

Міністерство освіти і науки України
Український державний університет науки і технологій

Управління енергетичними процесами
(назва факультету)

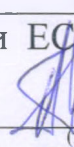
Інтелектуальні системи енергопостачання
(повна назва кафедри)

Пояснювальна записка
до кваліфікаційної роботи
бакалавра
(ступінь вищої освіти)

на тему: Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями 110 кВ Синельникове-Запоріжжя. Активні регулятори потужності

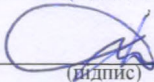
за освітньою програмою Електротехнічні системи електроспоживання
зі спеціальності: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)

Виконав: студент групи ЕС20160:


(підпис студента)

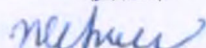
/ Олександр БИРСАН /
(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Керівник:


(підпис)

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

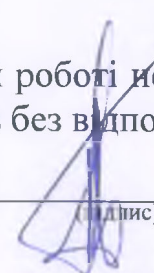
Нормоконтролер:


(підпис)

/ професор 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 110 kV substations Synelnikovo-Zaporizhia. Active power regulators

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 EC20160:

/ Oleksandr BYRSAN /
(name, surname)

Scientific Supervisor:

/ Prof. Dmytro BOSY /
(position, name, surname)

Normative controller:

/ Prof. Oleksandr ZHEVZHYK /
(position, name, surname)

Міністерство освіти і науки України

Український державний університет науки і технологій

Факультет: Управління енергетичними процесами

Кафедра: Інтелектуальні системи енергопостачання

Рівень вищої освіти: Бакалавр

Освітня програма: Електротехнічні системи електроспоживання

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ІСЕ

(підпис)

Дмитро БОСИЙ
(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Дата 06.02.23

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу

бакалавра

(ступінь вищої освіти)

студенту

Бирсану Олександр Олександровичу

(Прізвище, Ім'я По батькові)

1. Тема роботи: Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями 110 кВ Синельникове-Запоріжжя. Активні регулятори потужності

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

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

затверджені наказом від

06.02.2023 р.

№ 145ст

2. Строк подання студентом роботи: 12.06.2023 р.

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

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

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

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

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

4.4 Індивідуальне завдання: Активні регулятори потужності

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

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Тягове електропостачання	28.03.2023	
2	Електричні підстанції та станції	21.04.2023	
3	Електромережі та релейний захист	19.05.2023	
4	Індивідуальне завдання	23.05.2023	
5	Подання кваліфікаційної роботи до кафедри	12.06.2023	
6	Захист кваліфікаційної роботи на засіданні Екзаменаційної комісії	21.06.2023	

Студент

(підпис)

Олександр БИРСАН

(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Керівник роботи

(підпис)

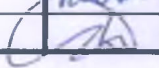
Дмитро БОСИЙ

(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

ЗМІСТ

ВСТУП	7
1. ТЯГОВЕ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	8
1.1 Струморозподіл у тяговій мережі.....	8
1.1.1 Навантаження тягових підстанцій.....	8
1.1.2 Струм фази трансформатора підстанції змінного струму.....	14
1.1.3 Переріз контактної мережі.....	18
1.1.4 Визначення питомих річних втрат електроенергії.....	18
1.1.5 Перевірка контактної підвіски за нагрівом.....	22
1.2 Механічний розрахунок анкерної ділянки	23
2. ЕЛЕКТРИЧНІ ПІДСТАНЦІЇ ТА СТАНЦІЇ	30
2.1 Розрахунок потужності трансформаторів.....	30
2.2 Розрахунок струмів к.з.....	33
2.3 Розрахунок максимальних робочих струмів приєднань.....	44
2.4 Вибір електричних апаратів вище 1000 В.....	45
2.5 Проектування сонячної електростанції.....	48
3. ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ ТА РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ	57
3.1 Розрахунок кабельної лінії електропересилання.....	57
3.2 Вибір параметрів релейного захисту кабельної лінії.....	65
4. ІНДИВІДУАЛЬНЕ ЗАВДАННЯ.....	74
ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ.....	79
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	80

02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями 110 кВ Синельникове-Запоріжжя. Активні регулятори потужності			Літера Аркуш Аркушів 6 82		
Розробив	Бирсан									
Консульт.					МОНУ, УДУНТ, ІСЕ, ЕС20160					
Керівник	Босий									
Н. контр.	Жевжик									
Зав.каф.	Босий			20.06.23						

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка до кваліфікаційної роботи бакалавра:
82с., 22 рис., 30 табл., 8 джерел.

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

Мета роботи – розрахунок системи електропостачання між підстанціями підстанціями 110 кВ Синельникове-Запоріжжя.

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.

Результати роботи можуть стати основою для розробки системи електропостачання між підстанціями Синельникове-Запоріжжя.

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

ЗМІСТ

ВСТУП	7
1. ТЯГОВЕ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	8
1.1 Струморозподіл у тяговій мережі.....	8
1.1.1 Навантаження тягових підстанцій.....	8
1.1.2 Струм фази трансформатора підстанції змінного струму.....	14
1.1.3 Переріз контактної мережі.....	18
1.1.4 Визначення питомих річних втрат електроенергії.....	18
1.1.5 Перевірка контактної підвіски за нагрівом.....	22
1.2 Механічний розрахунок анкерної ділянки	23
2. ЕЛЕКТРИЧНІ ПІДСТАНЦІЇ ТА СТАНЦІЇ	30
2.1 Розрахунок потужності трансформаторів.....	30
2.2 Розрахунок струмів к.з.....	33
2.3 Розрахунок максимальних робочих струмів приєднань.....	44
2.4 Вибір електричних апаратів вище 1000 В.....	45
2.5 Проектування сонячної електростанції.....	48
3. ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ ТА РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ	57
3.1 Розрахунок кабельної лінії електропередавання.....	57
3.2 Вибір параметрів релейного захисту кабельної лінії.....	65
4. ІНДИВІДУАЛЬНЕ ЗАВДАННЯ.....	74
ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ.....	79
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	80

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023—ПЗ				
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата					
Розробив		Бирсан			Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями 110 кВ Синельникове-Запоріжжя. Активні регулятори потужності	Літера	Аркуш	Аркушів	
Консульт.							6	82	
Керівник		Босий				МОНУ, УДУНТ, ІСЕ, ЕС20160			
Н. контр.		Жевжик							
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.ЕС20160.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.

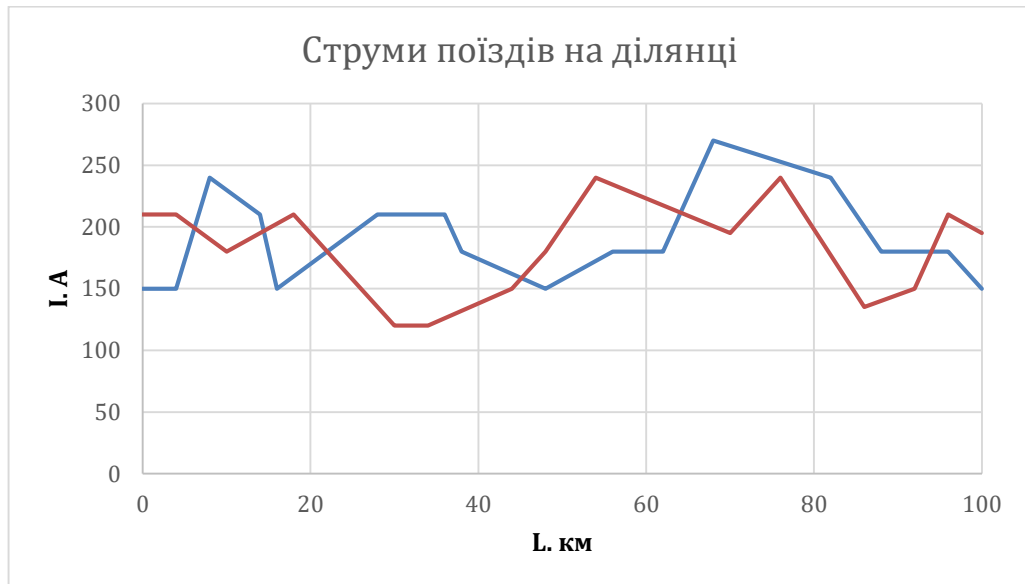


Рисунок 1.1 – Струмові навантаження поїздів на ділянці

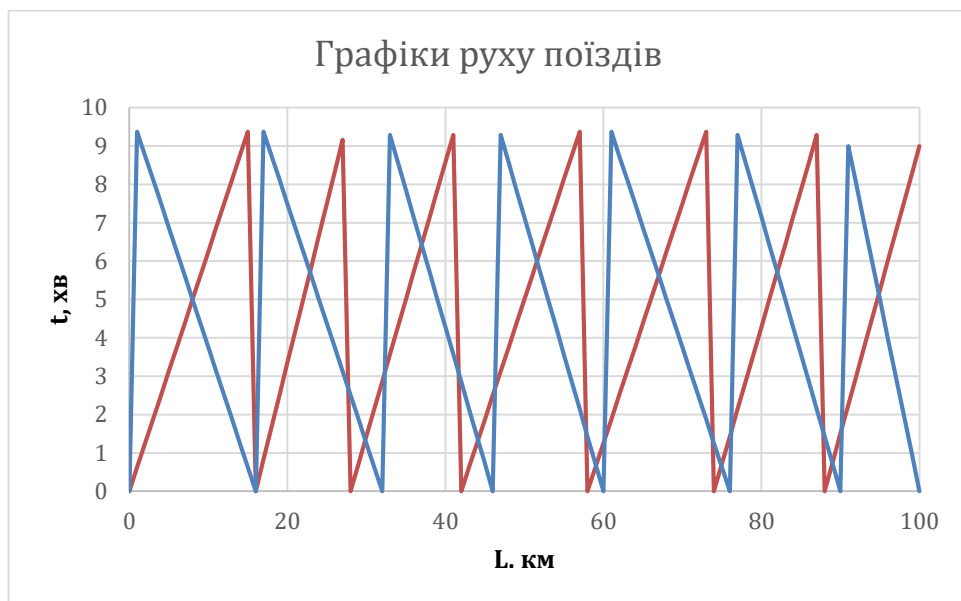


Рисунок 1.2 – Графіки руху поїздів

1.1.1 Навантаження тягових підстанцій

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

$$I_1 = 167,2 \text{ A}, \quad I_2 = 244,2 \text{ A}, \quad I_3 = 91,4 \text{ A}, \quad I_4 = 115,2 \text{ A}.$$

Ефективний струм фідера за час руху розрахункового поїзда по МПЗ:

$$I_{e1} = 201,6 \text{ A}, \quad I_{e2} = 276,6 \text{ A}, \quad I_{e3} = 114,1 \text{ A}, \quad I_{e4} = 134,8 \text{ A}.$$

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;

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.

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
						9
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

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

$$n_{01} = \frac{38,1}{10} = 3,81 \text{ пар};$$

$$n_{02} = \frac{17}{10} = 1,7 \text{ пар};$$

$$n_{03} = \frac{36,9}{10} = 3,69 \text{ пар};$$

$$n_{04} = \frac{16,8}{10} = 1,68 \text{ пар};$$

Ефективний струм фідера підстанції визначається в залежності від схеми живлення:

1) для консольного живлення:

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

2) для двостороннього живлення:

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

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

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		10

Режим середніх розмірів руху поїздів.

$$I_{\phi 1} = \frac{3,81 \cdot 85 \cdot 167,2}{144} = 376 \text{ A};$$

$$I_{\phi 2} = \frac{1,7 \cdot 85 \cdot 244,2}{144} = 245 \text{ A};$$

$$I_{\phi 3} = \frac{3,69 \cdot 85 \cdot 91,4}{144} = 199,1 \text{ A};$$

$$I_{\phi 4} = \frac{1,68 \cdot 85 \cdot 115,2}{144} = 114,2 \text{ A};$$

$$I_{ef1} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,81 \cdot 85}{3 \cdot 144} \cdot 201,6^2 + \frac{3,81 \cdot \left(3,81 - \frac{4}{3}\right) \cdot 85^2}{144^2} \cdot 167,2^2} = 462,4 \text{ A};$$

$$I_{ef2} = \sqrt{\frac{4 \cdot 1,7 \cdot 85}{3 \cdot 144} \cdot 276,6^2 + \frac{1,7 \cdot \left(1,7 - \frac{4}{3}\right) \cdot 85^2}{144^2} \cdot 244,2^2} = 339,6 \text{ A};$$

$$I_{ef3} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,69 \cdot 85}{3 \cdot 144} \cdot 114,1^2 + \frac{3,69 \cdot \left(3,69 - \frac{4}{3}\right) \cdot 85^2}{144^2} \cdot 91,4^2} = 251,2 \text{ A};$$

$$I_{ef4} = \sqrt{\frac{4 \cdot 1,68 \cdot 85}{3 \cdot 144} \cdot 134,8^2 + \frac{1,68 \cdot \left(1,68 - \frac{4}{3}\right) \cdot 85^2}{144^2} \cdot 115,2^2} = 163,5 \text{ A}.$$

Режим згущення поїздів.

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		11

$$I_{\phi 1} = \frac{3,81 \cdot 130 \cdot 167,2}{144} = 575,1 \text{ A};$$

$$I_{\phi 2} = \frac{1,7 \cdot 130 \cdot 244,2}{144} = 374,8 \text{ A};$$

$$I_{\phi 3} = \frac{3,69 \cdot 130 \cdot 91,4}{144} = 304,5 \text{ A};$$

$$I_{\phi 4} = \frac{1,68 \cdot 130 \cdot 115,2}{144} = 174,7 \text{ A};$$

$$I_{e\phi 1} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,81 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 201,6^2 + \frac{3,81 \cdot \left(3,81 - \frac{4}{3}\right) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 167,2^2} = 633,5 \text{ A};$$

$$I_{e\phi 2} = \sqrt{\frac{4 \cdot 1,7 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 276,6^2 + \frac{1,7 \cdot \left(1,7 - \frac{4}{3}\right) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 244,2^2} = 432,3 \text{ A};$$

$$I_{e\phi 3} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,69 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 114,1^2 + \frac{3,69 \cdot \left(3,69 - \frac{4}{3}\right) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 91,4^2} = 342,1 \text{ A};$$

$$I_{e\phi 4} = \sqrt{\frac{4 \cdot 1,68 \cdot 130}{3 \cdot 144} \cdot 134,8^2 + \frac{1,68 \cdot \left(1,68 - \frac{4}{3}\right) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 115,2^2} = 207,5 \text{ A}.$$

Режим максимальних розмірів руху.

$$I_{\phi 1} = \frac{3,81 \cdot 144 \cdot 167,2}{144} = 637 \text{ A};$$

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		12

$$I_{\phi 2} = \frac{1,7 \cdot 144 \cdot 244,2}{144} = 415,1 \text{ A};$$

$$I_{\phi 3} = \frac{3,69 \cdot 144 \cdot 91,4}{144} = 337,3 \text{ A};$$

$$I_{\phi 4} = \frac{1,68 \cdot 144 \cdot 115,2}{144} = 193,5 \text{ A};$$

$$I_{eph1} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,81 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 201,6^2 + \frac{3,81 \cdot \left(3,81 - \frac{4}{3}\right) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 167,2^2} = 685,8 \text{ A};$$

$$I_{eph2} = \sqrt{\frac{4 \cdot 1,7 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 276,6^2 + \frac{1,7 \cdot \left(1,7 - \frac{4}{3}\right) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 244,2^2} = 458,9 \text{ A};$$

$$I_{eph3} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3,69 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 114,1^2 + \frac{3,69 \cdot \left(3,69 - \frac{4}{3}\right) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 91,4^2} = 369,7 \text{ A};$$

$$I_{eph4} = \sqrt{\frac{4 \cdot 1,68 \cdot 144}{3 \cdot 144} \cdot 134,8^2 + \frac{1,68 \cdot \left(1,68 - \frac{4}{3}\right) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 115,2^2} = 220,1 \text{ A}.$$

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

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

де v – кількість фідерів даного плеча живлення, шт.

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		13

Ефективний струм плеча живлення визначається за формулою

$$I_{n\text{лe}}^2 = \left(\sum_1^v I_{\phi i} \right)^2 + \sum_1^v I_{\phi e i}^2 - \sum_1^v I_{\phi i}^2 . \quad (1.7)$$

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

Режим середніх розмірів руху поїздів:

$$I_{\text{лів}} = 376 + 245 = 621 \text{ A};$$

$$I_{\text{np}} = 1991 + 1142 = 3133 \text{ A};$$

$$I_{\text{елів}} = \sqrt{621^2 + (4624^2 + 3396^2) - (376^2 + 245^2)} = 7165 \text{ A};$$

$$I_{\text{enp}} = \sqrt{313,3^2 + (251,2^2 + 163,6^2) - (199,1^2 + 114,2^2)} = 367,9 \text{ A};$$

Режим згущення поїздів:

$$I_{\text{лів}} = 575,1 + 374,8 = 949,9 \text{ A};$$

$$I_{\text{np}} = 3045 + 1747 = 4792 \text{ A};$$

$$I_{\text{елів}} = \sqrt{949,9^2 + (6335^2 + 4323^2) - (5751^2 + 3748^2)} = 10096 \text{ A};$$

$$I_{\text{enp}} = \sqrt{479,2^2 + (342,1^2 + 207,5^2) - (304,5^2 + 174,7^2)} = 516,2 \text{ A};$$

Режим максимальних розмірів руху:

					02.15.EC20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		14

$$I_{\text{ліс}} = 637 + 415,1 = 1052,1 \text{ A};$$

$$I_{\text{нр}} = 337,3 + 1935 = 5308 \text{ A};$$

$$I_{\text{еліс}} = \sqrt{1052,1^2 + (6858^2 + 4589^2) - (637^2 + 4151^2)} = 10999 \text{ A};$$

$$I_{\text{енр}} = \sqrt{530,8^2 + (369,7^2 + 220,1^2) - (337,3^2 + 193,5^2)} = 561,8 \text{ A};$$

1.1.2 Струм фази трансформатора підстанції змінного струму

Середній струм фази трансформатора розраховується за формулами:

– для фаз a і c

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

– 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

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

– для фази b

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

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		15

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:

$$I_a = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 621,1^2 + 313,3^2 + 2 \cdot 621,1 \cdot 313,3} = 475 \text{ А};$$

$$I_b = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{621,1^2 + 313,3^2 - 621,1 \cdot 313,3} = 179,3 \text{ А};$$

$$I_c = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 313,3^2 + 621,1^2 + 2 \cdot 621,1 \cdot 313,3} = 360,2 \text{ А};$$

$$I_{ea} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 716,5^2 + 367,9^2 + 2 \cdot 621,1 \cdot 313,3} = 535,2 \text{ А};$$

$$I_{eb} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{716,5^2 + 367,9^2 - 621,1 \cdot 313,3} = 224,6 \text{ А};$$

$$I_{ec} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 367,9^2 + 716,5^2 + 2 \cdot 621,1 \cdot 313,3} = 400,5 \text{ А};$$

Режим згущення поїздів:

$$I_a = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 949,9^2 + 479,2^2 + 2 \cdot 949,9 \cdot 479,2} = 726,4 \text{ А};$$

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		16

$$I_b = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{949,9^2 + 479,2^2 - 949,9 \cdot 479,2} = 274,2 \text{ A};$$

$$I_c = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 479,2^2 + 949,9^2 + 2 \cdot 949,9 \cdot 479,2} = 550,9 \text{ A};$$

$$I_{ea} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 1009,6^2 + 516,2^2 + 2 \cdot 949,9 \cdot 479,2} = 764,1 \text{ A};$$

$$I_{eb} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{1009,6^2 + 516,2^2 - 949,9 \cdot 479,2} = 303,8 \text{ A};$$

$$I_{ec} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 516,2^2 + 1009,6^2 + 2 \cdot 949,9 \cdot 479,2} = 576,9 \text{ A};$$

Режим максимальних розмірів руху поїздів:

$$I_a = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 1052,2^2 + 530,8^2 + 2 \cdot 1052,2 \cdot 530,8} = 804,7 \text{ A};$$

$$I_b = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{1052,2^2 + 530,8^2 - 1052,2 \cdot 530,8} = 303,7 \text{ A};$$

$$I_c = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 530,8^2 + 1052,2^2 + 2 \cdot 1052,2 \cdot 530,8} = 610,2 \text{ A};$$

$$I_{ea} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 1099,9^2 + 561,9^2 + 2 \cdot 1052,2 \cdot 530,8} = 834,8 \text{ A};$$

$$I_{eb} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{1099,9^2 + 561,9^2 - 1052,2 \cdot 530,8} = 327,8 \text{ A};$$

$$I_{ec} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot 561,9^2 + 1099,9^2 + 2 \cdot 1052,2 \cdot 530,8} = 631,55 \text{ A};$$

					02.15.EC20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		17

Результати розрахунку струмозподілу заносимо в таблицю 1.1.

Таблиця 1.1 – Результати розрахунку струмозподілу

Приєднання	Середні розміри руху		Режим згущення поїздів		Максимальний режим	
	середній струм, А	ефективний струм, А	середній струм, А	ефективний струм, А	середній струм, А	ефективний струм, А
Фідер 1	376	462,4	575,1	633,5	637	685,8
Фідер 2	245	339,6	374,8	432,3	415,1	458,9
Фідер 3	199,1	251,2	304,5	342,1	337,3	369,7
Фідер 4	114,2	163,5	174,7	207,5	193,5	220,1
Ліве плече	621,1	716,5	949,9	1009,6	1052,2	1099,9
Праве плече	313,3	367,9	479,2	516,2	530,8	561,9
Фаза «а»	475	535,2	726,4	764,1	804,6	834,8
Фаза «b»	179,3	224,6	274,2	303,8	303,7	327,8
Фаза «с»	360,2	400,5	550,9	576,9	610,2	631,55

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:

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

де $F_{\text{мс}}$ – 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:

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

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

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

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

T – розрахунковий період, год;

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		19

$U_{ном}$ – 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,

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

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

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

$$I_{неп} = \frac{1}{2 \cdot 381} \left[(180+210)5,4 + (210+120)9,8 + (120+120)2,9 + (120+150)7 + \right. \\ \left. (150+180)2,5 + (180+240)3,8 + (240+210)6,9 \right];$$

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		20

$$I_{\text{нен}} = 176,5 \text{ A};$$

$$I_{\text{нар}} = \frac{1}{2 \cdot 36,9} \left[\begin{aligned} &(230 + 210)2,5 + (210 + 150)1,3 + (150 + 210)7,5 + (210 + 210)5,4 + \\ &(210 + 180)1,4 + (180 + 150)7,1 + (150 + 180)5,7 + (180 + 180)4,1 + \\ &(180 + 225)1,9 \end{aligned} \right];$$

$$I_{\text{нар}} = 1836 \text{ A};$$

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

$$W_{\text{нен}} = 176,5 \cdot 25 \cdot 0,635 = 2801,9 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$W_{\text{нар}} = 1836 \cdot 25 \cdot 0,615 = 28228 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

Витрата електроенергії на рух поїздів:

$$W_m = 2801,9 \cdot 85 + 2822,8 \cdot 85 = 478099,5 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

Тоді для вузлової схеми:

$$B_0 = \frac{0,0228 \cdot 478099,5}{24 \cdot 25^2} \left[2,95 \left[\frac{24}{85 \cdot 0,635 + 85 \cdot 0,615} + 0,46 \left(0,25 - \frac{0,167}{0,635 + 0,615} \right) \right] \right];$$

$$\left[\frac{4}{3} \frac{0,167}{0,635 + 0,615} \left(1,1 \frac{144 \cdot 0,635 + 144 \cdot 0,615}{85 \cdot 0,635 + 85 \cdot 0,615} - 1 \right) + 1 \right]$$

$$B_0 = 687282,4 \frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{Ом} \cdot \text{рік}}.$$

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

$$F_{\text{ме}} = 0,46 \sqrt{687282,4} = 381,4 \text{ мм}^2 - \text{для двоколіїної ділянки.}$$

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		21

$$F_{me} = \frac{381,4}{2} = 190,7 \text{ мм}^2 - \text{ для однієї колії.}$$

Для трьохвузлової схеми:

$$B_0 = \frac{0,067 \cdot 478099,5}{24 \cdot 25^2} \left[\frac{24}{85 \cdot 0,635 + 85 \cdot 0,615} + 0,46 \left(1 - \frac{0,167}{0,635 + 0,615} \right) \right];$$

$$B_0 = 637531,1 \frac{\kappa \text{Вт} \cdot \text{год}}{\text{Ом} \cdot \text{рік}}.$$

$$F_{me} = 0,46 \sqrt{637531,1} = 367,3 \text{ мм}^2 - \text{ для двоколіїної ділянки.}$$

$$F_{me} = \frac{367,3}{2} = 183,7 \text{ мм}^2 - \text{ для однієї колії.}$$

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	Переріз у 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:

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

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		22

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.

$$\alpha = \frac{0,635}{0,635} = 1;$$

$$k_{\phi} = \frac{0,36 \cdot 1^2}{3,81} + 1 = 1,094;$$

$$I_{роз} = 5751 \cdot 2,23 \cdot 1,094 = 1405 \text{ А} > 1060 \text{ А};$$

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

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		23

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:

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

Розрахунковий режим визначається за формулою:

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

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

Підставляючи значення у формулу (1.22) отримаємо:

$$\ell_{кр} = 2000 \cdot \sqrt{319 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{(-5 - (-35))}{2,781^2 - 1,732^2}} = 89,9 \text{ м.}$$

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

Натяг навантаженого несучого тросу:

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		24

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

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

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

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:

$$A = -35 - \frac{1,732^2 \cdot 54,8^2}{319 \cdot 10^{-6} \cdot 2000^2} + \frac{2000}{21,29} = 51,88^\circ\text{C};$$

$$B = \frac{1,732^2 \cdot 54,8^2}{319 \cdot 10^{-6}} = 2824009 \text{ даН}^2 \cdot ^\circ\text{C};$$

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

Таблиця 1.3 – Результати розрахунків

T_x , даН	2000	1800	1600	1400	1200	1000	800	600
t_x , °С	-35	-23,9	-12,2	0,5	15,1	33,2	58,4	102,1

Температура, при якій контактний провід не має стріли прогину

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

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		25

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

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

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

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

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

Натяг несучого троса, при якому відсутній прогин контактний проводу:

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

Значення T_0 підбираємо ітераційним методом: $T_0 = 1604$ даН.

Натяг несучого троса при ожеледі з вітром:

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

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

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

$$B_z = \frac{2,781^2 \cdot 54,8^2}{319 \cdot 10^{-6}} = 7280687,1 \text{ даН}^2 \cdot ^\circ\text{C};$$

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		26

$$T_z = 1730 \text{ даН.}$$

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:

$$B_v = \frac{2,094^2 \cdot 54,8^2}{319 \cdot 10^{-6}} = 4127848 \text{ даН}^2 \cdot \text{°C};$$

$$T_v = 1428 \text{ даН.}$$

Стріла прогину контактного проводу:

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

де e_n – відстань від осі опори до опорної струни в прогоні ℓ_n , м;

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

Підставляючи значення у формулу (1.33) отримаємо:

$$f_{xi} = \frac{1,732(70 - 2 \cdot 10)^2}{8(2000 + 1000)} \left(1 - \frac{2000}{1604} \right) = -0,045 \text{ м.}$$

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		27

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:

$$F_{xn} = \frac{1}{2000} \left(\frac{1,732 \cdot 70^2}{8} + 0,7 \cdot 150 - (-0,045) 1000 \right) = 0,605 \text{ м.}$$

Натяг ненавантаженого несучого троса:

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

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

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

$$B_p = \frac{0,759^2 \cdot 54,8^2}{319 \cdot 10^{-6}} = 542318 \text{ (даН}^2 \cdot \text{°С);}$$

$$T_{px} = 1883 \text{ даН.}$$

Стріла прогину ненавантаженого несучого троса

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		28

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

Підставляючи значення у формулу (1.37) отримаємо:

$$F_{pxn} = \frac{0,759^2 \cdot 70^2}{8 \cdot 1883} = 0,247 \text{ м.}$$

Результати виконаних розрахунків зводяться до табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Монтажна таблиця

t _x , °C	-35	-20	-12,5	-10	0	10	20	30
T _x , даН	2000	1730	1604	1565	1408	1265	1140	1030
f _x , м	-0,045	-0,016	0	0,005	0,027	0,051	0,073	0,095
F _{хп} , м	0,605	0,683	0,727	0,742	0,809	0,882	0,958	1,039
T _{рх} , даН	1883	1576	1428	1385	1195	1002	845	700
F _{рх} , м	0,247	0,295	0,326	0,336	0,389	0,464	0,55	0,664

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

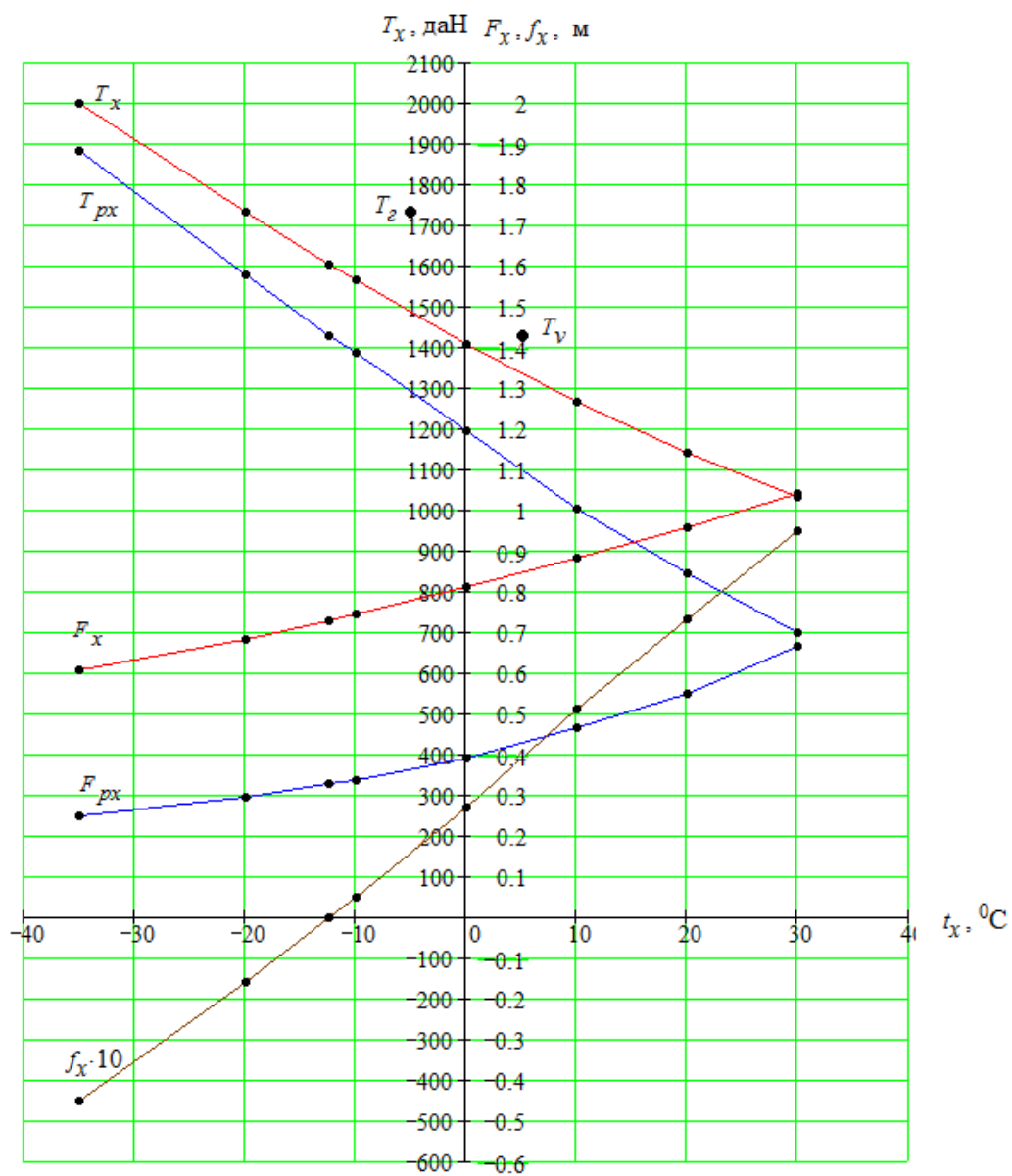


Рисунок 1.3 – Монтажні криві

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

02.15.EC20160.КРБ.2023–ПЗ

Лист

30

2. ЕЛЕКТРИЧНІ ПІДСТАНЦІЇ ТА СТАНЦІЇ

2.1 Розрахунок потужності трансформаторів

Зобразимо структурну схему розрахункової підстанції на рис.2.1.

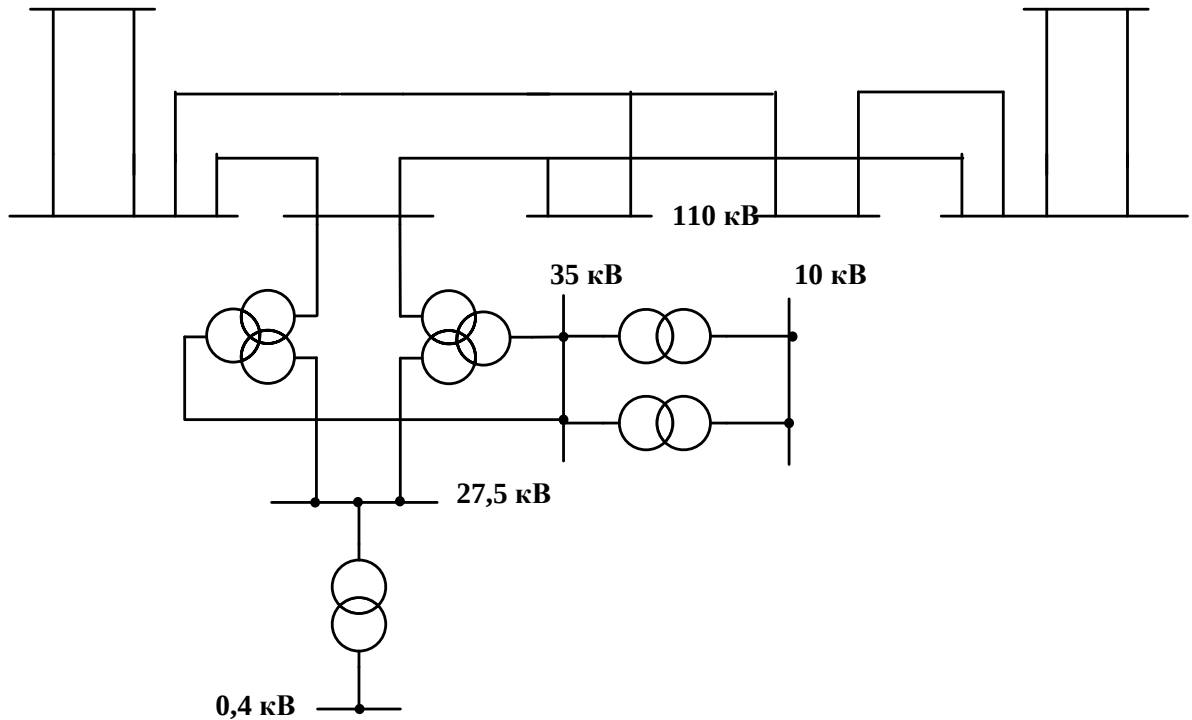


Рисунок 2.1 – Структурна схема розрахункової ТП

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:

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		32

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

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

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

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

2.2 Розрахунок струмів к.з.

Схема заміщення представлена на рис.2.2.

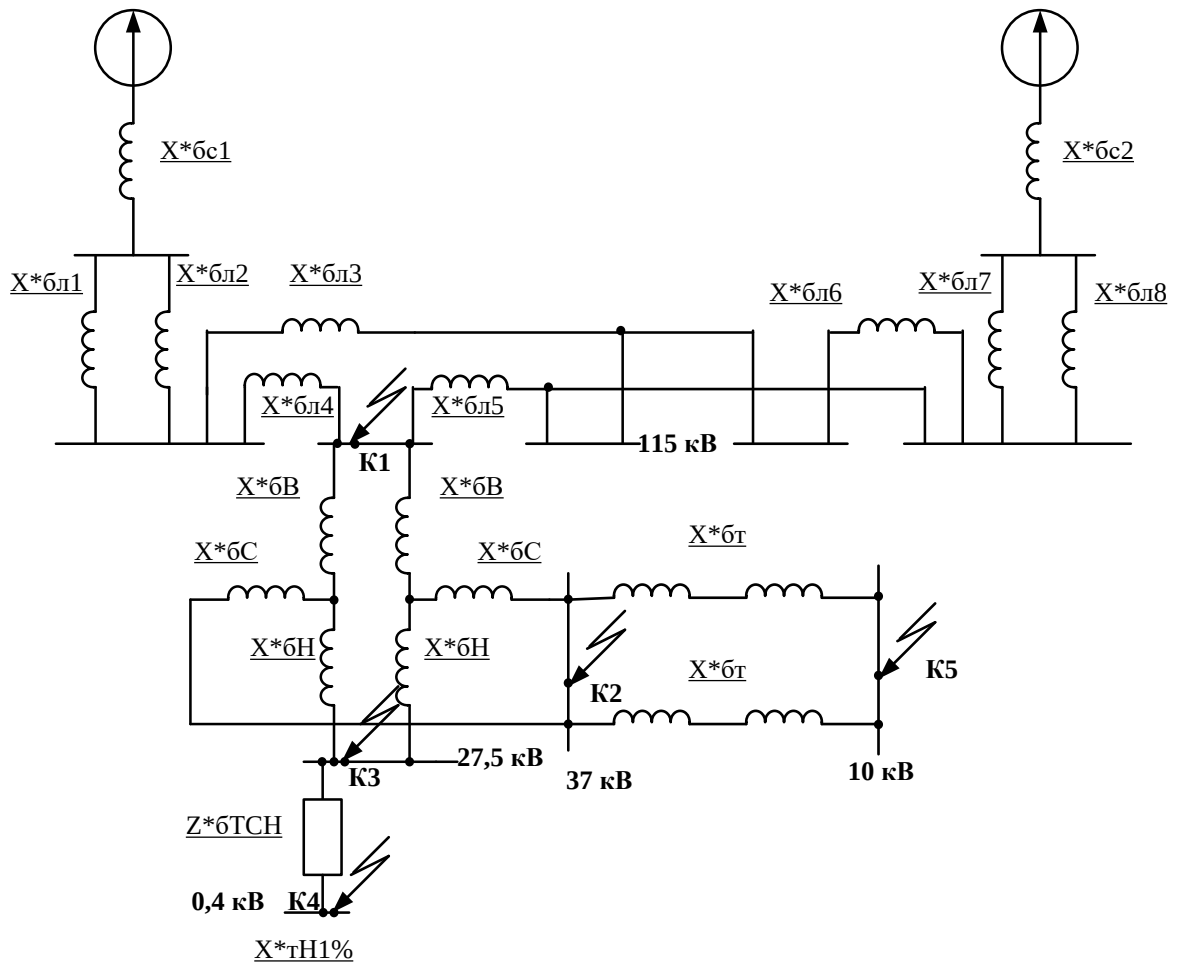


Рисунок 2.2 – Схема заміщення

Приймаємо базисну потужність $S_6 = 100 \text{ МВА}$.

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 :

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}. \quad (2.3)$$

Струм короткого замикання визначимо по формулі:

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

Базисний опір системи має таку формулу:

$$X_{* \delta_{сист}} = \frac{S_{\delta}}{S_k}. \quad (2.5)$$

Схема заміщення до точки к1 представлена на рис. 2.3.

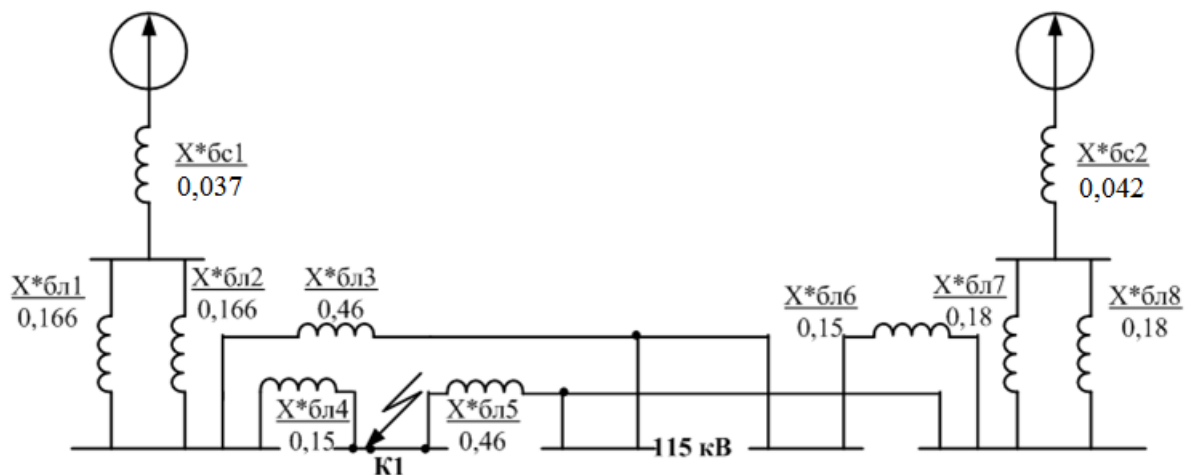


Рисунок 2.3 – Схема заміщення до точки к1

Відповідно до (2.5) базисний опір системи 1:

$$X_{* \delta_{сист1}} = \frac{100}{2700} = 0,037 ;$$

Базисний опір системи 2:

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		35

$$X_{*бсисм2} = \frac{100}{2400} = 0,042 ;$$

Базисний струм:

$$I_{б1} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp.ш.110}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА.}$$

Опори ліній:

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

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

$$X_{*бл4} = X_0 \cdot L_1 \cdot \frac{S_{б}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 50 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,15 ;$$

$$X_{*бл5} = X_0 \cdot (L_2 + L_3 + L_4) \cdot \frac{S_{б}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot (50 + 52 + 49) \cdot \frac{100}{115^2} = 0,46 ;$$

$$X_{*бл6} = X_0 \cdot L_4 \cdot \frac{S_{б}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 49 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,15 ;$$

$$X_{*бл7} = X_{*бл8} = X_0 \cdot L_6 \cdot \frac{S_{б}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 60 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,18 ;$$

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

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		36

$$X_{*бл9} = 0,5X_{*бл1} = 0,5 \cdot 0,166 = 0,083;$$

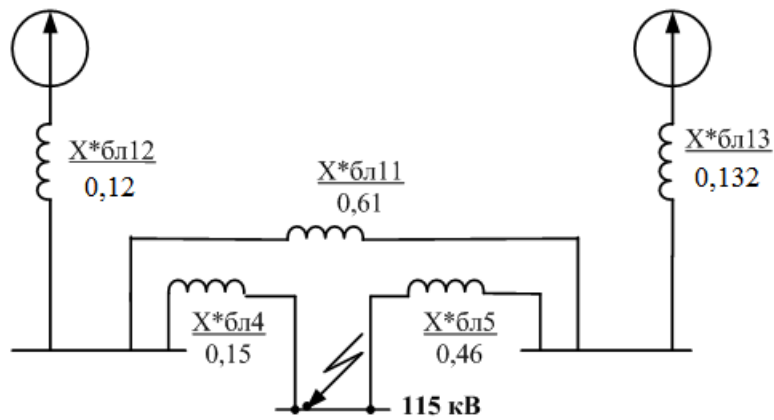


Рисунок 2.4 – Перетворена схема заміщення до точки к1

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

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

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

$$X_{*бл13} = X_{*бл2} + X_{*бл10} = 0,042 + 0,09 = 0,132.$$

Після деяких перетворень отримаємо схему на рис.2.5.

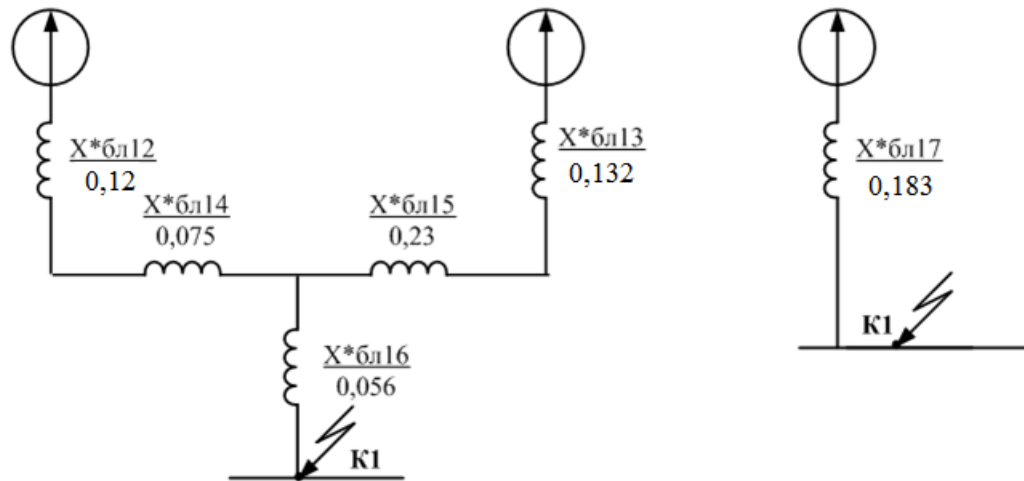


Рисунок 2.5 – Згорнута схема заміщення до точки К1

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

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

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

$$\begin{aligned} X_{*бл17} &= X_{*бл16} + \frac{(X_{*бл12} + X_{*бл14}) \cdot (X_{*бл13} + X_{*бл15})}{X_{*бл12} + X_{*бл14} + X_{*бл13} + X_{*бл15}} = \\ &= 0,056 + \frac{(0,12 + 0,075) \cdot (0,132 + 0,23)}{0,12 + 0,075 + 0,132 + 0,23} = 0,183 \end{aligned}$$

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

$$I_{к1} = \frac{I_{б1}}{X_{*бл17}} = \frac{0,502}{0,183} = 2,74 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці К1:

$$i_{y1} = 2,55 \cdot I_{\kappa 1} = 2,55 \cdot 2,74 = 6,99 \text{ кА};$$

$$I_{Kycm1} = 1,52 \cdot I_{\kappa 1} = 1,52 \cdot 2,74 = 4,16 \text{ кА}.$$

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

Знайдемо напруги обмоток трансформатора:

$$u_{\kappa B} = 0,5 \cdot (u_{\kappa BC} + u_{\kappa BH} - u_{\kappa CH}) = 0,5 \cdot (10,5 + 18 - 6,5) = 10,75;$$

$$u_{\kappa H} = 0,5 \cdot (u_{\kappa BH} + u_{\kappa CH} - u_{\kappa BC}) = 0,5 \cdot (18 + 6,5 - 10,5) = 6,75;$$

$$u_{\kappa C} = 0,5 \cdot (u_{\kappa BC} + u_{\kappa CH} - u_{\kappa BH}) = 0,5 \cdot (10,5 + 6,5 - 18) = -0,25.$$

Визначимо опір обмоток трансформатора:

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

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

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

Схема заміщення до точки к2 представлена на рис.2.6.

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		39

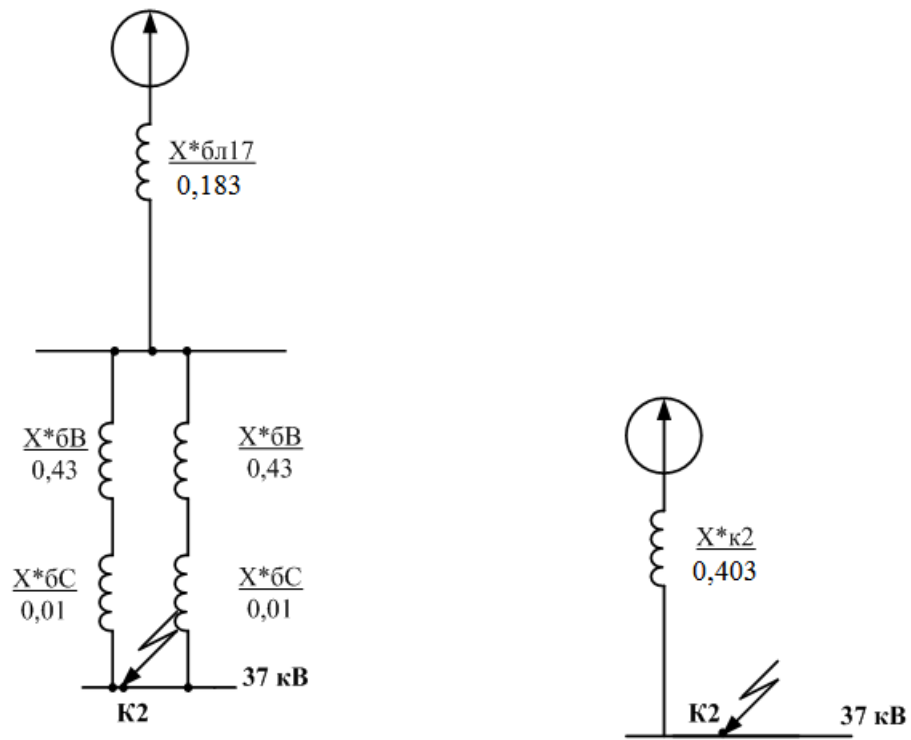


Рисунок 2.6 – Схема заміщення до точки к2

Визначимо базисний струм для точки к2:

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

$$X_{\delta K2} = X_{\delta K1} + \frac{X_{\delta B} + X_{\delta C}}{2} = 0,183 + \frac{0,43 + 0,01}{2} = 0,403.$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці к2:

$$I_{K2} = \frac{I_{\delta 2}}{X_{\delta K2}} = \frac{1,56}{0,403} = 3,87 \text{ кА}.$$

Знайдемо ударний струм в точці к2:

$$i_{y2} = 2,55 \cdot I_{K2} = 2,55 \cdot 3,87 = 9,87 \text{ кА};$$

$$I_{Kycm2} = 1,52 \cdot I_{к2} = 1,52 \cdot 3,87 = 5,9 \text{ кА.}$$

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:

$$X_{*δK3} = X_{*δK1} + \frac{X_{*δB} + X_{*δH}}{2} = 0,183 + \frac{0,43 + 0,27}{2} = 0,533.$$

Визначимо базисний струм для точки К3:

$$I_{δ3} = \frac{S_{δ}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 27,5} = 2 \text{ кА;}$$

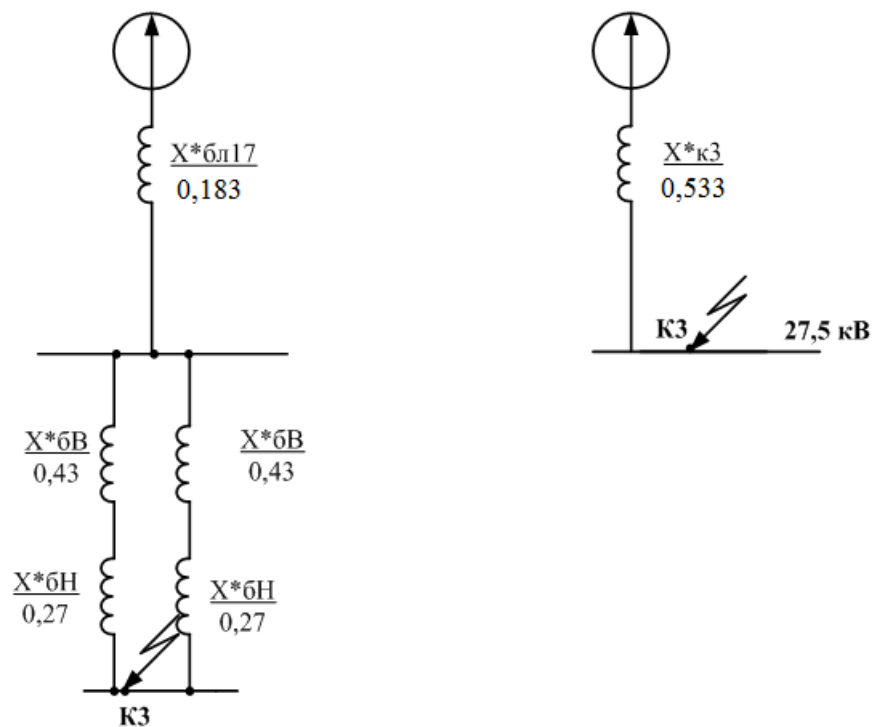


Рисунок 2.7 – Схема заміщення до точки к3

Знайдемо струм короткого замикання в точці К3:

$$I_{\kappa 3} = \frac{I_{\delta 3}}{X_{* \delta K 3}} = \frac{2}{0,533} = 3,75 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці К3:

$$i_{y3} = 2,55 \cdot I_{\kappa 3} = 2,55 \cdot 3,75 = 9,56 \text{ кА;}$$

$$I_{KycmB} = 1,52 \cdot I_{\kappa 3} = 1,52 \cdot 3,75 = 5,7 \text{ кА;}$$

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

Схема заміщення представлена на рис. 2.8.

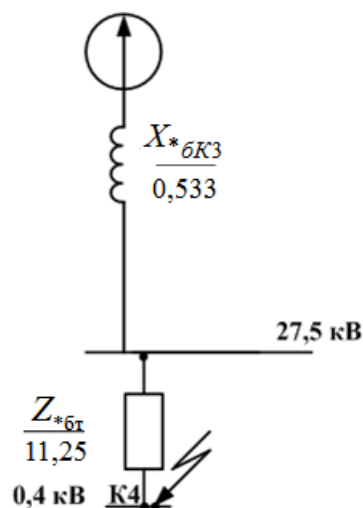


Рисунок 2.8 – Схема заміщення до точки к4

В ТВП активна і індуктивна складові опору співрозмірні.

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

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

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

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		42

$$Z_{*6m\Sigma} = \sqrt{(X_{*6K3} + X_{*6m})^2 + R_{*6m}^2} = \sqrt{(0,533 + 10,7)^2 + 3,44^2} = 11,75 .$$

Визначимо базисний струм для точки К4:

$$I_{64} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 144,34 \text{ кА};$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці К4:

$$I_{K4} = \frac{I_{64}}{Z_{*6m\Sigma}} = \frac{144,34}{11,75} = 12,32 \text{ кА};$$

Знайдемо ударний струм в точці К4:

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

$$I_{Kycm4} = 1,52 \cdot I_{K4} = 1,52 \cdot 12,32 = 18,73 \text{ кА};$$

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

Схема заміщення представлена на рис. 2.9.

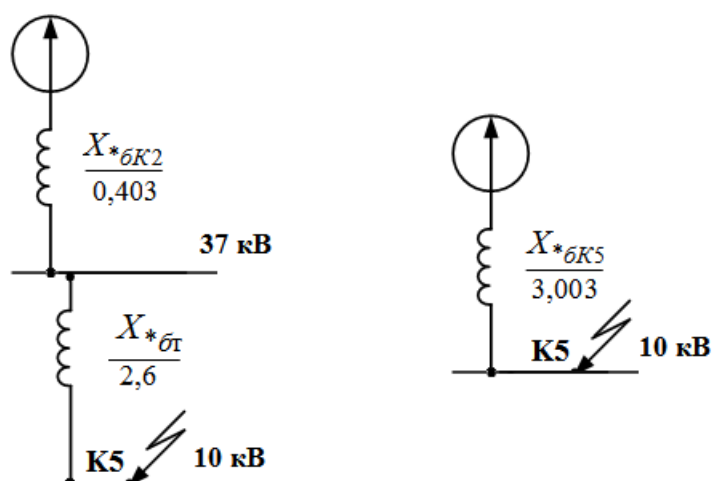


Рисунок 2.9 – Схема заміщення до точки к5

Знайдемо опір трансформатора по формулі:

$$X_{*от} = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{100}{2,5} = 2,6 ;$$

Визначимо загальний опір до шин 10 кВ:

$$X_{*ок5} = X_{*ок2} + X_{*от} = 0,403 + 2,6 = 3,003;$$

Визначимо базисний струм для точки к5:

$$I_{б5} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА.}$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці к5:

$$I_{к5} = \frac{I_{б5}}{X_{*ок5}} = \frac{5,5}{3,003} = 1,832 \text{ кА.}$$

Знайдемо ударний струм в точці к2:

$$i_{y5} = 2,55 \cdot I_{к5} = 2,55 \cdot 1,832 = 4,67 \text{ кА;}$$

$$I_{Kустб} = 1,52 \cdot I_{к5} = 1,52 \cdot 1,832 = 2,78 \text{ кА;}$$

Обчислимо теплові імпульси:

$$B_k = I_k^2 (t_{откл} + T_a).$$

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		44

$$K1: B_k = 2,74^2(2 + 0,05) = 15,39 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$K2: B_k = 3,87^2(1,5 + 0,05) = 23,21 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$K3: B_k = 3,75^2(0,5 + 0,05) = 7,73 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$K4: B_k = 12,32^2(0,5 + 0,05) = 83,48 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$K5: B_k = 1,832^2(1,5 + 0,05) = 5,2 \text{ кА}^2\text{с}.$$

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_ϕ , кА	I_k , кА	$I_{Kуст}$, кА	i_y , кА	B_k , кА ² с
K1	0,502	2,74	4,16	6,99	15,39
K2	1,56	3,87	5,88	9,87	23,21
K3	2	3,75	5,7	9,56	7,73
K4	144,34	12,32	18,73	22,67	83,48
K5	5,5	1,832	2,78	4,67	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

Завершення таблиці 2.3

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

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		46

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 по довідниковим даним, кА;

I_k - струм к.з., кА.

Високовольтні вимикачі, встановлювані 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:

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

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

Подальші розрахунки та вибір вимикачів зведемо до таблиці 2.4.

Вибір роз'єднувачів.

При виборі роз'єднувачів перевіряються наступні умови:

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		47

$$1) U_{\text{ном}} \geq U_{\text{р}}$$

$$2) I_{\text{н}} \geq I_{\text{р}}$$

$$3) i_{\text{д}} \geq i_{\text{уд}}$$

$$4) I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} \geq B_{\text{к}}$$

$$B_{\text{к}} = I_{\text{к}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}})$$

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

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

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				
			$\frac{U_{\text{ном}}}{U_{\text{роб}}}$	$\frac{I_{\text{ном}}}{I_{\text{роб.мах}}}$	$\frac{I_{\text{д}}}{I_{\text{у}}}$	$\frac{I_{\text{ном.відк}}}{I_{\text{к}}}$	$\frac{I_{\text{Т}}^2 t_{\text{Т}}}{B_{\text{к}}}$
1	Вводи в РУ-110 кВ	ВГТ-110 П*-40/2500 У1	110	2500	102	40	3550
			110	367,8	6,99	2,74	15,39
2	Сторона СН ГПТ	ВР35-35-20/1250 У2	35	1250	52	20	2560
			35	578,05	9,87	3,87	23,21
3	Сторона НН ГПТ	ВБЗО-27,5-20/1000 У1	27,5	1000	52	20	1200
			27,5	735,7	9,56	3,75	7,73
4	Споживачі 35 кВ	ВР35-35-20/1250 У2	35	1250	52	20	1200
			35	18	9,87	3,87	23,21
5	Споживачі 10 кВ	ВР1-10-20/630 У1	10	630	52	20	1200
			10	37,4	4,67	1,832	5,2
6	Сторона ВН РТ 35/10	ВР35-35-20/1250 У2	35	1250	52	20	1200
			35	57,8	9,87	3,87	23,21
7	Фідер к.м. 27,5 кВ	ВБЗО-27,5-20/1000 У1	27,5	1000	52	20	1200
			27,5	121,7	9,56	3,75	7,73
8	Сторона НН РТ 35/10	ВР1-10-20/630 У1	10	630	52	20	1200
			10	141,6	4,67	1,832	5,2
9	Сторона ВН ТВП	ВР1-10-20/630 У1	10	630	52	20	1200
			10	32,4	4,67	1,832	5,2

Таблиця 2.5 – Вибрані роз'єднувачі

№	Найменування приєднань	Тип роз'єднувача	Співвідношення паспортних і розрахункових даних			
			$\frac{U_{\text{ном}}}{U_{\text{роб}}}$	$\frac{I_{\text{ном}}}{I_{\text{роб.мах}}}$	$\frac{I_{\text{д}}}{I_{\text{у}}}$	$\frac{I_{\text{Т}}^2 t_{\text{Т}}}{B_{\text{к}}}$
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	

Лист

48

1	Вводи в РУ-110 кВ	РДЗ.2-110Б-1000У1	110	1000	80	2201
			110	367,8	6,99	15,39
2	Сторона НН ГПТ	РДЗ.2-35/1000У1	35	1000	80	1200
			27.5	735,7	9,56	7,73
3	Споживачі 35 кВ	РДЗ.1-35/1000-У1	35	1000	50	1200
			35	18	9,87	23,21
4	Споживачі 10 кВ	РДЗ-10/1000У1	10	1000	80	1200
			10	37,4	4,67	5,2
5	Сторона НН РТ-35/10	РДЗ.2-35/1000У1	35	1000	50	1200
			10	141,6	9,56	7,73
6	Фідер к.м. 27,5 кВ	РДЗ.1-35/1000У1	35	1000	80	1200
			27.5	121,7	9,56	7,73
7	Сторона ВН РТ-35/10	РДЗ.1-35/1000У1	35	1000	50	1200
			35	57,8	9,87	23,21

2.5 Проектування сонячної електростанції

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

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Бирсан Олександр

Variant: New simulation variant

Sheds on ground

System power: 4806 kWp

Peremoha - Ukraine

Oleksandr BYRSAN
Signature

Рисунок 2.10 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

					02.15.EC20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		50



PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:
24/05/23 12:51
with v7.3.4

Project: Бирсан Олександр

Variant: New simulation variant

UDUNT

Project summary

Geographical Site

Peremoha
Ukraine

Situation

Latitude 48.67 °N
Longitude 33.05 °E
Altitude 133 m
Time zone UTC+2

Project settings

Albedo 0.20

Meteo data

Peremoha
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 9612 units
Pnom total 4806 kWp

Inverters

Nb. of units 45 units
Pnom total 4500 kWac
Pnom ratio 1.068

Results summary

Produced Energy 6080211 kWh/year Specific production 1265 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 85.63 %

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

24/05/23

PVsyst Evaluation mode

Page 2/10

Рисунок 2.11 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

					02.15.EC20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		51



PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:
24/05/23 12:51
with v7.3.4

Project: Бирсан Олександр

Variant: New simulation variant

UDUNT

General parameters

Grid-Connected System

PV Field Orientation

Orientation

Fixed plane

Tilt/Azimuth 30 / 0 °

Sheds on ground

Sheds configuration

Nb. of sheds 534 units

Sizes

Sheds spacing 12.0 m

Collector width 4.37 m

Ground Cov. Ratio (GCR) 38.4 %

Shading limit angle

Limit profile angle 14.9 °

Models used

Transposition Perez

Diffuse Perez, Meteonorm

Circumsolar separate

Horizon

Free Horizon

Near Shadings

Linear shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer

Generic

Model

TSM-DE18M-(II)-500

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 500 Wp

Number of PV modules 9612 units

Nominal (STC) 4806 kWp

Modules 534 Strings x 18 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 4375 kWp

U mpp 701 V

I mpp 6239 A

Total PV power

Nominal (STC) 4806 kWp

Total 9612 modules

Module area 22985 m²

Inverter

Manufacturer

Generic

Model

SUN2000-100KTL-M1-400Vac

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 100 kWac

Number of inverters 45 units

Total power 4500 kWac

Operating voltage 200-1000 V

Max. power (=>33°C) 110 kWac

Pnom ratio (DC:AC) 1.07

Power sharing within this inverter

Total inverter power

Total power 4500 kWac

Max. power 4950 kWac

Number of inverters 45 units

Pnom ratio 1.07

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 1.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 29.0 W/m²K

Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res. 2.5 mΩ

Loss Fraction 2.0 % at STC

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.8 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

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°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

24/05/23

PVsyst Evaluation mode

Page 3/10

Рисунок 2.12 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

02.15.EC20160.КРБ.2023–ПЗ

Лист

52



PVsyst V7.3.4

VCO, Simulation date:
24/05/23 12:51
with v7.3.4

Project: Бирсан Олександр

Variant: New simulation variant

UDUNT

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo
Inverter voltage 400 Vac tri
Loss Fraction 1.67 % at STC
Inverter: SUN2000-100KTL-M1-400Vac
Wire section (45 Inv.) Alu 45 x 3 x 185 mm²
Average wires length 150 m

MV line up to Injection
MV Voltage 35 kV
Average each inverter
Wires Alu 3 x 120 mm²
Length 300 m
Loss Fraction 0.02 % at STC

AC losses in transformers

MV transfo
Medium voltage 35 kV
One transfo parameters
Nominal power at STC 2.36 MVA
Iron Loss (24/24 Connexion) 2.24 kVA
Iron loss fraction 0.09 % at STC
Copper loss 47.15 kVA
Copper loss fraction 2.00 % at STC
Coils equivalent resistance 3 x 1.36 mΩ

Operating losses at STC (full system)
Nb. identical MV transfos 2
Nominal power at STC 4.72 MVA
Iron loss (24/24 Connexion) 4.48 kVA
Copper loss 94.30 kVA

24/05/23

PVsyst Evaluation mode

Page 4/10

Рисунок 2.13 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

02.15.EC20160.КРБ.2023–ПЗ

Лист

53



PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:
24/05/23 12:51
with v7.3.4

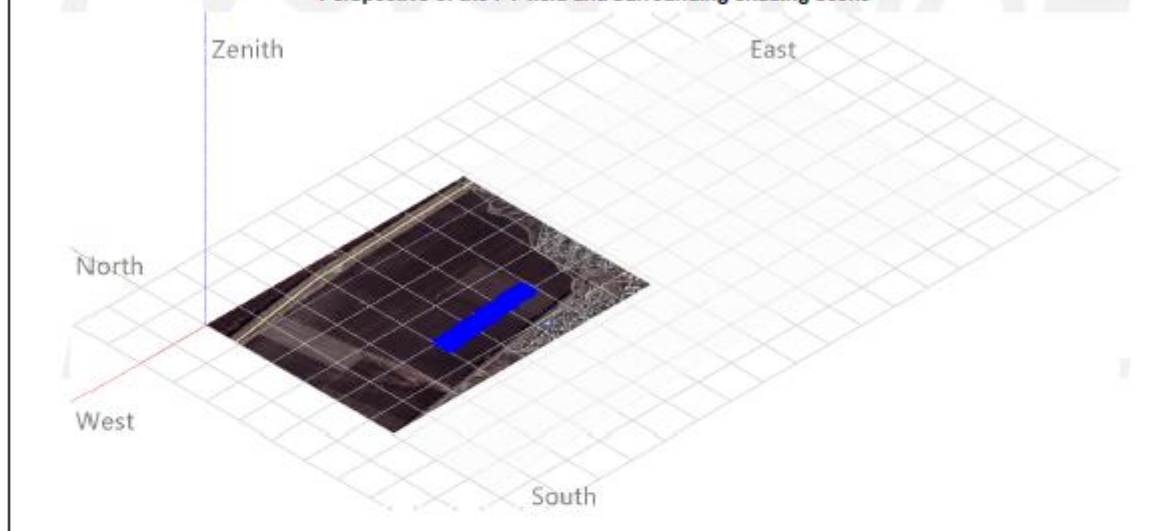
Project: Бирсан Олександр

Variant: New simulation variant

UDUNT

Near shadings parameter

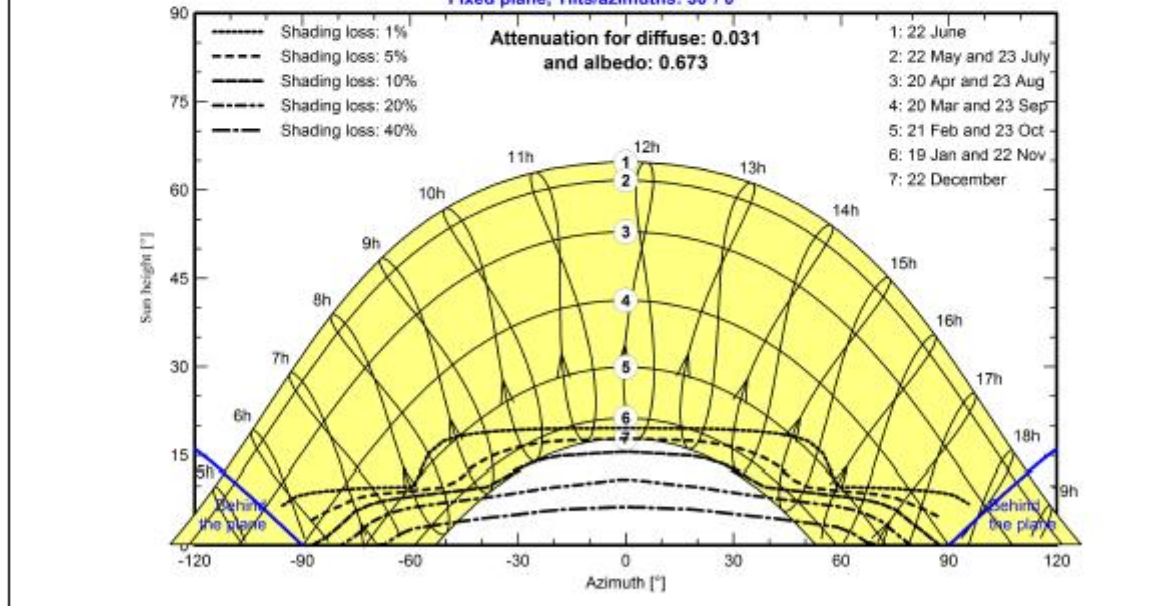
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1

Fixed plane, Tilts/azimuths: 30°/ 0°



24/05/23

PVsyst Evaluation mode

Page 5/10

Рисунок 2.14 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

02.15.EC20160.КРБ.2023–ПЗ

Лист

54



PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:
24/05/23 12:51
with v7.3.4

Project: Бирсан Олександр

Variant: New simulation variant

UDUNT

Main results

System Production

Produced Energy

6080211 kWh/year

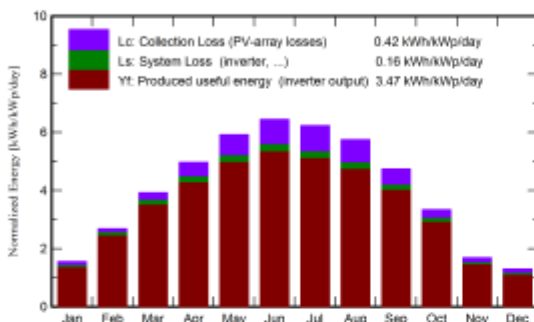
Specific production

1265 kWh/kWp/year

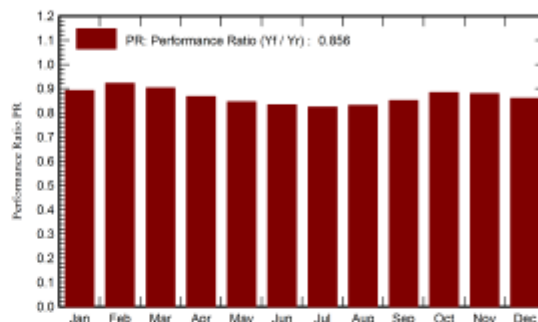
Perf. Ratio PR

85.63 %

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	29.0	18.61	-3.55	47.9	43.9	215706	205393	0.892
February	50.3	27.62	-2.62	75.1	71.4	348195	332612	0.922
March	93.5	45.27	2.59	121.3	115.9	551391	526463	0.903
April	131.7	63.36	10.02	148.9	141.8	649362	620643	0.867
May	177.8	77.76	16.70	183.4	174.2	779705	745514	0.846
June	193.6	74.33	20.06	193.4	184.0	810161	774100	0.833
July	191.0	77.41	22.38	193.1	183.6	799896	764972	0.824
August	161.3	65.47	21.79	178.2	170.0	743309	710735	0.830
September	112.3	48.03	15.67	142.3	135.8	608930	582252	0.851
October	71.4	35.58	9.18	103.2	98.5	458512	438398	0.884
November	32.3	21.03	3.73	50.3	46.7	223328	212757	0.879
December	23.5	15.34	-0.73	40.3	36.0	175438	166374	0.859
Year	1267.6	569.80	9.67	1477.5	1401.7	6363933	6080211	0.856

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

24/05/23

PVsyst Evaluation mode

Page 6/10

Рисунок 2.15 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

02.15.EC20160.КРБ.2023–ПЗ

Лист

55



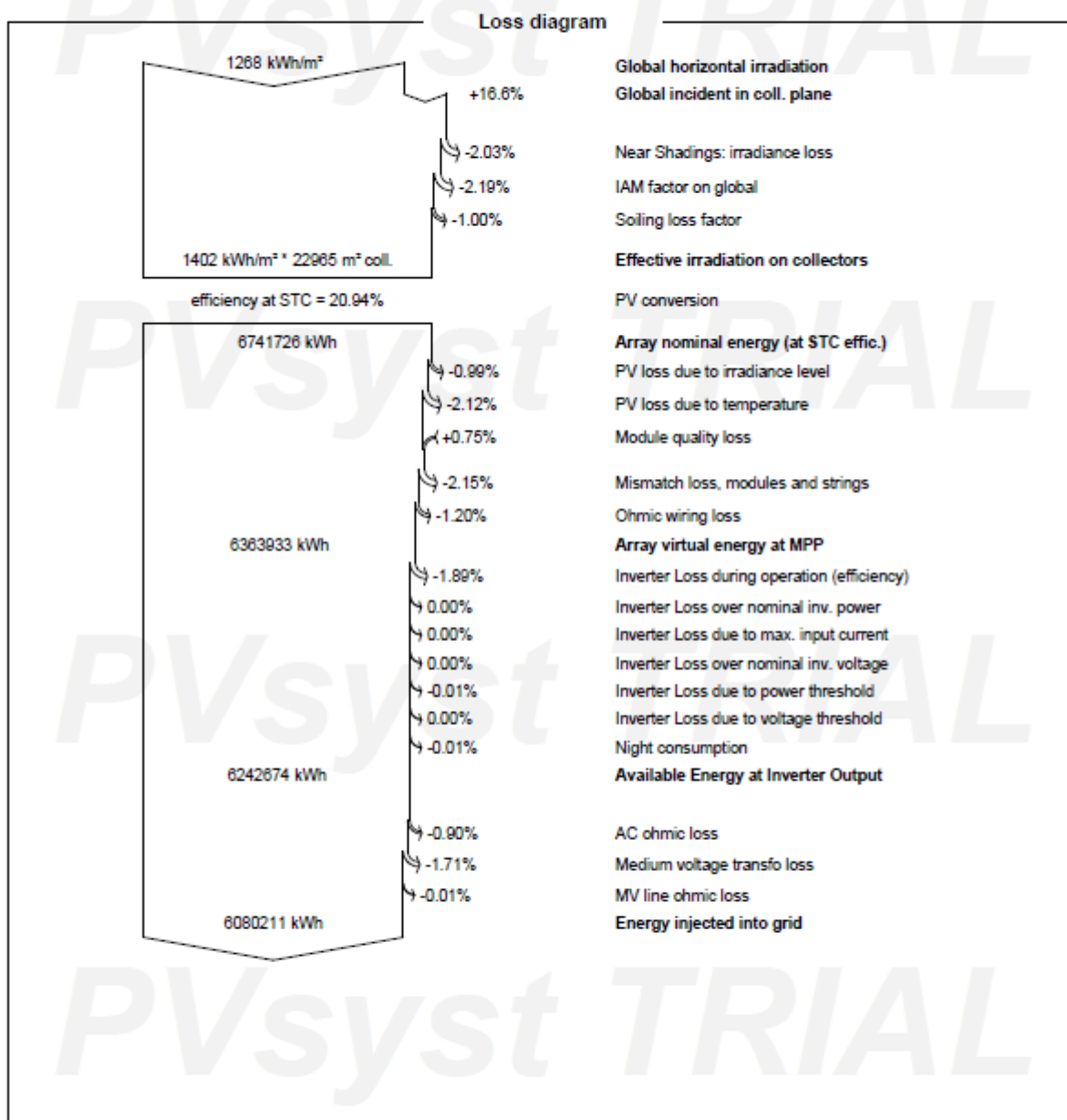
PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:
24/05/23 12:51
with v7.3.4

Project: Бирсан Олександр

Variant: New simulation variant

UDUNT



24/05/23

PVsyst Evaluation mode

Page 7/10

Рисунок 2.16 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

02.15.EC20160.КРБ.2023–ПЗ

Лист

56



PVsyst V7.3.4
VC0, Simulation date:
24/05/23 12:51
with v7.3.4

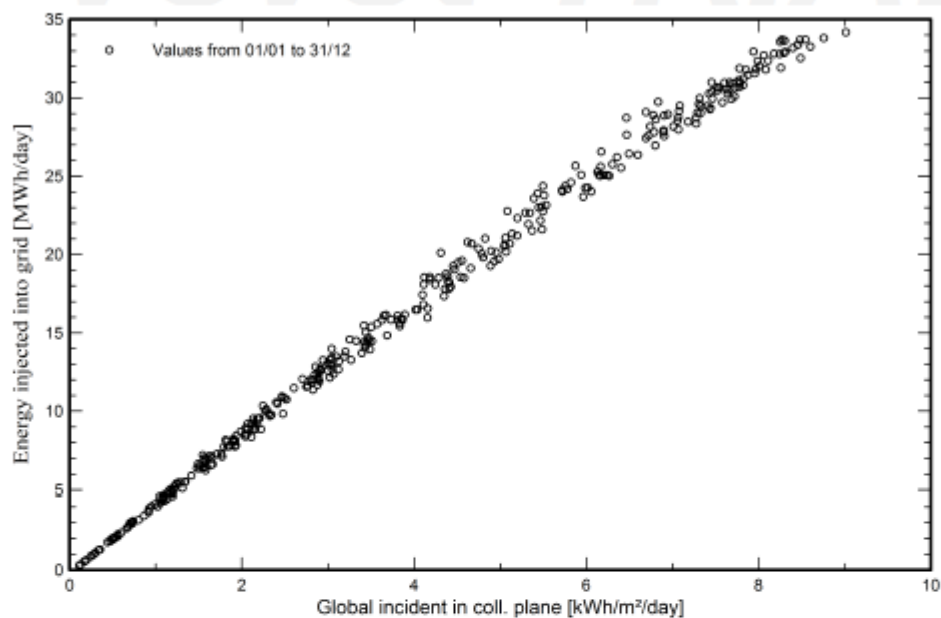
Project: Бирсан Олександр

Variant: New simulation variant

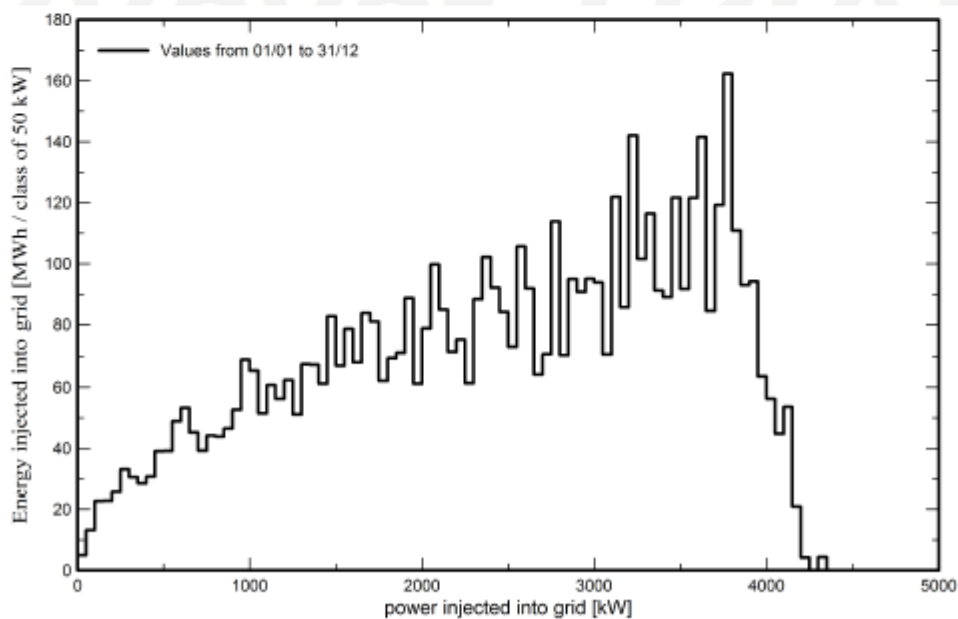
UDUNT

Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution



24/05/23

PVsyst Evaluation mode

Page 8/10

Рисунок 2.17 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

02.15.EC20160.КРБ.2023–ПЗ

Лист

57



PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:
24/05/23 12:51
with v7.3.4

Project: Бирсан Олександр

Variant: New simulation variant

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 %

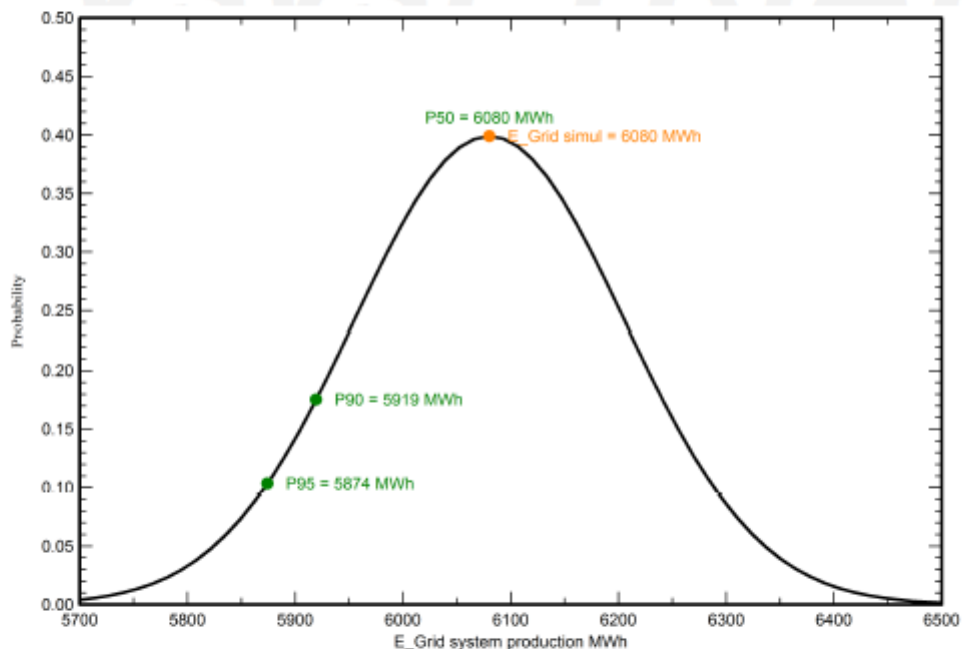
Simulation and parameters uncertainties

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 125 MWh
P50 6080 MWh
P90 5919 MWh
P95 5874 MWh

Probability distribution



24/05/23

PVsyst Evaluation mode

Page 9/10

Рисунок 2.18 – Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

02.15.EC20160.КРБ.2023–ПЗ

Лист

58

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
6	10	1,832	0,75	4500	3,3

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 330кВ".

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		59

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

№ КЛ	$P_{\max .c}, \text{ кВт}$	$U_g, \text{ кВ}$	$\cos \varphi$	$I_0, \text{ А}$	$S, \text{ мм}^2$	$I_c, \text{ А}$
1	4500	10	0,99	262,4	150	281

Для кабелів, прокладених у землі за схемою «у трикутник» тривалий допустимий струм у амперах у заданих умовах прокладання кабелю розраховуємо за значень коригувальних коефіцієнтів, отриманих з відповідних таблиць k_2 (таблиця 3.3), k_{33} (таблиця 3.3), k_4 (таблиця 3.3), k_5 (таблиця 3.3) 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	281	0,98	1	1,18	1	262,4	324,9	виконується

Для кабелів, прокладених у землі в окремих трубах за схемою «у трикутник» тривалий допустимий струм у амперах у заданих умовах прокладання кабелю розраховуємо за значень коригувальних коефіцієнтів, отриманих з відповідних таблиць k_1 (таблиця 3.4), k_2 (таблиця 3.4), k_{33} (таблиця 3.4), k_4 (таблиця 3.4), k_5 (таблиця 3.4) 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.

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ			Лист
								60
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата				

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	267	0,948	0,98	1	1,18	1	262,4	292,7	виконується

Для кабелів, прокладених у повітрі (на драбинах) тривалий допустимий струм у амперах у заданих умовах прокладання кабелю розраховуємо за значень коригувальних коефіцієнтів, отриманих з відповідних таблиць k_{3n} (таблиця 3.5), k_7 (таблиця 3.5) за формулою:

$$I_{cg} = I_c \cdot k_{3n} \cdot k_7. \quad (3.4)$$

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	$I_c, \text{А}$	k_{3n}	k_7	$I_0, \text{А}$	$I_{cg}, \text{А}$	Виконання умови
1	376	1,08	1	262,4	406,1	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;

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		61

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

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

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	$I_{\text{sc}}^{(3)}$, кА	Виконання умови
1	14,2	0,75	16,4	1,832	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:

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

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

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

де t - час спрацювання захисту, с;

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

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

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

Результати розрахунку по формулі (3.9) зводимо в таблицю 3.7.

Таблиця 3.7 – Результати розрахунку допустимого струму короткого замикання по екрану кабелю та вибору його перетину

№ КЛ	Перетин екрану, мм ²	I_{tsc} , кА	t , с	I_{ssc} , кА	$I_{sc}^{(2)}$, кА	Виконання умови
1	25	5,1	0,75	5,89	1,594	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.

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		63

Результати розрахунку по формулі (3.10) зводимо в таблицю 3.8.

Таблиця 3.8 – Результати розрахунку падіння напруги в кінці КЛ

№ КЛ	$U_g, \text{В}$	$L, \text{км}$	$r_0, \text{Ом/км}$	$x_0, \text{Ом/км}$	$\Delta U, \text{В}$	$\Delta U, \%$
1	10000	3,3	0,264	0,111	289,4	2,89

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:

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
						64
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

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:

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

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		65

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:

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

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	262,4	3,3	0,68	3,46	12,3	4,66	0,23	12,1	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:

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

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		66

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

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

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

Умова виконується, обираємо обмежувач перенапруги на 6 кВ.

3.2 Вибір параметрів релейного захисту кабельної лінії

Вихідні дані для розрахунку короткого замикання на СЕС:

1. Однолінійна схема СЕС ($P=4,5$ МВт)
2. Розрахункова напруга на шинах 10 кВ - 10,5 кВ
3. Трансформатор ТМГ-1000/10/0,4 кВ ($u_k=6,5$ %)
4. Довжина кабельної лінії – 3,3 км
5. Струм трифазного короткого замикання в максимальному режимі на шинах 10 кВ ПС 35/10 кВ - 1,832 кА.
6. В якості провідників для розрахунку струму короткого замикання на шинах проектованої СЕС прийнято 3хСПП-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:

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

Опір повітряно-кабельної лінії.

Активна складова:

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

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		67

Реактивна складова:

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

Сумарний опір до розрахункової точки К2:

$$z_{K2} = \sqrt{z_C^2 + (r_L + x_L)^2}, \text{ Ом}; \quad (3.23)$$

Опір трансформатора:

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

Сумарний опір до розрахункової точки К3:

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

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

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

$z_C, \text{ Ом}$	$r_L, \text{ Ом}$	$x_L, \text{ Ом}$	$z_{K2}, \text{ Ом}$	$z_m, \text{ Ом}$	$z_{K3}, \text{ Ом}$
3,31	2,71	0,49	4,604	7,166	11,77

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 - $I_{K1}^{(3)} = 1,832 \text{ кА}$.

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		68

Розрахункова точка К2.

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

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

Струм КЗ питомий зі сторони СЕС приведений до сторони 10 кВ

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

Сумарний струм КЗ в точці К2

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

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:

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

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

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		69

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

$I_{K1}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{K2ЛС}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{KCEC}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{K2}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{K3ЛС}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{K3}^{(3)}, \text{кА}$
1,832	1,317	0,247	1,564	0,515	0,762

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

$I_{K1}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{K2ЛС}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{KCEC}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{K2}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{K3ЛС}^{(2)}, \text{кА}$	$I_{K3}^{(2)}, \text{кА}$
1,594	1,146	0,215	1,361	0,448	0,663

Розрахунок уставок спрацювання захисту.

Вихідні дані для розрахунку уставок спрацювання захисту:

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

2. Струми короткого замикання

І ст. СВ (струмова відсічка)

Струм спрацювання захисту обирається за умовами:

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

Максимальна величина струму при включенні може скласти

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

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:

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		70

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

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

Таблиця 3.13 – Результати розрахунку відстроювання від струму намагнічування трансформатору

$I_{НОМ}, \text{А}$	$I_{сз \min}, \text{А}$	$I_{сз \max}, \text{А}$	$I_{сз}, \text{А}$ 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, 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

$I_{с.з.}, \text{А}$	$I_y, \text{А}$	k_q
914	31	1,71

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

Умова забезпечення чутливості захисту виконується.

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

II ст. МСЗ (максимальний струмовий захист)

Струм спрацювання захисту

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

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:

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

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

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		72

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_u
76,4	7,64	80	9,7

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

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

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

Таблиця 3.17 – Результати розрахунку ємнісних струмів

$C_{\phi КЛ}, \text{мкФ}$	$\omega, \text{с}^{-1}$	$U_{\phi}, \text{В}$	$I_C, \text{А/км}$	$I_{СКЛ}, \text{А}$
0,229	314	6062,18	1,308	4,316

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.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		74

- 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.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		75

ІНДИВІДУАЛЬНЕ ЗАВДАННЯ

Активні регулятори потужності

Велика частина промислових приймачів в процесі роботи споживає з мережі крім активної потужності P реактивну потужність Q .

Основними споживачами реактивної потужності є: асинхронні двигуни (65-60 % загального споживання реактивної потужності) трансформатори (20-25 %), повітряні електричні мережі, реактори, перетворювачі і інші установки (близько 10 %).

Залежно від характеру електроустаткування підприємства його реактивне навантаження може складати до 130 % активного. Передача значної кількості реактивної потужності по лініях і через трансформатори системи електропостачання не вигідна із наступних основних причин:

1. Виникають додаткові втрати активної потужності і енергії у всіх елементах системи електропостачання, обумовлені завантаженням їх реактивною потужністю. Так при передачі активної P і реактивної Q потужностей через елемент з опором R втрати активної потужності складуть:

$$\Delta P = ((P^2 + Q^2)R) / U^2 = P^2 R / U^2 + Q^2 R / U^2 = \Delta P_a + \Delta P_p$$

Додаткові втрати активної потужності ΔP_p , викликані протіканням реактивної потужності Q , пропорційні квадрату її величини.

2. Виникають додаткові втрати напруги, які особливо істотні в мережах, що живлять системи електропостачання промислових підприємств.

Наприклад при передачі потужностей P і Q через елемент мережі з активним опором R і реактивним X втрати напруги складуть:

$$\Delta U = (PR + QX) / U = PR / U + QX / U = \Delta U_a + \Delta U_p$$

де ΔU_a - втрати напруги, обумовлені активною потужністю; ΔU_p - втрати напруги, обумовлені реактивною потужністю.

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		76

Додаткові втрати напруги ΔU_p збільшують відхилення напруги на затискачах приймача від номінального значення при змінах навантажень і режимів електричної мережі. Це вимагає збільшення потужності, а отже і вартості засобів регулювання напруги.

Технічно і економічно доцільно, наближати джерела покриття реактивної потужності до місць її споживання в мережі. Це розвантажує в значній мірі живлячі лінії електропередач і трансформатори від реактивної потужності, що рівносильне поліпшенню коефіцієнта потужності. Мінімально допустима величина середньозваженого коефіцієнта потужності $\cos\varphi$ для промислових підприємств на вводах, що живлять підприємство, повинна знаходитися в межах 0,92-0,95.

Оптимальна величина коефіцієнта потужності на підприємстві виходить шляхом компенсації реактивної потужності як природними заходами (за рахунок поліпшення режиму роботи приймачів, застосування двигунів досконалішої конструкції, усунення недовантаження двигуна, трансформаторів і т.п.), так і за рахунок установки спеціальних компенсуючих пристроїв (генераторів реактивної потужності) у відповідних точках системи електропостачання.

В електричних системах застосовується велика кількість пристроїв, за допомогою яких може здійснюватися регулювання напруги і реактивної потужності. До них відносяться синхронні генератори електростанцій, синхронні компенсатори, батареї статичних конденсаторів, вентильні джерела реактивної потужності, реактори, трансформатори. Ці пристрої мають різні регульовальні діапазони, оснащуються власними (локальними) системами.

Як компенсуючі пристрої найбільш часто використовуються синхронні компенсатори і батареї статичних конденсаторів.

Батареї статичних конденсаторів (БК) – ефективний засіб управління потоками реактивної потужності і нормалізації рівнів напруги.

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		77

БК являють собою окремі конденсатори потужністю до 125 КВар, зібрані разом шляхом послідовно - паралельного з'єднання М послідовно включених конденсаторів у N паралельних гілках. Конденсаторні батареї, призначені для генерації реактивної потужності та у такий спосіб підвищення $\cos\phi$ у вузлах завантаження і у споживачів, називаються косинусними і включаються за шунтовою схемою, тобто є пристроями поперечної компенсації.

Конденсатори випускаються в однофазному і трифазному виконаннях на номінальну напругу 0,22–10,5 кВ. Одинична потужність конденсаторів складає 10-125 КВар. Шунтові конденсаторні батареї застосовуються на напругах до 110 кВ. Збільшення робочої напруги БК досягається збільшенням числа послідовно включених конденсаторів. Для збільшення потужності БК застосовують паралельне з'єднання конденсаторів.

Батареї конденсаторів є регульовані і нерегульовані. В нерегульованих число конденсаторів незмінно, а реактивна потужність залежить від квадрата напруги. Сумарна потужність нерегульованих батарей конденсаторів не повинна перевищувати найменшого реактивного навантаження мережі.

В регульованих батареях конденсаторів залежно від режиму автоматично або вручну змінюється число включених конденсаторів.

Практично зміна потужності, видаваною батареєю в нормальних експлуатаційних умовах, досягається включенням або відключенням частини конденсаторів, що становлять батарею, тобто шляхом східчастого регулювання. Одноступінчатє регулювання полягає у відключенні або включенні всіх конденсаторів батареї, багатоступінчатє - у відключенні або включенні окремих секцій батареї, забезпечених контактами або вимикачами.

Основні техніко-економічні переваги конденсаторів порівняно з іншими компенсуючими пристроями полягають в наступному:

- а) можливість застосування як на низькій, так і на високій напрузі;
- б) малі втрати активної потужності (0,0025-0,05 кВт/квар).

Недоліки конденсаторів з погляду регулювання режиму полягають в наступному:

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		78

- а) залежність реактивної потужності що генерується ними від напруги;
- б) можливість тільки генерувати реактивну потужність Q , а також східчає регулювання при видачі реактивної потужності і неможливість її плавної зміни, чутливість із спотворенням живлячої напруги.

Конденсатори в порівнянні з іншими джерелами реактивної потужності володіють рядом експлуатаційних переваг: простотою експлуатації; простотою виробництва монтажу; можливістю використання для установки конденсаторів будь-якого сухого приміщення. Серед експлуатаційних недоліків конденсаторів слід зазначити малий термін служби (8-10 років) і недостатню міцність (особливо при КЗ і напругах вище номінального).

Синхронний компенсатор - це синхронний двигун, що працює в режимі холостого ходу, тобто без навантаження на валу. В порівнянні із звичайним синхронним двигуном компенсатори виготовляють з полегшеним валом.

В даний час випускаються синхронні компенсатори потужністю від 5 до 160 Мвар. Вони встановлюються на районних підстанціях і в ряді випадків у могутніх електроприймачів з різкозмінним навантаженням дугових печей, приводів станів і ін.

Струм синхронного компенсатора:

$$I_{CK} = \frac{E_q - U_{CK}}{\sqrt{3}X_d},$$

а потужність на його затискачах:

$$S_{CK} = Q_{CK} = \sqrt{3}U_{CK}I_{CK} = \frac{E_q - U_{CK}}{X_d}U_{CK}.$$

Видно, що значення і знак потужності синхронного компенсатора залежать від співвідношення між ЕДС компенсатора E_q і напругою U_{CK} в точці його

підключення до мережі. Електрорушійна сила визначається струмом збудження, причому зростанню струму збудження відповідає збільшення ЕДС.

При значенні струму збудження, при якому $E_q = U_{СК}$, потужність синхронного компенсатора $Q_{СК} = 0$. При перезбуджуванні струму збудження $E_q > U_{СК}$ і синхронний компенсатор генерує, тобто видає в мережу реактивну потужність, причому $Q_{СК} > 0$. Синхронний компенсатор, що працює в режимі перезбуджування, може збільшувати видавану в мережу реактивну потужність при пониженні напруги мережі. Зменшуючи струм збудження, можна отримати режим недозбудження, і тоді $E_q < U_{СК}$ і $Q_{СК} < 0$. Номінальна потужність синхронного компенсатора указується для режиму перезбуджування.

Позитивними властивостями синхронних компенсаторів як джерел реактивної потужності є:

- а) незалежність $Q_{СК}$ від напруги в мережі внаслідок регулювання струму збудження;
- б) можливість плавного і автоматичного регулювання реактивної потужності, що генерується.

До основних недоліків компенсаторів відносяться:

- а) значні втрати активної потужності;
- б) відносно висока вартість і високі питомі витрати на компенсацію.

Експлуатаційні переваги СК є: достатня термічна і електродинамічна стійкість обмоток компенсатора під час КЗ; можливість відновлення пошкодженого синхронного компенсатора шляхом ремонтних робіт. Труднощі експлуатації СК полягають у великій займаній площі і шумі при роботі.

Статичні джерела реактивної потужності (ДРП) призначені для плавної генерації або споживання реактивної потужності, що досягається використанням нерегульованої батареї конденсаторів і включеного паралельно з нею регульованого реактора.

На рисунку 4.1 показана принципова схема ДРП із паралельним з'єднанням керованого реактора і нерегульованої БК. Тиристорно-реакторна група ТРГ має

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		80

систему керування СУ. Керування потужністю реакторів здійснюється за допомогою паралельно з'єднаних керованих тиристорних перетворювачів. Схеми ДРП дуже різноманітні. Потужність таких пристроїв складає 25, 50 або 80 МВар при напрузі 10 або 20 кВ. Сумарна потужність ДРП дорівнює:

$$Q_{ДРП} = Q_L - Q_C.$$

Величини реактивної потужності реактора і батареї конденсаторів визначаються в такий спосіб: $Q_L = U^2 / X_L = \text{var}$; $Q_C = U^2 / X_C = \text{const}$.

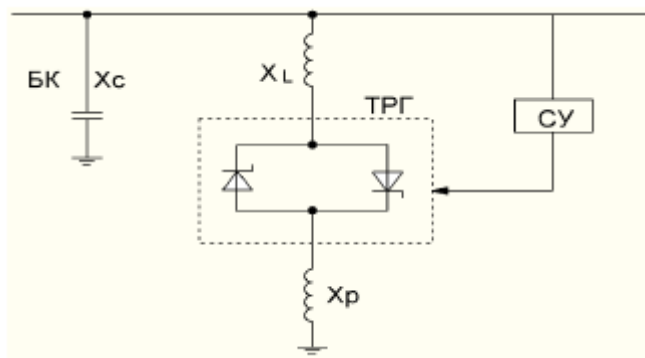


Рисунок 4.1 – Схема ДРП

Діапазон зміни потужності ДРП визначається співвідношенням потужностей БК і реактора. Якщо БК і реактор мають однакову потужність і потужність реактора змінюється від нуля до номінальної, то потужність ДРП змінюється в діапазоні $0 \leq Q_{ДРП} \leq Q_C$. У цьому випадку ДРП генерує реактивну потужність.

Якщо потужність реактора більше потужності батареї конденсаторів, то ДРП може працювати й у режимі споживання реактивної потужності. Перехід з одного режиму в інший виконується плавно шляхом зміни кута відкриття тиристорів.

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 Синельникове-Запоріжжя.

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		82

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. С. В. Панченко
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.
8. Руденко В.С. Промислова електроніка. / В.С. Руденко, В.Я. Ромашко, В.В. Трифонюк– К: Либідь, 1993 – 432 с.

					02.15.ЕС20160.КРБ.2023–ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		83