KA4 – реле струму типу РТ-40; KA2 – реле струму типу РТ-82; KA5 – реле струму типу РТ-40/6; KA6 – реле струму типу РТЗ-51; KL1, KL2 – реле проміжне типу РП-23; KL3 – реле проміжне типу РП-251; КТ – реле часу типу РВ-123; КТ1 – реле часу типу РВ-124; КТ2 – реле часу типу ВЛ-34; КН1÷КН8 – реле вказівне типу РУ-1; SB – кнопка керування типу КЕ-011; R1, R2 – резистор типу ПЭВ-50

Рисунок 4.4 – Принципова схема захисту синхронного двигуна номінальною потужністю більше 5000 кВт з різкозмінним навантаженням та динамічним гальмуванням

Для електродвигунів з реакторним пуском для вимикання КЗ в зоні між відключеним вимикачем та трансформатором струму кола пускового реактора передбачається двофазна дворелейна відсічка (рис. 4.5), вимірювальний орган якої підключається до трансформатора струму комірки вимикача пускового реактора. З метою підвищення чутливості цього захисту він виводиться з дії на час пуску.



LR – пусковий реактор; TV – трансформатор напруги; Q1, Q2 – вимикачі; TA1÷TA4 – трансформатори струму; SB – кнопка керування типу КЕ-011; KAW1, KAW2 – реле струму диференціальне типу ДЗТ-11; KA1÷KA3 – реле струму типу РТ-40; KL1÷KL4 – реле проміжні типу РП-23; КН1÷КН3 – реле вказівні типу РУ-1; R – резистор типу ПЭВ-50; АК – пристрій захисту від замикань на землю типу ЗЗП-1; UGV – блок живлення типу БПН-11/2; ACV – допоміжний пристрій типу ВУ-1

Рисунок 4.5 – Схема захисту синхронного двигуна потужністю більше 5000 кВт з реакторним пуском

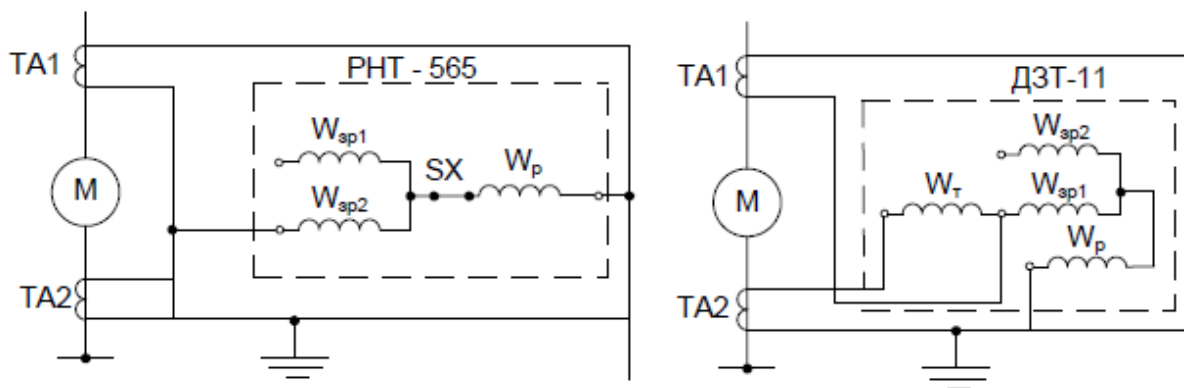
Всі диференціальні захисти електродвигунів розбиваються на три групи:

- 1) диференціальні струмові захисти;
- 2) диференціальні струмові захисти з гальмуванням;
- 3) диференціально-фазні захисти.

Крім того, є комбіновані захисти, які поєднують принципи першої і третьої груп або принципи всіх трьох груп.

*Диференціальні струмові захисти.* До захистів цієї групи відносять типові пристрої типу РНТ-565, які експлуатуються на багатьох електростанціях та промислових підприємствах.

Встановлення в диференціальне коло реле типу РНТ-565 (рис. 4.6, а) з підвищеним налаштуванням від аперіодичної складової струму декілька покращує чутливість захисту порівняно з диференціальною відсічкою на звичайному реле РТ-40 за рахунок закруглення від невеликої аперіодичної складової, яка є в струмі небалансу в перший момент пуску, самозапуску або зовнішнього КЗ.



а) з реле типу РНТ – 565; б) з реле типу ДЗТ – 11

Рисунок 4.6 – Схема однієї фази диференціального струмового захисту

Необхідність забезпечити неспрацювання захисту при значних періодичних струмах небалансу змушує закругляти захист до уставки  $I_{сз} = (1,8 \div 3)I_{ном}$ , що не забезпечує достатньої чутливості до струмів внутрішніх пошкоджень при КЗ через великий перехідний опір. Ця обставина стала причиною розробки цілої низки пристроїв диференціального захисту з підвищеною чутливістю, які

проводилися, в основному, з метою зменшення впливу похибок трансформатора струму на роботу захисту. До них відносять:

- диференціальний захист зі стабілізуювальним опором в диференціальному колі (сюди відносять реле фірми ASEA);
- комутаційне диференціальне реле;
- модернізоване реле типу РНТ, яке реагує на форму струму, що підводиться;
- розробки з додатковими дроселями в диференціальному колі.

Закордонні фірми використовують для захисту електродвигунів від багатофазних замикань в обмотці статора «самобалансувальний» диференціальний захист (рис. 4.7). Реле захисту вмикається на трансформатор струму, через вікно якого проходять у зустрічних напрямках струмопроводи: кабелі або шини, що під'єднані до початку та кінця фазної обмотки статора. Таким чином, якщо в поздовжньому диференціальному струмовому захисті струм в реле дорівнює геометричній сумі вторинних струмів двох трансформаторів струму, то в захисті, що розглядається, в реле протікає вторинний струм одного трансформатора струму, який пропорційний геометричній сумі первинних струмів фази. Завдяки цьому струм небалансу дуже малий. Відпадають також проблеми, які пов'язані з необхідністю врахування різного насичування трансформаторів струму в плечах захисту та налаштування від аперіодичних складових при зовнішніх КЗ та пусках електродвигунів.

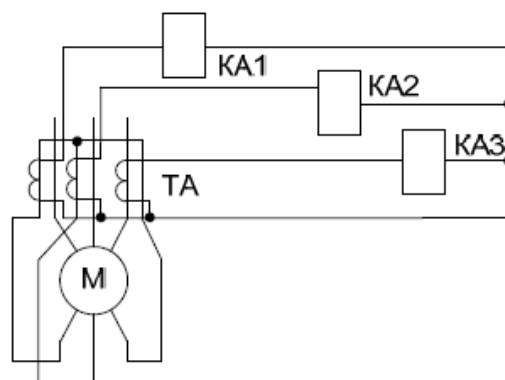


Рисунок 4.7 – Схема трифазного «самобалансувального» захисту

Разом з тим виконання «самобалансувального» диференціального захисту наштовхується на цілу низку труднощів. В першу чергу це пов'язано зі значним ускладненням конструктивної частини, зростає і небезпека пошкодження стромопроводів. Суттєво змінюються і вимоги до конструкції трансформаторів струму.

*Диференціальні захисти з гальмуванням.* Використання для покращення налаштування від періодичного струму небалансу гальмування вторинним струмом ТС одного з плеч дозволяє підвищити чутливість диференціального захисту. На рисунку 4.6, б наведено струмові кола захисту, які виконано на реле з магнітним гальмуванням типу ДЗТ-11. Різниця від схеми на рис. 4.6, а полягає в тому, що гальмівна обмотка реле ввімкнена в коло вторинної обмотки трансформатора струму, який встановлено біля нульових виводів обмотки статора електродвигуна.

Досвід експлуатації цих захистів виявився позитивним. Початковий струм спрацювання захисту за відсутності гальмування складає  $(0,75 \div 1,4) \cdot I_{ном}$ , а коефіцієнт гальмування визначається струмом небалансу захисту і досягає  $0,6 \div 0,7$ . За наявності струму гальмування чутливість захисту знижується [12].

Так, наприклад, при гальмуванні номінальним струмом захист спрацьовує при струмі в диференціальному колі, який відповідає подвійному значенню номінального  $2I_{ном}$ . Це є недоліком захисту на реле з магнітним гальмуванням.

Був розроблений диференціальний струмовий захист, який входить в комплекс ЯРЭ2201 пристроїв захисту та автоматики для КРУ 6÷10 кВ (захист електродвигунів та силових трансформаторів). Тому він містить поряд з елементами, що забезпечують неспрацювання захисту від періодичних струмів небалансу, ще й блоки налаштування від кидка струму намагнічування трансформаторів, які виконано на базі використання спрощеного часоімпульсного способу. Структурна схема реле наведена на рисунку 4.8.

					02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		89

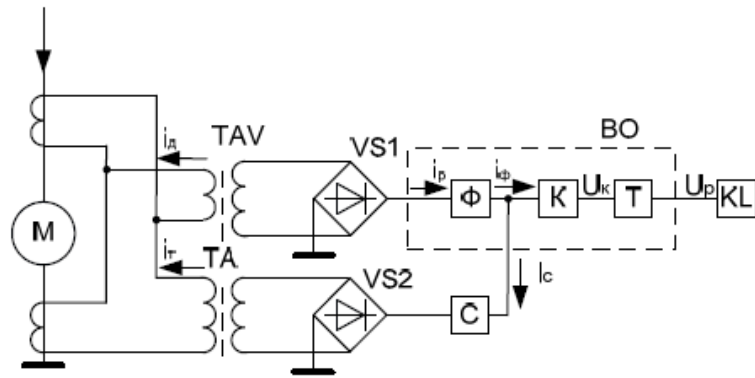


Рисунок 4.8 – Структурна схема реле диференціального захисту, який входить до складу ЯРЭ2201

Захист має послідовно ввімкнені реальну диференціальну ланку, виконану на трансреакторі TAV, випрямлювальний місток VS1, фільтр Ф, який пропускає постійну складову, що виділяє 1-у гармоніку та ослаблює 2-у й інші вищі гармоніки, компаратор К, елемент затримки на спрацювання Т та вихідне реле KL. Завдяки такій структурі забезпечується налаштування від усіх видів кидку струму намагнічування силового трансформатора та перехідних струмів небалансу з суттєво несинусоїдальною формою кривої. Для налаштування від періодичних струмів небалансу в захисті є гальмування. Відповідне коло має проміжний трансформатор ТА, первинна обмотка якого обтікається струмом плеча, випрямлювальний місток VS2, згладжувальну ланку С.

Різниця вихідних струмів фільтра Ф та ланки С подається на вхід компаратора К.

*Диференціально-фазні захисти (ДФЗ)* використовують порівняння вторинних струмів трансформаторів струму плечей за фазою.

Використання ДФЗ доцільно при підвищених похибках трансформаторів струму, оскільки кутові похибки останніх мають менший діапазон змінювання, ніж повні. Амплітуди вторинних струмів трансформаторів струму в диференціально-фазних захистах відіграють другорядну роль і можуть визначатися з невисоким ступенем точності. Тому в ДФЗ знижуються вимоги до точності роботи трансформаторів струму і допускається більший розкид їх

параметрів, ніж у диференціальних струмових захистах. Структурна схема диференціально-фазного захисту наведена на рис. 4.9, а.

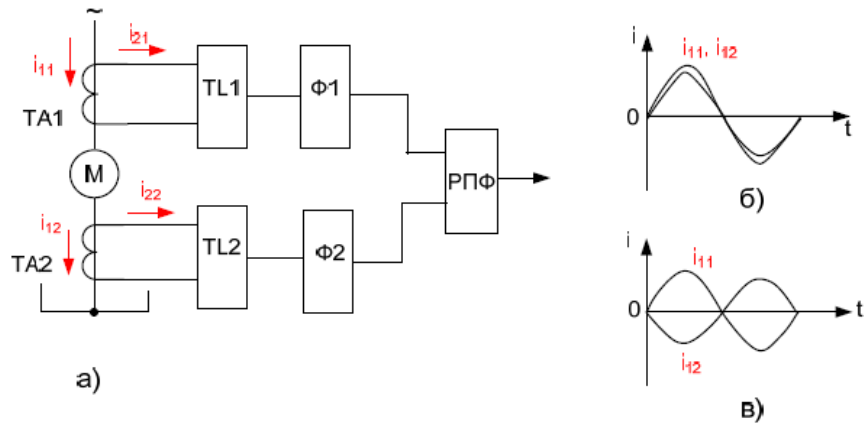


Рисунок 4.9 – Структурна схема (а) та принцип дії (б, в) ДФЗ

До трансформаторів струму на лінійних виводах електродвигунів та зі сторони нейтралі через перетворювачі струму TL1 і TL2 підключено формувачі Ф1, Ф2, що дають інформацію про фази струмів. Сигнали формувачів надходять на вхід реле порівняння фаз РПФ, які реалізують той або інший спосіб порівняння електричних величин за фазою.

В нормальному режимі, при пуску, самозапуску електродвигунів та коротких замиканнях поза зоною дії струми, які порівнюються,  $i_{11}$  і  $i_{12}$  збігаються за фазою (рис. 4.9, б) і захист не спрацьовує. При КЗ в зоні дії (рис. 4.9, в) зсув за фазою між струмами  $i_{11}$  та  $i_{12}$  складає  $180 \div 120^\circ$ , що призведе до спрацьовування РПФ.

Досвід експлуатації показує, що диференціальний захист звичайно задовільно вирішує задачу захисту синхронного електродвигуна від багатофазних КЗ.

Він швидко вимикає пошкоджений двигун, забезпечує локалізацію аварії та запобігає розвитку пошкодження.

## 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 електроживлення та вибір параметрів релейного захисту кабельної лінії.

Результати роботи можуть стати основою для розробки системи електропостачання між підстанціями П-Р 110 кВ.

					02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		92

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

4. 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.

5. Бардик Є.І., Лукаш М.П. Електрична частина станцій і підстанцій. Навч. посібник. К.: НТТУ «КПІ», 2011. 220 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. Панченко С. В., Блиндюк В. С., Баженов В. М. Релейний захист і автоматика: навч. посібник. Харків: УкрДУЗТ, 2020. 250 с.

9. Козярьський Д.П., Майструк Е.В., Козярьський І.П. Основи релейного захисту та автоматизації енергосистем: навчальний посібник. Чернівці: Чернівецький нац. ун., 2019. 133 с.

10. Тептя В. В., Комар В. О., Лесько В. О. Релейний захист високовольтних електродвигунів. Ч.1: електронний навчальний посібник комбінованого (локального та мережного) використання. Вінниця: ВНТУ, 2022. 137 с.

11. Рубаненко О. Є., Рубаненко О. О., Гунько І. О. Релейний захист та автоматика електричних станцій: електронний навчальний посібник

					02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		93

комбінованого (локального та мережного) використання. Вінниця: ВНТУ, 2023.  
125 с.

12. Яндульський О.С., Дмитренко О.О. Релейний захист. Цифрові пристрої релейного захисту, автоматики та управління електроенергетичних систем: навч. посіб. К.: НТУУ «КПІ», 2016. 102 с.

					02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		94