

Міністерство освіти і науки України
Український державний університет науки і технологій

Управління енергетичними процесами
(назва факультету)

Інтелектуальні системи енергопостачання
(повна назва кафедри)

Пояснювальна записка
до кваліфікаційної роботи
бакалавра
(ступінь вищої освіти)

Тема: Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної
системи між підстанціями 154 кВ Знам'янка - Олександрія. Використання
методу генераторів
Методом розрахунку: Електротехнічні системи електроспоживання
Спеціальність: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)

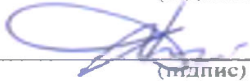
Виконав: студент групи ЕС1911:



(підпис студента)

/ Максим ЛИСТОПАДОВ /
(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Керує:



(підпис)

/ професор Дмитро БОСІЙ /
(посада, Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Контролює:



(підпис)

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

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

Студент


(підпис)

Дніпро – 2023 рік

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

Energy 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 part of the power system between the 154 kV Znamyanka - Oleksandria substations. Use of autonomous generators

according to educational curriculum Electrical power consumption systems

in the Speciality: 141 Electric power, electrical engineering and
electromechanics
(speciality and its code)

Done by the student of the group EC1911: / Maxim LISTOPADOV /
(name, surname)

Scientific Supervisor: / Prof. Dmytro BOSY /
(position, name, surname)

Normative controller: /Ass. Prof. Oleksandr ZHEVZHYK /
(position, name, surname)

Міністерство освіти і науки України

Український державний університет науки і технологій

Факультет: Управління енергетичними та економічними процесами

Кафедра: Інтелектуальні системи енергопостачання

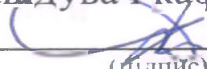
Рівень вищої освіти: Бакалавр

Навчальна програма: Електротехнічні системи електроспоживання

Спеціальність: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(ШИФР ТА НАЗВА)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ІСЕ


(Підпис)

Дмитро БОСИЙ
(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Дата 06.02.23

ЗАВДАННЯ

Кваліфікаційну роботу

бакалавра

ступінь вищої освіти,

Ім'я

Листопадову Максиму Ігоревичу

(Прізвище, Ім'я По батькові)

Тема

Тема

Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями 154 кВ Знам'янка - Олександрія. Використання автономних генераторів

Виконав

Виконав

Босий Дмитро Олексійович, д.т.н., професор

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

Відомо наказом від

06.02.2023 р.

№ 142ст

з наказом подання студентом 12.06.2023 р.

Вимоги

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

Вимоги пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розв'язувати):

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

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

Електромережі та релейний захист: розрахунок кабельної лінії

Захист тягової лінії: вибір параметрів релейного захисту кабельної лінії

Індивідуальне завдання: Використання автономних генераторів
Збір графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових
даних): графіки струмів поїздів на ділянці, графіку руху поїздів,
графіки струмів фідерів тягових підстанцій, монтажні криві для
однолінійної підвіски, однолінійна розрахункова схема тягових підстанцій,
заміщення при розрахунку струмів к.з., звіт проекту сонячної
підстанції з програми PVsyst

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
Тягове електропостачання	11.03.2023	
Електричні підстанції та станції	18.04.2023	
Електромережі та релейний захист	18.04.2023	
Індивідуальне завдання	23.05.2023	
Подання кваліфікаційної роботи до кафедри	12.06.2023	
Захист кваліфікаційної роботи на засіданні Екзаменаційної комісії	21.06.2023	

Студент


(підпис)

Максим ЛИСТОПАДОВ

(Ім'я ПРИЗВИЩЕ)

Керівник роботи


(підпис)

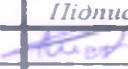
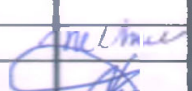
Дмитро БОСИЙ

(Ім'я ПРИЗВИЩЕ)

ЗМІСТ

П	7
ТОВЕ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	8
1 Струморозподіл у тяговій мережі	8
1.1 Навантаження тягових підстанцій	8
1.2 Струм фази трансформатора підстанції змінного струму	14
1.3 Переріз контактної мережі	18
1.4 Визначення питомих річних втрат електроенергії	18
1.5 Перевірка контактної підвіски за нагрівом	22
2 Механічний розрахунок анкерної ділянки	23
ЕЛЕКТРИЧНІ ПІДСТАНЦІЇ ТА СТАНЦІЇ	30
1 Розрахунок потужності трансформаторів	30
2 Розрахунок струмів к.з.	33
3 Розрахунок максимальних робочих струмів приєднань	44
4 Вибір електричних апаратів вище 1000 В	45
5 Проектування сонячної електростанції	48
ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ ТА РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ	57
1 Розрахунок кабельної лінії електропересилання	57
2 Вибір параметрів релейного захисту кабельної лінії	65
ІНДИВІДУАЛЬНЕ ЗАВДАННЯ	74
ВІСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ	81
СПИСОК ПОСИЛАНЬ	82

02.15.ЕС1911.КРБ.2023–ПЗ

			Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями 154 кВ Знам'янка - Олександрія. Використання автономних генераторів			
Відомості	Підпис	Дата				
Виконавець			Літера		Аркуш	Аркушів
					6	82
Керуючий			МОНУ, УДУНТ, ІСЕ, ЕС1911			
Керівник		27.05.23				

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка до кваліфікаційної роботи бакалавра:
82с., 21 рис., 27 табл., 7 джерел.

Об'єкт розробки – частина енергетичної системи між підстанціями 154 кВ
Знам'янка - Олександрія.

Мета роботи – розрахунок системи електропостачання між підстанціями
154 кВ Знам'янка - Олександрія.

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 Знам'янка - Олександрія.

Ключові слова: ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, КОНТАКТНА МЕРЕЖА,
СОНЯЧНА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ, ГЕНЕРАТОР.

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.ЕС1911.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		7

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.

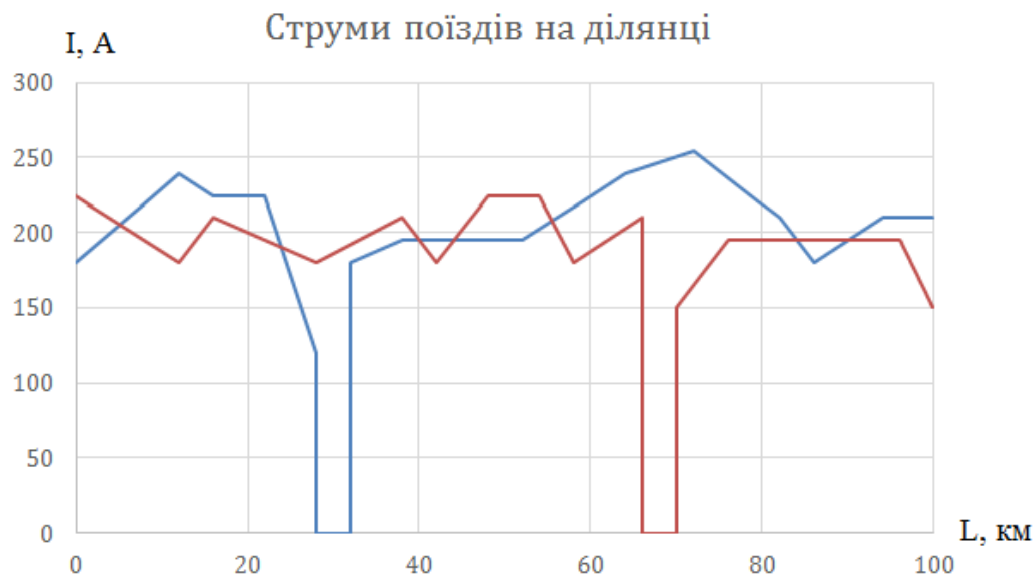


Рисунок 1.1 – Струмові навантаження поїздів на ділянці

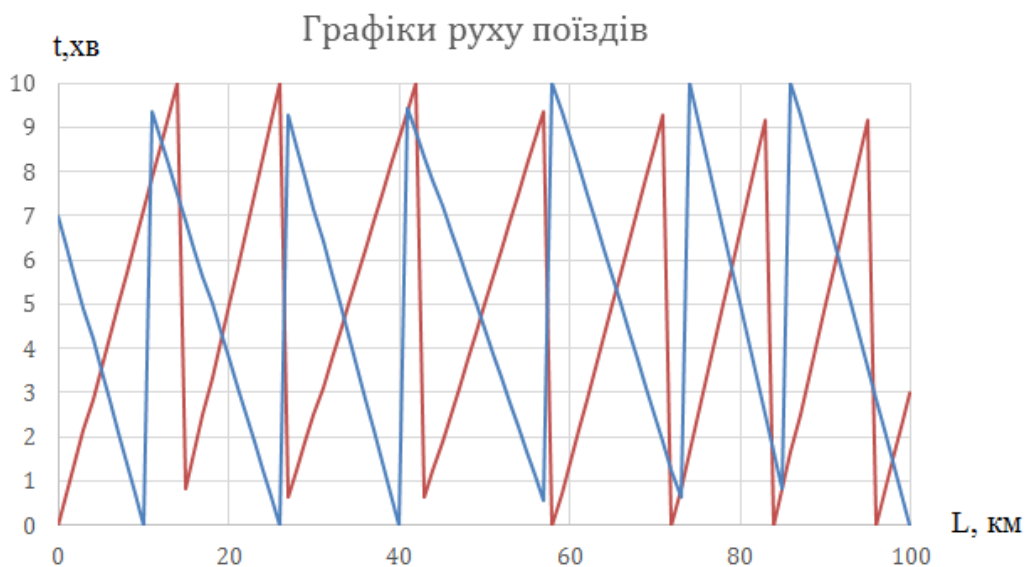


Рисунок 1.2 – Графіки руху поїздів на ділянці

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):

$$I_1 = 182,3 \text{ A}; \quad I_2 = 405,2 \text{ A}; \quad I_3 = 74,5 \text{ A}; \quad I_4 = 179,4 \text{ A}.$$

Ефективний струм фідера за час руху розрахункового поїзда по МПЗ:

$$I_{e1} = 214,1 \text{ A}; \quad I_{e2} = 406,1 \text{ A}; \quad I_{e3} = 90,4 \text{ A}; \quad I_{e4} = 191,7 \text{ A}.$$

Струми фідерів підстанції визначаються для двох режимів навантаження:

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

Середній струм фідера підстанції визначається за формулою:

$$I_{\phi} = \frac{n_0 \cdot N}{N_0} \cdot I, \quad (1.1)$$

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

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.ЕС1911.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		9

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:

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

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

$$n_{02} = \frac{21,3}{10} = 2,13 \text{ пар};$$

$$n_{03} = \frac{31,3}{10} = 3,13 \text{ пар};$$

$$n_{04} = \frac{20,0}{10} = 2 \text{ пар.}$$

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.ЕС1911.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		10

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

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

Режим середніх розмірів руху поїздів:

$$I_{\phi 1} = \frac{3,33 \cdot 55 \cdot 182,3}{144} = 231,9 \text{ A};$$

$$I_{\phi 2} = \frac{2,13 \cdot 55 \cdot 405,2}{144} = 329,6 \text{ A};$$

$$I_{\phi 3} = \frac{3,13 \cdot 55 \cdot 74,5}{144} = 89,1 \text{ A};$$

$$I_{\phi 4} = \frac{2,0 \cdot 55 \cdot 179,4}{144} = 137 \text{ A};$$

$$I_{e\phi 1} = \sqrt{\frac{3,33 \cdot 55}{144} \cdot 214,1^2 + \frac{3,33 \cdot (3,33 - 1) \cdot 55^2}{144^2} \cdot 182,3^2} = 309,7 \text{ A};$$

$$I_{e\phi 2} = \sqrt{\frac{2,13 \cdot 55}{144} \cdot 406,1^2 + \frac{2,13 \cdot (2,13 - 1) \cdot 55^2}{144^2} \cdot 405,2^2} = 438 \text{ A};$$

$$I_{e\phi 3} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,13 \cdot 55}{3 \cdot 144} \cdot 90,4^2 + \frac{3,13 \cdot \left(3,13 - \frac{4}{3} \right) \cdot 55^2}{144^2} \cdot 74,5^2} = 132,6 \text{ A};$$

$$I_{ef4} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,0 \cdot 55}{3 \cdot 144} \cdot 191,7^2 + \frac{2,0 \cdot \left(2,0 - \frac{4}{3}\right) \cdot 55^2}{144^2} \cdot 179,4^2} = 209 \text{ A.}$$

Режим згущення поїздів:

$$I_{\phi 1} = \frac{3,33 \cdot 130 \cdot 182,3}{144} = 548 \text{ A;}$$

$$I_{\phi 2} = \frac{2,13 \cdot 130 \cdot 405,2}{144} = 779,2 \text{ A;}$$

$$I_{\phi 3} = \frac{3,13 \cdot 130 \cdot 74,5}{144} = 210,5 \text{ A;}$$

$$I_{\phi 4} = \frac{2,0 \cdot 130 \cdot 179,4}{144} = 323,9 \text{ A;}$$

$$I_{ef1} = \sqrt{\frac{3,33 \cdot 130}{144} \cdot 214,1^2 + \frac{3,33 \cdot (3,33 - 1) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 182,3^2} = 589,9 \text{ A;}$$

$$I_{ef2} = \sqrt{\frac{2,13 \cdot 130}{144} \cdot 406,1^2 + \frac{2,13 \cdot (2,13 - 1) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 405,2^2} = 799,5 \text{ A;}$$

$$I_{ef3} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,13 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 90,4^2 + \frac{3,13 \cdot \left(3,13 - \frac{4}{3}\right) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 74,5^2} = 237,1 \text{ A;}$$

$$I_{ef4} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,0 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 191,7^2 + \frac{2,0 \cdot \left(2,0 - \frac{4}{3}\right) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 179,4^2} = 351,3 \text{ A;}$$

					02.15.ЕС1911.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		12

Режим максимальних розмірів руху:

$$I_{\phi 1} = \frac{3,33 \cdot 144 \cdot 182,3}{144} = 607,1 \text{ A};$$

$$I_{\phi 2} = \frac{2,13 \cdot 144 \cdot 405,2}{144} = 863,1 \text{ A};$$

$$I_{\phi 3} = \frac{3,13 \cdot 144 \cdot 74,5}{144} = 233,2 \text{ A};$$

$$I_{\phi 4} = \frac{2,0 \cdot 144 \cdot 179,4}{144} = 358,8 \text{ A};$$

$$I_{ef1} = \sqrt{\frac{3,33 \cdot 144}{144} \cdot 214,1^2 + \frac{3,33 \cdot (3,33 - 1) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 182,3^2} = 640,7 \text{ A};$$

$$I_{ef2} = \sqrt{\frac{2,13 \cdot 144}{144} \cdot 406,1^2 + \frac{2,13 \cdot (2,13 - 1) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 405,2^2} = 864 \text{ A};$$

$$I_{ef3} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,13 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 90,4^2 + \frac{3,13 \cdot \left(3,13 - \frac{4}{3}\right) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 74,5^2} = 255,6 \text{ A};$$

$$I_{ef4} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,0 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 191,7^2 + \frac{2,0 \cdot \left(2,0 - \frac{4}{3}\right) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 179,4^2} = 375,4 \text{ A}.$$

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

					02.15.ЕС1911.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		13

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

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:

$$I_{лив} = 231,9 + 329,6 = 561,5 \text{ A};$$

$$I_{np} = 89,1 + 137 = 226,1 \text{ A};$$

$$I_{елів} = \sqrt{561,5^2 + (309,7^2 + 438^2) - (231,9^2 + 329,6^2)} = 663,8 \text{ A};$$

$$I_{enp} = \sqrt{226,1^2 + (132,6^2 + 209^2) - (89,1^2 + 137^2)} = 292,7 \text{ A}.$$

Режим згущення поїздів:

$$I_{лив} = 548 + 779,2 = 1327,2 \text{ A};$$

$$I_{np} = 210,5 + 323,9 = 534,4 \text{ A};$$

$$I_{елів} = \sqrt{1327,2^2 + (589,9^2 + 799,5^2) - (548^2 + 779,2^2)} = 1356,9 \text{ A};$$

					02.15.ЕС1911.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		14

$$I_{enp} = \sqrt{534,4^2 + (237,1^2 + 351,3^2) - (210,5^2 + 323,9^2)} = 562,13 \text{ А.}$$

Режим максимальних розмірів руху:

$$I_{лив} = 607,1 + 863,1 = 1470,2 \text{ А};$$

$$I_{np} = 233,2 + 358,8 = 592 \text{ А};$$

$$I_{елив} = \sqrt{1470,2^2 + (640,7^2 + 864^2) - (607,1^2 + 863,1^2)} = 1484,9 \text{ А};$$

$$I_{enp} = \sqrt{592^2 + (255,6^2 + 375,4^2) - (233,2^2 + 358,8^2)} = 611,2 \text{ А.}$$

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*:

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

					02.15.ЕС1911.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		15

– 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:

$$I_a = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 561,5^2 + 226,1^2 + 2 \cdot 561,5 \cdot 226,1} = 417,2 \text{ А};$$

$$I_b = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{561,5^2 + 226,1^2 - 561,5 \cdot 226,1} = 163,1 \text{ А};$$

$$I_c = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 226,1^2 + 561,5^2 + 2 \cdot 561,5 \cdot 226,1} = 293,2 \text{ А};$$

$$I_{ea} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 663,8^2 + 292,7^2 + 2 \cdot 561,5 \cdot 226,1} = 483,3 \text{ А};$$

$$I_{eb} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{663,8^2 + 292,7^2 - 561,5 \cdot 226,1} = 210,6 \text{ А};$$

$$I_{ec} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 292,7^2 + 663,8^2 + 2 \cdot 561,5 \cdot 226,1} = 339,5 \text{ А}.$$

Режим згущення поїздів:

$$I_a = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 1327,2^2 + 534,4^2 + 2 \cdot 1327,2 \cdot 534,4} = 986 \text{ A};$$

$$I_b = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{1327,2^2 + 534,4^2 - 1327,2 \cdot 534,4} = 385,5 \text{ A};$$

$$I_c = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 534,4^2 + 1327,2^2 + 2 \cdot 1327,2 \cdot 534,4} = 693 \text{ A};$$

$$I_{ea} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 1356,9^2 + 562,2^2 + 2 \cdot 1327,2 \cdot 534,4} = 1005,5 \text{ A};$$

$$I_{eb} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{1356,9^2 + 562,2^2 - 1327,2 \cdot 534,4} = 401,1 \text{ A};$$

$$I_{ec} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 562,2^2 + 1356,9^2 + 2 \cdot 1327,2 \cdot 534,4} = 709 \text{ A}.$$

Режим максимальних розмірів руху поїздів:

$$I_a = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 1470,1^2 + 592^2 + 2 \cdot 1470,1 \cdot 592} = 1092,2 \text{ A};$$

$$I_b = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{1470,1^2 + 592^2 - 1470,1 \cdot 592} = 427,1 \text{ A};$$

$$I_c = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 592^2 + 1470,1^2 + 2 \cdot 1470,1 \cdot 592} = 767,7 \text{ A};$$

					02.15.ЕС1911.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		17

$$I_{ea} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 1484,9^2 + 611,2^2 + 2 \cdot 1470,1 \cdot 592} = 1102,2 \text{ А};$$

$$I_{eb} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{1484,9^2 + 611,2^2 - 1470,1 \cdot 592} = 435,6 \text{ А};$$

$$I_{ec} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 611,2^2 + 1484,9^2 + 2 \cdot 1470,1 \cdot 592} = 777,4 \text{ А}.$$

Результати розрахунку струмозподілу заносимо в таблицю 1.1.

Таблиця 1.1 – Результати розрахунку струмозподілу

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	231,9	309,7	548	589,9	607,1	640,7
Фідер 2	329,6	438	779,2	799,5	863,1	864
Фідер 3	89,1	132,6	210,5	237,1	233,2	255,6
Фідер 4	137	209	323,9	351,3	358,8	375,4
Ліве плече	561,5	663,8	1327,2	1356,9	1470,2	1484,9
Праве плече	226,1	292,7	534,4	562,2	592	611,2
Фаза «а»	417,2	483,3	986	1005,5	1092,2	1102,2
Фаза «b»	163,1	210,6	385,5	401,1	427,1	435,6
Фаза «с»	293,2	339,5	693	709	767,7	777,4

1.1.3 Переріз контактної мережі

Зі збільшенням перерізу проводів контактної мережі зменшуються витрати, пов'язані з оплатою втрат електроенергії в тяговій мережі, але зростають капітальні витрати. Таким чином, змінюючи переріз проводів контактної

мережі, за деякого значення досягається оптимум, коли приведені щорічні витрати найменші. Такий переріз контактної мережі є економічно доцільним та визначається виразом:

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

де $F_{\text{ме}}$ – переріз проводів контактної мережі у мідному еквіваленті, мм²;

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

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

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 двоколійних та багатоколійних ділянках повинна передбачати підключення постів секціонування та пунктів паралельного з'єднання контактних підвісок. Для визначення B_0 для вузлової схеми живлення можна скористатись виразом:

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

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

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

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

T – розрахунковий період, год;

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

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

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

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

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

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

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

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

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

					02.15.ЕС1911.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		20

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:

$$I_{нен} = \frac{1}{2 \cdot 33,3} \left[(190 + 180)2,1 + (180 + 210)6,3 + (210 + 180)2,5 + (180 + 225)3,8 + \right. \\ \left. (225 + 225)3,8 + (225 + 180)2,5 + (180 + 210)5,7 + (150 + 192)3,9 \right]$$

$$I_{нен} = 180,6 \text{ А};$$

$$I_{нар} = \frac{1}{2 \cdot 31,5} \left[(130 + 120)2,1 + (180 + 195)4,3 + (195 + 195)8,1 + (195 + 240)7,1 + \right. \\ \left. (240 + 255)5 + (255 + 245)2,1 \right]$$

$$I_{нар} = 189 \text{ А}.$$

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

$$W_{нен} = 180,6 \cdot 25 \cdot 0,508 = 2293,6 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$W_{нар} = 189 \cdot 25 \cdot 0,477 = 2253,8 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Витрата електроенергії на рух поїздів:

$$W_m = 2293,6 \cdot 55 + 2253,8 \cdot 55 = 250107 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Тоді для вузлової схеми:

					02.15.ЕС1911.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		21

$$B_0 = \frac{0,0228 \cdot 250107^2}{24 \cdot 25^2} \left[\frac{2,95 \left[\frac{24}{55 \cdot 0,508 + 55 \cdot 0,477} + 0,46 \left(0,25 - \frac{0,167}{0,555 + 0,525} \right) \right]}{\frac{4}{3} \frac{0,167}{0,555 + 0,525} \left(1,1 \frac{144 \cdot 0,555 + 144 \cdot 0,525}{55 \cdot 0,508 + 70 \cdot 0,477} - 1 \right) + 1} \right]$$

$$B_0 = 273945,1 \frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{Ом} \cdot \text{рік}}.$$

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

$$F_{me} = 0,46 \sqrt{273945,1} = 240,8 \text{ мм}^2 - \text{для двоколіїної ділянки.}$$

$$F_{me} = \frac{240,8}{2} = 120,4 \text{ мм}^2 - \text{для однієї колії.}$$

Для трьохвузлової схеми:

$$B_0 = \frac{0,067 \cdot 250107^2}{24 \cdot 25^2} \left[\frac{24}{55 \cdot 0,508 + 55 \cdot 0,477} + 0,46 \left(1 - \frac{0,167}{0,555 + 0,525} \right) \right]$$

$$B_0 = 232431,8 \frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{Ом} \cdot \text{рік}}.$$

$$F_{me} = 0,46 \sqrt{232431,8} = 221,8 \text{ мм}^2 - \text{для двоколіїної ділянки.}$$

$$F_{me} = \frac{221,8}{2} = 110,9 \text{ мм}^2 - \text{для однієї колії.}$$

Згідно з отриманим перерізом, обирається тип контактної підвіски ПБСМ70+МФ-100. Данні обраної підвіски заносяться до табл. 1.2.

Таблиця 1.2 – Параметри контактної мережі

Тип підвіски	Переріз у мідному еквіваленті, мм ²	Тривалий допустимий струм при 15 %-му зношенні контактних проводів, А
ПБСМ70 + МФ-100	128	750

1.1.5 Перевірка контактної підвіски за нагрівом

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

В умовах проєкту використовується спосіб перевірки контактної підвіски за розрахунковим струмом, який треба порівняти з допустимим для обраної підвіски. Контактна підвіска перевіряється в місці підключення споживаючого фідера для роздільної роботи колій (незалежно від дійсної схеми з'єднання підвісок) та 20-хвилинного періоду інтенсивного струмоспоживання.

Розрахунковий струм фідера:

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

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

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

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

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

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

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

					02.15.ЕС1911.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		23

$$\alpha = \frac{0,555}{0,508} = 1,093;$$

$$k_{\phi} = \frac{0,36 \cdot 1,093^2}{3,33} + 1 = 1,129;$$

$$I_{роз} = 548 \cdot 2,1 \cdot 1,129 = 1289,3 \text{ А} > 750 \text{ А}.$$

Умова перерізу контактної підвіски за нагрівом не виконується, тому приймаємо тип контактної підвіски ПБСМ95+МФ-100+А185, для якої тривалий допустимий струм при 15% зношенні контактного проводу - 1300 А.

Для даної підвіски умова перерізу контактної підвіски за нагрівом виконується.

1.2 Механічний розрахунок анкерної ділянки

Довжина еквівалентного прогону:

$$\ell_e = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n \ell_i^3}{\ell_a}}, \quad (1.21)$$

де ℓ_i – довжина i -го прогону, м;

ℓ_a – довжина анкерної ділянки, м.

Підставляючи значення у формулу (1.21) отримаємо:

$$\ell_e = \sqrt{\frac{3 \cdot 70^3 + 3 \cdot 60^3 + 12 \cdot 50^3 + 6 \cdot 55^3}{3 \cdot 70 + 3 \cdot 60 + 12 \cdot 50 + 6 \cdot 55}} = 56,2 \text{ м}.$$

Розрахунковий режим визначається за формулою:

					02.15.ЕС1911.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		24

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

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

Підставляючи значення у формулу (1.22) отримаємо:

$$\ell_{кр} = 1600 \cdot \sqrt{408 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{(-5 - (-35))}{1,918^2 - 1,807^2}} = 275,3 \text{ м.}$$

Так як $\ell_{кр} > \ell_e$ отже розрахунковим буде режим мінімальної температури.

Натяг навантаженого несучого тросу:

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

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

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

де αES – 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:

$$A = -35 - \frac{1,807^2 \cdot 56,2^2}{408 \cdot 10^{-6} \cdot 1600^2} + \frac{1600}{20,37} = 33,67^\circ\text{C};$$

					02.15.ЕС1911.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		25

$$B = \frac{1,807^2 \cdot 56,2^2}{408 \cdot 10^{-6}} = 2,5277 \cdot 10^7 \text{ даН}^2 \cdot ^\circ\text{С}.$$

Змінюючи натяг несучого тросу 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	-22.2	-7.7	9.9	33.9	74.4	172	655.8

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

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

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

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

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: $T_0 = 1263$ даН.

					02.15.ЕС1911.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		26

Натяг несучого троса при ожеледі з вітром:

$$t_z = A + \frac{B_z}{T_z^2} - \frac{T_z}{\alpha ES}; \quad (1.29)$$

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

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

$$B_z = \frac{1,918^2 \cdot 56,2^2}{408 \cdot 10^{-6}} = 2,848 \cdot 10^7 \text{ даН}^2 \cdot ^\circ\text{С};$$

$$T_z = 1195 \text{ даН.}$$

Натяг несучого троса при максимальній швидкості вітру:

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

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

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

$$B_v = \frac{2,162^2 \cdot 56,2^2}{408 \cdot 10^{-6}} = 3,6185 \cdot 10^7 \text{ даН}^2 \cdot ^\circ\text{С};$$

$$T_v = 1145 \text{ даН.}$$

					02.15.ЕС1911.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		27

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 ℓ_n , м;

ℓ_n – прогін, в якому розташовується пішохідний місток, м.

Підставляючи значення у формулу (1.33) отримаємо:

$$f_{xi} = \frac{1,807(70 - 2 \cdot 10)^2}{8(1600 + 1000)} \left(1 - \frac{1600}{1263}\right) = -0,058 \text{ м.}$$

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 ℓ_n , м;

H – натяг ресорного троса, даН.

Підставляючи значення у формулу (1.34) отримаємо:

$$F_{xn} = \frac{1}{1600} \left(\frac{1,807 \cdot 70^2}{8} + 0,7 \cdot 150 - (-0,058) 1000 \right) = 0,794 \text{ м.}$$

Натяг ненавантаженого несучого троса:

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

					02.15.ЕС1911.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		28

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

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

$$B_p = \frac{0,834^2 \cdot 56,2^2}{408 \cdot 10^{-6}} = 5,384 \cdot 10^6 \text{ даН}^2 \cdot \text{°С};$$

$$T_{px} = 1451 \text{ даН}.$$

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:

$$F_{pxn} = \frac{0,834^2 \cdot 70^2}{8 \cdot 1451} = 0,352 \text{ м}.$$

Результати виконаних розрахунків зводяться до табл. 1.4. По результатам таблиці 1.4 будуємо монтажні криві на рис.1.3.

Таблиця 1.4 – Монтажна таблиця

$t_x, \text{°С}$	-35	-30	-20	-10	0	10	20	30
$T_x, \text{даН}$	1600	1520	1370	1230	1106	999	906	827
$f_x, \text{м}$	-0,058	-0,046	-0,02	0,007	0,033	0,059	0,084	0,107
$F_{xn}, \text{м}$	0,794	0,827	0,899	0,98	1,066	1,154	1,245	1,336
$T_{px}, \text{даН}$	1451	1356	1174	999	840	704	592	505
$F_{px}, \text{м}$	0,352	0,377	0,435	0,511	0,608	0,726	0,863	1,012

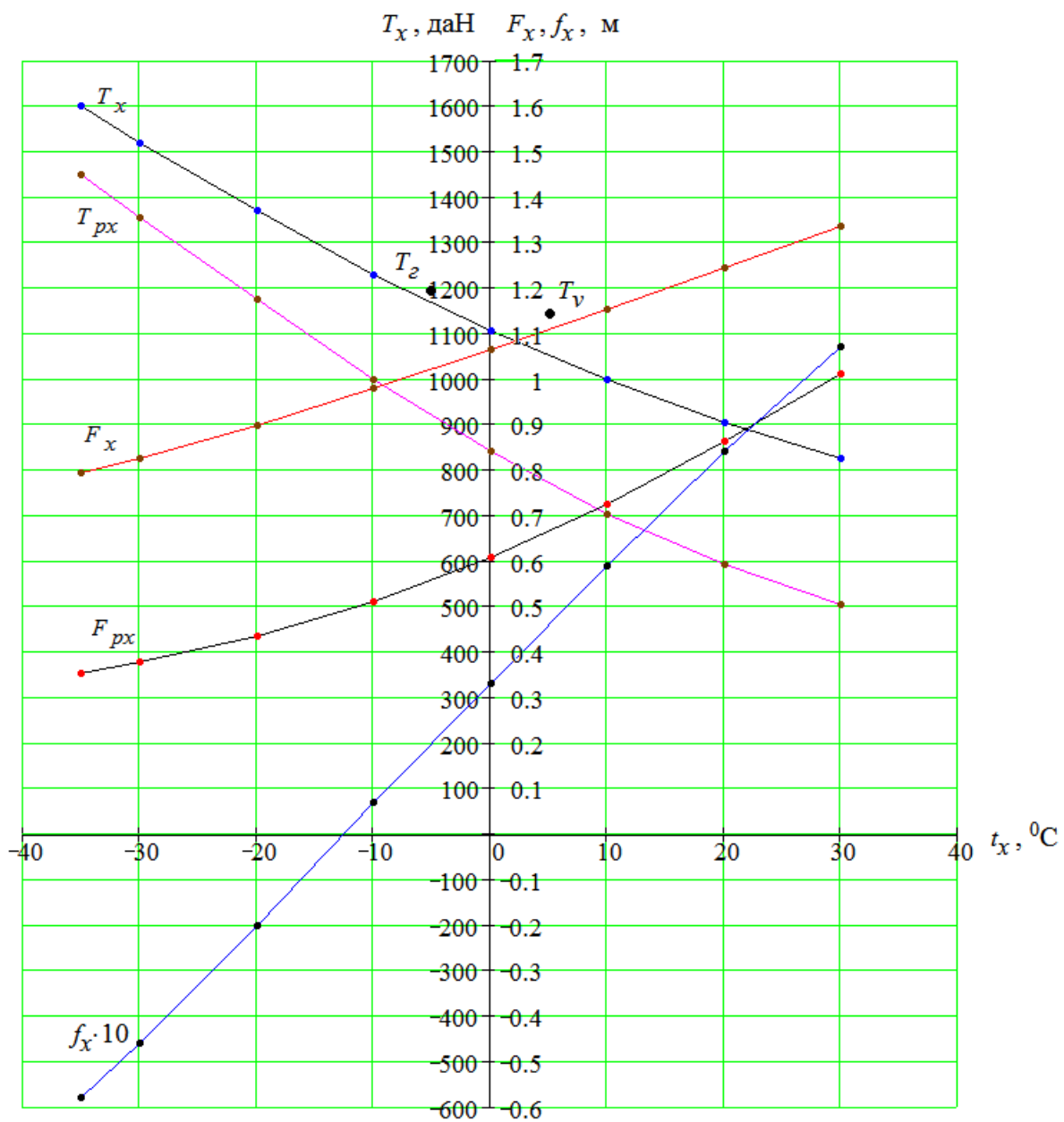


Рисунок 1.3 – Монтажні криві

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

02.15.ЕС1911.КРБ.2023–ПЗ

Лист

30

2. ЕЛЕКТРИЧНІ ПІДСТАНЦІЇ ТА СТАНЦІЇ

2.1 Розрахунок потужності трансформаторів

Зобразимо структурну схему розрахункової підстанції на рис. 2.1.

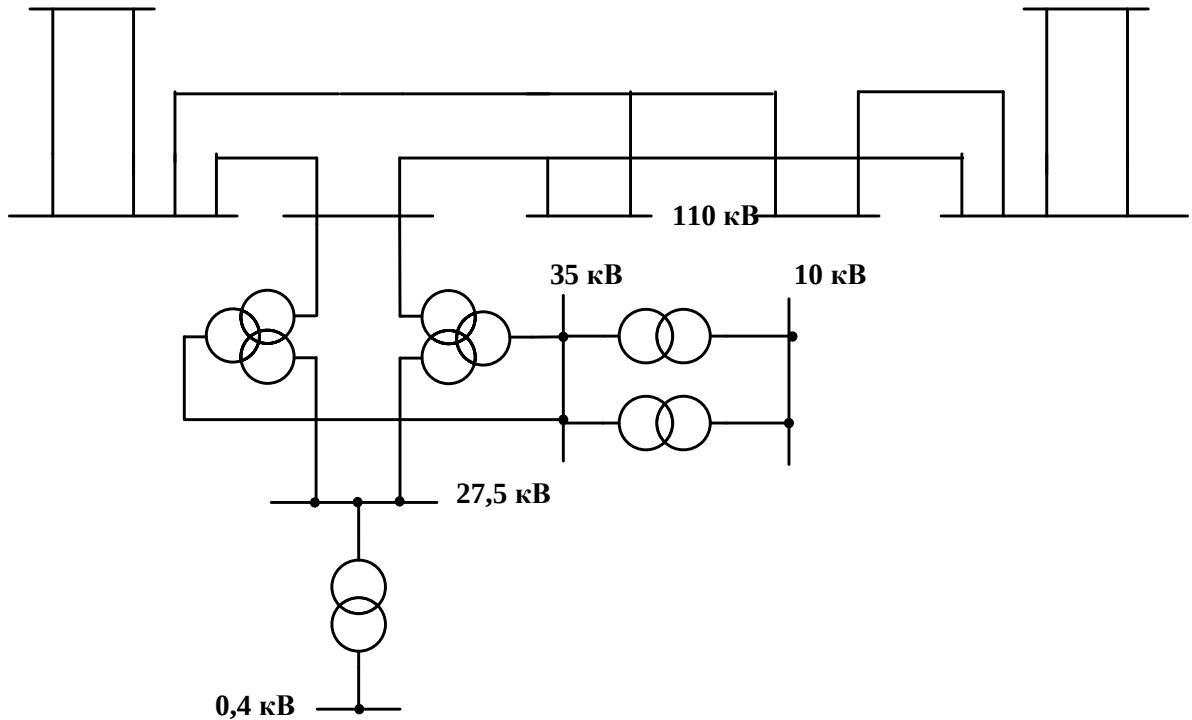


Рисунок 2.1 – Структурна схема розрахункової ТП

Максимальна потужність на шинах 27,5 кВ:

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

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

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

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

Потужність тягового навантаження:

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

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

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

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

k_{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:

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

Відповідно до (2.1) отримаємо:

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

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

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

					02.15.ЕС1911.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		32

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

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

Тоді отримаємо:

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

$$S_{\text{ш. max } 35} = (2500 + 3706) \cdot 0,95 = 5895,7 \text{ кВА.}$$

Розрахункова потужність головного понижуючого трансформатора:

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

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

Результати вибору трансформаторів зведемо до таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Вибрані трансформатори та їх паспортні дані

№ п/п	Тип трансформатора	Кіль- кість	U_1 , кВ	U_2 , кВ	U_3 , кВ	U_k , %			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	$Y_0 / Y_H / \Delta_0 - 11$
2	ТМ - 2500/35 У1	2	35		10,5		6,5		$Y / \Delta - 11$
3	ТМ-400/10 У1	2	10		0,4		4,5		$Y / Y_0 - 0$

Потужність підстанції:

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

2.2 Розрахунок струмів к.з.

Схема заміщення представлена на рис.2.2.

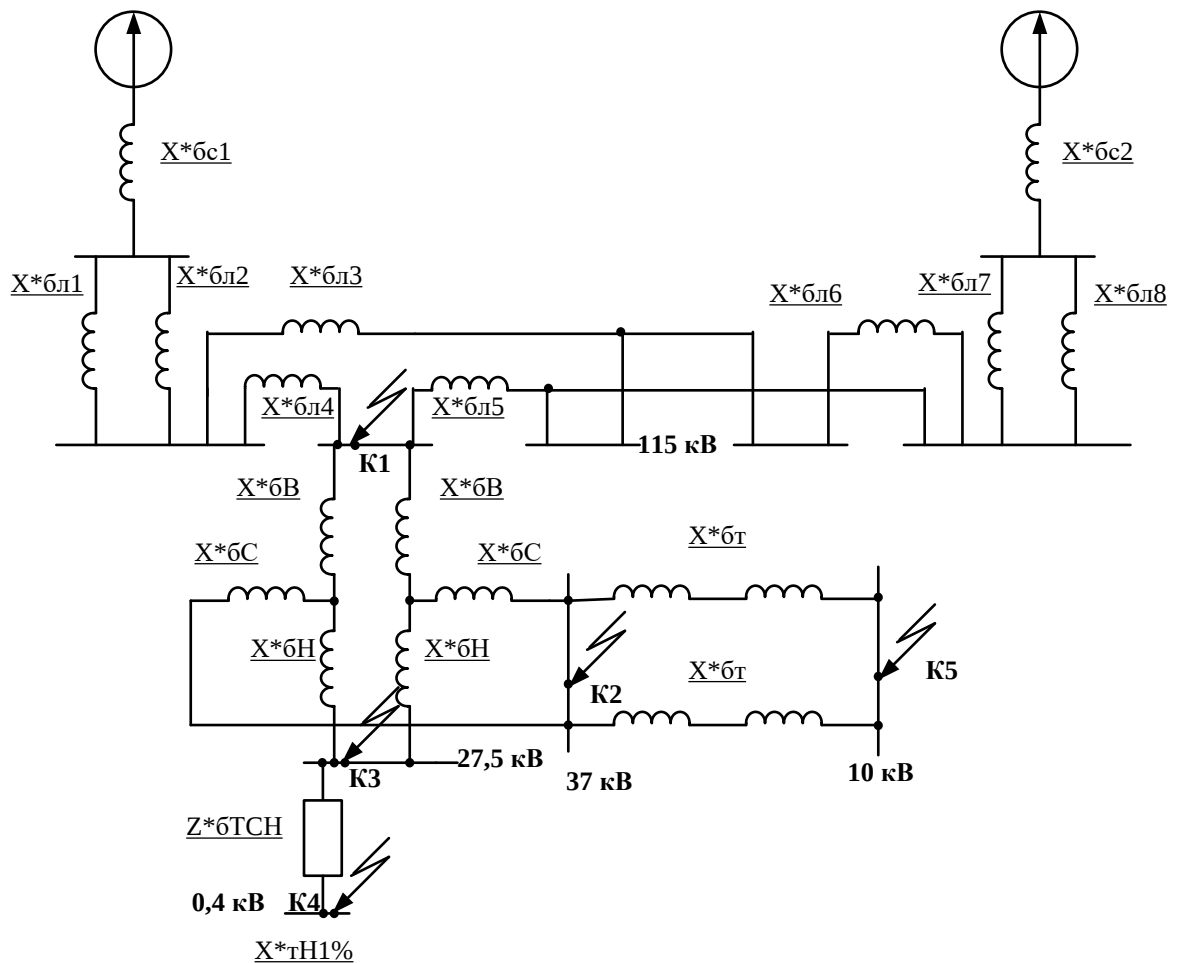


Рисунок 2.2 – Схема заміщення

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 :

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

Струм короткого замикання визначимо по формулі:

$$I_k = \frac{I_{\bar{0}}}{X_{*\bar{0}}} . \quad (2.4)$$

Базисний опір системи має таку формулу:

$$X_{*бсист} = \frac{S_{\bar{0}}}{S_k} . \quad (2.5)$$

Схема заміщення до точки к1 представлена на рис.2.3.

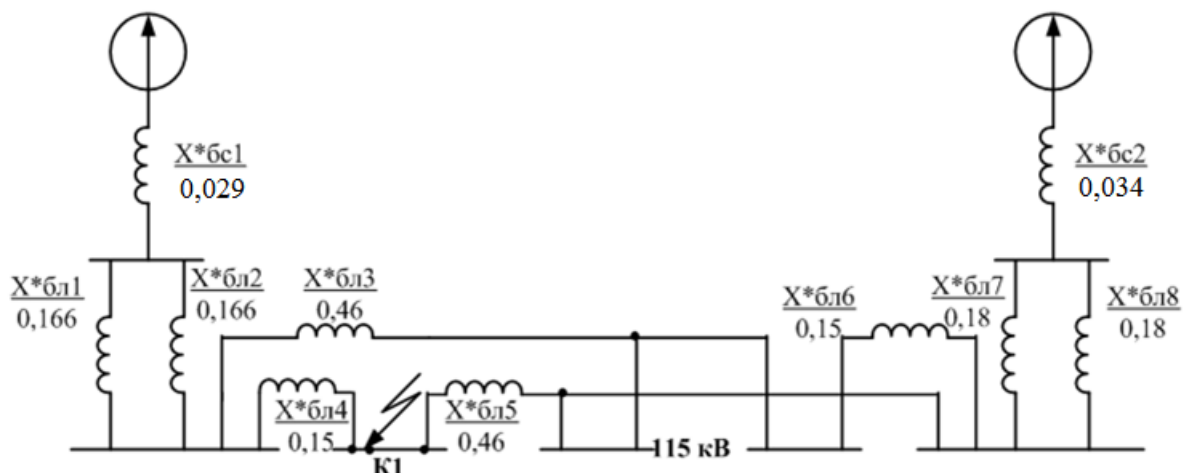


Рисунок 2.3 – Схема заміщення до точки к1

Відповідно до (2.5) базисний опір системи 1:

$$X_{*бсист1} = \frac{100}{3400} = 0,029 .$$

Базисний опір системи 2:

$$X_{*бсист2} = \frac{100}{2900} = 0,034 .$$

Базисний струм:

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

Опори ліній:

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

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

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

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

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

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

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

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

					02.15.ЕС1911.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		36

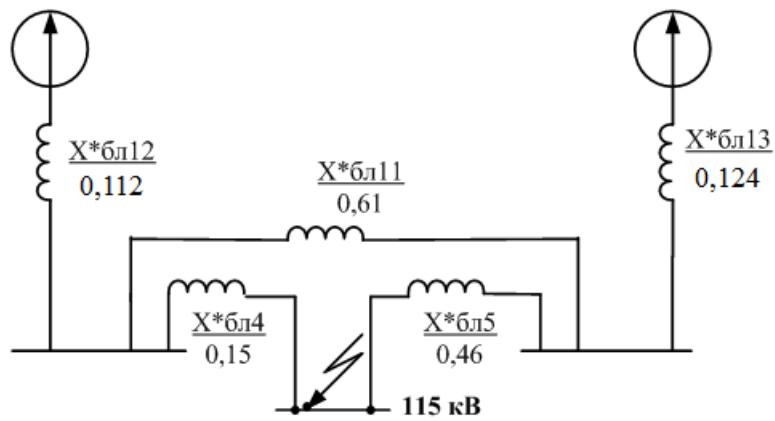


Рисунок 2.4 – Перетворена схема заміщення до точки к1

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

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

$$X_{*бл12} = X_{*бл1} + X_{*бл9} = 0,029 + 0,083 = 0,112;$$

$$X_{*бл13} = X_{*бл2} + X_{*бл10} = 0,034 + 0,09 = 0,124.$$

Після деяких перетворень отримаємо схему на рис. 2.5.

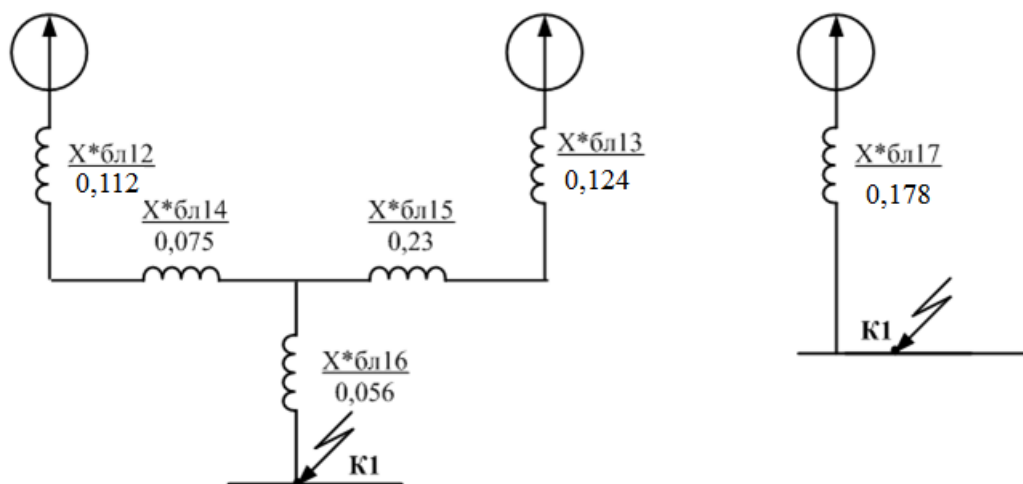


Рисунок 2.5 – Згорнута схема заміщення до точки к1

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

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

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

$$\begin{aligned} X_{\bar{\sigma}l17}^* &= X_{\bar{\sigma}l16}^* + \frac{(X_{\bar{\sigma}l12}^* + X_{\bar{\sigma}l14}^*) \cdot (X_{\bar{\sigma}l13}^* + X_{\bar{\sigma}l15}^*)}{X_{\bar{\sigma}l12}^* + X_{\bar{\sigma}l14}^* + X_{\bar{\sigma}l13}^* + X_{\bar{\sigma}l15}^*} = \\ &= 0,056 + \frac{(0,112 + 0,075) \cdot (0,124 + 0,23)}{0,112 + 0,075 + 0,124 + 0,23} = 0,178. \end{aligned}$$

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

$$I_{K1} = \frac{I_{\bar{\sigma}1}}{X_{\bar{\sigma}K1}^*} = \frac{0,502}{0,178} = 2,82 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці К1:

$$i_{y1} = 2,55 \cdot I_{K1} = 2,55 \cdot 2,82 = 7,19 \text{ кА;}$$

$$I_{Kуст1} = 1,52 \cdot I_{K1} = 1,52 \cdot 2,82 = 4,29 \text{ кА.}$$

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

Знайдемо напруги обмоток трансформатора:

$$u_{KВ} = 0,5 \cdot (u_{KВС} + u_{KВН} - u_{KСН}) = 0,5 \cdot (10,5 + 18 - 6,5) = 10,75;$$

					02.15.ЕС1911.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		38

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

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

Визначимо опір обмоток трансформатора:

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

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

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

Схема заміщення до точки к2 представлена на рис. 2.6.

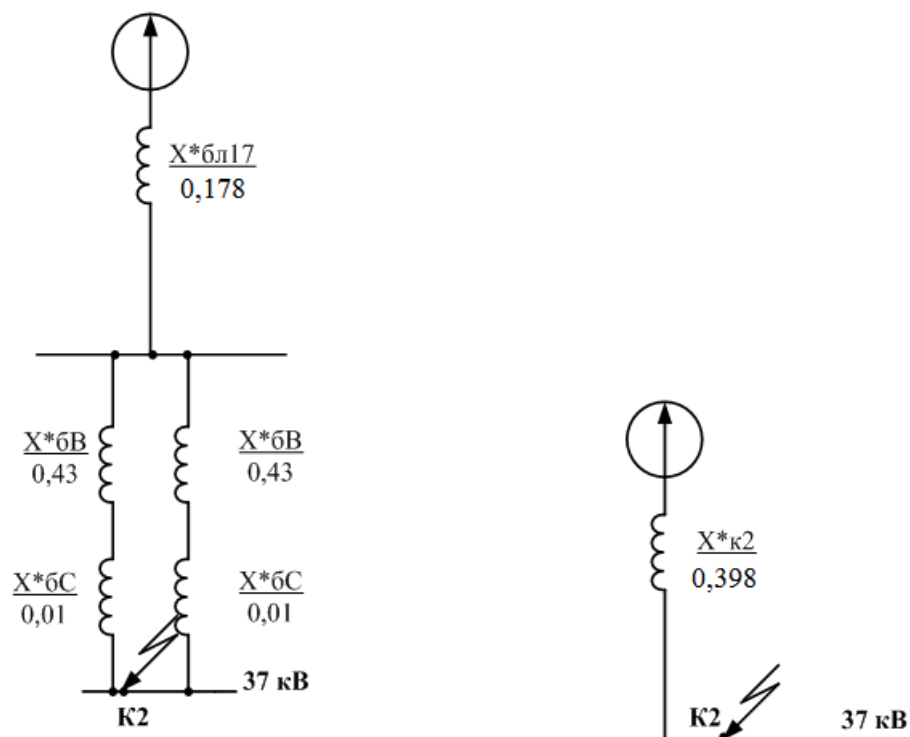


Рисунок 2.6 – Схема заміщення до точки к2

Визначимо базисний струм для точки к2:

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

$$X_{*\delta K2} = X_{*\delta K1} + \frac{X_{*\delta B} + X_{*\delta C}}{2} = 0,178 + \frac{0,43 + 0,01}{2} = 0,398.$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці к2:

$$I_{\kappa 2} = \frac{I_{\delta 2}}{X_{*\delta K2}} = \frac{1,56}{0,398} = 3,92 \text{ кА}.$$

Знайдемо ударний струм в точці к2:

$$i_{y2} = 2,55 \cdot I_{\kappa 2} = 2,55 \cdot 3,92 = 10 \text{ кА};$$

$$I_{Kycm2} = 1,52 \cdot I_{\kappa 2} = 1,52 \cdot 3,92 = 5,96 \text{ кА}.$$

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:

$$X_{*\delta K3} = X_{*\delta K1} + \frac{X_{*\delta B} + X_{*\delta H}}{2} = 0,183 + \frac{0,43 + 0,27}{2} = 0,533.$$

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.ЕС1911.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		40

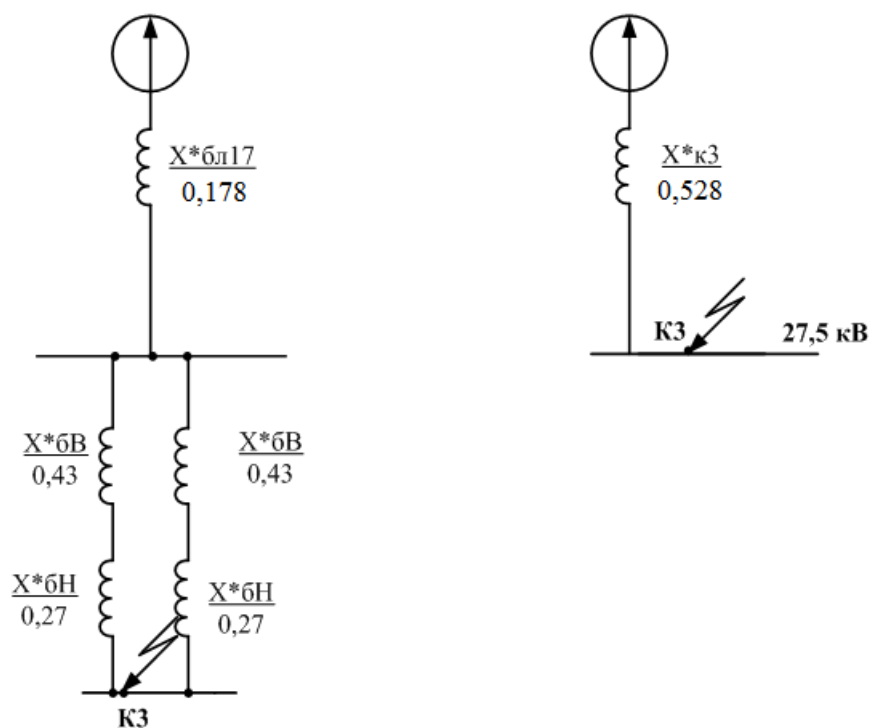


Рисунок 2.7 – Схема заміщення до точки КЗ

Знайдемо струм короткого замикання в точці КЗ:

$$I_{кЗ} = \frac{I_{бЗ}}{X_{*бКЗ}} = \frac{2}{0,528} = 3,79 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці КЗ:

$$i_{уЗ} = 2,55 \cdot I_{кЗ} = 2,55 \cdot 3,79 = 9,66 \text{ кА};$$

$$I_{КузмЗ} = 1,52 \cdot I_{кЗ} = 1,52 \cdot 3,79 = 5,76 \text{ кА.}$$

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

Схема заміщення представлена на рис. 2.8.

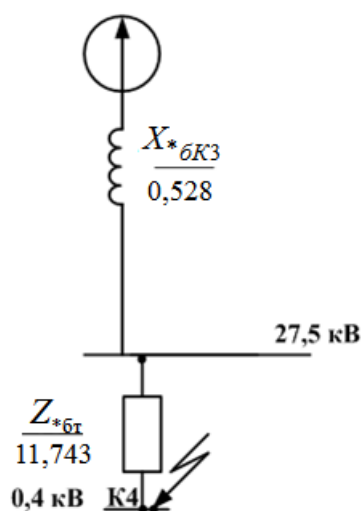


Рисунок 2.8 – Схема заміщення до точки к4
В ТВП активна і індуктивна складові опору співрозмірні.

$$Z_{*\delta m} = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{номтр.}} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{100}{0,4} = 11,25;$$

$$R_{*\delta m} = \frac{\Delta P_{кз}}{S_{номтр.}} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{номтр.}} = \frac{5,5}{400} \cdot \frac{100}{0,4} = 3,44;$$

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

$$Z_{*\delta m\Sigma} = \sqrt{(X_{*\delta K3} + X_{*\delta m})^2 + R_{*\delta m}^2} = \sqrt{(0,528 + 10,7)^2 + 3,44^2} = 11,743.$$

Визначимо базисний струм для точки К4:

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

Знайдемо струм короткого замикання в точці К4:

$$I_{\kappa 4} = \frac{I_{\delta 4}}{Z_{* \delta m \Sigma}} = \frac{144,34}{11,743} = 12,29 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці К4:

$$i_{y4} = 1,84 \cdot I_{\kappa 4} = 1,84 \cdot 12,29 = 22,61 \text{ кА;}$$

$$I_{K_{уст4}} = 1,52 \cdot I_{\kappa 4} = 1,52 \cdot 12,29 = 18,68 \text{ кА.}$$

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

Схема заміщення представлена на рис. 2.9.

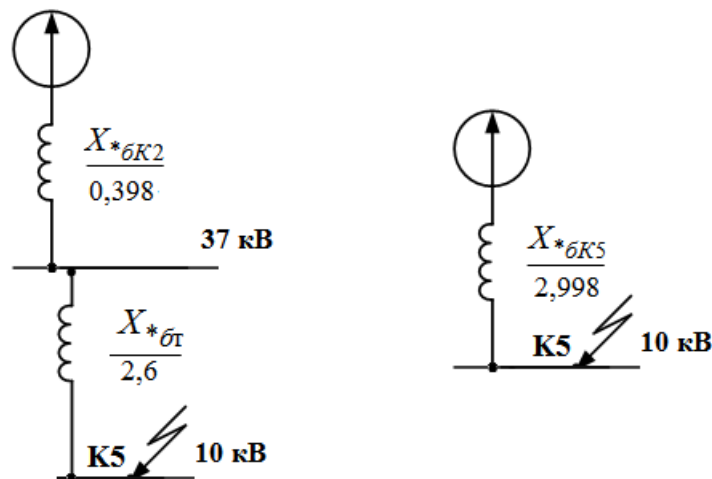


Рисунок 2.9 – Схема заміщення до точки к5

Знайдемо опір трансформатора по формулі:

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

Визначимо загальний опір до шин 10 кВ:

$$X_{* \delta K5} = X_{* \delta K2} + X_{* \delta T} = 0,398 + 2,6 = 2,998.$$

Визначимо базисний струм для точки к5:

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

Знайдемо струм короткого замикання в точці к5:

$$I_{к5} = \frac{I_{\delta 5}}{X_{* \delta K5}} = \frac{5,5}{2,998} = 1,835 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці к2:

$$i_{y5} = 2,55 \cdot I_{к5} = 2,55 \cdot 1,835 = 4,68 \text{ кА;}$$

$$I_{Kycm5} = 1,52 \cdot I_{к5} = 1,52 \cdot 1,835 = 2,79 \text{ кА.}$$

Обчислимо теплові імпульси:

$$B_{к} = I_{к}^2 (t_{откл} + T_a).$$

$$K1: B_{к} = 2,82^2 (2 + 0,05) = 16,3 \text{ кА}^2\text{с;}$$

$$K2: B_{к} = 3,92^2 (1,5 + 0,05) = 23,82 \text{ кА}^2\text{с;}$$

$$K3: B_{к} = 3,79^2 (0,5 + 0,05) = 7,9 \text{ кА}^2\text{с;}$$

$$K4: B_{к} = 12,29^2 (0,5 + 0,05) = 83,07 \text{ кА}^2\text{с;}$$

					02.15.ЕС1911.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		44

$$K5: B_k = 1,835^2(1,5 + 0,05) = 5,2 \text{ кА}^2\text{с.}$$

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

Таблиця 2.2 – Результати розрахунків точок к. з.

Точки короткого замикання	Струми короткого замикання при $S_6=100$ МВА				
	$I_{\phi}, \text{кА}$	$I_k, \text{кА}$	$I_{K_{уст}}, \text{кА}$	$i_y, \text{кА}$	$B_k, \text{кА}^2\text{с}$
K1	0,502	2,82	4,29	7,19	16,3
K2	1,56	3,92	5,96	10	23,82
K3	2	3,79	5,76	9,66	7,9
K4	144,34	12,29	18,68	22,61	83,07
K5	5,5	1,835	2,78	4,68	5,2

2.3 Розрахунок максимальних робочих струмів приєднань

Розрахунок максимальних робочих струмів зведемо до таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Максимальні робочі струми приєднань

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

Закінчення таблиці 2.3

1	2	3	4
7	Сторона НН РТ 35/10	$I_{роб.ш. \max} = \frac{k_{пер} \cdot k_{рн} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 0,7 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 10}$	141,6 А
8	Сторона ВН ТВП	$I_{роб.ш. \max} = \frac{k_{пер} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 10}$	32,33 А
9	Сторона НН ТВП	$I_{роб.ш. \max} = \frac{k_{пер} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 0,4}$	808,3 А
10	Збірні шини 35 кВ	$I_{роб.ш. \max} = \frac{k_{рн} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{0,5 \cdot 50000}{\sqrt{3} \cdot 35}$	413 А
11	Збірні шини 10 кВ	$I_{роб.ш. \max} = \frac{k_{рн} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{0,7 \cdot 5000}{\sqrt{3} \cdot 10}$	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.

					02.15.ЕС1911.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		46

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

$$1) U_{ном} \geq U_p;$$

$$2) I_{ном} \geq I_p;$$

$$3) I_{номвідкл} \geq I_K;$$

$$4) i_{\partial} \geq i_{y\partial};$$

$$5) I_T^2 \cdot t_T \geq B_K;$$

$$B_K = I_K^2 \cdot (t_{відкл} + T_a).$$

Приведемо приклад розрахунку для вводу 110 кВ:

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

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

Подальші розрахунки та вибір вимикачів зведемо до таблиці 2.4.

Вибір роз'єднувачів.

При виборі роз'єднувачів перевіряються наступні умови:

$$1) U_{ном} \geq U_p;$$

$$2) I_{ном} \geq I_p;$$

$$3) i_{\partial} \geq i_{y\partial};$$

$$4) I_T^2 \cdot t_T \geq B_K;$$

$$B_K = I_K^2 \cdot (t_{відкл} + T_a).$$

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

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

					02.15.ЕС1911.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		47

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	Вводи в РУ-110 кВ	ВГТ-110 П*-40/2500 У1	110	2500	102	40	3550
			110	367,8	7,19	2,82	16,3
2	Сторона СН ГПТ	ВР35-35-20/1250 У2	35	1250	52	20	2560
			35	578,05	10	3,92	23,82
3	Сторона НН ГПТ	ВБЗО-27,5-20/1000 У1	27,5	1000	52	20	1200
			27,5	735,7	9,66	3,79	7,9
4	Споживачі 35 кВ	ВР35-35-20/1250 У2	35	1250	52	20	1200
			35	18	10	3,92	23,82
5	Споживачі 10 кВ	ВР1-10-20/630 У1	10	630	52	20	1200
			10	37,4	4,68	1,835	5,2
6	Сторона ВН РТ 35/10	ВР35-35-20/1250 У2	35	1250	52	20	1200
			35	57,8	10	3,92	23,82
7	Фідер к.м. 27,5 кВ	ВБЗО-27,5-20/1000 У1	27,5	1000	52	20	1200
			27,5	121,7	9,66	3,79	7,9
8	Сторона НН РТ 35/10	ВР1-10-20/630 У1	10	630	52	20	1200
			10	141,6	4,68	1,835	5,2
9	Сторона ВН ТВП	ВР1-10-20/630 У1	10	630	52	20	1200
			10	32,4	4,68	1,835	5,2

Таблиця 2.5 – Вибрані роз'єднувачі

№	Найменування приєднань	Тип роз'єднувача	Співвідношення паспортних і розрахункових даних			
			$\frac{U_{ном}}{U_{роб}}$	$\frac{I_{ном}}{I_{роб.мах}}$	$\frac{I_{\partial}}{I_y}$	$\frac{I_T^2 t_T}{B_K}$
1	Вводи в РУ-110 кВ	РДЗ.2-110Б-1000У1	110	1000	80	2201
			110	367,8	7,19	16,3
2	Сторона НН ГПТ	РДЗ.2-35/1000У1	35	1000	80	1200
			27,5	735,7	9,66	7,9
3	Споживачі 35 кВ	РДЗ.1-35/1000-У1	35	1000	50	1200
			35	18	10	23,82
4	Споживачі 10 кВ	РДЗ-10/1000У1	10	1000	80	1200
			10	37,4	4,68	5,2
5	Сторона НН РТ-35/10	РДЗ.2-35/1000У1	35	1000	50	1200
			10	141,6	9,66	7,9
6	Фідер к.м. 27,5 кВ	РДЗ.1-35/1000У1	35	1000	80	1200
			27,5	121,7	9,66	7,9
7	Сторона ВН РТ-35/10	РДЗ.1-35/1000У1	35	1000	50	1200
			35	57,8	10	23,82

2.5 Проектування сонячної електростанції

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



Version 7.3.3

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Листопадов Максим

Variant: New simulation

Sheds on ground

System power: 7002 kWp

Kamenna - Ukraine

Maksym Listopadov
Signature

Рисунок 2.10 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

					02.15.ЕС1911.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		49



PVsyst V7.3.3

VC0, Simulation date:
06/05/23 08:15
with v7.3.3

Project: Листопадов Максим

Variant: New simulation

UDUNT

Project summary

Geographical Site

Kamenna
Ukraine

Situation

Latitude 48.70 °N
Longitude 32.28 °E
Altitude 172 m
Time zone UTC+2

Project settings

Albedo 0.20

Meteo data

Kamenna
Meteonorm 8.1 (1996-2015), Sat=100% - Synthetic

System summary

Grid-Connected System

PV Field Orientation

Fixed plane
Tilt/Azimuth 30 / 0 °

Sheds on ground

Near Shadings

Linear shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

System information

PV Array

Nb. of modules 14004 units
Pnom total 7002 kWp

Inverters

Nb. of units 60 units
Pnom total 6000 kWac
Pnom ratio 1.167

Results summary

Produced Energy 8761426 kWh/year Specific production 1251 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 84.18 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	6
Loss diagram	7
Predef. graphs	8
P50 - P90 evaluation	9
Single-line diagram	10

06/05/23

PVsyst Evaluation mode

Page 2/10

Рисунок 2.11 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

02.15.EC1911.КРБ.2023–ПЗ

Лист

50



General parameters

Grid-Connected System		Sheds on ground		Models used	
PV Field Orientation		Sheds configuration		Transposition	
Orientation		Nb. of sheds	778 units	Diffuse	Perez
Fixed plane		Sizes		Circumsolar	Perez, Meteonorm
Tilt/Azimuth	30 / 0 °	Sheds spacing	12.0 m		separate
		Collector width	4.37 m		
		Ground Cov. Ratio (GCR)	36.4 %		
		Shading limit angle			
		Limit profile angle	14.9 °		
Horizon		Near Shadings		User's needs	
Free Horizon		Linear shadings		Unlimited load (grid)	

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	TSM-DE18M-II)-500	Model	SUN2000-100KTL-M1-400VAc
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	500 Wp	Unit Nom. Power	100 kWAc
Number of PV modules	14004 units	Number of inverters	60 units
Nominal (STC)	7002 kWp	Total power	6000 kWAc
Modules	778 Strings x 18 In series	Operating voltage	200-1000 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>33°C)	110 kWAc
Pmpp	6375 kWp	Pnom ratio (DC/AC)	1.17
U mpp	701 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	9089 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	7002 kWp	Total power	6000 kWAc
Total	14004 modules	Max. power	6000 kWAc
Module area	33459 m²	Number of inverters	60 units
		Pnom ratio	1.17

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses	
Loss Fraction	1.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	1.7 mΩ
		Uc (const)	20.0 W/m²K	Loss Fraction	2.0 % at STC
		Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s		
Module Quality Loss		Module mismatch losses		Strings Mismatch loss	
Loss Fraction	-0.8 %	Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.2 %
IAM loss factor					
Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290					
0°	30°	50°	60°	70°	75°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816
					0.681
					0.440
					0.000

Рисунок 2.12 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst



PVsyst V7.3.3

VCO, Simulation date:
06/05/23 08:15
with v7.3.3

Project: Листопадов Максим

Variant: New simulation

UDUNT

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage 400 Vac tri
Loss Fraction 1.13 % at STC
Inverter: SUN2000-100KTL-M1-400Vac
Wire section (60 Inv.) Alu 60 x 3 x 300 mm²
Average wires length 150 m

MV line up to Injection

MV Voltage 35 kV
Average each inverter
Wires Alu 3 x 150 mm²
Length 300 m
Loss Fraction 0.01 % at STC

AC losses in transformers

MV transfo

Medium voltage 35 kV
One transfo parameters
Nominal power at STC 2.29 MVA
Iron Loss (24/24 Connexion) 1.99 kVA
Iron loss fraction 0.09 % at STC
Copper loss 45.77 kVA
Copper loss fraction 2.00 % at STC
Coils equivalent resistance 3 x 1.40 mΩ

Operating losses at STC (full system)

Nb. identical MV transfos 3
Nominal power at STC 6.87 MVA
Iron loss (24/24 Connexion) 5.97 kVA
Copper loss 137.32 kVA

06/05/23

PVsyst Evaluation mode

Page 4/10

Рисунок 2.13 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

02.15.EC1911.КРБ.2023–ПЗ

Лист

52



PVsyst V7.3.3

VC0, Simulation date:
06/05/23 08:15
with v7.3.3

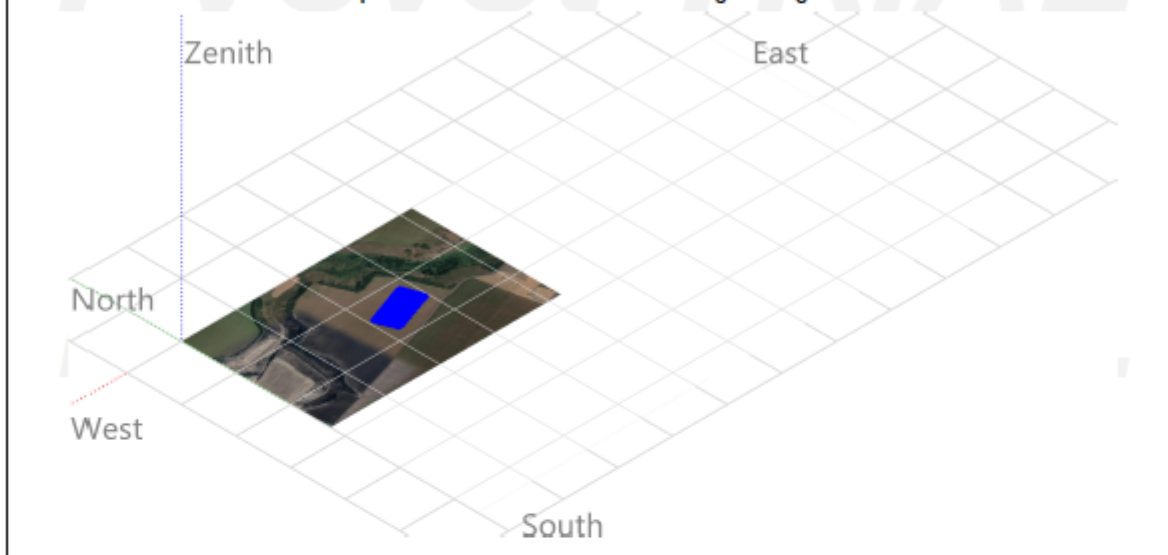
Project: Листопадов Максим

Variant: New simulation

UDUNT

Near shadings parameter

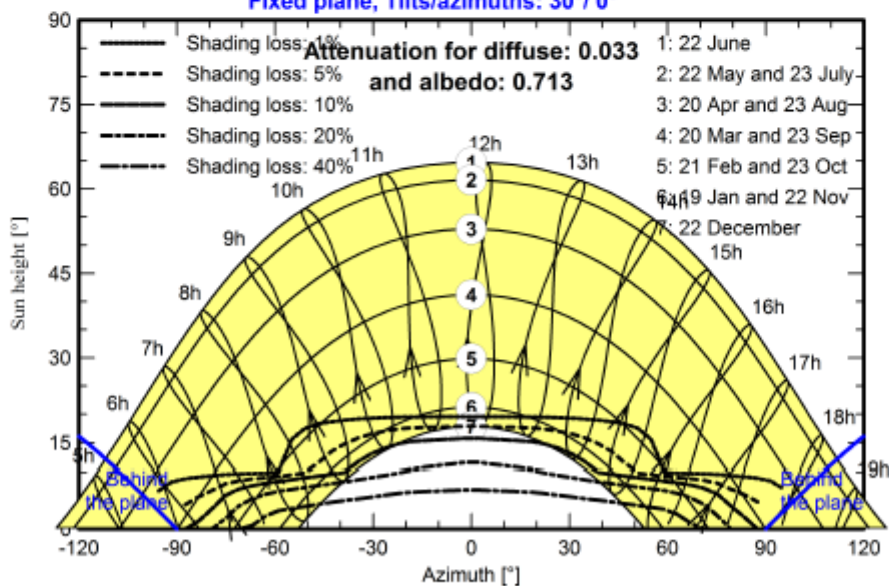
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1

Fixed plane, Tilts/azimuths: 30°/ 0°



06/05/23

PVsyst Evaluation mode

Page 5/10

Рисунок 2.14 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

02.15.EC1911.КРБ.2023–ПЗ

Лист

53



PVsyst V7.3.3

VC0, Simulation date:
06/05/23 08:15
with v7.3.3

Project: Листопадов Максим

Variant: New simulation

UDUNT

Main results

System Production

Produced Energy

8761426 kWh/year

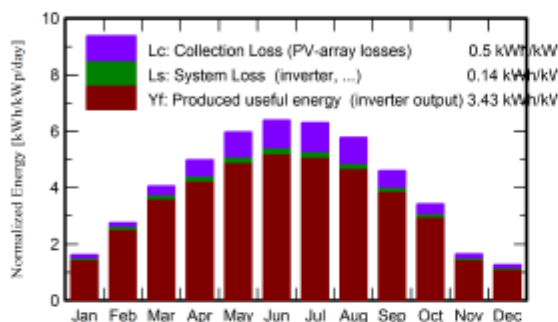
Specific production

1251 kWh/kWp/year

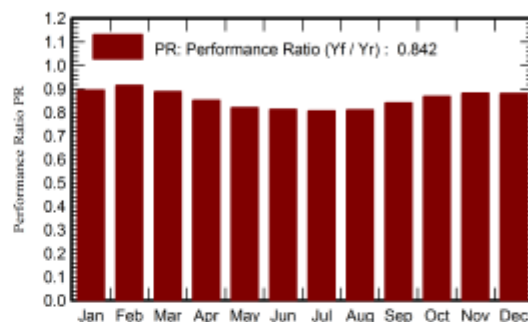
Perf. Ratio PR

84.18 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	ratio
January	29.7	18.20	-3.65	50.1	46.9	329123	314342	0.896
February	50.2	26.53	-2.86	77.1	73.7	515751	494441	0.915
March	94.5	47.14	2.48	125.7	120.2	815468	782110	0.889
April	132.3	67.44	9.85	149.4	141.9	927938	891212	0.852
May	177.8	74.48	16.39	185.1	175.8	1108164	1063907	0.821
June	193.2	78.16	19.52	191.9	182.1	1137537	1092305	0.813
July	192.6	78.34	21.97	195.5	185.9	1147959	1103048	0.806
August	161.5	70.99	21.46	179.0	170.4	1057658	1016392	0.811
September	112.3	58.23	15.29	138.1	131.4	845228	812750	0.840
October	71.5	32.76	8.74	105.9	101.3	670908	643740	0.868
November	31.7	19.98	3.28	49.3	46.5	319011	304635	0.882
December	23.1	15.32	-1.16	39.4	36.3	254918	242546	0.880
Year	1270.4	587.58	9.35	1486.5	1412.4	9129661	8761426	0.842

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

06/05/23

PVsyst Evaluation mode

Page 6/10

Рисунок 2.15 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

02.15.EC1911.КРБ.2023–ПЗ

Лист

54



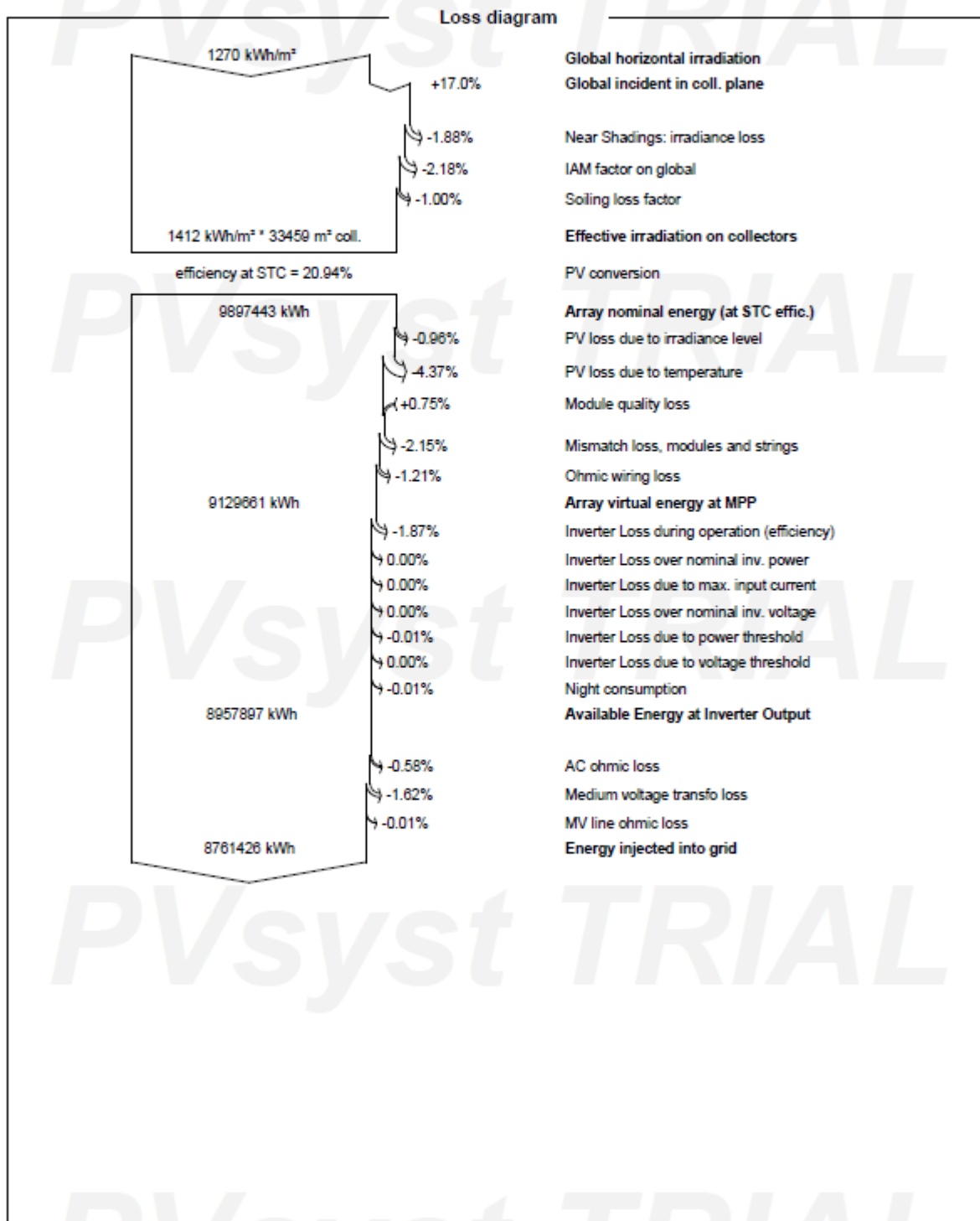
PVsyst V7.3.3

VC0, Simulation date:
06/05/23 08:15
with v7.3.3

Project: Листопадов Максим

Variant: New simulation

UDUNT



06/05/23

PVsyst Evaluation mode

Page 7/10

Рисунок 2.16 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

02.15.EC1911.КРБ.2023–ПЗ

Лист

55



PVsyst V7.3.3

VC0, Simulation date:
06/05/23 08:15
with v7.3.3

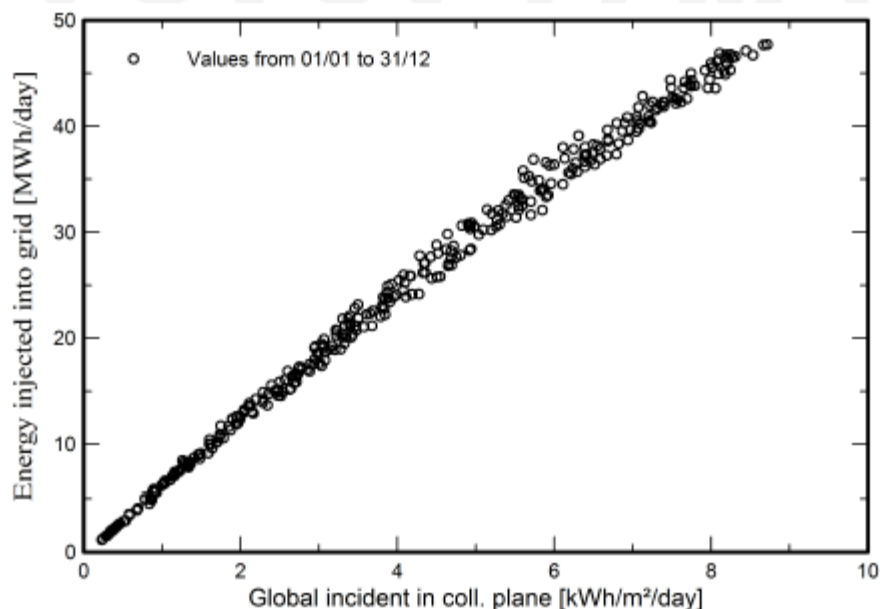
Project: Листопадов Максим

Variant: New simulation

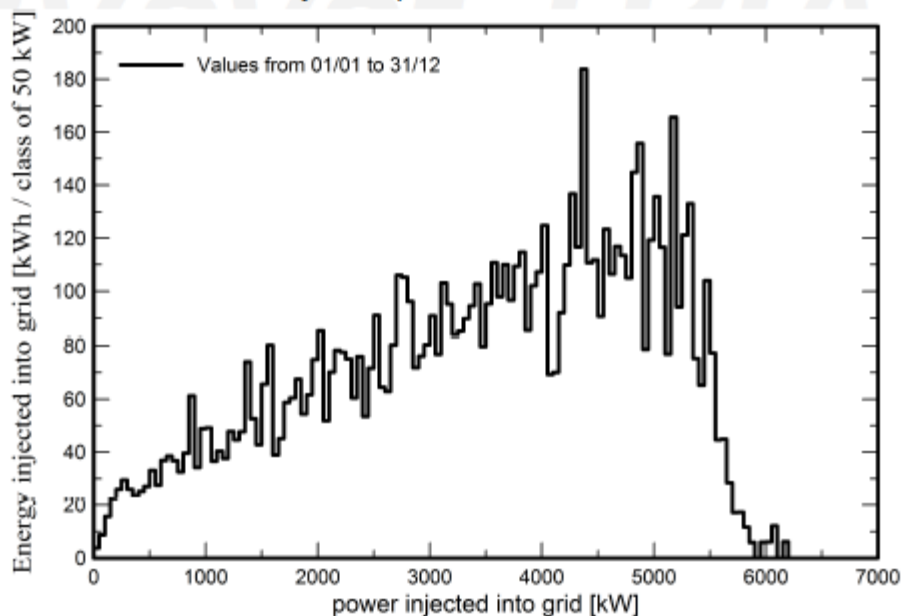
UDUNT

Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution



06/05/23

PVsyst Evaluation mode

Page 8/10

Рисунок 2.17 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

02.15.EC1911.КРБ.2023–ПЗ

Лист

56



PVsyst V7.3.3

VC0, Simulation date:
06/05/23 08:15
with v7.3.3

Project: Листопадов Максим

Variant: New simulation

UDUNT

P50 - P90 evaluation

Meteo data

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

Global variability (meteo + system)

Variability (Quadratic sum) 2.1 %

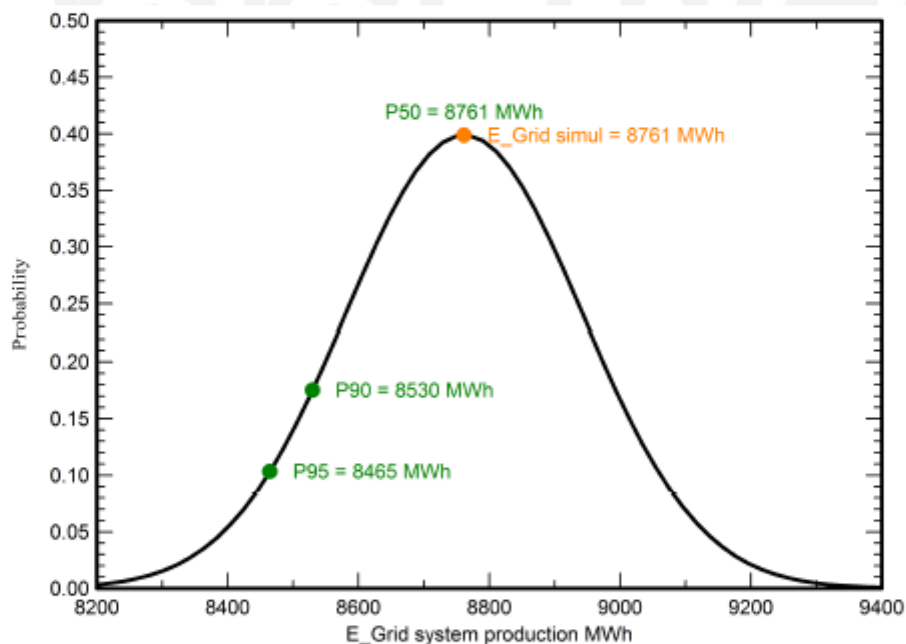
Simulation and parameters uncertainties

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 181 MWh
P50 8761 MWh
P90 8530 MWh
P95 8465 MWh

Probability distribution



06/05/23

PVsyst Evaluation mode

Page 9/10

Рисунок 2.18 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

02.15.EC1911.КРБ.2023–ПЗ

Лист

57

3 ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ ТА РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ

3.1 Розрахунок кабельної лінії електропересилання

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

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

Інші вихідні данні представлені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Вихідні дані

№ вар	Напруга мережі, кВ	Максимальний струм 3-ф КЗ, кА	Повний час тривалості короткого замикання, с	Максимальна розрахункова потужність, кВт	Довжина кабельної лінії, км
9	10	1,835	1	6000	2

Розрахунок за тривалим струмом навантаження.

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

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

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

U_g - напруга мережі, кВ;

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

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

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

					02.15.ЕС1911.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		58

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

№ КЛ	$P_{\max.с}, \text{кВт}$	$U_g, \text{кВ}$	$\cos\varphi$	$I_0, \text{А}$	$S, \text{мм}^2$	$I_c, \text{А}$
1	6000	10	0,99	349,91	240	367

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

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

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

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

№ КЛ	$I_c, \text{А}$	k_2	k_{33}	k_4	k_5	$I_0, \text{А}$	$I_{cg}, \text{А}$	Виконання умови
1	367	0,98	1	1,18	1	349,91	424,4	виконується

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

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

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

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

№ КЛ	$I_c, \text{А}$	k_1	k_2	k_{33}	k_4	k_5	$I_0, \text{А}$	$I_{cg}, \text{А}$	Виконання умови
1	351	0,955	0,98	1	1,14	1	349,91	374,5	виконується

					02.15.ЕС1911.КРБ.2023–ПЗ				Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата					59

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
1	511	1,08	1	349,91	551,9	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
1	22,7	1	26,21	1,835	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:

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

					02.15.ЕС1911.КРБ.2023–ПЗ	Лист
						61
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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_{tsc} , кА	t , с	I_{ssc} , кА	$I_{sc}^{(2)}$, кА	Виконання умови
1	25	5,1	1	5,1	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.

Таблиця 3.8 – Результати розрахунку падіння напруги в кінці КЛ

№ КЛ	U_g , В	L , км	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	ΔU , В	ΔU , %
1	10000	2	0,161	0,099	208,1	2,08

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

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

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:

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

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

					02.15.ЕС1911.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		64

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

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

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

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_0 , А	L , км	γ_1	$U_1^{(3)}$, В	γ_2	U_2 , В	γ_3	U_3 , В	Виконання умови
1	349,91	2	0,67	2,68	12,2	2,83	0,24	10,5	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:

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

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

					02.15.ЕС1911.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		65

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 ($P=6$ МВт).
2. Розрахункова напруга на шинах 10 кВ - 10,5 кВ.
3. Трансформатор ТМГ-1000/10/0,4 кВ ($u_k=7\%$).
4. Довжина кабельної лінії – 2 км.
5. Струм трифазного короткого замикання в максимальному режимі на шинах 10 кВ ПС 35/10 кВ - 1,835 кА.
6. В якості провідників для розрахунку струму короткого замикання на шинах проектованої СЕС прийнято 3хСП-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:

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

Опір повітряно-кабельної лінії.

Активна складова:

$$r_L = r_0 \cdot \ell_L, \text{ Ом} \quad (3.21)$$

Реактивна складова:

$$x_L = x_0 \cdot \ell_L, \text{ Ом} \quad (3.22)$$

					02.15.ЕС1911.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		66

Сумарний опір до розрахункової точки К2:

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

Опір трансформатора:

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

Сумарний опір до розрахункової точки К3:

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

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

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

$z_c, \text{ Ом}$	$r_l, \text{ Ом}$	$x_l, \text{ Ом}$	$z_{K2}, \text{ Ом}$	$z_m, \text{ Ом}$	$z_{K3}, \text{ Ом}$
3,3	1,64	0,3	3,828	7,718	11,546

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

Розрахункова точка К1.

Струм КЗ в розрахунковій точці К1 приймаємо рівним струму короткого замикання на шинах 10 кВ ПС 35/10 кВ - $I_{K1}^{(3)} = 1,835 \text{ кА}$.

Розрахункова точка К2.

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

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

					02.15.ЕС1911.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		67

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

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

Сумарний струм КЗ в точці К2:

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

Розрахункова точка К3.

Струм КЗ питомий 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:

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

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

$I_{K1}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{K2ПС}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{KCEC}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{K2}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{K3ПС}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{K3}^{(3)}, \text{кА}$
1,835	1,584	0,33	1,914	0,525	0,855

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

$I_{K1}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{K2ЛС}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{KCEC}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{K2}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{K3ЛС}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{K3}^{(2)}, \text{кА}$
1,596	1,379	0,287	1,666	0,457	0,744

Розрахунок уставок спрацювання захисту.

Вихідні дані для розрахунку уставок спрацювання захисту:

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

І ст. СВ (струмова відсічка).

Струм спрацювання захисту обирається за умовами:

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

Максимальна величина струму при включенні може скласти

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

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

Номінальний струм трансформатору:

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

Струм спрацювання захисту:

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

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

					02.15.ЕС1911.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		69

Таблиця 3.13 – Результати розрахунку відстроювання від струму намагнічування трансформатору

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

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

Струм спрацювання захисту:

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

Струм уставки:

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

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

$$k_q = \frac{k_{сх} \cdot I_{КЗ}^{(3)}}{I_{с.з.}}. \quad (3.35)$$

Результати розрахунку по формулам (3.33)-(3.35) зводимо в таблицю 3.14.
Таблиця 3.14 – Результати розрахунку відстроювання від струму трифазного КЗ на шинах 0,4 кВ, приведенного до напруги 10,5 кВ

$I_{с.з.}, A$	I_y, A	k_q
1026	34,2	1,87

У відповідності п. 3.2.26 ПУЕ-2017 найменші коефіцієнти для резервних захистів у разі КЗ у кінці суміжного елемента або найбільш віддаленого з

					02.15.ЕС1911.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		70

декількох послідовних елементів, які входять до зони резервування мають бути близькими до 1,2.

Умова забезпечення чутливості захисту виконується.

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

II ст. МСЗ (максимальний струмовий захист)

Струм спрацювання захисту:

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

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:

$$k_q = \frac{I_{K2}^{(3)}}{I_{c.з.}}. \quad (3.38)$$

Результати розрахунку по формулам (3.36)-(3.38) зводимо в таблицю 3.15.

					02.15.ЕС1911.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		71

Таблиця 3.15 – Результати розрахунку відстроювання від струму трифазного КЗ на шинях 0,4 кВ, приведенного до напруги 10,5 кВ

$I_{с.з.}, A$	I_y, A	$I_{сз}, A$ для відстроювання	k_{ψ}
76,4	7,64	80	9,8

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:

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

де ω - кутова швидкість вектору напруги, с ;

C_{ϕ} - ємність фази мережі, мкФ;

U_{ϕ} - фазна напруга мережі, В.

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

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

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

Таблиця 3.17 – Результати розрахунку ємнісних струмів

$C_{фКЛ}, \text{мкФ}$	$\omega, \text{с}^{-1}$	$U_{\phi}, \text{В}$	$I_C, \text{А/км}$	$I_{СКЛ}, \text{А}$
0,229	314	6062,18	1,308	2,616

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 %;

					02.15.ЕС1911.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		73

- 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.ЕС1911.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		74

4 ІНДИВІДУАЛЬНЕ ЗАВДАННЯ

Використання автономних генераторів

Автономні генератори електричного струму - це спеціальне обладнання, яке перетворює енергію обертання валу двигуна внутрішнього згоряння, в електроенергію змінного струму.

Електрогенератори підрозділяються:

- По виду споживаного палива: дизельні, бензинові та газові генератори.
- По фазі вихідної напруги: однофазні та трифазні.
- За конструктивним виконанням: асинхронні і синхронні.

Окремий клас становлять інверторні генератори.

За способом установки генератори ділять на:

- Стаціонарні, які виконані у вигляді генераторних станцій.
- Мобільні пристрої, які виконані у вигляді окремих конструктивно закінчених виробів, легко перевозяться з місця на місце.
- Якір асинхронних генераторів не має обмоток, що забезпечує простоту, надійність і дешевизну генератора. У свою чергу синхронні - мають обмотки на якорі та здатні переносити пускові навантаження.

Бензинові генератори – в основному легкі, компактні і портативні пристрої. Мають відносно не велику потужність, не розраховані на безперервну роботу. Мають ряд переваг: невибагливість і простота обслуговування, невисока ціна і низький рівень шуму. Великою популярністю користується модель бензинового 3-фазного генератору Fogo FH 5000 - (рис.4.1).



Рисунок 4.1 – Генератор бензиновий Fogo FH 5000

					02.15.ЕС1911.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		75

Однак під час експлуатації виявлено такі недоліки: невеликий ресурс, знижена економічність і значні коливання вихідної напруги. Устаткування можливе для використання в якості резервного джерела живлення.

Дизельні генератори - володіють великим ресурсом, економічні до споживання палива, надійні, мають стабільні параметри напруги. Основна перевага: здатність працювати без перерви. До недоліків фахівці відносять: підвищений рівень шуму, проблеми запуску при низьких температурах, складне технічне обслуговування.

Дизель-генераторна установка – це потужний дизельний двигун з рідинною системою охолодження, встановлений на жорстку, сталеву раму з ємним паливним баком, генератором струму, вихлопною системою та системою автоматики (опціонально).

Дизельні електростанції відрізняються за кількома критеріями:

- тип конструкції (відкриті та закриті);
- фазність;
- показник потужності;
- тип запуску;
- система охолодження.

ДГУ відкритого типу в основному встановлюється суто в закритих приміщеннях. Якщо є необхідність все-таки встановити його на відкритому повітрі, необхідно буде досить велика кількість додаткових умов по встановленню і основне, чого не зможете позбутися - занадто гучного звуку його роботи. Тому генератор з відкритим виконанням добре приживається на виробництвах, напівпідвальних нежитлових приміщеннях, щоб не заважати оточуючим. Плюс такого виконання в тому, що є доступ до всіх вузлів генератора. А мінус такої конструкції – він не може бути на відкритому повітрі, з різними температурними та погодними умовами.

Дизельний генератор закритого типу має металевий кожух. Усередині - кілька шарів ізоляційного (шумного) матеріалу, облаштовані всі необхідні виходи, входи, є зовнішня панель управління. Таке компонування більш

					02.15.ЕС1911.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		76

практичне і зручне в більшості ситуацій, особливо якщо установка проводиться в місцях з високим перепадом температур і різноманітними погодними умовами. А найголовніше – генератор може бути встановлений біля житлових будівель.

За кількістю фаз, існує поділ на однофазні та трифазні електростанції. Кількість фаз залежить від електрообладнання яке підключається.

За потужністю дизельні електростанції поділяються на портативні та стаціонарні.

Портативні, показник потужності яких від 4 до 15 кВт. Їхня конструкція мобільна, пристосована до транспортування. Забезпечені високо шпритними двигунами з повітряним охолодженням. Назвати такий генератор повноцінної ДГУ неправильно, але вони можуть бути відмінним ціновим рішенням для заміського будинку чи невеликого об'єкта. Прикладом дизельного генератору невеликої потужності є GEWILSON GE6500CX (рис 4.2), який використовують в якості постійного джерела живлення.



Рисунок 4.2 – Дизельний генератор GEWILSON GE6500CX на 5 кВт

Стаціонарний дизельний генератор – установка для подачі електрики в резервному або безперебійному режимі з високим показником потужності. Переважно, до перевезення вони не пристосовані, але моделі окремої потужності можна встановити на вантажний причіп. Тип установки різноманітний – у приміщеннях, на вулиці, у контейнері. Оскільки станції

мають високу потужність, вони обладнані низько оборотними дизельними двигунами з рідинним охолодженням (рис 4.3).



Рисунок 4.3 – Дизельний генератор ESTAR V650 SA на 520 кВт

Існують види запуску генератору:

- Ручний – запуск ручкою або витяжним тросом. Така конструкція використовується лише у малих дизельних генераторах. У ДГУ ручний запуск мається на увазі ручним керуванням на панелі контролера самої установки.
- Електростартер – запуск відбувається поворотом ключа запалювання або натисканням кнопки стартера. Дуже зручно та легко, оскільки ручний запуск може не дати результату за холодних температур.
- Автозапуск – самостійне увімкнення та вимкнення станції при зникненні струму, будь-якої аварії або його увімкнення.

Охолодження дизельних станцій буває повітряним (примусовим обдуванням двигуна потоком повітря) та рідинним. При рідинному охолодженні механізмом циркулює охолоджувальна рідина. Цей спосіб тримає стабільний тепловобаланс набагато краще, ніж повітряний.

Газові генератори володіють деякими особливостями. Це ефективне обладнання, яке працює на відносно недорогому енергоносії. Газ дешевше, ніж дизельне паливо та бензин, що дає можливість отримувати досить дешеву електрику. Така портативна електростанція може функціонувати на зрідженому газі або від магістрального газу, що дозволяє під конкретні потреби знайти найбільш ефективне рішення. У вихлопах такого типу пристроїв міститься

					02.15.ЕС1911.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		78

мінімальна кількість шкідливих речовин, що дає можливість здійснити установку недалеко від житла.

У свою чергу газові електрогенератори діляться на три види:

- LPG, скраплений газ
- LPG і NG, мережевий газ.

У сучасних моделях зазвичай є спеціальний захисний кожух, який робить роботу фактично безшумною. Їх активно купують для використання в приватних будинках та на інших об'єктах. Залежно від рівня потужності прилад може забезпечити потрібною кількістю електричної енергії і великий котедж, і невелику дачу.

Газові генератори, ціна яких відносно невисока, володіють такими плюсами:

- Економічність.
- Екологічність
- Надійність.
- Простота експлуатації.
- Безпечність.
- Високий ресурс.

Фахівці стверджують, що робота газових генераторів піддається автоматизації. До недоліків відносять вибухонебезпечність.

Прикладом газового генератору невеликої потужності може бути Forte FG LPG 3800 (рис. 4.4).



Рисунок 4.4 – Генератор газовий Forte FG LPG 3800

Інверторні генератори - найбільш сучасний вид, принцип роботи якого полягає в подвійному перетворенні електричного сигналу.

Пристрій перетворює змінний струм в постійний, а потім постійний в змінний. В результаті чого виходить якісний і стабільний вихідний струм. Фахівці рекомендують використовувати інверторний генератор для живлення техніки, яка чутлива до стабільності параметрів напруги живлення.

					02.15.ЕС1911.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		80

ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ

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

Результати роботи можуть стати основою для розробки системи електропостачання між підстанціями Знам'янка - Олександрія.

					02.15.ЕС1911.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		81

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Сиченко В.Г. Енергетика тягових мереж: монографія / В.Г. Сиченко, В.Г. Кузнецов, Д.О. Босий, О.І. Саблін. – Дніпро: Вид-во ПФ «Стандарт-Сервіс», 2017. – 210 с.
2. Дьяков В.О. Контактна мережа електрифікованих залізниць. Улаштування контактної мережі / В. О. Дьяков, Д. О. Босий, А. В. Антонов. – Дніпро, Україна: Видво ПФ «Стандарт-Сервіс», 2017. – 220 с.
3. Друбецька Т.І. Тягові підстанції електрифікованих залізниць / Т.І. Друбецька, А.М. Бойко. – Київ: Каравела, 2022. – 338 с.
4. Бондар І. Л. Електричні системи та мережі нетягових споживачів залізничного транспорту: Навч.посібник./ І. Л. Бондар, О. І. Бондар, В. Г. Сиченко. – Д.: Вид-во, 2009. – 180 с.
5. Кирик В.В. Електричні системи та мережі: навчальний посібник / В.В. Кирик. – К: Видавництво «Політехніка», 2014. – 131.
6. Кідиба В. П. Релейний захист електроенергетичних систем: підручник. / В. П. Кідиба. – Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2013. – 533 с.
7. Панченко С. В. Релейний захист і автоматика: Навч. посібник / С. В. Панченко, В. С. Блиндюк, В. М. Баженов та ін.; за ред. В. М. Баженова. – Харків: УкрДУЗТ, 2020. – Ч. 1. – 250 с.