

Міністерство освіти і науки України
Сумський державний університет
Факультет електроніки та інформаційних технологій
Кафедра електроенергетики

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ І.Л. Лебединський

" ___ " _____ 2023 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня бакалавр

зі спеціальності 141-«Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

освітньо-професійної програми «Електротехнічні системи
електроспоживання»

На тему: Проєкт електричної мережі та вибір високовольтного обладнання
понижувальної підстанції

Здобувача групи ЕТ-91 Чухна Владислава Віталійовича

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

(підпис)

Чухно Владислав

Керівник старший викладач, к.т.н., Леbedка С.М.

(підпис)

Суми-2023

Сумський державний університет
Факультет ЕІТ Кафедра електроенергетики

Спеціальність: 141– Електроенергетика, електротехніка та Електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

електроенергетики

_____Лебединський І.Л.

“ ___ ” _____ 2023р.

ЗАВДАННЯ

до виконання кваліфікаційної випускної роботи бакалавра

Чухно Владислав Віталійович

- 1.Тема роботи :« Проект електричної мережі та вибір високовольтного обладнання понижувальної підстанції»
затверджена наказом по університету № _____ від “ ___ ” _____ 20__ р.
- 2.Термін здачі студентом закінченої роботи 10.06.2023 р.
- 3.Вихідні дані до роботи: Параметри споживачів електроенергії (географічні координати, активна потужність, коефіцієнт потужності, час найбільшого навантаження, категорія електроспоживачів)
- 4.Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які необхідно вирішити)

Вступ

1. Розрахунок електричної мережі
2. Розрахунок електричної частини підстанції
3. Розрахунок релейного захисту
4. Охорона праці

Висновок

Список використаної літератури

Додатки

5. Перелік обов’язкового графічного матеріалу (з точним зазначенням обов’язкових креслень або плакатів)

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№п/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Розрахунок електричної мережі	До 01.02.2023	
2	Розрахунок електричної частини підстанції	До 15.03.2023	
3	Релейний захист	До 10.04.2023	
4	Охорона праці	До 30.04.2023	
5	Оформлення графічного матеріалу	До 30.05.2023	
6	Оформлення пояснювальної записки	До 01.06.2023	
7	Здача роботи на перевірку	До 05.06.2023	

Студент

(підпис)

Керівник роботи

(підпис)

РЕФЕРАТ

Бібліографічний опис: « Проєкт електричної мережі та вибір високовольтного обладнання понижувальної підстанції » : Робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; Спеціальність 141 - «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»; Освітня програма Електротехнічні системи електроспоживання

Чухно В.В.; Лебедка С.М. – Суми: СумДУ, 2023 - -- с.

Ключові слова: трансформатор, напруга, електрична мережа, споживач, трансформатор струму, вимикач, грозозахист, заземлення, блискавкозахист, схема заміщення мережі, провід, ЛЕП, опір, поточкорозподіл, схема підстанції, роз'єднувач

transformer, voltage, electric network, consumer, current transformer, switch, lightning protection, grounding, lightning protection, network replacement scheme, wire, power line, resistance, flow distribution, substation scheme, disconnecter

Короткий огляд – Розрахунок електричної мережі та вибір обладнання високовольтної підстанції.

Розрахунок струмів короткого замикання. Розрахунок електричної частини підстанції. Розрахунок релейного захисту силового трансформатора.

Розрахунок грозозахисту підстанцій. Розрахунок заземлюючого пристрою підстанції.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

ВН – вища напруга

ВРП - ввідний розподільчий пристрій

ЗРП – закритий РП

КЗ – коротке замикання

КРПЕ – комплектні розподільчі пристрої з елегазовою ізоляцією

КП – компенсуючий пристрій

НН – низька напруга

ПВБ – повітряні вимикачі з металевими гасильними камерами

ПВП – повітряний вимикач посилений за швидкістю відновлюваної напруги

ПЛ – повітряна лінія

ПС – понижувальна підстанція

ПУЕ – правила улаштування електроустановок

РЕМ – розподільні мережі

РП – розподільний пристрій

РПН – регулювання під навантаженням

СКЗ – струм короткого замикання

СН – середня напруга

ТВЕ – технічні втрати електроенергії

ТН – трансформатор напруги

ТС – трансформатор струму

Зміст

Вступ.....	8
1 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	10
1.1 Завдання	10
1.2 Вхідні дані.....	11
1.3 Вибір географічної конфігурації схем проєктованої мережі.....	12
1.4 Вибір номінальної напруги ліній.....	14
1.5 Розрахунок струмів на ділянках без урахування втрат та вибір проводів	18
1.6 Розрахунок радіально-магістрального кола мережі схема А	19
1.7 Розрахунок радіально-магістрального кола мережі схема Б.....	21
1.8 Вибір трансформаторів.....	23
1.9 Розрахунок потужності та падіння напруги на ділянках мережі для схем ...	27
1.10 Розрахунок втрат електроенергії	38
1.11 Післяаварійний режим роботи електричної схеми Б	42
1.12 Режим мінімального навантаження електричної мережі схеми Б	43
2. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ.....	46
2.1 Перевірка потужності силових трансформаторів	48
2.2 Розрахунок струмів короткого замикання.....	52
2.3 Вибір комутаційної апаратури для розподільчих пристроїв підстанції.....	55
2.4 Вибір трансформатора власних потреб	59
2.5 Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги.....	61
2.6 Вибір ошинковки розподільних пристроїв (рп).....	66
2.7 Схема підстанції	70
3. РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ	71
3.1 Розрахунок параметрів реле ДЗТ-11	75

					БР 3.6.141.392 ПЗ			
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	<i>Розрахунок електричної мережі та вибір обладнання високовольтної підстанції</i>	Лит.	Арк.	Листів
Розроб.		Чухно В.В.					6	96
Перевір.						СумДУ, гр. ЕТ-91		
Реценз.								
Н. Контр.								
Затверд.								

4.ОХОРОНА ПРАЦІ	77
4.1 Розрахунок зон захисту стрижневих блискавковідводів ВРП	78
4.2 Розрахунок заземлювального контуру ВРП.....	83
Висновок	91
Література	93
додатки	95
Додаток А.....	96
Додаток Б	97
Додаток В.....	98

					<i>БР 3.6.141.392 ПЗ</i>	<i>Арк.</i>
						7
<i>Змін.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		

ВСТУП

Розрахунок електричної мережі та вибір обладнання високовольтної підстанції є важливим етапом в будь-якому електротехнічному проекті. Головною метою таких розрахунків є забезпечення безперебійного та якісного електропостачання споживачів.

У роботі розглядається процес розрахунку електричної мережі та вибір обладнання високовольтної підстанції. Вона містить розрахунок електричної частини підстанції, розрахунок релейного захисту, розрахунок зон захисту стрижневих блискавковідводів ВРП та розрахунок заземлювального контуру ВРП.

Розрахунок електричної мережі охоплює визначення потужностей, напруг, струмів, діаметрів проводів та кабелів, а також вибір трансформаторів, що забезпечують передачу електроенергії на відстань. Розрахунок електричної частини підстанції включає в себе вибір та розрахунок обладнання, необхідного для перетворення напруги та забезпечення безперебійної роботи підстанції.

Розрахунок релейного захисту визначає параметри релейного захисту, необхідні для забезпечення безпеки роботи підстанції та виключення аварійних ситуацій. Розрахунок зон захисту стрижневих блискавковідводів ВРП необхідний для запобігання пошкодження обладнання та інфраструктури при ударі блискавки.

Розрахунок заземлювального контуру ВРП є важливим елементом системи заземлення та забезпечує безпеку праці персоналу. Детальний аналіз цих етапів дозволить забезпечити високий рівень електробезпеки та безперебійне електропостачання споживачів.

					<i>БР 3.6.141.392 ПЗ</i>	Арк.
						8
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Ці розрахунки є дуже актуальними та важливими, особливо в сучасному світі, де електроенергія використовується практично в усіх сферах життя. Важливість забезпечення безперебійного та стабільного електропостачання споживачів зростає з розвитком промисловості та технологій, а також зі зростанням кількості населення та споживачів.

У цій роботі буде розглянуто всі аспекти розрахунку та проведено детальний аналіз електричної мережі та вибору обладнання високовольтної підстанції, розрахунку релейного захисту, зон захисту стрижневих блискавковідводів та заземлювального контуру ВРП, що дозволить забезпечити безперебійну та безпечну роботу високовольтної підстанції.

					<i>БР 3.6.141.392 ПЗ</i>	<i>Арк.</i>
						9
<i>Змін.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		

1 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

1.1 Завдання

Необхідно забезпечити електропостачання споживачів, розташованих в 6 пунктах, від потужного джерела електроенергії. Чотири споживачі характеризуються досить великою потужністю, що забезпечує необхідність вибору для них районної підстанції або головної знижувальної підстанції великого підприємства. Для цієї групи споживачів отримана електроенергія має бути перетворена на напругу 10 кВ. Два споживачі мають відносно невелику потужність і розташовані недалеко від одного з великих споживачів. Ними можуть бути невеликі промислові, сільськогосподарський та житлові райони та населені пункти. Електропостачання цих споживачів передбачається здійснити від підстанцій відповідних великих споживачів і забезпечити напругою 380В.

					<i>БР 3.6.141.392 ПЗ</i>			
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Чухно В.В.</i>			<i>Розрахунок електричної мережі та вибір обладнання високовольтної підстанції</i>	<i>Лит.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Листів</i>
<i>Перевір.</i>							10	96
<i>Реценз.</i>						<i>СумДУ, гр. ЕТ-91</i>		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Затверд.</i>								

1.2 Вхідні дані

Вихідні дані, що характеризують споживачів приведені в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1

Параметр	1-й спож.	2-й спож.	3-й спож.	4-й спож.	5-й спож.	6-й спож.
X, мм	35	31	35	-26	17	-9
Y, мм	45	34	12	0	27	12
P _м ,МВт	44	55	68	58	0,527	0,558
cos f	0,9	0,83	0,81	0,95	0,92	0,95
T _м , ч	5490	5880	4610	5980	5240	4020
Категорія	II	II	III	II	II	III

Додаткова початкова інформація про споживачів та їх розміщення
таблиця 1.2.

Таблиця 1.2

Характеристика споживачів	
Масштаб для споживачів 1-4, км/мм	1
Масштаб для споживачів 5 і 6 по відношенню до точки прив'язки, км/мм	0,1
Споживач, до якого прив'язані споживач 5 і 6	3
Частка всіх навантажень в номінальному режимі P _{мін.} по відношенню до мінімального P _м	0,52

1.3 Вибір географічної конфігурації схем проекрованої мережі.

Знаходження оптимальної конфігурації мережі є складне завдання. Тому при проектуванні для побудови оптимальної конфігурації мережі застосовують метод, який полягає в тому, що для заданого розташування споживачів намічається кілька варіантів схем, що задовольняють технічним вимогам (надійності, економічності, гнучкості та інші), і з них вибирається кращий на основі техніко-економічного порівняння.

Споживачі першої категорії згідно з «Правила улаштування електроустановок» повинні забезпечуватися електроенергією від двох незалежних джерел живлення, і перерва електропостачання допускається лише на час автоматичного включення резервного живлення. Це означає, що харчування таких споживачів повинно здійснюватися не менше ніж за двома окремими лініями. Дволанцюгова лінія для живлення споживачів першої категорії не підходить, оскільки при пошкодженні опор, наявності ожеледиці та з інших причин відбувається перерва живлення.

Споживачі другої категорії також повинні харчуватися за двома окремими лініями або дволанцюговою лінією, однак допускається харчування цих споживачів і по одній повітряній лінії, враховуючи малий час ремонту таких ліній.

Для споживачів третьої категорії допускається перерва електропостачання на час, необхідний для ремонту або заміни пошкодженого елемента системи електропостачання, але не більше однієї доби. Тому для харчування споживачів третьої категорії достатньо однієї лінії.

Відповідно до даних варіанта складаємо дві схеми географічної конфігурації проекрованої мережі - схема «А» (рис. 1.1) і схема «Б» (рис. 1.2). Дані варіанти живлення споживачів є найбільш економічними, з точки зору витрати проводів ліній електропередач, кількості трансформаторних підстанцій,

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
						12
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

і забезпечують надійність електропостачання відповідно заданої категорії споживача.

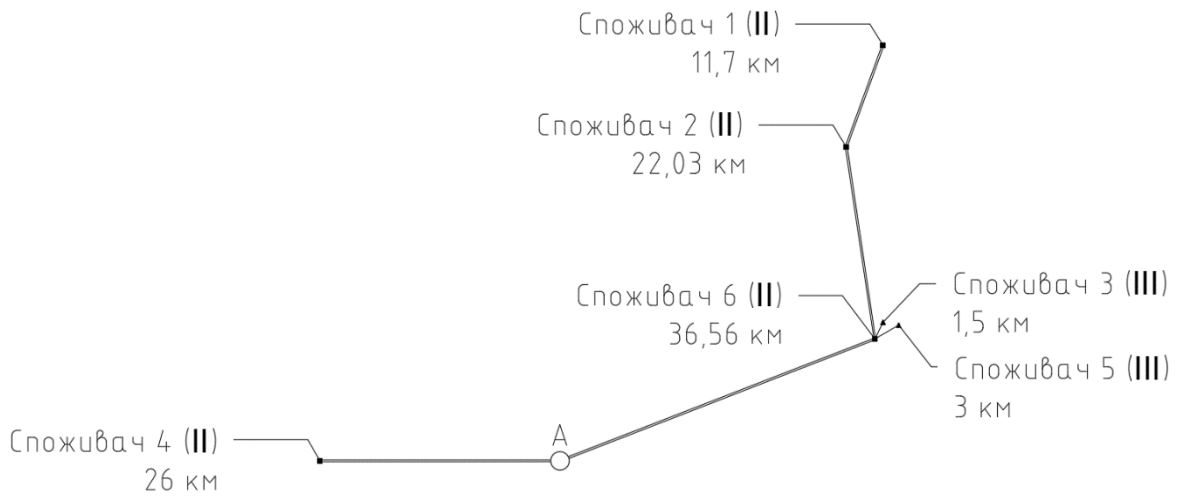


Рисунок 1.1 - схема «А»

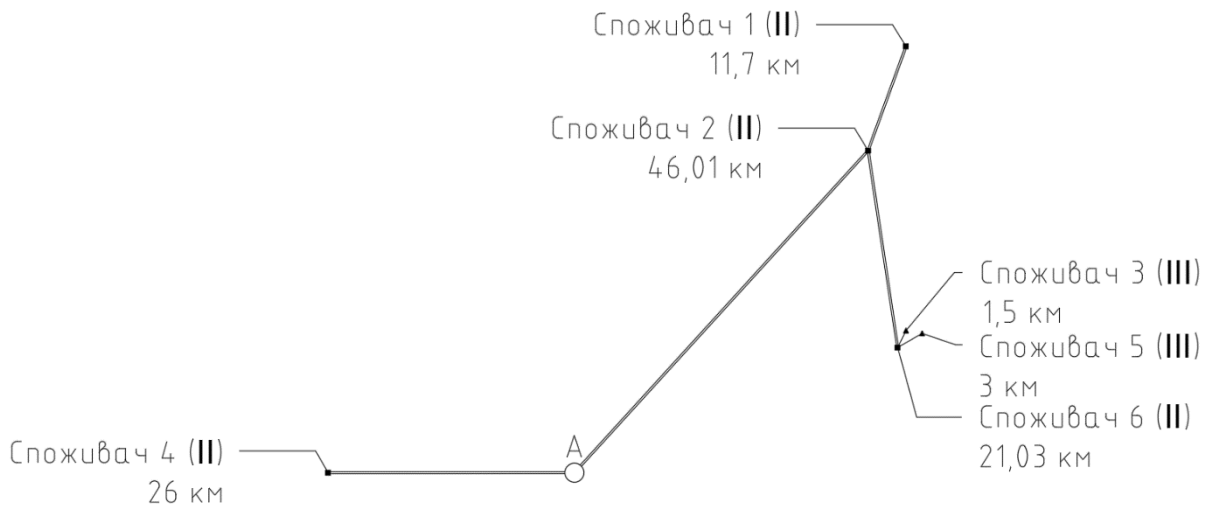


Рисунок 1.2 - схема «Б»

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		13

1.4 Вибір номінальної напруги ліній.

При проектуванні електричної мережі, одночасно з розробкою варіантів схеми конфігурації мережі вирішуються питання вибору номінального напруги. Вибір номінальної напруги проводиться окремо для кожної лінії, а потім приймається рішення мережі в цілому. Для визначення номінальної напруги скористаємося формулою Стілла:

$$U = 4,34 \cdot \sqrt{l + 16 \cdot P}$$

де l – довжина лінії, км;

P – потужність, що передається, МВт.

Для розрахунку реактивної потужності використовується формула:

$$Q = P \cdot \operatorname{tg}(\arccos(\cos(\varphi)))$$

Відповідно до заданого варіанта запишемо активні потужності споживачів, а також довжини ліній на ділянках відповідно до індексу споживача для схеми «А». Довжини ліній знайдемо користуючись формулою для знаходження довжини вектора:

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

Координати споживачів враховуючи масштаб та прив'язку 5 та 6 споживача до 3:

$$\text{Спож. 1} = (35; 45) \cdot 1 = (35; 45)$$

$$\text{Спож. 2} = (31; 34) \cdot 1 = (31; 34)$$

$$\text{Спож. 3} = (35; 12) \cdot 1 = (35; 12)$$

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

$$\text{Спож. 5} = (17; 27) \cdot 0,1 = (\text{відносно споживача 3}) = (36,7; 14,7),$$

$$\text{Спож. 6} = (-9; 12) \cdot 0,1 = (\text{відносно споживача 3}) = (34,1; 13,2),$$

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		14

Проведемо розрахунок довжин ліній для схеми А.

Знайдемо довжини ліній знаючи попередньо розраховані координати:

$$l_{A4} = \sqrt{(-26 - 0)^2 + (0 - 0)^2} = 26 \text{ км};$$

$$l_{A6} = \sqrt{(34,1 - 0)^2 + (13,2 - 0)^2} = 36,56 \text{ км};$$

$$l_{62} = \sqrt{(34,1 - 31)^2 + (13,2 - 34)^2} = 21,03 \text{ км};$$

$$l_{21} = \sqrt{(31 - 35)^2 + (34 - 45)^2} = 11,7 \text{ км};$$

$$l_{63} = \sqrt{(34,1 - 35)^2 + (13,2 - 12)^2} = 1,5 \text{ км};$$

$$l_{65} = \sqrt{(34,1 - 36,7)^2 + (13,2 - 14,7)^2} = 3 \text{ км};$$

Розрахуємо номінальні напруги і відповідно реактивні потужності споживачів:

$$U_1 = 4,34 \cdot \sqrt{l_{21} + 16 \cdot P_1} = 4,34 \cdot \sqrt{11,7 + 16 \cdot 44} = 116,11 \text{ кВ}$$

$$U_2 = 4,34 \cdot \sqrt{l_{62} + 16 \cdot P_2} = 4,34 \cdot \sqrt{21,03 + 16 \cdot 55} = 130,27 \text{ кВ}$$

$$U_3 = 4,34 \cdot \sqrt{l_{63} + 16 \cdot P_3} = 4,34 \cdot \sqrt{1,5 + 16 \cdot 68} = 143,25 \text{ кВ}$$

$$U_4 = 4,34 \cdot \sqrt{l_{A4} + 16 \cdot P_4} = 4,34 \cdot \sqrt{26 + 16 \cdot 58} = 134,05 \text{ кВ}$$

$$U_5 = 4,34 \cdot \sqrt{l_{65} + 16 \cdot P_5} = 4,34 \cdot \sqrt{3 + 16 \cdot 0,527} = 14,68 \text{ кВ}$$

$$U_6 = 4,34 \cdot \sqrt{l_{A6} + 16 \cdot P_6} = 4,34 \cdot \sqrt{36,56 + 16 \cdot 0,558} = 29,27 \text{ кВ}$$

$$Q_i = P_i \cdot \tan(\text{acos}(\varphi_i))$$

Зі знайдених значень реактивної потужності запишемо повну потужність споживачів:

$$S_i = P_i + Q_i$$

За знайденими вище номінальними напругами споживачів, вибираємо напругу джерела рівним $U_A=220$ кВ.

Результати розрахунків Q_i та S_i зведені у таблиці 1.3

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		15

Таблиця 1.3

	1	2	3	4	5	6
Q	j21,31	j36,96	j49,23	j19,06	j0,255	j0,183
S	44+ j21,31	55+ j36,96	68+ j49,23	58+ j19,06	0,257+j0,255	0,558+j0,183

Аналогічно проведемо розрахунки споживачів для схеми Б.

$$l_{A4} = \sqrt{(-26 - 0)^2 + (0 - 0)^2} = 26 \text{ км};$$

$$l_{A2} = \sqrt{(31 - 0)^2 + (34 - 0)^2} = 46,01 \text{ км};$$

$$l_{21} = \sqrt{(35 - 31)^2 + (12 - 34)^2} = 11,7 \text{ км};$$

$$l_{26} = \sqrt{(31 - 34,1)^2 + (34 - 13,2)^2} = 21,03 \text{ км};$$

$$l_{65} = \sqrt{(34,1 - 36,7)^2 + (13,2 - 14,7)^2} = 3 \text{ км};$$

$$l_{63} = \sqrt{(34,1 - 35)^2 + (13,2 - 12)^2} = 1,5 \text{ км};$$

Розрахуємо номінальні напруги і відповідно реактивні потужності споживачів:

$$U_1 = 4,34 \cdot \sqrt{l_{21} + 16 \cdot P_1} = 4,34 \cdot \sqrt{11,7 + 16 \cdot 44} = 116,11 \text{ кВ}$$

$$U_2 = 4,34 \cdot \sqrt{l_{A2} + 16 \cdot P_2} = 4,34 \cdot \sqrt{46,01 + 16 \cdot 55} = 132,07 \text{ кВ}$$

$$U_3 = 4,34 \cdot \sqrt{l_{63} + 16 \cdot P_3} = 4,34 \cdot \sqrt{1,5 + 16 \cdot 68} = 143,25 \text{ кВ}$$

$$U_4 = 4,34 \cdot \sqrt{l_{A4} + 16 \cdot P_4} = 4,34 \cdot \sqrt{26 + 16 \cdot 58} = 134,05 \text{ кВ}$$

$$U_5 = 4,34 \cdot \sqrt{l_{65} + 16 \cdot P_5} = 4,34 \cdot \sqrt{3 + 16 \cdot 0,527} = 14,68 \text{ кВ}$$

$$U_6 = 4,34 \cdot \sqrt{l_{26} + 16 \cdot P_6} = 4,34 \cdot \sqrt{21,03 + 16 \cdot 0,558} = 23,75 \text{ кВ}$$

$$Q_i = P_i \cdot \tan(\arccos(\varphi_i))$$

Зі знайдених значень реактивної потужності запишемо повну потужність споживачів:

$$S_i = P_i + Q_i$$

За знайденими вище номінальними напругами споживачів, вибираємо напругу джерела рівним $U_A=220$ кВ.

Результати розрахунків Q_i та S_i зведені у таблиці 1.4

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		16

Таблиця 1.4

	1	2	3	4	5	6
Q	j21,31	j36,96	j49,23	j19,06	j0,255	j0,183
S	44+ j21,31	55+ j36,96	68+ j49,23	58+ j19,06	0.257+j0,255	0.558+j0,183

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		17

1.5 Розрахунок струмів на ділянках без урахування втрат та вибір проводів

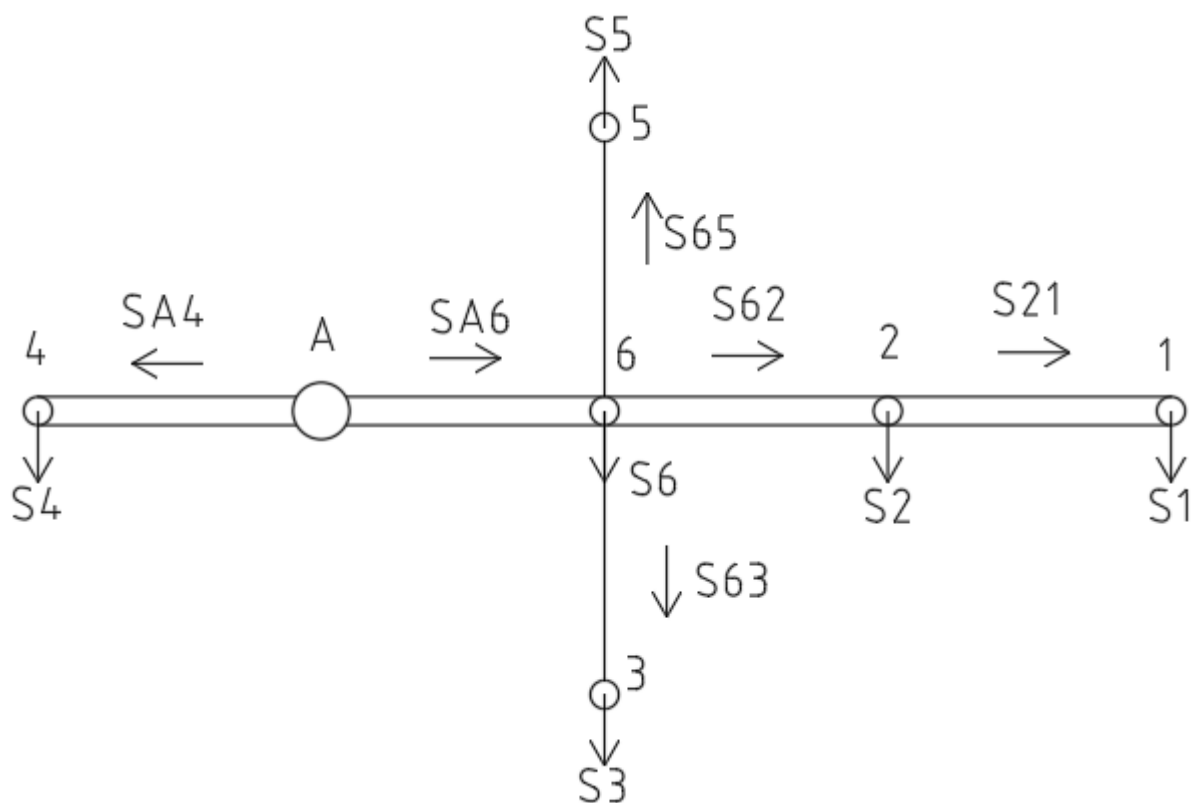


Рис. 1.3 – Схема розімкнутого кола А

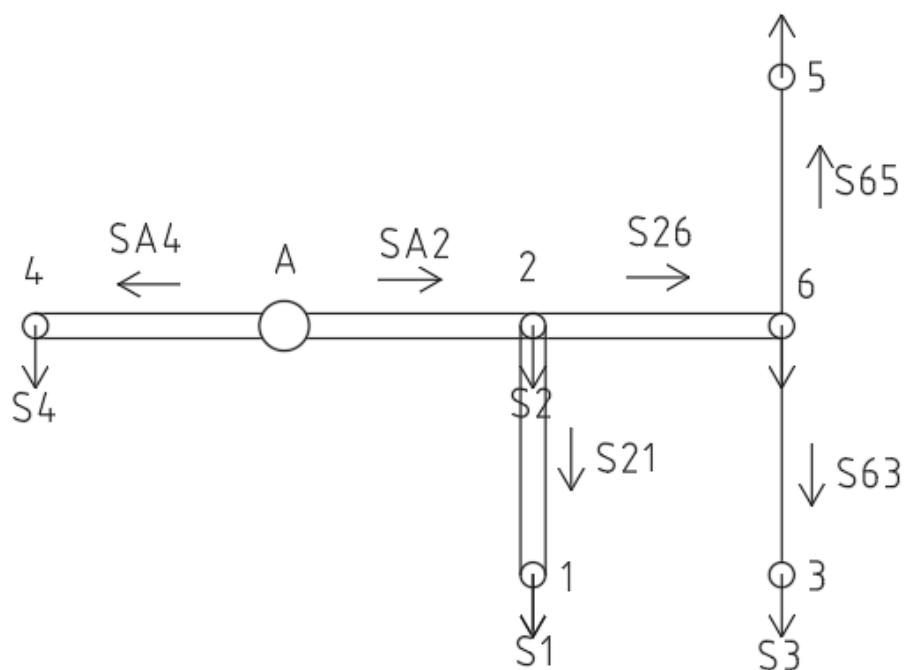


Рис. 1.4 – Схема розімкнутого кола Б

1.6 Розрахунок радіально-магістрального кола мережі схема А

Так як схема не замкнутого типу, а радіально-магістральна, то розраховувати та знаходити точку потокорозподілу не потрібно. Потужність в кінці ділянки буде дорівнювати потужності на її початку:

$$S_{21} = \frac{S_1}{2} = 22 + j10,66$$

$$S_{65} = S_5 = 0,527 + j0,23$$

$$S_{63} = S_3 = 68 + j49,231$$

$$S_{A4} = \frac{S_4}{2} = 29 + j9,53$$

$$S_{62} = \frac{S_{21} + S_2}{2} = 38,5 + j23,81$$

$$S_{A6} = \frac{S_{62} + S_6 + S_{63} + S_{65}}{2} = 53,79 + j36,72$$

Далі потрібно розрахувати струми за номінальної напруги $U_H = 220$ кВ. Результати розрахунку занесені до таблиці 1.5:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} * U_H}$$

$$I_{A4} = \frac{S_{A4}}{\sqrt{3} * U_H} = \frac{|29 + j9,53|}{\sqrt{3} * 220} = 80,111 \text{ A}$$

$$I_{A6} = \frac{S_{A6}}{\sqrt{3} * U_H} = \frac{|53,79 + j36,72|}{\sqrt{3} * 220} = 170,928 \text{ A}$$

$$I_{65} = \frac{S_{65}}{\sqrt{3} * U_H} = \frac{|0,527 + j0,23|}{\sqrt{3} * 220} = 1,5 \text{ A}$$

$$I_{63} = \frac{S_{63}}{\sqrt{3} * U_H} = \frac{|68 + j49,231|}{\sqrt{3} * 220} = 220,313 \text{ A}$$

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		19

$$I_{21} = \frac{S_{21}}{\sqrt{3} * U_H} = \frac{|22 + j10,66|}{\sqrt{3} * 35} = 118,75 \text{ A}$$

$$I_{62} = \frac{S_{62}}{\sqrt{3} * U_H} = \frac{|38,5 + j23,81|}{\sqrt{3} * 35} = 64,15 \text{ A}$$

Таблиця 1.5 – Результати розрахунку для схеми А

Ділянка	S, МВА	U, кВ	U _H , кВ	I, А	FE, мм ²	Марка проводу	Допустимий струм проводу, А
A4	29 + j9,53	134,05	220	80,111	80,111	АС 240/32	605
A6	53,79 + j36,72	29,27	220	170,928	155,38	АС 240/32	605
21	22 + j10,66	116,11	220	118,75	107,99	АС 240/32	605
65	0,527 + j0,23	14,68	35	1,5	1,5	АС 70/11	265
63	68 + j49,231	143,25	220	220,313	200,32	АС 240/32	605
62	38,5 + j23,81	130,27	220	64,15	58,32	АС 240/32	605

1.7 Розрахунок радіально-магістрального кола мережі схема Б

$$S_{21} = \frac{S_1}{2} = 22 + j10,66$$

$$S_{65} = S_5 = 0,527 + j0,23$$

$$S_{63} = S_3 = 68 + j49,23$$

$$S_{A4} = \frac{S_4}{2} = 29 + j9,53$$

$$S_{26} = \frac{S_6 + S_{63} + S_{65}}{2} = 34,543 + j24,82$$

$$S_{A2} = \frac{S_2 + S_{21} + S_{26}}{2} = 55,77 + j36,217$$

Далі потрібно розрахувати струми за номінальної напруги $U_H = 220$ кВ.
Результати розрахунку занесені до таблиці 1.6:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} * U_H}$$

$$I_{A4} = \frac{S_{A4}}{\sqrt{3} * U_H} = \frac{|29 + j9,53|}{\sqrt{3} * 220} = 80,111 \text{ A}$$

$$I_{A2} = \frac{S_{A2}}{\sqrt{3} * U_H} = \frac{|55,77 + j36,217|}{\sqrt{3} * 220} = 174,515 \text{ A}$$

$$I_{26} = \frac{S_{26}}{\sqrt{3} * U_H} = \frac{|34,543 + j24,82|}{\sqrt{3} * 220} = 111,642 \text{ A}$$

$$I_{21} = \frac{S_{21}}{\sqrt{3} * U_H} = \frac{|22 + j10,66|}{\sqrt{3} * 220} = 64,15 \text{ A}$$

$$I_{65} = \frac{S_{35}}{\sqrt{3} * U_H} = \frac{|0,527 + j0,23|}{\sqrt{3} * 35} = 1,5 \text{ A}$$

$$I_{63} = \frac{S_{36}}{\sqrt{3} * U_H} = \frac{|68 + j49,23|}{\sqrt{3} * 35} = 220,313 \text{ A}$$

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
						21
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.6 – Результати розрахунку для схеми А

Ділянка	S, МВА	U, кВ	UН, кВ	I, А	FE, мм ²	Марка проводу	Допустимий струм проводу, А
A4	29 + j9,53	134,05	220	80,111	80,111	АС 240/32	605
A2	55,77 + j36,217	132,068	220	174,515	158,65	АС 240/32	605
26	34,543 + j24,82	23,75	220	111,642	111,642	АС 240/32	605
65	0,527 + j0,23	14,68	35	1,5	1,367	АС 70/11	265
21	22 + j10,66	116,11	220	64,15	58,318	АС 240/32	605
63	68 + j49,23	143,25	220	220,313	200,285	АС 240/32	605

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		22

1.8 Вибір трансформаторів

Завдання вибору трансформаторів полягає у виборі їх кількості та потужностей. Вибір числа трансформаторів визначається вимогами надійності електропостачання споживачів. Для першої категорії надійності необхідна установка двох трансформаторів. Для другої категорії рекомендовано встановлювати 2 трансформатори, але за наявності централізованого резерву трансформаторів та можливості заміни несправного трансформатора за час не більше доби, можна заживлювати споживача з одного трансформатора. Для третьої категорії споживачів можливе живлення від одного джерела через одну трансформаторну підстанцію.

Визначаємо потужність кожного із трансформаторів. При цьому на одно трансформаторній підстанції потужність трансформатора ST повинна бути не менше потужності споживачів SM , що постачається від нього $ST \geq SM$. А коефіцієнт навантаження трансформатора повинен бути порядку 0,9 ($k_3=SM/SH.T$).

Потужність трансформаторів на двох трансформаторній підстанції повинна забезпечити навантаження споживачів у випадку аварії одного з них. Тому потужність кожного трансформатора вибирається з обліком його перевантажувальної здатності за умовою $ST \geq Sm /1,4$. У результаті коефіцієнт завантаження трансформаторів у нормальному режимі становить 0,65 – 0,75 ($k_3=SM/2SH.T$). Для споживачів I та II категорії необхідно встановити по 2 трансформатори на підстанцію.

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
						23
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахуємо потужності споживачів для схеми А та Б:

$$S_{Mi} = \sqrt{P_i^2 + Q_i^2}$$

$$S_{M1} = \sqrt{44^2 + j21.31^2} = 38,495 \text{ МВА}$$

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

$$S_T = \frac{S_M}{1,4}$$

$$S_{T1} = \frac{38,495}{1,4} = 27,497 \text{ МВА}$$

З урахування майбутнього розвитку мережі перерахуємо потужності однострансформаторних підстанцій :

$$S_T = S_M$$

$$S_{T3} = S_M = 46,907 \text{ МВА}$$

Результати вибору занесемо до таблиць 1.7-1.11:

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
						24
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.7 – Трансформатори для схеми А та Б

Номер підстанції	SM Підстанції, МВА	Категорія споживача	Кількість трансформаторів	ST розрахункова, МВА	Марка трансформатора	Коеф. навантаження кН
1	38,495	II	2	27,497	ТРДН-40000/220	0,48
2	40,73	II	2	29,09	ТРДН-40000/220	0,51
3	46,907	III	1	46,907	ТРДЦН-63000/220	0,75
4	54,778	II	2	39,127	ТРДН-40000/220	0,49
5	0,477	II	2	0,341	ТМ-400/35	0,6
6	0,527	III	1	0,527	ТМ-630/35	0,84

Таблиця 1.8 – Каталогні дані високовольтних трансформаторів

Тип	S _{ном} , МВА	Каталожні дані					
		U _{ном} обмоток, кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %
		ВН	НН				
ТРДН-40000/220	40	230	11/11; 6,6/6,6	12	170	50	0,9
ТРДЦН-63000/220	63	230	11/11; 6,6/6,6	12	300	82	0,8

Таблиця 1.9 – Продовження таблиці 1.8

Розрахункові дані		
R_T, OM	X_T, OM	$\Delta Q_x, \text{кВАр}$
5,6	158,7	360
3,9	100,7	504

Таблиця 1.10 – Каталогні дані для низьковольтних трансформаторів

Тип	$S_{ном}, \text{МВА}$	Каталожні дані					
		$U_{ном} \text{ обмоток}, \text{кВ}$		$U_k, \%$	$\Delta P_k, \text{кВт}$	$\Delta P_x, \text{кВт}$	$I_x, \%$
		ВН	НН				
ТМ-400/35	0,4	35	0,4	6,5	8,5	1,9	2
ТМ-630/35	0,63	35	0,4	6,5	12,2	2,7	1,5

Таблиця 1.11 – Продовження таблиці 1.10

Розрахункові дані		
R_T, OM	X_T, OM	$\Delta Q_x, \text{кВАр}$
23,5	126	12,6
14,2	79,6	15

1.9 Розрахунок потужності та падіння напруги на ділянках мережі для схем

Проведемо розрахунок для схеми А

Таблиця 1.12 - Паспортні дані обраних проводів

	r_0 , Ом	x_0 , Ом	b_0 , 10^{-4} См
АС 240/32	12,1	43,5	2,6
АС 70/11	42,8	43,2	-

Проведемо розрахунок активного, реактивного опору ліній та зарядної потужності. Активний та реактивний опір лінії визначається за формулами:

$$R_{лі} = r_0 \cdot l_i$$

$$X_{лі} = x_0 \cdot l_i$$

де $R_{л}$ та $X_{л}$ – активний та реактивний опори лінії, Ом;

l_i – довжина лінії, км.

Повний опір лінії, Ом:

$$Z_{л} = R_{л} + jX_{л}$$

Розрахунок зарядної потужності проводимо за формулою:

$$j \frac{Q_{л}}{2} = U_{Н}^2 \cdot \frac{b_0 \cdot L_0}{2}$$

Для ліній 35 кВ зарядна потужність не має незначне значення, тому нею нехтують. Результати розрахунків показано в таблиці 1.13

					КП 3.6.141.392 ПЗ-денна	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		27

Таблиця 1.13

	A4	A6	65	63	62	21
$R_{л}, \text{ Ом}$	3,15	4,42	1,28	0,18	2,55	1,42
$X_{л}, \text{ Ом}$	j11,31	j15,9	j1,29	j0,65	j9,14	j5,09
$Z_{л}, \text{ Ом}$	3,15+ j11,31	4,42+ j15,9	1,29+ j1,29	0,18+ j0,65	2,55+ j9,14	1,42+ j5,09
$Q_{л}, \text{ МВА}$	3,27	4,6	-	0,094	2,64	1,47

Розрахунок втрат потужності в лініях виконуємо з кінця, також враховуємо втрати холостого ходу у трансформаторах, при цьому на підстанціях з двома трансформаторами втрати холостого ходу збільшуються вдвічі, а опір обмоток складає половину опору одного трансформатора, що вже було враховано у попередніх підрахунках.

Розрахунок кінцевої потужності окремої ділянки схеми за формулою

$$S_{к} = \sum S_{л}$$

$$S_{к1} = \sum S_{л1} = S_1 = 44 + j21,31 \text{ МВА}$$

Розрахунок втрат потужності в трансформаторах проводимо за формулою:

$$\Delta S_{Т} = \frac{P^2 + Q^2}{U_{ВН}^2} \cdot Z_{Т}$$

$$\Delta S_1 = \frac{44^2 + j21,31^2}{220^2} \cdot 2,8 + j79,35 = 0,138 + j39,19 \text{ МВА}$$

Розрахунок втрат потужності в лінії проводимо за формулою:

$$\Delta S = \frac{P^2 + Q^2}{U_{НОМ}^2} \cdot Z$$

де: P – активна потужність на ділянці, МВА;

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
						28
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Q – реактивна потужність на ділянці, МВАр;

Z – опір ділянки, Ом.

Розрахунок початкової потужності окремої ділянки схеми за формулою

$$S_{\Pi} = S_{\kappa} + \Delta S$$

$$S_{\Pi 1} = 44 + j21,31 + 0,138 + j39,19 \text{ МВА} = 44,138 + j25,23 \text{ МВА}$$

Таблиця 1.14 – розрахункові втрати потужностей

Ділянка	S_{κ} , МВА	ΔS , МВА	S_{Π} , МВА
44'	$58 + j19,06$	$0,216 + j6,111$	$58,216 + j25,175$
A4	$158,216 - j3,271$	$1,62 + j 5,85$	$159,84 + j2,58$
11'	$44 + j21,31$	$0,138 + j39,19$	$44,138 + j25,23$
21	$144,138 - j1,47$	$0,608 + j2,18$	$144,74 + j0,714$
33'	$68 + j49,23$	$0,56 + j14,66$	$68,56 + j63,89$
63	$150,56 - j0,09$	$0,085 + j0,03$	$150,65 + j0,21$
55'	$0,527 + j0,225$	$0,003 + j0,017$	$0,53 + j0,241$
65	$4,33 + j25,4$	$0,69 + j0,705$	$5,02 + j26,14$
22'	$55 + j36,96$	$0,254 + j7,2$	$55,25 + j44,15$
62	$300 + j764$	$4,75 + j17,02$	$304,735 + j24,66$
66'	$0,558 + j0,183$	$0,003 + j0,022$	$0,56 + j0,206$
A6	$460,111 + j63,82$	$11,137 + j40,04$	$471,248 + j51,866$

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

Розрахунок напруги для мережі з номінальною напругою 220 кВ
проводимо за формулою:

$$U_{i+1} = \sqrt{\left(U_i - \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_i}\right)^2 + \left(\frac{P \cdot X - Q \cdot R}{U_i}\right)^2}$$

де P – активна потужність на ділянці, МВА;

Q – реактивна потужність на ділянці, МВАр;

R та X – активний та реактивний опір, Ом;

U_{i+1} – напруга у вузлі, кВ;

U_i – напруга у попередньому вузлі, кВ.

$$U_1 = \sqrt{\left(220 - \frac{44 \cdot 1,416 + j21,31 \cdot j5,092}{220}\right)^2 + \left(\frac{44 \cdot 1,416 - j21,31 \cdot j5,092}{220}\right)^2}$$

$$= 222,6 \text{ кВ}$$

Розрахунок напруги для мережі з номінальною напругою 10 кВ
проводимо за формулою

$$U_{i+1} = \left(U_i - \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_i}\right)$$

де P – активна потужність на ділянці, МВА;

Q – реактивна потужність на ділянці, МВАр;

R та X – активний та реактивний опір, Ом;

U_{i+1} – напруга у вузлі, кВ;

U_i – напруга у попередньому вузлі, кВ.

$$U_{5'} = \left(10 - \frac{0,527 \cdot 1,28 + j0,225 \cdot j1,29}{10}\right) = 10,1 \text{ кВ}$$

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		30

Таблиця 1.15 – падіння напруги на ділянках лінії

вузол	$U_{\text{ном}}$, кВ	U , кВ
A	220	231
1	220	222,6
2	220	221,7
3	220	220,9
4	220	223,6
5	35	35,5
6	220	224,2
1'	10	10,04
2'	10	10
3'	10	10,1
4'	10	10,09
5'	10	10,1
6'	35	35,4

					<i>БР 3.6.141.392 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		31

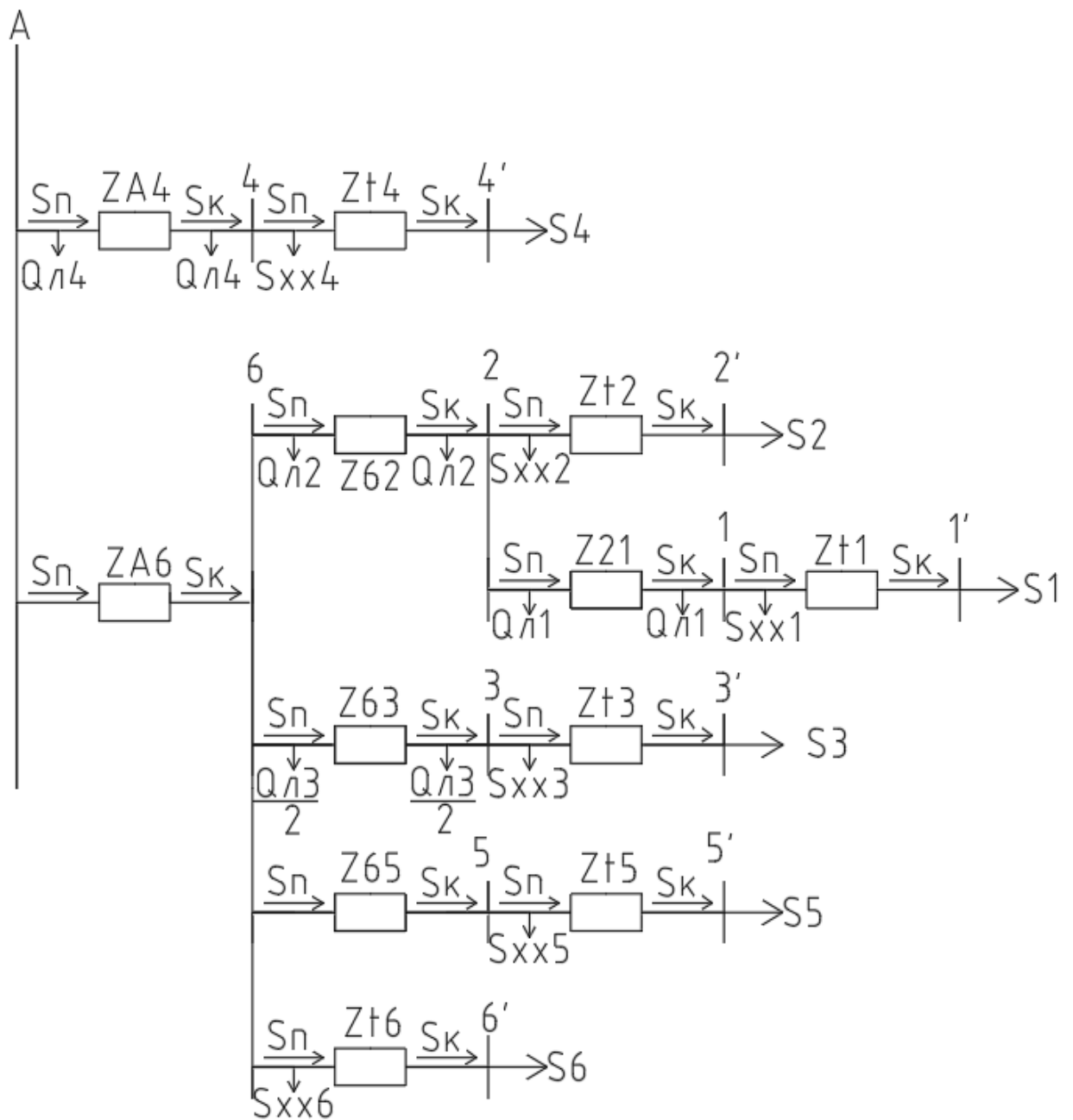


Рисунок 1.5 – схема заміщення схеми А

Проведемо розрахунок для схеми Б

Таблиця 1.16 - Паспортні дані обраних проводів

	r_0 , Ом	x_0 , Ом	b_0 , 10^{-4} СМ
АС 240/32	12,1	43,5	2,6
АС 70/11	42,8	43,2	-

Проведемо розрахунок активного, реактивного опору ліній та зарядної потужності. Активний та реактивний опір лінії визначається за формулами:

$$R_{лі} = r_0 \cdot l_i$$

$$X_{лі} = x_0 \cdot l_i$$

де $R_{л}$ та $X_{л}$ – активний та реактивний опори лінії, Ом;

l_i – довжина лінії, км.

Повний опір лінії, Ом:

$$Z_{л} = R_{л} + jX_{л}$$

Розрахунок зарядної потужності проводимо за формулою:

$$j \frac{Q_{л}}{2} = U_{Н}^2 \cdot \frac{b_0 \cdot L_0}{2}$$

Для ліній 35 кВ зарядна потужність не має незначне значення, тому нею нехтують. Результати розрахунків показано в таблиці 1.17

Таблиця 1.17

	A4	A2	21	26	65	63
$R_{л}$, Ом	3,15	5,56	1,41	2,54	1,28	0,18
$X_{л}$, Ом	j11,31	j20,015	j5,09	j9,14	j1,29	j0,65
$Z_{л}$, Ом	3,15+ j11,31	5,56+ j20,015	1,41+ j5,09	2,54+ j9,14	1,28+ j1,29	0,186+j0,65
$Q_{л}$, МВА	3,27	4,6	0,37	2,64	-	0,736

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		33

Розрахунок втрат потужності в лініях виконуємо з кінця, також враховуємо втрати холостого ходу у трансформаторах, при цьому на підстанціях з двома трансформаторами втрати холостого ходу збільшуються вдвічі, а опір обмоток складає половину опору одного трансформатора, що вже було враховано у попередніх підрахунках.

Розрахунок втрат потужності в трансформаторах проводимо за формулою:

$$\Delta S_T = \frac{P^2 + Q^2}{U_{BH}^2} \cdot Z_T$$

Розрахунок втрат потужності в лінії проводимо за формулою:

$$\Delta S = \frac{P^2 + Q^2}{U_{НОМ}^2} \cdot Z$$

де: P – активна потужність на ділянці, МВА;

Q – реактивна потужність на ділянці, МВАр;

Z – опір ділянки, Ом.

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
						34
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.18 – розрахункові втрати потужностей

Ділянка	S_k , кВА	ΔS , кВА	$S_{п}$, кВА
44'	$58 + j19,06$	$0,216 + j6,111$	$58,216 + j25,175$
A4	$158,216 - j3,271$	$1,62 + j 5,85$	$159,84+ j2,58$
11'	$44 + j21,31$	$0,138 + j39,19$	$44,138 + j25,23$
21	$144,138 - j1,47$	$0,608 + j2,18$	$144,74 + j0,714$
33'	$68+ j49,23$	$0,56 + j14,66$	$68,56 + j63,89$
63	$150,56 - j0,73$	$0,085 + j0,085$	$150,65 + j0,43$
55'	$0,527 + j0,225$	$0,003 + j0,017$	$0,53 + j0,241$
65	$4,33 + j25,4$	$0,69 + j0,705$	$5,02 + j26,14$
22'	$55 + j36,96$	$0,254 + j7,2$	$55,25 + j44,15$
26	$314,7 + j64,75$	$5,39 + j19,37$	$319,099 + j83,45$
66'	$5,58+j26,3$	$0,21+j1,19$	$5,79 + j27,52$
A2	$463,86+j29,166$	$24,84+j89,323$	$488,69+j118,48$

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

Розрахунок напруги для мережі з номінальною напругою 220 кВ проводимо за формулою:

$$U_{i+1} = \sqrt{\left(U_i - \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_i}\right)^2 + \left(\frac{P \cdot X - Q \cdot R}{U_i}\right)^2}$$

де P – активна потужність на ділянці, МВА;

Q – реактивна потужність на ділянці, МВАр;

R та X – активний та реактивний опір, Ом;

U_{i+1} – напруга у вузлі, кВ;

U_i – напруга у попередньому вузлі, кВ.

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
						35
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахунок напруги для мережі з номінальною напругою 35 кВ
проводимо за формулою :

$$U_{i+1} = \left(U_i - \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_i} \right)$$

де P – активна потужність на ділянці, МВА;

Q – реактивна потужність на ділянці, МВАр;

R та X – активний та реактивний опір, Ом;

U_{i+1} – напруга у вузлі, кВ;

U_i – напруга у попередньому вузлі, кВ.

Таблиця 1.19 – падіння напруги на ділянках лінії

вузол	$U_{ном}$, кВ	U , кВ
A	220	231
1	220	222,6
2	220	221,7
3	220	220,9
4	220	223,6
5	35	35,5
6	220	224,2
1'	10	10,04
2'	10	10
3'	10	10,1
4'	10	10,09
5'	0,4	0,403
6'	35	35,4

1.10 Розрахунок втрат електроенергії

Розрахуємо втрати електроенергії для схеми А

Основними величинами, які необхідно враховувати при визначенні втрат електричної енергії, є час найбільших навантажень, час найбільших втрат та втрати електричної енергії в лініях та трансформаторах.

Час найбільших втрат визначаємо за формулою:

$$\tau_{ij} = (0.124 + T_{\text{НБ}ij} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 \text{ (год)}$$

$$\tau_{T1} = (0,124 + 5490 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 3968 \text{ (год)}$$

$$\tau_{A4} = (0,124 + 5980 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 3678 \text{ (год)}$$

Де $T_{\text{НБ}ij}$ – час найбільших перевантажень в годинах.

Втрати в лініях:

$$\Delta W_{ij} = \left(\frac{S_{ij}^H}{U_{\text{НОМ}}}\right)^2 \cdot R_{ij} \cdot \tau_{ij} \text{ (МВт} \cdot \text{год)}$$

$$\Delta W_{A4} = 0,356 \cdot 3,15 \cdot 4566 = 3678 \text{ (МВт} \cdot \text{год)}$$

Втрати в трансформаторах:

$$\Delta W_{Tj} = \left(\frac{S_{Tj}^H}{U_{\text{НОМ}}}\right)^2 \cdot R_{Tj} \cdot \tau_{Tj} + \Delta P_{xi} \cdot 8760 \text{ (МВт} \cdot \text{год)}$$

$$\Delta W_{T1} = 11,904 \cdot 5,6 \cdot 3967 + 50 \cdot 8760 = 3968 \text{ (МВт} \cdot \text{год)}$$

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
						38
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.20 - Результати розрахунку втрат електроенергії схеми А

Ділянка / підстанція	Тнб, (год.)	τ, (год.)	ΔW, МВт·год
А6	4020	2424	70,49
65	5240	3678	2,73
63	4610	2998	0,025
62	5880	4441	25,4
21	5490	3968	2,43
А4	5980	3678	7,58
Т1	5490	3968	70,22
Т2	5880	4441	75,04
Т3	4610	2998	80,17
Т4	5980	4566	70,44
Т5	5240	3678	4097
Т6	4020	2424	43,63
Сумарні втрати			4545,155

Розрахуємо втрати електроенергії для схеми Б

Основними величинами, які необхідно враховувати при визначенні втрат електричної енергії, є час найбільших навантажень, час найбільших втрат та втрати електричної енергії в лініях та трансформаторах.

Час найбільших втрат визначаємо за формулою:

$$\tau_{ij} = (0.124 + T_{\text{НБ}ij} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 \text{ (год)}$$

Де $T_{\text{НБ}ij}$ – час найбільших перевантажень в годинах.

Втрати в лініях:

$$\Delta W_{ij} = \left(\frac{S_{ij}^H}{U_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot R_{ij} \cdot \tau_{ij} \text{ (МВт} \cdot \text{год)}$$

Втрати в трансформаторах:

$$\Delta W_{Tj} = \left(\frac{S_{Tj}^H}{U_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot R_{Tj} \cdot \tau_{Tj} + \Delta P_{\text{Хі}} \cdot 8760 \text{ (МВт} \cdot \text{год)}$$

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
						40
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.21 - Результати розрахунку втрат електроенергії схеми Б

Ділянка / підстанція	Тнб, (год.)	τ , (год.)	ΔW , МВт·год
A2	5880	2424	49,8
65	5240	3678	2,73
63	4610	2998	0,025
26	4020	4441	21,82
21	5490	3968	2,43
A4	5980	3678	7,58
T1	5490	3968	70,22
T2	5880	4441	75,04
T3	4610	2998	80,17
T4	5980	4566	70,44
T5	5240	3678	4097
T6	4020	2424	43,63
Сумарні втрати			4520,85

1.11 Післяаварійний режим роботи електричної схеми Б

При післяаварійному режимі роботи перерва в електропостачанні споживачів I категорії може бути припустима лише на час автоматичного відновлення живлення. Перерва в електропостачанні споживачів II категорії при може бути припустима на час, необхідний для ввімкнення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної оперативної бригади. Для електроспоживачів III категорії перерва в електропостачанні, необхідна для ремонту або заміни пошкодженого елемента системи електропостачання, повинна не перевищувати однієї доби. У післяаварійному режимі напруга на джерелі живлення приймається рівною режиму максимальних навантажень. У аварійному режимі дозволяється відхилення від номінальної напруги $\pm 10\%$.

Проведемо розрахунок по аналогії з пунктом 3, але для аварійного режиму двуцепної ЛЕП на ділянці А2, а результати запишемо до таблиці 1.22

Таблиця 1.22 – аварійний режим

Ділянка	S_k , кВА	ΔS , кВА	S_p , кВА
44'	$58 + j19,06$	$0,216 + j6,111$	$58,216 + j25,175$
А4	$158,216 - j3,271$	$1,62 + j 5,85$	$159,84 + j2,58$
11'	$44 + j21,31$	$0,138 + j39,19$	$44,138 + j25,23$
21	$144,138 - j1,47$	$0,608 + j2,18$	$144,74 + j0,714$
33'	$68 + j49,23$	$0,56 + j14,66$	$68,56 + j63,89$
63	$150,56 - j0,73$	$0,085 + j0,085$	$150,65 + j0,43$
55'	$0,527 + j0,225$	$0,003 + j0,017$	$0,53 + j0,241$
65	$4,33 + j25,4$	$0,69 + j0,705$	$5,02 + j26,14$
22'	$55 + j36,96$	$0,254 + j7,2$	$55,25 + j44,15$
26	$314,7 + j64,75$	$5,39 + j19,37$	$319,099 + j83,45$
66'	$5,58 + j26,3$	$0,21 + j1,19$	$5,79 + j27,52$
А2	$475,84 + j63,123$	$24,84 + j120,124$	$572,38 + j120,124$

1.12 Режим мінімального навантаження електричної мережі схеми Б

Проведемо аналогічний розрахунок пункту 3, але введемо P_{\min} та отримаємо дані щодо роботи лінії при мінімальному режимі

$$P_{\min} = P_{\max} \cdot K_{\min}$$

$K_{\min} = 0,52$ – частка всіх навантажень в номінальному режимі P_{\min} по відношенню до максимального P_{\max} .

Як приклад, розрахуємо мінімальний режим для ділянки 4

$$P_{44\min} = P_{44} \cdot K_{\min} = 58 \cdot 0,52 = 30,16$$

$$Q_{44\min} = P_{44\min} \cdot tg(\arccos(\cos(\varphi))) = 30,16 \cdot tg(\arccos(0,95)) = j9,913$$

$$S_{44\min} = P_{44\min} + Q_{44\min} = 30,16 + j9,913 \text{ МВА}$$

Розрахунок кінцевої потужності окремої ділянки схеми за формулою

$$S_{к44} = \sum S_{л4} = S_4 = 30,16 + j9,913 \text{ МВА}$$

Розрахунок втрат потужності в трансформаторах проводимо за формулою:

$$\begin{aligned} \Delta S_{44} &= \frac{P_{44\min}^2 + Q_{44\min}^2}{U_{ВН}^2} \cdot Z_{Т4} = \frac{30,16^2 + j9,913^2}{220^2} \cdot 2,8 + j79,35 \\ &= 0,058 + j1,65 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Розрахунок початкової потужності окремої ділянки схеми за формулою

$$\begin{aligned} S_{п44} &= S_{к} + \Delta S_{44} = 30,16 + j9,913 + 0,058 + j1,65 \text{ МВА} \\ &= 30,218 + j11,566 \text{ МВА} \end{aligned}$$

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		43

Таблиця 1.23 - Результати розрахунків під час мінімального режиму схеми Б

Ділянка	S_k , МВА	ΔS , МВА	$S_{п}$, МВА
44'	30.16+9.913i	0.058+1.652i	30.218+11.566i
A4	130.218-3.271i	1.103+3.965i	131.321+0.694i
11'	22.88+11.081i	0.037+1.06i	22.917+12.141i
21	122.917-1.472i	0.442+1.59i	123.359+0.118i
33'	35.36+25.6i	0.154+3.965i	35.514+29.565i
63	117.514-0.7359i	0.052+0.186i	117.566-0.55i
55'	0.274+0.117i	0,0008 + 0,004i	0.275+0.121i
65	4.075+25.321i	0.69+0.696i	5.028+26.146i
22'	28.6+19.219i	0.069+1.947i	28.669+21.166i
26	287.551+97.075i	5.39+19.377i	319.099+83.452i
66'	5.319+26.241i	0.21+1.179i	5.529+27.42i
A2	463.845+33.166i	24.846+89.323i	488.691+118.489i

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		44

Розрахунок напруги для мережі з номінальною напругою 220 кВ
проводимо за формулою:

$$U_1 = \sqrt{\left(220 - \frac{22,88 \cdot 1,416 + j11,081 \cdot j5,092}{220}\right)^2 + \left(\frac{22,88 \cdot 1,416 - j11,081 \cdot j5,092}{220}\right)^2} = 221,8 \text{ кВ}$$

Розрахунок напруги для мережі з номінальною напругою 10 кВ
проводимо за формулою

$$U_{5'} = \left(10 - \frac{0,274 \cdot 1,285 + j0,117 \cdot j1,297}{10}\right) = 10,03 \text{ кВ}$$

Таблиця 1.24 - Результати розрахунку напруги у вузлах при мінімальному режимі

вузол	U _{ном} , кВ	U, кВ
A	220	226,6
1	220	221,8
2	220	221,5
3	220	221,2
4	220	220,8
5	35	35,14
6	220	221,8
1'	10	10,02
2'	10	10
3'	10	10,08
4'	10	10,02
5'	0,4	10,03
6'	35	35,22

2. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ.

Головна мета розрахунку електричної частини підстанції полягає в проектуванні, будівництві та експлуатації надійної та ефективної електроенергетичної системи. Розрахунок електричної частини підстанції передбачає розробку оптимальної топології та параметрів електрообладнання, яке забезпечує передачу, розподіл та перетворення електроенергії від виробника до споживача.

Основні завдання розрахунку електричної частини підстанції включають:

Визначення потреби в потужності та напрузі електроенергії від виробників та споживачів, а також визначення потреби в резервних джерелах живлення та системах аварійного живлення.

Розробка оптимальної топології та параметрів електрообладнання, яке забезпечує ефективний перехід від одного напругового рівня до іншого, а також забезпечення відповідної якості електроенергії.

Визначення вимог до безпеки та захисту електрообладнання та персоналу, включаючи розрахунок систем заземлення, релейного захисту та інших захисних систем.

Розробка оптимальної схеми керування та управління електроенергетичною мережею підстанції.

Отже, головна мета розрахунку електричної частини підстанції полягає у створенні надійної, ефективної та безпечної електроенергетичної системи, яка забезпечує ефективний транспорт електроенергії від виробників до споживачів. Розрахунок електричної частини підстанції є складним технічним завданням, яке вимагає знань з різних областей, таких як електротехніка, енергетика, автоматика

					<i>БР 3.6.141.392 ПЗ</i>				
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>	<i>Розрахунок електричної мережі та вибір обладнання високовольтної підстанції</i>	<i>Лист.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Листів</i>	
<i>Розроб.</i>		<i>Чухно В.В.</i>						<i>46</i>	<i>96</i>
<i>Перевір.</i>									
<i>Реценз.</i>									
<i>Н. Контр.</i>									
<i>Затверд.</i>									
						<i>СумДУ, гр. ЕТ-91</i>			

та захист від аварій.

При проектуванні електричної частини підстанції необхідно враховувати ряд факторів, таких як географічне розташування, розмір підстанції, потужність та рівень напруги, тип використовуваного обладнання, вимоги до надійності та безпеки електропостачання. При розрахунку електричної частини підстанції необхідно враховувати також вимоги до якості електроенергії, такі як рівень напруги, частота, гармоніки тощо.

Розрахунок електричної частини підстанції допомагає забезпечити надійне та безпечне електропостачання для споживачів, зменшити втрати енергії в мережах, забезпечити стабільність напруги та частоти, а також забезпечити ефективне використання енергетичних ресурсів. Розрахунок електричної частини підстанції є важливою складовою процесу планування та розвитку енергетичної інфраструктури, який допомагає забезпечити енергетичну безпеку та стійкість електроенергетичної системи в цілому.

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
						47
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.1 Перевірка потужності силових трансформаторів

Для розрахунків була обрана підстанція номер 4, схема електричної мережі а також лінійна схема з усіма вихідними даними зазначені нижче.

Таблиця 2.1 - Вихідні дані для проектування

$P_{\text{НОМ.НАВ,}}$ МВт	$\cos(\phi)_{\text{НАВ}}$	L_1 , А4 км	z_0 , Ом/км	$S_{\text{КЗ.С,}}$ МВА	t , ° С
58	0,95	26	0,12+j0,44	3000	20

Таблиця 2.2 - Добовий графік навантаження споживачів

годин	Навантаження в % від номінальної потужності											
	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
%навантажен ня	40	45	60	90	90	90	75	100	90	125	155	100

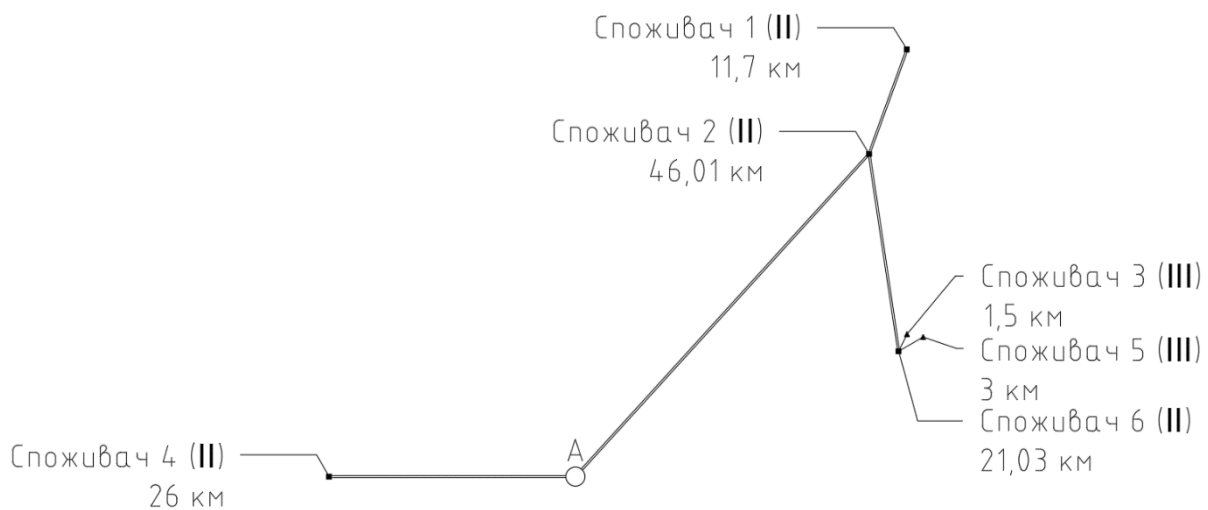


Рисунок 2.1 - Схема електричної мережі

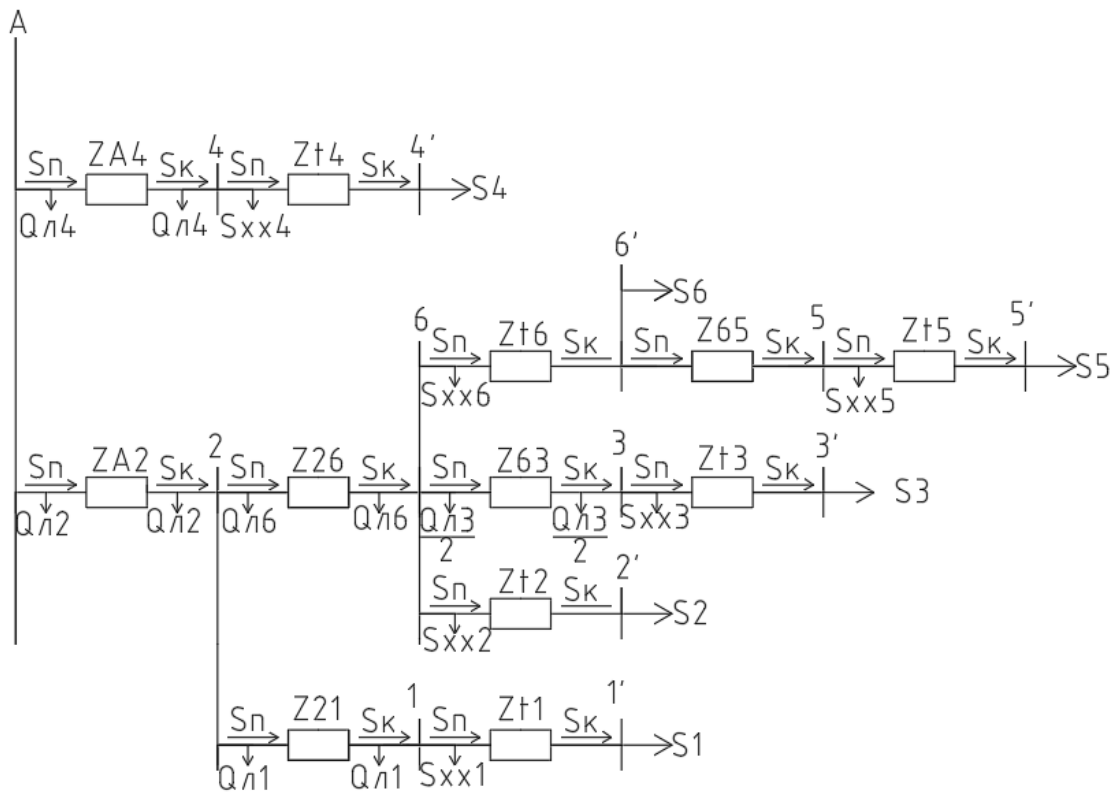


Рисунок 2.2 – Лінійна схема заміщення

Визначимо повну потужність навантаження

$$S_{\text{ном.нав.}} = \frac{P_{\text{ном.нав.}}}{\cos \varphi_{\text{нав.}}} = \frac{58}{0,95} = 61,05 \text{ МВА}$$

Отже, беремо трансформатор ТРДЦН-63000/220

Графік навантаження

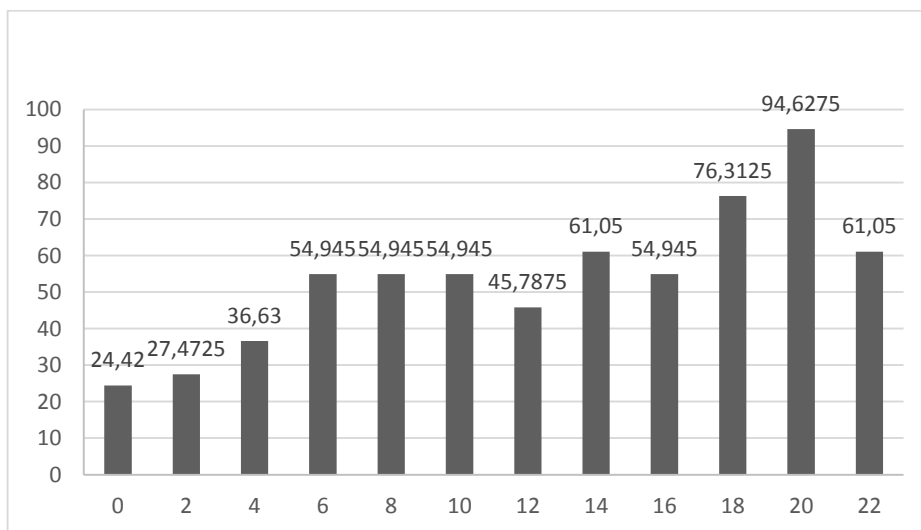


Рисунок 2.3 – Графік навантаження

Таблиця 2.3 – Навантаження від номінальної потужності

Год.	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
%	40	45	60	90	90	90	75	100	90	125	155	100
S, МВА	24,42	27,47	36,63	54,94	54,94	54,94	45,78	61,05	54,94	76,31	94,62	61,05

Початкове навантаження еквівалентного графіка визначимо за формулою, але при цьому беремо ступені, розміщені нижче лінії номінальної потужності трансформатора

$$K_1 = \frac{1}{S_{НОМ.ТР.}} \sqrt{\frac{\sum S_n^2 t_n}{\sum t_n}}$$

$$= \frac{1}{63} \sqrt{\frac{24,42^2 * 2 + 27,47^2 * 2 + 36,63^2 * 2 + 45,78^2 * 2 + 54,94^2 * 8 + 61,05^2 * 4}{2 + 2 + 2 + 2 + 8 + 4}}$$

$$= 0,783$$

Визначимо другий ступінь еквівалентного графіка, але при цьому беремо ступені, розміщені вище лінії номінальної потужності трансформатора

$$K_2 = \frac{1}{S_{НОМ.ТР.}} \sqrt{\frac{\sum S_n^2 t_n}{\sum t_n}} = \frac{1}{63} \sqrt{\frac{76,313 * 2 + 94,628^2 * 2}{2 + 2}} = 1,364$$

Максимальне перевантаження:

$$K_{MAX} = \frac{S_{MAX}}{S_{НОМ.ТР.}} = \frac{94,628}{63} = 1,5$$

$$K_2' = 0,9 \cdot K_{MAX} = 0,9 \cdot 1,5 = 1,35$$

Так як значення $K_2 > K_2'$, то остаточно беремо $K_2 = 1,364$.

Таблиця 2.4 – ГОСТ 14209-85 допустимі тривалі нагрівки

h, ч	М та Д		
	K_2 при значеннях $K_1 = 0,25 - 1$		
	0,7	0,783	0,8
4	1,29	1,2568	1,25

За ГОСТ 14209-85 при температурі в 20 °С і з типом охолодження трансформатора Д та М - $K_{2ГОСТ} = 1,2568$

Навіть без інтерполяції видно, що мінімальне табличне значення менше розрахункового, тому $K_2 > K_{2ГОСТ}$, трансформатор ТРДЦН-63000/220 не підходить.

Хоча трансформатор ТРДЦН-63000/220 не підходить, але враховуючи що підстанція 4 тупикова та II класу надійності – беремо 2 трансформатори типу ТРДЦН-63000/220

Таблиця 2.5 - Каталогні дані ТРДЦН-63000/220

Тип	$S_{НОМ}$, МВА	Межі регулювання	Каталожні дані						Розрахункові дані		
			$U_{НОМ}$, кВ		U_k , %	ΔP_k , кВт	P_x , кВт	I_x , %	R_T , Ом	X_T , Ом	ΔQ_x , кВАр
			ВН	НН							
ТРДЦН-63000/220	63	$\pm 12*1$	230	11	11,5	260	62	0,4	3,9	88,4	504

2.2 Розрахунок струмів короткого замикання

Значення струмів короткого замикання необхідні для правильного вибору устаткування на стороні 220 кВ і 10 кВ. Підстанція живиться двома повітряними лініями. Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання приведена на рис 2.4.

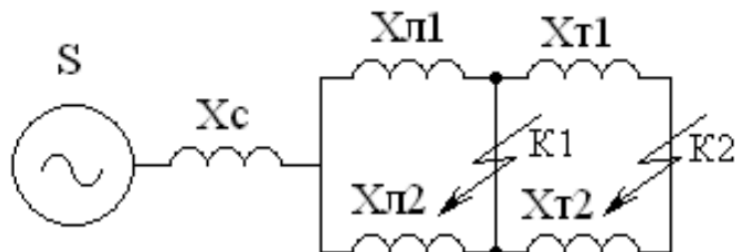


Рисунок 2.4 – Схема заміщення для розрахунку струмів КЗ

Розрахунок струмів КЗ буде вестися в іменованих одиницях вимірювання.

Знайдемо загальний опір ліній, Ом:

$$X_L = \frac{(L_1 * x_0) * (L_1 * x_0)}{(L_{л1} * x_0) + (L_1 * x_0)}$$

$$X_L = \frac{(26 * 0,44) * (26 * 0,44)}{(26 * 0,44) + (26 * 0,44)} = 5,72 \text{ Ом.}$$

Опір системи, Ом:

$$X_C = \frac{U_B^2}{S_C} = \frac{220^2}{3000} = 16,13 \text{ Ом.}$$

Розрахуємо опір трансформатора:

Потужність трансформатора $S_T = 63$ (МВА);

Опір трансформатора :

$$X_T = \frac{U_K \% \cdot U_H^2}{100 S_H} = \frac{11,5 \cdot (220 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 63 \cdot 10^6} = 88,4 \text{ Ом.}$$

Періодична складова струму КЗ в точці К₁, кА:

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
						52
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{K1} = \frac{U_B}{\sqrt{3} * (X_C + X_L)} = \frac{230}{\sqrt{3} * (16,13 + 5,72)} = 6,03 \text{ кА.}$$

Періодична складова струму КЗ в точці К₂, кА:

$$I_{K2} = \frac{U_B}{\sqrt{3} * (X_C + X_L + X_T)} * \frac{U_B}{U_H} = \frac{230}{\sqrt{3} * (16,13 + 5,72 + 88,4)} * \frac{230}{11}$$

$$I_{K2} = 25,18 \text{ кА.}$$

Визначимо ударні струми (кА). Для цього з довідкових даних візьмемо значення ударного коефіцієнта ($k_{уд} = 1,717$) для системи, зв'язаної зі збірними шинами повітряними лініями (напругою 220 кВ).

У точці К₁, кА:

$$I_{уд1} = \sqrt{2} * k_{уд} * I_{K1} = \sqrt{2} * 1,717 * 6,03 = 14,64 \text{ кА;}$$

У точці К₂, кА:

$$I_{уд2} = \sqrt{2} * k_{уд} * I_{K2} = \sqrt{2} * 1,717 * 25,18 = 61,15 \text{ кА.}$$

Вважаємо, що амплітуда ЕРС та періодична складова струмів КЗ (в точках К₁ та К₂) незмінні в часі, тому через час, рівний часу відключення, кА:

в точці К₁, кА:

$$I_{нт1} = I_{K1} = 6,03 \text{ кА;}$$

в точці К₂, кА:

$$I_{нт2} = I_{K2} = 25,18 \text{ кА.}$$

Аперіодична складова струму КЗ в момент розходження контактів вимикача знаходиться за формулою:

$$i_a = \sqrt{2} * I_{нт} * e^{-\frac{t}{T_a}},$$

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		53

де T_a – постійна часу затухання аперіодичної складової струму КЗ.

Прийmemo:

$$T_{a1} = 0,025 \text{ с}, T_{a2} = 0,05 \text{ с},$$

$$t_1 = 0,06 \text{ с}, t_2 = 0,1 \text{ с}.$$

В точці K_1 , кА:

$$i_{a1} = \sqrt{2} * I_{n\tau 1} * e^{-\frac{t_1}{T_{a1}}} = \sqrt{2} * 6,03 * e^{-\frac{0,06}{0,025}} = 0,77 \text{ кА};$$

в точці K_2 , кА:

$$i_{a2} = \sqrt{2} * I_{n\tau 2} * e^{-\frac{t_2}{T_{a2}}} = \sqrt{2} * 25,25.18 * e^{-\frac{0,1}{0,05}} = 29,16 \text{ кА}.$$

Визначимо інтеграл Джоуля (термічну стійкість):

в точці K_1 , $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$:

$$B_{R1} = I_{K1}^2 * (t_1 + T_{a1}) = 6,03^2 * (0,06 + 0,025) = 3,09;$$

в точці K_2 , $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$:

$$B_{R2} = I_{K2}^2 * (t_2 + T_{a2}) = 25,18^2 * (0,1 + 0,05) = 38,04$$

Усі результати розрахунків занесемо до табл. 2.6

Таблиця 2.6 – 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, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$
Шини 220 кВ (K_1)	6,03	14,64	6,03	0,77	3,09
Шини 10 кВ (K_2)	25,18	61,15	25,18	29,16	38,04

2.3 Вибір комутаційної апаратури для розподільчих пристроїв підстанції

Максимальний струм на зовнішньому боці

$$I_{max}^{ВН} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 221,4 \text{ А}$$

Струм у колі вступних вимикачів на боці 10 кВ

$$I_{max}^{НН} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 4629 \text{ А}$$

Струм у колі секційного вимикача

$$I_{max}^{СВ} = \frac{0,7 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}} = \frac{0,7 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 2314 \text{ А}$$

Струм у колі лінії, що відходить

$$I_{max}^{ОТХ} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН} \cdot 10} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 11 \cdot 10} = 463 \text{ А}$$

Вибір вимикача на боці високої напруги 110 кВ

Вибір вимикачів наведений у таблиці 3. Каталожні параметри вимикача.

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
						55
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Вибираємо вимикач ВВБ-220Б-31,5/2000У1 на боці 220 кВ.

Таблиця 2.7 – Вибір вимикача на боці 220 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_H$, кВ	220	220
$I_{расч} \leq I_{ном}$, А	221,4	2000
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$, кА	6,03	31,5
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$, кА	14,64	102
$I_{нт} \leq I_{откНом}$, кА	6,03	31,5
$I_{ат} \leq I_{а ном}$, кА	0,77	7,245
$B_K \leq I_T^2 t_r$, кА ² с	3,09	7500

Вибір вимикача у колі трансформатора та селекційного вимикача на боці 10 кВ.

Вибираємо вимикач ЗАНЗ Siemens HG -17,5-63/173-6300

Таблиця 2.8 – Вибір вимикачів у колі трансформатора на боці 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_H$, кВ	10	17,5
$I_{расч} \leq I_{ном}$, А	4629	6300
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$, кА	25,18	63
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$, кА	61,15	173
$I_{нт} \leq I_{откНом}$, кА	25,18	63
$I_{ат} \leq I_{а ном}$, кА	29,16	39,69
$B_K \leq I_T^2 t_r$, кА ² с	38,04	2976,75

Вибираємо вимикач 3АНЗ Siemens HG -12-63/160-3150

Таблиця 2.9 – Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$, кВ	10	10
$I_{расч} \leq I_{ном}$, А	2314	3150
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$, кА	25,18	63
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$, кА	61,15	160
$I_{нт} \leq I_{откНом}$, кА	25,18	63
$I_{ат} \leq I_{а ном}$, кА	29,16	25,2
$B_K \leq I_T^2 t_r$, кА ² с	38,04	2976,75

Вибір вимикача на лінію, що відходить, 10 кВ та роз'єднувача 110 кВ.

Вибираємо вимикач 3АНЗ Siemens HG -12-63/160-1250.на напрузі 10 кВ

Таблиця 2.10 – Вибір вимикачів на лінію, що відходить, 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$, кВ	10	10
$I_{расч} \leq I_{ном}$, А	463	1250
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$, кА	25,18	63
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$, кА	61,15	160
$I_{нт} \leq I_{откНом}$, кА	25,18	63
$I_{ат} \leq I_{а ном}$, кА	29,16	50,4
$B_K \leq I_T^2 t_r$, кА ² с	38,04	2976,75

Рекомендується брати до установки на боці 220 кВ роз'єднувачі типу РНДЗ.1-220/630 Т1 і РНДЗ.2-220/630 Т1. Перевіримо чи підходить перший роз'єднувач.

Таблиця 2.11 – Вибір роз'єднувача 220 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_H$, кВ	220	220
$I_{расч} \leq I_{ном}$, А	221,4	630
$i_{уд} \leq I_{СКВ}$, кА	14,64	100
$B_K \leq I_T^2 t_r$, кА ² с	3,09	3333

Обраний роз'єднувач цілком задовольняє умови вибору.

2.4 Вибір трансформатора власних потреб

Споживачами власних потреб є оперативні ланцюги, системи охолодження силових трансформаторів, освітлення, електроопалення і т.ін.

Таблиця 2.12 – Розрахунок потужності приймача власних потреб

Види споживачів	Встановлена потужність		cos φ	tg φ	Навантаження	
	одиниці, кВт*к-сть	Всього, кВт			P, кВт	Q, кВАр
ТРДЦН-63000/220	29,6×2	59,2	0,95	0,33	59,2	19,53
Підігрів вимикачів на напрузі 220 кВ	1,8×3	10,8	1	0	10,8	0
Підігрів приводів роз'єднувачів, відділювачів, короткозамикачів	0,6×10	6	1	0	6	0
Опалення, освітлення, вентиляція закритого РП	7×1	7	1	0	7	0
Освітлення РП	5×1	5	1	0	5	0
Всього					88	19,53

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.

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		59

Оскільки $S_{\text{розр}} = k_c \sqrt{P^2 + Q^2} = 0,8 \sqrt{88^2 + 19,53^2} = 72,1$ кВА, тому беремо потужність трансформатора власних потреб такою, що дорівнює 63 кВА.

Так як ПС у нас двотрансформаторна, то беремо два трансформатори власних потреб ТМ-63. При відключенні одного трансформатора інший буде завантаженим на $72,1/63 = 1,14$ тобто на 14 %, що не перевищує граничного значення у 40 %.

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
						60
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.5 Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги

Для ввімкнення електровимірювальних приладів і пристроїв релейного захисту необхідна установка трансформаторів струму і напруги. Перевірку трансформаторів за вторинним навантаженням виконуємо з урахуванням ввімкнення тільки вимірювальних приладів.

У ланцюзі силового трансформатора з боку нижчої напруги встановлюється амперметр, вольтметр, ватметр, лічильники активної і реактивної енергії, на шинах 220 кВ – вольтметр із перемикачем для виміру трьох між фазових напруги, на секційному вимикачі 10 кВ амперметр, на лініях, що відходять, 10 кВ амперметр, лічильники активної і реактивної енергій. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведений у таблиці 13.

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		61

Таблиця 2.13 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Клас	Навантаження по фазах		
		А	В	С
Амперметр	1	0,5	0,5	0,5
Ватметр	1,5	0,5	-	0,5
Варметр	1,5	0,5	-	0,5
Лічильник активної енергії	1	2,5	-	2,5
Лічильник реактивної енергії	1,5	2,5	-	2,5
Сумарне навантаження струму в колі силового тр-ра з боку НН		6,5	0,5	6,5
Сумарне навантаження струму в колі секц. Вимикати 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

Таблиця 2.14 – Вибір трансформатора струму в колі силового трансформатора на боці вищої напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	220 кВ	220 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	221,4 А	300 А
$I_y \leq I_{прСКВ}$	14,64 кА	27 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	3,09 кА ² с	10 кА ² с
$Z_H \leq Z_{Hном}$	1,08 Ом	1,2 Ом

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

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

Тоді опір сполучних проводів може бути

$$Z_{\text{пр}} = Z_{\text{ном}} - Z_{\text{прил}} - Z_{\text{к}}$$

де: $Z_{\text{ном}}$ – номінальний опір навантаження, Ом;

$Z_{\text{прил}}$ – опір приладів, Ом;

$Z_{\text{к}}$ – опір контактів, Ом.

$$Z_{\text{пр}} = 1,2 - 0,02 - 0,1 = 1,08 \text{ Ом.}$$

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

Перетин жил при довжині кабеля $l = 75 \text{ м}$.

$$Z_{\text{пр}} = \rho \frac{l}{F}$$

де: ρ – питомий опір алюмінію $0,0283 \frac{\text{Ом}\cdot\text{мм}}{\text{м}}$,

F – перетин жил, мм^2 ,

$$Z_{\text{пр}} = 0,0283 \frac{75}{4} = 0,531 \text{ Ом}$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_{\text{н}} = Z_{\text{пр}} + Z_{\text{прил}} + Z_{\text{к}} = 0,531 + 0,02 + 0,1 = 0,65 \text{ Ом}$$

що менше ніж $1,2 \text{ Ом}$, припустимих при роботі трансформатора в класі точності $0,5$.

Трансформатор струму ТФЗМ – 220 Б – 1 відповідає умовам вибору.

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		63

В якості трансформатора на боці низької напруги оберемо ТШЛ – 10.

Таблиця 2.15 – Вибір трансформатора струму у колі силового трансформатора на боці низької напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	4629 А	5000 А
$i_y \leq i_{дин}$	61,15 кА	80 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	38,04кА ² с	40 кА ² с
$Z_H \leq Z_{Hном}$		1,2 Ом

Перевірка за вторинним навантаженням виконується аналогічно. Загальний опір струмового кола менший за 1,2 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0,5.

Рекомендується вибрати трансформатор ТШЛ – 10.

Таблиця 2.16 – Вибір трансформатора струму на лінії, що відходить

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	463 А	5000 А
$i_y \leq i_{дин}$	61,15 кА	80 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	38,04кА ² с	40 кА ² с
$Z_H \leq Z_{Hном}$		1,2 Ом

Беремо до установки трансформатор струму ТШЛ – 10.

Як трансформатори напруги вибираємо на боці 220 кВ трансформатори НКФ-220-58, на боці 10 кВ- НОМ-10-66, параметри яких вказані в таблиці 2.17.

Таблиця 2.17 – Параметри трансформаторів

Тип	Номинальна напруги			Номинальна потужність, ВА, в класі точності				Максимальна потужність, ВА
	Первинної, В	Вторинної, В	Додаткової, В	0,2	0,5	1	3	
НКФ-220-58	$\frac{150}{\sqrt{3}}$	$\frac{100}{\sqrt{3}}$	100	-	400	600	1200	2000
НОМ-10-66	10	100	-	-	75	150	300	630

2.6 Вибір ошинковки розподільних пристроїв (рп)

Ошиновку в РП 220 кВ виконують, як правило, сталелегатурними проводами марки АС, при цьому перетин шин повинен бути не менше 70 мм. Вибір перетину здійснюється за довгостроково припустимому струмові. Мінімальний перетин, виходячи з умови термічної стійкості, визначається за формулою:

$$F_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{3,09}}{91 \cdot 10^{-3}} = 19.317 \text{ мм}^2$$

де $C = 91 \cdot 10^{-3} \frac{\text{кАс}}{\text{мм}^2}$.

Вибираються ці шини за економічною щільністю струму.

$$q_{min} = \frac{I_{\text{трив}}}{j_e},$$

де j_e - економічна щільність струму $[j_e] = \frac{\text{А}}{\text{А/мм}^2}$;

$j_e = 1$ – для неізолюваних мідних проводів (при $T_{\text{нб}} = 5880$ год -

час використання найбільшого навантаження)

$$q_{min} = \frac{221,4}{1,1} = 221,4 \text{ мм}^2$$

Для підстанції обираємо провід АС 240/32.

У РП 10 кВ застосовують жорсткі шини, які перевіряються по нагріву, щоб температура провідника не перевищувала припустимого значення необхідно, щоб виконувалася нерівність:

$$I_{\text{роб.нб}} \leq I_{\text{доп}}$$

$$I_{\text{роб.нб}} = 4629 \text{ А}$$

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		66

По $I_{роб.нб}$ вибираємо алюмінієві шини коробчастого перерізу

$2 \times 150 \times 65 \times 7$ мм, переріз (1785 мм^2), для цих шин $I_{доп} = 5650 \text{ А}$

$I_{роб.нб}$ – max струм в після аварійному та нормальному режимах.

$I_{доп}$ - max допустимий струм шин вибраного перерізу.

$k_{п}$ - поправний коефіцієнт на струм при розрахованій температурі середовища

$$I_{доп} = I_{доп.ном} \cdot k_{п} = 5650 \cdot 0.9 = 5085 \text{ А}$$

$$4629 \leq 5085$$

Нерівність виконується.

Жорсткі шини повинні перевірятися на термічну стійкість при КЗ.

$$q \geq q_{min}$$

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{38,04}}{91 \cdot 10^{-3}} = 67,776 \text{ мм}^2$$

$$2 \times 1785 \leq 67,776$$

Нерівність виконується.

Вибрані шини, у загальному випадку, необхідно перевірити також на електродинамічну стійкість. Жорсткі шини повинні бути перевірені на динамічні дії струмів КЗ і на можливість виникнення резонансних явищ. Зазначені явища не виникають при КЗ, якщо власна частота коливань шини менше 30 і більше 200 Гц. частота власних коливань для мідних шин визначається за формулою

Частота власних коливань шинної конструкції

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{J_{y0-y0}}{q}}$$

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		67

де l - довжина прольоту між ізоляторами $l = 2$ м;

$J_{y_0-y_0}$ - момент інерції шини коробчастого перерізу щодо осі, перпендикулярної до напрямку згинаючої сили, см^4 ;

q - поперечний переріз шини, см^2 .

$$f_0 = \frac{173,2}{2^2} \sqrt{\frac{1260}{2 \cdot 17,85}} = 257 \text{ Гц}$$

Оскільки $f_0 > 200$ Гц, то резонанс виключений.

Перевірка шини на міцність

Напруга в матеріалі шин від взаємодії фаз визначається за формулою, МПа:

$$\sigma_p = K_p \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W \cdot a} \cdot 10^{-2},$$

де K_p – коефіцієнт, який враховує розташування шин;

i_y – ударний струм КЗ, кА;

a – відстань між фазами, м;

W – момент опору шини відносно осі, перпендикулярної до дії зусилля, см^3 .

$$\sigma_\phi = \sqrt{3} \frac{61,15^2 \cdot 2^2}{167 \cdot 0,5} \cdot 10^{-2} = 1,55 \text{ МПа}$$

Сила взаємодії між швелерами, Н/м:

$$f_{\text{ш}} = 0,05 \frac{i_y^2}{h},$$

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
						68
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де h – висота шин, м.

$$h = \frac{150}{1000} = 0,15$$

$$f_{\Pi} = 0,05 \frac{61,15^2}{0,15} = 1246,44 \text{ Н/м}$$

Напруга в матеріалі шин від дії сили f_{Π} , МПа:

$$\sigma_{\Pi} = \frac{f_{\Pi} \cdot l^2}{12 \cdot W_{\Pi}}$$

де $W_{\Pi} = W_{y-y}$

$$\sigma_{\Pi} = \frac{1246,44 \cdot 2^2}{12 \cdot 167} = 2,49 \text{ МПа}$$

Шини механічно міцні, якщо

$$\sigma_{\text{розр}} = \sigma_{\Phi} + \sigma_{\Pi} = 1,55 + 2,49 = 4,04$$

$$\sigma_{\text{розр}} = \sigma_{\Phi} + \sigma_{\Pi} \leq \sigma_{\text{доп}}$$

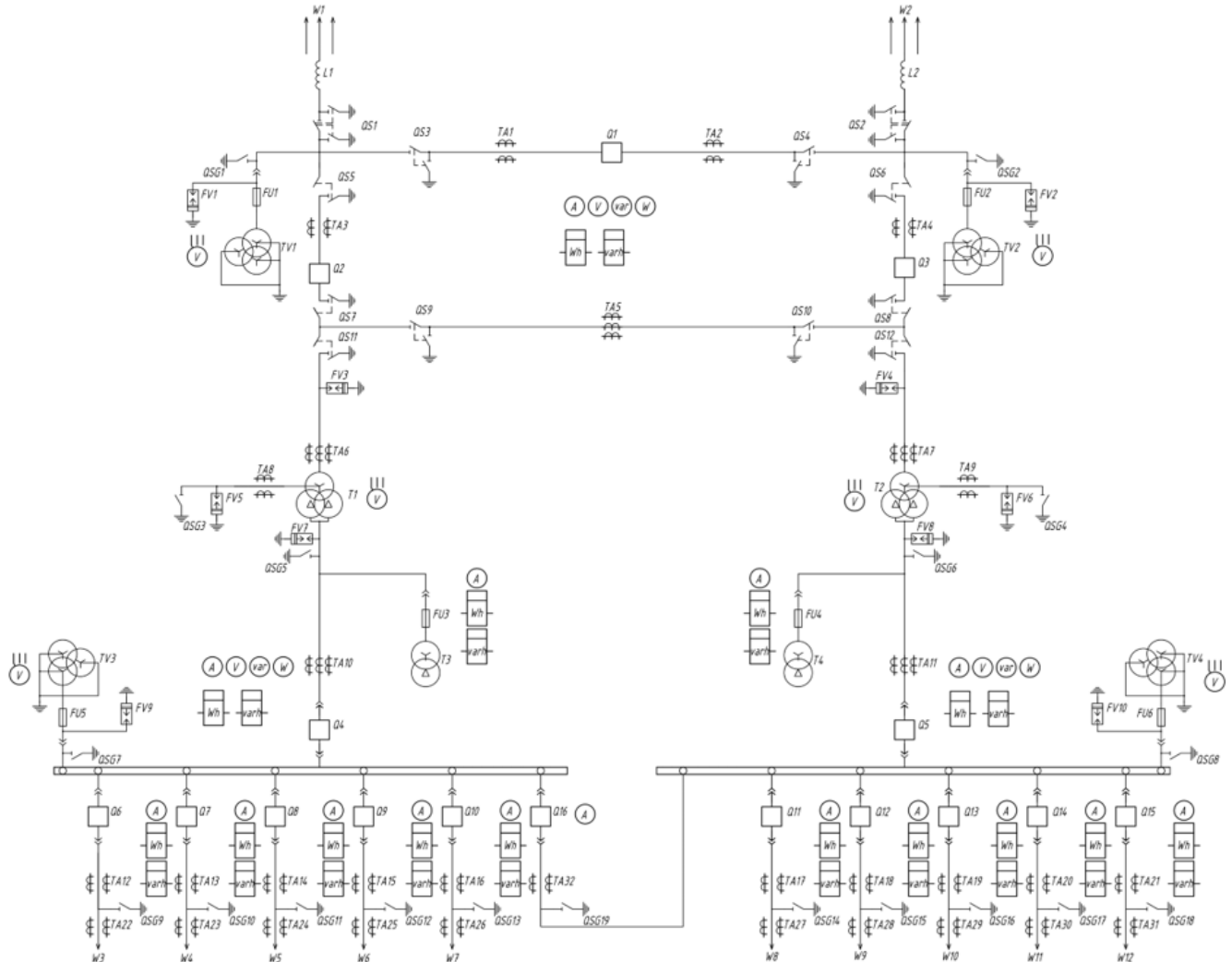
$$4,04 \text{ МПа} \leq 75 \text{ МПа}$$

Умова механічної міцності виконується, отже шини обрано правильно

					БР 3.6.141.392 ПЗ	Арк.
						69
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.7 Схема підстанції

Враховуючи всі вище перераховані вхідні та розрахункові дані можна зобразити таку схему прохідної підстанції з містком вимикачем в ланцюгах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів.



						Арк.
						70
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3. РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ

Головна ціль розрахунку релейного захисту підстанції полягає в забезпеченні надійного і швидкого відключення пошкоджених ділянок електричної мережі з метою запобігання подальшого поширення аварійних процесів та збереження життя та майна людей.

Релейний захист є складовою частиною системи автоматичного управління електричною мережею та використовується для виявлення та локалізації аварійних ситуацій, таких як коротке замикання, перевантаження, замикання фаз на землю, перенапруга та інші. Релейний захист використовується для забезпечення безпеки експлуатації та захисту обладнання електричної мережі від пошкоджень, що можуть призвести до небезпеки для людей та збитків для майна.

Розрахунок релейного захисту полягає в виборі відповідного типу реле та налагодженні його параметрів з метою забезпечення швидкого та надійного відключення пошкодженого ділянки електричної мережі. Для цього використовуються різні методи та алгоритми розрахунку релейного захисту, які залежать від конкретних умов та параметрів електричної мережі.

					<i>БР 3.6.141.392 ПЗ</i>			
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Чухно В.В.</i>			<i>Розрахунок електричної мережі та вибір обладнання високовольтної підстанції</i>	<i>Лит.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Листів</i>
<i>Перевір.</i>							71	96
<i>Реценз.</i>						<i>СумДУ, гр. ЕТ-91</i>		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Затверд.</i>								

Вихідні дані до розрахунку трансформатора на підстанції номер 4 ТРДЦН-63000/220 наведені в табл. 3.1

Таблиця 3.1 - вхідні дані релейного захисту

Тип реле	Група з'єднання обмоток	Потужність тр-ра	ВН	НН	$U_K, \%$	$\Delta P_K, \text{кВт}$	$\Delta P_X, \text{кВт}$	$I_X, \%$
ДЗТ-11	Y/Δ	63МВА	230	11	12	300	82	0,8

Складемо схему релейного захисту та схему заміщення рис. 3.1.

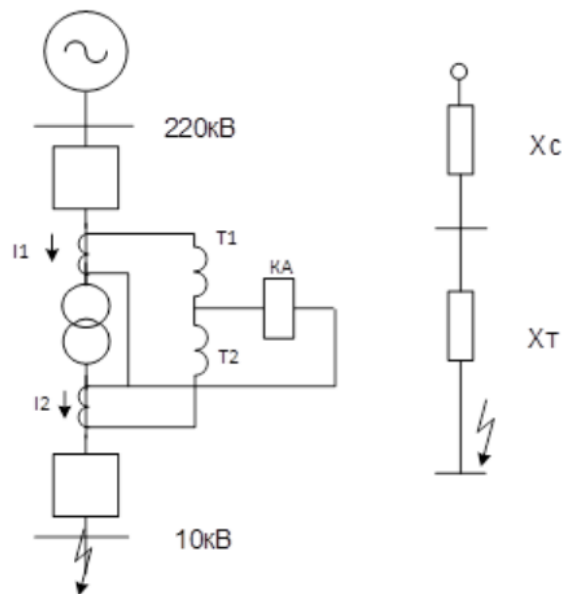


Рисунок 3.1 – Схема РЗА та схема заміщення

Визначимо реактивний опір трансформатора

$$X_T = \frac{U_K * U_{НОМ}^2}{100 * S_H} = \frac{12 * 230^2}{100 * 63} = 100,76 \text{ Ом}$$

При розрахунках струмів КЗ для захисту трансформаторів з РПН необхідно враховувати зміну опору за рахунок регулювання напруги. Для трансформаторів 220 кВ можна прийняти:

$$x_{\text{В.макс}} = x_{\text{Т.НОМ}}(1 + \Delta U)^2 = 100,76 * (1 + 0,12)^2 = 126 \text{ Ом}$$

$$x_{\text{В.мін}} = x_{\text{Т.НОМ}}(1 - \Delta U)^2 = 100,76 * (1 - 0,12)^2 = 78 \text{ Ом}$$

Розрахуємо струм КЗ на шинах НН

$$I_{\text{К.макс}}^{(3)} = \frac{U_{\text{с.НОМ}}}{\sqrt{3} * (x_{\text{с.макс}} + x_{\text{В.мін}})} = \frac{230}{\sqrt{3} * (12 + 78)} = 1,47 \text{ кА}$$

$$I_{\text{К.мін}}^{(2)} = \frac{U_{\text{с.НОМ}}}{2 * (x_{\text{с.мін}} + x_{\text{В.макс}})} = \frac{230}{2 * (18 + 126)} = 0,960 \text{ кА}$$

Струм спрацьовування захисту визначається за більшим з двох розрахункових умов:

А) відбудова від стрибка струму намагнічування:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{Т}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ср.НОМ}}} = \frac{63}{\sqrt{3} * 230} = 0,158 \text{ кА}$$

$$I_{\text{с.з.}} = k_{\text{від}} * I_{\text{НОМ}} = 1,3 * 0,128 = 0,2058 \text{ А}$$

де $k_{\text{від}}$ – коефіцієнт відбудови.

Б) Відбудова від струму небалансу

$$I_{\text{с.з.}} = k_{\text{з}}(k_{\text{одн}}\epsilon + \Delta U_1) * I_{\text{К.мін}}^{(2)} = 1,3(1,0 * 0,1 + 0,12) * 1,47 = 0,422 \text{ А}$$

Приймаємо $I_{\text{с.з.}} = 422 \text{ А}$.

					БР 3.6.141.393 ПЗ	Арк.
						73
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Визначаємо чутливість захисту при КЗ на НН при мінімальному регулюванні

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мін}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}} = \frac{960}{206} = 4,66$$

Тому захист з реле ДЗТ-11 може бути застосований.

					БР 3.6.141.393 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		74

3.1 Розрахунок параметрів реле ДЗТ-11

Первинний і вторинний струми трансформатора визначаємо за формулами $I_{\text{НОМ.}n} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ.}n}}$, $I_{\text{В.НОМ.}n} = \frac{I_{\text{НОМ}}k_{\text{сх.}n}}{K_{I.n}}$ і заносимо в табл. 3.2. В якості основної обираємо низьку сторону 11 кВ

Струм спрацювання реле для основного боку:

$$I_{\text{с.р.}n} = \frac{I_{\text{с.з.}}k_{\text{сх}} \left(\frac{U_{\text{НОМ.роз}}}{U_{\text{НОМ.}n}} \right)}{K_{I.n}} = \frac{0,422 * 1 * \frac{230}{11}}{\frac{400}{5}} = 0,11 \text{ А}$$

Розрахункова кількість витків робочої обмотки для основної сторони:

$$w_{\text{осн.роз}} = \frac{F_{\text{ср}}}{I_{\text{с.р.}n}} = \frac{100}{0,11 * 1000} = 0,909 \text{ витка}$$

Приймаємо 1 виток, що відповідає фактичному току спрацювання реле

$$\frac{100}{1} = 100 \text{ А.}$$

Розрахункова кількість витків робочої обмотки для високої сторони трансформатора 220 кВ

$$w_{\text{роз1}} = 1 * \frac{7,16}{6,86} = 1,04 \text{ витків.}$$

Приймаємо 2 витка.

Уточнений струм спрацювання захист з урахуванням похибки вимірювання:

$$I_{\text{с.з}} = k_3(k_{\text{одн}}\varepsilon + \Delta U_1 + \Delta w_1)I_{\text{к.макс}} = 1,5(1,0 * 0,1 + 0,12 + 0,0045)363 = 122,24 \text{ А}$$

Уточнений струм спрацювання реле:

$$I_{\text{с.р.}n} = \frac{I_{\text{с.з.}}k_{\text{сх}} \left(\frac{U_{\text{НОМ.роз}}}{U_{\text{НОМ.}n}} \right)}{K_{I.n}} = \frac{122,24 * 1 * \frac{230}{11}}{\frac{400}{5}} = 31,95 \text{ А}$$

					БР 3.6.141.393 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		75

Таблиця 3.2 – Струми трансформатора

Позначення параметрів	I-ВН-230 кВ	II-НН-11 кВ
$I_{\text{НОМН}}, \text{A}$	$\frac{63}{(\sqrt{3} * 230)} = 158$	$\frac{63}{(\sqrt{3} * 11)} = 331$
K_{In}	200/5	400/5
Схема з'єднання ТТ	трикутник	зірка
$I_{\text{В.НОМН}}, \text{A}$	$\frac{158 * \sqrt{3}}{200/5} = 6,83 \text{ A}$	$\frac{331}{400/5} = 7,16 \text{ A}$

Розрахунок струму небалансу захисту при КЗ на стороні НН, де передбачено гальмування, з урахуванням похибки вимірювання:

$$I_{\text{с.з}} = k_3(k_{\text{одн}}\varepsilon + \Delta U_1 + \Delta w_2)I_{\text{к.макс}} = 1,5(1,0 * 0,1 + 0,12 + 0,061)363 = 153 \text{ A}$$

Кількість витків гальмівної обмотки:

$$w_{\text{гальм.н}} = \frac{k_3 I_{\text{нб.роз}}}{I_{\text{к.макс}}} * \frac{w_{\text{роб.н}}}{\text{tga}} = \frac{1,5 * 153 * 2}{363 * 0,75} = 1,685$$

Тоді до установки на реле приймаємо такі витки:

$$w_1 = 1 \quad w_2 = 2 \quad w_{\text{гальм}} = 2$$

Чутливість захисту визначаємо наближено за первинними струмами при розрахунковому КЗ на стороні НН для випадків мінімального і нормального регулювання трансформатора.

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мін}}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{960}{205} = 4,67 > 2$$

та

$$k_{\text{ч}} = \frac{241}{48} = 5,03 > 2, \text{ чутливість забезпечується.}$$

					БР 3.6.141.393 ПЗ	Арк.
						76
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4.ОХОРОНА ПРАЦІ

Головна мета розрахунку зон захисту стрижневих блискавковідводів ВРП та розрахунку заземлювального контуру ВРП полягає у забезпеченні безпечної експлуатації електрообладнання та захисту працівників від можливих небезпек, пов'язаних зі статичними та динамічними електричними полями.

Розрахунок зон захисту стрижневих блискавковідводів ВРП полягає у визначенні мінімальної відстані між блискавковідводом та будівлями, обладнанням та іншими об'єктами, які можуть пошкодитися під час виникнення блискавки. Цей розрахунок дозволяє зменшити ризик виникнення пожежі та інших аварійних ситуацій.

Розрахунок заземлювального контуру ВРП полягає у визначенні оптимальної конструкції заземлювального контуру для забезпечення ефективного заземлення електрообладнання та зменшення ризику ураження електричним струмом працівників. Цей розрахунок дозволяє забезпечити безпеку праці та запобігти можливим травмам або навіть смертельним випадкам.

Отже, правильний розрахунок зон захисту та заземлювального контуру ВРП є важливим елементом охорони праці при експлуатації електроенергетичних мереж та сприяє зменшенню ризику виникнення аварійних ситуацій та захисту життя та здоров'я людей.

					БР 3.6.141.392 ПЗ			
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>	<i>Розрахунок електричної мережі та вибір обладнання високовольтної підстанції</i>	<i>Лист.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Листів</i>
<i>Розроб.</i>		<i>Чухно В.В.</i>						
<i>Перевір.</i>							77	96
<i>Реценз.</i>						<i>СумДУ, гр. ЕТ-91</i>		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Затверд.</i>								

4.1 Розрахунок зон захисту стрижневих блискавковідводів ВРП

Розрахувати висоту і зону захисту блискавковідводів ВРП, встановлених на двох порталах, рис. 1 (поз. 1 і 2), і двох блискавковідводів, що стоять окремо, зазначених на рис. 1 (поз. 3 і 4), вважаючи, що блискавковідводи розташовані симетрично по відношенню до вузької сторони ВРП. Надійність зони захисту від уражень блискавки $P_3 = 0,999$. Накреслити горизонтальний перетин зони захисту

блискавковідводів на висоті h_x та вертикальний перетин зони захисту блискавковідводів, розташованих по діагоналі ВРП.

Таблиця 4.1 - вихідні дані таблиці

A, м	B, м	L1, м	L2, м	L3, м	h12, м	h34, м	h _x , м
58	34	34	24	34	14	12	3

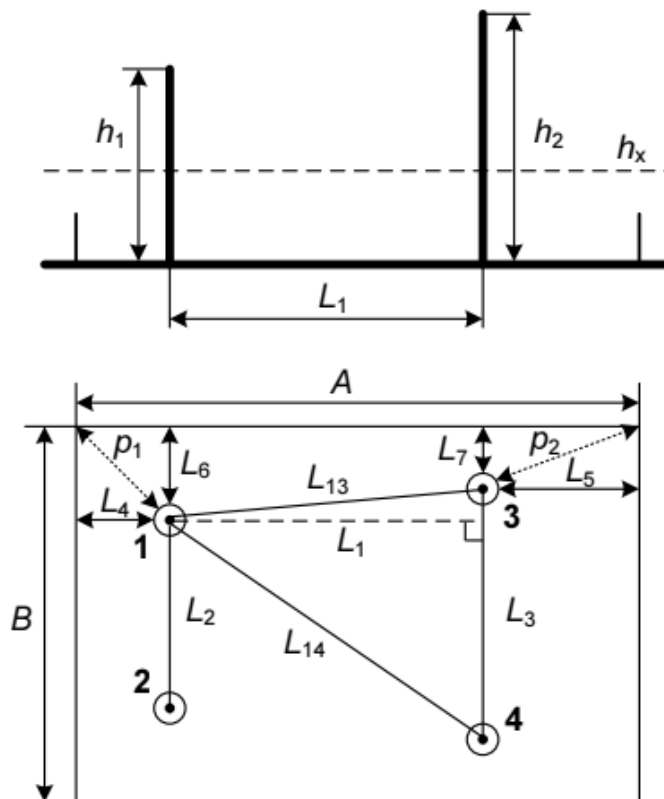


Рисунок 4.1 – Схема розміщення стрижневих блискавковідводів ВРП-110 кВ

Розраховуємо параметри зони захисту блискавковідводів 1 та 2

$$L_{12} = L_2 = 24 \text{ м}$$

$$r_{01} = r_{02} = 0,6 * h_1 = 0,6 * 14 = 8,4 \text{ м}$$

$$h_{01} = h_{02} = 0,7 * h_1 = 0,7 * 14 = 9,8 \text{ м}$$

$$r_{x1} = r_{x2} = \frac{r_{01} * (h_{01} - h_x)}{h_{01}} = \frac{8,4 * (9,8 - 3)}{9,8} = 5,829 \text{ м}$$

$$L_{c12} = 2,25 * h_1 = 2,25 * 14 = 31,5 \text{ м}$$

$$L_{max12} = 4,25 * h_1 = 4,25 * 14 = 59,5 \text{ м}$$

$$\left\{ \begin{array}{l} h_{c12} = h_{01} = 9,8 \text{ м}, L_{12} \leq L_{c12} \\ r_{cx12} = \frac{r_{01} * (h_{c12} - h_x)}{h_{c12}} = \frac{8,4 * (9,8 - 3)}{9,8} = 5,829 \text{ м}, h_x < h_{c12} \end{array} \right.$$

Розраховуємо параметри зони захисту блискавковідводів 3 та 4

$$L_{34} = L_3 = 34 \text{ м}$$

$$r_{03} = r_{04} = 0,6 * h_3 = 0,6 * 12 = 7,2 \text{ м}$$

$$h_{03} = h_{04} = 0,7 * h_3 = 0,7 * 12 = 8,4 \text{ м}$$

$$r_{x3} = r_{x4} = \frac{r_{03} * (h_{03} - h_x)}{h_{03}} = \frac{7,2 * (8,4 - 3)}{8,4} = 4,629 \text{ м}$$

$$L_{c34} = 2,25 * h_3 = 2,25 * 12 = 27 \text{ м}$$

$$L_{max34} = 4,25 * h_3 = 4,25 * 12 = 51 \text{ м}$$

$$\left\{ \begin{array}{l} h_{c34} = h_3 = 8,4 \text{ м}, L_{12} \leq L_{c12} \\ r_{cx34} = \frac{r_{03} * (h_{c34} - h_x)}{h_{c34}} = \frac{7,2 * (8,4 - 3)}{8,4} = 4,629 \text{ м}, h_x < h_{c12} \end{array} \right.$$

Розраховуємо параметри зони захисту блискавковідводів 1 та 3 (2 та 4):

$$L_{13} = \sqrt{(L_1)^2 + \left(\frac{L_3 - L_2}{2}\right)^2} = \sqrt{(58)^2 + \left(\frac{34 - 24}{2}\right)^2} = 58,215 \text{ м}$$

3.1 Блискавковідводи 1 та 3 мають висоту $h_1 = 14 \text{ м}$

$$L_{c13} = 2,25 * h_1 = 2,25 * 14 = 31,5 \text{ м}$$

$$L_{max13} = 4,25 * h_1 = 4,25 * 14 = 59,5 \text{ м}$$

$$h_{c13} = h_{01} = 9,8 \text{ м}, \quad L_{13} < L_{c13}$$

3.2 Блискавковідводи 1 та 3 мають висоту $h_3 = 12 \text{ м}$

$$L_{c31} = 2,25 * h_3 = 2,25 * 12 = 27 \text{ м}$$

$$L_{max31} = 4,25 * h_3 = 4,25 * 12 = 51 \text{ м}$$

$$h_{c31} = h_{03} = 8,4 \text{ м}, \quad L_{13} < L_{c13}$$

$$\left\{ \begin{array}{l} h_{cmin13} = \frac{h_{c13} + h_{c31}}{2} = \frac{9,8 + 8,4}{2} = 9,1 \text{ м} \\ r_{c013} = \frac{r_{01} + r_{03}}{2} = \frac{8,4 + 7,2}{2} = 7,8 \text{ м} \\ r_{cx13} = \frac{r_{c013} * (h_{cmin13} - h_x)}{h_{cmin13}} = \frac{7,9 * (9,1 - 3)}{9,1} = 5,229 \text{ м} \end{array} \right.$$

Розраховуємо параметри зони захисту блискавковідводів 1 та 4 (2 та 3):

$$L_{14} = \sqrt{(L_1)^2 + (L_2 + \frac{L_3 - L_2}{2})^2} = \sqrt{(58)^2 + (24 + \frac{34 - 24}{2})^2} = 64,846$$

4.1 Блискавковідводи 1 та 4 мають висоту $h_1 = 14 \text{ м}$

$$L_{c14} = 2,25 * h_1 = 2,25 * 14 = 31,5 \text{ м}$$

$$L_{max14} = 4,25 * h_1 = 4,25 * 14 = 59,5 \text{ м}$$

$$h_{c14} = h_{01} = 9,8 \text{ м}, \quad L_{13} < L_{c13}$$

4.2 Блискавковідводи 1 та 4 мають висоту $h_4 = 12 \text{ м}$

$$L_{c41} = 2,25 * h_3 = 2,25 * 12 = 27 \text{ м}$$

$$L_{max41} = 4,25 * h_3 = 4,25 * 12 = 51 \text{ м}$$

$$h_{c41} = h_{04} = 8,4 \text{ м}, \quad L_{13} < L_{c13}$$

					БР 3.6.141.393 ПЗ	Арк.
						80
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\left\{ \begin{array}{l} h_{cmin14} = \frac{h_{c14} + h_{c41}}{2} = \frac{9,8 + 8,4}{2} = 9,1 \text{ м} \\ r_{c014} = \frac{r_{01} + r_{04}}{2} = \frac{8,4 + 7,2}{2} = 7,8 \text{ м} \\ r_{cx14} = \frac{r_{c013} * (h_{cmin14} - h_x)}{h_{cmin14}} = \frac{7,9 * (9,1 - 3)}{9,1} = 5,229 \text{ м} \end{array} \right.$$

Вертикальний та горизонтальний переріз зони захисту показаний на рис. 2-3

$$L_6 = \frac{B - L_2}{2} = \frac{34 - 24}{2} = 5 \text{ м}$$

$$L_7 = \frac{B - L_3}{2} = \frac{34 - 34}{2} = 0 \text{ м}$$

$$L_4 = \frac{A - L_1}{2} = \frac{58 - 34}{2} = 12 \text{ м}$$

$$L_5 = \frac{A - L_1}{2} = \frac{58 - 34}{2} = 12 \text{ м}$$

$$p_1 = \sqrt{L_4^2 + L_6^2} = \sqrt{12^2 + 5^2} = 13 \text{ м}$$

$$p_2 = \sqrt{L_5^2 + L_7^2} = \sqrt{12^2 + 0^2} = 12 \text{ м}$$

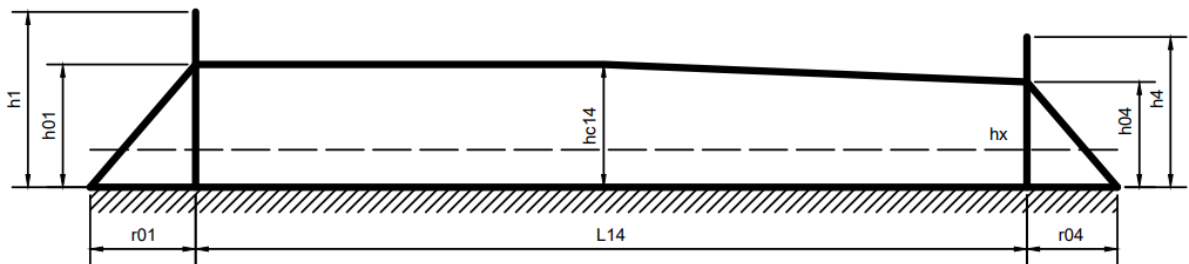


Рис.4.2 – Вертикальний переріз зони захисту

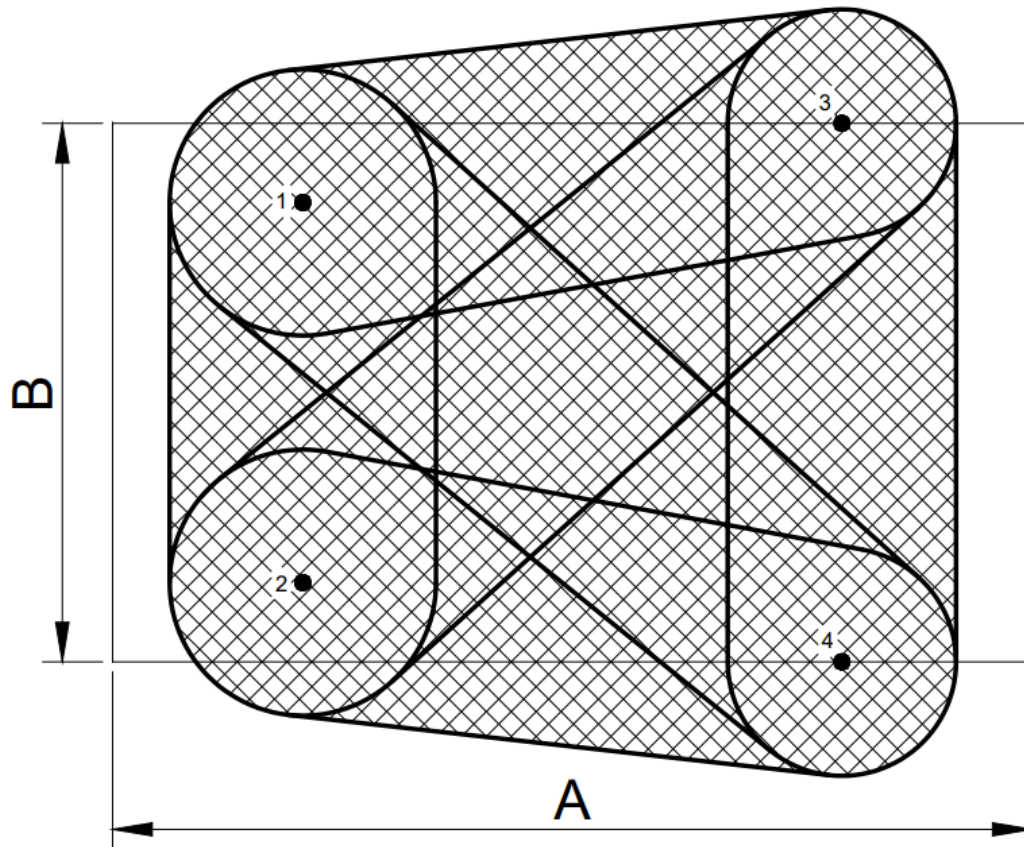


Рис.4.3 – Горизонтальний переріз зони захисту

4.2 Розрахунок заземлювального контуру ВРП

З урахуванням блискавкозахисту, встановленого на елементах ВРП, розрахувати заземлювальний пристрій (ЗП) заводської підстанції 35/10 кВ, що знаходиться в I кліматичній зоні. Мережі 35 і 10 кВ працюють із незаземленою нейтраллю. На стороні 35 кВ розрахунковий струм замикання на землю $I_3 = 24$ (А), на стороні 10 кВ $I_3 = 20$ (А). Власні потреби підстанції отримують живлення від трансформатора 10/0,4 кВ із заземленою нейтраллю на стороні 0,4 кВ. Природних заземлювачів немає.

Питомий опір ґрунту за нормальної вологості $\rho = 70$ (Ом·м).

Електрообладнання підстанції займає площу 24×16 м².

Таблиця 4.2 вхідні дані

М	I_{335} А	I_{310} А	ρ Ом·м	А, м ²	В, м ²
I	6,5	20	70	24	16

Вертикальний електрод – кругла сталь з діаметром $d = 15$ мм, довжиною $L_B = 5$ м; глибина закладання $t = 0,7$ м; Вид ЗП – контурне; Горизонтальний електрод – смуга (40×4 мм²).

Розрахувати: кількість вертикальних і довжину горизонтальних заземлювачів; фактичне значення опору ЗП. Показати розміщення ЗП на плані.

Опір ЗП для установок 35 кВ:

$$R_{35} \leq \frac{250}{I_3} = \frac{250}{6,5} = 38,462 \text{ Ом}, R_{35} \leq 10$$

Опір ЗП для установок 10 кВ:

$$R_{10} \leq \frac{250}{I_3} = \frac{250}{20} = 12,5 \text{ Ом}, R_{10} \leq 10$$

									Арк.
									83
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

Опір заземлюючого пристрою, до якого приєднані нейтраль джерела живлення або виводи джерела однофазного струму, у будь-який час року не повинне перевищувати 2, 4 і 8 Ом відповідно для лінійних напруги 660, 380 і 220 В джерела трифазного струму або 380, 220 і 127 В джерела однофазного струму. Цей опір необхідно забезпечувати з урахуванням використання всіх заземлювачів, приєднаних до PEN (PE) – провідника, якщо кількість відвідних ліній не менше двох.

Для питомого опору землі $\rho > 100$ Ом·м допускається збільшувати значення опору заземлення в $0,01 \cdot \rho$ раз, але не більш ніж в 10 разів, за винятком опору заземлюючих пристроїв і заземлювачів, що використовуються одночасно для електроустановок напругою вище 1 кВ.

Опір заземлювального пристрою нейтралі трансформатора 0,4 кВ згідно таблиці 1.8 повинен бути не менше $R_{3y} \leq 4$ Ом.

Заземлювальний пристрій виконується спільним тому, остання вимога є визначальною для розрахунку тому для нашого випадку приймаємо

$$R_{3y} = 4 \text{ Ом.}$$

2. Визначається розрахунковий опір одного вертикального електрода.

$$r_B = \frac{\rho_{\text{розн}}}{2\pi l} \left(\ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{2p + \frac{l}{2}}{2p - \frac{l}{2}} \right)$$

Де

r_B - розрахунковий опір одного вертикального електрода;

$K_{\text{СЕЗ.В}} = 1,9$ - коефіцієнт сезонності;

$\rho_{\text{розн}} = \rho * K_{\text{СЕЗ.В}} = 70 * 1,9 = 133$ – розрахунковий питомий опір ґрунту;

$K_{\text{СЕЗ.В}} = 1,9$ – значення взяте з таблиці 2;

					БР 3.6.141.393 ПЗ	Арк.
						84
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$K_{\text{сез.г}} = 5,8$ - значення взяті з таблиці 2;

$$p = t + \frac{l}{2} = 0,7 + \frac{5}{2} = 3,2$$

Для визначення питомого опору землі за розрахункове варто приймати його сезонне значення, що відповідає найменш сприятливим умовам.

Таблиця 4.3 – Коефіцієнти сезонності

Кліматична зона	Вид заземлювача		Додаткові відомості
	вертикальний	горизонтальний	
I	2	3	4
I	1,9	5,8	Глибина закладення вертикальних заземлювачів від поверхні землі 0,5...0,7м
II	1,7	4,0	Глибина закладення горизонтальних заземлювачів 0,3...0,8 м
III	1,5	2,3	
IV	1,3	1,8	

Примітка. Зона I має найбільш холодний, IV – теплий клімат;

ρ – питомий опір ґрунту, виміряний при нормальній вологості, Ом·м, приймається по таблиці 4.4

Таблиця 4.4 – Питомий опір ґрунту ρ

Ґрунт	Торф	Глина, земля садова	Чорнозем	Суглинок	Кам'янистий ґрунт	Супісок	Пісок з галькою
ρ , Ом·м	20	40	50	100	200	300	800

Таким чином $\rho = 100$ Ом – Суглинок

$$r_B = \frac{\rho_{\text{розр}}}{2\pi l} \left(\ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{2p + \frac{l}{2}}{2p - \frac{l}{2}} \right) = \frac{100 * 1,9}{2 * \pi * 5} \left(\ln \frac{2 * 5}{15 * 10^{-3}} + \frac{1}{2} \ln \frac{2 * 3,2 + \frac{5}{2}}{2 * 3,2 - \frac{5}{2}} \right)$$

$$r_B = 29,274$$

Визначаємо кількість вертикальних електродів без урахування екранування (розрахункове):

$$N'_{\text{В.Р}} = \frac{r_{\text{В}}}{R_{\text{ЗУ}}} = \frac{29,274}{4} = 7,319$$

$$N'_{\text{В.Р}} = 8 \text{ шт}$$

Визначається кількість вертикальних електродів з урахуванням екранування:

$$N_{\text{В.Р}} = \frac{N'_{\text{В.Р}}}{\eta_{\text{В}}}$$

Де $N_{\text{В.Р}}$ – кількість вертикальних електродів з урахуванням екранування;

$\eta_{\text{В}}$, $\eta_{\text{Г}}$ - коефіцієнти використання вертикального й горизонтального електродів, визначаються за таблицею 4:

$$\eta = f \left(\text{тип ЗП, вид заземлювача, } \frac{a}{L}, N_{\text{В}} \right),$$

Де a – відстань між вертикальними заземлювачами, м;

L - довжина вертикального заземлювача, м;

$N_{\text{В}}$ - число вертикальних заземлювачів.

					БР 3.6.141.393 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		86

Таблиця 4.5 – Коефіцієнти використання вертикальних η_B і горизонтальних η_G електродів заземлювального пристрою.

N_B	$\frac{a}{L}$						Додаткові відомості
	1		2		3		
	η_B	η_G	η_B	η_G	η_B	η_G	
4	0,69	0,45	0,78	0,55	0,85	0,70	Чисельник для контурного ЗП, Знаменник — для рядного
	0,74	0,77	0,83	0,89	0,88	0,92	
6	0,62	0,40	0,73	0,48	0,80	0,64	
	0,63	0,71	0,77	0,83	0,83	0,88	
10	0,55	0,34	0,69	0,40	0,76	0,56	
	0,59	0,62	0,75	0,75	0,81	0,82	
20	0,47	0,27	0,64	0,32	0,71	0,45	
	0,49	0,42	0,68	0,56	0,77	0,68	
30	0,43	0,24	0,60	0,30	0,68	0,41	
	0,43	0,31	0,65	0,46	0,75	0,58	

Так як контурний ЗП закладається на відстані не менше 1 м до будівлі, то довжина по периметру закладання дорівнює:

$$L_n = (A + 2) * 2 + (B + 2) * 2 = (24 + 2) * 2 + (16 + 2) * 2 = 88 \text{ м}$$

Де A – довжина приміщення;

B – ширина приміщення;

L_n – довжина по периметру закладання;

$$a = \frac{L_n}{N'_{B,P}} = \frac{88}{8} = 11 \text{ м}$$

$$\frac{a}{L_B} = \frac{11}{5} = 2,2$$

Приймаємо в як розрахункове значення $\frac{a}{L} = 2$

Таким чином

$$\eta = f(\text{контурний, вертикальний, 3, 8}) = 0,8$$

$$N_{\text{в.р}} = \frac{N'_{\text{в.з}}}{\eta_{\text{в}}} = \frac{8}{0,8} = 10 \text{ шт}$$

Приймається $N_{\text{в.р}} = 10$ шт

Далі відстань між електродами уточнюється з урахуванням форми об'єкта. По кутах установлюють по одному вертикальному електроду, а ті що залишилися – між ними. Розміщуємо елементи ЗП на плані та уточнюємо відстані. Для рівномірного розподілу електродів остаточно приймається, $N_{\text{в}} = 6$ шт (рис. 1), тоді

$$a_{\text{А}} = \frac{A'}{n_{\text{А}} - 1} = \frac{26}{3} = 8,67 \text{ м}$$

$$a_{\text{В}} = \frac{B'}{n_{\text{В}} - 1} = \frac{18}{2} = 9 \text{ м}$$

де $a_{\text{В}}$ – відстань між електродами по ширині об'єкта, м;

$a_{\text{А}}$ – відстань між електродами по довжині об'єкта, м;

$n_{\text{В}}$ – кількість електродів по ширині об'єкта;

$n_{\text{А}}$ – кількість електродів по довжині об'єкта.

					БР 3.6.141.393 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		88

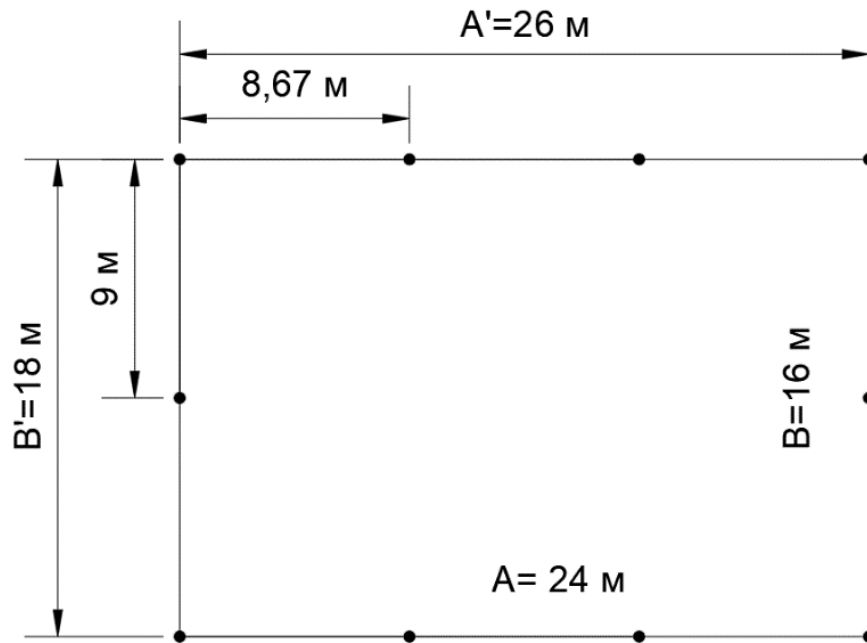


Рисунок 4.4 – План заземлювального контуру

Для уточнення приймається середнє значення відношення

$$\frac{a}{L_{B\text{сер}}} = \frac{1}{2} \left(\frac{a_A + a_B}{L_B} \right) = \frac{1}{2} \left(\frac{8,67 + 9}{5} \right) = 1,76$$

де L_B – довжина вертикального заземлювача, (м)

a – відстань між вертикальними заземлювачами, (м)

Тоді по таблиці 4.5 уточнюються коефіцієнти використання за допомогою апроксимації.

$$\eta_B = f(\text{контурний, вертикальний, 2, 10}) = 0,69$$

$$\eta_\Gamma = f(\text{контурний, вертикальний, 2, 10}) = 0,4$$

Визначаються уточнені значення опорів вертикальних і горизонтальних електродів.

$$R_{\Gamma} = \frac{0,4}{L_{\Pi}\eta_{\Gamma}} \rho K_{\text{СЕЗ.Г}} \lg \frac{2L_{\Pi}^2}{bt} = \frac{0,4}{88 \cdot 0,4} 100 \cdot 5,8 \cdot \lg \frac{2 \cdot 88^2}{40 \cdot 10^{-3} \cdot 0,7} = 37,85 \text{ Ом}$$

де R_{Γ} – уточнене значення опору горизонтальних електродів,

$t = 0,7$ – глибина закладання, (м)

b – ширина смуги, (м)

L_{Π} – довжина смуги, (м)

$$R_B = \frac{r_B}{N_B \eta_B} = \frac{29,274}{10 \cdot 0,69} = 4,24$$

де R_B – уточнене значення опору вертикальних електродів

Визначаємо $R_{\text{зу.ф}}$ фактичний опір ЗП

$$R_{\text{зу.ф}} = \frac{R_B R_{\Gamma}}{R_B + R_{\Gamma}} = \frac{4,24 \cdot 37,85}{4,24 + 37,85} = 3,84 < 4$$

Отже, було розраховано параметри ЗП об'єкта, що складається з 8 вертикальних заземлювачів, довжиною 5 м, відстань між якими по довжині об'єкта – 8,67 м і 9 м – по ширині об'єкта. Довжина по периметру закладання 218 м. Опір заземлюючого пристрою становить 3,84 Ом. Ми вибрали вертикальний електрод – кругла сталь $\varnothing 15$, горизонтальний електрод – смуга 40×4мм.

					БР 3.6.141.393 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		90

ВИСНОВОК

Здійснення розрахунку електричної мережі та вибір обладнання високовольтної підстанції є важливим етапом при проектуванні та будівництві електроенергетичних систем. Основна мета цього розрахунку - забезпечити надійну та безперебійну роботу електромережі та високовольтної підстанції з врахуванням вимог до надійності та безпеки електромережевого обладнання.

Розрахунок електричної мережі передбачає визначення необхідної потужності та напруги, встановлення кількості та параметрів трансформаторів, вибір оптимального місця розташування високовольтної підстанції та визначення маршруту електропередачі.

Розрахунок електричної частини підстанції включає визначення параметрів високовольтного обладнання, такого як автотрансформатори, вимикачі, роз'єднувачі, провідники тощо. Розрахунок релейного захисту та зон захисту стрижневих блискавковідводів ввідний розподільчий пристрій дозволяє забезпечити захист від перенапруги та перевантажень, що можуть виникнути в мережі.

Одним з важливих елементів розрахунку є заземлювальний контур ввідний розподільчий пристрій, який дозволяє забезпечити електробезпеку персоналу та надійність роботи обладнання. Заземлення є одним з основних заходів охорони праці та здоров'я людей, які працюють в електроенергетиці.

Отже, здійснення розрахунку електричної мережі та вибір обладнання високовольтної підстанції дозволяє забезпечити надійну та безперебійну роботу електроенергетичної системи, а також зменшити ризики виникнення аварій та небезпечних ситуацій, пов'язаних з експлуатацією електромережевого обладнання. Крім того, розрахунок заземлювального контуру та релейного захисту дозволяє забезпечити безпеку працівників, що працюють на підстанції та навколо неї.

					БР 3.6.141.393 ПЗ	Арк.
						91
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Робота з розрахунком електричної мережі та вибором обладнання високовольтної підстанції є складним та відповідальним процесом, що вимагає високої кваліфікації та досвіду в галузі електроенергетики. Надійність та безпека електроенергетичних систем є ключовими показниками ефективності їх роботи, тому правильно здійснений розрахунок та вибір обладнання впливає на якість та продуктивність електроенергетичної системи в цілому.

					<i>БР 3.6.141.393 ПЗ</i>	<i>Арк.</i>
<i>Змін.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		92

ЛІТЕРАТУРА

1. Методичні вказівки і завдання до виконання курсового проекту на тему "Розроблення проекту районної електричної мережі" з курсу "Електричні системи і мережі" / укладачі: І. Л. Лебединський, М. В. Петровський, В. І. Романовський, В. В. Волохін. – Суми: Сумський державний університет, 2015. – 37 с.;
2. Електричні системи та мережі : конспект лекцій / укладачі: І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, Т. М. Загородня. – Суми : Сумський державний університет, 2018. – 214 с
3. Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. – Львів: Видавництво Національного університету “Львівська політехніка”, 2013. – 533 с.
4. Релейний захист і автоматика: Навч. посібник / С. В. Панченко, В. С. Блиндюк, В. М. Баженов та ін.; за ред. В. М. Баженова. – Харків: УкрДУЗТ, 2020. – Ч. 1. – 250 с. ISBN.
5. ДСТУ ІЕС 60909-4:2008. Струми короткого замикання у трифазних системах змінного струму. Частина 4. Приклади обчислення сили струму короткого замикання (ІЕС TR 60909-4:2000, ІДТ).
6. ДСТУ ІЕС 60909-0:2007. Струми короткого замикання у трифазних системах змінного струму. Частина 0. Обчислення сили струму (ІЕС 60909-0:2001, ІДТ).
7. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів : ДНАОП 0.00-1.21-98. – Офіц. вид. – К. : Держбуд України, 2001. – 24 с
8. Правила улаштування електроустановок [Текст] : вид. 3-є, перероб. і доп. – Офіц. вид. – К. : Мінпаливенерго України, 2017. – 736 с.
9. Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. – Львів: Видавництво Національного університету “Львівська політехніка”, 2013. – 533 с.

					БР 3.6.141.393 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		93

10.ДСТУ 3463-96 (ІЕС 354-91) "Керівництво з навантаження силових масляних трансформаторів"

11.Проектування систем електропостачання залізниць: Навч. посібник / М. М. Бабаєв, В. С. Блиндюк, О. Д. Супрун та ін.; за ред. М. М. Бабаєва. – Харків: УкрДУЗТ, 2019. – 291 с.

12.ПУЕ-2017. Правила улаштування електроустановок. – Київ: Міненерговугілля України, 2017. – 617 с.

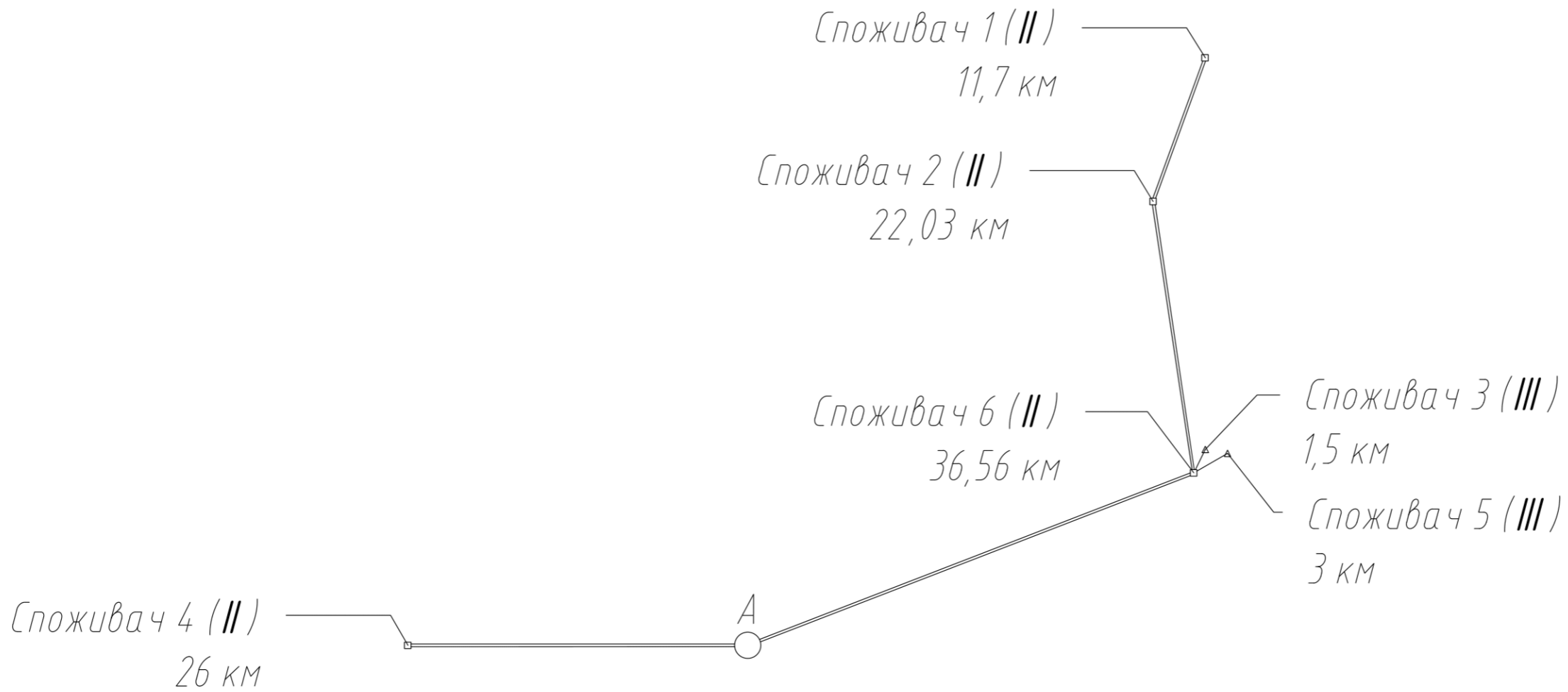
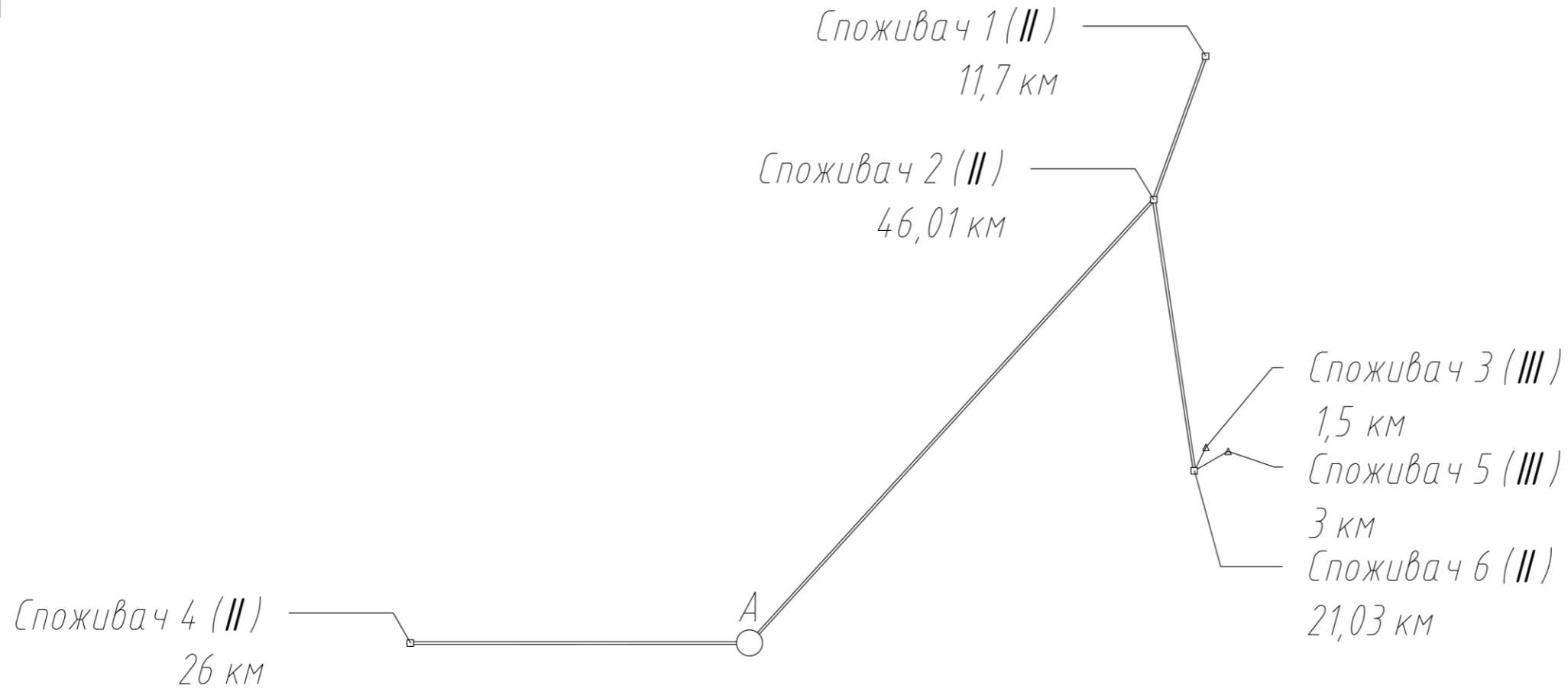
13.Василега, П.О. Електропостачання [Текст]: підручник / П.О. Василега. - Суми: СумДУ, 2019. - 521 с.

					БР 3.6.141.393 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		94

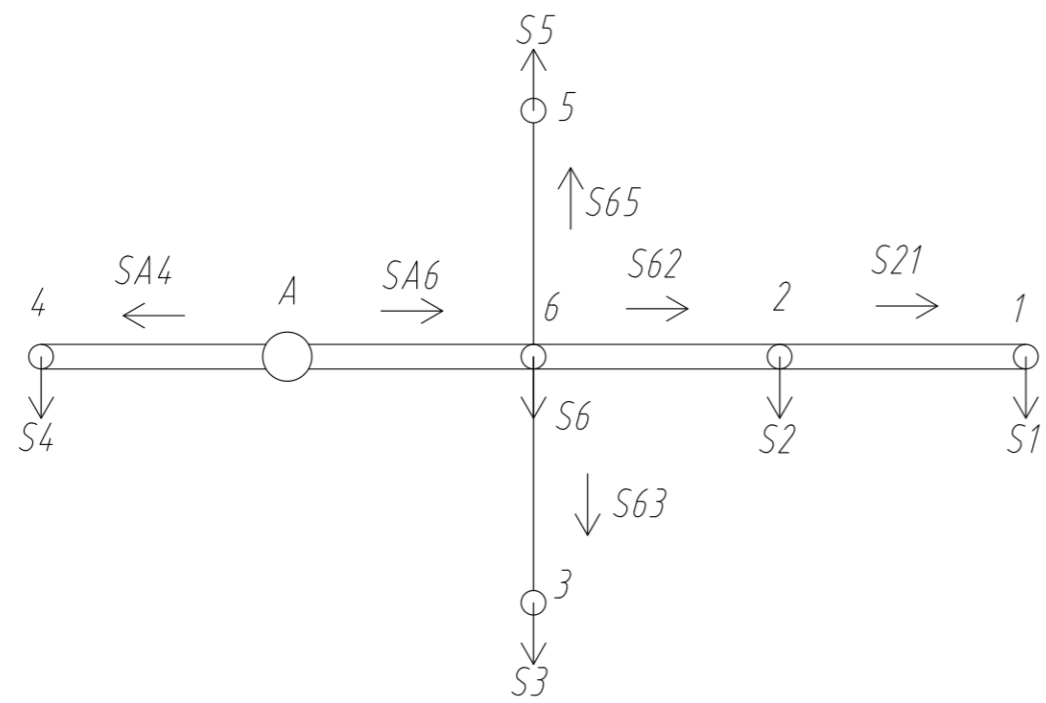
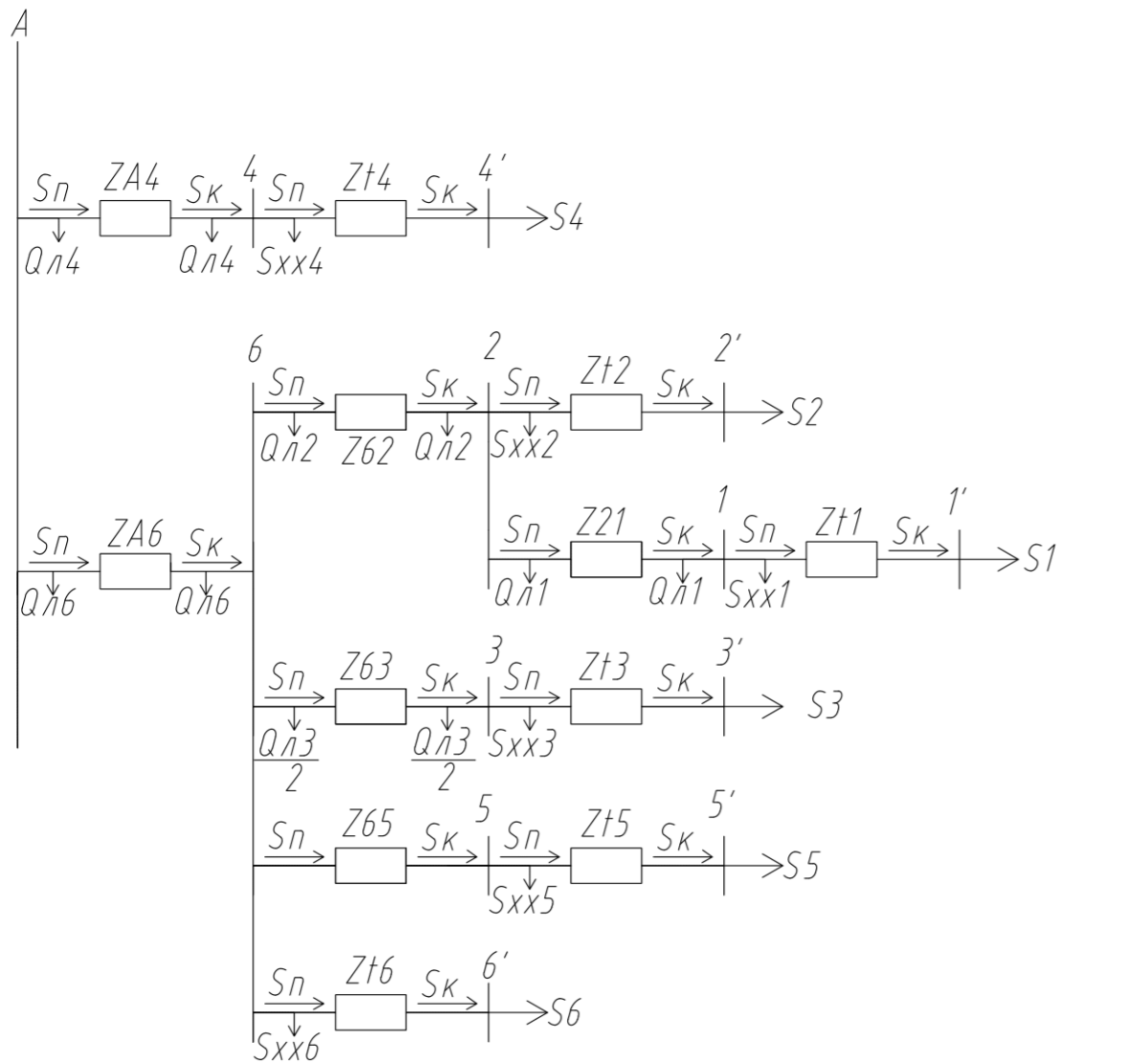
ДОДАТКИ

					БР 3.6.141.393 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		95

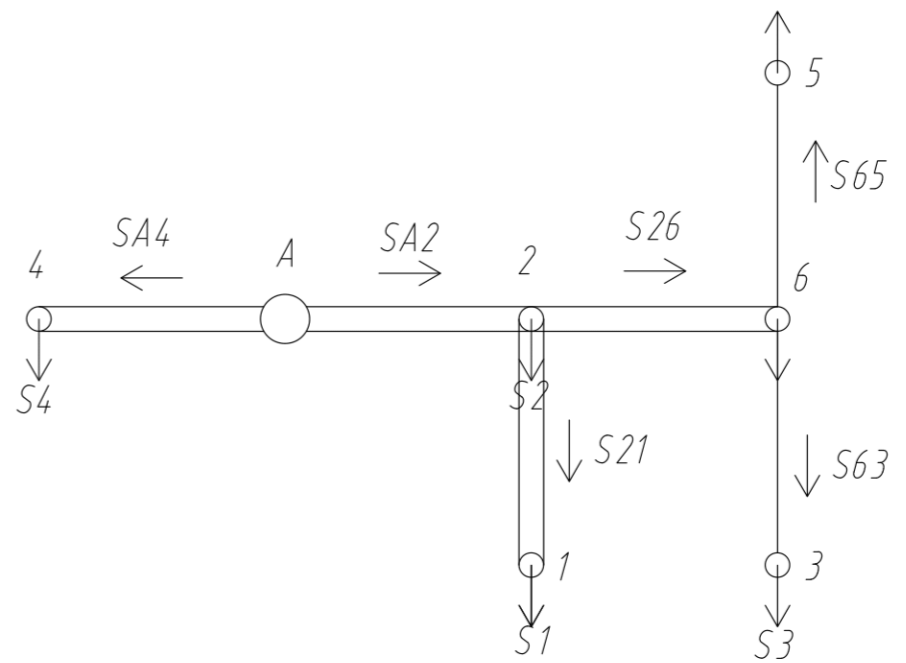
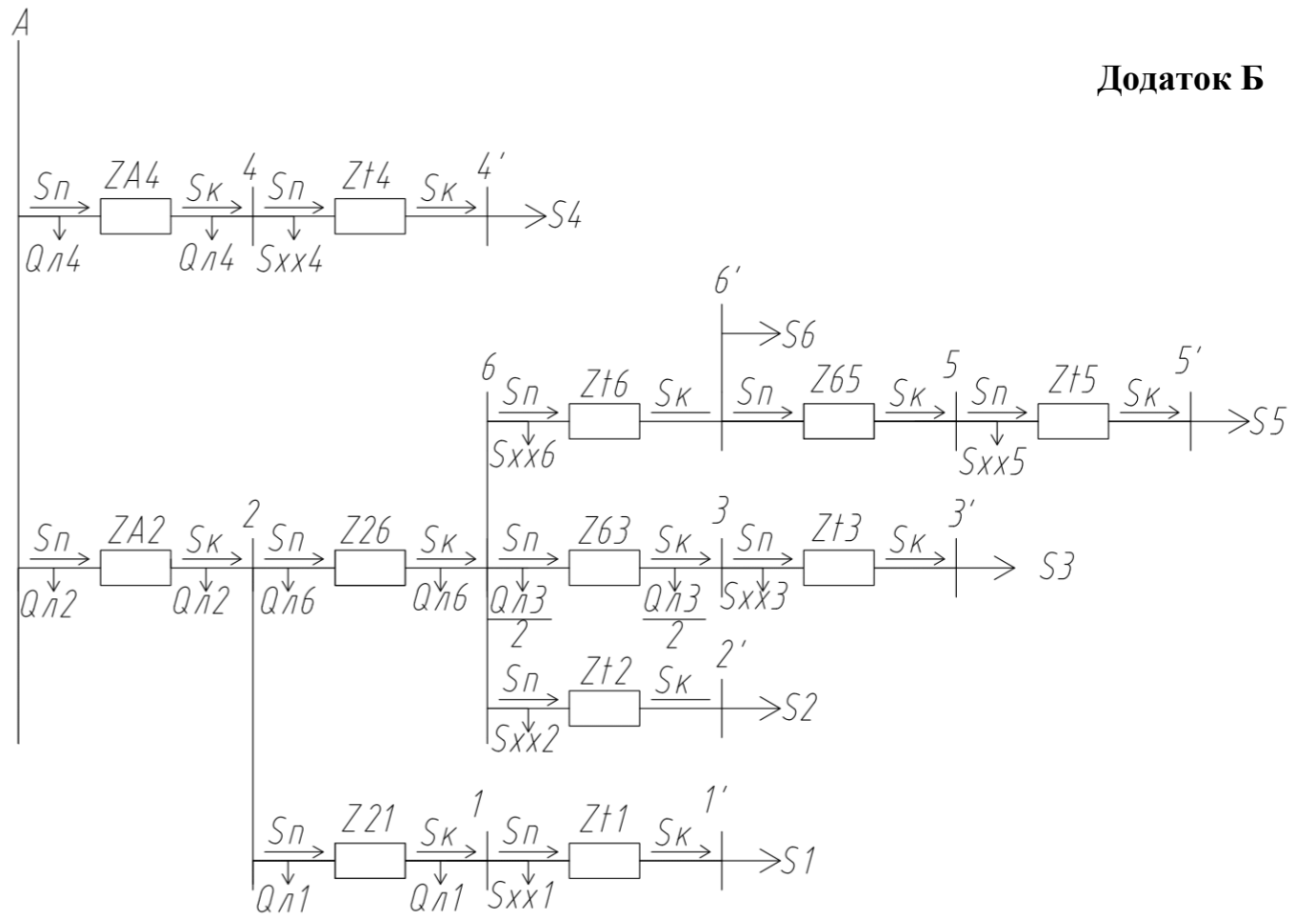
Додаток А



				БР 3.6.141.393 ПЗ			
Зм.	Арж.	№ документа	Підпис	Дата	Лист	Маса	Масштаб
Розробив	Чижко В.В.						1:1
Перевірив					Аркуш	1	Аркушів
Т.контр.							1
Н.контр.					СумДУ, гр. ЕТ-91		
Затвердив							

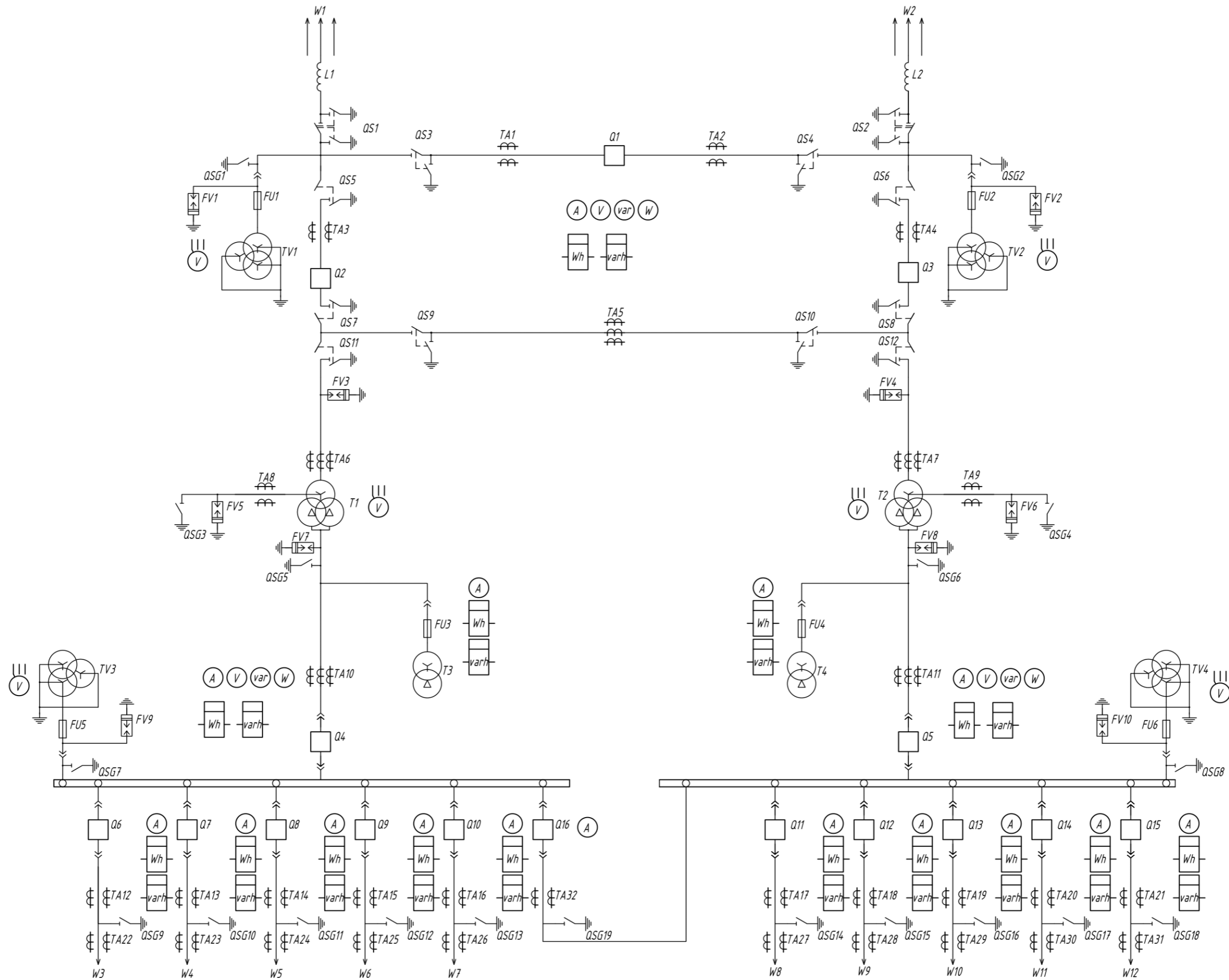


Додаток Б



БР 3.6.14.1393 ПЗ					Лист	Маса	Масштаб
Зм.	Арх.	№ документа	Підпис	Дата	Спрощені схеми та схеми розімкненого кола а і б.	1:1	Аркуш 1 Аркушів 1
Разробив	Чушко В.В.						
Перевірив							
Т.контр.							
Н.контр.					СумДУ, гр. ЕТ-91		
Затвердив							

Додаток В



				БР 3.6.14.1393 ПЗ				
Зм.	Арх.	№ документа	Підпис	Дата	Схема проходної підстанції 110/10 кВ.	Лист	Маса	Масштаб
					Місток з вмикачами в ланцюгах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів.			1:1
Разробив	Чушко В.В.					Архив	1	Архив
Перевірив								
Т. контр.								
Н. контр.								
Затвердив								СумДУ, гр. ЕТ-91