

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

Сумський державний університет

Факультет електроніки та інформаційних технологій

(повна назва інституту/факультету)

Кафедра електроенергетики

(повна назва кафедри)

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

(підпис)

(Ім'я та ПРІЗВИЩЕ)

_____ 20 23 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня бакалавр

(бакалавр / магістр)

зі спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка ,

(код та назва)

освітньо-професійної програми «Електротехнічні системи електроспоживання»

(освітньо-професійної / освітньо-наукової)

(назва програми)

на тему: «Проектування електричної мережі та високовольтної підстанції»

Здобувача групи ЕТ-91

(шифр групи)

Любича В'ячеслава Юрійовича

(прізвище, ім'я, по батькові)

Кваліфікаційна робота містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело.

(підпис)

В'ячеслав ЛЮБИЧ

(Ім'я та ПРІЗВИЩЕ здобувача)

Керівник старший викладач, к.т.н. Сергій ЛЕБЕДКА

(посада, науковий ступінь, вчене звання, Ім'я та ПРІЗВИЩЕ)

(підпис)

Сумський державний університет

Факультет ЕлІТ Кафедра електроенергетики

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ
Зав. кафедри електроенергетики
І.Л. Лебединський
“___” _____ 20__ р.

ЗАВДАННЯ на кваліфікаційну роботу бакалавра

Любича В'ячеслава Юрійовича
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: «Проектування електричної мережі та високовольтної підстанції»
затверджена наказом по університету № _____ від _____
2. Термін здачі студентом закінченої роботи 01.06.2023 р.
3. Вихідні дані до роботи: координати розміщення споживачів та їх потужність, категорія з надійності, погодинний графік навантаження.
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які необхідно вирішити):
 - Вступ
 - Розрахунок мережі електропостачання.
 - Проектування високовольтної підстанції.
 - Розрахунок релейного захисту.
 - Розрахунок блискавкозахисту ВРП.
 - Розрахунок заземлення підстанції.
5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень):
 - Схема електричної мережі (однолінійна та схема заміщення).
 - Схема прохідної підстанції напругою 220/10 кВ.
 - Схема включення двообмоткового трансформатора з розщепленою обмоткою, та схема заміщення.
 - Схема підключення захисту реле ДЗТ—11 до трансформатора з розщепленою обмоткою.
 - Зона захисту подвійного тросового блискавковідводу.
 - Заземлюючий контур.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№з /п	Назва етапів роботи	Термін виконання ета- пів роботи	Примі- тки
1	Розрахунок мережі електро- постачання	03.04—14.04	
2	Проектування високовольт- ної підстанції	17.04—28.04	
3	Розрахунок релейного захи- сту	01.05—12.05	
4	Розрахунок блискавкозахи- сту ВРП	14.05—20.05	
5	Розрахунок заземлення підс- танції	21.05—24.05	
6	Оформлення пояснювальної записки та креслень	25.05—01.06	

Студент _____
(підпис)

Керівник роботи _____
(підпис)

РЕФЕРАТ

Назва: Проектування електричної мережі та високовольтної підстанції.

Автор: Любич В'ячеслав Юрійович.

Ключові слова:

електрична мережа, енергосистема, електропостачання, високовольтні апарати, силовий трансформатор, високовольтна підстанція, споживач електроенергії, релейний захист, реле, блискавкозахист, блискавковідводи, контур заземлення;

электрическая сеть, энергосистема, электроснабжение, высоковольтные аппараты, силовой трансформатор, высоковольтная подстанция, потребитель электроэнергии, релейная защита, реле, молниезащита, молниеотводы, контур заземления;

electric network, power system, power supply, high-voltage devices, power transformer, high-voltage substation, electricity consumer, relay protection, relay, lightning protection, lightning conductors, grounding circuit.

Бібліографічний опис: Любич В.Ю. Проектування електричної мережі та високовольтної підстанції: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / В.Ю. Любич; керівник С.М. Лебедка. - Суми: СумДУ, 2023. - 96 с.

Короткий огляд (реферат): в даній роботі проведений розрахунок електричної мережі на основі якого обрано проводи та силові трансформатори; проведений вибір високовольтного обладнання підстанції; розроблено релейний захист силового трансформатора; розраховано зону захисту подвійних блискавковідводів та контур заземлення підстанції.

Зміст

ВСТУП	7
РОЗДІЛ 1 РОЗРАХУНОК МЕРЕЖІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	8
1.1. Вихідні дані для проєктування електричної мережі	8
1.1. Категорії електроприймачів	8
1.2. Розроблення географічної конфігурації електричної мережі	9
1.3. Розрахунок параметрів та вибір обладнання мережі	12
1.3.1. Розрахунок довжини ліній та повної потужності підстанцій	12
1.3.2. Вибір номінальної напруги ліній	14
1.3.3. Розрахунок напруги за формулами Стілла та Ілларіонова	16
1.3.4. Вибір проводу для ЛЕП	19
1.3.5. Вибір силових трансформаторів	21
1.3.6. Розрахунок перетоків та втрат потужності	26
1.3.7. Розрахунок дійсних напруг мережі	34
1.4. Техніко-економічні показники електричної мережі	39
РОЗДІЛ 2 ПРОЄКТУВАННЯ ВИСОКОВОЛЬТНОЇ ПІДСТАНЦІЇ	41
2.1. Вихідні дані для проєктування підстанції	42
2.2. Перевірка потужності силових трансформаторів	44
2.3. Розрахунок струмів короткого замикання	47
2.4. Вибір високовольтних електричних апаратів	50
2.5. Вибір трансформатора власних потреб	54
2.6. Вибір електровимірювальних трансформаторів струму та напруги	55

					<i>БР 3.6.141.197 ПЗ</i>		
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.		Любич В.Ю.			Лім.	Лист	Листів
Перевір.		Лебедка С.М.				5	
Реценз.					<i>СумДУ ЕТ-91</i>		
Н. Контр.							
Затверд.		Лебединський					

2.7. Вибір трансформатора напруги на збірних шинах підстанції 220 кВ. ...	64
2.8. Вибір трансформатора напруги на збірних шинах підстанції 10 кВ.	65
2.9. Вибір збірних шин.	66
2.10. Розроблення схеми прохідної підстанції напругою 220/10 кВ.	72
РОЗДІЛ 3 РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ	
ТРАНСФОРМАТОРА	74
3.1. Вихідні дані для розрахунку.....	74
3.1. Розрахунок струмів короткого замикання.	75
3.2. Розрахунок поздовжнього диференційного струмового захисту та вибір реле.	76
3.3. Вибір уставок для реле ДЗТ—11.	78
3.4. Розрахунок максимального струмового захисту з комбінованим пуском за напругою.....	81
РОЗДІЛ 4 РОЗРАХУНОК БЛИСКАВКОЗАХИСТУ ВРП	84
4.1. Вихідні дані для розрахунку.....	86
4.2. Розрахунок параметрів зони захисту подвійного тросового блискавководводу.	87
РОЗДІЛ 5 РОЗРАХУНОК ЗАЗЕМЛЕННЯ ПІДСТАНЦІЇ	90
ВИСНОВОК	93
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ	95

					БР 3.6.141. 197 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		6

ВСТУП

В сучасному світі, електропостачання є необхідною складовою для життя будь якої людини. Кожна будівля чи то приватна, чи державна має підведення електроенергії для постійного споживання. Електропостачання є зовнішнє та внутрішнє. Зовнішнє має комплекс споруд які йдуть від джерела електроенергії (виробника) до споживача, тобто лінії електропередачі, трансформаторні підстанції, кабельні лінії. До внутрішнього відносять роботи які проводять всередині будівлі від під'єднання споруди до мережі й безпосередньо до техніки яка споживає електроенергію, а саме прокладку кабелів, вибір електричних апаратів та встановлення розподільних пристроїв. Обидві складові є дуже важливими, так як від правильної побудови системи електропостачання буде залежати безперебійність подачі електроенергії кожному споживачу.

В кваліфікаційній роботі бакалавра буде розглянуто побудову зовнішнього електропостачання, а саме проектування ЛЕП та високовольтної підстанції. Для цього необхідно розраховувати напругу, втрати в лініях, параметри трансформаторів, опори проводів. За результатами розрахунків, опираючись на нормативні документи необхідно підбирати доцільне обладнання для нормальної роботи електромережі.

В даному випадку, електрична мережа буде складатися з шести споживачів I та II категорії. За результатами розрахунку буде підібрано найбільш доцільну напругу, переріз проводів, кількість трансформаторів на одній підстанції та інше обладнання.

Враховуючи сьогоднішню ситуацію в Україні, багато електромереж постраждали від обстрілів, які знищенні повністю або частково. В майбутньому їх доведеться відновлювати. Потрібно буде складати нові схеми електропостачання та проводити розрахунки на основі яких робити вибір обладнання.

Метою даної кваліфікаційної роботи є отримання навичок при побудові якісної електромережі та високовольтної підстанції з урахуванням вимог ПУЕ для майбутнього післявоєнного відновлення системи електропостачання нашої країни.

					БР 3.6.141. 197 ПЗ	Арк.
						7
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 1

РОЗРАХУНОК МЕРЕЖІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

1.1. Вихідні дані для проектування електричної мережі.

Для подальшого проектування нам необхідно знати потужності всіх споживачів, їхні координати розміщення та категорію табл.1.1 та табл.1.2.

Таблиця 1.1— Вихідні дані про характеристики споживачів 1—6.

Параметр	1-й спож.	2-й спож.	3-й спож.	4-тий спож.	5-тий спож.	6-тий спож.
X, мм	25	-25	22	-26	-13	-11
Y, мм	22	23	10	0	20	19
P, МВт	56	70	58	58	0,63	0,623
cosφ	0,78	0,80	0,93	0,95	0,78	0,90
T _м , год	5210	3890	4920	5980	6250	4290
Категорія	I	I	II	II	I	I

Таблиця 1.2 – Додаткова вихідна інформація про споживачів та їх розташування.

Характеристика споживачів	
Масштаб для споживачів 1–4 , км/мм	1,5
Масштаб для споживачів 5 і 6 щодо точки прив'язки, км/мм	0,5
Споживач, до якого прив'язані споживачі 5 і 6	2
Частка всіх навантажень у мінімальному режимі P _{мін} щодо максимального	0,60

1.1. Категорії електроприймачів.

Загалом існує три категорії з надійності електропостачання споживачів:

- електроприймачі I категорії це електроприймачі, переривання електропостачання яких може спричинити: небезпеку для життя людей, значний матеріальний збиток споживачам електричної енергії (пошкодження дорогого основного обладнання, масовий брак продукції), розлад складного технологічного процесу, порушення функціонування особливо важливих елементів комунального господарства.

									Арк.
									8
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.141. 197 ПЗ				

У складі електроприймачів I категорії виділяється особлива група електроприймачів, безперебійна робота яких є необхідною для безаварійної зупинки виробництва з метою запобігання загрозі життю людей, вибухам, пожежам і пошкодженням високовартісного основного обладнання, втраті важливої інформації;

- електроприймачі II категорії електроприймачі, перерва електропостачання яких призводить до масового недовідпуску продукції, масових простоїв робітників, механізмів і промислового транспорту, порушення нормальної діяльності значної кількості міських і сільських жителів;
- електроприймачі III категорії це решта електроприймачів, що не підпадають під визначення I та II категорій.

Визначення категорій з надійності було взято з джерела [1 пн.1.2.17 (ст.13)].

1.2. Розроблення географічної конфігурації електричної мережі.

Як бачимо з попередніх визначень, категорія з надійності кожного споживача має досить велике значення при побудові електричної мережі. У нашому випадку маємо дві категорії: I та II табл.1.1.

Для першої категорії потрібно забезпечити під'єднання споживача двома незалежними джерелами електричної енергії. Перерва в такому разі допускається лише під час автоматичного переключення з одного джерела живлення на інше. Це означає, що споживачі першої категорії мають бути підключені до двох окремих ліній. У випадку з споживачами другої категорії, то їх можна підключати до однієї двофазної лінії, або аналогічно як для першої категорії надійності. В даній роботі будуть розглянуті обидва можливі варіанти і визначено найкращу конфігурацію для даної районної мережі.

Для третьої категорії надійності достатньо підключення до однієї лінії електропостачання. Це пояснюється тим, що час на ремонтні роботи в даному випадку значно більший. До однієї доби необхідно усунути несправність пошкодженої ділянки електромережі. Це може бути регламентна заміна обладнання, обрив лінії, вихід з ладу трансформатора та інші несправності.

					БР 3.6.141. 197 ПЗ	Арк.
						9
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Враховуючи вихідні дані складаємо різні географічні конфігурації електричної мережі, та обираємо найбільш економічно доцільну систему (рис.1.2.1). При цьому враховується кількість трансформаторів, витрати проводів для ліній електропередач та забезпечується надійність електропостачання споживачів відповідно умовам для конкретної категорії.

Для нанесення категорій споживачів використаємо позначення табл. 1.2.1.

Таблиця 1.2.1 – Позначення категорії надійності споживачів.

Позначення	Категорія споживача
○	Електроприймачі першої категорії з надійності.
□	Електроприймачі другої категорії з надійності.
△	Електроприймачі третьої категорії з надійності.

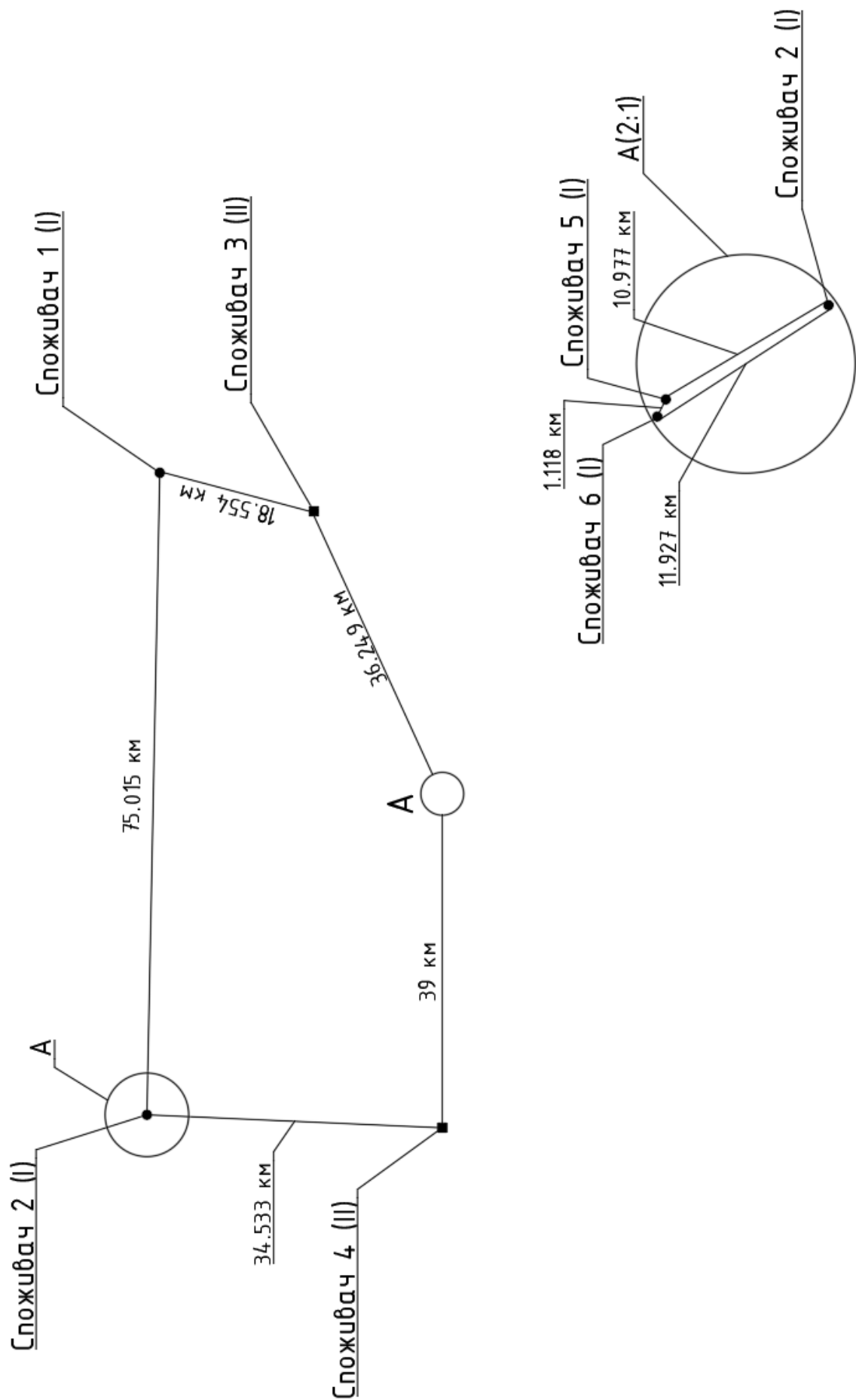


Рисунок 1.2.1. – Схема електричної мережі.

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР 3.6.141. 197 ПЗ

Арк.

11

1.3. Розрахунок параметрів та вибір обладнання мережі.

1.3.1. Розрахунок довжини ліній та повної потужності підстанцій.

Відповідно до заданих параметрів споживачів, запишемо повні потужності споживачів, а також довжини ліній на ділянках відповідно до індексу споживача для схеми. Довжини ліній знайдемо користуючись формулою для знаходження довжини вектору:

$$A(a_x, a_y), \quad B(b_x, b_y)$$
$$\overrightarrow{open_{AB}} = \sqrt{(b_x - a_x)^2 + (b_y - a_y)^2} \quad (1.3.1)$$

Визначимо координати споживачів враховуючи масштаб та прив'язку 5 та 6 споживача до 2:

$$\text{Спож. 1} = (25; 22) \cdot 1,5 = (37,5; 33),$$

$$\text{Спож. 2} = (-25; 23) \cdot 1,5 = (-37,5; 34,5),$$

$$\text{Спож. 3} = (22; 10) \cdot 1,5 = (33; 15),$$

$$\text{Спож. 4} = (-26; 0) \cdot 1,5 = (-39; 0),$$

$$\text{Спож. 5} = (-13; 20) \cdot 0,5 = (\text{відносно споживача 2}) = (-6,5; 10),$$

$$\text{Спож. 5} = (-6,5; 10) + (-37,5; 34,5) = (\text{відносно точки}(0; 0)) = (-44; 44,5),$$

$$\text{Спож. 6} = (-11; 19) \cdot 0,5 = (\text{відносно споживача 2}) = (-5,5; 9,5),$$

$$\text{Спож. 6} = (-5,5; 9,5) + (-37,5; 34,5) = (\text{відносно точки}(0; 0)) = (-43; 44).$$

Проведемо розрахунок довжин ліній для схеми електричної мережі.

За формулою (1.3.1) знайдемо довжини ліній знаючи попередньо розраховані координати:

$$l_{A-4} = \sqrt{(-39 - 0)^2 + (0 - 0)^2} = 39 \text{ км};$$

$$l_{A-3} = \sqrt{(33 - 0)^2 + (15 - 0)^2} = 36,249 \text{ км};$$

$$l_{4-2} = \sqrt{(-39 - (-37,5))^2 + (0 - 34,5)^2} = 34,533 \text{ км};$$

$$l_{2-6} = \sqrt{(-37,5 - (-43))^2 + (34,5 - 44)^2} = 10,977 \text{ км};$$

$$l_{2-1} = \sqrt{(-37,5 - 37,5)^2 + (34,5 - 33)^2} = 75,015 \text{ км};$$

$$l_{6-5} = \sqrt{(-43 - (-44))^2 + (44 - 44,5)^2} = 1,118 \text{ км};$$

$$l_{5-2} = \sqrt{(-44 - 37,5)^2 + (44,5 - 34,5)^2} = 11,927 \text{ км};$$

									Арк.
									12
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.141. 197 ПЗ				

$$l_{3-1} = \sqrt{(33 - 37,5)^2 + (15 - 33)^2} = 18,554 \text{ км.}$$

Для розрахунку реактивної потужності використовується формула:

$$Q_i = P_i \cdot \operatorname{tg}(\arccos(\cos(\varphi))) \quad (1.3.2)$$

де $\cos(\varphi)$ — коефіцієнт потужності підстанції;

P_i — потужність споживача, МВт.

Розрахуємо реактивні потужності споживачів:

$$Q_1 = P_1 \cdot \tan(\arccos(\varphi_1)) = 56 \cdot \tan(\arccos(0,78)) = 44,928 \text{ МВАр}$$

$$Q_2 = P_2 \cdot \tan(\arccos(\varphi_2)) = 70 \cdot \tan(\arccos(0,8)) = 52,5 \text{ МВАр}$$

$$Q_3 = P_3 \cdot \tan(\arccos(\varphi_3)) = 58 \cdot \tan(\arccos(0,93)) = 22,923 \text{ МВАр}$$

$$Q_4 = P_4 \cdot \tan(\arccos(\varphi_4)) = 58 \cdot \tan(\arccos(0,95)) = 19,064 \text{ МВАр}$$

$$Q_5 = P_5 \cdot \tan(\arccos(\varphi_5)) = 0,63 \cdot \tan(\arccos(0,78)) = 0,505 \text{ МВАр}$$

$$Q_6 = P_6 \cdot \tan(\arccos(\varphi_6)) = 0,623 \cdot \tan(\arccos(0,9)) = 0,302 \text{ МВАр}$$

Зі знайдених значень реактивної потужності запишемо повну потужність споживачів:

$$S_1 = P_1 + Q_1 = 56 + j44,928 \text{ (МВА);}$$

$$S_2 = P_2 + Q_2 = 70 + j52,5 \text{ (МВА)}$$

$$S_3 = P_3 + Q_3 = 58 + j22,923 \text{ (МВА);}$$

$$S_4 = P_4 + Q_4 = 58 + j19,064 \text{ (МВА);}$$

$$S_5 = P_5 + Q_5 = 0,63 + j0,505 \text{ (МВА);}$$

$$S_6 = P_6 + Q_6 = 0,623 + j0,302 \text{ (МВА).}$$

Отримані значення довжин ліній наносимо на схему електричної мережі. В подальшому, використаємо їх для знаходження опору проводів ліній, потужностей які протікають по лініям та інші параметри.

Проаналізуємо потужності підстанцій. З першої по четверту маємо приблизно однакові потужності, тому замкнути їх в одне коло виправдане рішення. Особливо якщо врахувати, що для даних категорій споживачів відключення електроенергії на тривалий час в разі несправності або здійсненні монтажних робіт є недопустимим. Аналогічна ситуація з підстанціями 5 та 6.

					БР 3.6.141. 197 ПЗ	Арк.
						13
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1.3.2. Вибір номінальної напруги ліній.

При проектуванні електричної мережі, одночасно з розробкою варіантів схеми конфігурації мережі вирішується питання вибору номінальної напруги. Вибір номінальної напруги проводиться окремо для кожної лінії, а потім приймається рішення для мережі в цілому.

Для визначення номінальної напруги скористаємося формулою Стілла:

$$U = 4,34 \cdot \sqrt{l_i + 16 \cdot P} \quad (1.3.3)$$

де l_i — довжина лінії, км;

P_i — потужність, що передається по лінії, МВт.

Для порівняння та підбору найбільш доцільної напруги розрахунок проведемо також за емпіричною формулою Ілларіонова:

$$U_i = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l_i} + \frac{2500}{P_i}}} \quad (1.3.4)$$

де l_i — довжина лінії, км;

P_i — потужність, що передається по лінії, МВт.

Щоб розрахувати припустимі напруги які будуть на лініях необхідно визначити потужність яка передається лінією. Для цього проводимо розрахунок перетоків потужностей.

Враховуючи те, що в нашому випадку мережа магістральна, спочатку необхідно розірвати замкнуте коло (А-4-2-1-3-А') в точці джерела живлення. Отримаємо наступну схему:

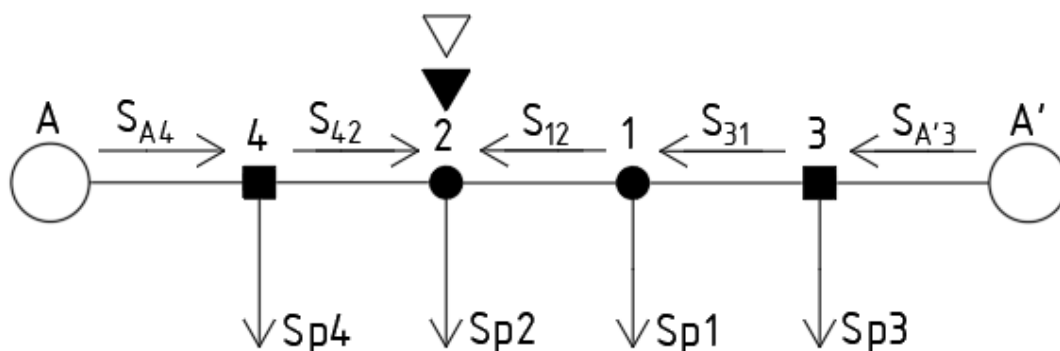


Рисунок 1.3.1 – Схема розімкнутого кола А-4-2-1-3-А'.

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Проведемо попередній розрахунок прийнявши параметри проводів однаковими. Розрахунок проводимо без урахування втрат потужності.

Визначимо розрахункову потужність кожної підстанції кола:

$$S_{p1} = S_1 = 56 + j44,928 \text{ (MBA)};$$

$$S_{p2} = S_2 + S_5 + S_6 = 71,253 + j53,307 \text{ (MBA)};$$

$$S_{p4} = S_4 = 58 + j19,064 \text{ (MBA)};$$

$$S_{p3} = S_3 = 58 + j22,923 \text{ (MBA)};$$

$$S_{p5} = S_5 = 0,63 + j0,505 \text{ (MBA)};$$

$$S_{p6} = S_6 = 0,623 + j0,302 \text{ (MBA)}.$$

Розрахуємо потужності які протікають на ділянках кола:

$$S_{A4} = \frac{S_{p4}(l_{4-2} + l_{2-1} + l_{3-1} + l_{A'-3}) + S_{p2}(l_{2-1} + l_{3-1} + l_{A'-3}) + S_{p1}(l_{3-1} + l_{A'-3}) + S_{p3}(l_{A'-3})}{l_{A-4} + l_{4-2} + l_{2-1} + l_{3-1} + l_{A'-3}} =$$

$$\begin{aligned} & \frac{(58 + j19,064)(34,533 + 75,015 + 18,554 + 36,249) + (71,253 + j53,307) \times (75,015 + 18,554 + 36,249) + (56 + j44,928)(18,554 + 36,249) + (58 + j22,923)(36,249)}{39 + 34,533 + 75,015 + 18,554 + 36,249} = \\ & = 117,795 + j65,633 \text{ (MBA)}. \end{aligned}$$

$$S_{A3} = \frac{S_{p3}(l_{3-1} + l_{2-1} + l_{4-2} + l_{A-4}) + S_{p1}(l_{2-1} + l_{4-2} + l_{A-4}) + S_{p2}(l_{4-2} + l_{A-4}) + S_{p4}(l_{A-4})}{l_{A'-3} + l_{3-1} + l_{2-1} + l_{4-2} + l_{A-4}} =$$

$$\begin{aligned} & \frac{(58 + j22,923)(18,554 + 75,015 + 34,533 + 39) + (56 + j44,928) \times (75,015 + 34,533 + 39) + (71,253 + j53,307)(34,533 + 39) + (58 + j19,064)(39)}{36,249 + 18,554 + 75,015 + 34,533 + 39} = \\ & = 125,458 + j74,589 \text{ (MBA)}. \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S_{42} &= S_{A4} - S_{p4} = (117,795 + j65,633) - (58 + j19,064) = \\ &= 59,795 + j46,569 \text{ (MBA)} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S_{31} &= S_{A3} - S_{p3} = (125,458 + j74,589) - (58 + j22,923) = \\ &= 67,458 + j51,666 \text{ (MBA)} \end{aligned}$$

					БР 3.6.141. 197 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		15

$$S_{12} = S_{31} - S_{p1} = (67,458 + j51,666) - (56 + j44,928) = 11,458 + j6,738 \text{ (МВА)}$$

З розрахунків бачимо, що напрями перетоків потужностей співпадають з обраними (рис.1.3.1).

Далі розраховуємо мережу (2-6-5) з мало потужними споживачами.

Для цього розриваємо її в точці 2 та проводимо аналогічний розрахунок:

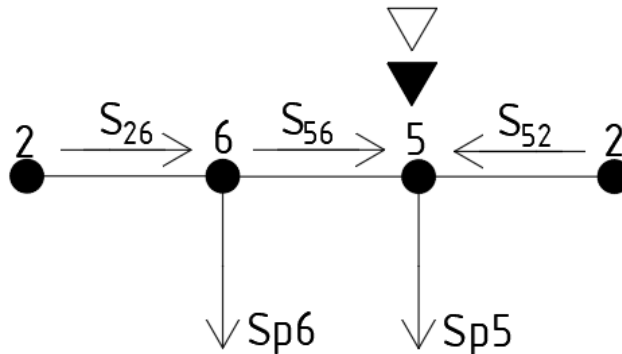


Рисунок 1.3.2. – Схема розімкнутого кола 2-6-5-2.

Розраховуємо потужності в лініях:

$$S_{26} = \frac{S_{p6}(l_{6-5} + l_{5-2}) + S_{p5}(l_{5-2})}{l_{2-6} + l_{6-5} + l_{5-2}} = \frac{(0,623 + j0,302)(1,118 + 11,927) + (0,63 + j0,505)(11,927)}{10,977 + 1,118 + 11,927} = 0,651 + j0,415 \text{ МВА.}$$

$$S_{52} = \frac{S_{p5}(l_{6-5} + l_{2-6}) + S_{p6}(l_{2-6})}{l_{2-6} + l_{6-5} + l_{5-2}} = \frac{(0,63 + j0,505)(1,118 + 10,977) + (0,623 + j0,302)(10,977)}{10,977 + 1,118 + 11,927} = 0,602 + j0,392 \text{ МВА.}$$

$$S_{56} = S_{26} - S_{p6} = (0,651 + j0,415) - (0,623 + j0,302) = 0,028 + j0,113 \text{ МВА.}$$

1.3.3. Розрахунок напруги за формулами Стілла та Ілларіонова.

Розраховуємо напругу за формулою Стілла (1.3.3).

$$U_{A4} = 4,34 \cdot \sqrt{l_{0-4} + 16 \cdot P_{A4}} = 4,34 \cdot \sqrt{39 + 16 \cdot 117,795} = 190,353 \text{ кВ}$$

$$U_{A3} = 4,34 \cdot \sqrt{l_{0-3} + 16 \cdot P_{A3}} = 4,34 \cdot \sqrt{36,249 + 16 \cdot 125,458} = 196,194 \text{ кВ}$$

$$U_{42} = 4,34 \cdot \sqrt{l_{4-2} + 16 \cdot P_{42}} = 4,34 \cdot \sqrt{34,533 + 16 \cdot 59,795} = 136,641 \text{ кВ}$$

$$U_{12} = 4,34 \cdot \sqrt{l_{2-1} + 16 \cdot P_{21}} = 4,34 \cdot \sqrt{75,015 + 16 \cdot 11,458} = 69,757 \text{ кВ}$$

$$U_{31} = 4,34 \cdot \sqrt{l_{3-1} + 16 \cdot P_{31}} = 4,34 \cdot \sqrt{18,554 + 16 \cdot 67,458} = 143,803 \text{ кВ}$$

$$U_{56} = 4,34 \cdot \sqrt{l_{5-6} + 16 \cdot P_{56}} = 4,34 \cdot \sqrt{1,118 + 16 \cdot 0,028} = 5,431 \text{ кВ}$$

$$U_{26} = 4,34 \cdot \sqrt{l_{2-6} + 16 \cdot P_{26}} = 4,34 \cdot \sqrt{10,977 + 16 \cdot 0,651} = 20,074 \text{ кВ}$$

$$U_{52} = 4,34 \cdot \sqrt{l_{5-2} + 16 \cdot P_{52}} = 4,34 \cdot \sqrt{11,927 + 16 \cdot 0,602} = 20,151 \text{ кВ}$$

Виходячи із довжин ліній і потужностей яка йде по них визначаємо напругу по емпіричній формулі Ілларіонова (1.3.4.):

$$U_{A4} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{04}} + \frac{2500}{P_{A4}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{39} + \frac{2500}{117,795}}} = 171,388 \text{кВ},$$

$$U_{A3} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{03}} + \frac{2500}{P_{A3}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{36,249} + \frac{2500}{125,458}}} = 172,208 \text{кВ},$$

$$U_{42} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{42}} + \frac{2500}{P_{42}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{34,533} + \frac{2500}{59,795}}} = 133,288 \text{кВ},$$

$$U_{12} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{21}} + \frac{2500}{P_{12}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{75,015} + \frac{2500}{11,458}}} = 66,688 \text{кВ},$$

$$U_{31} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{31}} + \frac{2500}{P_{31}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{18,554} + \frac{2500}{67,458}}} = 124,992 \text{кВ},$$

$$U_{56} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{56}} + \frac{2500}{P_{56}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{1,118} + \frac{2500}{0,028}}} = 3,338 \text{кВ},$$

$$U_{26} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{26}} + \frac{2500}{P_{26}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{10,977} + \frac{2500}{0,651}}} = 16,042 \text{кВ},$$

$$U_{52} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{52}} + \frac{2500}{P_{52}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{11,927} + \frac{2500}{0,602}}} = 15,44 \text{кВ}.$$

Результати розрахунків заносимо в таблицю 1.3.1.

						БР 3.6.141. 197 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			17

Таблиця 1.3.1. – Результати розрахунку напруги в колі.

Номер лінії	За формулою Стілла Напруга кВ.	За формулою Ілларіонова Напруга кВ.
A-4	190,353	171,388
A-3	196,194	172,208
4-2	136,641	133,288
2-1	69,757	66,688
3-1	143,803	124,992
5-6	5,431	3,338
2-6	20,074	16,042
5-2	20,151	15,44

Проведемо порівняння отриманих значень. Напруги одержані за формулою Стілла відрізняються від напруг які були розраховані за формулою Ілларіонова. Відмінність незначна, отже розрахунок проведено правильно.

Враховуючи стандарти напруг в Україні: 6, 10, 35, 110, 150, 220, 330, 400, 500, 750 кВ обираємо номінальну напругу джерела 220кВ. Для мереж які мають замкнуте коло напруга має бути однаковою на усіх ділянках. Таким чином, для потужних споживачів, які розташовані в колі А-4-2-1-3-А, номінальна напруга буде складати 220кВ.

Для кола 2-6-5-2 з малопотужними споживачами напругу доведеться обрати рівною 10кВ. Це пояснюється тим, що відстань між споживачами та потужність доволі невеликі. Також споживачам 5 та 6 необхідно забезпечити напругою 0,4кВ. Якщо в коло поставити трансформатори з номінальною напругою 35кВ, то в подальшому, щоб понизити напругу з 35кВ до 0,4кВ доведеться обирати ще допоміжні трансформатори, що в свою чергу спричинить значно більші економічні витрати. Тому, напруга 10 кВ для кола з малопотужними споживачами є найбільш доцільною.

1.3.4. Вибір проводу для ЛЕП.

Розраховуємо струми в лініях за формулою:

$$I = \frac{|S|}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (1.3.5)$$

де S — потужність яка протікає по лінії, МВА,

U_H — номінальна напруга кола, ділянки для даної лінії.

Струми в лініях за номінальної напруги 220кВ:

$$I_{A4} = \frac{|S_{A4}|}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{|117,795 + j65,633|}{\sqrt{3} \cdot 220} \cdot 1000 = 353,878 \text{ A},$$

$$I_{42} = \frac{|S_{42}|}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{|59,795 + j46,569|}{\sqrt{3} \cdot 220} \cdot 1000 = 198,897 \text{ A},$$

$$I_{12} = \frac{|S_{12}|}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{|11,458 + j6,738|}{\sqrt{3} \cdot 220} \cdot 1000 = 34,883 \text{ A},$$

$$I_{31} = \frac{|S_{31}|}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{|67,458 + j51,666|}{\sqrt{3} \cdot 220} \cdot 1000 = 222,989 \text{ A},$$

$$I_{A3} = \frac{|S_{A3}|}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{|125,458 + j74,589|}{\sqrt{3} \cdot 220} \cdot 1000 = 383,036 \text{ A}.$$

Для мережі з малопотужними споживачами напругою 10кВ.

$$I_{26} = \frac{|S_{26}|}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{|0,651 + j0,415|}{\sqrt{3} \cdot 10} \cdot 1000 = 44,57 \text{ A},$$

$$I_{56} = \frac{|S_{56}|}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{|0,028 + j0,113|}{\sqrt{3} \cdot 10} \cdot 1000 = 6,726 \text{ A},$$

$$I_{52} = \frac{|S_{52}|}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{|0,602 + j0,392|}{\sqrt{3} \cdot 10} \cdot 1000 = 41,482 \text{ A}$$

Згідно методу економічної густини струму, економічний переріз розраховуємо за формулою:

$$F_e = \frac{I_M}{j_e}, \quad (1.3.6)$$

де I_M — струм в лінії в режимі максимальних навантажень, що відповідає нормальному режиму роботи мережі,

j_e — економічна густина струму, табл.1.3.2.

					БР 3.6.141. 197 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		19

Таблиця 1.3.2. — Економічна густина струмів, відповідно значенню $T_{нб}$.

Проводи	$T_{нб}$, год/рік		
	1000—3000	3001—5000	>5000
Алюмінієві неізольовані.	1,3	1,1	1,0

$$F_{eA4} = \frac{I_{A4}}{j_{eA4}} = \frac{353,878}{1} = 353,878 \text{ мм}^2,$$

$$F_{eA3} = \frac{I_{A3}}{j_{eA3}} = \frac{383,036}{1,1} = 348,214 \text{ мм}^2,$$

$$F_{e42} = \frac{I_{42}}{j_{e42}} = \frac{198,897}{1} = 198,897 \text{ мм}^2,$$

$$F_{e12} = \frac{I_{12}}{j_{e12}} = \frac{34,883}{1} = 34,883 \text{ мм}^2,$$

$$F_{e31} = \frac{I_{31}}{j_{e31}} = \frac{222,989}{1} = 222,989 \text{ мм}^2,$$

$$F_{e26} = \frac{I_{26}}{j_{e26}} = \frac{44,57}{1,1} = 40,52 \text{ мм}^2,$$

$$F_{e52} = \frac{I_{52}}{j_{e52}} = \frac{41,482}{1} = 41,482 \text{ мм}^2,$$

$$F_{e56} = \frac{I_{56}}{j_{e56}} = \frac{6,726}{1} = 6,726 \text{ мм}^2.$$

За результатами обираємо марку проводу для ліній 220 кВ згідно ПУЕ АС 240/32 та 400/51, а для 10кВ АС 50/8. Для ділянок А-4 та А-3 розрахунковий переріз проводу є найбільшим, адже саме з цих ліній починається живлення всієї електричної мережі. У разі несправності на будь-якій лінії, навантаження на ці ділянки буде максимальним. Також, врахувавши категорії надійності споживачів електричної системи, на цих ділянках для забезпечення більшої надійності, приймаємо провід АС 400/51. Результати розрахунків та вибору проводу для схеми електричної мережі заносимо в таблицю 1.3.3.

					БР 3.6.141. 197 ПЗ	Арк.
						20
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.3.3 – Результати розрахунку та вибір проводу ЛЕП.

Ділянка	S, МВА	U _н , кВ	I, А	F _Е , мм ²	Марка проводу	Допустимий струм про- воду, А
А-4	117,795+j65,633	220	353,878	353,878	АС 400/51	825
4-2	59,795+j46,569	220	198,897	198,897	АС 240/32	605
1-2	11,458+j6,738	220	34,883	34,883	АС 240/32	605
3-1	67,458+j51,666	220	222,989	222,989	АС 240/32	605
А-3	125,458+j74,589	220	383,036	348,214	АС 400/51	825
5-2	0,602+j0,392	10	41,482	41,482	АС 50/8	210
2-6	0,651+j0,415	10	44,572	40,52	АС 50/8	210
5-6	0,028+j0,113	10	6,726	6,726	АС 50/8	210

1.3.5. Вибір силових трансформаторів.

Будь-яка система електропостачання не може існувати без трансформаторів. Вони слугують для зміни високої напруги на низьку. В цьому етапі необхідно підібрати трансформатор враховуючи потужність та категорію споживачів. Наприклад для першої категорії необхідно встановлювати по два трансформатора на підстанцію, щоб в разі виходу з ладу одного з них, система могла працювати в нормальному режимі. В іншому разі підприємство яке повинне мати постійне електроспоживання понесе великі економічні збитки. Для другої категорії також необхідно встановлювати по два трансформатори, але за наявності централізованого резерву трансформаторів та можливості заміни несправного трансформатора за час не більше доби, можна використовувати один. Для більш надійної роботи енергосистеми, будемо встановлювати для першої та другої категорії по два трансформатори на підстанцію. В подальшому, обслуговування цих підстанцій буде значно простішим, адже у випадку виходу з ладу певної частини кола, можна буде відключити одну вітку за допомогою високовольтного вимикача. Під час проведення ремонтних робіт живлення буде забезпечувати інший трансформатор.

					БР 3.6.141. 197 ПЗ	Арк.
						21
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для третьої категорії живлення споживачів можна проводити лише за допомогою одного трансформатора та однією високовольтною підстанцією.

Розрахуємо потужності споживачів:

$$S_{M1} = \sqrt{P_1^2 + Q_1^2} = \sqrt{56^2 + 44,928^2} = 71,795 \text{ МВА},$$

$$S_{M2} = \sqrt{P_2^2 + Q_2^2} + \sqrt{P_5^2 + Q_5^2} + \sqrt{P_6^2 + Q_6^2} = \\ = \sqrt{70^2 + 52,5^2} + \sqrt{0,63^2 + 0,505^2} + \sqrt{0,623^2 + 0,302^2} = 89 \text{ МВА},$$

$$S_{M3} = \sqrt{P_3^2 + Q_3^2} = \sqrt{58^2 + 22,923^2} = 62,366 \text{ МВА},$$

$$S_{M4} = \sqrt{P_4^2 + Q_4^2} = \sqrt{58^2 + 19,064^2} = 61,053 \text{ МВА},$$

$$S_{M5} = \sqrt{P_5^2 + Q_5^2} = \sqrt{0,63^2 + 0,505^2} = 0,808 \text{ МВА},$$

$$S_{M6} = \sqrt{P_6^2 + Q_6^2} = \sqrt{0,623^2 + 0,302^2} = 0,692 \text{ МВА}.$$

Для двох трансформаторних підстанцій визначимо потужності трансформаторів з обліком їх перевантажувальної здатності тобто:

$$S_{T1} = \frac{S_{M1}}{1,4} = \frac{71,795}{1,4} = 51,282 \text{ МВА}$$

$$S_{T2} = \frac{S_{M2}}{1,4} = \frac{89}{1,4} = 63,571 \text{ МВА}$$

$$S_{T3} = \frac{S_{M3}}{1,4} = \frac{62,366}{1,4} = 44,547 \text{ МВА}$$

$$S_{T4} = \frac{S_{M4}}{1,4} = \frac{61,053}{1,4} = 43,609 \text{ МВА}$$

$$S_{T5} = \frac{S_{M5}}{1,4} = \frac{0,808}{1,4} = 0,577 \text{ МВА}$$

$$S_{T6} = \frac{S_{M6}}{1,4} = \frac{0,692}{1,4} = 0,494 \text{ МВА}$$

					БР 3.6.141. 197 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		22

Розрахуємо коефіцієнт навантаження для кожної з підстанцій:

$$k_n = \frac{S_{\text{НБ}}}{n_T \cdot S_{\text{Н.Т}}}, \quad (1.3.6)$$

де $S_{\text{НБ}}$ – найбільша потужність в номінальному режимі роботи; n_T – кількість трансформаторів; $S_{\text{Н.Т}}$ – номінальна потужність трансформатора.

$$k_1 = \frac{71,795}{2 \cdot 63} = 0,57,$$

$$k_2 = \frac{89}{2 \cdot 63} = 0,706,$$

$$k_3 = \frac{62,366}{2 \cdot 63} = 0,495,$$

$$k_4 = \frac{61,053}{2 \cdot 63} = 0,485,$$

$$k_5 = \frac{0,808}{2 \cdot 0,63} = 0,641,$$

$$k_6 = \frac{0,692}{2 \cdot 0,63} = 0,549.$$

Результати вибору трансформаторів заносимо до табл.1.3.4.

Таблиця 1.3.4 – Результати вибору трансформатора.

Номер підстанції	S_M Підстанції, МВА	Категорія споживача	Кількість трансформаторів	S_T розрахункова, МВА	Марка трансформатора	Коеф. навантаження k_n
1	71,795	I	2	51,282	ТРДЦН-63000/220	0,57
2	89	I	2	63,571	ТРДЦН-63000/220	0,706
3	62,366	II	2	44,547	ТРДЦН-63000/220	0,495
4	61,053	II	2	43,609	ТРДЦН-63000/220	0,485
5	0,808	I	2	0,577	ТМ-630/10/0,4	0,641
6	0,692	I	2	0,494	ТМ-630/10/0,4	0,549

Для найбільш ефективної роботи двотрансформаторної підстанції, коефіцієнт навантаження має бути в межах 0,65-0,75. В ході розрахунів дана умова виконується для двох підстанцій. В інших випадках, якщо взяти менш потужніший трансформатор який можливий для даного класу напруги наприклад 40 МВА, коефіцієнт навантаження буде більшим ніж 0,75. Це в свою чергу набагато гірше ніж значення які близькі до 0,65. Перенавантаження трансформаторів значно небезпечніше ніж втрати в разі недовантаження. Також категорія надійності споживача має важливе значення. В разі перенавантаження трансформаторної підстанції більше ніж на 0,75, під час відключення одного з трансформаторів, ймовірність того, що інший вийде також з ладу досить велика. Ще одним аргументом на користь меншого коефіцієнта може стати збільшення виробництва на підприємстві, а отже зросте й споживання електроенергії. Таким чином, в майбутньому не доведеться суттєво модернізувати підстанцію та змінювати силові трансформатори.

При виборі трансформаторів, також необхідно за можливості обирати трансформатори котрі будуть однакові. В разі дефіциту силових трансформаторів в нашій країні, їх запчастини, та заміна в цілому буде більш вірогідною.

Таблиця 1.3.5 – Каталогні дані високовольтних та низьковольтних трансформаторів.

Тип	S _{ном} , МВА	Каталожні дані					
		U _{ном} обмоток, кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %
		ВН	НН				
ТРДЦН- 63000/220	63	230	11/11; 6,6/6,6	12	300	82	0,8
ТМ-630/10	0,63	10	0,4	5,5	7,6	1,56	2

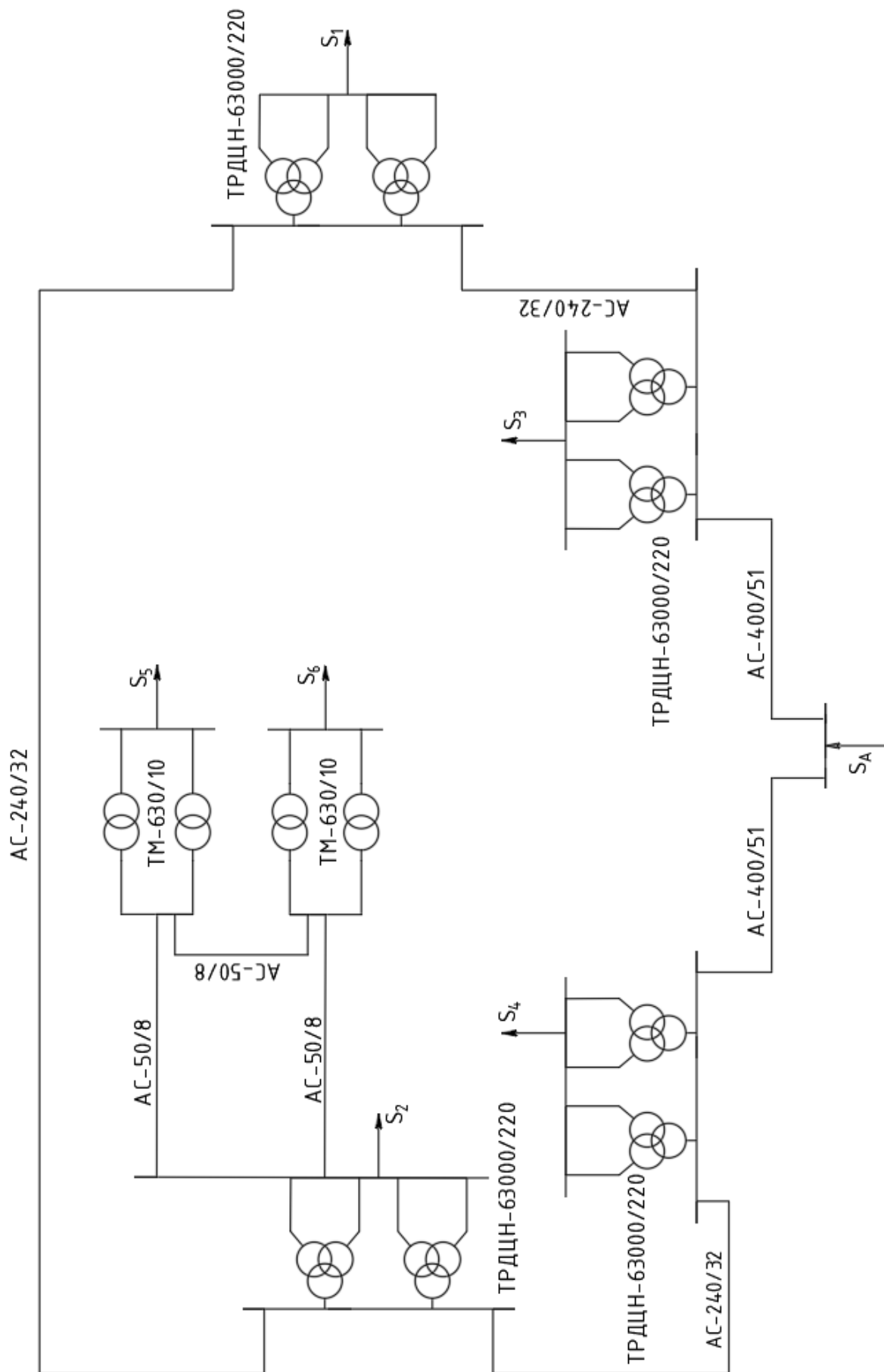


Рисунок 1.3.3 – Однолінійна схема електричної мережі.

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР 3.6.141. 197 ПЗ

Арк.
25

Продовження таблиці 1.3.5.

Межі регулювання	Розрахункові дані		
	R_T , Ом	X_T , Ом	ΔQ_x , кВАр
$\pm 8 \times 1,5\%$	3,9	100,7	504
$\pm 2 \times 2,5\%$	1,91	8,52	12,6

1.3.6. Розрахунок перетоків та втрат потужності.

Розрахунок виконуємо на основі схеми заміщення, застосувавши формули 1.3.7—1.3.10.

- Активний опір:

$$R_0 = r_0 \cdot l \quad (1.3.7)$$

де l – довжина ліній (км), r_0 – питомий опір (Ом/км).

- Реактивний опір лінії:

$$X_0 = x_0 \cdot l \quad (1.3.8)$$

де l – довжина ліній (км), x_0 – питомий реактивний опір (Ом/км).

- Реактивна провідність:

$$B_0 = b_0 \cdot l \quad (1.3.9)$$

де l – довжина ліній (км), b_0 – питома ємнісна провідність (См/км).

- Зарядна потужність лінії:

$$Q_L = B_0 \cdot U^2 \quad (1.3.10)$$

Для ліній з напругою 10 кВ зарядна потужність незначна, тому нею нехтують. Розраховуючи зарядну потужність лінії, також необхідно враховувати двоколова лінія чи одноколова. Для двокової її потрібно ділити на 2, для однокової формула залишається без змін. При розрахунку опору двокової лінії, активний та реактивний опір також ділиться на 2. Значення питомих опорів та провідності були взяті з джерела [2 ст. 174-178]

- Розрахуємо активний опір:

$$R_{лA4} = r_{A4} \cdot l_{A4} = 0,073 \cdot 39 = 2,847 \text{ Ом}$$

$$R_{лA3} = r_{A3} \cdot l_{A3} = 0,073 \cdot 36,249 = 2,646 \text{ Ом}$$

$$R_{л42} = r_{42} \cdot l_{42} = 0,118 \cdot 34,533 = 4,075 \text{ Ом}$$

					БР 3.6.141. 197 ПЗ	Арк.
						26
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$R_{л21} = r_{21} \cdot l_{21} = 0,118 \cdot 75,015 = 8,852 \text{ Ом}$$

$$R_{л31} = r_{31} \cdot l_{31} = 0,118 \cdot 18,554 = 2,189 \text{ Ом}$$

$$R_{л52} = r_{52} \cdot l_{52} = 0,595 \cdot 11,927 = 7,096 \text{ Ом}$$

$$R_{л26} = r_{26} \cdot l_{26} = 0,595 \cdot 10,977 = 6,531 \text{ Ом}$$

$$R_{л65} = r_{65} \cdot l_{65} = 0,595 \cdot 1,118 = 0,665 \text{ Ом}$$

- Визначимо реактивний опір:

$$X_{лA4} = x_{A4} \cdot l_{A4} = 0,415 \cdot 39 = 16,185 \text{ Ом}$$

$$X_{лA3} = x_{A3} \cdot l_{A3} = 0,415 \cdot 36,249 = 15,043 \text{ Ом}$$

$$X_{л42} = x_{42} \cdot l_{42} = 0,435 \cdot 34,533 = 15,022 \text{ Ом}$$

$$X_{л21} = x_{21} \cdot l_{21} = 0,435 \cdot 75,015 = 32,632 \text{ Ом}$$

$$X_{л31} = x_{31} \cdot l_{31} = 0,435 \cdot 18,554 = 8,071 \text{ Ом}$$

$$X_{л52} = x_{52} \cdot l_{52} = 0,432 \cdot 11,927 = 4,508 \text{ Ом}$$

$$X_{л26} = x_{26} \cdot l_{26} = 0,432 \cdot 10,977 = 4,149 \text{ Ом}$$

$$X_{л65} = x_{65} \cdot l_{65} = 0,432 \cdot 1,118 = 0,423 \text{ Ом}$$

- Знайдемо реактивну провідність ліній:

$$B_{лA4} = b_0 \cdot l_{A4} = 2,74 \cdot 10^{-6} \cdot 39 = 1,069 \cdot 10^{-4} \text{ См}$$

$$B_{лA3} = b_0 \cdot l_{A3} = 2,74 \cdot 10^{-6} \cdot 36,249 = 9,932 \cdot 10^{-5} \text{ См}$$

$$B_{л42} = b_0 \cdot l_{42} = 2,6 \cdot 10^{-6} \cdot 34,533 = 8,978 \cdot 10^{-5} \text{ См}$$

$$B_{л21} = b_0 \cdot l_{21} = 2,6 \cdot 10^{-6} \cdot 75,015 = 1,95 \cdot 10^{-4} \text{ См}$$

$$B_{л31} = b_0 \cdot l_{31} = 2,6 \cdot 10^{-6} \cdot 18,554 = 4,834 \cdot 10^{-5} \text{ См}$$

- Розрахуємо зарядну потужність ліній

$$Q_{лA4} = B_{лA4} \cdot U_H^2 = 1,03 \cdot 10^{-4} \cdot 220^2 = 5,172 \text{ Мвар}$$

$$Q_{лA3} = B_{лA3} \cdot U_H^2 = 9,57 \cdot 10^{-5} \cdot 220^2 = 4,807 \text{ Мвар}$$

					БР 3.6.141. 197 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		27

$$Q_{Л42} = B_{Л42} \cdot U_H^2 = 8,978 \cdot 10^{-5} \cdot 220^2 = 4,346 \text{ Мвар}$$

$$Q_{Л21} = B_{Л21} \cdot U_H^2 = 1,95 \cdot 10^{-4} \cdot 220^2 = 9,44 \text{ Мвар}$$

$$Q_{Л31} = B_{Л31} \cdot U_H^2 = 4,834 \cdot 10^{-5} \cdot 220^2 = 2,335 \text{ Мвар}$$

Результати розрахунків занесемо в таблицю 1.3.6:

Таблиця 1.3.6 – Параметри ліній.

Ділянка	Довжина, км	Марка проводу	r_0 Ом/км	x_0 Ом/км	$b_0 \times 10^{-6}$ См/км	Q_L , МВАр	Z_L , Ом
А-4	39	АС 400/51	0,073	0,415	2,74	5,172	2,847+16,185j
А-3	36,249					4,807	2,646+15,043j
4-2	34,533	АС 240/32	0,118	0,435	2,6	4,346	4,075+15,022j
2-1	75,015					9,44	8,852+32,632j
3-1	18,554					2,335	2,189+8,071j
5-2	11,927	АС 50/8	0,595	0,378	-	-	7,096+4,508j
2-6	10,977						6,531+4,149j
6-5	1,118						0,665+0,423j

- Розраховуємо параметри трансформатора, а саме сумарні втрати холостого ходу та повний опір:

Трансформатор ТРДЦН-63000/220:

$$Z_{T63} = R_{T63} + X_{T63}j = 3,9 + 100,7j$$

$$\Delta S_{x_{T63}} = \frac{\Delta P_{x_{T63}}}{1000} + \frac{\Delta Q_{x_{T63}}}{1000}j = \frac{82}{1000} + \frac{504}{1000}j = 0,082 + 0,504j$$

Трансформатор ТМ-630/10:

$$Z_{T0,63} = R_{T0,63} + X_{T0,63}j = 1,91 + 8,52j$$

$$\Delta S_{x_{T0,63}} = \frac{\Delta P_{x_{T0,63}}}{1000} + \frac{\Delta Q_{x_{T0,63}}}{1000}j = \frac{1,56}{1000} + \frac{12,6}{1000}j = 0,00156 + 0,013j$$

- Розрахунок втрат потужності.

Тепер проводимо розрахунок втрат потужності в лініях з кінця. Враховуємо втрати холостого ходу у трансформаторах, при цьому на підстанціях з двома трансформаторами втрати холостого ходу збільшуються вдвоє, а опір обмоток зменшується.

Так як у нас система має дві замкнені мережі, необхідно розірвати коло в точці поточкорозподілу, подальший розрахунок буде проводитися аналогічно радіальній мережі, при цьому ми матимемо дві радіальні мережі.

Наведемо схему заміщення розірваної лінії в точці 2 (рис. 1.3.4)

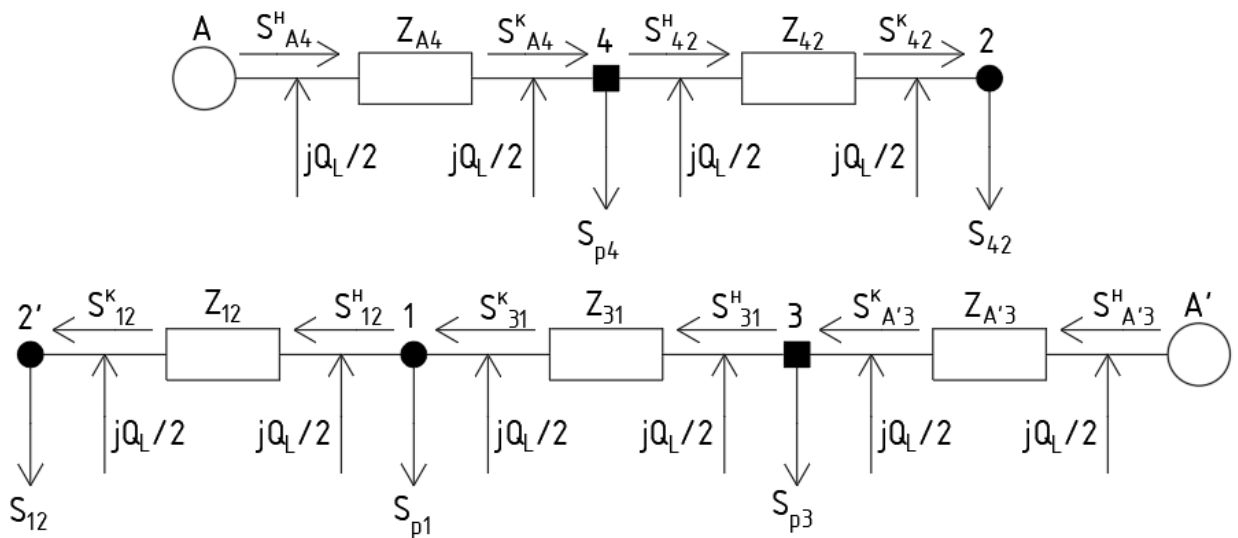


Рисунок 1.3.4 – Схема заміщення мережі А-4-2-2'-1-3-А'

Щоб врахувати втрати потужності, розрахунок необхідно починати з найвіддаленішої ділянки мережі, в даному випадку розрахунок почнемо з кола 10 кВ, рис. 1.3.5.

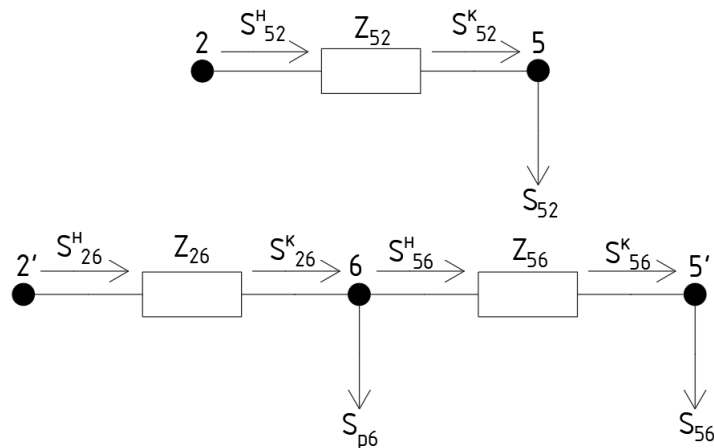


Рисунок 1.3.5 – Схема заміщення мережі 2-5-5'-6-2'.

Потужність трансформаторної підстанції в кінці є рівною потужності його споживача, відповідно:

$$S_{КТ5} = S_5 = 0,63 + 0,505j,$$

$$S_{КТ6} = S_6 = 0,623 + 0,302j$$

Щоб визначити потужність на початку трансформаторної підстанції необхідно врахувати втрати в трансформаторі:

$$\begin{aligned} \Delta S_{T5} &= \frac{P_{КТ5}^2 + Q_{КТ5}^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{T0,63}}{2} = \frac{0,63^2 + 0,505^2}{10^2} \cdot \frac{1,91 + 8,52j}{2} = \\ &= 6,23 \cdot 10^{-3} + 0,028j, \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta S_{T6} &= \frac{P_{КТ6}^2 + Q_{КТ6}^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{T0,63}}{2} = \frac{0,623^2 + 0,302^2}{10^2} \cdot \frac{1,91 + 8,52j}{2} = \\ &= 4,578 \cdot 10^{-3} + 0,02j \end{aligned}$$

Потужність на початку трансформаторної підстанції:

$$\begin{aligned} S_{T5П} &= S_{КТ5} + \Delta S_{T5} = 0,63 + 0,505j + 6,23 \cdot 10^{-3} + 0,028j = \\ &= 0,636 + 0,533j, \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S_{T6П} &= S_{КТ6} + \Delta S_{T6} = 0,623 + 0,302j + 4,578 \cdot 10^{-3} + 0,02j = \\ &= 0,628 + 0,322j, \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S_{РВ5} &= S_{T5П} + 2\Delta S_{X_{T0,63}} = 0,636 + 0,533j + 2(0,00156 + 0,013j) = \\ &= 0,639 + 0,558j, \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S_{РВ6} &= S_{T6П} + 2\Delta S_{X_{T0,63}} = 0,628 + 0,322j + 2(0,00156 + 0,013j) = \\ &= 0,631 + 0,347j. \end{aligned}$$

За відомими потужностями у вузлах знаходимо втрати на лініях, за схемою рисунок 1.3.2:

$$\begin{aligned} S'_{26} &= \frac{S_{РВ6}(Z_{Л65} + Z_{Л52}) + S_{РВ5}(Z_{Л52})}{Z_{Л26} + Z_{Л65} + Z_{Л52}} = \\ &= \frac{(0,631 + 0,347j)(0,665 + 0,423j + 7,096 + 4,508j) + \\ &\quad + (0,639 + 0,558j)(7,096 + 4,508j)}{6,531 + 4,149j + 0,665 + 0,423j + 7,096 + 4,508j} = \\ &= 0,66 + 0,466j, \end{aligned}$$

					БР 3.6.141. 197 ПЗ	Арк.
						30
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$S'_{52} = \frac{S_{\text{PB5}}(Z_{\text{Л65}} + Z_{\text{Л26}}) + S_{\text{PB6}}(Z_{\text{Л26}})}{Z_{\text{Л26}} + Z_{\text{Л65}} + Z_{\text{Л52}}} =$$

$$\frac{(0,639 + 0,558j)(0,665 + 0,423j + 6,531 + 4,149j) + (0,631 + 0,347j)(7,096 + 4,508j)}{6,531 + 4,149j + 0,665 + 0,423j + 7,096 + 4,508j} =$$

$$= 0,61 + 0,44j,$$

$$S'_{56} = S'_{26} - S_{\text{PB6}} = (0,66 + 0,466j) - (0,631 + 0,347j) =$$

$$= 0,029 + 0,119j.$$

Визначимо втрати потужності які присутні на ділянці, в кінці лінії та на початку:

$$S'_{26\text{к}} = S'_{26} = 0,66 + 0,466j,$$

$$S'_{52\text{к}} = S'_{52} = 0,61 + 0,44j,$$

$$S'_{56\text{к}} = S'_{56} = 0,029 + 0,119j,$$

$$\Delta S_{\text{Л26}} = \frac{P_{\text{к26}}^2 + Q_{\text{к26}}^2}{U_{\text{н}}^2} \cdot Z_{\text{Л26}} = \frac{0,66^2 + 0,466^2}{10^2} \cdot (6,531 + 4,149j) =$$

$$= 0,043 + 0,027j,$$

$$\Delta S_{\text{Л52}} = \frac{P_{\text{к52}}^2 + Q_{\text{к52}}^2}{U_{\text{н}}^2} \cdot Z_{\text{Л52}} = \frac{0,61^2 + 0,44^2}{10^2} \cdot (7,096 + 4,508j) =$$

$$= 0,04 + 0,026j,$$

$$\Delta S_{\text{Л56}} = \frac{P_{\text{к56}}^2 + Q_{\text{к56}}^2}{U_{\text{н}}^2} \cdot Z_{\text{Л56}} = \frac{0,029^2 + 0,119^2}{10^2} \cdot (0,665 + 0,423j) =$$

$$= 9,98 \cdot 10^{-5} + 6,34 \cdot 10^{-5}j,$$

$$S'_{26\text{п}} = S'_{26\text{к}} + \Delta S_{\text{Л26}} = 0,703 + 0,493j,$$

$$S'_{52\text{п}} = S'_{52\text{к}} + \Delta S_{\text{Л52}} = 0,65 + 0,465j$$

$$S'_{56\text{п}} = S'_{56\text{к}} + \Delta S_{\text{Л56}} = 0,029 + 0,119j$$

Тепер, коли нам відомі потужності двох віток котрі живить підстанція 2, знаходимо потужність у вузлі 2:

$$S_{2\text{в}} = S'_{52\text{п}} + S'_{26\text{п}} = 1,353 + 0,958j.$$

					БР 3.6.141. 197 ПЗ	Арк.
						31
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Подальший розрахунок продовжуємо з вузла 2, в цьому випадку потужність трансформаторної підстанції в кінці є рівною сумі потужності його власного споживача та потужності яка була розрахована попередньо для кола з малопотужними споживачами:

$$S_{кТ2} = S_{2В} + S_2 = 71,353 + 53,458j$$

Інші потужності в кінці трансформаторної підстанції відповідно будуть дорівнювати:

$$S_{кТ1} = S_1 = 56 + 44,928j,$$

$$S_{кТ3} = S_3 = 58 + 22,923j,$$

$$S_{кТ4} = S_4 = 58 + 19,064j.$$

Проведемо розрахунок потужностей на початку трансформаторної підстанції:

$$\begin{aligned} \Delta S_{T1} &= \frac{P_{кТ1}^2 + Q_{кТ1}^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{T63}}{2} = \frac{56^2 + 44,928^2}{230^2} \cdot \frac{3,9 + 100,7j}{2} = \\ &= 0,19 + 4,906j, \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta S_{T2} &= \frac{P_{кТ2}^2 + Q_{кТ2}^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{T63}}{2} = \frac{71,353^2 + 53,458^2}{230^2} \cdot \frac{3,9 + 100,7j}{2} = \\ &= 0,293 + 7,566j, \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta S_{T3} &= \frac{P_{кТ3}^2 + Q_{кТ3}^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{T63}}{2} = \frac{58^2 + 22,923^2}{230^2} \cdot \frac{3,9 + 100,7j}{2} = \\ &= 0,143 + 3,702j, \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta S_{T4} &= \frac{P_{кТ4}^2 + Q_{кТ4}^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{T63}}{2} = \frac{58^2 + 19,064^2}{230^2} \cdot \frac{3,9 + 100,7j}{2} = \\ &= 0,137 + 3,548j, \end{aligned}$$

Отже, на початку трансформаторної підстанції, та потужність у вузлі відповідно буде становити:

$$\begin{aligned} S_{T1П} &= S_{кТ1} + \Delta S_{T1} = 56 + 44,928j + 0,19 + 4,906j = \\ &= 56,19 + 49,834j, \end{aligned}$$

					БР 3.6.141. 197 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		32

$$S_{T2п} = S_{кT2} + \Delta S_{T2} = 71,353 + 53,458j + 0,293 + 7,566j =$$

$$= 71,646 + 61,024j,$$

$$S_{T3п} = S_{кT3} + \Delta S_{T3} = 58 + 22,923j + 0,143 + 3,702j =$$

$$= 58,143 + 26,625j,$$

$$S_{T4п} = S_{кT4} + \Delta S_{T4} = 58 + 19,064j + 0,137 + 3,548j =$$

$$= 58,137 + 22,611j.$$

Для ліній напругою 220кВ, починаємо враховувати зарядну потужність:

$$S_{рв1} = S_{T1п} + 2\Delta S_{x_{T63}} - \frac{Q_{л21} + Q_{л31}}{2} = 56,354 + 44,954j,$$

$$S_{рв2} = S_{T2п} + 2\Delta S_{x_{T63}} - \frac{Q_{л21} + Q_{л42}}{2} = 71,81 + 55,139j,$$

$$S_{рв3} = S_{T3п} + 2\Delta S_{x_{T63}} - \frac{Q_{л43} + Q_{л31}}{2} = 58,307 + 24,062j,$$

$$S_{рв4} = S_{T4п} + 2\Delta S_{x_{T63}} - \frac{Q_{л44} + Q_{л42}}{2} = 58,301 + 18,861j.$$

Подальший розрахунок виконується аналогічно попереднім формулам для кола з малопотужними споживачами.

Результати розрахунку потокорозподілу та втрат потужності занесемо в табл. 1.3.7.

					БР 3.6.141. 197 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		33

Таблиця 1.3.7 – Результати розрахунку потужностей мережі.

Ділянка	Скінцева, МВА	ΔS , МВА	Спочаткова, МВА	Ірозр, А	Ідоп, А
А-4	118,452+66,579j	0,994+5,649j	119,445+72,228j	353,878	825
А-3	126,28+76,24j	1,088+6,188j	127,368+82,428j	383,036	825
4-2	60,15+47,718j	0,454+1,674j	60,604+49,392j	198,897	605
2-1	11,619+7,224j	0,031+0,115j	11,65+7,339j	34,883	605
3-1	67,973+52,178j	0,304+1,12j	68,276+53,298j	222,989	605
5-2	0,61+0,44j	0,04+0,026j	0,65+0,465j	41,482	210
2-6	0,66+0,466j	0,043+0,027j	0,703+0,493j	44,572	210
6-5	0,029+0,119j	(9,98+3,34j) 10^{-5}	0,029+0,119j	6,726	210
1-1'	56+44,928j	0,19+4,906j	56,19+49,834j		
2-2'	71,353j+53,458j	0,293+7,566j	71,646+61,024j		
3-3'	58+22,923j	0,143+3,702j	58,143+26,625j		
4-4'	58,19,064j	0,137+3,548j	58,137+22,611j		
5-5'	0,63+0,505j	0,0062+0,028j	0,636+0,533j		
6-6'	0,623+0,302j	0,0046+0,02j	0,628+0,322j		

1.3.7. Розрахунок дійсних напруг мережі.

Розрахунок падіння напруги виконуємо із джерела живлення, при цьому напруга у споживача не повинна відрізнятись більш ніж на 5% від номінальної.

Використовуючи дані формули знайдемо значення дійсних напругу:

$$\Delta U_i = \frac{P_i \cdot R_i + Q_i \cdot X_i}{U_i} \quad (1.3.11)$$

$$\Delta U'_i = \frac{P_i \cdot X_i - Q_i \cdot R_i}{U_i} \quad (1.3.12)$$

де: P - активна потужність на ділянці, МВА;

Q - реактивна потужність на ділянці, МВАр;

R - активний опір, Ом;

X - реактивний опір, Ом.

Модуль напруги:

$$U'_i = \sqrt{(U_i - \Delta U_i)^2 + \Delta U'_i{}^2} \quad (1.3.13)$$

Розрахунок починаємо з вузла 4 (220кВ)

$$\Delta U_4 = \frac{P_{A4П} \cdot R_{ЛА4} + Q_{A4П} \cdot X_{ЛА4}}{U_H} = \frac{119,445 \cdot 2,847 + 72,228 \cdot 16,185}{230} = 6,561,$$

$$\Delta U'_4 = \frac{P_{A4П} \cdot X_{ЛА4} - Q_{A4П} \cdot R_{ЛА4}}{U_H} = \frac{119,445 \cdot 16,185 - 72,228 \cdot 2,847}{230} = 7,511,$$

$$U_4 = \sqrt{(U_H - \Delta U_4)^2 + \Delta U'_4{}^2} = \\ = \sqrt{(230 - (6,561))^2 + 7,511^2} = 223,565 \text{ кВ}$$

Відхилення напруги у відсотках визначаємо за наступною формулою:

$$\Delta = \frac{U_4 - U_H}{U_H} \cdot 100\% = \frac{223,565 - 220}{220} \cdot 100\% = 1,62\%$$

Визначимо напругу на стороні НН підстанції 4:

$$\Delta U_4 = \frac{P_{Т4П} \cdot 0,5R_{Т63} + Q_{Т4П} \cdot 0,5X_{Т63}}{U_4} = \frac{58,137 \cdot 1,95 + 22,61 \cdot 50,35}{223,565} = 5,599,$$

$$\Delta U'_4 = \frac{P_{Т4П} \cdot 0,5X_{Т63} - Q_{Т4П} \cdot 0,5R_{Т63}}{U_4} = \frac{58,137 \cdot 50,35 - 22,61 \cdot 1,95}{223,565} = 7,511,$$

$$U_{4Н} = \sqrt{(U_4 - \Delta U_4)^2 + \Delta U'_4{}^2} \cdot k_{t63} = \\ = \sqrt{(223,565 - 5,599)^2 + 7,511^2} \cdot \frac{11}{230} = 10,443 \text{ кВ}$$

Відхилення напруги у відсотках визначаємо за наступною формулою:

$$\Delta = \frac{U_{4Н} - U_H}{U_H} \cdot 100\% = \frac{10,443 - 10}{10} \cdot 100\% = 4,427\%$$

Далі визначимо дійсну напругу вузла 2 (220кВ)

$$\Delta U_2 = \frac{P_{42П} \cdot R_{Л42} + Q_{42П} \cdot X_{Л42}}{U_H} = \frac{60,604 \cdot 4,075 + 49,392 \cdot 15,022}{223,565} = 4,423,$$

$$\Delta U'_2 = \frac{P_{42П} \cdot X_{Л42} - Q_{42П} \cdot R_{Л42}}{U_H} = \frac{60,604 \cdot 15,022 - 49,392 \cdot 4,075}{223,565} = 3,172,$$

$$U_2 = \sqrt{(U_H - \Delta U_2)^2 + \Delta U'_2{}^2} = \\ = \sqrt{(223,565 - 4,423)^2 + 3,172^2} = 219,165 \text{ кВ}$$

					БР 3.6.141. 197 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		35

Відхилення напруги у відсотках визначаємо за наступною формулою:

$$\Delta = \frac{U_2 - U_H}{U_H} \cdot 100\% = \frac{219,165 - 220}{220} \cdot 100\% = -0,38\%$$

Визначимо напругу на стороні НН підстанції 2:

$$\Delta U_2 = \frac{P_{T2\Pi} \cdot 0,5R_{T63} + Q_{T2\Pi} \cdot 0,5X_{T63}}{U_2} = \frac{71,646 \cdot 1,95 + 61,03 \cdot 50,35}{219,165} = 14,66,$$

$$\Delta U'_2 = \frac{P_{T2\Pi} \cdot 0,5X_{T63} - Q_{T2\Pi} \cdot 0,5R_{T63}}{U_2} = \frac{71,646 \cdot 50,35 - 61,03 \cdot 1,95}{219,165} = 15,92,$$

$$U_{2H} = \sqrt{(U_2 - \Delta U_2)^2 + \Delta U'_2{}^2} \cdot k_{t63} =$$

$$= \sqrt{(219,165 - 14,66)^2 + 15,917^2} \cdot \frac{11}{230} = 9,81 \text{ кВ}$$

Відхилення напруги у відсотках визначаємо за наступною формулою:

$$\Delta = \frac{U_{2H} - U_H}{U_H} \cdot 100\% = \frac{9,81 - 10}{10} \cdot 100\% = -1,896\%$$

Подальші розрахунки дійсних напруг проводяться аналогічно, а при переході з одного ступеня напруги на інший, використовуємо коефіцієнт трансформації. Отримані результати занесемо до таблиці 1.3.8.

Таблиця 1.3.8 – Результати розрахунку дійсних напруг мережі.

Вузол	Uном, кВ	U, кВ	Відхилення напруги %
А	230	230	-
1	220	220,678	+0,308
2	220	219,165	-0,38
3	220	223,266	+1,484
4	220	223,565	+1,62
5	10	9,117	-8,734
6	10	9,134	-8,661
11'	10	10,004	+0,042
22'	10	9,81	-1,896
33'	10	10,385	-3,847
44'	10	10,443	-4,427
55'	0,4	0,352	-11,854
66'	0,4	0,357	-10,789

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР 3.6.141. 197 ПЗ

Арк.

36

За результатами розрахунків бачимо, що для підстанції 5 та 6 необхідне регулювання напруги за допомогою РПН трансформатора. Оберемо необхідний ступінь РПН, та визначимо напругу отриману після регулювання. Враховуючи те, що підстанції 5 та 6 живить ТП 2, доцільним рішенням буде збільшити напругу насамперед на цій підстанції. Таким чином, напруга яка підходить до ТП 5 та 6 на високій стороні набуде більших значень. Після цього, застосування РПН трансформаторів ТМ 630/10/0,4 остаточно вирівняє напругу до нормально допустимих значень. Отримані дані занесемо до таблиці 1.3.9.

Таблиця 1.3.9 – Регулювання напруги РПН трансформатора.

Вузол	U _{ном} , кВ	U, кВ	U ₅₋₆ , кВ, Після зміни U ₂	Ступінь РПН	Напруга після регулювання кВ.	Відхилення напруги %
A	230	230	-	-	230	-
1	220	220,678	-	-	220,678	+0,308
2	220	219,165	-	3*1,5	219,165	-0,38
3	220	223,266	-	-	223,266	+1,484
4	220	223,565	-	-	223,565	+1,62
5	10	9,117	9,588	2*2,5	9,588	-4,12
6	10	9,134	9,595	1*2,5	9,595	-4,05
11'	10	10,004	-	-	10,004	+0,042
22'	10	9,81	-	-	10,243	-1,896
33'	10	10,385	-	-	10,385	-3,847
44'	10	10,443	-	-	10,443	-4,427
55'	0,4	0,352	0,372	-	0,391	-2,25
66'	0,4	0,357	0,376	-	0,385	-3,75

Після регулювання напруги, показники відхилення не перевищують 5%. В такому разі, електрообладнання яке знаходиться в споживачів, а також на підстанціях буде працювати в нормальному режимі. Дані розрахунки виконані лише для певних навантажень, під час роботи підстанції в реальному житті, потужності постійно змінюють свої значення, а отже й значення напруги. Це пов'язано з тим, що пік навантажень змінюється на протязі дня. Наприклад ввечері та вранці навантаження збільшується, а вночі, коли не працюють підприємства, а також немає потреби в споживанні електроенергії житлових будинків, навантаження зменшується. Таким чином, регулювання на сучасних ТП відбувається автоматично, за яким спостерігає лише черговий ТП.

Наведемо схему заміщення мережі з урахуванням дійсних напруг після регулювання РПН трансформатора рисунок 1.3.6.

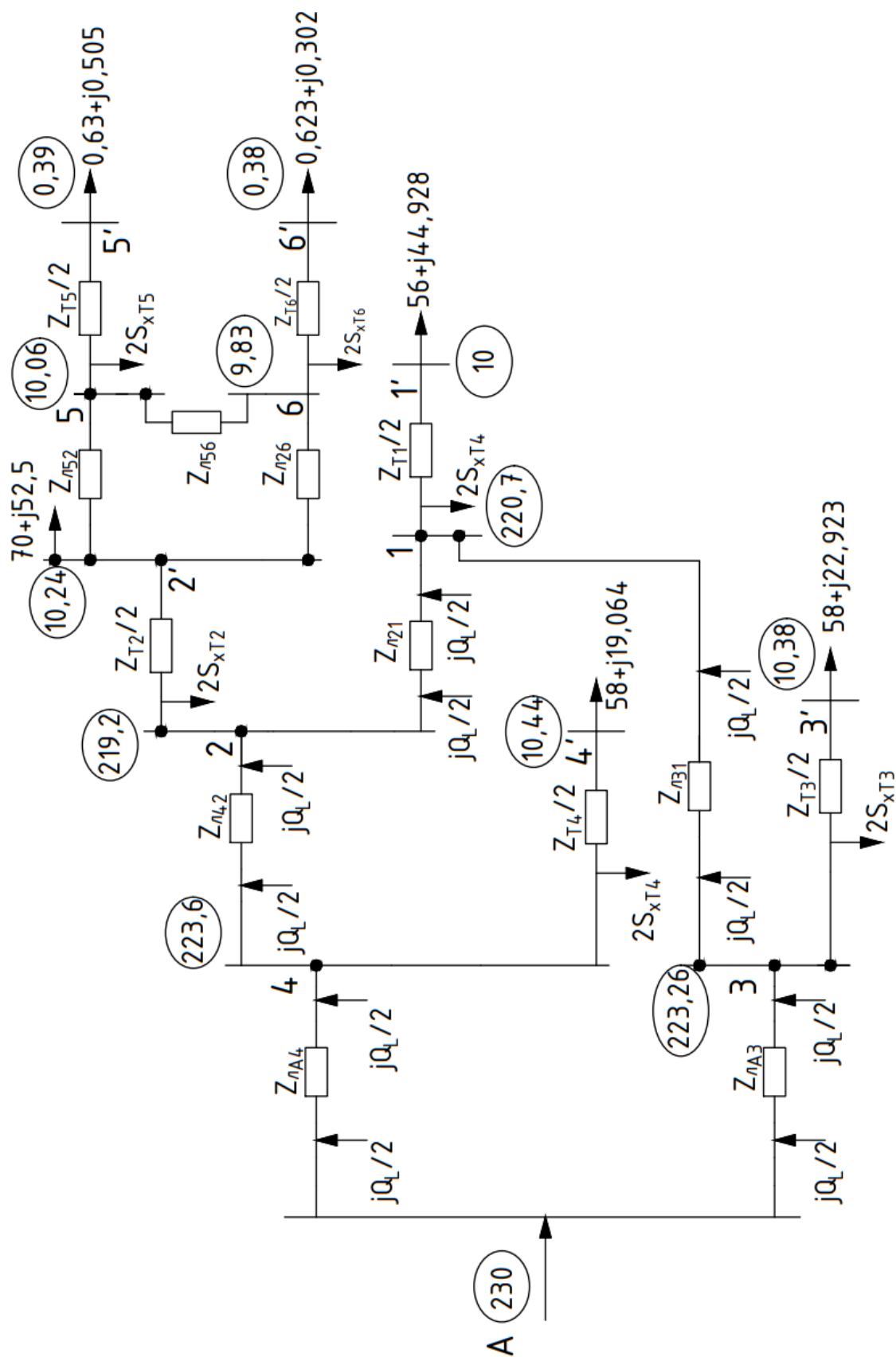


Рисунок 1.3.6 — Схема заміщення електричної мережі.

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

1.4. Техніко-економічні показники електричної мережі .

На цьому етапі розрахунку, необхідно визначити втрати мережі від загальної потужності електричної мережі. Для цього, проводиться розрахунок за методом найбільших втрат електроенергії. Такий метод має значні похибки, але досить добре підходить саме для проектування електричної мережі. Для розрахунку використаємо наступні формули:

- Час найбільших втрат визначаємо за формулою:

$$\tau_{0i} = (0,124 + T_{нбі} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 \quad (1.4.1)$$

- Розрахунок втрат в лінії проводиться враховуючи величини напруги та потужності в одній точці. В даному випадку будемо брати напругу та потужність на початку лінії.

$$\Delta W_{Li} = \left(\frac{S_i}{U_i} \right)^2 \cdot R_{Li}, \text{кВт} \quad (1.4.2)$$

де S – повна потужність на початку лінії, МВА;

U – напруга в вузлі, кВ;

R_L – активний опір лінії, Ом.

- Втрати в трансформаторі визначаються з наступної формули:

$$\Delta W_{Ti} = \frac{1}{k} \Delta P_{Ki} \cdot \left(\frac{S_i}{S_{НОМi}} \right)^2 \cdot \tau_{0i} + k \cdot \Delta P_{Xi} \cdot T, \text{кВт} \quad (1.4.3)$$

де S – повна потужність споживача, МВА;

$S_{НОМ}$ – номінальна повна потужність трансформатора, МВА;

k – кількість трансформаторів працюючих паралельно;

ΔP_K – втрати короткого замикання трансформатора, кВт;

ΔP_X – втрати холостого ходу трансформатора, кВт;

T – кількість годин на рік, 8760 год.

- Загальна енергія, що передається:

$$\Delta W_i = \Delta P_{Ai} \cdot T_{нбі} \text{ МВА}, \quad (1.4.4)$$

де $P_{НАБ}$ – повна потужність мережі, МВА;

$T_{НБ}$ – час найбільших витрат відповідної найбільшою потужності.

					БР 3.6.141. 197 ПЗ	Арк.
						39
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

За формулами 1.4.1-1.4.4 проводимо розрахунок для електричної мережі, знайдені дані заносимо до таблиці 1.4.1.

Таблиця 1.4.1 – Результати розрахунку втрат електроенергії.

Ділянка/підстанція	T _{нб} , год	τ	ΔW , МВт·год
A4	5980	4566	5,068
A3	4920	3324	4,062
42	4935	3340	1,732
26	4090	2489	0,119
65	5270	3712	0,0004
21	4550	2937	0,103
52	5070	3488	0,158
31	5065	3482	1,175
T ₁	5210	3644	2147
T ₂	3890	2305	2104
T ₃	4920	3324	1925
T ₄	5980	4566	2080
T ₅	6250	4914	58,03
T ₆	4290	2679	39,62
Сумарні втрати:			8366

- Знаходимо загальну потужність яка передається:

$$W = |S_{A4П}|T_{нбA4} + |S_{A3П}|T_{нбA3} = 1581000 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

- Втрати складають:

$$\frac{\Delta W}{W} \cdot 100\% = \frac{8366}{1\ 581\ 000} \cdot 100 = 0,529\%$$

За результатами розрахунку бачимо, що відсоток втрат від загальної потужності яка передається зовсім мізерний, тому така система підходить при проєктуванні електричної мережі.

РОЗДІЛ 2

ПРОЄКТУВАННЯ ВИСОКОВОЛЬТНОЇ ПІДСТАНЦІЇ

Високовольтна підстанція є одним з елементів електричної мережі. Вона забезпечує передачу електричної енергії на великі відстані для потреб значної кількості споживачів. Побудова ВП необхідна для зменшення втрат електричної енергії шляхом збільшення напруги від джерела живлення. На початку енергетичної системи розташована електростанція. Вона має певний тип генератора який виробляє електричну енергію напругою 6,6кВ, 11кВ, 15кВ або 30кВ. Передавати таку низьку напругу на далекі відстані неможливо. Для вирішення цієї проблеми, одразу після електростанції будують ВП яка підвищує напругу наприклад з 11кВ до 220кВ. Далі електрична енергія передається по ЛЕП до підстанції яка знижує напругу відповідно до потреб електрообладнання яке розташовано у споживача. Таким чином, ВП надає можливість забезпечувати живленням споживачів які розташовані далеко від електростанції, при цьому значно зменшити втрати.

Для проектування високовольтної підстанції необхідно насамперед:

1. Обрати та перевірити потужність силових трансформаторів.
2. Розрахувати струми КЗ.
3. Обрати засоби обмеження струмів КЗ (якщо в цьому є необхідність) і комутаційної апаратури для розподільчих пристроїв підстанції.
4. Обрати трансформатори і схеми власних потреб підстанції.
5. Обрати вимірювальні прилади для основних кіл підстанції і вимірювальних трансформаторів.
6. Обрати збірні шини, струмопроводи і кабелі на боці низької (середньої) напруги підстанції.
7. Обрати принципові схеми первинних з'єднань підстанції.
8. Обрати розподільчі пристроїв, основні конструктивні рішення.

Вибір обладнання проводимо для підстанції 4 схеми електричної мережі
рис. 1.2.1.

					БР 3.6.141. 197 ПЗ	Арк.
						41
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.1. Вихідні дані для проєктування підстанції.

Серед параметрів які нам знадобляться для розрахунків є: номінальне навантаження споживачів які приєднані на боці НН підстанції; потужність КЗ системи; реактивні опори ліній зв'язку із енергосистемою та добовий графік навантаження. З попередніх розрахунків наводимо схему заміщення електричної мережі рис.2.1.1.

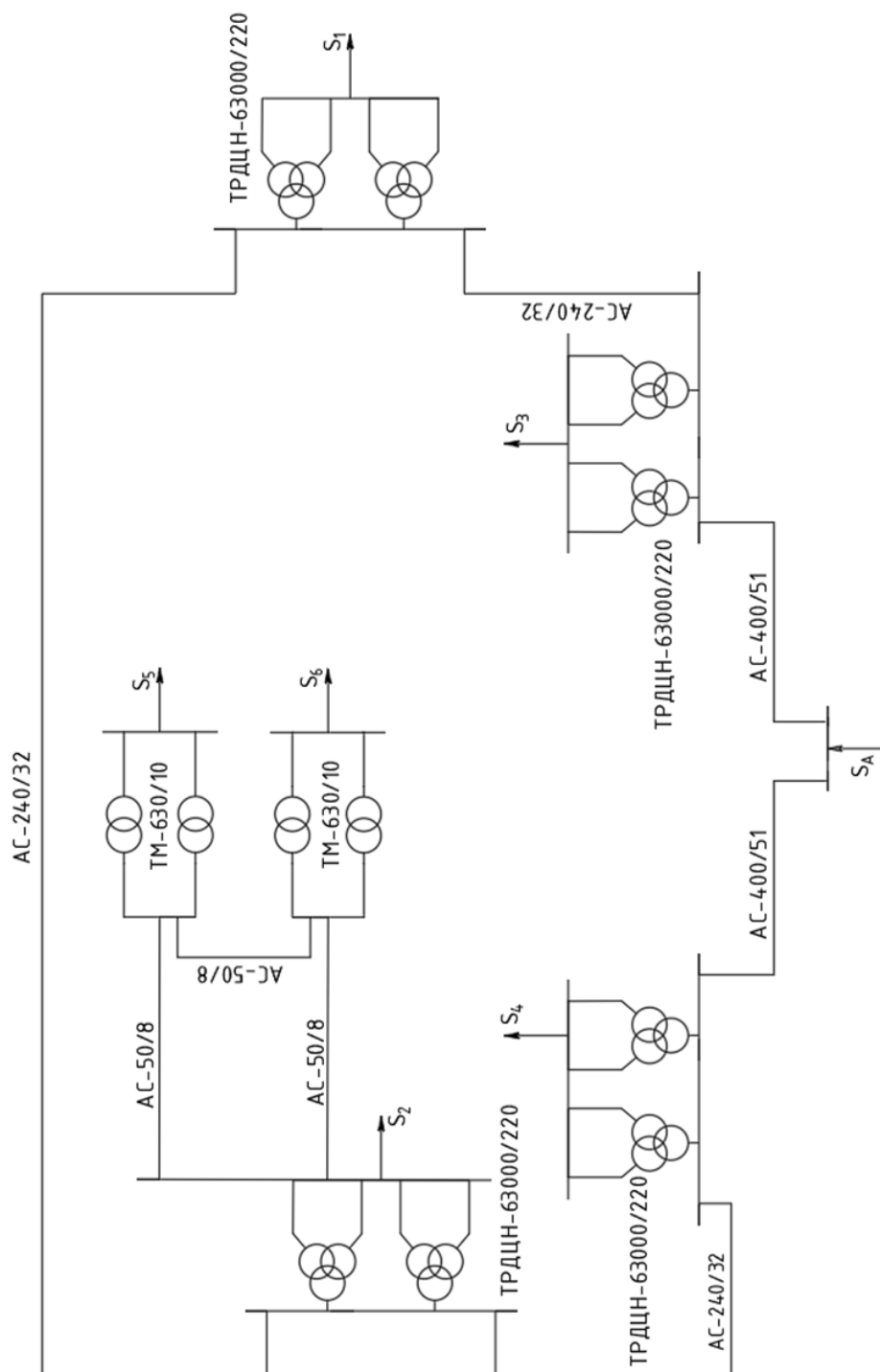


Рисунок 2.1.1 – Схема розміщення підстанції 4 в енергосистемі.

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Дані які наведено в таблиці 2.1.1, відповідають параметрам двотрансформаторної підстанції 4, на якій встановлено два трансформатори типу ТРДЦН-63000/220.

Таблиця 2.1.1 — Вихідні дані для проектування.

$P_{НОМ.НАВ},$ МВт	$\cos(\varphi_{НАВ})$	$X_{L1},$ Ом	$X_{L2},$ Ом	$S_{КЗ.С},$ МВА	$t, ^\circ\text{C}$	$T_{м},$ год
58	0,95	16,185	70,77	2500	+10	5980

Повна складова потужності в комплексній формі даного споживача має вигляд: $S = 58 + j19,064$, відповідно, для розрахунків використовуємо активну складову 58 МВт. Опір ліній X_{L1} дорівнює опору лінії А-4, а X_{L2} сумі опорів ліній А-3+3-1+1-2+2-4.

З попередньої роботи:

$$X_{L12} = 32,632 \text{ Ом}, X_{L42} = 15,022 \text{ Ом},$$

$$X_{LA4} = 16,185 \text{ Ом}, X_{LA3} = 15,043 \text{ Ом}, X_{L31} = 8,071 \text{ Ом}.$$

Отже X_{L2} становить: $X_{L2} = 15,768 + 8,071 + 32,632 + 15,022 \approx 70,77 \text{ Ом}.$

Добовий графік навантаження споживачів заданий відповідно до технічних умов та враховує особливості споживачів, їх типи та характеристики, зокрема, потужність, режим роботи, тривалість роботи, рівень напруги та струму. За допомогою цього графіка можна спрогнозувати піки споживання електроенергії та забезпечити виробництво та постачання електроенергії відповідно до попиту. Це важливо для забезпечення енергетичної стабільності та попередження можливих аварій та перебоїв у роботі мережі. Окрім того, добовий графік навантаження споживачів є важливим фактором при плануванні та проектуванні нових електростанцій та високовольтних мереж, дані для побудови якого наведено в таблиці 2.1.2.

Таблиця 2.1.2 — Добовий графік навантаження споживачів.

Навантаження в % від номінальної потужності											
0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
50	55	60	90	90	80	80	95	95	115	125	105

2.2. Перевірка потужності силових трансформаторів.

Після запису всіх необхідних параметрів, перевіримо правильність вибору силових трансформаторів. Для підстанцій були обрані трансформатори потужності 63 МВА типу ТРДЦН-63000/220. Більш точно обраний тип трансформатора, визначається з огляду на графік навантаження.

Для побудови графіка, знайдемо: $t_0, t_2, t_4, t_6 \dots t_n$, для цього визначимо номінальну потужність трансформатора $S_{\text{НОМ}}$:

$$S_{\text{НОМ}} = \frac{P_{\text{НОМ.НАВ}}}{\cos\varphi_{\text{НАВ}}} = \frac{58}{0,95} = 61,053,$$

тоді:

$$S_0 = 61,053 \cdot 50\% = 30,53,$$

$$S_2 = 61,053 \cdot 55\% = 33,58,$$

$$S_4 = 61,053 \cdot 60\% = 36,63,$$

$$S_6 = 61,053 \cdot 90\% = 54,95,$$

$$S_8 = 61,053 \cdot 90\% = 54,95,$$

$$S_{10} = 61,053 \cdot 80\% = 48,84,$$

$$S_{12} = 61,053 \cdot 80\% = 48,84,$$

$$S_{14} = 61,053 \cdot 95\% = 58,00,$$

$$S_{16} = 61,053 \cdot 95\% = 58,00,$$

$$S_{18} = 61,053 \cdot 115\% = 70,21,$$

$$S_{20} = 61,053 \cdot 125\% = 76,32,$$

$$S_{22} = 61,053 \cdot 105\% = 64,11.$$

Перевіряємо трансформатор ТРДЦН-63000/220, в якого потужність 63МВА. Для цього будемо графік навантаження підстанції рис.2.2.1 та використовуємо дані ДСТУ 3463-96 [3]

					БР 3.6.141. 197 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		44

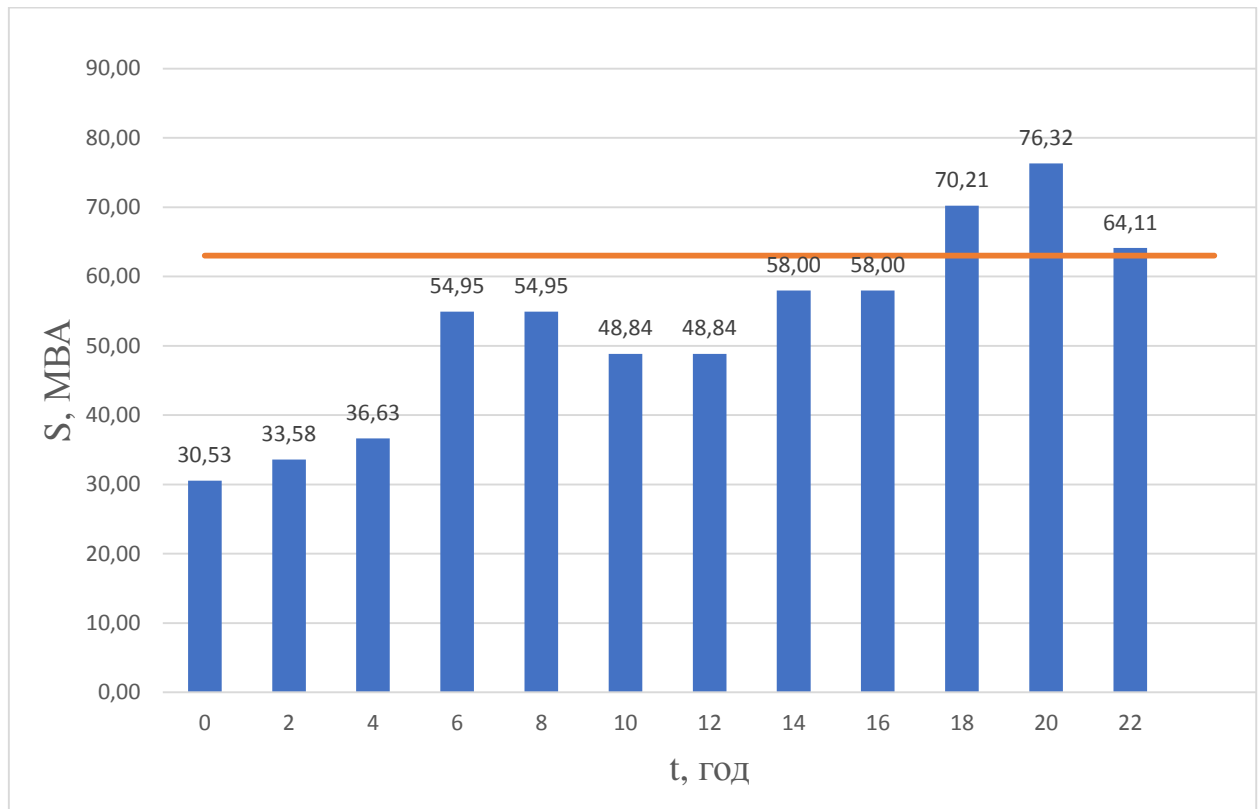


Рисунок 2.2.1 – Графік навантаження підстанції 4.

Для перевірки правильності вибору трансформатора реальний графік перетворимо в двоступінчастий. Початкове навантаження еквівалентного графіка визначається за формулою:

$$K_1 = \frac{1}{S_{\text{НОМ}}} \sqrt{\frac{S_1^2 t_1 + S_2^2 t_2 + \dots + S_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}}, \quad (2.1)$$

де S_1, S_2-S_n – відповідно навантаження першої, другої, n-ї ступенів графіка навантаження, розміщених нижче лінії номінальної потужності трансформатора, $t_1, t_2, \dots t_n$ – тривалість ступеню, год.

$$K_1 = \frac{1}{63} \times \sqrt{\frac{30,53^2 \cdot 2 + 33,58^2 \cdot 2 + 36,63^2 \cdot 2 + 54,95^2 \cdot 4 + 48,84^2 \cdot 4 + 58,00^2 \cdot 4}{2 + 2 + 2 + 4 + 4 + 4}} = 0,766.$$

Аналогічно визначається другий ступінь еквівалентного графіка, але при цьому беруться ступені, розміщені вище лінії номінальної потужності трансформатора.

$$K_2 = \frac{1}{63} \sqrt{\frac{70,21^2 \cdot 2 + 76,32^2 \cdot 2 + 64,11^2 \cdot 2}{2 + 2 + 2}} = 1,12.$$

Максимальне перевантаження трансформатора складає:

$$K_{max} = \frac{S_{max}}{S_{НОМ}} = \frac{76,32}{63} = 1,21.$$

$$K'_2 = 0,9 \cdot 1,21 = 1,09.$$

Оскільки $K_2 > K'_2$, $1,12 > 1,09$, то остаточно беремо $K'_2 = 1,12$.

Згідно з ДСТУ 3463-96 з урахуванням еквівалентної температури періоду (10 °C) і часу перевантаження 6 годин, знаходимо припустиме значення перевантаження (визначаємо шляхом лінійної інтерполяції) для трансформаторів із системою охолодження ДЦ (OF) :

$$K_2 = \frac{(0,77 - 0,7) \cdot (1,19 - 1,20)}{0,8 - 0,7} + 1,20 = 1,19.$$

Таблиця 2.2.1 – Норми максимально допустимих систематичних навантажень трансформаторів ДСТУ 3463-96. [3]

t, год	ДЦ (OF)					
	K ₂ при значеннях K ₁ =0,25-1,0					
	0,25	0,5	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,44
1,0	1,50	1,50	1,48	1,45	1,41	1,34
2,0	1,38	1,37	1,34	1,33	1,30	1,26
4,0	1,26	1,25	1,24	1,23	1,22	1,19
6,0	1,21	1,21	1,20	1,19	1,18	1,15
8,0	1,17	1,17	1,17	1,16	1,15	1,14
24,0	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08

Значення K₂ згідно з ДСТУ 3463-96 більше, ніж реальне, отже, трансформатор обраний правильно.

2.3. Розрахунок струмів короткого замикання.

Значення струмів короткого замикання (КЗ) необхідні для правильного вибору обладнання на сторонах 220 кВ та 10 кВ. Підстанція живиться двома тупиковими лініями. Схема заміщення для розрахунку струмів КЗ приведена на рис. 2.3.1.

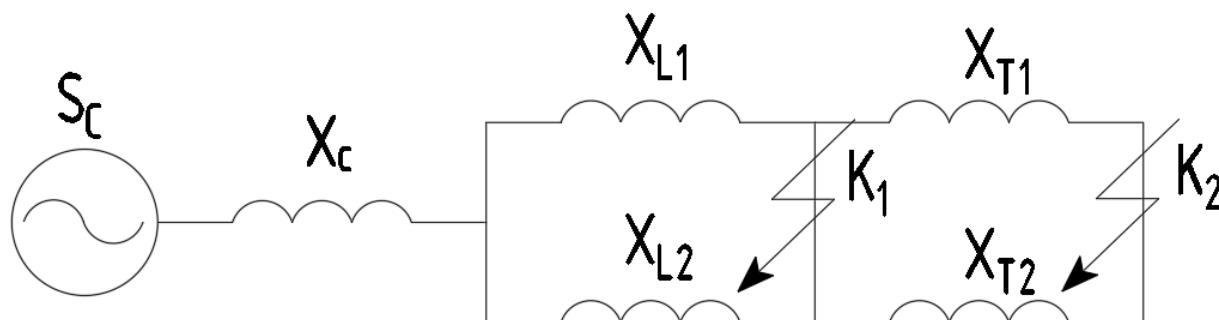


Рисунок 2.3.1 – Схема заміщення для розрахунку струмів КЗ.

2.3.1. Розрахунок струмів КЗ виконується в іменованих одиницях:

– Опір лінії:

$$X_L = \frac{X_{L1} \cdot X_{L2}}{X_{L1} + X_{L2}} = \frac{16,185 \cdot 70,77}{16,185 + 70,77} = 13,17 \text{ Ом}$$

– Опір трансформатора ТРДЦН63000/220 згідно каталожних даних:

$$X_T = 100,7 \text{ Ом}, X_T = \frac{100,7}{2} = 50,35$$

– Опір системи:

$$X_C = \frac{U_L^2}{S_C} = \frac{220^2}{2500} = 19,36 \text{ Ом}$$

2.3.2. Періодична складова струму КЗ:

– У точці K₁:

$$I_{K1} = \frac{U_L}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_L)} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (19,36 + 13,17)} = 3,9 \text{ кА}$$

– У точці K₂:

$$I_{K2} = \frac{U_{ВН}}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_L + X_T)} \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (19,36 + 13,17 + 50,35)} \cdot \frac{220}{10} = 33,72 \text{ кА.}$$

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

2.3.3. Розрахунок ударного струму.

З таблиці 2.3.1 обираємо значення ударного коефіцієнта . Для цього знайдемо середнє значення для систем, зв'язаними зі збірними шинами, де розглядається КЗ, повітряними лініями, напругою 220-330 кВ; та систем та зв'язаними зі збірними шинами, де розглядається КЗ, через трансформатори, одиничною потужністю 32-80 МВА.

Таблиця 2.3.1 — Стала часу загасання аперіодичної складової струму КЗ – T_a і ударний коефіцієнт для характерних вузлів енергосистем – K_y . [4]

Електрична система, елемент системи	T_a , с	K_y
Система, зв'язана із шинами, де розглядається КЗ, повітряними лініями напругою, кВ:		
35	0,2	1,61
110...150	0,02...0,03	1,61...1,72
220...330	0,03...0,04	1,72...1,78
500... 750	0,06...0,08	1,85...1,89
Система, зв'язана зі збірними шинами 6...10 кВ через трансформатори одиничною потужністю, МВА:		
80 і більше	0,06...0,15	1,85...1,935
32...80	0,05...0,1	1,82...1,9
32 і менше	0,045...0,07	1,80...1,85

– У точці K_1 :

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,75 \cdot I_{K1} = 1,41 \cdot 1,75 \cdot 3,9 = 9,66 \text{ кА}$$

– У точці K_2 :

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot I_{K2} = 1,41 \cdot 1,9 \cdot 33,72 = 90,59 \text{ кА}$$

2.3.4. Вважаємо, що амплітуда ЕРС та періодична складова струму КЗ незмінні в часі, тому через час, рівний часу відключення:

$$I_{ПТ1} = I_{K1} = 3,9 \text{ кА}, \quad I_{ПТ2} = I_{K2} = 33,72 \text{ кА}.$$

					БР 3.6.141. 197 ПЗ	Арк.
						48
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.3.5. Аперіодична складова струму КЗ в момент розходження контактів вимикача. Постійну часу затухання аперіодичної складової також обираємо з таблиці 2.3.1 [4] як середнє значення для лінії та трансформатора:

– У точці К₁:

$$T_{a1} = 0,04 \text{ с}, \quad t_1 = 0,06 \text{ с}$$

$$i_{a1} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПТ1}} \cdot e^{-\left(\frac{t_1}{T_{a1}}\right)} = 1,41 \cdot 3,9 \cdot e^{-\left(\frac{0,06}{0,04}\right)} = 1,23 \text{ кА}$$

– У точці К₂:

$$T_{a2} = \frac{0,05 + 0,1}{2} = 0,07 \text{ с}, \quad t_2 = 0,1 \text{ с}$$

$$i_{a2} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПТ2}} \cdot e^{-\left(\frac{t_2}{T_{a2}}\right)} = 1,41 \cdot 33,72 \cdot e^{-\left(\frac{0,1}{0,07}\right)} = 11,39 \text{ кА}$$

2.3.6. Інтеграл Джоуля (термічна стійкість):

– У точці К₁:

$$W_{R1} = I_{K1}^2 \cdot (t_1 \cdot T_{a1}) = 3,9^2 \cdot (0,06 \cdot 0,04) = 1,52 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

– У точці К₂:

$$W_{R2} = I_{K2}^2 \cdot (t_2 \cdot T_{a2}) = 33,72^2 \cdot (0,1 \cdot 0,07) = 193,24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Результати розрахунків занесемо у до таблиці 2.3.2.

Таблиця 2.3.2 – Результати розрахунків струмів КЗ.

Точка КЗ	Період. склад. струму КЗ в поч. момент часу, кА	Ударний струм КЗ, кА	Період. склад. струму КЗ в момент спрац. вимикача, кА	Аперіод. склад. струму КЗ, кА	Інтеграл Джоуля, кА ² ·с
Шини 220 кВ (К ₁)	3,9	9,66	3,9	1,23	1,52
Шини 10 кВ (К ₂)	33,72	90,59	33,72	11,39	193,24

2.4. Вибір високовольтних електричних апаратів.

Високовольтні електричні апарати — це пристрої, що використовуються для комутації, захисту, регулювання та вимірювання високовольтного електричного струму та напруги в електричних мережах з напругою від 1 кВ до 800 кВ.

Основні типи високовольтних електричних апаратів включають:

- Високовольтні вимикачі — це пристрої, які призначені для включення та відключення електричних ланцюгів в мережі. Вони використовуються для комутації навантаження та для забезпечення безперебійної роботи мережі під час аварійних ситуацій.
- Високовольтні роз'єднувачі — це пристрої, що використовуються для розділення електричних ланцюгів у мережі. Вони використовуються для відключення частини мережі для проведення ремонтних та технічних робіт.
- Високовольтні вимірювальні та захисні пристрої — це пристрої, що використовуються для вимірювання та захисту електричної мережі. Вони дозволяють контролювати параметри електричного струму та напруги та при необхідності відключати електричний ланцюг.

Високовольтні електричні апарати вибираються за умовою тривалого режиму роботи і перевіряються за умовами коротких замикань. При цьому для апаратів виконується:

- вибір за напругою;
- вибір за нагріванням при тривалих струмах;
- перевірка на електродинамічну стійкість;
- перевірка на термічну стійкість.

					БР 3.6.141. 197 ПЗ	Арк.
						50
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

В схемі двотрансформаторної підстанції необхідно вибрати:

- вимикачі на високій напрузі;
- ввідні вимикачі на низькій напрузі;
- секційні вимикачі на низькій напрузі;
- вимикачі ліній, що відходять від підстанції;
- роз'єднувачі високої напруги.

За номінальними параметрами (з урахуванням дії струмів КЗ) виберемо високовольтні апарати в розподільчих пристроях підстанції.

Вихідні дані беремо з попереднього етапу роботи таблиця 2.3.2.

Тип трансформатора ТРДЦН63000/220.

2.4.1. Розрахунок струмів.

- Максимальний струм на високій напрузі:

$$I_{max}^{ВН} = \frac{1,4S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 231,46 \text{ А}$$

- Струм у колі ввідних вимикачів на низькій напрузі:

$$I_{max}^{НН} = \frac{1,4S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5092 \text{ А}$$

- Струм у колі секційного вимикача:

$$I_{max}^{СВ} = \frac{0,7S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}} = \frac{0,7 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2546 \text{ А}$$

- Струм у колі лінії, що відходить від підстанції (якщо від підстанції відходить 10 ліній):

$$I_{max}^{ЛВ} = \frac{1,4S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10} = 509,23 \text{ А}$$

Вибір вимикачів виконаємо в табличній формі.

					БР 3.6.141. 197 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		51

Таблиця 2.4.1 – Вибір вимикачів на напрузі 220 кВ.

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_H$	220 кВ	220 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	231,46 А	1250 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	3,9 кА	50 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	9,66 кА	125 кА
$I_{нт} \leq I_{откНом}$	3,9кА	40 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	1,23 кА	—
$B_K \leq I_T^2 t_r$	1,52 кА ² ·с	$50^2 \cdot 3 = 7500 \text{кА}^2 \text{с}$

Обираємо вимикач **ЯЭ-220Л-11(21)У4**

Таблиця 2.4.2 – Вибір вимикачів на напрузі 10 кВ.

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	5092 А	5000 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	33,72 кА	50 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	90,59 кА	130 кА
$I_{нт} \leq I_{откНом}$	33,72 кА	50 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	11,39 кА	—
$B_K \leq I_T^2 t_r$	193,24 кА ² ·с	$50^2 \cdot 3 = 7500 \text{кА}^2 \text{с}$

Вибираємо вимикач фірми Schneider Electric **VAH-10-50-50-27** [11]

Таблиця 2.4.3 – Вибір секційного вимикача на напрузі 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	2546 А	3150 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	33,72 кА	50 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	90,59 кА	125 кА
$I_{нт} \leq I_{откНом}$	33,72 кА	50 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	11,39 кА	—
$B_K \leq I_T^2 t_r$	193,24 кА ² ·с	$50^2 \cdot 3 = 7500 \text{кА}^2 \text{с}$

Вибираємо вимикач фірми Siemens **3АНЗ-117-7** [10]

Таблиця 2.4.4 – Вибір лінійних вимикачів на напрузі 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	509,23 А	1250 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	33,72 кА	50 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	90,59 кА	130 кА
$I_{нт} \leq I_{откНом}$	33,72 кА	50 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	11,39 кА	—
$B_K \leq I_T^2 t_r$	193,24 кА ² ·с	$50^2 \cdot 3 = 7500 \text{кА}^2 \text{с}$

Вибираємо вимикач фірми Schneider Electric **ВАН-10-50-12-27** [11]

Таблиця 2.4.5 – Вибір роз'єднувачів на напрузі 220 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_H$	220 кВ	220 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	231,46 А	1250 А
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	9,66 кА	63 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	1,52 кА ² ·с	$31,5^2 \cdot 3 = 2967 \text{кА}^2 \text{с}$

Вибираємо роз'єднувач фірми General Electric (GE) **2SDA 245** [12]

При виборі даних вимикачів, роз'єднувачів, всі умови виконуються, отже вибір виконано правильно.

2.5. Вибір трансформатора власних потреб.

Приймачами власних потреб є:

- оперативні кола;
- електродвигуни, системи охолодження силових трансформаторів, освітлення і електроопалення приміщень;
- електропідігрівання комутаційної апаратури і т.д.

Сумарна розрахункова потужність приймача власних потреб визначається з урахуванням коефіцієнтів попиту. Розрахунок потужності приймача власних потреб наведений у табл. 2.5.1.

Таблиця 2.5.1 – Розрахунок потужності споживача власних потреб

Види споживачів	Встановлена потужність		cos(φ)	tg(φ)	Навантаження	
	Кількість одиниць	Потужність одиниць, кВт			Споживана потужність, кВт	Споживана потужність, кВАр
Охолодження ТРДЦН63000/220	-	29,6	0,86	0,82	29,6	17,55
Підігрів високовольтних вимикачів на напрузі 220кВ ЯЕ-220Л	3	$54,8 \cdot 3 = 164,4$	1	-	164,4	0
Підігрів приводів роз'єднувачів.	10	$0,6 \cdot 10 = 6$	1	-	6	0
Опалення, освітлення, вентиляція закритого РП	-	7	0,95	-	7	2,765
Освітлення ВРП	-	10	0,93	-	10	3,95
Всього					217	24,26

На підстанції передбачається установка двох трансформаторів власних потреб. Номінальна потужність вибирається з умови

$$S_{TCH} \geq S_{CH},$$

де S_{TCH} – потужність трансформатора власних потреб, кВА.

S_{CH} – потужність споживачів власних потреб, кВА.

Розрахункове навантаження при $k_{\Pi} = 0,8$

Тепер розрахуємо повну потужність, з урахуванням коефіцієнту попиту:

$$S_{\text{розр}} = k_{\Pi} \sqrt{P_{\text{уст}}^2 + Q_{\text{уст}}^2} = 0,8 \sqrt{217^2 + 24,26^2} = 174,7 \text{ кВА}$$

Найближчий трансформатор ТМ-250/10/0,4. Для встановлення їх потрібно два. Остаточо для живлення споживача власних потреб беремо два трансформатори ТМ-250/10/0,4.

Перевіримо на скільки трансформатор буде перевантажений:

$$\frac{174,7}{250} = 0,7$$

Як бачимо, трансформатор не буде перевантажений, в даному разі можна було взяти менш потужніший, але на мою думку, якщо встановити одразу трансформатор з більшим запасом потужності, у майбутньому більші витрати на обладнання себе виправдають.

2.6. Вибір електровимірювальних трансформаторів струму та напруги.

Трансформатори струму і напруги обираються для ввімкнення електровимірювальних пристроїв та релейного захисту. В ході виконання даного проекту, релейний захист детально не розглядається, тому перевірку трансформаторів за вторинним навантаженням виконуємо з урахуванням ввімкнення тільки вимірювальних приладів. У ланцюзі силового трансформатора з боку нижчої напруги встановлюється амперметр, вольтметр, варметр, лічильники активної і реактивної енергії, на шинах 220 кВ – вольтметр із перемикачем для виміру трьох міжфазових напруг, на секційному вимикачі 10 кВ. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведений у таблиці 2.6.1.

					БР 3.6.141. 197 ПЗ	Арк.
						55
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.6.1 — Вторинне навантаження вимірjувальних трансформаторів.

Прилад	Клас	Навантаження по фазам		
		А	В	С
Амперметр	1	0,5	0,5	0,5
Ватметр	1,5	0,5	0,5	0,5
Варметр	1,5	0,5	0,5	0,5
Лічильник активної енергії	1	2,5	2,5	2,5
Лічильник реактивної енергії	1,5	2,5	2,5	2,5
Сумарне навантаження струму в колі силового тр-ра з боку НН		6,5	6,5	6,5
Сумарне навантаження струму в колі секц. вимикача на НН		0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження струму в колі силового тр-ра на боці ВН		0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження струму в колі відхідної лінії		0,5	0,5	0,5

Вибір трансформатора струму наведений у таблицях 2.6.2—2.6.5.

2.6.1. Вибір трансформатора струму у колі силового трансформатора 220кВ.

Таблиця 2.6.2 - Вибір трансформатора струму в колі силового трансформатора на боці вищої напруги (220кВ).

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_H$	220 кВ	220 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	231,46 А	300 А
$I_{уд} \leq I_{дин}$	9,66 кА	25 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	1,52 кА ² с	192,08 кА
$Z_H \leq Z_{H.ном}$	1,04 Ом	4 Ом

Для вибору трансформатора струму в колі силового трансформатора на боці вищої напруги спочатку розрахуємо його номінальний струм.

Так як максимальний розрахунковий струм у ланцюзі трансформатора дорівнює його номінальному струму, оскільки перевантаження трансформатора допускається, розрахунок проводиться за наступною формулою:

$$I_{max}^{BH} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 231,46 \text{ А}$$

За таблицю 2.6.3 обираємо трансформатор струму ТФЗМ220-У1, який має номінальний струм $I_{ном} = 300 \text{ А}$. Інші параметри ТС наведено в табл 2.6.3.

Таблиця 2.6.3 — Параметри трансформатора струму ТФЗМ220-У1.

Тип	Номінальна напруга, кВ	Номінальний струм, кА		Варіанти виконання вторинних обмоток
		Первинний $I_{1ном}$	Вторинний $I_{2ном}$	
ТФЗМ220-У1	220	300—600 1000—1200 2000	1;5	0,5/10P/10P/10P

Продовження таблиці 2.6.3.

Струм стійкості, кА		Час, $T_{тер}, \text{ с}$	Навантаження вимірювальної обмотки $S_{2ном}, \text{ ВА}$
Електродинамічної $i_{дин}$	Термічної $I_{тер}$		
25-50	9,8-19,6	2	30
100	39,2		
100	39,2		

Перевіряємо трансформатор струму на виконання умов електродинамічної та термічної стійкості:

$$i_{дин} \geq i_{уд} = 25 \text{ кА} \geq 9,66 \text{ кА}$$

$$i_{тер} \geq B_K,$$

$$9,8^2 \cdot 2 = 192,08 \geq 1,52 \text{ кА}^2 \text{ с}$$

Умови виконуються.

Перевіряємо вимірювальну обмотку трансформатора струму за вторинним навантаженням. Навантаження трансформатора по фазам однакове і складає 0,5 ВА. Загальний опір приладів для фази А:

$$Z_{прил} = \frac{S_{прил}}{I_2^2} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом}$$

					БР 3.6.141. 197 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		57

Приймаємо для вторинних кіл трансформатора струму багатожильні кабелі з алюмінієвими жилами ($\rho = 0,02983 \text{ (Ом}\cdot\text{мм)/м}$), так як встановлена потужність менша за 100 МВт. Опір контактів $Z_K = 0,1 \text{ Ом}$, тоді опір проводів дорівнює:

$$Z_{\text{ПР}} = \frac{S_{2\text{НОМ}}}{I_{2\text{НОМ}}^2} - Z_{\text{ПРИЛ}} - Z_K = \frac{30}{5^2} - 0,02 - 0,1 = 1,08 \text{ Ом}$$

Перетин проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менше ніж 4 мм^2 для алюмінієвих жил. Перетин жил при довжині кабелю $l = 130 \text{ м}$:

$$Z_{\text{ПР}} = \frac{\rho \cdot l}{F} = \frac{0,0283 \cdot 130}{4} = 0,92 \text{ Ом}$$

Загальний опір струмового кола:

$$Z_H = Z_{\text{ПРИЛ}} + Z_K + Z_{\text{ПР}} = 0,02 + 0,1 + 0,92 = 1,04 \text{ Ом}$$

що менше ніж 4 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 1. Отже трансформатор **ТФЗМ220-У1** (300А) відповідає вибору.

2.6.2. Вибір трансформатора струму у колі силового трансформатора 10кВ.

Таблиця 2.6.4 — Вибір трансформатора струму в колі силового трансформатора на боці низької напруги (10кВ).

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_H$	10 кВ	15 кВ
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{НОМ}}$	5092 А	6000 А
$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{ДИН}}$	90,59	-
$B_K \leq I_T^2 t_r$	193,24 кА ² с	30000 кА ² с
$Z_H \leq Z_{H.\text{НОМ}}$	0,29	4

Для вибору трансформатора струму в колі силового трансформатора на боці низької напруги спочатку розрахуємо його номінальний струм.

Так як максимальний розрахунковий струм у ланцюзі трансформатора дорівнює його номінальному струму, розрахунок проводиться за наступною формулою:

$$I_{max}^{HH} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5092 \text{ А}$$

Обираємо трансформатор струму ТШВ-15, який має номінальний струм $I_{НОМ} = 6000 \text{ А}$, кратністю термічної стійкості 20 (інші параметри наведено в табл. 2.6.5).

Таблиця 2.6.5 – Характеристики трансформатора струму ТШВ-15.

Тип	Номінальна напруга, кВ	Номінальний струм, кА		Варіанти виконання вторинних обмоток
		Первинний $I_{1НОМ}$	Вторинний $I_{2НОМ}$	
ТШВ-15	15	6000—8000	5	0,2/10P

Продовження таблиці 2.6.5

Струм стійкості, кА		Час, $T_{тер}, \text{ с}$	Навантаження вимірювальної обмотки $S_{2НОМ}, \text{ ВА}$
Електродинамічної $i_{дин}$	Термічної $I_{тер}$		
—	20**	3	30

Примітка.

*—кратність електродинамічної стійкості,

**—кратність термічної стійкості.

Перевіряємо трансформатор струму лише на термічну стійкість, так як значень кратності, або струму динамічної стійкості немає :

$$(I_{1НОМ} k_{ТЕР})^2 t_{ТЕР} \geq B_K = (5 \cdot 20)^2 \cdot 3 = 30000 \text{ кА}^2 \text{ с} \geq 193,24 \text{ кА}^2 \text{ с}$$

Перевіряємо вимірювальну обмотку трансформатора струму за вторинним навантаженням. Навантаження трансформатора по фазам однакове і складає 6,5 ВА. Загальний опір приладів для фази А:

$$Z_{прил} = \frac{S_{прил}}{I_2^2} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом}$$

Приймаємо для вторинних кіл трансформатора струму багатожилінні кабелі з алюмінієвими жилами ($\rho = 0,02983 \text{ (Ом}\cdot\text{мм)/м}$), так як встановлена потужність менша за 100 МВт. Опір контактів $Z_K = 0,1 \text{ Ом}$, тоді опір проводів дорівнює:

$$Z_{ПР} = \frac{S_{2НОМ}}{I_{2НОМ}^2} - Z_{ПРИЛ} - Z_K = \frac{30}{5^2} - 0,26 - 0,1 = 0,84 \text{ Ом}$$

					БР 3.6.141. 197 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		59

Перетин проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менше ніж 4 мм^2 для алюмінієвих жил. Перетин жил при довжині кабелю $l = 25 \text{ м}$:

$$Z_{\text{ПР}} = \frac{p \cdot l}{F} = \frac{0,0283 \cdot 25}{4} = 0,17 \text{ Ом}$$

Загальний опір струмового кола:

$$Z_{\text{Н}} = Z_{\text{ПРИЛ}} + Z_{\text{К}} + Z_{\text{ПР}} = 0,02 + 0,1 + 0,17 = 0,29 \text{ Ом}$$

що менше ніж 4 Ом , припустимих при роботі трансформатора в класі точності 1. Отже трансформатор **ТШВ-15** відповідає вибору.

2.6.3. Вибір трансформатора струму у колі ліній 10кВ.

Для кола ліній, обираємо трансформатор ТПОЛ10-У3, характеристики якого наведено в таблиці 2.6.7.

Таблиця 2.6.6 — Вибір трансформатора струму на лінії, що відходить.

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$	509,63 А	600 А
$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$	90,59 кА	114,55 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	193,24 кА ² с	76800 кА ² с
$Z_H \leq Z_{H.\text{ном}}$	0,14	4

Максимальний розрахунковий струм (якщо від підстанції відходять 10 ліній):

$$I_{\text{max}}^{\text{ЛВ}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{HH}}} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10} = 509,22 \text{ А}$$

Таблиця 2.6.7 – Характеристики трансформатора струму ТПОЛ10-У3.

Тип	Номінальна напруга, кВ	Номінальний струм, кА		Варіанти виконання вторинних обмоток
		Первинний $I_{1\text{ном}}$	Вторинний $I_{2\text{ном}}$	
ТПОЛ10-У3	10	600—800 1000 1500	5	0,5/10Р; 10Р/10Р

Продовження таблиці 2.6.7

Струм стійкості, кА		Час, T _{терп} , с	Навантаження вимірювальної обмотки S _{2НОМ} , ВА
Електродинамічної i _{дин}	Термічної I _{терп}		
81*	32**	3	10
69*	27**		
45*	18**		

Перевіряємо трансформатор струму на термічну та динамічну стійкість:

$$i_{\text{дин}} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 81 = 114,55 \text{ кА} \geq i_{\text{уд}} = 90,59 \text{ кА}$$

$$(I_{1\text{НОМ}} k_{\text{ТЕРП}})^2 t_{\text{ТЕРП}} \geq B_K = (5 \cdot 32)^2 \cdot 3 = 76800 \text{ кА}^2 \text{с} \geq 193,24 \text{ кА}^2 \text{с}$$

Перевіряємо вимірювальну обмотку трансформатора струму за вторинним навантаженням. Навантаження трансформатора по фазам однакове і складає 0,5 ВА. Загальний опір приладів для фази А:

$$Z_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I_2^2} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом}$$

Приймаємо для вторинних кіл трансформатора струму багатожильні кабелі з алюмінієвими жилами ($p = 0,02983 \text{ (Ом} \cdot \text{мм)/м}$), так як встановлена потужність менша за 100 МВт. Опір контактів $Z_K = 0,1 \text{ Ом}$, тоді опір проводів дорівнює:

$$Z_{\text{пр}} = \frac{S_{2\text{НОМ}}}{I_{2\text{НОМ}}^2} - Z_{\text{прил}} - Z_K = \frac{10}{5^2} - 0,02 - 0,1 = 0,28 \text{ Ом}$$

Перетин проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менше ніж 4 мм^2 для алюмінієвих жил. Перетин жил при довжині кабелю $l = 3 \text{ м}$:

$$Z_{\text{пр}} = \frac{p \cdot l}{F} = \frac{0,0283 \cdot 3}{4} = 0,02 \text{ Ом}$$

Загальний опір струмового кола:

$$Z_H = Z_{\text{прил}} + Z_K + Z_{\text{пр}} = 0,02 + 0,1 + 0,02 = 0,14 \text{ Ом}$$

що менше ніж 4 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 1. Отже трансформатор **ТПОЛ10-У3** відповідає вибору.

					БР 3.6.141. 197 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		61

2.6.4. Вибір трансформатора струму у колі секційного вимикача 10кВ.

Для секційного вимикача обираємо аналогічний ТС 6000А ТШВ-15, згідно каталожних даних трансформаторів струму (Таблиця 2.6.5), наступний номінал після 3000А є 6000А, тому беремо наступний більший та проводимо його перевірку. Трансформатори струму до 3000А не задовільняють умову електродинамічної стійкості, тому обираємо 6000А.

Таблиця 2.6.5 — Вибір трансформатора струму на лінії, що відходить.

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	2546 А	6000 А
$I_{уд} \leq I_{дин}$	90,81 кА	—
$B_K \leq I_T^2 t_r$	193,24 кА ² с	30000 кА ² с
$Z_H \leq Z_{H.ном}$	0,14	4

Максимальний розрахунковий струм у колі секційного вимикача:

$$I_{max}^{ЛВ} = \frac{0,7 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{0,7 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2546 \text{ А}$$

Перевіряємо трансформатор струму лише на термічну стійкість, так як значень кратності, або струму динамічної стійкості немає (але з таблиці видно що для цього типу трансформатора воно повинно перевищувати 100кА отже нам цілком підходить) :

$$(I_{1ном} k_{ТЕР})^2 t_{ТЕР} \geq B_K = (5 \cdot 20)^2 \cdot 3 = 30000 \text{ кА}^2 \text{с} \geq 193,24 \text{ кА}^2 \text{с}$$

Перевіряємо вимірвальну обмотку трансформатора струму за вторинним навантаженням.

Навантаження трансформатора по фазам однакове і складає 0,5 ВА. Загальний опір приладів для фази А:

$$Z_{прил} = \frac{S_{прил}}{I_2^2} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом}$$

Приймаємо для вторинних кіл трансформатора струму багатожильні кабелі з алюмінієвими жилами ($\rho = 0,02983 \text{ (Ом}\cdot\text{мм)/м}$), так як встановлена потужність менша за 100 МВт. Опір контактів $Z_K = 0,1 \text{ Ом}$, тоді опір проводів дорівнює:

$$Z_{\text{ПР}} = \frac{S_{2\text{НОМ}}}{I_{2\text{НОМ}}^2} - Z_{\text{ПРИЛ}} - Z_K = \frac{30}{5^2} - 0,26 - 0,1 = 0,84 \text{ Ом}$$

Перетин проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менше ніж 4 мм^2 для алюмінієвих жил.

Перетин жил при довжині кабелю $l = 3 \text{ м}$:

$$Z_{\text{ПР}} = \frac{\rho \cdot l}{F} = \frac{0,0283 \cdot 3}{4} = 0,02 \text{ Ом}$$

Загальний опір струмового кола:

$$Z_H = Z_{\text{ПРИЛ}} + Z_K + Z_{\text{ПР}} = 0,02 + 0,1 + 0,02 = 0,14 \text{ Ом}$$

що менше ніж 4 Ом , припустимих при роботі трансформатора в класі точності 1. Отже трансформатор **ТШВ-15** відповідає вибору.

					БР 3.6.141. 197 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		63

2.7. Вибір трансформатора напруги на збірних шинах підстанції 220 кВ.

Таблиця 2.7.1 – Вторинне навантаження трансформатора напруги.

Прилад		S однієї обмотки, ВА	Число обмоток	cos(φ)	sin(φ)	Кількість приладів	Повна потужність	
							P, Вт	Q, ВА
Вольтметр	Збірні шини 220кВ	2	1	1	0	1	2	-
Вольтметр реєструючий		10	2	1	0	1	20	-
Фіксуючий пристрій		3	1	1	0	1	3	-
Ватметр	Лінії 220кВ	1,5	2	1	0	2	6	-
Фіксуючий пристрій		3	1	1	0	2	6	-
Лічильник реактивної енергії		3	2	0,38	0,925	2	12	29
Лічильник активної енергії		3	2	0,38	0,925	2	12	29
Всього							61	58

Припустимо, що на стороні 220 кВ встановлено комплектне РП зовнішньої установки тоді вибираємо трансформатор напруги НКФ-220-58, $U_{НОМ}=220\text{кВ}$, $S_{2НОМ} = 400 \text{ ВА}$, клас точності – 0,5. Тоді вторинне навантаження трансформатора напруги складе:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{58^2 + 61^2} = 84 \text{ ВА}$$

Три трансформатори напруги, з'єднані в зірку мають потужність $3 \cdot 400 = 1200 \text{ ВА}$, це більше $S_{2\Sigma}$. Таким чином трансформатори напруги будуть працювати у вибраному класі точності 0,5.

Для другої секції розрахунок аналогічний.

2.8. Вибір трансформатора напруги на збірних шинах підстанції 10 кВ.

Таблиця 2.8.1 – Вторинне навантаження трансформатора напруги (10кВ).

Прилад		S однієї обмотки, ВА	Число обмоток	cos(φ)	sin(φ)	Кількість приладів	Повна потужність	
							P, Вт	Q, ВА
Вольтметр	Збірні шини 10кВ	2	1	1	0	1	2	-
Вольтметр реєструючий		10	2	1	0	1	20	-
Варметр	Ввід 10 кВ від трансформатора	2	2	0	1	1	-	4
Ватметр		1,5	2	1	0	1	3	-
Лічильник активної енергії		3	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Лічильник реактивної енергії		3	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Лічильник активної енергії		Лінії 10 кВ	3	2	0,38	0,925	10	60
Лічильник реактивної енергії	3		2	0,38	0,925	10	60	145
Всього							157	323

Припустимо, що на стороні 10 кВ встановлено комплектне РП зовнішньої установки тоді вибираємо трансформатор напруги НОЛ.08-10, $U_{НОМ} = 10$ кВ, $S_{2НОМ} = 75$ ВА, клас точності – 0,5. Тоді вторинне навантаження трансформатора напруги складе:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{157^2 + 323^2} = 359,2 \text{ ВА}$$

Три трансформатори напруги, з'єднані в зірку мають потужність $3 \cdot 75 = 225$ ВА це менше $S_{2\Sigma}$. Тоді потрібно додатково встановити два однофазні трансформатори НОЛ.08-10У2 з'єднаних в відкритий трикутник загальною потужністю $2 \cdot 75 = 150$ ВА. Повна потужність всіх встановлених трансформаторів напруги $225 + 150 = 375$ ВА. Таким чином трансформатори напруги будуть працювати у вибраному класі точності 0,5.

					БР 3.6.141. 197 ПЗ	Арк.
						65
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.9. Вибір збірних шин.

2.9.1. Вибір збірних шин 220кВ.

Оскільки збірні шини за економічною густиною струму не вибираються, приймаємо переріз за допустимим струмом при максимальному навантаженні на шинах, що відповідає найпотужнішому приєднанню:

$$I_{\max} = \frac{1,4S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 231,465 \text{ А}$$

За таблицею довідника приймаємо до встановлення провід АС-600/72 ($q=600$ мм, $d=33,2$ мм, $I_{\text{доп}}=1050$ А).

Порівняємо максимальний струм даного проводу з розрахованим значенням:

$$I_{\text{доп}} > I_{\max} \quad (1050 \text{ А} > 231,46 \text{ А}),$$

Перевірка шин на електродинамічну стійкість не виконується, оскільки:

$$I_{\text{по}} < 20 \quad (3,9\text{кА} < 20\text{кА}),$$

Перевірка на термічну стійкість також не виконується, оскільки шини виконані голими проводами на відкритому повітрі.

В даному випадку нам не потрібно перевіряти провід за умовами коронування, так як згідно з ПУЕ мінімальний переріз для ліній 220кВ становить 240.

Щоб остаточно бути впевненим в правильності вибору даного проводу, проводимо перевірку коронування.

Для цього визначимо початкову критичну напруженість електричного поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,66}}\right) = 30,61 \text{ кВ/см}$$

де m – коефіцієнт, який враховує шорсткість поверхні проводу (для багатожильних проводів $m = 0,82$);

r_0 - радіус проводу, см.

$$r_0 = \frac{33,2/2}{10} = 1,66 \text{ см}$$

					БР 3.6.141. 197 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		66

Визначаємо напруженість електричного поля навколо проводу:

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{\text{лін}}}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{сер}}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 242}{1,66 \cdot \lg \frac{504}{1,66}} = 20,79$$

де U – лінійна напруга, кВ;

$D_{\text{сер}}$ – середня геометрична відстань між проводами фаз, см.

При горизонтальному розташуванні фаз:

$$D_{\text{сер}} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 400 = 504 \text{ см.}$$

де D – відстань між сусідніми фазами, см, для 220кВ обираємо значення з таблиці 2.9.1 .

Таблиця 2.9.1 – Значення D , [5,Таблиця 5.3].

Показ- ник	Струмопро- води генера- торної на- пруги	Збірні шини ВРУ, кВ						
		35	110	150	220	330	500	750
$D, \text{м}$	3,0	1,5	3,0	3,5	4,0	4,5	6,0	10
$a_{\text{доп}}, \text{м}$	0,2	-	0,45	0,6	0,95	1,4	2,0	-

Перевірка виконується за наступною умовою: проводи не будуть коронувати, якщо:

$$1,07E \leq 0,9E_0$$

$$1,07 \cdot 20,79 = 22,25 \leq 0,9 \cdot 30,61 = 27,55$$

Таблиця 2.9.2 – Параметри проводів.

Номінальна напруга, кВ	Марка проводів	Діаметр проводів, мм	Допустимий струм, А
110	1*АС120/19	15,2	380
150	1*АС240/39	21,6	610
220	1*АС600/72	33,2	1050
	3*АС150/24	3*17,1	1335
330	2*АС240/39	2*21,6	1220
	3*АС300/66	3*24,5	2070

З отриманих розрахунків бачимо, що провід АС600/72 підходить так як попередня умова виконується, отже остаточно приймаємо даний провід ($d=33,2$ мм, $I_{\text{доп}}=1050$ А), параметри проводів наведені в таблиці 2.9.2.

Струмopовідні частини від виводів 220 кВ до збірних шин виконуються гнучкими проводами. Їх переріз вибирається за економічною густиною струму. При $T_{\text{макс}} = 5980$ год. $j_e = 1$ А/мм² (табл.2.9.3).

Таблиця 2.9.3 – Економічна щільність струму j_e , А/мм².

Провідник	$T_{\text{макс}}$, ГОД		
	1000—3000	3000—5000	Понад 5000
Неізольовані проводи і шини:			
мідні	2,5	2,1	1,8
алюмінієві	1,3	1,1	1,0
Кабелі з паперовою і проводи з гумовою ізоляцією з жилами:			
мідними	3,0	2,5	2,0
алюмінієвими	1,6	1,4	1,2
Кабелі з гумовою і пластмасовою ізоляцією з жилами:			
мідними	3,9	3,1	2,7
алюмінієвими	1,9	1,7	1,6

Економічний переріз:

$$q_e = \frac{I_{\text{норм}}}{j_e} = \frac{231,46}{1} = 231,46 \text{ мм}^2$$

Приймаємо один провід у фазі АС-600/72.

Перевіряємо провід за допустимим струмом:

$$I_{\text{доп}} > I_{\text{max}} \quad (1050 \text{ А} > 231,46 \text{ А})$$

Умова виконується.

Перевірка проводів на термічну стійкість не проводиться, оскільки струмопровідні елементи виконані неізольованими проводами на відкритому повітрі. Перевірка за умовами коронування також не виконується, оскільки для проводу АС-600/72 вона була проведена раніше.

Отже, остаточно приймаємо провід АС-600/72.

2.9.2. Вибір збірних шин 10кВ.

Ошиновка закритих РП 10 кВ виконується твердими шинами. Вибір перетину також виконується за допустимим струмом. Тверді шини повинні бути перевірені на динамічні дії струмів КЗ і на можливість виникнення резонансних явищ.

Розраховуємо максимальне значення струму:

$$I_{\text{макс}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5092 \text{ А}$$

Таблиця 2.9.4 – Параметри мідних та алюмінієвих шин.

Розміри, мм				Переріз однієї шини, мм ²	Момент опору, см ³			Момент інерції, см ⁴			Допустимий струм на дві шини, А	
h	b	c	r		Однієї шини		Двох зрошених шин W _{y0-y0}	Однієї шини		Двох зрошених шин, J _{y0-y0}	Мідні	Алюмінієві
					W _{x-x}	W _{y-y}		J _{x-x}	J _{y-y}			
75	35	4	6	520	10,1	2,52	23,7	41,6	6,2	89	2730	—
75	35	5,5	6	695	14,1	3,17	30,1	53,1	7,6	113	3250	2670
100	45	4,5	8	775	22,2	4,51	48,6	111	14,5	243	3620	2820
100	45	6	8	1010	27	5,9	58	135	18,5	290	4300	3500
125	55	6,5	10	1370	50	9,5	100	290,3	36,7	625	5500	4640
150	65	7	10	1785	74	14,7	167	560	68	1260	7000	5650
175	80	8	12	2440	122	25	250	1070	114	2190	8550	6430
200	90	10	14	3435	193	40	422	1930	254	4220	9900	7550
200	90	12	16	4040	225	46,5	490	2250	294	4900	10500	8830
225	105	12,5	16	4880	307	66,5	645	3450	490	7250	12500	10300
250	115	12,5	16	5450	360	81	824	4500	660	10300	—	10800

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
-------	------	----------	--------	------

Збірні шини за економічною щільністю струму не вибираються, тому переріз вибираємо за припустимим струмом.

Беремо шини коробчастого перерізу, алюмінієві $2 \times 150 \times 65 \times 7$

$W_{y0-y0} = 560 \text{ см}^3$; $W_{y-y} = 68 \text{ см}^3$; $I_{\text{доп}} = 5650 \text{ А}$.

Припустимий струм з урахуванням поправки на температуру навколишнього середовища:

$$I'_{\text{доп}} = I_{\text{доп}} \cdot \sqrt{\frac{v_{\text{доп}} - v_{\text{оф}}}{v_{\text{доп}} - v_{\text{он}}}} = 5650 \cdot \sqrt{\frac{70 - 10}{70 - 25}} = 6524 \text{ А}$$

Як бачимо, розрахований струм $I'_{\text{доп}}$ більше від $I_{\text{макс}}$, умова виконується.

Перевірка на термічну стійкість.

Мінімальний термічно стійкий переріз шин:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{193,24}}{90} = 154,5 \text{ мм}^2$$

де B_k — інтеграл Джоуля розрахований раніше табл.2.3.2 (193,24), $C = 90$.

Таблиця 2.9.5 – Коефіцієнт C для шин та кабелів.

Провідник	C
Шини:	
з міді	170
з алюмінію	90
зі сталі, не з'єднані безпосередньо з апаратом	65
зі сталі, з'єднані безпосередньо з апаратом	60
Кабель до 10 кВ із паперовою ізоляцією і жилами:	
з міді	160
з алюмінію	90

Оскільки $154,5 \text{ мм}^2 < 2 \times 1785 \text{ мм}^2$, термічна стійкість шин забезпечується.

Частота власних коливань шинної конструкції:

$$f_0 = \frac{173,2}{l} \cdot \sqrt{\frac{J}{2 \cdot 17,85}} = \frac{173,2}{1,5} \cdot \sqrt{\frac{1260}{2 \cdot 17,85}} = 685,97 \text{ Гц}$$

Отже, так як $685,97 \geq 200$ умова виконується, резонанс виключено.

					БР 3.6.141. 197 ПЗ	Арк.
						70
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Момент опору перерізу для двох зрощених шин $W_{y_0-y_0}=167 \text{ см}^3$, ударний струм $i_{уд} = 90,59 \text{ кА}$ (табл. 2.3.2). Відстань a приймається відповідно до типових конструкцій РП 6-10 кВ см, $a = 0,5 \text{ м}$.

Тоді:

$$\sigma_{\phi} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l^2 \cdot 10^{-2}}{W_{\phi} \cdot a} = \sqrt{3} \cdot \frac{90,59^2 \cdot 1,5^2 \cdot 10^{-2}}{167 \cdot 0,5} = 3,83 \text{ Мпа}$$

Сила взаємодії між швелерами:

$$f_{\Pi} = 0,5 \cdot \frac{i_{уд}^2}{h} \cdot 10^{-1} = 2051 \text{ Н/м}$$

де $h = 0,2 \text{ м}$ у відповідності з даними наведеними в таблиці 2.8.4, ударний струм $i_{уд} = 90,59 \text{ кА}$, таблиця 2.3.2.

Максимальна відстань між місцями зварювання швелерів:

$$l_{\Pi \text{ макс}} = \sqrt{\frac{12 \cdot (\sigma_{\text{доп}} - \sigma_{\phi}) \cdot 2 \cdot W_{\Pi}}{f_{\Pi}}} = \sqrt{\frac{12 \cdot (82,3 - 3,83) \cdot 2 \cdot 14,7}{2051}} = 3,67 \text{ м}$$

Умова $\sigma_{\phi} \leq \sigma_{\text{доп}}$ виконується, $\sigma_{\text{доп}} = 82,3 \text{ Мпа}$, перевірку завершено.

Отже, залишаємо шини коробчастого перерізу, алюмінієві $2 \times 150 \times 65 \times 7$, так як попередні умови їх параметри задовільняють.

					БР 3.6.141. 197 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		71

2.10. Розроблення схеми прохідної підстанції напругою 220/10 кВ.

При виборі схеми найбільшу увагу слід звертати на номінал напруги підстанції. В даному випадку маємо силовий трансформатор ТРДЦН63000/220/10. Отже напруга ВН 220кВ, а НН 10кВ. З підручника Орлович [6] найбільше підходить схема № 110-5Н; 220-5Н. "Місток з вимикачами в ланцюгах ліній і ремонтною перемичкою з боку ліній" рис. 2.10.1.

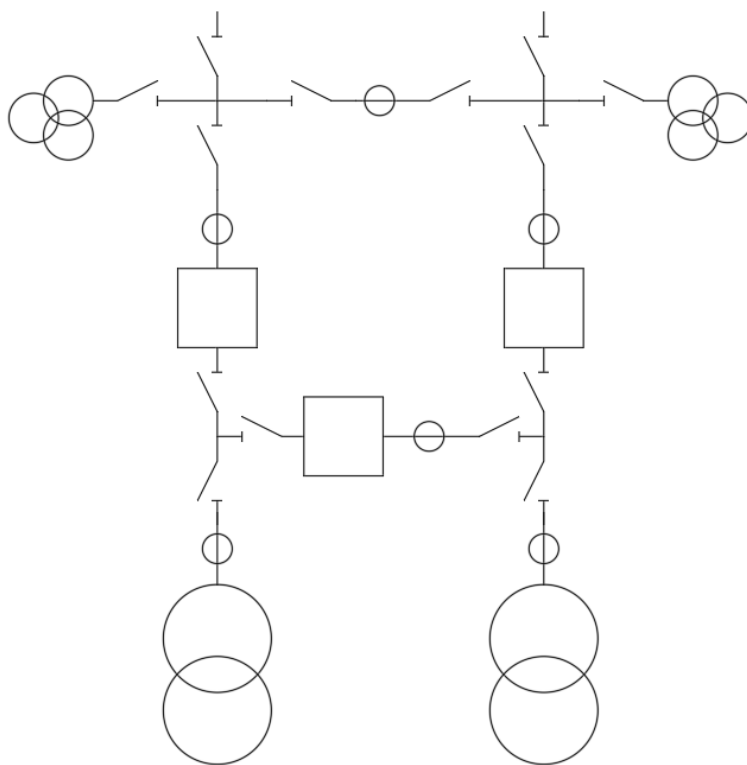


Рисунок 2.10.1 — Схема "Місток з вимикачами в ланцюгах ліній і ремонтною перемичкою з боку ліній"

Даний тип схеми має дві лінії що підходять та два силових трансформаторів (2Л + 2Т). Ця схема унікальна тим, що має секційний вимикач на стороні ВН, з більшості запропонованих схем в підручнику. В такому разі, у випадку несправностей, пошкодження повітряних ліній або ремонті одного з силових трансформаторів наша система буде працювати та підтримувати подачу електроенергії споживачу за допомогою лише одного силового трансформатора. Особливо це дуже важливо в нашому випадку коли споживач має другу категорію з надійності. Інші вимикачі також будуть забезпечувати нормальний режим роботи у виході з ладу певної частини підстанції.

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР 3.6.141. 197 ПЗ

Арк.

72

Таблиця 2.10.1 – Електричне обладнання підстанції.

Позначення	Найменування	Кількість	Примітка
W1—W2	Ввідні лінії напруга 220кВ	2	
W3—W12	Лінії, що відходять напруга 10кВ	10	
T1—T2	Силові трансформатори двохобмоткові з розщепленою обмоткою ТРДЦН 63000/220	2	
FV1—FV6	Розрядник вентильний РВС—220МУ1	6	
FV7—FV10	Розрядник вентильний РВО—10У1	4	
FU1—FU4	Плавкий запобіжник ПКТ—10	4	
QS1—QS12	Роз'єднувач 2SDA 245	12	
QSG1—QSG19	Заземлювач однополюсний	19	
Q1—Q3	Вимикач на стороні 220кВ ЯЭ-220Л-11(21)У4	3	
Q4—Q5	Вимикач на стороні 10кВ ВАН-10-50-50-27	2	
Q6—Q15	Лінійні вимикачі 10кВ ВАН-10-50-12-27	10	
Q16	Секційний вимикач 3АНЗ-117-7	1	
T1—T2	Силовий трансформатор ТРДЦН63000/220/10	2	
TA1—TA4	Трансформатор струму на стороні 220кВ ТФ3М220-У1	4	
TA5—TA6	Трансформатор струму на стороні 10кВ ТШВ-15	2	
TA7—TA17	Трансформатор струму в колі ліній що відходять ТПОЛ10-У3	10	
TA18	Трансформатор струму в колі секційного вимикача ТШВ-15	1	
TV1—TV2	Трансформатор напруги на стороні 220кВ НКФ-220-58	2	
TV3—TV4	Трансформатор напруги на стороні 10кВ НОЛ.08-10У2	2	
T3—T4	Трансформатор власних потреб ТМ-250/10/0,4	2	

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР 3.6.141. 197 ПЗ

Арк.

73

РОЗДІЛ 3

РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТРАНСФОРМАТОРА

Релейний захист трансформаторів є дуже важливою складовою системою електропостачання, який забезпечує захист трансформаторів від пошкоджень в разі аварійного режиму роботи. Основним пристроєм в релейному захисті є реле. Мета якого виявити несправність у роботі трансформатора та подати команду на відключення його від електричного кола. Основне завдання релейного захисту полягає в ізоляції силових трансформаторів в разі виникнення небезпечних ситуацій, що можуть призвести до переривання електропостачання, зниження якості електроенергії або навіть до пошкодження обладнання та загрози для життя людей. В ході виконання даного етапу буде розроблено повздовжній диференціальний захист на всіх виводах з трансформатора.

3.1. Вихідні дані для розрахунку.

Таблиця 3.1. — Параметри трансформатора ТРДЦН63000/220.

Тип	Sном, МВА	Каталожні дані					
		Уном обмоток, кВ		Uк, %	ΔРк, кВт	ΔРх, кВт	Iх, %
		ВН	НН				
ТРДЦН- 63000/220	63	230	11/11; 6,6/6,6	12	300	82	0,8

Продовження таблиці 3.1.

Тип	Розрахункові дані			Схема і група з'єднання обмоток	Межі регулю- вання РПН
	Rт, Ом	Xт, Ом	ΔQх, кВАр		
ТРДЦН- 63000/220	3,9	100,7	504	Ун/Д/Д-11	±8×1,5%

Мінімальне та максимальне значення опору системи приймемо відповідно:

$$X_{C.MAKC} = 10 \text{ Ом}, \quad X_{C.MIH} = 22 \text{ Ом}.$$

					БР 3.6.141. 197 ПЗ	Арк. 74
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3.1. Розрахунок струмів короткого замикання.

Струми КЗ необхідно розрахувати для максимального та мінімального режимів системи.

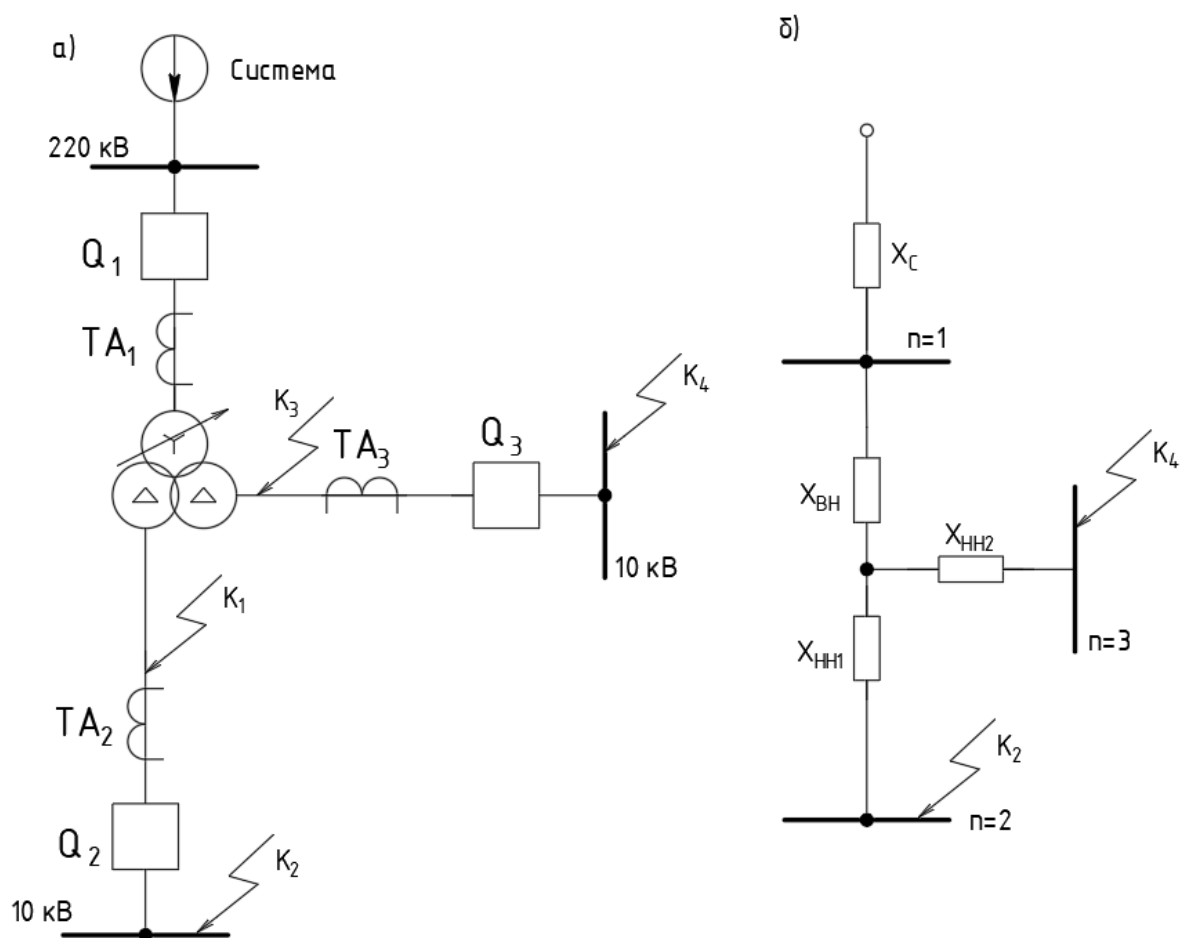


Рисунок 3.1— а) схема включення двообмоткового трансформатора з розщепленою обмоткою, б) схема заміщення.

Відповідно до схеми заміщення рис.3.1. б) визначаємо опори трансформатора:

$$X_T = \frac{U_{кз}}{100} \frac{U_{ср.ном}^2}{S_H} = \frac{12}{100} \frac{230^2}{63} = 100,762 \text{ Ом};$$

$$X_{ВН} = 0,125 \cdot X_T = 0,125 \cdot 100,762 = 12,595 \text{ Ом};$$

$$X_{НН1} = 1,75 \cdot X_T = 1,75 \cdot 100,762 = 176,333 \text{ Ом};$$

$$X_{НН2} = 1,75 \cdot X_T = 1,75 \cdot 100,762 = 176,333 \text{ Ом}.$$

Силовий трансформатор ТРДЦН 63000/220 згідно зі схемою 3.1 має встановлений РПН на стороні ВН. Відповідно в такому випадку, необхідно врахувати зміну опору при регулюванні РПН трансформатора.

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Для цього використаємо наступні формули:

$$X_{Т.МІН} = X_{Т.НОМ}(1 - \Delta U)^2;$$

$$X_{Т.МАКС} = X_{Т.НОМ}(1 + \Delta U)^2;$$

$$\text{де } \Delta U = \frac{8 \cdot 1,5}{100} = 0,12 (\pm 8 \cdot 1,5\% - \text{межі регулювання})$$

тоді:

$$X_{ВН.МІН} = 12,595 \cdot (1 - 0,12)^2 = 9,764 \text{ Ом};$$

$$X_{ВН.МАКС} = 12,595 \cdot (1 + 0,12)^2 = 15,799 \text{ Ом};$$

$$X_{НН.МІН} = 176,333 \cdot (1 - 0,12)^2 = 136,533 \text{ Ом};$$

$$X_{НН.МАКС} = 176,333 \cdot (1 + 0,12)^2 = 221,193 \text{ Ом}.$$

Тепер, коли є всі необхідні дані, розрахуємо струми КЗ, які приведені до напруги 220кВ. При цьому, струм КЗ на шинах низької напруги рівні між собою, тобто $K_2 = K_4$ (рис. 3.1).

$$\begin{aligned} I_{К.МАКС}^{(3)} &= \frac{U_{С.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot (X_{С.МАКС} + X_{ВН.МІН} + X_{НН.МІН})} = \\ &= \frac{230}{\sqrt{3} \cdot (10 + 9,764 + 136,533)} = 0,85 \text{ кА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{К.МІН}^{(2)} &= \frac{U_{С.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot (X_{С.МІН} + X_{ВН.МАКС} + X_{НН.МАКС})} = \\ &= \frac{230}{\sqrt{3} \cdot (22 + 15,799 + 221,193)} = 0,444 \text{ кА}. \end{aligned}$$

3.2. Розрахунок поздовжнього диференційного струмового захисту та вибір реле.

3.3.1. Попередній розрахунок диференційного захисту реле.

- Проводимо розрахунок середніх значень первинних і вторинних номінальних струмів для всіх плечей диференційного захисту (за номінальною потужністю найпотужнішої обмотки трансформатора). При цьому враховуємо з'єднання обмоток трансформаторів струму, номінальну напругу, коефіцієнт схеми та потужність. Силовий трансформатор з'єднаний за схемою «зірка-трикутник-трикутник», отже, щоб компенсувати зсув по фазі, з'єднання обмоток трансформаторів струму обираємо протилежно з'єднанню обмоток

										Арк.
										76
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

силового трансформатора, тобто: «трикутник-зірка-зірка». Результати розрахунків заносимо до таблиці 3.2.

Таблиця 3.2— Результат розрахунку первинних та вторинних струмів сторін трансформатора.

Параметр	Розрахункова формула	Чисельне значення для сторін		
		230 кВ	11 кВ	11 кВ
Первинний номінальний струм трансформатора, А	$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}$	$\frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 158,144$	$\frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 3307$	$\frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 3307$
Схема з'єднання обмоток трансформаторів струму		Δ	Y	Y
Коефіцієнт трансформації трансформаторів струму	k_{TA}	300/5	4000/5	4000/5
Коефіцієнт схеми	$k_{cx}^{(3)}$	$\sqrt{3}$	1	1
Вторинний струм у плечі захисту, А	$I_{2\text{НОМ}} = \frac{I_{\text{НОМ}} \cdot k_{cx}^{(3)}}{k_{TA}}$	$\frac{158,144 \cdot \sqrt{3}}{300/5} = 4,565$	$\frac{3307 \cdot 1}{4000/5} = 4,13$	$\frac{3307 \cdot 1}{4000/5} = 4,13$

- Визначаємо струм спрацювання захисту:

а) відстроювання від кидка струму намагнічування:

$$I_{\text{С.З.}} = k_{\text{від}} \cdot I_{\text{НОМ}} = 1,3 \cdot 158,144 = 205,587 \text{ А};$$

б) відстроювання від струму небалансу :

$$I_{\text{С.З.}} = k_{\text{від}} (k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_I) = 1,3(1,0 \cdot 0,1 + 0,12) \cdot 850 = 243,1 \text{ А.}$$

З двох розрахованих виразів приймаємо найбільший результат $I_{\text{С.З.}} = 243,1 \text{ А.}$

- Проводимо перевірку чутливості за первинним струмом під час двофазного КЗ на стороні НН точка К2 (рис.3.1):

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К.МІН(К2)}^{(2)}}}{I_{\text{С.З.}}} = \frac{444}{243,1} = 1,827.$$

$k_{\text{ч}} < 2$, отже реле типу РНТ не забезпечує чутливості, тому обираємо реле типу ДЗТ—11, та проводимо подальші розрахунки.

									Арк.
									77
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

• Для даного реле, струм спрацювання захисту розраховується за наступними формулами:

а) відстроювання від кидка струму намагнічування:

$$I_{C.3.} = k_{\text{від}} \cdot I_{\text{НОМ}} = 1,5 \cdot 158,144 = 237,216 \text{ А};$$

б) відстроювання від струму небалансу :

$$I_{C.3.} = k_{\text{від}}(k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_I) = 1,5(1,0 \cdot 0,1 + 0,12) \cdot 850 = 280,5 \text{ А.}$$

З цих двох значень аналогічно до попередніх розрахунків приймаємо більше значення $I_{C.3.} = 280,5 \text{ А}$.

Для реле ДЗТ—11 уставку гальмівної обмотки обираємо з боку низької напруги. Таким чином, відстроювання від струму небалансу буде забезпечуватися за рахунок гальмування.

• Тепер, проводимо розрахунок чутливості захисту, використовуючи нове значення $I_{C.3.}$:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К.МІН}}^{(2)}}{I_{C.3.}} = \frac{444}{280,5} = 1,583.$$

Отримане значення менше норми, але з урахуванням номінального коефіцієнта трансформації трансформатора струму:

$$I_{\text{К.МІН}}^{(2)} = \frac{230}{2(22 + 12,595 + 176,333)} = 0,545 \text{ кА.}$$

Таким чином, коефіцієнт чутливості забезпечується:

$$k_{\text{ч}} = \frac{545}{280,5} \approx 2$$

Значення коефіцієнта приблизно дорівнює нормі. З урахуванням того, що на виводах низької напруги трансформаторів менше 80МВА коефіцієнт чутливості може набувати значення 1,5, то в нашому випадку, встановлення захисту за допомогою реле ДЗТ—11 цілком доступне.

3.3. Вибір уставок для реле ДЗТ—11.

Відповідно до результатів які наведені в таблиці 3.2, найбільший вторинний номінальний струм знаходиться на стороні ВН, отже для подальших розрахунків приймаємо за основну сторону високої напруги.

					БР 3.6.141. 197 ПЗ	Арк.
						78
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- Знайдемо струм спрацювання реле для основної сторони:

$$I_{CP.OCH} = \frac{I_{C.3} \cdot k_{CX.BH} \cdot \frac{U_{CP.HOM}}{U_{HOMN}}}{k_{TAn}} = \frac{280,5 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{230}{230}}{300/5} = 8,097 \text{ A.}$$

- Визначимо число витків робочої обмотки для основної сторони:

$$w_{OCH.POB} = \frac{F_{CP}}{I_{C.P.OCH}} = \frac{100}{8,097} = 12,35 \text{ витків.}$$

Отже, приймаємо $w_{OCH.POB} = 12$ витків, що відповідає фактичному струму спрацювання реле:

$$I_{C.P.OCH} = \frac{100}{12} = 8,333 \text{ A.}$$

- Також, розрахуємо кількість витків для не основної сторони:

$$w_{POZR.BH} = w_{OCH.POB} \cdot \frac{I_{2BH.HOM}}{I_{2HH.HOM}},$$

$$\text{де } I_{2BH.HOM} = \frac{I_{HOM} \cdot k_{CX}^{(3)}}{k_{TA}} = \frac{158,144 \cdot \sqrt{3}}{300/5} = 4,565 \text{ A,}$$

$$I_{2HH.HOM} = \frac{I_{HOM} \cdot k_{CX}^{(3)}}{k_{TA}} = \frac{3307 \cdot 1}{4000/5} = 4,133 \text{ A,}$$

тоді:

$$w_{POZR.BH} = 12 \frac{4,565}{4,133} = 13,254 \approx 13 \text{ витків.}$$

- Враховуючи похибку вирівнювання знайдемо значення уточненого струму спрацювання захисту:

$$I_{C.3} = k_{\text{від}} (k_{\text{одн}} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta w_I) I_{K.MAKC}^{(3)} =$$

$$= 1,5(1,0 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,019) \cdot 850 = 304,725 \text{ A;}$$

$$\text{де } \Delta w_I = \frac{\Delta w_{I_{POZR}} - w_I}{\Delta w_{I_{POZR}}} = \frac{13,254 - 13}{13,254} = 0,019.$$

Отже, уточнений розрахунковий струм становитиме:

$$I_{CP.OCH} = \frac{I_{C.3} \cdot k_{CX}}{k_{TA(III)}} = \frac{304,725 \cdot 1,732}{300/5} = 8,796 \text{ (A).}$$

З отриманого результату бачимо, що уточнений розрахунковий струм більше фактичного : $8,796 > 8,333$.

					БР 3.6.141. 197 ПЗ	Арк.
						79
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

В такому випадку треба продовжити вибір кількості витків щоб умова $I_{\text{ср.осн}} \leq I_{\text{с.р.осн}}$ виконувалась. Для цього необхідно зменшити кількість витків для основної сторони на один виток та провести знову розрахунки за аналогічними формулами. Перерахунок продовжується до того часу, поки значення фактичного струму не буде більшим від уточненого.

Зменшуємо кількість витків основної сторони на один виток та проводимо перерахунок:

- приймаємо $w_{\text{осн.роб}} = 11$ витків, що відповідає фактичному струму спрацювання реле:

$$I_{\text{с.р.осн}} = \frac{100}{11} = 9,091 \text{ А.}$$

- кількість витків для не основної сторони:

$$w_{\text{розр.н}} = 11 \frac{4,565}{4,133} = 12,149 \approx 12 \text{ витків.}$$

- тоді значення уточненого струму спрацювання захисту:

$$I_{\text{с.з.}} = k_{\text{від}}(k_{\text{одн}}\varepsilon + \Delta U_I + \Delta w_I)I_{\text{к.макс}}^{(3)} =$$

$$= 1,5(1,0 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,012) \cdot 850 = 295,8 \text{ А;}$$

$$\text{де } \Delta w_I = \frac{\Delta w_{I_{\text{розр}}} - w_I}{\Delta w_{I_{\text{розр}}}} = \frac{12,149 - 12}{12,149} = 0,012.$$

Уточнений розрахунковий струм становитиме:

$$I_{\text{ср.осн}} = \frac{I_{\text{с.з.}} \cdot k_{\text{сх}}}{k_{\text{ТА(III)}}} = \frac{295,8 \cdot 1,732}{300/5} = 8,539 \text{ (А).}$$

Після зміни числа витків на основній стороні до 11 витків, умова виконується:

$$I_{\text{ср.осн}} \leq I_{\text{с.р.осн}}$$

$$8,539 < 9,091$$

Отже, на цьому вибір числа витків для основної та не основної сторін завершено.

- Проводимо розрахунок числа витків на гальмівній обмотці за формулою:

$$w_{\text{гальм}} = \frac{k_{\text{від}} \cdot I_{\text{нб.розр}} \cdot w_{\text{роб}}}{I_{\text{к.макс}}^{(3)} \cdot \text{tg}\alpha} = \frac{1,5 \cdot 295,8 \cdot 12,149}{850 \cdot 0,75} = 8,46 \text{ витків.}$$

					БР 3.6.141. 197 ПЗ	Арк. 80
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Приймаємо 9 витків для гальмівної обмотки $w_{\text{гальм}} = 9$.

До встановлення на реле приймаються такі витки:

$$w_{\text{осн.роб}} = 11; w_{\text{не.осн}} = 12; w_{\text{гальм}} = 9.$$

На цьому остаточний вибір числа витків для реле завершено.

- Визначимо чутливість захисту за первинними струмами при мінімальних та максимальних значеннях:

$$k_{\text{ч.мін}} = \frac{444}{295,8} = 1,501, \quad k_{\text{ч.макс}} = \frac{545}{295,8} = 1,843.$$

де 295,8 А – фактичний струм спрацювання при $I_{\text{с.р.осн}} = 9,091\text{А}$.

При нормальному та мініальному регулюванні коефіцієнт чутливості відповідає нормі, в такому разі, захист трансформатора за допомогою реле ДЗТ—11 може бути встановленим. Схему підключення реле ДЗТ—11 наведено на рисунку 3.2.

3.4. Розрахунок максимального струмового захисту з комбінованим пуском за напругою.

Для двообмоткових трансформаторів захист встановлюється на стороні живлення (ВН) і виконується в дворелейному виконанні зі з'єднанням ТС в трикутник для підвищення чутливості. Спочатку розраховується МСЗ без пуску по напрузі, а якщо чутливість недостатня, то застосовують пуск по напрузі за допомогою двох блокуючих реле напруги, включених відповідно на міжфазову напругу і напругу зворотної послідовності. Якщо на стороні нижчої напруги (НН) є здвоєний реактор або обмотка НН розщеплена (і має струмообмежуючі реактори), то в колі кожного відгалуження встановлюється окрема МСЗ, як правило, з пуском по напрузі. Захист діє з двома витягами часу: з першою витримкою відключається вимикач відгалуження НН, з другою — всі вимикачі об'єкта. [7]

Розраховуємо струм спрацювання МСЗ без пуску за напругою:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{k_3}{k_{\text{пов}}} k_c I_{\text{нав.макс}} = \frac{1,2}{0,8} \cdot 2,5 \cdot 158,144 = 594,039 \text{ А}.$$

					БР 3.6.141. 197 ПЗ	Арк.
						81
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

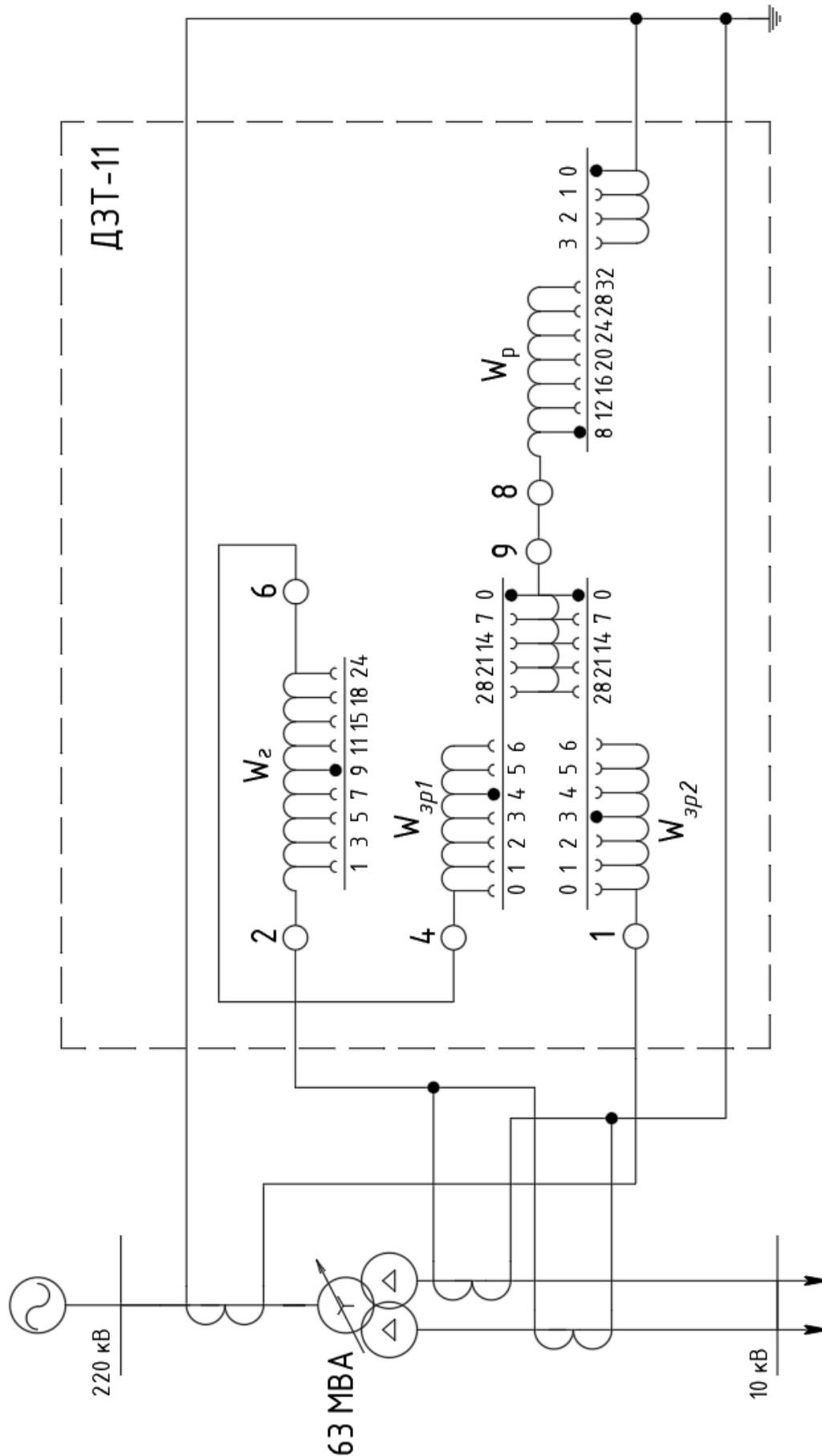


Рисунок 3.2 — Схема підключення захисту реле ДЗТ—11 до трансформатора з розщепленою обмоткою.

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР 3.6.141. 197 ПЗ

Арк.

82

- Перевіряємо чутливість захисту на шинах НН у мінімальному режимі:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мін}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}} = \frac{444}{593,039} = 0,749$$

Чутливість МСЗ без пуску за напругою є недостатньою, тому необхідно застосувати блокування за напругою зі сторони НН трансформатора.

Тоді струм спрацювання дорівнює:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{k_3}{k_{\text{пов}}} I_{\text{нав.макс}} = \frac{1,2}{0,8} \cdot 158,144 = 237,216 \text{ А.}$$

Чутливість захисту:

$$k_{\text{ч}} = \frac{444}{237,216} = 1,872.$$

Визначимо напругу спрацювання органу блокування:

а) при симетричних КЗ:

$$U_{\text{с.з.}} \leq \frac{U_{\text{с.мін.}}}{k_{\text{в}}} = \frac{0,7 \cdot 230}{1,2} = 134,167 \text{ кВ.}$$

б) при не симетричних КЗ:

$$U_{2\text{с.з.}} = 0,06 U_{\text{ном}} = 0,06 \cdot 230 = 13,8 \text{ кВ.}$$

Перевіримо чутливість блокувальних органів куди під'єднано блокувальні реле:

$$U_{\text{к.зах}}^{(3)} = 0,$$

$$U_{2\text{к.зах}} = \frac{U_{\phi}}{2} = \frac{230}{2 \cdot \sqrt{3}} = 66,47 \text{ кВ.}$$

тоді :

$$k_{\text{ч}U} = \frac{U_{\text{с.з.}}}{U_{\text{к.макс}}} = \frac{134,2}{0} > 1,5;$$

$$k_{\text{ч}U} = \frac{U_{2\text{к.защ}}}{U_{2\text{с.з.}}} = \frac{66,47}{13,8} = 4,82 > 1,5.$$

Так як значення більші від норми, диференційні захисти на цих сторонах можна не встановлювати. Визначимо за наступною формулою струм спрацювання захисту від симетричного перевантаження, що діє на сигнал:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{k_3}{k_{\text{пов}}} I_{\text{т.ном}} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 158,144 = 207,564 \text{ А.}$$

Витримки часу МСЗ узгоджуються з витримками часу захистів ліній на сторонах НН.

					БР 3.6.141. 197 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		83

РОЗДІЛ 4

РОЗРАХУНОК БЛИСКАВКОЗАХИСТУ ВРП

Удар блискавки має небезпечні наслідки для будь-якої споруди. В разі влучання блискавки в лінію електропередачі без захисних систем, велика напруга яка буде проходити по електричним частинам мережі виведе з ладу все обладнання яке зустрине на своєму шляху. Як наслідок, влучання блискавки може також спричинити пожежу, вибух та інші руйнування. Щоб уникнути прямого влучання блискавки, для побудови житлових будинків, ліній електропередач, підстанцій та інших споруд які можуть притягувати блискавку розглядають питання блискавкозахисту об'єкта.

При цьому враховують різні чинники.

Основні з них включають:

- Кліматичні умови місцевості, такі як інтенсивність блискавок, частота грозових бурь та інші метеорологічні фактори які впливають на необхідний рівень захисту.
- Параметри будівлі: розмір, форма, матеріали, конструкція. Наприклад, високі споруди, такі як хмарочоси, вимагають більш серйозних захисних систем.
- Призначення об'єкта. Наприклад якщо це медичний заклад, то рівень блискавкозахисту має бути більш надійнішим. При попаданні блискавки в мережу даної будівлі обладнання вийде з ладу, а це може бути критичним для життя пацієнтів лікарні. Також це стосується й високовольтних підстанцій.
- Вимоги безпеки. Безпека людей, які перебувають в будівлі, є пріоритетом. При проектуванні системи блискавкозахисту необхідно враховувати заходи безпеки, такі як ефективне заземлення, відведення струму від будівлі та мінімізація ризику пожежі.

					БР 3.6.141. 197 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		84

- Електронне обладнання. Коли в будівлі є чутливе до перенапруги електронне обладнання наприклад: комп'ютери, медичне обладнання або важливі електричні системи, потрібно врахувати заходи для їх захисту від пошкоджень, що можуть виникнути внаслідок блискавки.
- Законодавчі вимоги та стандарти: країни та регіони мають свої вимоги щодо блискавкозахисту.

В ролі захисту обладнання підстанції, лінії електропередачі можуть використовуватись різні методи для забезпечення захисту електричної мережі. Для захисту силових трансформаторів, на вході та виході встановлюють ОПН або розрядники. Такі пристрої мають велику провідність при певному рівні напруги, тому коли напруга досягає цього рівня, розрядник активується. При цьому він відкривається і стає низькоомним шляхом для струму. Таким чином, струм потече через розрядник або ОПН в землю. При цьому обладнання не помтраждає.

Попередній метод допомагає зберегти обладнання коли блискавка влучила безпосередньо по електричним частинам енергосистеми. Для того, щоб не допустити ударів блискавки по проводам та іншим об'єктам мережі використовують блискавковідводи. Серед основних типів блискавковідводів розрізняють: одиничні, подвійні — стрижневі та тросові. За потреби на підстанції можуть встановлюватись будь-які блискавковідводи, для забезпечення найбільшого захисту. В даному етапі проектування підстанції, проведемо розрахунок саме зони захисту подвійного тросового блискавковідводу. При розрахунках використовуємо формули та інші дані які наведено в нормативному документі ДСТУ Б В.2.5-38:2008 (IEC 62305:2006, NEQ) [8].

					БР 3.6.141. 197 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		85

4.1. Вихідні дані для розрахунку.

Вихідні дані для розрахунків зони захисту наведено в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1—Параметри блискавковідводів та ВРП.

A,м	B,м	L ₁ ,м	h ₁₋₂ ,м	h ₃₋₄ ,м	h _x ,м
50	40	34	13	15	6

Згідно вихідних даних, висота тросових блискавковідводів не перевищує 30м, отже для розрахунку обираємо з таблиці 4.2 надійність зони захисту від уражень блискавки P₃=0,999.

Таблиця 4.2— Розрахунок параметрів зони захисту подвійного тросового блискавковідводу.

Надійність захисту P ₃	Висота блискавко-відводу h, м	L _{max} , м	L _c , м
0,9	від 0 до 150	6,0h	3,0h
0,99	від 0 до 30	5,0h	2,5h
	від 30 до 100	5,0h	$[2,5 - 7,14 \cdot 10^{-3}(h - 30)] h$
	від 100 до 150	$[5,0 - 5 \cdot 10^{-3}(h - 100)] h$	$[2,0 - 5 \cdot 10^{-3}(h - 100)] h$
0,999	від 0 до 30	4,75h	2,25h
	від 30 до 100	$[4,75 - 3,57 \cdot 10^{-3}(h - 30)] h$	$[2,25 - 3,57 \cdot 10^{-3}(h - 30)] h$
	від 100 до 150	$[4,5 - 5 \cdot 10^{-3}(h - 100)] h$	$[2,0 - 5 \cdot 10^{-3}(h - 100)] h$

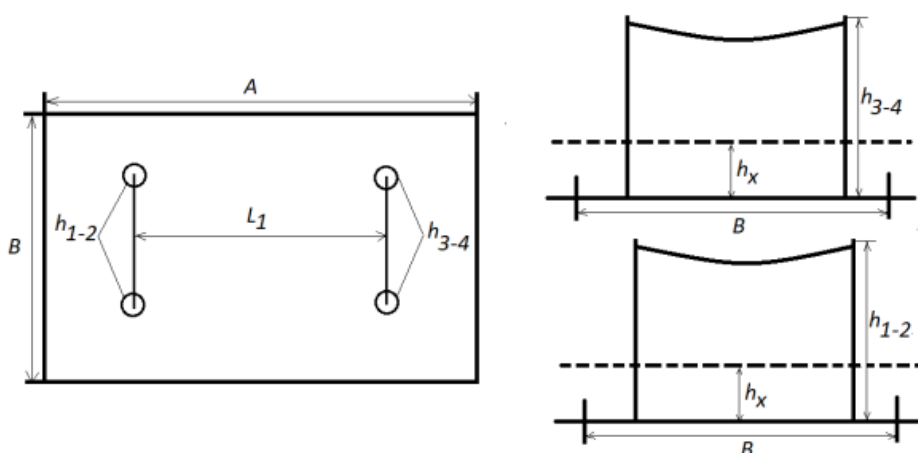


Рисунок 4.1—Загальний вигляд блискавкозахисту виконаного подвійним тросовим блискавковідводом.

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

4.2. Розрахунок параметрів зони захисту подвійного тросового блискавковідводу.

Визначимо висоту конусу h_0 і радіус конусу r_0 необхідної надійності одиночного тросового блискавковідводу 1-2:

$$h_{01-2} = 0,75h_{1-2} = 0,75 \cdot 13 = 9,75 \text{ м};$$

$$r_{01-2} = 0,7h_{1-2} = 0,7 \cdot 13 = 9,1 \text{ м}.$$

Визначимо напівширину r_x зони захисту необхідної надійності одиночного тросового блискавковідводу 1-2 на висоті h_x :

$$r_{x1-2} = \frac{r_{01-2}(h_{01-2} - h_x)}{h_{01-2}} = \frac{9,1 \cdot (9,75 - 6)}{9,75} = 3,5 \text{ м}$$

Визначимо висоту конусу h_0 і радіус конусу r_0 необхідної надійності одиночного тросового блискавковідводу 3-4:

$$h_{03-4} = 0,75h_{3-4} = 0,75 \cdot 15 = 11,25 \text{ м};$$

$$r_{03-4} = 0,7h_{3-4} = 0,7 \cdot 15 = 10,5 \text{ м}.$$

Визначимо напівширину r_x зони захисту необхідної надійності одиночного тросового блискавковідводу 3-4 на висоті h_x :

$$r_{x3-4} = \frac{r_{03-4}(h_{03-4} - h_x)}{h_{03-4}} = \frac{10,5 \cdot (11,25 - 6)}{11,25} = 4,9 \text{ м}$$

Блискавковідвід вважається подвійним, коли відстань між тросами L не перевищує граничної величини L_{\max} . У супротивному випадку обидва блискавковідводи розглядаються як одиночні.

Визначимо за необхідної надійності граничну величини L_{\max} , і L_c тросового блискавковідводу 1-2.

$$L_{\max 1-2} = 4,75 \cdot h_{12} = 4,75 \cdot 13 = 61,75 \text{ м}$$

тобто $L_1 < L_{\max 1-2}$ умова виконується.

$$L_{c1-2} = 2,25 \cdot h_{12} = 2,25 \cdot 13 = 29,25 \text{ м}$$

тобто $L_{c1-2} < L_1 < L_{\max 1-2}$, за такої умови необхідно визначити мінімальну висоту по середині між тросами h_c :

$$h_{c1-2} = \frac{L_{\max 1-2} - L_1}{L_{\max 1-2} - L_{c1-2}} \cdot h_{01-2} = \frac{61,75 - 34}{61,75 - 29,25} \cdot 9,75 = 8,325 \text{ м}$$

					БР 3.6.141. 197 ПЗ	Арк.
						87
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Визначимо за необхідної надійності граничну величини L_{\max} , і L_c тросового блискавковідводу 3-4.

$$L_{\max 3-4} = 4,75 \cdot h_{34} = 4,75 \cdot 15 = 71,25 \text{ м}$$

тобто $L_1 < L_{\max 3-4}$ умова виконується.

$$L_{c3-4} = 2,25 \cdot h_{34} = 2,25 \cdot 15 = 33,75 \text{ м}$$

тобто $L_{c3-4} < L_1 < L_{\max 3-4}$, за такої умови необхідно визначити мінімальну висоту по середині між тросами h_c :

$$h_{c3-4} = \frac{L_{\max 3-4} - L_1}{L_{\max 3-4} - L_{c3-4}} \cdot h_{03-4} = \frac{71,25 - 34}{71,25 - 33,75} \cdot 11,25 = 11,175 \text{ м}$$

Довжина горизонтального перерізу зони захисту l_x на висоті h_x визначається:

1) при $0 < h_c < h_x$ за формулою:

$$l_x = \frac{L(h_0 - h_x)}{2(h_0 - h_c)}$$

2) При $h_c \geq h_x$ за формулою:

$$l_x = \frac{L}{2}$$

В нашому випадку, виконується умова $h_c \geq h_x$ для обох випадків мінімальної висоти по середині між тросами, отже:

$$l_x = \frac{L}{2} = \frac{34}{2} = 17 \text{ м}$$

Зони захисту подвійного тросового блискавковідводу зображено на рис.4.2. З отриманих розрахунків та побудови зони захисту бачимо, що зона захисту забезпечується на всій підстанції. Якщо порівнювати захист виконаний тросовими блискавковідводами з штирьовими, то перший метод забезпечить більшу зону захисту. Але попри це використання штирьового блискавковідводу на підстанції є більш поширеним, так як він простіший в установленні та дешевший. Здебільшого блискавкозахист виконаний тросовими блискавковідводами використовують на підстанціях де є шинні мости, або досить велика та довга споруда, в такому разі це буде економічно вигідніше, надійніше ніж штирьові.

					БР 3.6.141. 197 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		88

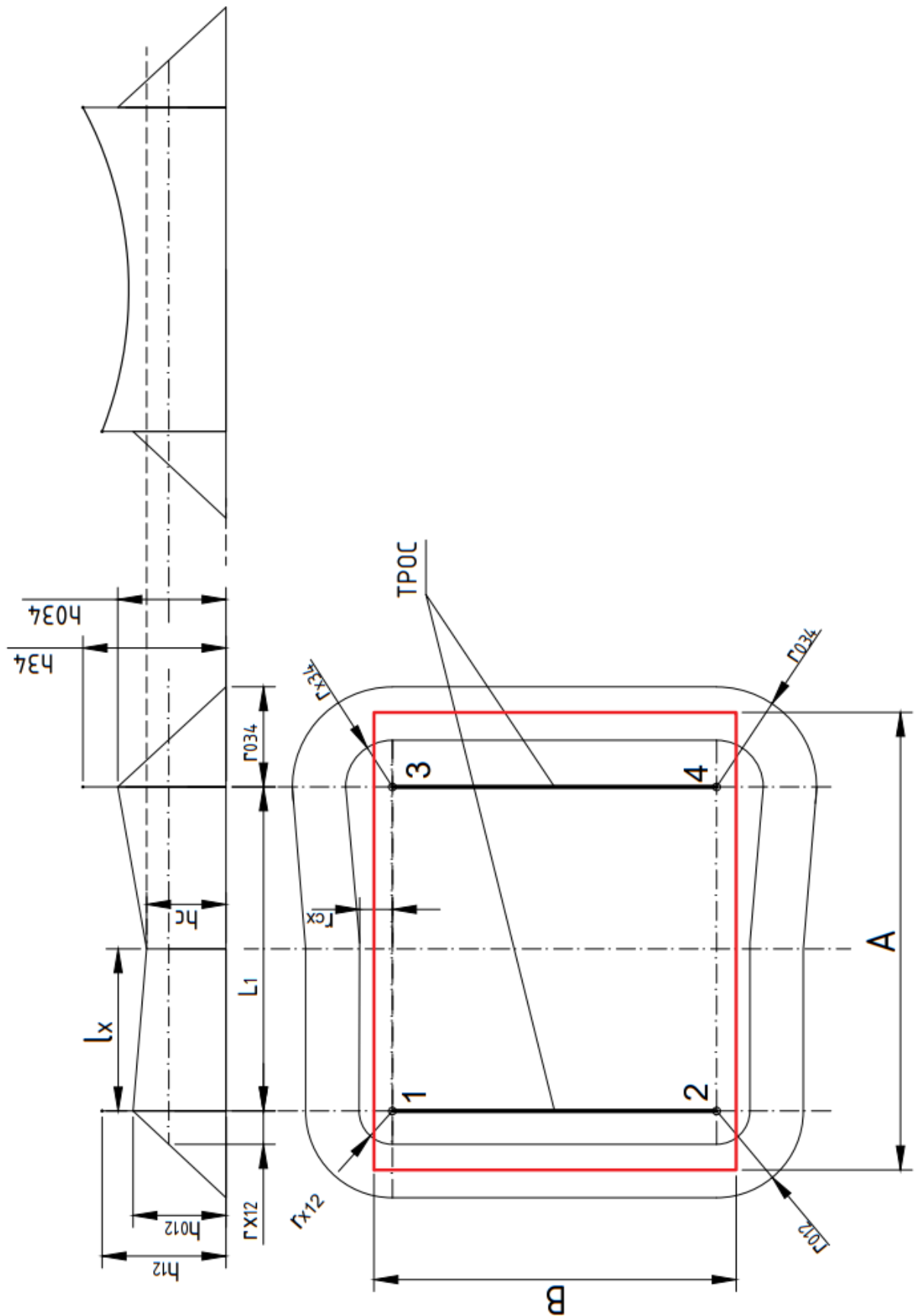


Рисунок 4.2 – Зона захисту подвійного тросового блискавковідводу.

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР 3.6.141. 197 ПЗ

Арк.

89

РОЗДІЛ 5

РОЗРАХУНОК ЗАЗЕМЛЕННЯ ПІДСТАНЦІЇ

В даному етапі роботи, розрахуємо опір заземлюючого контуру підстанції 220кВ. При цьому, контур виконаний вертикальними та електродами, що об'єднані горизонтальними полосами, які утворюють сітку з кроком 10м. В таблиці 5.1 наведемо розміри підстанції та інші дані для проведення розрахунків.

Таблиця 5.1 – вихідні дані для розрахунку.

A,м	B,м	$\rho_{\text{вим}}, \text{ Ом}\cdot\text{м}$	$n_{\text{тр}}, \text{ шт}$	$L_{\text{пр}}, \text{ м}$	$L_{\text{в}}, \text{ м}$
50	40	70	2	45	10

Довжину вертикальних електродів приймаємо $l=10$ м.

1. Проведемо перерахунок питомого опору ґрунту з урахуванням сезонного коефіцієнту:

$$\rho_{\text{роз}} = \rho_{\text{вим}} \cdot K = 1,4 \cdot 70 = 98.$$

Значення сезонного коефіцієнта приймаємо відповідно до середньої вологості ґрунту з таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 — Значення коефіцієнта сезонності.

Заземлення	Вологість ґрунту перед вимірюванням		
	Підвищена	Середня	Знижена
Робоче і захисне	5	2,7	1,9
Громозахисту	2,6	1,4	—

Перевіряємо виконання умови $\rho_{\text{роз}} < 100$, $98 < 100$.

Так як умова виконується, отже опір заземлювача повинен дорівнювати:

$$R \leq 10, R_{\text{оп}} = 10.$$

Обираємо тип тросу С-50, з таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 — Величина питомого опору тросу $r'_{\text{тр}}$ Ом.

Тип тросу	С-50	С-70	С-85
$r'_{\text{тр}}$	3,7	2,4	1,9

Розраховуємо опір системи трос-опора.

Для цього спочатку знаходимо опір троса:

$$R_{\text{тр}} = \frac{r'_{\text{тр}} \cdot l_{\text{пр}} \cdot 10^{-3}}{n_{\text{тр}}} = \frac{3,7 \cdot 45 \cdot 10^{-3}}{2} = 0,083 \text{ Ом.}$$

Опір трос-опора:

$$R_{\text{тр.оп}} = \sqrt{R_{\text{тр}} \cdot R_{\text{оп}}} = \sqrt{0,083 \cdot 10} = 0,912 \text{ Ом.}$$

Отриманий опір приймаємо як опір природнього заземлювача: $R_{\text{тр.оп}} = R_{\text{пр}}$.

Визначимо допустимий опір заземлювача з наступної формули:

$$R_3 = \frac{R_{\text{доп}} R_{\text{пр}}}{R_{\text{пр}} - R_{\text{доп}}} = \frac{0,5 \cdot 0,912}{0,912 - 0,5} = 1,106 \text{ Ом.}$$

де $R_{\text{доп}}$ —допустимий опір заземлення в мережах з заземленою нейтраллю згідно ПУЕ приймають $R_{\text{доп}} = 0,5$

Визначимо опір заземлюючого контуру за наступною формулою:

$$R_{\text{з.р.}} = \rho_{\text{роз}} \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n \cdot l} \right),$$

де L —сумарна довжина всіх горизонтальних електродів,

l, n —довжина і число вертикальних електродів,

$$\sqrt{S} = \sqrt{a \cdot b} = 44,721, n = 5 \cdot 2 + 4 \cdot 2 = 18 \text{ шт.}$$

Коефіцієнт A визначаємо за таблицею 5.4, для цього використаємо вираз:

$$\frac{l_{\text{в}}}{\sqrt{S}} = 0,224.$$

Таблиця 5.4—Значення коефіцієнта A .

$l_{\text{в}}/\sqrt{S}$	0	0,02	0,05	0,1	0,2	0,5
A	0,44	0,43	0,4	0,37	0,33	0,26

З отриманого результату бачимо, що значення 0,224 знаходиться в діапазоні від 0,2 до 0,5, отже методом лінійної інтерполяції визначимо коефіцієнт А:

$$A = 0,33 - \left(\frac{0,33 - 0,26}{0,5 - 0,2} \cdot (0,224 - 0,2) \right) = 0,324.$$

Визначимо сумарну довжину усіх горизонтальних електродів:

$$L = b \cdot 6 + a \cdot 5 = 500 \text{ м.}$$

Тоді опір ЗП буде дорівнювати:

$$R_{з.р} = \rho_{\text{вим}} \cdot \left(\frac{A}{S} + \frac{1}{L + nl} \right) = 98 \cdot \left(\frac{0,324}{44,721} + \frac{1}{500 + 18 \cdot 10} \right) = 0,855 \text{ Ом.}$$

Так як $R_{з.р} < R_з$, $0,855 < 1,106$, отже розрахований опір заземлювача відповідає допустимим вимогам, та може бути встановленим.

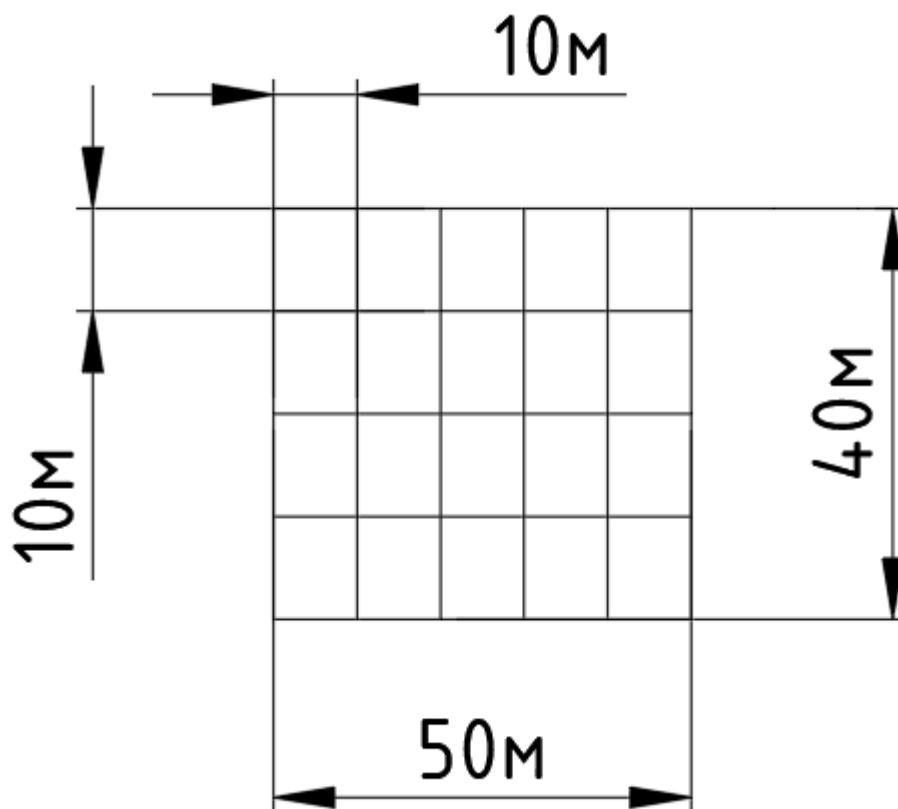


Рисунок 5.1—Заземлюючий контур.

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

ВИСНОВОК

В результаті виконання кваліфікаційної роботи бакалавра, було спроектовано мережу електропостачання та високовольтну підстанцію.

На початку роботи було обрано найкращу конфігурацію електричної мережі з урахуванням розміщення споживачів та їх категорії з надійності. Для енергомережі підібрали необхідний переріз проводу, а також силові трансформатори на основі розрахунку коефіцієнта завантаженості підстанції. Провели розрахунок перетоків потужностей. Спочатку без втрат в трансформаторі та лінії, щоб визначити приблизний номінал напруги, після цього обрали номінальну напругу та врахували втрати. В результаті чого, отримали два магістральні кола 220кВ та 10кВ. Всі підстанції даної системи мають по два встановлених силових трансформаторів для забезпечення споживачів електроенергією в разі проведення ремонтних робіт.

На другому етапі роботи було обрано високовольтне обладнання підстанції 4. Для цього попередньо провели розрахунки струмів КЗ, електродинамічної та термічної стійкості та інші параметри для вибору високовольтних комутаційних апаратів. При виборі вимикачів, намагався обирати більш сучасні: елегазові та вакуумні вимикачі, коли умови номінальних даних співпадали з розрахунковими значеннями. Маломасляні вимикачі обирав де умови не виконувалися та були необхідні більші значення номінальних параметрів вимикачів. В ході виконання даного етапу також було обрано роз'єднувачі, трансформатори струму, напруги, шини та інше обладнання на стороні 10кВ та 220кВ. На завершення даного етапу було зібрано схему підстанції (Додаток А).

Особливе призначення має третій етап даної роботи. В цьому розділі розробив релейний захист трансформатора ТРДЦН63000/220/10. Захист силового трансформатора виконаний за допомогою реле ДЗТ—11. Попередньо було розраховано кількість витків які необхідно вставити в пристрою захисту. Після цього, зобразив схему підключення реле до всіх виводів трансформатора з виставленим значенням витків реле (рис. 3.2).

					БР 3.6.141. 197 ПЗ	Арк.
						93
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

В разі несправностей в мережі, спрацює реле та відключить трансформатор, що збереже його від струмів КЗ.

В останніх двох розділах було розраховано зону захисту подвійних тросових блискавковідводів та контур заземлення підстанції. В результаті розрахунків та зони захисту (рис. 4.2) бачимо, що ВРП буде захищено по всій області дії встановлених тросів які кріпляться між собою до двох опор. Заземлення підстанції забезпечить відвід струмів КЗ від корпусів електричного обладнання яке розташовано на підстанції. Зокрема при попаданні блискавки в блискавковідводи, висока напруга блискавки розрядиться по контуру заземлення без нанесення шкоди різним пристроям ВРП.

Виконавши всі попередні розділи в яких було розраховано різні параметри електричних частин мережі, обрано велику кількість обладнання, отримав мережу електропостачання, яка буде надавати електроенергію споживачам, які розміщені за десятки кілометрів від електростанції. При цьому врахував правила улаштування електроустановок та інші вимоги.

					БР 3.6.141. 197 ПЗ	Арк.
						94
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міне-нерго вугілля України. – Х: Видавництво "Форт", 2017. – 617 с.
2. Методичні вказівки і завдання до виконання курсового проекту з курсу «електричні системи та мережі» Укладачі: Лебединський І.Л., Волохін В.В.— Суми: Сумський державний університет, 2015. — 37 с.
3. «КЕРІВНИЦТВО З НАВАНТАЖЕННЯ СИЛОВИХ МАСЛЯНИХ ТРАНС-ФОРМАТОРІВ» ДСТУ 3463-96 (ІЕС 354-91) .
4. Методичні вказівки до виконання курсової роботи з дисципліни: «ПЕРЕХІДНІ ПРОЦЕСИ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЦІ», Київ, НТУУ “КПІ” ФЕА, 2009, Режим доступу до ресурсу:
<https://studfile.net/preview/9807081/page:3/>
5. ВИБІР СТРУМОПРОВІДНИХ ЧАСТИН ТА АПАРАТІВ [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу:
https://web.posibnyky.vntu.edu.ua/feem/9kulyk_modelyuvannya_zadachah_rozvytku_elektrsystem/5_1.htm .
6. ЕЛЕКТРИЧНЕ ОБЛАДНАННЯ ПІДСТАНЦІЙ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ А. Ю. Орлович, П. Г. Плешков, О. А. Козловський, О. В. Співак, А. І. Котиш, Т. В. Величко, Кропивницький 2020.
7. Методичні вказівки та завдання до розрахунково-графічної роботи з курсу «Основи релейного захисту та автоматизації енергосистем» / укладачі М.В. Петровський, С.С. Жемаєв. – Суми: Сумський державний університет, 2019. – 58 с.
8. УЛАШТУВАННЯ БЛИСКАВКОЗАХИСТУ БУДІВЕЛЬ І СПОРУД, Київ, МІНРЕГІОНБУД УКРАЇНИ, ІНЖЕНЕРНЕ ОБЛАДНАННЯ БУДИНКІВ І СПОРУД , 2008.— 63 с.

					БР 3.6.141. 197 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		95

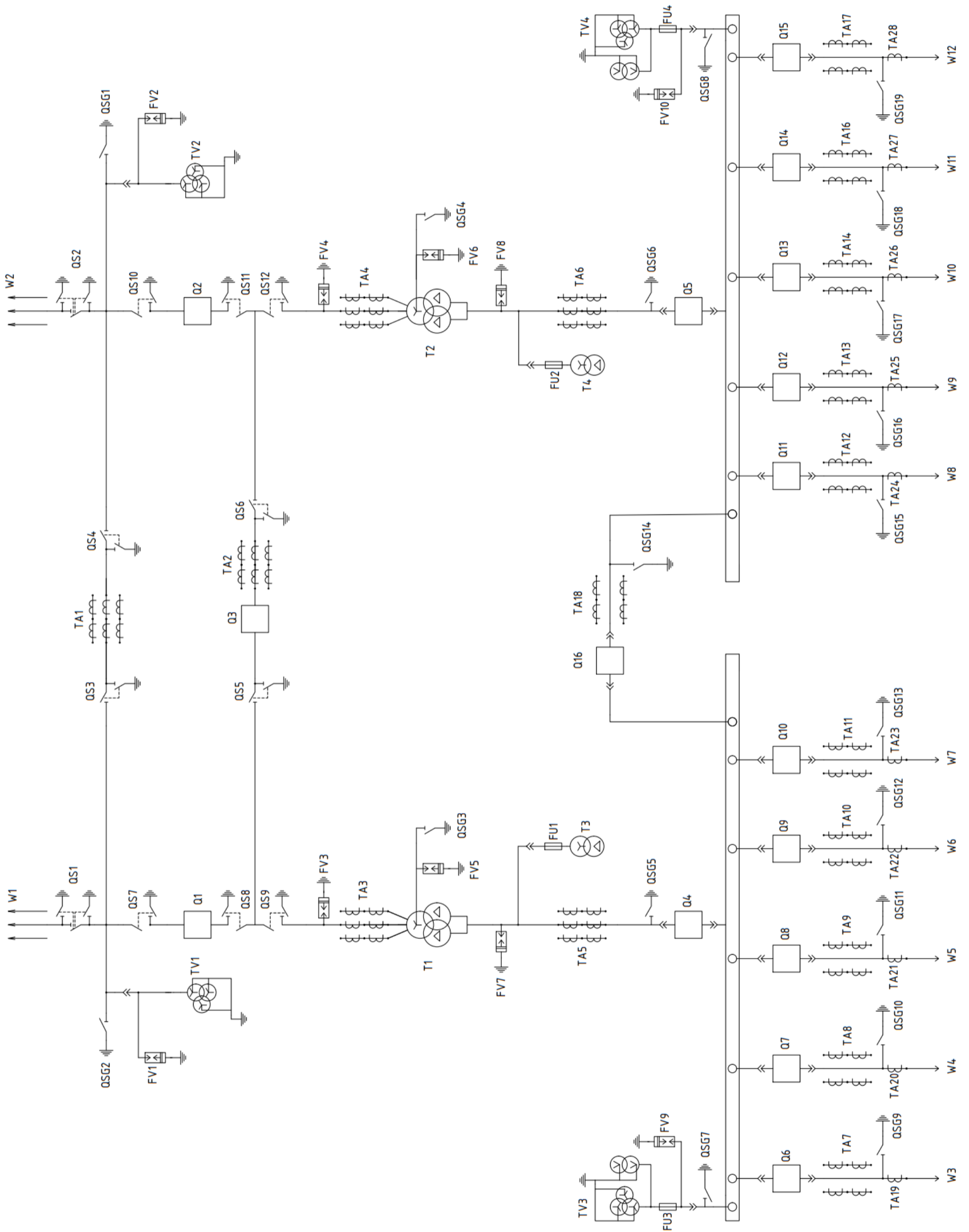
9. Програма курсу, контрольні завдання і методичні вказівки до виконання курсового проекту «Електрична частина станцій та підстанцій» для студентів спеціальності 6.05070103 «Електротехнічні системи електроживлення» усіх форм навчання / Укладачі: Д.В. Муриков, І.Л. Лебединський, П.О. Василега, С.М. Лебедка. – Суми: Вид-во СумДУ, 2017. – 34с.
- 10.Каталог, вакуумні силові вимикачі ЗАНЗ, обладнання середньої напруги, 2018р.—58с. Режим доступу до ресурсу:
<https://cutt.ly/EwwhV1hM>
- 11.Каталог, вакуумні вимикачі типу VAN, VXC, Schneider Electric, 2014.—28с, Режим доступу до ресурсу: <https://cutt.ly/LwwhVkSK>
- 12.Технічний каталог, високовольтне обладнання 110—750кВ, 2021.—56с. Режим доступу до ресурсу: <http://surl.li/hosag>

					БР 3.6.141. 197 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		96

Додаток А

Схема прохідної підстанції напругою 220/10 кВ.

"Місток з вимикачами в ланцюгах ліній і ремонтною перемичкою з боку ліній"



					БР 3.6.141. 197 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		97