

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 У-Ф 110 кВ. Компенсація реактивної потужності.

за освітньою програмою Електротехнічні системи електроспоживання

зі спеціальності: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва спеціальності)

Виконав: студент групи ЕС 2111:

(підпис студента)

/ Віктор СЕРГІЄНКО /

(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Керівник:

(підпис)

/доцент Андрій АНТОНОВ/

(посада, Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Нормоконтролер:

(підпис)

/ доцент Ірина ПОТАПЧУК/

(посада, Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

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

Студент

(підпис)

Дніпро – 2025 рік

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

Energy and economic 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 a part of the power system between 110kV substations. Reactive power compensation.

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

(speciality and its code)

Done by the student of the group EC2111:

/ Serhiienko Viktor /

(name, surname)

Scientific Supervisor:

/Ass. Prof. Andriy ANTONOV /

(position, name, surname)

Normative controller :

/ Ass. Prof. Iryna POTAPCHUK/

(position, name, surname)

Міністерство освіти і науки України
Український державний університет науки і технологій

Факультет: Управління енергетичними та економічними процесами

Кафедра: Інтелектуальні системи енергопостачання

Рівень вищої освіти: Бакалавр

Освітня програма: Електротехнічні системи електроспоживання

Спеціальність: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ІСЕ _____

_____ Дмитро БОСИЙ

(підпис)

(Ім'я ПРИЗВИЩЕ)

Дата _____

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу Бакалавра

(Ступінь вищої освіти)

студенту _____ Сергієнку Віктору Павловичу

1. Тема роботи: “Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями У-Ф 110кВ. Компенсація реактивної потужності”.

Керівник роботи: Антонов Андрій Владиславович, к.т.н., доцент

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

затверджені наказом від _____

19.02.2025 р.

№ _____

2. Строк подання студентом роботи: 10.06.2025 р.

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

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

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

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

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

4.4 Індивідуальне завдання: Побутові накопичувачі електричної енергії

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 проєкту сонячної електростанції з програми PVsyst

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Тягове електропостачання	10.05.2025	
2	Електричні підстанції та станції	20.05.2025	
3	Електромережі та релейний захист	06.06.2025	
4	Індивідуальне завдання	08.06.2025	
5	Подання кваліфікаційної роботи до кафедри	10.06.2025	
6	Захист кваліфікаційної роботи на засіданні Екзаменаційної комісії	24.06.2025	

Студент

(підпис)

Віктор СЕРГІЄНКО

(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Керівник роботи

(підпис)

Андрій АНТОНОВ

(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

ВІДОМІСТЬ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ

першого (бакалаврського) рівня вищої освіти Сергієнко В.П. на тему:
«Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи
між підстанціями У-Ф 110кВ. Компенсація реактивної потужності»

Складова кваліфікаційної роботи	Кількість	Обсяг
Пояснювальна записка	1	60 стор.
Графічна частина (за наявності)	1	4 арк.
Електронна частина (демонстраційний матеріал): назва файлу з розширенням	1	15 слайдів
Електронна частина (вихідний код програми): назва файлу з розширенням	1	870 строк

Керівник: _____ / Андрій АНТОНОВ /

Нормоконтролер: _____ / Ірина ПОТАПЧУК /

Завідувач кафедри ІСЕ: _____ / Дмитро БОСИЙ /

Реферат

Пояснювальна записка до кваліфікаційної роботи бакалавра: 96с., 34 рис., 29 табл., 6 джерел.

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

Мета роботи – розрахунок системи електропостачання між підстанціями 110кВ.

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.

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

ВСТУП.....	8
1. ТЯГОВЕ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....	9
1.1 Струморозподіл у тяговій мережі.....	9
1.1.1. Навантаження тягових підстанцій	9
1.1.2 Струм фази трансформатора підстанції змінного струму	14
1.1.3. Переріз контактної мережі.....	17
1.1.4. Визначення питомих річних втрат електроенергії.....	17
1.1.5. Перевірка контактної підвіски за нагрівом	199
1.2. Механічний розрахунок анкерної ділянки	20
1.2.1 Довжина еквівалентного прогону	20
1.2.2. Температура, при якій контактний провід не має стріли прогину	21
1.2.3. Натяг несучого троса, при якому відсутній прогин контактного проводу	22
1.2.4. Натяг несучого троса при ожеледі з вітром	22
1.2.5. Натяг несучого троса при 1максимальній швидкості вітру	22
1.2.6. Стріла прогину контактного проводу, м.....	22
1.2.7. Стріла прогину навантаженого несучого троса	22
1.2.8. Натяг ненавантаженого несучого троса	23
1.2.9. Стріла прогину ненавантаженого несучого троса	23
2 ЕЛЕКТРИЧНІ ПІДСТАНЦІЇ ТА СТАНЦІЇ.....	25
2.1. Розрахунок потужності трансформаторів	25
2.2. Вибір електричних апаратів вище 1000 В.....	36
2.3. Проектування сонячної електростанції.....	40
3 ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ ТА РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ	46
3.1. Розрахунок кабельної лінії електропересилання.....	46
3.2. Вибір параметрів релейного захисту кабельної лінії.....	51
3.3. Розрахунок уставок спрацювання захисту	53
4 ІНДИВІДУАЛЬНЕ ЗАВДАННЯ.....	57

					02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ			
Зм	Арк	Підпис	Підпис	Дата				
Розробив	Сергієнко				Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями 110 кВ. Компенсація реакивної потужності	Літера	Аркуш	Аркушів
Консульт.						I I	7	57
Керівник	Антонов					МОНУ, УДУНТ, ІСЕ, ЕС2111		
Н. контр.	Потапчук							
Зав.каф.	Босий							

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.

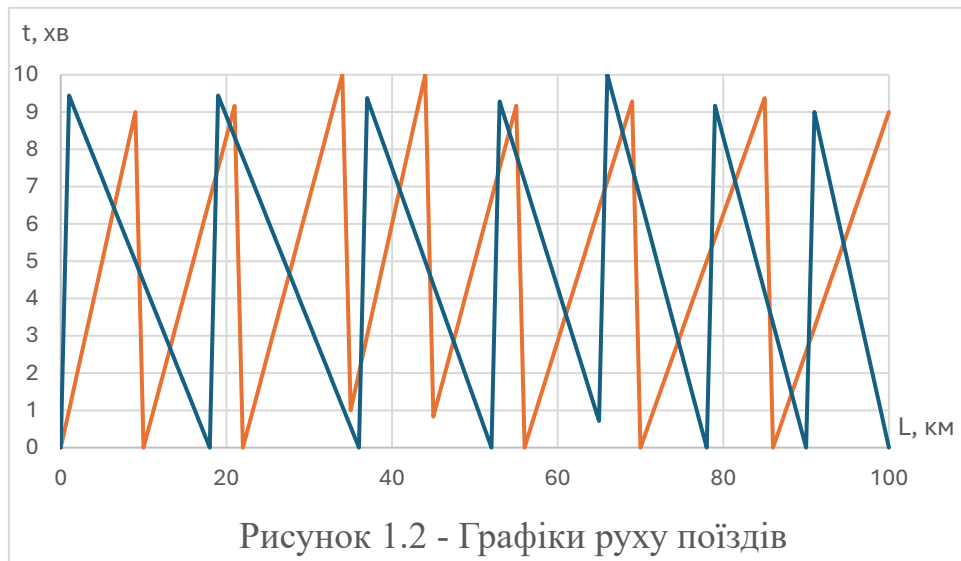
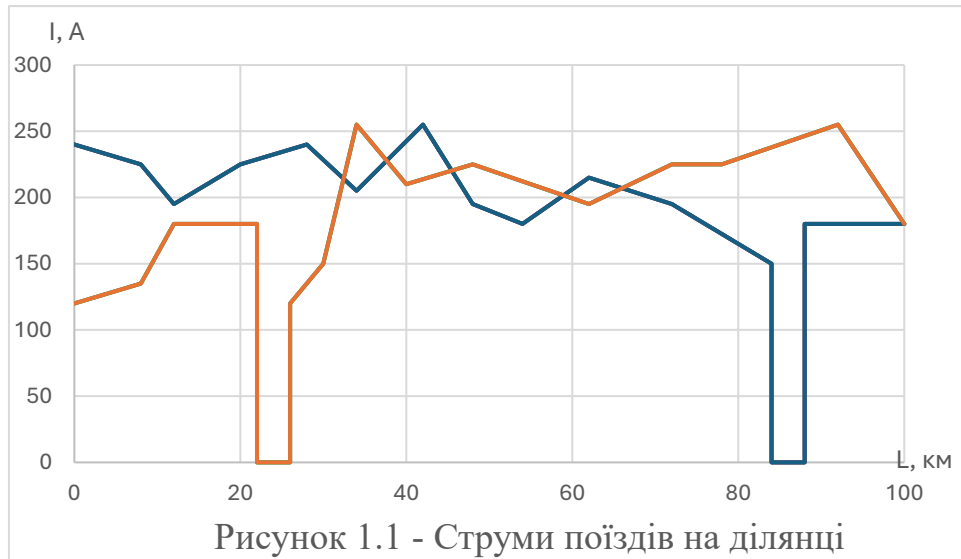
Метою даної роботи є придбання та закріплення навичок вибору параметрів та визначення показників роботи системи тягового електропостачання, виконання проектних розрахунків для ділянки електрифікованої залізниці змінного струму

					02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						8
Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата		

1. ТЯГОВЕ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

1.1 Струмозподіл у тяговій мережі

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



1.1.1. Навантаження тягових підстанцій

Середній струм фідера за час руху поїзда розрахунковою МПЗ

$$I = \frac{1}{2 \cdot t} \sum_{k=1}^n (I_{t(k-1)} + I_{tk}) \cdot \Delta t_k, \quad (1.1)$$

де t – час руху поїзда МПЗ, яку живить даний фідер, хв.

Ефективний струм фідера за час руху розрахункового поїзда по МПЗ

$$I_e = \sqrt{\frac{1}{3 \cdot t} \sum_{k=1}^n (I_{t(k-1)}^2 + I_{tk}^2 + I_{t(k-1)} \cdot I_{tk}) \cdot \Delta t_k} \quad (1.2)$$

Середній струм фідера за час руху поїзда розрахунковою МПЗ:

$$I_1 = 197,1 \text{ А}, I_2 = 226,7 \text{ А}, I_3 = 96,5 \text{ А}, I_4 = 126,6 \text{ А}.$$

Ефективний струм фідера за час руху розрахункового поїзда по МПЗ:

$$I_{e1} = 238,4 \text{ А}, I_{e2} = 254,7 \text{ А}, I_{e3} = 122,1 \text{ А}, I_{e4} = 126,1 \text{ А}.$$

Струми фідерів підстанції визначаються для двох режимів навантаження:

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

Середній струм фідера підстанції визначається за формулою:

$$I_{\phi} = \frac{n_0 \cdot N}{N_0} \cdot I \quad (1.3)$$

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

У свою чергу,

$$n_0 = \frac{t}{J},$$

де J – мінімальний міжпоїзний інтервал, хв;

N – добова кількість поїздів на ділянці, пар;

N_0 – максимальна пропускна спроможність ділянки, пар;

$$N_0 = \frac{T}{J},$$

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

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

					02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						10
Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата		

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

$$n_{01} = \frac{34,3}{10} = 4,43;$$

$$n_{02} = \frac{20,42}{10} = 2,04;$$

$$n_{03} = \frac{29,21}{10} = 2,92;$$

$$n_{04} = \frac{23,57}{10} = 2,36.$$

Ефективний струм фідера підстанції визначається в залежності від схеми живлення:

1) для двостороннього живлення

$$I_{\text{еф}} = \sqrt{\frac{4 \cdot n_0 \cdot N}{3 \cdot N_0} \cdot I_e^2 + \frac{n_0 \left(n_0 - \frac{4}{3}\right) \cdot N^2}{N_0^2} \cdot I^2}; \quad (1.4)$$

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

Режим середніх розмірів руху поїздів:

$$I_{\phi 1} = \frac{4,43 \cdot 85}{144} \cdot 197,06 = 786,21 \text{ A};$$

$$I_{\phi 2} = \frac{2,04 \cdot 85}{144} \cdot 226,72 = 416,67 \text{ A};$$

$$I_{\phi 3} = \frac{2,92 \cdot 85}{144} \cdot 96,47 = 253,61 \text{ A};$$

$$I_{\phi 4} = \frac{2,36 \cdot 85}{144} \cdot 126,62 = 268,60 \text{ A};$$

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

$$I_{e\phi 1} = \sqrt{\frac{4 \cdot 4,43 \cdot 85}{3 \cdot 144} \cdot 238,4^2 + \frac{4,43 \left(4,43 - \frac{4}{3}\right) \cdot 85^2}{144^2} \cdot 197,06^2} = 446,36 \text{ A};$$

$$I_{e\phi 2} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,04 \cdot 85}{3 \cdot 144} \cdot 254,68^2 + \frac{2,04 \left(2,04 - \frac{4}{3}\right) \cdot 85^2}{144^2} \cdot 226,72^2} = 323,04 \text{ A};$$

$$I_{e\phi 3} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,92 \cdot 85}{3 \cdot 144} \cdot 122,06^2 + \frac{2,92 \left(2,92 - \frac{4}{3}\right) \cdot 85^2}{144^2} \cdot 96,47^2} = 185,49 \text{ A};$$

$$I_{e\phi 4} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,36 \cdot 85}{3 \cdot 144} \cdot 126,09^2 + \frac{2,36 \left(2,36 - \frac{4}{3}\right) \cdot 85^2}{144^2} \cdot 126,62^2} = 172,04 \text{ A}.$$

Режим згущення поїздів:

$$I_{\phi 1} = \frac{4,43 \cdot 130}{144} \cdot 197,06 = 786,21 \text{ A};$$

$$I_{\phi 2} = \frac{2,04 \cdot 130}{144} \cdot 226,72 = 416,67 \text{ A};$$

$$I_{\phi 3} = \frac{2,92 \cdot 130}{144} \cdot 96,47 = 253,61 \text{ A};$$

$$I_{\phi 4} = \frac{2,36 \cdot 130}{144} \cdot 126,62 = 268,60 \text{ A};$$

$$I_{e\phi 1} = \sqrt{\frac{4 \cdot 4,43 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 238,4^2 + \frac{4,43 \left(4,43 - \frac{4}{3}\right) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 197,06^2} = 857,06 \text{ A};$$

$$I_{e\phi 2} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,04 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 254,68^2 + \frac{2,04 \left(2,04 - \frac{4}{3}\right) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 226,72^2} = 468,18 \text{ A};$$

$$I_{e\phi 3} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,92 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 122,06^2 + \frac{2,92 \left(2,92 - \frac{4}{3}\right) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 96,47^2} = 295,27 \text{ A};$$

$$I_{e\phi 4} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,36 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 126,09^2 + \frac{2,36 \left(2,36 - \frac{4}{3}\right) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 126,62^2} = 276,23 \text{ A}.$$

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

Режим максимальних розмірів руху:

$$I_{\phi 1} = \frac{4,43 \cdot 144}{144} \cdot 197,06 = 873,57 \text{ A};$$

$$I_{\phi 2} = \frac{2,04 \cdot 144}{144} \cdot 226,72 = 462,96 \text{ A};$$

$$I_{\phi 3} = \frac{2,92 \cdot 144}{144} \cdot 96,47 = 281,79 \text{ A};$$

$$I_{\phi 4} = \frac{2,36 \cdot 144}{144} \cdot 126,62 = 298,44 \text{ A};$$

$$I_{\text{еф}1} = \sqrt{\frac{4 \cdot 4,43 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 238,4^2 + \frac{4,43 \left(4,43 - \frac{4}{3}\right) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 197,06^2} = 932,48 \text{ A};$$

$$I_{\text{еф}2} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,04 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 254,68^2 + \frac{2,04 \left(2,04 - \frac{4}{3}\right) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 226,72^2} = 500,98 \text{ A};$$

$$I_{\text{еф}3} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,92 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 122,06^2 + \frac{2,92 \left(2,92 - \frac{4}{3}\right) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 96,47^2} = 318,10 \text{ A};$$

$$I_{\text{еф}4} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,36 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 126,09^2 + \frac{2,36 \left(2,36 - \frac{4}{3}\right) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 126,62^2} = 297,74 \text{ A}.$$

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

$$I_{\text{пл}} = \sum_i^v I_{\phi i}, \quad (1.5)$$

де v – кількість фідерів даного плеча живлення.

Ефективний струм плеча живлення визначається за формулою

$$I_{\text{пл еф}} = \sqrt{\left(\sum_1^v I_{\phi i}\right)^2 + \sum_1^v I_{\phi e i}^2 - \sum_1^v I_{\phi i}^2}. \quad (1.6)$$

Підставляючи значення у формули (1.5) та (1.6) отримаємо необхідні струми для різних режимів:

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

Режим середніх розмірів руху поїздів:

$$I_{\text{лів}} = 515 + 273 = 788,92 \text{ A};$$

$$I_{\text{пр}} = 166,3 + 176,16 = 342,5 \text{ A};$$

$$I_{\text{лів еф}} = \sqrt{788,92^2 + (619,85^2 + 360,78^2) - (551^2 + 273^2)} = 892,3 \text{ A};$$

$$I_{\text{еф пр}} = \sqrt{342,5^2 + (222,01^2 + 207,29^2) - (166,3^2 + 176,16^2)} = 388,41 \text{ A}.$$

Режим згущення поїздів:

$$I_{\text{лів}} = 786,21 + 416,67 = 1202,88 \text{ A};$$

$$I_{\text{пр}} = 253,61 + 268,60 = 521,21 \text{ A};$$

$$I_{\text{еф лів}} = \sqrt{1202,88^2 + (857,06^2 + 468,18^2) - (786,21^2 + 416,67^2)} = 1268,43 \text{ A};$$

$$I_{\text{еф пр}} = \sqrt{521,21^2 + (295,27^2 + 276,23^2) - (253,61^2 + 268,60^2)} = 547,47 \text{ A}.$$

Режим максимальних розмірів руху::

$$I_{\text{лів}} = 873,57 + 462,96 = 1336,53 \text{ A};$$

$$I_{\text{пр}} = 281,79 + 298,44 = 580,23 \text{ A};$$

$$I_{\text{еф лів}} = \sqrt{1336,53^2 + (932,48 + 500,98^2) - (873,57^2 + 462,96^2)} = 1389,01 \text{ A};$$

$$I_{\text{еф пр}} = \sqrt{580,23^2 + (318,1^2 + 297,74^2) - (281,79^2 + 298,44^2)} = 598,35 \text{ A}.$$

1.1.2. Струм фази трансформатора підстанції змінного струму

Середній струм фази трансформатора розраховується за формулами:

– для фаз *a* і *c*

$$I_{a(c)} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot I_1^2 + I_2^2 + 2 \cdot I_1 \cdot I_2}; \quad (1.7)$$

– для фази *b*

$$I_b = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{I_1^2 + I_2^2 - I_1 \cdot I_2}. \quad (1.8)$$

Ефективні струми фаз трансформатора розраховуються за формулами:

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

– для фаз a і c

$$I^2_{a(c)e} = \frac{1}{9} \cdot (4 \cdot I_{1e}^2 + I_{2e}^2 + 2 \cdot I_1 \cdot I_2); \quad (1.9)$$

– для фази b

$$I^2_{be} = \frac{1}{9} \cdot (I_{e1}^2 + I_{e2}^2 - I_1 \cdot I_2), \quad (1.10)$$

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:

$$I_a = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 788,92^2 + 342,5^2 + 2 \cdot 788,92 \cdot 342,5} = 591,36 \text{ А};$$

$$I_b = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{788,92^2 + 342,5^2 - 788,92 \cdot 342,5} = 228,4 \text{ А};$$

$$I_c = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 342,5^2 + 788,92^2 + 2 \cdot 342,5 \cdot 788,92} = 425,84 \text{ А};$$

$$I_{ac} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 892,3^2 + 388,41^2 + 2 \cdot 788,92 \cdot 342,5} = 656,26 \text{ А};$$

$$I_{bc} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{788,92^2 + 388,41^2 - 788,92 \cdot 342,5} = 274,24 \text{ А};$$

$$I_{ce} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 388,41^2 + 892,3^2 + 2 \cdot 342,5 \cdot 788,92} = 464,29 \text{ А}.$$

Режим згущення поїздів:

$$I_a = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 1202,88^2 + 521,21^2 + 2 \cdot 1202,88 \cdot 521,21} = 901,64 \text{ А};$$

$$I_b = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{1202,88^2 + 521,21^2 - 1202,88 \cdot 521,21} = 348,24 \text{ А};$$

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

$$I_c = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 521,21^2 + 1202,88^2 + 2 \cdot 521,21 \cdot 1202,88} = 649,28 \text{ A};$$

$$I_{ac} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 1268,43^2 + 547,47^2 + 2 \cdot 1202,88 \cdot 521,21} = 942,32 \text{ A};$$

$$I_{bc} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{1268,43^2 + 547,47^2 - 1202,88 \cdot 521,21} = 377,19 \text{ A};$$

$$I_{cc} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 547,47^2 + 1268,43^2 + 2 \cdot 521,21 \cdot 1202,88} = 671,99 \text{ A}.$$

Режим максимальних розмірів руху поїздів:

$$I_a = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 1336,53^2 + 580,23^2 + 2 \cdot 1336,53 \cdot 580,23} = 1001,83 \text{ A};$$

$$I_b = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{1336,53^2 + 580,23^2 - 1336,53 \cdot 580,23} = 386,94 \text{ A};$$

$$I_c = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 580,23^2 + 1336,53^2 + 2 \cdot 580,23 \cdot 1336,53} = 721,42 \text{ A};$$

$$I_{ac} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 1389,01^2 + 598,35^2 + 2 \cdot 1336,53 \cdot 580,23} = 10034,22 \text{ A};$$

$$I_{bc} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{1389,01^2 + 598,35^2 - 1336,53 \cdot 580,23} = 409,86 \text{ A};$$

$$I_{cc} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 598,35^2 + 1389,01^2 + 2 \cdot 580,23 \cdot 1336,53} = 738,8 \text{ A}.$$

Результати розрахунку струморозподілу заносимо в таблицю 1.1.

Результати розрахунку струморозподілу

Приєднання	Середні розміри руху		Режим згущення поїздів		Максимальний режим	
	середній струм, А	ефективний струм, А	середній струм, А	ефективний струм, А	середній струм, А	ефективний струм, А
1	2	3	4	5	6	7
Фідер 1	515,65	619,85	786,21	857,06	873,57	932,48
Фідер 2	273,28	360,78	416,67	468,18	462,96	500,98
Фідер 3	166,33	222,01	253,61	295,27	281,79	318,10
Фідер 4	176,16	207,29	268,60	276,23	298,44	297,74
Ліве плече	788,92	892,30	1202,88	1268,43	1336,53	1389,01

1	2	3	4	5	6	7
Праве плече	342,50	388,41	522,21	547,47	580,23	598,35
Фаза«а»	591,36	656,26	901,64	942,32	1001,83	1034,22
Фаза«б»	228,40	274,24	348,24	377,19	386,94	409,86
Фаза«с»	425,84	464,29	649,28	671,99	721,42	738,80

1.1.3. Переріз контактної мережі

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

$$F_{\text{ме}} = 0,46\sqrt{B_0}, \quad (1.11)$$

де $F_{\text{ме}}$ – переріз проводів контактної мережі у мідному еквіваленті, мм²;
 B_0 – питомі річні втрати електроенергії в проводах контактної мережі на фідерній зоні, кВт·год/Ом·рік,

$$B_0 = \frac{\Delta W_p}{r\ell}, \quad (1.12)$$

де ΔW_p – річні втрати електроенергії в проводах контактної мережі на міжпідстанційній зоні, кВт·год;

ℓ – 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 двоколієвих та багатоколієвих ділянках повинна передбачати підключення постів секціонування та пунктів паралельного з'єднання контактних підвісок. Для визначення B_0 для вузлової схеми живлення можна скористатись виразом

$$B_0 = \frac{0,0228 \cdot W_T^2}{TU_{\text{ном}}^2} \left\{ 2,95 \left[\frac{T}{N_{\text{пар}} t_{\text{спар}} + N_{\text{неп}} t_{\text{снєп}}} + 0,46 \left(0,25 - \frac{\theta}{t_{\text{пар}} + t_{\text{неп}}} \right) \right] + \frac{4}{3} \frac{\theta}{t_{\text{пар}} + t_{\text{неп}}} \left(1,1 \frac{N_{0\text{пар}} t_{\text{пар}} + N_{0\text{неп}} t_{\text{неп}}}{N_{\text{пар}} t_{\text{спар}} + N_{\text{неп}} t_{\text{снєп}}} - 1 \right) + 1 \right\}. \quad (1.13)$$

У формулах (5.14), (5.15) застосовані такі позначення:

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

T – розрахунковий період, $T=24$ год;

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

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

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

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

$N_{\text{опар}}, N_{\text{онеп}}$ – максимальна пропускна спроможність ділянки в парному, непарному напрямку;

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

$$W_T = W_{\text{пар}} N_{\text{пар}} + W_{\text{неп}} N_{\text{неп}}, \quad (1.14)$$

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

$$W_{\text{пар(неп)}} = I_{\text{пар(неп)}} \cdot U_{\text{ном}} \cdot t_{\text{пар(неп)}}, \quad (1.15)$$

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

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

$$I_{\text{неп}} = \frac{1}{2 \cdot 44,3} \cdot [(120 + 135) \cdot 3 + (135 + 180) \cdot 3,7 + (180 + 180) \cdot 8,3 + (120 + 150) \cdot 3,3 + (150 + 255) \cdot 3,3 + (255 + 210) \cdot 6 + (210 + 225) \cdot 7,3 + (225 + 195) \cdot 5,8] = 175,5 \text{ А},$$

$$I_{\text{неп}} = \frac{1}{2 \cdot 44,3} \cdot [(240 + 255) \cdot 1,7 + (255 + 195) \cdot 2,2 + (195 + 225) \cdot 4,4 + (225 + 240) \cdot 4,4 + (240 + 205) \cdot 3,3 + (205 + 255) \cdot 4,9 + (255 + 195) \cdot 3,8 + (195 + 180) \cdot 3,9 + (215 + 180) \cdot 0,7] = 218,8 \text{ А},$$

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

$$W_{\text{неп}} = 175,5 \cdot 25 \cdot 0,68 = 2996,7 \text{ кВт} \cdot \text{год},$$

$$W_{\text{пар}} = 218,8 \cdot 25 \cdot 0,487 = 2663,9 \text{ кВт} \cdot \text{год},$$

Витрата електроенергії на рух поїздів:

$$W_T = 2996,7 \cdot 85 + 2663,9 \cdot 85 = 481151 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Тоді для вузлової схеми:

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

$$B_0 = \frac{0,0228 \cdot 481151^2}{24 \cdot 25^2} \left\{ 2,95 \left[\frac{24}{85 \cdot 0,683 + 85 \cdot 0,487} + 0,46 \left(0,25 - \frac{0,167}{0,738 + 0,487} \right) \right] + \frac{4}{3} \frac{0,167}{0,738 + 0,487} \left(1,1 \frac{144 \cdot 0,783 + 144 \cdot 0,487}{85 \cdot 0,683 + 85 \cdot 0,487} - 1 \right) + 1 \right\} = 717523 \text{ кВт} \cdot \text{год} / (\text{Ом} \cdot \text{рік}).$$

(5.1.14)

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

$$F_{\text{ме}} = 0,46 \sqrt{717523} = 390 \text{ мм}^2 - \text{ для двоколіїної ділянки}$$

$$F_{\text{ме}} = \frac{390}{2} = 195 \text{ мм}^2 - \text{ для однієї колії}$$

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

Таблиця 1.2 – Параметри контактної мережі

Тип підвіски	Перерізу мідному еквіваленті, мм ²	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

$$I_{\text{роз}} = I_{\text{фід}} k'_{i20} k_{\phi}, \quad (1.16)$$

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

$$k_{\phi} = \frac{0,36\alpha^2}{n_0} + 1, \quad (1.17)$$

де α – відношення часу руху поїзда міжпідстанційною зоною до часу струмоспоживання,

$$\alpha = \frac{t}{t_c}; \quad (1.18)$$

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

$$\alpha = \frac{0,74}{0,68} = 1,088;$$

$$k_{\phi} = \frac{0,36 \cdot 1,088^2}{4,43} + 1 = 1,096;$$

$$I_{\text{роз}} = 788,3 \cdot 2 \cdot 1,095 = 1724 \text{ А} > 1060 \text{ А}.$$

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

Для даної підвіски умова перерізу контактної підвіски за нагрівом виконується.

1.2. Механічний розрахунок анкерної ділянки

1.2.1. Довжина еквівалентного прогону

$$\ell_e = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n \ell_i^3}{\ell_a}},$$

де ℓ_i – довжина i -го прогону, м;

ℓ_a – довжина анкерної ділянки, м.

$$\ell_e = \sqrt{\frac{2 \cdot 70^3 + 3 \cdot 60^3 + 15 \cdot 50^3 + 4 \cdot 55^3}{2 \cdot 70 + 3 \cdot 60 + 15 \cdot 50 + 4 \cdot 55}} = 54,8 \text{ м}.$$

5.1.3.2 Розрахунковий режим

					02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ	Лист 20
Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата		

$$\ell_{кр} = T \sqrt{\frac{24\alpha (t_r - t_{min(0)})}{q_{гр}^2 - g_0^2}}_{max},$$

де α – коефіцієнт температурного лінійного розширення матеріалу тросу, 1/К.

$$\ell_{кр} = 1600 \sqrt{\frac{408 \cdot 10^{-6} [-5 - (-40)]}{5,61^2 - 1,81^2}} = 36 \text{ м.}$$

$\ell_{кр} < \ell_e$, отже розрахунковим буде режим ожеледі з вітром.

1.3.3. Натяг навантаженого несучого тросу

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

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

$$B = \frac{g_0^2 \ell_e^2}{24\alpha};$$

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

$$A = -5 - \frac{5,61^2 \cdot 54,8^2}{408 \cdot 10^{-6} \cdot 1600^2} + \frac{1600}{20,37} = -16,94^\circ\text{С.}$$

$$B = \frac{1,807^2 \cdot 54,8^2}{408 \cdot 10^{-6}} = 2,4034 \cdot 10^7 \text{ даН}^2 \cdot ^\circ\text{С.}$$

Змінюючи натяг несучого тросу від максимального до 600 даН з кроком 200 даН заповнюємо табл. 5.7.

Таблиця 5.7

Приклад заповнення таблиці з результатами розрахунку

T_x , даН	1600,00	1400,00	1200,00	1000,00	800,00	600,00	400,00
t_x , °С	-86,11	-73,42	-59,17	-42,01	-18,67	20,36	113,64

1.2.2. Температура, при якій контактний провід не має стріли прогину

$$t_0 = t_{\text{сеп}} - \Delta t;$$

$$t_{\text{сеп}} = \frac{t_{\text{max}} + t_{\text{min}}}{2},$$

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

$$t_{\text{сеп}} = \frac{40 + (-40)}{2} = 0^\circ\text{C}$$

$$t_0 = 0 - 10 = -10 \text{ } ^\circ\text{C}$$

1.2.3. Натяг несучого троса, при якому відсутній прогин контактного проводу

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

Значення T_0 підбираємо ітераційним методом:

$$T_0 = 745 \text{ даН.}$$

1.2.4. Натяг несучого троса при ожеледі з вітром

$$t_\Gamma = A + \frac{B_\Gamma}{T_\Gamma^2} - \frac{T_\Gamma}{\alpha ES};$$

$$B_\Gamma = \frac{q_{\text{нр}}^2 \ell_e^2}{24\alpha};$$

$$B_\Gamma = \frac{5,61^2 \cdot 54,8^2}{408 \cdot 10^{-6}} = 2,317 \cdot 10^7 \text{ даН}^2 \cdot ^\circ\text{C};$$

$$T_\Gamma = 1600 \text{ даН.}$$

1.2.5. Натяг несучого троса при максимальній швидкості вітру

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

$$B_v = \frac{q_{\text{нв}}^2 \ell_e^2}{24\alpha};$$

$$B_v = \frac{2,006^2 \cdot 54,8^2}{408 \cdot 10^{-6}} = 2,962 \cdot 10^7 \text{ даН}^2 \cdot ^\circ\text{C};$$

$$T_v = 719 \text{ даН.}$$

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

1.2.6. Стріла прогину контактного проводу, м

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

де e_{Π} – відстань від осі опори до опорної струни в прогоні ℓ_{Π} , м;
 ℓ_{Π} – прогін, в якому розташовується пішохідний місток, м.

$$f_{xi} = \frac{1,807(70 - 2 \cdot 10)^2}{8(1600 + 2 \cdot 1000)} \left(1 - \frac{1600}{745}\right) = -0,2 \text{ мм.}$$

1.2.7. Стріла прогину навантаженого несучого троса

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

де b_{Π} – відстань між несучим та ресорним тросом по осі опори в прогоні ℓ_{Π} , м;
 H – натяг ресорного троса, $H = 150$ даН.

$$F_{x\Pi} = \frac{1}{1600} \left(\frac{1,807 \cdot 70^2}{8} + 0,7 \cdot 150 - (-0,18) \cdot 10^3 \cdot 2 \right) = 0,98 \text{ м.}$$

1.2.8. Натяг ненавантаженого несучого троса

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

$$B_p = \frac{g_H^2 \ell_e^2}{24 \alpha},$$

$$B_p = \frac{0,834^2 \cdot 54,8^2}{408 \cdot 10^{-6}} = 5,12 \cdot 10^6 \text{ даН}^2 \cdot \text{°С};$$

$$T_{px} = 402 \text{ даН.}$$

1.2.9. Стріла прогину ненавантаженого несучого троса

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

$$F_{px\Pi} = \frac{0,834^2 \cdot 70^2}{8 \cdot 402} = 1,27 \text{ м.}$$

Результати виконаних розрахунків зводяться до табл. 1.4 та на основі якої будують монтажні криві рис. 1.4.

					02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						23
Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.4 – Монтажна таблиця

$t_x, ^\circ\text{C}$	-40	-30	-20	-10	-5	0	5	10	20	30	40
$T_x, \text{даН}$	982	887	810	745	715	690	666	640	600	568	538
$f_{xp}, \text{м}$	-0,06	-0,04	-0,02	0,00	0,01	0,02	0,02	0,03	0,04	0,05	0,06
$F_{xp}, \text{м}$	1,36	1,45	1,54	1,63	1,67	1,71	1,75	1,80	1,88	1,95	2,02
$T_{px}, \text{даН}$	690	580	495	430	403	380	358	341	312	289	270
$F_{px}, \text{м}$	0,74	0,88	1,03	1,19	1,27	1,34	1,43	1,50	1,64	1,77	1,89

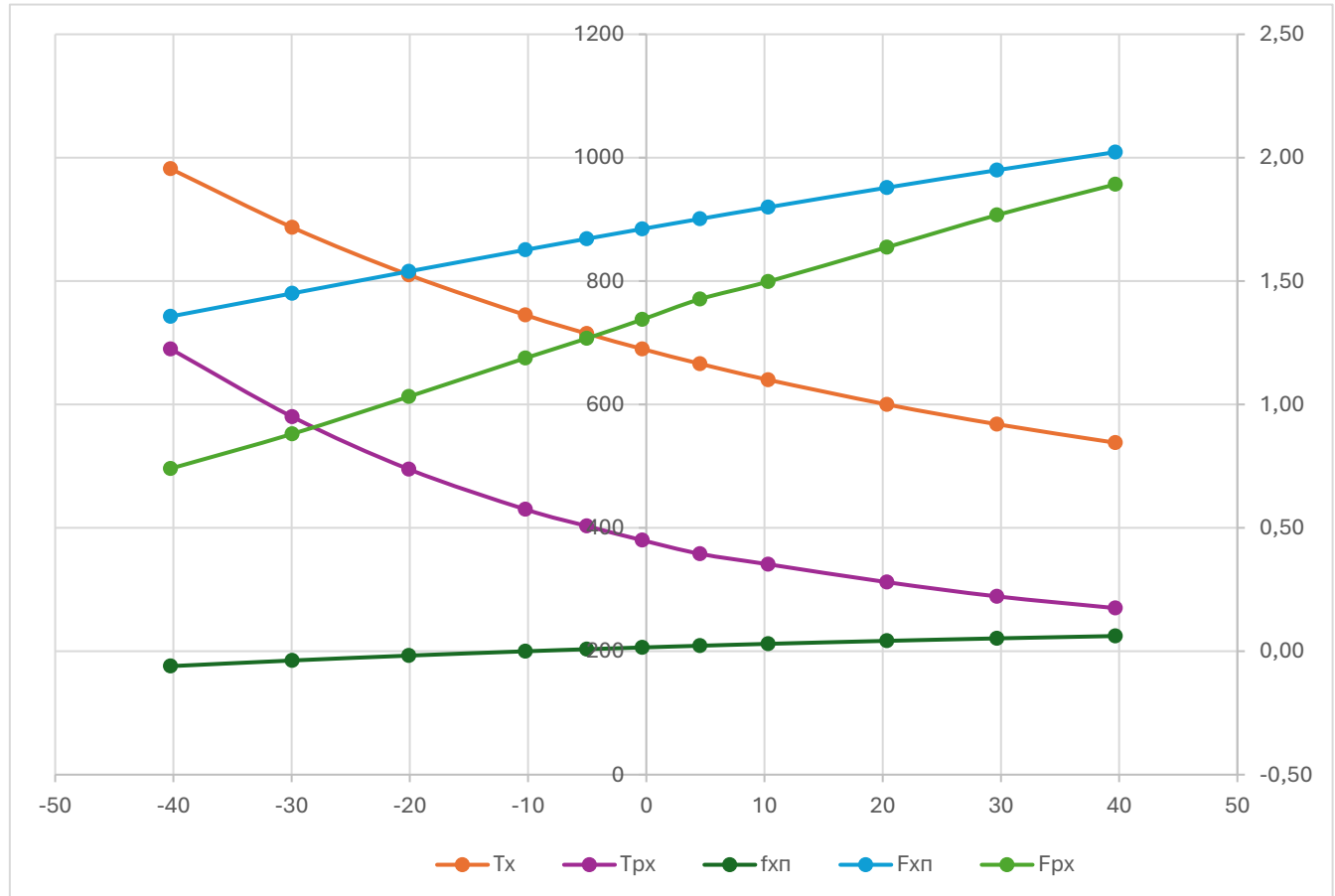


Рисунок 1.3 – Монтажні криві

Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата

2. ЕЛЕКТРИЧНІ ПІДСТАНЦІ ТА СТАНЦІЇ

2.1. Розрахунок потужності трансформаторів

Зобразимо структурну схему розрахункової підстанції (рис. 2.1).

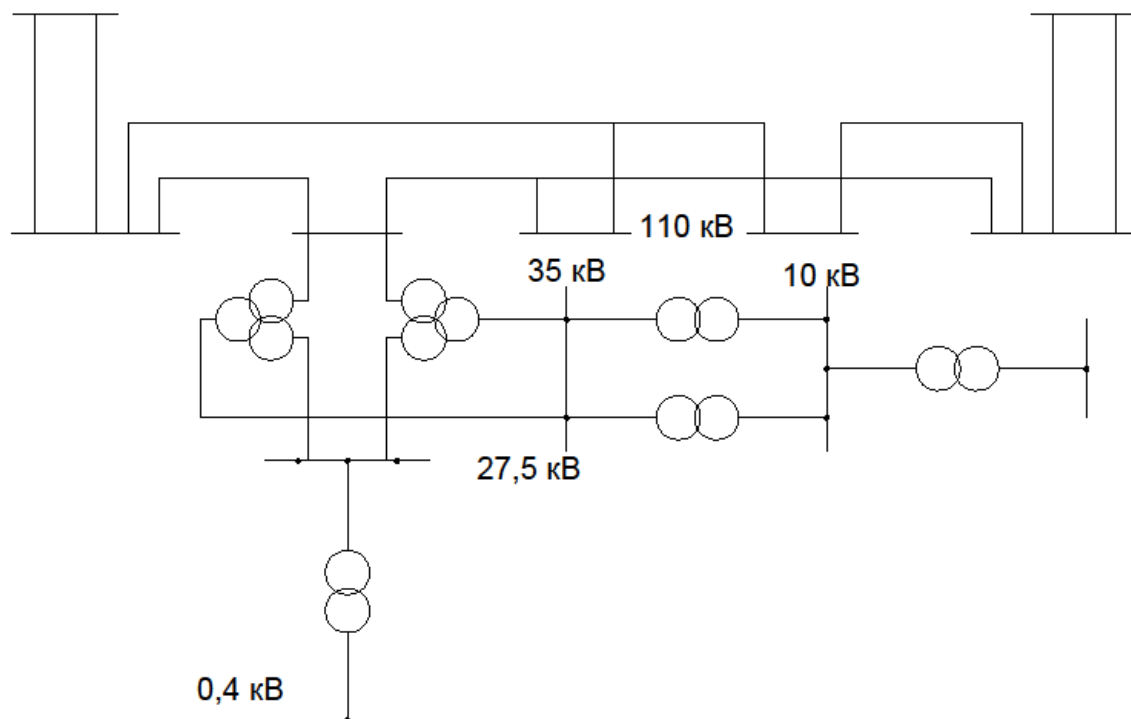


Рис. 2.1. Структурна схема розрахункової ТП

Для шин 27,5 кВ

$$S_{max27,5} = S_T + S_{ТСН} + S_{дпр}, \quad (2.1)$$

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

$S_{ТСН}$ - потужність трансформаторів власних потреб, кВА;

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

Потужність тягового навантаження

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

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

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

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

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

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

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

Або,

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

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

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

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

Відповідно до (2.1) отримаємо:

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

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

$$S_{max35} = 0,2 \cdot 18530 = 3706 \text{ кВА}$$

$$S_{max10} = 0,1 \cdot 18530 = 1853 \text{ кВА}$$

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

Тоді отримаємо:

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

$$S_{ш.max35} = (2500 + 3706) \cdot 0,95 = 5895,7$$

Розрахункова потужність головного понижуючого трансформатора

$$S_{розрах.max} = (S_{ш.max27,5} + S_{ш.max35})k_p$$

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

Результати вибору трансформаторів зведемо до табл. 2.1.

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

Таблиця 2.1. Вибрані трансформатори та їх паспортні дані

№ п/п	Тип трансформатора	Кількість	U1, кВ	U2, кВ	U3, кВ	Uк, %			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 ₀ /Y _H /Δ ₀ – 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 ₀ – 0

Потужність підстанції

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

Розрахунок струмів к.з.

До структурної схеми рис. 2.1 побудуємо схему заміщення рис. 2.2.

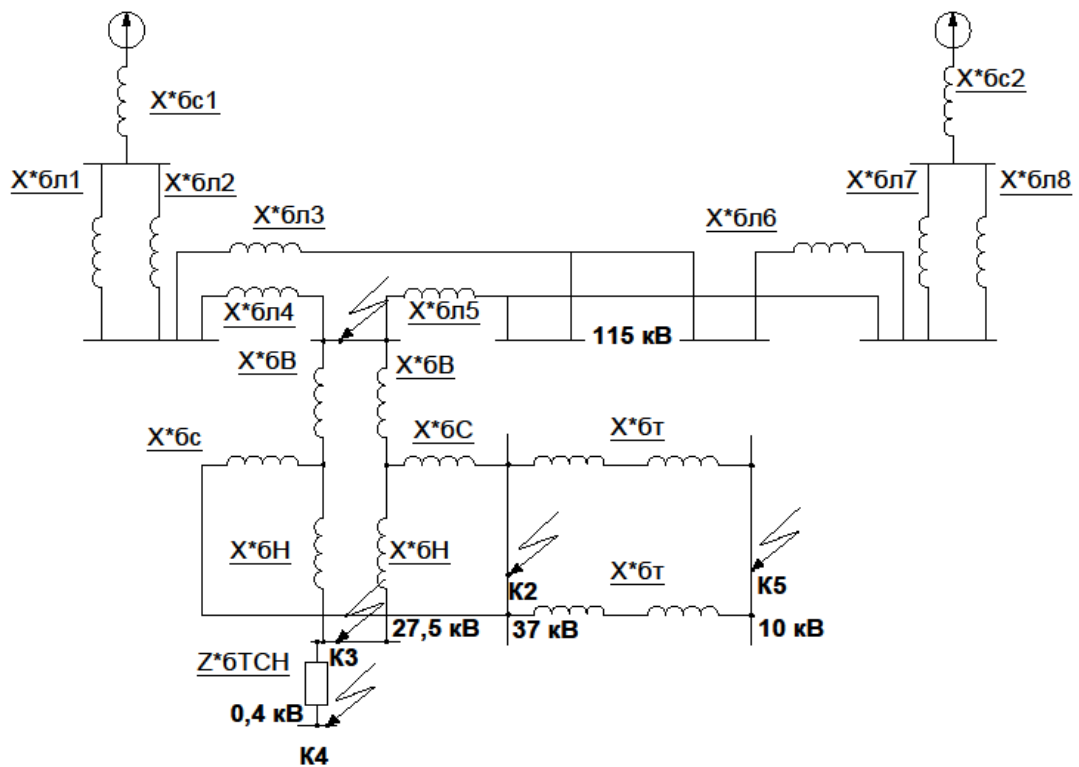


Рис. 2.2. Схема заміщення

Приймаємо базисну потужність $S_0 = 100 \text{ МВА.}$

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

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

Базисний струм знаходимо за формулою:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}}} \quad (2.3)$$

Струм короткого замикання визначимо по формулі:

$$I_{\text{к}} = \frac{I_6}{x_{*6}} \text{ кА.} \quad (2.4)$$

Базисний опір системи має таку формулу:

$$x_{*6\text{сист}} = \frac{S_6}{S_{\text{к}}} \quad (2.5)$$

Визначимо струм к.з в точці К1, для цього розглянемо схему заміщення до точки К1 (рис. 2.3).

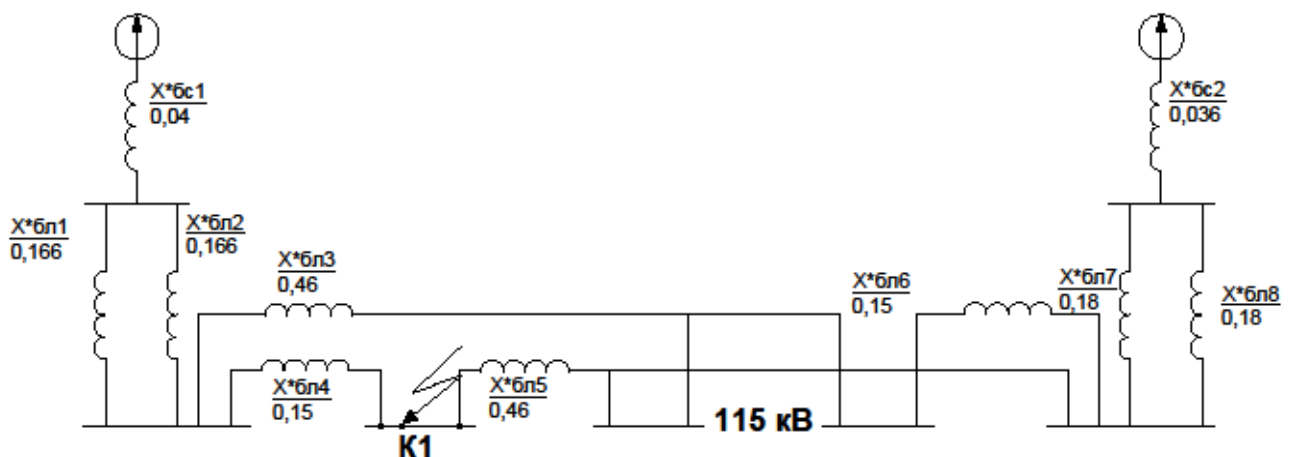


Рис. 2.3. Схема заміщення до точки К1

Відповідно до (2.5) визначимо базисний опір системи 1:

$$x_{*6\text{сист}1} = \frac{100}{2300} = 0,043.$$

Базисний опір системи 2:

$$x_{*6\text{сист}2} = \frac{100}{2600} = 0,038.$$

Базисний струм:

$$I_{61} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ш.110}}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА.}$$

Опори ліній:

$$X_{*6л1} = X_{*6л2} = X_0 \cdot L_5 \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2} = 0,4 \cdot 55 \cdot \frac{100}{1,15^2} = 0,166;$$

$$X_{*6л3} = X_0 \cdot (L_1 + L_2 + L_3) \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2} = 0,4 \cdot (50 + 50 + 52) \cdot \frac{100}{115^2} = 0,46;$$

$$X_{*6л4} = X_0 \cdot L_1 \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2} = 0,4 \cdot 50 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,15;$$

$$X_{*6л5} = X_0 \cdot (L_2 + L_3 + L_4) \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2} = 0,4 \cdot (50 + 52 + 49) \cdot \frac{100}{115^2} = 0,46;$$

$$X_{*6л6} = X_0 \cdot L_4 \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2} = 0,4 \cdot 49 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,15;$$

$$X_{*6л7} = X_{*6л8} = X_0 \cdot L_6 \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2} = 0,4 \cdot 60 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,18.$$

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

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

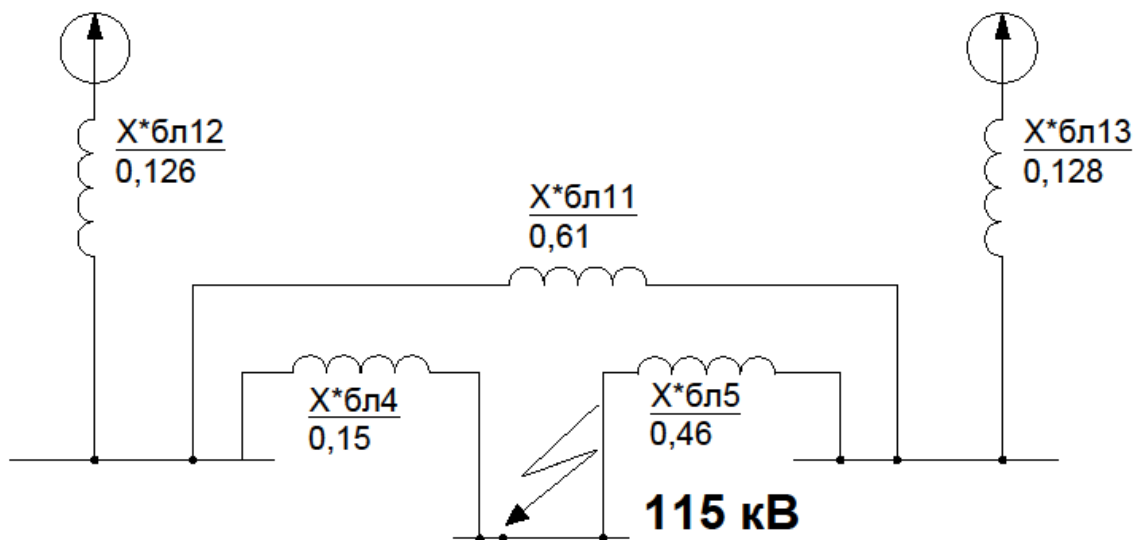


Рис. 2.4. Перетворена схема заміщення до точки К1

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

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

$$X_{*бл12} = X_{*бл1} + X_{*бл9} = 0,043 + 0,083 = 0,126;$$

$$X_{*бл13} = X_{*бл2} + X_{*бл10} = 0,038 + 0,09 = 0,128.$$

Після деяких перетворень отримаємо згорнуту схему заміщення (рис. 2.5).

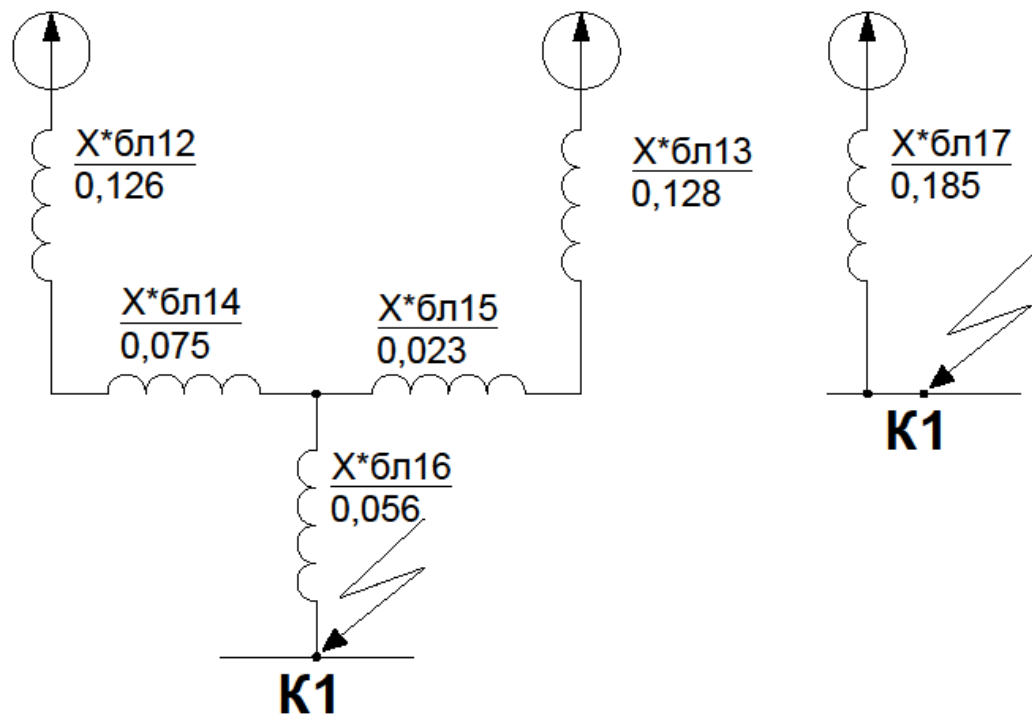


Рис. 2.5. Згорнута схема заміщення до точки К1

$$X_{*бл14} = \frac{X_{*бл4} \cdot X_{*бл11}}{X_{*бл4} + X_{*бл5} + X_{*бл11}} = \frac{0,15 \cdot 0,61}{0,15 + 0,61 + 0,46} = 0,075;$$

$$X_{*бл15} = \frac{X_{*бл5} \cdot X_{*бл11}}{X_{*бл4} + X_{*бл5} + X_{*бл11}} = \frac{0,46 \cdot 0,61}{0,15 + 0,61 + 0,46} = 0,23;$$

$$X_{*бл16} = \frac{X_{*бл4} \cdot X_{*бл5}}{X_{*бл4} + X_{*бл5} + X_{*бл11}} = \frac{0,15 \cdot 0,46}{0,15 + 0,61 + 0,46} = 0,056;$$

$$\begin{aligned} X_{*бл17} &= X_{*бл16} + \frac{(X_{*бл12} + X_{*бл14}) \cdot (X_{*бл13} + X_{*бл15})}{X_{*бл12} + X_{*бл14} + X_{*бл13} + X_{*бл15}} = \\ &= 0,056 + \frac{(0,126 + 0,075) \cdot (0,128 + 0,23)}{0,126 + 0,075 + 0,128 + 0,23} = 0,185. \end{aligned}$$

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

$$I_{K1} = \frac{I_{\delta 1}}{X_{*6K1}} = \frac{0,502}{0,18} = 2,71 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці К1:

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

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

Розрахунок струмів КЗ до точки К2 на шинах 35 кВ

Зобразимо схему заміщення до точки К2 (рис. 2.6).

Знайдемо напруги короткого замикання обмоток трансформатора:

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

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

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

Визначимо опір обмоток трансформатора:

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

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

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

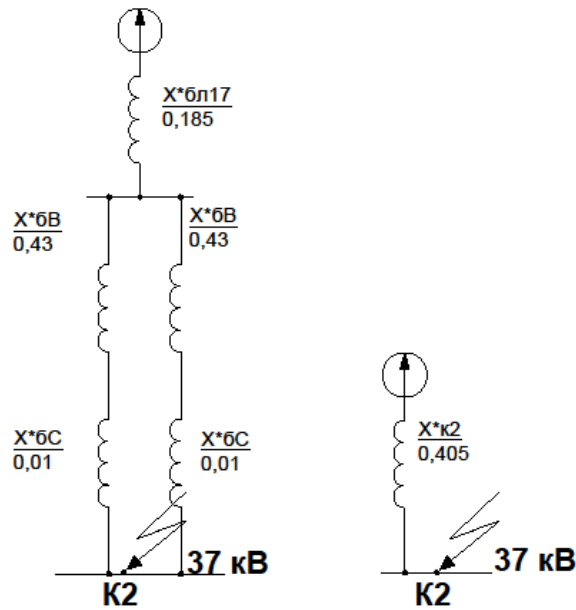


Рис. 2.6. Схема заміщення до точки К2

Базисний струм для точки К2:

$$I_{62} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ кА},$$

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

Струм короткого замикання в точці К2:

$$I_{K2} = \frac{I_{62}}{X_{*6K2}} = \frac{1,56}{0,405} = 3,85 \text{ кА}.$$

Ударний струм в точці К2:

$$i_{y2} = 2,55 \cdot I_{K2} = 2,55 \cdot 3,85 = 9,82 \text{ кА};$$

$$I_{куст} = 1,52 \cdot I_{K1} = 1,52 \cdot 3,85 = 5,85 \text{ кА}.$$

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

Загальний опір:

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

Базисний струм для точки К3

$$I_{63} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 27,5} = 2 \text{ кА}$$

Схема заміщення до точки К3 (рис. 2.7)

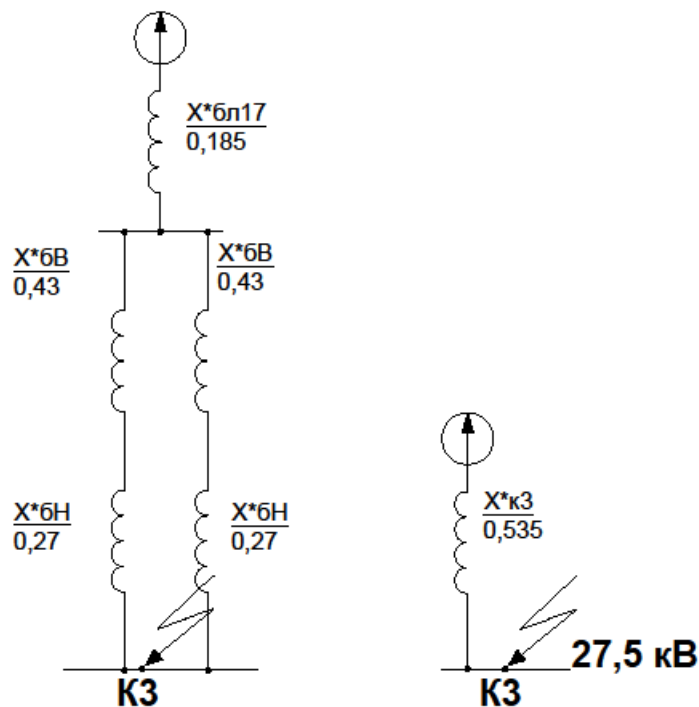


Рис. 2.7. Схема заміщення до точки КЗ

Струм короткого замикання в точці КЗ:

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

Струм в точці КЗ:

$$i_{уз} = 2,55 \cdot I_{кз} = 2,55 \cdot 3,74 = 9,64 \text{ кА.}$$

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

Розрахунок струмів КЗ до точки К4 на ТВП сторони 0.4 кВ

Схема заміщення до точки К4 (рис. 2.8)

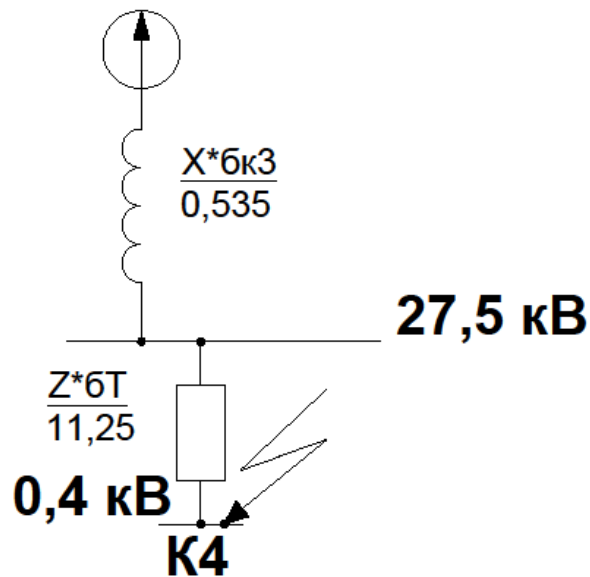


Рис. 2.8. Схема заміщення до точки К4

У трансформатора власних потреб активна і індуктивна складові опору співрозмірні.

$$Z_{*бТ} = \frac{I_{к3}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{НОМТ}} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{100}{0,4} = 11,25 ;$$

$$R_{*бТ} = \frac{\Delta P_{к3}}{S_{НОМТ}} \cdot \frac{S_б}{S_{НОМТ}} = \frac{5,5}{400} \cdot \frac{100}{0,4} = 3,44 ;$$

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

$$Z_{*бТ\Sigma} = \sqrt{(X_{*бК3} + X_{*бТ})^2 + R_{*бТ}^2} = \sqrt{(0,535 + 10,7)^2 + 3,44^2} = 11,75.$$

Базисний струм для точки К4:

$$I_{б4} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{ср}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 144,34 \text{ кА.}$$

Струм короткого замикання в точці К4:

$$I_{к4} = \frac{I_{б4}}{Z_{*бТ\Sigma}} = \frac{144,34}{11,75} = 12,32 \text{ кА.}$$

Ударний струм в точці К4:

					02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ	Лист 34
Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата		

$$i_{y4} = 1,84 \cdot I_{K4} = 1,84 \cdot 12,32 = 22,67 \text{ кА};$$

$$I_{\text{куст}} = 1,52 \cdot I_{K4} = 1,52 \cdot 12,32 = 18,73 \text{ кА}.$$

Розрахунок струмів К3 до точки К5 на шинах 10 кВ

Опір трансформатора по формулі:

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

Загальний опір до шин 10 кВ:

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

Базисний струм для точки К5:

$$I_{65} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}.$$

Струм короткого замикання в точці К5:

$$I_{K5} = \frac{I_{65}}{X_{*6K5}} = \frac{5,5}{3,005} = 1,832 \text{ кА}.$$

Ударний струм в точці К5:

$$i_{y5} = 2,55 \cdot I_{K5} = 2,55 \cdot 1,83 = 4,67 \text{ кА};$$

$$I_{\text{куст}} = 1,52 \cdot I_{K5} = 1,52 \cdot 1,83 = 2,72 \text{ кА}.$$

Теплові імпульси:

$$B_K = I_K^2 (t_{\text{откл}} + T_a);$$

$$K1: B_K = 2,71^2 (2 + 0,05) = 15,06 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$K2: B_K = 3,85^2 (1,5 + 0,05) = 23 \text{ кА}^2\text{с};$$

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

$$K4: B_K = 12,32^2 (0,5 + 0,05) = 7,7 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$K5: B_K = 1,83^2 (1,5 + 0,05) = 5,19 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Результати розрахунків зведемо в табл. 2.2

					02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						35
Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата		

Результати розрахунків струмів для точок к. з.

Таблиця 2.2

Точки короткого замикання	Струми короткого замикання при $S_6=100$ МВА				
	I_6 , кА	I_K , кА	$I_{куст}$, кА	i_y , кА	W_K , кА ² с
К1	0.502	2,71	4,12	9,91	15,06
К2	1.56	3,85	5,85	9,98	23
К3	2	3,74	5,68	9,54	7,7
К4	144.34	12,32	18,73	22,67	83,48
К5	5,5	1,83	2,78	4,67	5,19

Розрахунок максимальних робочих струмів приєднань

Розрахунки виконаємо в табл. 2.3

Таблиця 2.3 - Максимальні робочі струми приєднань

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

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

2.2. Вибір електричних апаратів вище 1000 В

Вибір вимикачів.

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

$$I_{відкл.мах} \geq I_k$$

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

I_k – струм к.з., кА.

Високовольтні вимикачі, що встановлюються в розподільчому пристрої повинні відповідати таким умовам:

- 1) $U_{ном} \geq U_p$
- 2) $I_n \geq I_p$
- 3) $I_{номоткл} \geq I_k$
- 4) $i_d \geq i_{уд}$
- 5) $I_T^2 \cdot t_T \geq B_k$
 $B_k = I_k^2 (t_{откл} + T_a)$

Приведемо приклад розрахунку для вводу 110 кВ:

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

$$B_{кдоп} = I_T^2 \cdot t_T = 37,094^2 \cdot 2,58 = 3549,99 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Подальші розрахунки зведемо до табл. 2.4.

Вибір роз'єднувачів.

При виборі роз'єднувачів перевіряються наступні умови:

- 1) $U_{ном} \geq U_p$
- 2) $I_{ном} \geq I_p$
- 3) $I_{\partial} \geq I_{y\partial}$
- 4) $I_T^2 \cdot t_T \geq B_k$
 $B_k = I_k^2(t_{відкл} + T_a)$

Аналогічно попередньому випадку необхідно перерахувати тепловий імпульс. Для вводу 110 кВ:

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

Подальші розрахунки та вибір роз'єднувачів зведемо до таблиці 2.5.

Таблиця 2.4 - Вибрані вимикачі

№	Найменування приєднань	Тип Вимикача	Співвідношення паспортних і розрахункових даних				
			$\frac{U_{ном}}{U_{роб}}$	$\frac{I_{ном}}{I_{роб.мах}}$	$\frac{I_{\partial}}{I_y}$	$\frac{I_{ном.відк}}{I_k}$	$\frac{I_T^2 t_T}{B_K}$
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Вводи в РП-110 кВ	ВГТ-110 П*-40/2500 У1	110	2500	102	40	3550
			110	367.8	6,91	2,71	15,06
2	Сторона СН ГПТ	ВР35-35-20/1250 У2	35	1250	52	20	2560
			35	578,05	9,82	3,85	23
3	Сторона НН ГПТ	ВБЗО-27,5-20/1000 У1	27.5	1000	52	20	1200
			27.5	735.7	9,54	3,74	7,7
4	Споживачі 35 кВ	ВР35-35-20/1250 У2	35	1250	52	20	1200
			35	18	9,82	3,85	23
5	Споживачі 10 кВ	ВР3-10-40/630 У1	10	630	52	20	1200
			10	37,4	4,67	1,83	5,19

1	2	3	4	5	6	7	8
6	Сторона ВН РТ 35/10	ВР35-35- 20/1250 У2	35	1250	52	20	1200
			35	57,8	9,82	3,85	23
7	Фідер к.м. 27,5 кВ	ВБЗО-27,5- 20/1000 У1	27.5	1000	52	20	1200
			27.5	121,7	9,54	3,74	7,7
8	Сторона НН РТ 35/10	ВР3-10- 20/630 У1	27.5	121,7	9,54	3,74	7,7
			10	141,6	4,67	1,83	5,19
9	Сторона ВН ТВП	ВР1-20/630 У1	10	630	52	20	1200
			10	32,4	4,67	1,83	5,19

Таблиця 2.5 – Вибрані роз'єднувачі

№	Найменування приєднань	Тип Вимикача	Співвідношення паспортних і розрахункових даних			
			$\frac{U_{ном}}{U_{роб}}$	$\frac{I_{ном}}{I_{роб.мах}}$	$\frac{I_{д}}{I_{у}}$	$\frac{I_{Т}^2 t_{Т}}{B_{К}}$
1	Вводи в РУ-110 кВ	РДЗ.2-110 Б- 1000У1	110	1000	80	3550
			110	367.8	6,91	15,06
2	Сторона НН ГПТ	РДЗ.2- 35/1000У1	35	1000	80	1200
			27,5	735,7	9,54	7,7
3	Споживачі 35 кВ	РДЗ.1- 35/1000-У1	35	1000	50	1200
			35	18	9,82	23
4	Споживачі 10 кВ	РДЗ- 10/1000У1	10	1000	80	1200
			10	37,4	4,67	5,19
5	Сторона НН РТ-35/10	РДЗ.2- 35/1000У1	35	1000	50	1200
			10	141,6	9,54	7,7
6	Фідер к.м. 27,5 кВ	РДЗ.1- 35/1000У1	35	1000	80	1200
			27,5	121,7	9,54	7,7
7	Сторона ВН		35	1000	50	1200

	PT-35/10	РДЗ.1- 35/1000У1	35	57,8	9,82	23
--	----------	---------------------	----	------	------	----

2.3. Проектування сонячної електростанції

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



PVsyst V8.0.13

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Сергієнко Віктор

Variant: New simulation variant

No 3D scene defined, no shadings

System power: 11.34 kWp

Kozinka - Ukraine

Serhilenko Viktor

					02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ	Лист 40
Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата		

Рисунок 2.10 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst



Project: Сергієнко Віктор

Variant: New simulation variant

PVsyst V8.0.13

VCO, Simulation date:
19/08/25 11:45
with V8.0.13

Project summary			
Geographical Site Kozinka Ukraine	Situation Latitude Longitude Altitude Time zone	48.47 °(N) 34.28 °(E) 151 m UTC+2	Project settings Albedo 0.20
Weather data Kozinka Meteonorm 8.2 (2001-2020), Sat=100% - Synthetic			

System summary			
Grid-Connected System	No 3D scene defined, no shadings		
Orientation #1 Fixed plane Tilt/Azimuth 40 / 5 °	Near Shadings no Shadings	User's needs Unlimited load (grid)	
System Information PV Array	Inverters		
Nb. of modules 18 units Pnom total 11.34 kWp	Nb. of units 0.2 unit Total power 8.3 kWac Pnom ratio 1.36		

Results summary			
Produced Energy 15018 kWh/year	Specific production 1324 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 89.18 %	

Table of contents	
Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Predef. graphs	6

Рисунок 2.12 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst



Project: Сергієнко Віктор
Variant: New simulation variant

PVsyst V8.0.13
VCO, Simulation date:
19/08/25 11:45
with V8.0.13

Main results

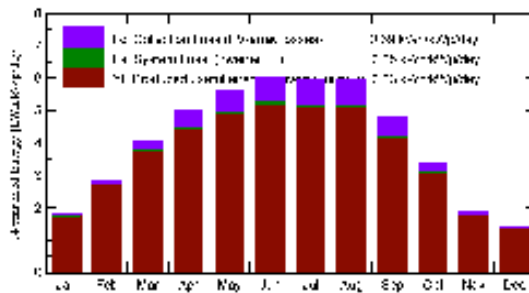
System Production

Produced Energy 15018 kWh/year

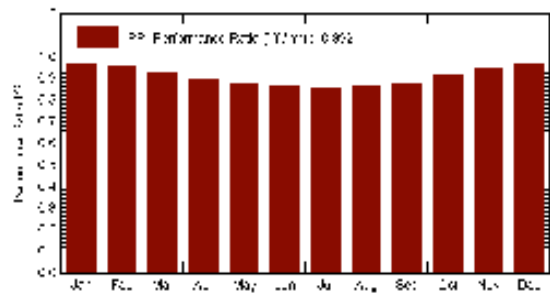
Specific production
Perf. Ratio PR

1324 kWh/kWp/year
89.16 %

Normalized productions (per Installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	30.5	18.72	-3.64	58.2	55.1	624	615	0.965
February	49.7	27.10	-2.68	79.9	78.2	878	866	0.956
March	92.9	46.29	2.67	126.1	123.2	1347	1330	0.930
April	131.7	60.74	10.32	150.1	145.8	1537	1516	0.891
May	174.1	79.94	16.97	173.7	168.3	1745	1720	0.874
June	190.8	82.16	20.27	180.7	174.9	1801	1774	0.866
July	190.4	78.92	22.83	184.6	178.6	1820	1792	0.856
August	168.1	71.75	22.51	184.9	179.6	1828	1801	0.859
September	114.1	51.41	16.05	143.7	139.9	1449	1429	0.877
October	70.0	37.01	9.15	105.0	102.6	1107	1093	0.918
November	33.0	20.96	3.43	56.5	55.3	614	605	0.944
December	23.8	15.75	-1.07	43.7	42.8	484	477	0.961
Year	1269.0	590.75	9.80	1485.0	1444.4	15233	15018	0.892

Legends

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

Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата
-----	------	---------	--------	------

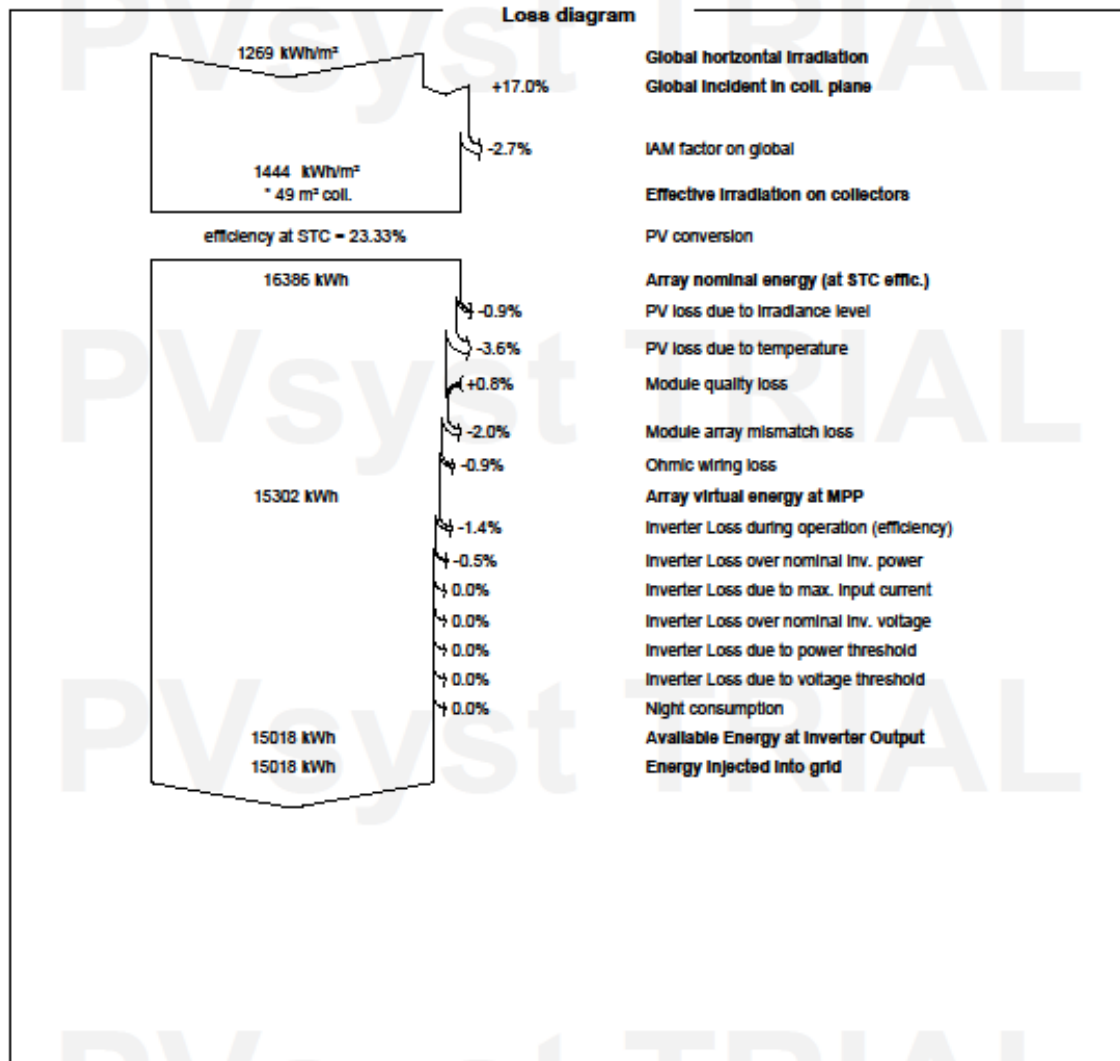
Рисунок 2.13 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst



Project: Сепрієнко Віктор

Variant: New simulation variant

PVsyst V8.0.13
 VCO, Simulation date:
 19/08/25 11:45
 with V8.0.13



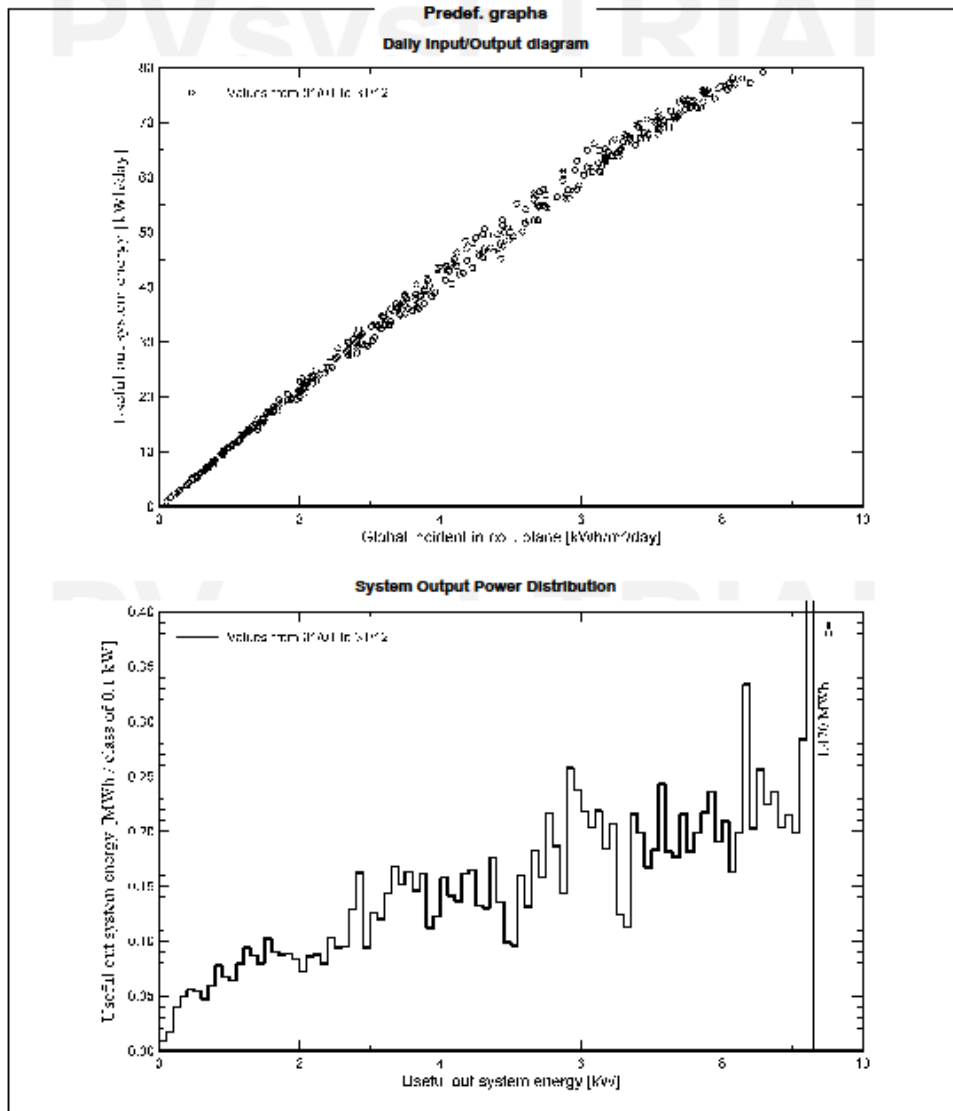
Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата

Рисунок 2.14– Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst



Project: Сергієнко Віктор
Variant: New simulation variant

PVsyst V8.0.13
VC0, Simulation date:
19/06/25 11:45
with V8.0.13



19/06/25

PVsyst Evaluation mode

Page 6/6

Рисунок 2.15 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

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

3. ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ ТА РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ

3.1. Розрахунок кабельної лінії електропередавання

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

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

Інші вихідні данні представлені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Вихідні дані

№ варіанту	Напруга мережі, кВ	Максимальний струм 3-ф КЗ на шинах 10 кВ, кА	Повний час тривалості короткого замикання, с	Максимальна розрахункова передавана потужність, кВт	Довжина кабельної лінії, км
2	10	1,83	0,5	2500	1

Розрахунок за тривалим струмом навантаження.

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

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

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

U_g – напруга мережі, кВ;

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

В табл. (3.1) зведемо результати розрахунку в табл. 3.2.

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

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

№ КЛ	$P_{\max.c}$, кВт	U_g , кВ	$\cos \phi$	I_o , А	S , мм ²	I_c , А
2	2500	10	0,99	145	50	152

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:

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

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_o , А	I_{cg} , А	Виконання умови
1	152	0,98	1	1,16	1	145	172,79	виконується

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

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

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

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

№ КЛ	I_c , А	k_1	k_2	k_{33}	k_4	k_5	I_o , А	I_{cg} , А	Виконання умови
1	144	0,919	0,98	1	1,12	1	145	145,25	виконується

Для кабелів, прокладених у повітрі (на драбинах) тривалий допустимий струм у амперах у заданих умовах прокладання кабелю розраховуємо за значень коригувальних коефіцієнтів 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.

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

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

№ КЛ	I_c , А	k_{zn}	k_7	I_o , А	I_{cg} , А	Виконання умови
1	189	1,08	1	46,65	204,12	виконується

За допустимим тривалим струмом навантаження кабель перевірку проходить.

Розрахунок за допустимим струмом короткого замикання по жилі кабелю.

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

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

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

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

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

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

t - час спрацювання захисту, с.

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

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

№ КЛ	$I_{t.sc}$, кА	t , с		$I_{c.sc}$, кА	$I^{(3)}_{sc}$, кА	Виконання умови
1	4,7	0,5		6,6	2	виконується

Розрахунок за допустимим струмом короткого замикання по екрану кабелю.

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

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

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

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

де t – час спрацювання захисту, с;

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

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

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

Результати 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 ²	$I_{t.sc}$, кА	t , с	$I_{s.sc}$, кА	$I_{sc}^{(2)}$, кА	Виконання умови
1	16	3,3	0,5	4,67	1,59	виконується

Розрахунок за падінням напруги в кінці КЛ.

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

Граничне падіння напруги в максимальному режимі розраховується за формулою:

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

де P – максимальна розрахункова потужність, кВт;

L – довжина лінії, км;

r_0 – активна складова опору лінії, Ом/км;

x_0 – індуктивна складова опору лінії, Ом/км;

U_g – напруга мережі, В.

Результати розрахунків по формулі (3.10) зведемо в табл. 3.8

Таблиця 3.8 – Результати розрахунку падіння напруги в кінці КЛ

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

№ К Л	$U_g,$ В	$L,$ км	$r_0,$ Ом/к м	$x_0,$ Ом/к м	$\Delta U,$ В	$\Delta U,$ %
1	10000	1	0,82	0,14	207,9	2,01

Розрахунок вибору способу заземлення екрану кабелю.

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

Розрахунок проводиться для таких режимів роботи КЛ:

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

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

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

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

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

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

де γ_1 – безрозмірний параметр впливу конфігурації взаємного розташування жил і екранів кабелів у просторі, який розраховується за формулою:

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

де β – 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 γ_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 ρ - питомий електричний опір, який за замовчуванням приймається рівним 1000 Ом·м.

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

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

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

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

де γ_3 – безрозмірний параметр впливу конфігурації взаємного розташування жил і екранів кабелів у просторі, який розраховується за формулою:

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

де α – 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_o , А	L , км	γ_1	$U_1^{(3)}$, В	γ_2	U_2 , В	γ_3	U_3 , В	Виконання умови
1	145	1	0,7	5,8	12,5	1,45	0,2	1,89	виконується

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

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

$$U_1^{(3)} < U_{lt,v}$$

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

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

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

Умова виконується, обираємо обмежувач перенапруги на 6 кВ.

3.2. Вибір параметрів релейного захисту кабельної лінії

Вихідні дані для розрахунку короткого замикання на СЕС:

1. Однолінійна схема СЕС ($P=2$ 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 – 1 км.
5. Струм трифазного короткого замикання в максимальному режимі на шинах 10 кВ ПС 35/10 кВ - 1,83 кА.
6. В якості провідників для розрахунку струму короткого замикання на шинах проєктованої СЕС прийнято 3хСІП-3-20 1х50 мм та кабель 3хАПвЕгаПу-12/20 1х120/25 мм, прокладка в трикутник. Р

Розрахунок опорів схеми заміщення в максимальному режимі роботи системи.

Опір системи:

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

Опір повітряно-кабельної лінії.

Активна складова

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

Реактивна складова

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

Сумарний опір до розрахункової точки К2

$$z_{к2} = \sqrt{z_c^2 + (r_l + x_l)^2}, \text{ Ом} \quad (3.23)$$

Опір трансформатора

					02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ	Лист 52
Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата		

$$z_T \approx x_T = \frac{u_k \cdot U_H^2}{100 \cdot S_{НОМ}}, \text{ Ом} \quad (3.24)$$

Сумарний опір до розрахункової точки К3

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

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

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

$z_c, \text{ Ом}$	$r_l, \text{ Ом}$	$x_l, \text{ Ом}$	$z_{K2}, \text{ Ом}$	$z_m, \text{ Ом}$	$z_{K3}, \text{ Ом}$
3,313	0,82	0,148	3,452	5,513	8,965

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

Розрахункова точка К1.

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

Розрахункова точка К2.

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

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

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

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

Сумарний струм КЗ в точці К2:

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

Розрахункова точка К3.

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

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

Сумарний струм КЗ в точці К3:

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

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

					02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						53
Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата		

$I_{K1}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{K2\text{ПС}}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{K\text{СЕС}}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{K2}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{K3\text{ПС}}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{K3}^{(3)}, \text{кА}$
1,83	1,756	0,137	1,893	0,676	0,813

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

$I_{K1}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{K2\text{ПС}}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{K\text{СЕС}}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{K2}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{K3\text{ПС}}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{K3}^{(2)}, \text{кА}$
1,592	1,528	0,119	1,648	0,588	0,708

3.3. Розрахунок уставок спрацювання захисту

Вихідні дані для розрахунку уставок спрацювання захисту:

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

• I ст. СВ (струмова відсічка)

Струм спрацювання захисту обирається за умовами:

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

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:

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

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

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

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

Струм спрацювання захисту

$$I_{c.з.} = k_{від} \cdot I_{K3}^{(3)}. \quad (3.33)$$

Струм уставки

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

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

$$k_{ч} = \frac{I_{K2}^{(3)}}{I_{c.з.}}. \quad (3.35)$$

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

$I_{сз}, A$	I_y, A	$k_{ч}$
975,6	32,5	1,94

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

Умова забезпечення чутливості захисту виконується

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

• **II ст. МСЗ (максимальний струмовий захист)**

Струм спрацювання захисту

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

де k_n – коефіцієнт надійності (1,1);

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

k_n – коефіцієнт повернення (0,95).

Струм уставки

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

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

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К2}}^{(3)}}{I_{\text{с.з.}}} \quad (3.38)$$

Результати розрахунку відстроювання від струму трифазного КЗ на шинах 0,4 кВ, приведеного до напруги 10,5 кВ наведено в табл. 5.37.

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

$I_{\text{сз}}, \text{A}$	I_{y}, A	$I_{\text{сз}}, \text{A}$ Для відстроювання	$k_{\text{ч}}$
76,4	7,64	80	8,9

Умова забезпечення чутливості захисту виконується.

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

Зведена інформація про уставки наведена в табл. 3.16.

Таблиця 5.38

Зведена інформація про уставки

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

Розрахунок ємнісних струмів.

Ємнісний погонний струм замикання на землю в місці пошкодження:

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

де ω – кутова швидкість вектора напруги, с^{-1} ;

C_{ϕ} – ємність фази мережі, мкФ;

U_{ϕ} – фазна напруга мережі, В.

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

$$I_{СКЛ} = I_C \cdot l_{кл} \quad (3.40)$$

Таблиця 3.17 – Результати розрахунку ємнісних струмів

$C_{фкл}$, мкФ	ω , с ⁻¹	$U_{ф}$, В	I_C , А/км	$I_{СКЛ}$, А
0,229	314	6062,18	1,308	1,308

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

Функціонування інверторного обладнання.

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

- моніторинг параметрів вхідної напруги постійного струму та вихідної напруги змінного струму;
- контроль технологічних параметрів інвертора;
- контроль реактивної потужності;
- контроль активної потужності;
- інтерфейс заземлення;
- відхилення напруги/частоти;
- максимальний струмовий захист;
- захист від min/max частоти;
- захист від перенапруги (при перевищенні напруги змінного струму (значення встановленої уставки) інверторне обладнання блокує видачу потужності в мережу. Уставку спрацювання захисту від підвищення напруги обираємо виходячи з умови недопущення підвищення напруги більш ніж на 10 %;
- відключення від електророзподільної мережі протягом 2 с в разі переривання напруги в електророзподільній мережі;
- після відключення в результаті відхилення від норми параметрів електророзподільної мережі фотоелектрична система не повинна бути повторно підключена до мережі протягом інтервалу часу від 20 с до 5 хв з моменту відновлення нормальних значень напруги і частоти.

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

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

					02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						58
Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата		

ІНДИВІДУАЛЬНЕ ЗАВДАННЯ

Компенсація реактивної потужності

Електрична енергія в наше сьогодення є найціннішим ресурсом внутрішньої економіки України, бо підтримує стабільне існування нашого суспільства. Втім через скрутне становище та нестачу енергетичних носіїв це дуже дефіцитний ресурс. Крім того треба згадати, що і система передачі електроенергії знаходиться в умовах екстримальної економії. Зростання цін на електроенергію, подальше законодавство та регулювання, а також зростання цін на паливо не вплинуть на цю ситуацію, тому є попит на енергозбереження.

Одним із ефективних способів енергозбереження є зменшення втрат на передачу електроенергії. В цій роботі [1] втрати умовно поділили на ті, що безпосередньо пов'язані з технологічним процесом, та додаткові, які зумовлені другорядними факторами [1, с 51]. Одними із другорядних факторів назвали перетоки реактивної потужності.

Реактивна потужність виникає при роботі в мережі нелінійних споживачів. Така потужність, яка не витрачається на виконання корисної роботи, навіть навпаки – веде до додаткових втрат потужності в мережі. Більшість споживачів, особливо дрібних, стягують плату лише за реальну потужність, яку вони споживають. Водночас, наявність реактивної потужності, що коливається лініями та обладнанням, пов'язана з додатковим струмом. Хоча реактивна потужність як така не споживається, вона, тим не менш, призводить до витрат комунального підприємства, як у вигляді додаткових втрат, так і у вигляді більших вимог до потужності.[5]

З реактивною потужністю пов'язують такі наслідки для мережі:

1) знижується пропускна здатність, мережі знижується надійність енергосистеми;

2) збільшуються втрати активної потужності;

Передача РП від генераторів до споживачів викликає в електричній мережі втрати активної потужності та знижує загальну пропускну здатність як самої мережі, так і додатково завантажує елементи електричної мережі.

3) перевитрата електроенергії енергії на станціях;

4) знижується економічність роботи енергосистеми;

5) збільшуються втрати напруги;

6) зменшується напруга на шинах електроприймача;

7) знижується надійність енергосистеми.

Традиційними джерелами реактивної потужності є:

- високовольтні лінії електропередачі повітряні і кабельні;

- силові статичні конденсатори;

- синхронні двигуни в режимі перезбудження;

- генератори електростанцій;

- синхронні компенсатори;

- статичні тиристорні компенсатори;

- компенсаційні перетворювачі зі штучною комутацією.

Електроустановки, в загальному випадку, можуть споживати як активну, так і реактивну складові повної потужності і електричної енергії. Активна складова це

					02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ	Лист 59
Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата		

та її частина, яка йде на створення корисної роботи і пов'язана з перетворенням електричної енергії в інші види енергії (механічну, теплову, світлову та ін.). Вироблення електричної енергії вимагає витрати енергетичного палива (вугілля, газ, мазут). Реактивна складова потужності і електричної енергії в інші види не перетворюється, а являє собою деяку енергію, яка протягом однієї половини періоду основної частоти мережі спрямована в бік електроприймача, а протягом другого - у зворотний бік, тобто в сторону джерела електричної енергії. Ця енергія витрачається на створення електромагнітних полів, необхідних для функціонування таких електроустановок як електродвигуни, трансформатори, індукційні печі та ін. Реактивна енергія не вимагає практично витрати палива, а вона лише створює умови, при яких активна енергія здійснює роботу.

Однак величина перетоків реактивної потужності може бути зменшена і навіть повністю усунена за допомогою конденсаторів, що встановлюються безпосередньо в місцях споживання реактивної потужності. Обмін енергією, в цьому випадку, буде відбуватися між індуктивністю та ємністю ланцюга. Між індуктивністю ж та джерелом енергії буде відбуватися обмін тільки не скомпенсованої частини енергії. [6]

У [3] при розгляді проблем впровадження заходів з оптимізації компенсації реактивної потужності для промислового підприємства пропонується багатоцільова оптимізація компенсації реактивної потужності в мережі. Основна ідея полягає у визначенні оптимального місця розташування пристроїв компенсації та розрахунок їх ємнісних параметрів. Запропонований у роботі алгоритм дозволяє при незначних витратах часу отримати різні варіанти потужності та місцерозташування компенсаційних пристроїв з точки зору оптимальності.

Для зменшення впливуРП використовують спеціальні компенсатори, зазвичай паралельно споживачу що дозволяє замінити шлях циркуляції реактивної потужності з контуру «джерело електроенергії – споживач» на контур «компенсуючий пристрій – споживач», розвантаживши при цьому живлячу електричну мережу[8].

Бажано, щоб ця компенсація розміщувалася поблизу навантаження, щоб мінімізувати відстань, яку реактивна потужність повинна проходити через лінії.

Правильний розмір та розміщення опор реактивної потужності мають першорядне значення в сучасних енергосистемах, що включають відновлювані джерела енергії до розподільчої мережі. Для підвищення загальної продуктивності та надійності системи, а також для мінімізації втрат потужності та покращення профілю напруги необхідно оптимізувати розташування та розмір ресурсів підтримки реактивної потужності. Це максимізує техніко-економічні переваги як для споживачів, так і для операторів системи. Однак, від пристрою, який підтримує реактивну потужність, залежить більше однієї мети. Не менш важливим для всіх залучених сторін є врахування грошового вигоди від допомоги у забезпеченні реактивної потужності. [5]

Кілька методів, включаючи конденсаторні батареї, активні фільтри гармонік (АНФ), статичні змінні генератори (SVG) або статичні синхронні компенсатори (STATCOM), використовуються в лініях електропередачі для регулювання

напруги. Пристрій STATCOM базується на одночасній роботі синхронного статичного подовжнього компенсатора реактивної потужності на базі перетворювача напруги, об'єднаного регулятора потоку потужності, фазоповоротного пристрою, асинхронізованого синхронного компенсатора, асинхронізованого синхронного електромеханічного перетворювача частоти і фазооборотного трансформатора. Порівняно з конденсаторною батареєю та аналогом з активним фільтром гармонік, статичний синхронний компенсатор має численні переваги; він може коригувати як індуктивну, так і ємнісну реактивну потужність, реагувати дуже швидко (менше ніж за 5 мс), не схильний до резонансу або міжгармонік і не перевантажується. STATCOM може підтримувати постійні характеристики струму в різних інтервалах напруги та забезпечувати корекцію коефіцієнта потужності.[6]

					02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						61
Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ

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

					02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ	Лист
						62
Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

- 1) Компенсації реактивної потужності на втрати електроенергії в електромережі залізничного вузла / О. І. Бондар, І. Л. Бондар УДК 621.311 (ДІІТ) 2009. 51-55 с.
- 2) Багатоцільова компенсація реактивної потужності в розподільних електричних мережах міст / Мацкевич Ю. М. Магістерська дисертація Національний Технічний Університет України «Київський Політехнічний Інститут імені Ігоря Сікорського» Інститут енергозбереження та енергоменеджменту Кафедра Електропостачання 2018. -150с.
- 3) Використання засобів комп'ютерного моделювання електричної мережі при впровадженні заходів з компенсації реактивної потужності / Е. М. Немцев Державний вищий навчальний заклад «Донецький національний технічний університет» eduard.niemtsev@donntu.edu.ua
- 4) Reactive Power Compensation And Energy Saving / Kinga Zębala Institute of Building Materials and Structures, Faculty of Civil Engineering, Cracow University of Technology.2014. 490-496 с.
- 5) Electric Power Systems a conceptual introduction / Alexandra von Meier / Published by John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey. 2006. 73, 74 с.
- 6) Investigating the T-STATCOM using the grey wolf optimization (GWO) algorithm and supercapacitor (SC) for reactive power adaptation / Samhar Saeed Shukiry Electrical Department, Technical Institute-Kut, Middle Technical University, Baghdad, Iraq 2024

					02.15.ЕС2111.КРБ.2025–ПЗ	Лист 63
Зм.	Арк.	№докум.	Підпис	Дата		