

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОНІКИ ТА ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

Кваліфікаційна робота бакалавра

на тему: **«Розрахунок електричної мережі та вибір обладнання
високовольтної підстанції»**

зі спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Виконав

студент групи ЕТ-81

В.В. Стеблянко

Керівник

С.М. Лебедка

Суми 2022

Сумський державний університет

Факультет ЕлІТ Кафедра електроенергетики
Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

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

ЗАВДАННЯ на кваліфікаційну роботу бакалавра

Стеблянюк Владислава Вікторовича
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: «Розрахунок електричної мережі та вибір обладнання високовольтної підстанції»

затверджена наказом по університету № від

2. Термін здачі студентом закінченої роботи 15.06.2022 р.

3. Вихідні дані до роботи: конфігурація мережі, потужності та категорії надійності споживачів, добовий графік навантаження

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які необхідно вирішити):

Вступ

1. Розрахунок електричної мережі

2. Вибір обладнання високовольтної підстанції

3. Розрахунок релейного захисту

4. Блискавкозахист та заземлення підстанції

Висновки

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень):

схема електричної мережі, схема заміщення для розрахунків нормального режиму; схема

електричних з'єднань підстанції зі специфікацією; схема

блискавкозахисту та заземлення підстанції

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітки
1	Розрахунок електричної мережі	01.04 – 15.04	
2	Вибір обладнання високовольтної підстанції	16.04 – 30.04	
3	Розрахунок релейного захисту	01.05 – 15.05	
4	Блискавкозахист та заземлення підстанції	16.05 – 31.05	
5	Оформлення пояснювальної записки і креслень	01.06 – 15.06	

Студент _____
(підпис)

Керівник роботи _____
(підпис)

РЕФЕРАТ

Назва: Розрахунок електричної мережі та вибір обладнання високовольтної підстанції

Автор: Стеблянюк Владислав Вікторович

Ключові слова: Електрична мережа, потужність, струм, струм короткого замикання, блискавкозахист, вимикач, трансформатор, заземлюючий пристрій.

Электрическая сеть, мощность, ток, ток короткого замыкания, молниезащита, выключатель, трансформатор, заземляющее устройство.

Electrical network, power, current, short circuit current, lightning protection, switch, transformer, grounding device.

Бібліографічний опис: Стеблянюк В.В. Розрахунок електричної мережі та вибір обладнання високовольтної підстанції [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / В.В. Стеблянюк; керівник С.М. Лебедка. - Суми: СумДУ, 2022. - 79 с.

Короткий огляд (реферат): обрано і розраховано конфігурацію електричної мережі, обрані силові трансформатори, вимикачі, роз'єднувачі. Розраховані уставки для реле для максимального струмового захисту. Розраховано блискавкозахист ввідно-розподільчого пристрою 110 кВ, а також спроектовано заземлюючий пристрій цього ВРП.

ЗМІСТ

Вступ	7
1. Розрахунок електричної мережі	8
1.1 Завдання і вихідні данні до проектування	8
1.2 Розробка конфігурацій електричних мереж	10
1.3. Розрахунок електричної мережі схеми А	13
1.3.1 Визначення довжин ліній для схеми А	13
1.3.2 Розрахунок струмів та напруг на ділянках без урахування втрат та вибір проводів для схеми А	14
1.3.3 Вибір трансформаторів для схеми А	18
1.3.4 Розрахунок потужності та падіння напруги на ділянках мережі для схеми А	21
1.4 Розрахунок електричної мережі схеми Б	26
1.4.1 Розрахунок струмів та напруг на ділянках без урахування втрат та вибір проводів для схеми Б	27
1.4.2 Вибір трансформаторів для схеми Б	29
1.4.3 Розрахунок потужності та падіння напруги на ділянках мережі для схеми Б	32
1.5 Техніко-економічне порівняння двох схем електричної мережі	35
1.6 Аварійний режим роботи електричної схеми Б	37
1.7 Режим мінімального навантаження електричної мережі схеми Б	42
2 Вибір обладнання високовольтної підстанції	44
2.1 Вибір потужностей силових трансформаторів	44
2.2 Розрахунок струмів короткого замикання	46
2.3 Вибір високовольтних електричних апаратів РП і струмоведучих частин	49

					<i>БР 3.6.141.488 ПЗ</i>		
<i>Зм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дат</i>			
<i>Розроб.</i>	<i>Стебляно</i>				<i>Лім.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листів</i>
<i>Перевір.</i>	<i>Лебедка</i>					5	
<i>Реценз.</i>					<i>СумДУ ЕТ-81</i>		
<i>Н. Контр.</i>							
<i>Затверд.</i>	<i>Лебединський</i>						

3 Розрахунок релейного захисту	53
3.1 Вихідні дані до розрахунку	53
3.2 Розрахунок струмів коротких замикань	55
3.2.1 Розрахунок струмів нормальних режимів і параметрів ліній	55
3.2.2 Розрахунок струмів міжфазних коротких замикань	55
3.3 Вибір трансформатору струму та визначення коефіцієнтів чутливості захисту	58
3.4 Вибір запобіжника та побудова його час-струмової Характеристики	62
3.5 Побудова карти селективності захисту	64
3.6 Розрахункова перевірка трансформаторів струму	66
4 Блискавкозахист та заземлення підстанції	68
4.1 Розрахунок блискавкозахисту ввідно-розподільчого пристрою підстанції 110 кВ	68
4.2 Розрахунок заземлюючого контуру ВРП	74
Висновки	77
Список використаної літератури	79

					Арк.
					6
Зміст	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

Вступ

Даним проектом передбачена розробка декількох електричних мереж та вибір оптимальної, що забезпечує електроенергією споживачів розташованих по відповідним координатам. Також здійснюється вибір елементів енергосистеми, ліній електропередач, проводів, елементів розподільчих пристроїв, трансформаторів, компенсуючих пристроїв у відповідності з діючими правилами та нормативними документами.

За техніко-економічними підрахунками вибирається одна з найкращих конфігурацій електричної мережі.

Виконується перевірка надійності мережі, у випадку аварійної ситуації, мережа повинна забезпечувати безперебійне постачання електроенергією споживачів відповідних категорій, що підтверджується розрахунками. Всі розрахунки оформлені у вигляді таблиць.

Обирається високовольтне обладнання у ввідно-розподільчому пристрої у відповідності до розрахункових даних.

Розраховуються струмові уставки релейного захисту, обираються запобіжники з урахування струмів КЗ і перевіряється їх селективність роботи.

Розраховується блискавкозахист ввідно-розподільчого пристрою 110 кВ, а також обраховується заземлюючий пристрій для забезпечення безпомилкового спрацювання пристроїв релейного захисту.

					Арк.
					7
Зміст	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

1. Розрахунок електричної мережі

1.1 Завдання і вихідні данні до проектування

Завданням передбачено виконання електропостачання споживачів від потужного джерела електроенергії. Чотири споживачі характеризується великою потужністю, для цієї групи споживачів доставлена електроенергія повинна бути перетворена на напругу 10 кВ. Два споживачі мають відносно невелику потужність і розташовані недалеко від одного з крупних споживачів. Ними можуть бути невеликі промислові, сільськогосподарські і житлові райони. Електропостачання цих споживачів передбачається здійснити від підстанцій відповідних крупних споживачів і забезпечити напругою 380 В.

Вихідні дані, що характеризують споживачів приведені в таблиці 1.1.1.

Таблиця 1.1.1 – Вихідні дані

Параметр	1-й	2-й	3-й	4-й	5-й	6-й
	спож.	спож.	спож.	спож.	спож.	спож.
	С	Т	Е	В	Л	А
X, мм	32	28	30	-26	17	-9
Y, мм	21	40	20	0	27	12
P_{max}, МВт*	32	21	31	58	527	558
cos φ	0,89	0,84	0,84	0,95	0,92	0,95
T_{нб}, годин	3670	4160	6170	5980	5240	4020
Категорія	I	I	I	II	II	III

Примітка:

* для споживачів 5 та 6 потужність вказано в кВт.

					<i>БР 3.6.141.488 ПЗ</i>			
<i>Зм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дат</i>				
<i>Розроб.</i>	<i>Стеблянюк</i>				<i>Розрахунок електричної мережі та вибір обладнання високовольтної підстанції Пояснювальна записка</i>	<i>Літ.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листів</i>
<i>Перевір.</i>	<i>Лебедка</i>						8	
<i>Реценз.</i>						<i>СумДУ ЕТ-81</i>		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Затверд.</i>	<i>Лебединський</i>							

Додаткова початкова інформація про споживачів та їх розміщення приведена в таблиці 1.1.2.

Таблиця 1.1.2 – Додаткова інформація про споживачів

Характеристика споживачів	В
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_{\min} по відношенню до максимального P_{\max}	0,52

						Арк.
						9
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1.2 Розробка конфігурацій електричних мереж

Розраховуємо повну максимальну потужність споживачів за формулою [1]:

$$S_{max} = P_{max} + jP_{max} \operatorname{tg}(\arccos(\varphi)) \quad (1.2.1)$$

де P_{max} – максимальна активна потужність споживача.

Повну мінімальну потужність споживачів розраховуємо за формулою:

$$S_{min} = [P_{max} + jP_{max} \operatorname{tg}(\arccos(\varphi))] \cdot K_{min} \quad (1.2.2)$$

де K_{min} – частка всіх навантажень в номінальному режимі P_{min} по відношенню до максимального P_{max} .

Характеристики споживачів із розрахованою повною потужністю занесемо до табл. 1.2.1.

Таблиця 1.2.1 – Дані про споживачів із розрахованою повною потужністю споживачів

Параметр	1-й спож.	2-й спож.	3-й спож.	4-й спож.	5-й спож.	6-й спож.
P_{max} , МВА	32,00	21,00	31,00	58,00	0,53	0,56
Q_{max} , МВА	16,39	13,56	20,02	19,06	0,22	0,18
P_{min} , МВА	16,64	10,92	16,12	30,16	0,27	0,29
Q_{min} , МВА	8,52	7,05	10,41	9,91	0,12	0,10

Електроспоживачі I категорії повинні забезпечуватися електроенергією від двох взаємно резервованих джерел живлення, перерва в їх електропостачанні при порушенні електропостачання від одного із джерел живлення може бути припустима лише на час автоматичного відновлення живлення. Електроспоживачі II категорії рекомендовано забезпечувати електроенергією від двох взаємно резервованих джерел живлення, перерва в їх електропостачанні при порушенні електропостачання від одного із джерел

						Арк.
						10
Зміст	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

живлення може бути припустима на час, необхідний для ввімкнення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної оперативної бригади. Для електроспоживачів III категорії електропостачання може виконуватися від одного джерела живлення за умови, що перерва в електропостачанні, необхідна для ремонту або заміни пошкодженого елемента системи електропостачання, не перевищує однієї доби.

За даними, що характеризують споживачів, побудуємо дві найоптимальніші географічні схеми електричної мережі. На рисунку 1.2.1 зображено з'єднання споживачів за першим варіантом (схема А).

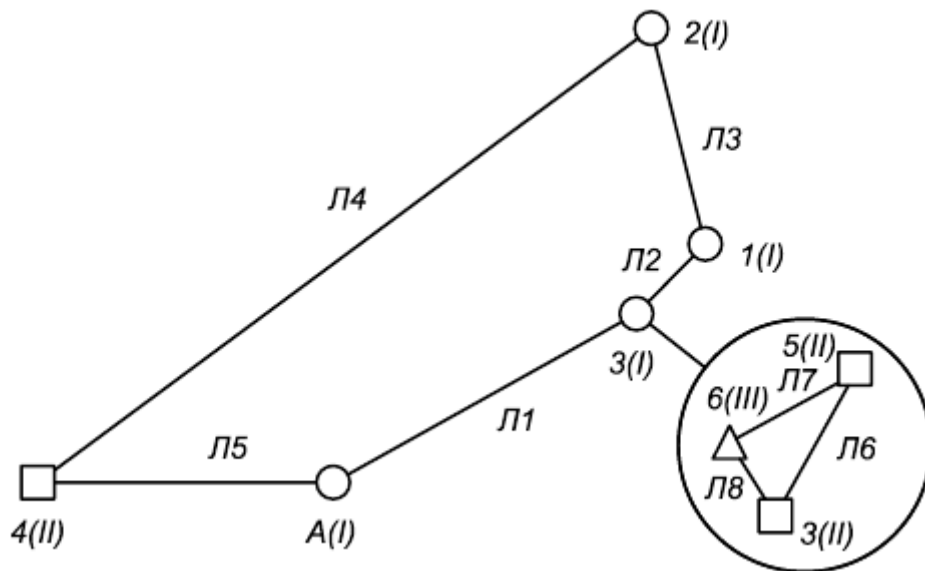


Рисунок 1.2.1 – Схема А

На рисунку 1.2.2 зображено другий варіант з'єднання споживачів (схема Б).

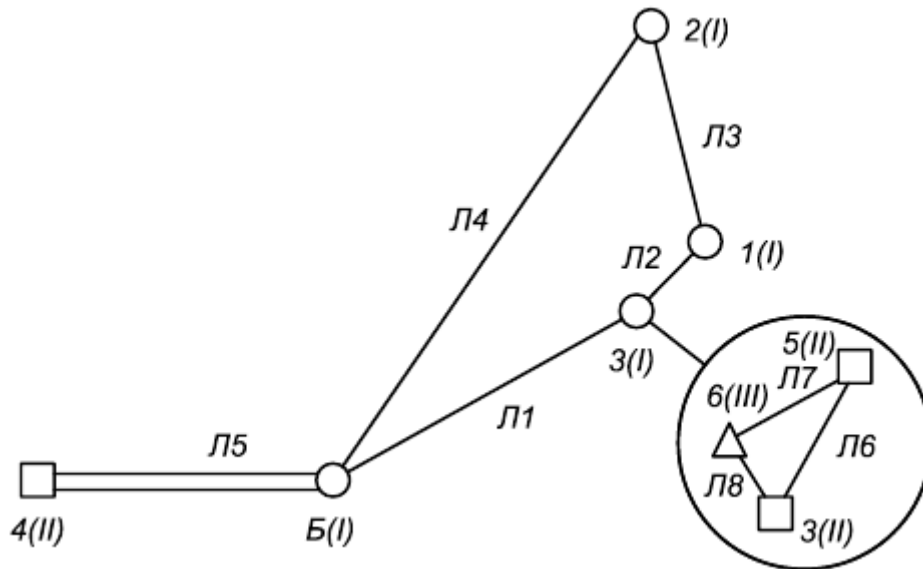


Рисунок 1.2.2 – Схема Б

При розробці конфігурацій електричних мереж необхідно враховувати наступне:

- доцільно виділити підстанції, споживачі яких вимагає 100 % резерву по мережі і розглянути шляхи виконання цієї вимоги;
- замкнутою мережею доцільно зв'язувати споживачів приблизно однакової потужності;
- по можливості необхідно виключити потоки потужності до джерела живлення;
- не слід допускати мало завантажених ліній в замкнутих мережах;
- необхідно прагнути до передачі електроенергії споживачам найкоротшим шляхом.

1.3. Розрахунок електричної мережі схеми А

1.3.1 Визначення довжин ліній для схеми А

Розраховуємо довжини ліній враховуючи коефіцієнт перерахунку довжин ділянок мережі за формулою:

$$L = l \cdot k_L \quad (1.3.1)$$

де: l – довжина ділянки мережі виміряна на плані, км;

k_L – коефіцієнт збільшення довжини мережі по відношенню з повітряною прямою $k_L \approx 1,25$.

Для двохцепних ліній враховується коефіцієнт $k_{\text{цеп}}$.

$$L' = L \cdot k_{\text{цеп}} \quad (1.3.1a)$$

$k_{\text{цеп}} \approx 1,45$, для ВЛ 110 кВ на двохцепних залізобетонних опорах [3, ст. 9].

Двохцепні лінії менш надійні, тому краще проектувати одноцепні лінії. Довжини ліній із урахуванням провисання проводів показані у табл. 1.3.1.

Розраховуємо довжини ліній враховуючи коефіцієнт перерахунку довжин ділянок мережі

$L = l \cdot k_L \cdot k_M$ де: l – довжина ділянки мережі виміряна на плані, мм; k_L – коефіцієнт збільшення довжини мережі по відношенню з повітряною прямою, $k_L \approx 1,25$. k_M – коефіцієнт масштабу (за вихідними даними).

Розрахунки зведені до таблиці 1.3.1

						Арк.
						13
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.1 – Довжина лінії з урахуванням коефіцієнтів

Ділянка	Л1	Л2	Л3	Л4	Л5	Л6	Л7	Л8
L (км)	36,056	2,236	19,416	67,201	26,00	31,906	30,017	15,00
k_L	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25
k_M	1	1	1	1	1	0,1	0,1	0,1
L (км) (з урахуванням $k_L \cdot k_M$)	45,069	2,795	24,271	84,001	32,5	3,988	3,752	1,875

1.3.2 Розрахунок струмів та напруг на ділянках без урахування втрат та вибір проводів для схеми А

Для розрахунку струмів та напруг на всіх ділянках мережі необхідно визначити орієнтовні потоки потужності. Для схеми, зображеної на рисунку 1.3.1, з урахуванням умовних позначень розрахуємо потужності на ділянках.

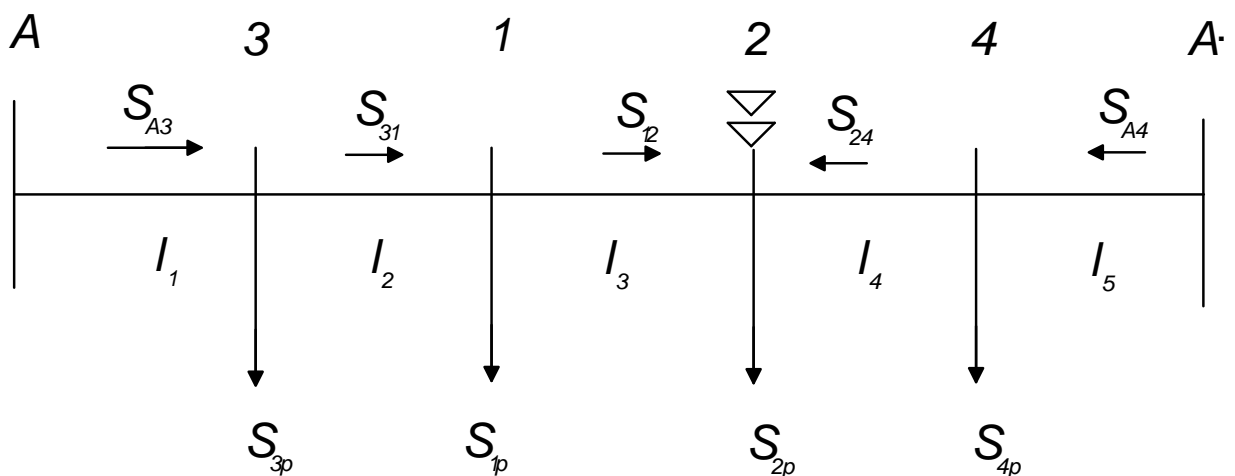


Рисунок 1.3.1 – Розрахункова схема

Проведемо попередній розрахунок прийнявши параметри проводів однаковими.

Розрахунок проведемо без втрат потужності.

$$\begin{aligned} \underline{S}_{A3} &= \\ &= \frac{\underline{S}_{3P} \cdot (l_2 + l_3 + l_4 + l_5) + \underline{S}_{1P} \cdot (l_3 + l_4 + l_5) + \underline{S}_{2P} \cdot (l_4 + l_5) + \underline{S}_{4P} \cdot (l_5)}{l_1 + l_2 + l_3 + l_4 + l_5} = \\ &= 71,3 + j39,45 \text{ MBA} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{S}_{A4} &= \\ &= \frac{\underline{S}_{4P} \cdot (l_1 + l_2 + l_3 + l_4) + \underline{S}_{2P} \cdot (l_1 + l_2 + l_3) + \underline{S}_{1P} \cdot (l_1 + l_2) + \underline{S}_{3P} \cdot (l_1)}{l_1 + l_2 + l_3 + l_4 + l_5} = \\ &= 71,8 + j30,01 \text{ MBA} \end{aligned}$$

$$\underline{S}_{31} = \underline{S}_{A3} - \underline{S}_{3P} = 39,18 + j19,02 \text{ MBA}$$

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_{31} - \underline{S}_{1P} = 7,18 + j2,62 \text{ MBA}$$

$$\underline{S}_{42} = \underline{S}_{A4} - \underline{S}_{4P} = 71,82 + j30,01 \text{ MBA}$$

$$\underline{S}_{21} = \underline{S}_{42} - \underline{S}_{2P} = 13,82 + j10,94 \text{ MBA}$$

$$\underline{S}_{36} = \frac{\underline{S}_{6P} \cdot (l_6 + l_7) + \underline{S}_{5P} \cdot (l_6)}{l_6 + l_7 + l_8} = 0,668 + j0,241 \text{ MBA}$$

$$\underline{S}_{15} = \frac{\underline{S}_{5P} \cdot (l_8 + l_7) + \underline{S}_{6P} \cdot (l_8)}{l_6 + l_7 + l_8} = 0,417 + j0,167 \text{ MBA}$$

$$\underline{S}_{56} = \underline{S}_{16} - \underline{S}_6 = 0,11 + j0,057 \text{ MBA}$$

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

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} \quad (1.3.2)$$

де U – напруга відповідної лінії, кВ;

L – довжина відповідної лінії, км;

P – активна потужність відповідної лінії, МВт.

Також визначаємо струм в лініях за формулою:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (1.3.3)$$

						Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		15

де I – струм у відповідній лінії, А;

S – повна потужність лінії, МВА;

U_n – зворотня номінальна напруга.

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

$$F_e = \frac{I_M}{j_e} \quad (1.3.4)$$

де F_e – економічний переріз проводу, мм²;

I_M – струм в лінії в режимі максимальних навантажень, що відповідає нормальному режиму роботи мережі, А;

j_e – економічна густина струму, А/мм².

В даному проєкті для побудови ліній електропередач (ЛЕП) використовуємо алюмінієві неізолювані проводи. Значення економічної густини струму для таких провідників наведена у табл. 1.3.2.

Таблиця 1.3.2 – Економічна густина струму, А/мм²

Проводи	Т _{нб} , год/рік		
	1000— 3000	3001— 5000	> 5000
Алюмінієві неізолювані проводи	1,3	1,1	1,0

У табл. 1.3.3 наведено результати розрахунку орієнтовних потоків потужності в лініях, струмів при напрузі 110 та 220 кВ.

Таблиця 1.3.3 – Потоки потужності та струми в лініях

Лінія	S, МВА	U, кВ	Струм, кА		
			при U=10 кВ	при U=110 кВ	при U=220 кВ
Л1	71,262+39,447i	147,161	-	427,507	213,754
Л2	39,177+19,015i	64,19	-	228,565	114,282
Л3	7,177+2,621i	52,062	-	40,101	20,051
Л4	13,823+10,944i	73,165	-	92,539	46,27
Л5	71,823+30,008i	141,15	-	408,553	204,276
Л6	0,417+0,167i	12,785	25,949		-
Л7	0,11+0,057i	6,607	7,151		-
Л8	0,668+0,241i	15,791	40,984		

Обираємо напругу в колі $U_{\text{ном}}=220$ кВ.

В табл. 1.3.4 приведено результати розрахунку струмів при номінальній напрузі, обраний номінальний переріз провідників та номінальний тривало допустимий струм провідників.

Таблиця 1.3.4 – Вибір проводів мережі

Лінія	Струм, кА	Напруга, кВ	Переріз, мм ²		Допустимий струм, А
			Fe	марка проводу	
Л1	213,754	220	194,322	АС-240	605
Л2	114,282	220	103,893	АС-240	605
Л3	20,051	220	18,228	АС-240	605
Л4	46,27	220	42,063	АС-240	605
Л5	204,276	220	185,706	АС-240	605
Л6	25,949	10	23,59	АС-35	210
Л7	7,151	10	6,501	АС-35	210
Л8	40,984	10	37,258	АС-35	210

1.3.3 Вибір трансформаторів для схеми А

Визначаємо потужність кожного із трансформаторів. При цьому на однострансформаторній підстанції потужність трансформатора повинна бути не менше максимальної потужності споживачів, що постачається від нього.

$$S_{T_{\text{НОМ}}} \geq S_{\text{розр}} = S_{i_{\text{max}}} \quad (1.3.5)$$

де $S_{T_{\text{НОМ}}}$ – номінальна потужність обраного трансформатора, МВА (кВА);

$S_{\text{розр}}$ – потужність однострансформаторної підстанції, МВА (кВА);

$S_{i_{\text{max}}}$ – максимальна потужність і-го споживача. МВА (кВА).

Потужність трансформаторів на двотрансформаторній підстанції повинна забезпечити навантаження споживачів у випадку аварії одного з них. Тому потужність кожного трансформатора вибирається з обліком його перевантажувальної здатності за умовою:

$$S_T \geq S_{\text{розр}} = \frac{S_{i_{\text{max}}}}{1,4} \quad (1.3.6)$$

Коефіцієнт завантаження трансформатора розраховується за формулою:

$$K_3 = \frac{S_{\text{розр}}}{S_{T_{\text{НОМ}}}} \quad (1.3.7)$$

Коефіцієнт завантаження трансформатора дозволяє визначити можливість збільшення потужності споживачів та розширення мережі.

Для споживачів I категорії необхідно встановити по два трансформатори на підстанцію. Для споживачів II категорії рекомендовано встановити по два трансформатори на підстанцію, припускається можливість живлення від одного трансформатора при наявності централізованого резерву трансформаторів і можливості заміни пошкодженого трансформатора за час не більше однієї доби.

Для споживачів III категорії необхідно встановити один трансформатор на

						Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		18

підстанцію. Результати вибору трансформаторів показано у таблиці 1.3.5.

Таблиця 1.3.5 – Вибір трансформаторів для схеми А

№ ПС	$P_{\text{спож}}$, МВА	Кат. спож.	N тр-рів, шт.	$S_{\text{розр}}$ (1-го тр), МВА	$S_{\text{ном}}$ (1-го тр), МВА	Кз	Марка тр-ра
1	35,955	I	2	25,68	40	0,449	ТРДН-40000/220
2	25,00	I	2	17,86	25	0,500	ТРДЦН-25000/220
3	38,038	I	2	27,17	40	0,475	ТРДН -40000/220
4	61,053	II	2	43,6	63	0,485	ТДТН -63000/220
5	0,573	II	2	0,409	0,4	0,716	ТМ-400/10
6	0,587	III	1	0,587	0,63	0,932	ТМ-630/10

Запас потужності дозволить в майбутньому розширити мережу та підключити нових споживачів.

Для подальшого розрахунку мережі необхідно розрахувати опір та потужність холостого ходу трансформаторів.

Опір трансформаторів розраховується за формулами:

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} \quad (1.3.8)$$

$$X_T = \frac{U_K \cdot U_{\text{ВН}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} \quad (1.3.9)$$

де R_T та X_T – активний та реактивний опори трансформатора, Ом;

ΔP_K - втрати короткого замикання, кВт;

$U_{\text{ВН}}$ – номінальна лінійна напруга обмотки вищої напруги (ВН), кВ;

$S_{\text{НОМ}}$ – номінальна потужність трансформатора, МВА, кВА;

U_K – напруга короткого замикання, %.

Параметри обраних трансформаторів [4] наведено в таблицях 1.3.6 та 1.3.7.

						Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		19

1.3.4 Розрахунок потужності та падіння напруги на ділянках мережі для схеми А

Проведемо розрахунок активного, реактивного опору ліній та зарядної потужності [1].

Активний та реактивний опір лінії, Ом:

$$R_l = r_0 \cdot l_i \quad (1.3.10)$$

$$X_l = x_0 \cdot l_i \quad (1.3.11)$$

де R_l та X_l – активний та реактивний опори лінії, Ом;

l_i – довжина лінії, км.

Повний опір лінії, Ом:

$$Z_l = R_l + j \cdot X_l \quad (1.3.12)$$

Зарядна потужність лінії:

$$Q_l = b_0 \cdot l_i \cdot U_{\text{НОМ}}^2 \quad (1.3.13)$$

де b_0 – питома ємнісна провідність (См/км);

$U_{\text{НОМ}}$ – номінальна напруга мережі, кВ.

Для ліній 10 кВ зарядна потужність має незначне значення, тому нею нехтують. Результати розрахунків показано в таблиці 1.3.8.

Таблиця 1.3.8 – Параметри ліній за схемою А

Ділянка	Довж, км	Марка проводу	Параметри проводу		Q _л , МВАр	Z _л , Ом
			Z ₀ , Ом/км	b ₀ ·10 ⁻⁶ , См/км		
Л1	45,069	АС-240	0,121+0,435i	2,6	5,67	5,453+19,605i
Л2	2,795	АС-240	0,121+0,435i	2,6	0,35	0,338+1,216i
Л3	24,271	АС-240	0,121+0,435i	2,6	3,05	2,937+10,558i
Л4	84,001	АС-240	0,121+0,435i	2,6	10,57	10,164+36,541i
Л5	32,5	АС-240	0,121+0,435i	2,6	4,09	3,933+14,137i
Л6	3,988	АС-35	0,6+0,26i	-	-	2,393+1,037i
Л7	3,752	АС-35	0,6+0,26i	-	-	2,251+0,976i

						Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		21

Л8	1,875	АС-35	0,6+0,26i	-	-	1,125+0,488i
----	-------	-------	-----------	---	---	--------------

Розрахунок втрат потужності в лініях виконуємо з кінця, також враховуємо втрати холостого ходу у трансформаторах (наведені у таблицях 1.3.6 та 1.3.7 даного документу), при цьому на підстанціях з двома трансформаторами втрати холостого ходу збільшуються вдвічі, а опір обмоток складає половину опору одного трансформатора.

Розрахунок втрат потужності в лінії проводимо за формулою:

$$\Delta S = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot Z \quad (1.3.14)$$

де: P - активна потужність на ділянці, МВА;

Q - реактивна потужність на ділянці, МВАр;

Z - опір ділянки, Ом.

Розрахунок падіння напруги виконуємо із джерела живлення, при цьому напруга у споживача не повинна відрізнятись більш ніж на 5% від номінальної, у відповідності з правилами [2].

Розрахунок напруги проводимо за формулою:

$$U_{i+1} = \sqrt{\left(U_i - \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_i}\right)^2 + \left(\frac{P \cdot X - Q \cdot R}{U_i}\right)^2} \quad (1.3.15)$$

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.

Процентне відхилення напруги в кінці лінії від номінального значення розраховуємо за формулою, %:

$$d = 100\% - \frac{U_{\text{н}}}{U_{\text{вузл}}} \cdot 100\% \quad (1.3.16)$$

Розрахуємо замкнуту колову мережу, зображену на рис. 1.3.1. Розрахунок починаємо з знаходження точки потокорозподілу.

						Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		22

Результати розрахунку потужностей в кінці ліній, початку, та втрати потужності в лініях показано у таблицях 1.3.9-1, 1.3.9-2. Результати розрахунку напруг у вузлах мережі показано у таблиці 1.3.10.

Таблиця 1.3.9-1 – Результати розрахунку потужностей на лініях

Ділянка	$S_{\text{кінцева}}$, МВА	ΔS , МВА	$S_{\text{початкова}}$, МВА	$I_{\text{розр}}$, А	$I_{\text{доп}}$, А
Л1	72,275+39,142i	0,75+2,697i	71,524+39,28i	215,701	605
Л2	39,443+18,656i	0,013+0,048i	39,43+18,784i	114,506	605
Л3	7,261-0,093i	0,003+0,012i	7,258+1,422i	19,057	605
Л4	13,907+1,75i	0,05+0,18i	13,857+6,855i	36,785	605
Л5	72,677+22,962i	0,468+1,682i	72,209+23,325i	200,019	605
Л6	0,777+0,476i	0,019+0,008i	0,758+0,467i	52,603	210
Л7	0,128+0,078i	0,001+0i	0,128+0,078i	8,663	210
Л8	0,824+0,511i	0,01+0,004i	0,813+0,506i	55,962	210

Таблиця 1.3.9-2 – Результати розрахунку потужностей на трансформаторах

Ділянка	$S_{\text{кінцева}}$, МВА	ΔS , МВА	$S_{\text{початкова}}$, МВА
1-1'	32,168+19,053i	0,068+1,939i	32+16,394i
2-2'	21,115+15,089i	0,065+1,375i	21+13,565i
3-3'	32,081+23,46i	0,076+2,162i	31,905+20,578i
4-4'	58,301+23,619i	0,137+3,548i	58+19,064i
5-5'	0,63+0,389i	0,103+0,162i	0,527+0,225i
6-6'	0,686+0,428i	0,128+0,243i	0,558+0,183i

$$S_A = 144,95 + 62,103j \text{ МВА}$$

					Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	23

Таблиця 1.3.10 – Результати розрахунку напруг у вузлах мережі

вузол	U _{ном} , кВ	U, кВ	ступінь РПН
А	230	230	
1	220	224,902	
2	220	225,659	
3	220	225,062	
4	220	227,398	
5	10	9,809	
6	10	9,77	
1'	10	10,003	-7
2'	10	10,037	-7
3'	10	10,01	-7
4'	10	10,006	-8
5'	0,38	0,392	
6'	0,38	0,391	

На рисунку 1.3.2 показано схему заміщення мережі А.

					Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	24

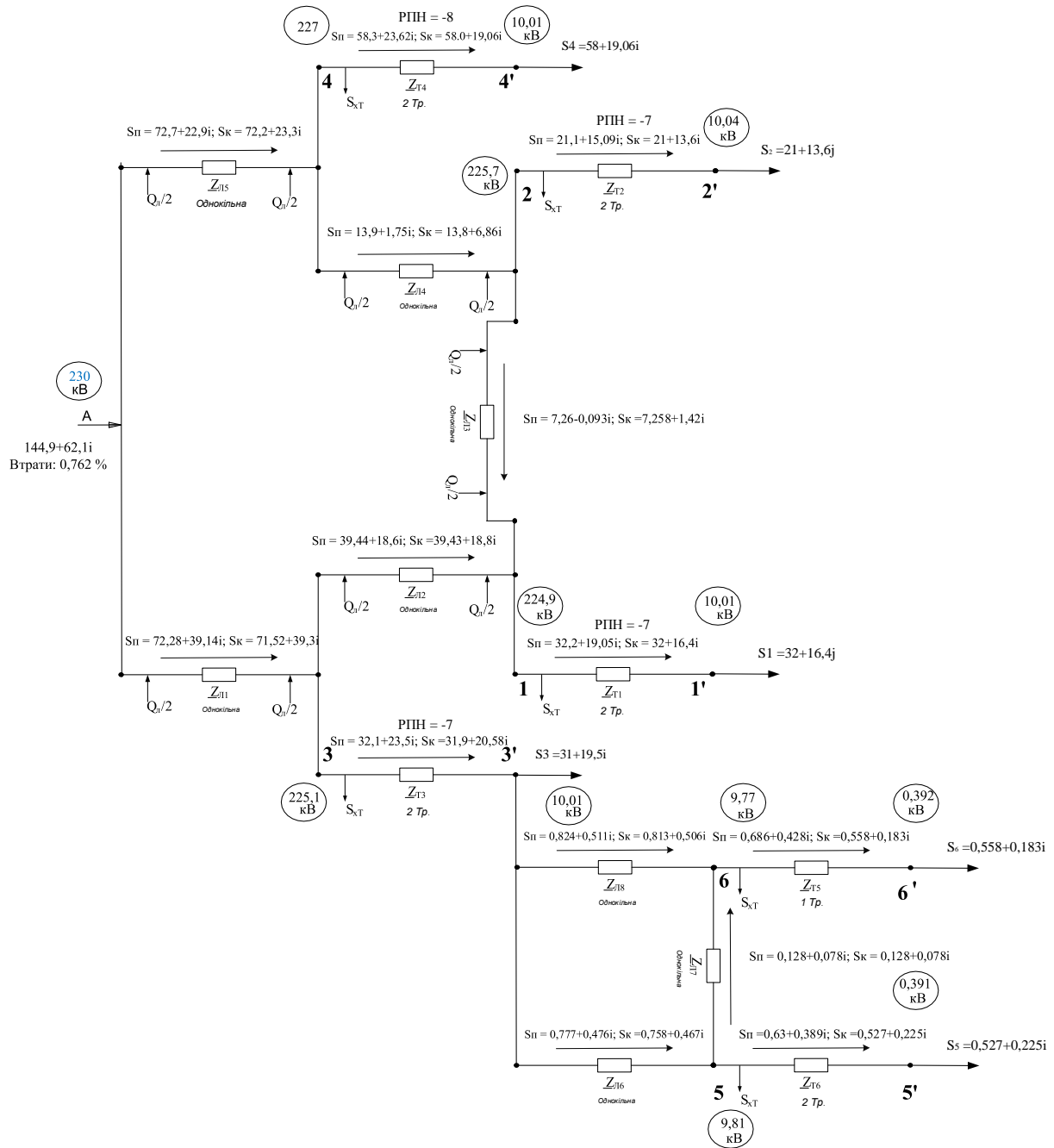


Рисунок 1.3.2 – Схема заміщення мережі А

					Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	25

1.4 Розрахунок електричної мережі схеми Б

Розраховуємо довжини ліній враховуючи коефіцієнт перерахунку довжин ділянок мережі за формулою:

$$L = l \cdot k_L \quad (1.4.1)$$

де: l – довжина ділянки мережі виміряна на плані, км;

k_L – коефіцієнт збільшення довжини мережі по відношенню з повітряною прямою [3, ст. 9], $k_L \approx 1,25$.

Для дволанцюгових ліній враховується коефіцієнт $k_{\text{цеп}}$.

$$L' = L \cdot k_{\text{цеп}} \quad (1.4.1a)$$

$k_{\text{цеп}} \approx 1,45$, для ВЛ 110 кВ на двохланцюгових залізобетонних опорах [3, ст. 9].

Двохланцюгові лінії менш надійні, тому краще проектувати одноланцюгові лінії. Довжини ліній із урахуванням провисання проводів наведені у табл. 1.4.1.

Таблиця 1.4.1 – Довжини ліній

Ділянка	Л1	Л2	Л3	Л4	Л5	Л6	Л7	Л8
L (км)	36,056	2,236	19,416	48,826	26,00	15,00	30,017	31,906
k_L	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25
k_M	1	1	1	1	1	0,1	0,1	0,1
L (км) (з урахуванням $k_L \cdot k_M$)	45,069	2,795	24,271	61,033	32,5	1,875	3,752	3,988

Розраховуємо довжини ліній враховуючи коефіцієнт перерахунку довжин ділянок мережі

$L = l \cdot k_L \cdot k_M$ де: l – довжина ділянки мережі виміряна на плані, мм; k_L – коефіцієнт збільшення довжини мережі по відношенню з повітряною прямою, $k_L \approx 1,25$. k_M – коефіцієнт масштабу (за вихідними даними).

Розрахунки заносимо до таблиці 1.4.1.

						Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		26

1.4.1 Розрахунок струмів та напруг на ділянках без урахування втрат та вибір проводів для схеми Б

Для розрахунку струмів та напруг на всіх ділянках мережі необхідно визначити орієнтовні потоки потужності. Для схеми, зображеної на рисунку 1.4.1, з урахуванням умовних позначень проведемо розрахунок потужностей.

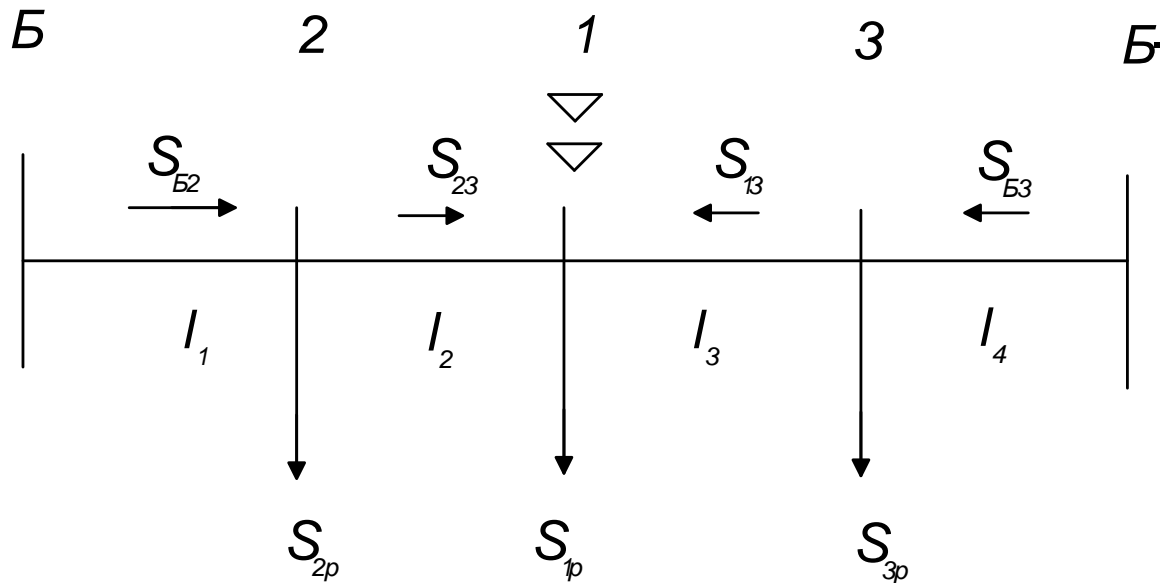


Рисунок 1.4.1 – Схема для розрахунку потужностей на ділянках замкненої мережі.

Проведемо попередній розрахунок прийнявши параметри проводів однаковими.

Розрахунок проведемо без втрат потужності.

$$\begin{aligned} \underline{S}_{B3} &= \\ &= \frac{\underline{S}_{3p} \cdot (l_2 + l_3 + l_4) + \underline{S}_{1p} \cdot (l_3 + l_4) + \underline{S}_{2p} \cdot (l_4)}{l_1 + l_2 + l_3 + l_4} = \\ &= 33,74 + j20,16 \text{ MVA} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{S}_{A2} &= \\ &= \frac{\underline{S}_{2p} \cdot (l_1 + l_2 + l_3) + \underline{S}_{1p} \cdot (l_1 + l_2) + \underline{S}_{3p} \cdot (l_1)}{l_1 + l_2 + l_3 + l_4} = \\ &= 51,35 + j30,24 \text{ MVA} \end{aligned}$$

$$\underline{S}_{31} = \underline{S}_{B3} - \underline{S}_{3p} = 51,35 + j30,24 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{21} = \underline{S}_{Б2} - \underline{S}_{2P} = 12,74 + j6,59 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{36} = \frac{\underline{S}_{6P} \cdot (l_6 + l_7) + \underline{S}_{5P} \cdot (l_6)}{l_6 + l_7 + l_8} = 0,668 + j0,241 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{35} = \frac{\underline{S}_{5P} \cdot (l_8 + l_7) + \underline{S}_{6P} \cdot (l_8)}{l_6 + l_7 + l_8} = 0,417 + j0,167 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{56} = \underline{S}_{16} - \underline{S}_6 = 0,11 + j0,057 \text{ MVA}$$

Таблиця 1.4.2 – Потоки потужності та струми в лініях схеми Б

Лінія	S, MVA	U, кВ	Струм, кА		
			при U=10 кВ	при U=110 кВ	при U=220 кВ
Л1	51,349+30,235i	129,336	-	312,763	156,382
Л2	19,264+9,803i	56,919	-	113,449	56,725
Л3	12,736+6,591i	67,901	-	75,267	37,633
Л4	33,736+20,155i	110,232	-	206,262	103,131
Л5	58+19,064i	130,757	-	320,443	160,222
Л6	0,656+0,257i	15,657	40,656	-	-
Л7	0,129+0,032i	7,150	7,66	-	-
Л8	0,429+0,151i	12,966	26,277		

Обираємо напругу мережі $U_{\text{ном}}=220$ кВ.

У табл. 1.4.3 приведено результати розрахунку струмів при номінальній напрузі, економічного перерізу, обраний номінальний переріз провідників та номінальний тривало допустимий струм провідників.

Таблиця 1.4.3 – Вибір проводів мережі

Ділян- ка	Довж., км	Марка проводу	Параметри проводу		Q _л , МВАр	Z _л , Ом
			Z ₀ , Ом/км	b ₀ ·10 ⁻⁶ , СМ/км		
Л1	45,069	АС-240/39	0,121+0,435i	2,6	5,672	5,453+19,605i
Л2	2,795	АС-240/32	0,121+0,435i	2,6	0,352	0,338+1,216i
Л3	24,271	АС-240/32	0,121+0,435i	2,6	3,054	2,937+10,558i
Л4	84,001	АС-240/32	0,121+0,435i	2,6	7,68	7,385+26,549i
Л5	32,5	АС-240/39	0,121+0,435i	2,6	4,09	1,966+7,069i
Л6	3,988	АС-35/6,5	0,6+0,26i	-	-	1,125+0,488i
Л7	3,752	АС-35/6,5	0,6+0,26i	-	-	2,251+0,976i
Л8	1,875	АС-35/6,5	0,6+0,26i	-	-	2,393+1,037i

1.4.2 Вибір трансформаторів для схеми Б

Визначаємо потужність кожного із трансформаторів. Для вибору трансформаторів на підстанціях використовуємо формули (1.3.5 – 1.3.9). Результати вибору трансформаторів показано у табл. 1.4.4.

						Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		29

Таблиця 1.4.6 – Параметри обраних трансформаторів для споживачів 5 та 6

Тип трансформатора	S _{но} м, кВА	Каталожні дані						Розрахункові дані			
		U _{ном} , кВ		U _к , %	ΔP _к , , кВт	ΔP _х , , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , кВА р	n т
		В Н	Н Н								
ТМ-6300/10	630	10	0,4	5,5	18	2,2 3	2, 1	1,22	5,35	26	2 5
ТМ-1600/10	1600	10	0,4	5,5	7,6	1,4 2	2	2,12	8,5	18,9	2 5

											Арк.
											31
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							

1.4.3 Розрахунок потужності та падіння напруги на ділянках мережі для схеми Б

Розрахунок втрат потужності [1] в лініях виконуємо з кінця, також враховуємо втрати холостого ходу у трансформаторах (наведені у таблицях 1.4.5 та 1.4.6), при цьому на підстанціях з двома трансформаторами втрати холостого ходу збільшуються вдвічі, а опір обмоток складає половину опору одного трансформатора.

Розрахунок втрат потужності в лінії проводимо за формулою (1.3.14). Розрахунок падіння напруги виконуємо із джерела живлення, при цьому напруга у споживача не повинна відрізнятись більш ніж на 5% від номінальної, у відповідності з правилами [2]. Напругу розраховуємо за формулою (1.3.15).

Розраховуємо замкнуту колову мережу, зображену на рис. 1.3.3. Розрахунок починаємо з знаходження точки поточкорозподілу.

Результати розрахунку потужностей в кінці ліній, початку, та втрати потужності в лініях показано у табл. 1.4.7-1 і 1.4.7-2. Результати розрахунку напруг у вузлах мережі показано у табл. 1.4.8.

Таблиця 1.4.7-1 – Результати розрахунку потужностей в лініях

Ділянка	$S_{кінцева}$, МВА	ΔS , МВА *	$S_{початкова}$, МВА	$I_{розр}$, А	$I_{доп}$, А
Л1	51,962+30,143i	0,411+1,478i	51,55+31,5i	157,647	605
Л2	19,409+10,824i	0,003+0,012i	19,406+10,987i	58,32	605
Л3	12,775+4,88i	0,012+0,044i	12,763+6,363i	35,889	605
Л4	34,105+13,062i	0,215+0,773i	33,89+16,129i	95,843	605
Л5	58,457+21,861i	0,16+0,576i	58,297+23,33i	163,787	605
Л6	0,802+0,496i	0,01+0,004i	0,792+0,491i	54,446	210
Л7	0,162+0,102i	0,001+0i	0,162+0,102i	11,079	210
Л8	0,533+0,331i	0,009+0,004i	0,524+0,327i	36,229	210

Таблиця 1.4.7-2 – Результати розрахунку потужностей в трансформаторах

Ділянка	$S_{кінцева}$, МВА	ΔS , МВА	$S_{початкова}$, МВА
1-1'	32,168+19,053i	0,068+1,939i	32+16,394i
2-2'	21,115+15,089i	0,065+1,375i	21+13,565i
3-3'	32,141+23,512i	0,077+2,171i	31,965+20,622i
4-4'	58,297+25,375i	0,197+5,591i	58+19,064i
5-5'	0,63+0,389i	0,103+0,162i	0,527+0,225i
6-6'	0,686+0,428i	0,128+0,243i	0,558+0,183i

$$S_B = 144,5 + 65,07j \text{ МВА}$$

Таблиця 1.4.8 – Результати розрахунку напруг у вузлах мережі

Вузол	$U_{ном}$, кВ	U , кВ	Ступінь РПН
Б	230	230	
1	220	226,609	
2	220	227,439	
3	220	226,257	
4	220	228,837	
5	10	9,809	
6	10	9,857	
1'	10	9,971	-8
2'	10	10,007	-8
3'	10	9,955	-8
4'	10	10,069	-8
5'	0,38	0,392	
6'	0,38	0,394	

На рисунку 1.4.2 показано схему заміщення мережі Б.

						Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		33

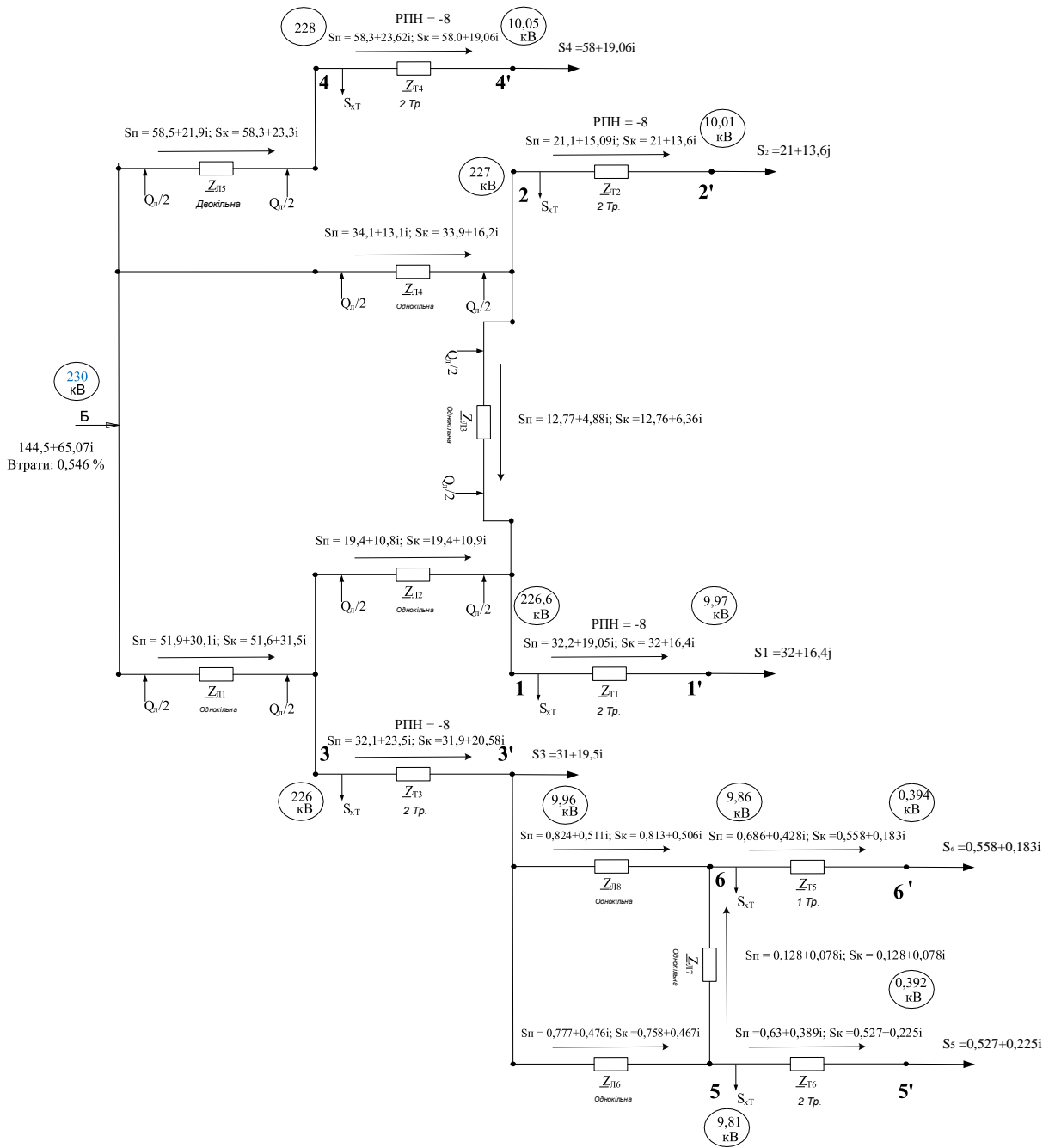


Рисунок 1.4.2 – Схема заміщення мережі Б

					Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	34

1.5 Техніко-економічне порівняння двох схем електричної мережі

Завданням техніко-економічного порівняння є вибір найкращого з двох що розглядаються. Критерієм цього є мінімум приведених витрат, що визначаються за формулою [3]:

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

Час найбільших втрат визначаємо за формулою:

$$\tau_0 = (0,124 + T_{нб} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760$$

Втрати в лініях:

$$\Delta W_L = \left(\frac{S_{нб}}{U_H}\right)^2 R_L \tau$$

Втрати в трансформаторах:

$$\Delta W_m = 3I_{ск}^2 R_m T + R_x T$$

Таблиця 1.5.1 – Результати розрахунку втрат електроенергії в схемі А

Ділянка підстанція	$T_{нб}$, (год.)	τ , (год.)	ΔW , МВт·год
Л1	6162.317	4799.98	3601.214
Л2	3795.387	2221.109	29.606
Л3	4160,00	2554.416	8.478
Л4	4160,00	2554.416	128.214
Л5	5629.471	4133.812	1933.997
Л6	5048.036	3463.651	65.746
Л7	4020,00	2423.682	1.219

Л8	4020,00	2423.682	25.032
Т1	3670	2111.87	654.899
Т2	4160	2554.416	481.35
Т3	6170	4809.95	932.004
Т4	5980	4566.448	1187.315
Т5	5240	3678.359	379.098
Т6	4020	2423.682	250.85
Сумарні втрати			9679,02

Загальна енергія, яка передається:

$$W = P_{A2}^H \cdot T_{нбA2} + P_{A4}^H \cdot T_{нбA4} = 1269772 \text{ (МВт} \cdot \text{год.)}$$

Відсоток втрат електроенергії відносно загальної енергії:

$$\Delta W = (\Delta W / W) \cdot 100\% = 0,762 \%$$

Таблиця 1.5.2 – Результати розрахунку втрат електроенергії в схемі Б

Ділянка підстанція	$T_{нб}$, (год,)	τ , (год,)	ΔW , МВт·год
Л1	6143	4774	1963,59
Л2	3670	2111	7,34
Л3	3670	2111	26,06
Л4	3975	2382	512,14
Л5	5980	4566	731,45
Л6	5240	3678	35,98
Л7	5240	3678	3,021

Л8	4253	2643	24,14
T1	3670	2111	654,89
T2	4160	2554	481,35
T3	6170	4809	932,01
T4	5980	4566	906,99
T5	5240	3678	379,10
T6	4020	2423	250,85
Сумарні втрати			6908,9

Загальна енергія, яка передається:

$$W = P_{A2}^H \cdot T_{нбA2} + P_{A4}^H \cdot T_{нбA4} = 1266031 \text{ (МВт} \cdot \text{год.)}$$

Відсоток втрат електроенергії відносно загальної енергії:

$$\Delta W = (\Delta W / W) \cdot 100\% = 0,5457 \%$$

Як висновок з попередніх розрахунків та техніко – економічними показниками двох варіантів мережі, для подальшого проектування обираємо варіант схеми Б. Усі подальші розрахунки будемо проводити тільки за цією схемою.

1.6 Аварійний режим роботи електричної схеми Б

При аварійному 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.

У аварійному режимі у відповідності з правилами [2] дозволяється відхилення від номінальної напруги $\pm 10\%$. Розрахунок виконуємо аналогічно пункту 1.3.4. Результати розрахунків потужностей під час аварійного режиму

					Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	37

заносемо до таблиці 1.6.1-1 і 1.6.1-2. Схема заміщення аварійного режиму наведена рис. 1.6.1.

Таблиця 1.6.1-1 – Результати розрахунків потужностей в лініях під час аварійного режиму

Ділянка	$S_{кінцева}$, МВА	ΔS , МВА	$S_{початкова}$, МВА	$I_{розр}$, А	$I_{доп}$, А
Л1	0	0	0	0,00	605
Л2	32,152+23,2i	0,011+0,04i	32,141+23,336i	104,051	605
Л3	64,672+40,464i	0,352+1,264i	64,321+40,726i	200,203	605
Л4	87,318+53,376i	1,531+5,504i	85,787+51,713i	268,573	605
Л5	58,457+21,861i	0,16+0,576i	58,297+23,33i	163,787	605
Л6	0,802+0,496i	0,01+0,004i	0,792+0,491i	54,446	210
Л7	0,162+0,102i	0,001+0i	0,162+0,102i	11,079	210
Л8	0,533+0,331i	0,009+0,004i	0,524+0,327i	36,229	210

Таблиця 1.6.1-2 – Результати розрахунків потужностей в трансформаторах під час аварійного режиму

Ділянка	$S_{кінцева}$, МВА	ΔS , МВА	$S_{початкова}$, МВА
1-1'	32,168+19,053i	0,068+1,939i	32+16,394i
2-2'	21,115+15,089i	0,065+1,375i	21+13,565i
3-3'	32,141+23,512i	0,077+2,171i	31,965+20,622i
4-4'	58,297+25,375i	0,197+5,591i	58+19,064i
5-5'	0,63+0,389i	0,103+0,162i	0,527+0,225i
6-6'	0,686+0,428i	0,128+0,243i	0,558+0,183i

Результати розрахунку напруг у вузлах мережі під час аварійного режиму показано у таблиці 1.6.2.

Таблиця 1.6.2 – Результати розрахунків напруг у вузлах під час аварійного режиму

вузол	$U_{ном}$, кВ	U , кВ	ступінь РПН

						Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		388

A	230	230	
1	220	218,591	
2	220	221,349	
3	220	218,413	
4	220	228,837	
5	10	9,876	
6	10	9,923	
1'	10	10,036	-4
2'	10	9,951	-6
3'	10	10,028	-4
4'	10	10,069	-8
5'	0,38	0,395	
6'	0,38	0,397	

					Арк.
					399
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

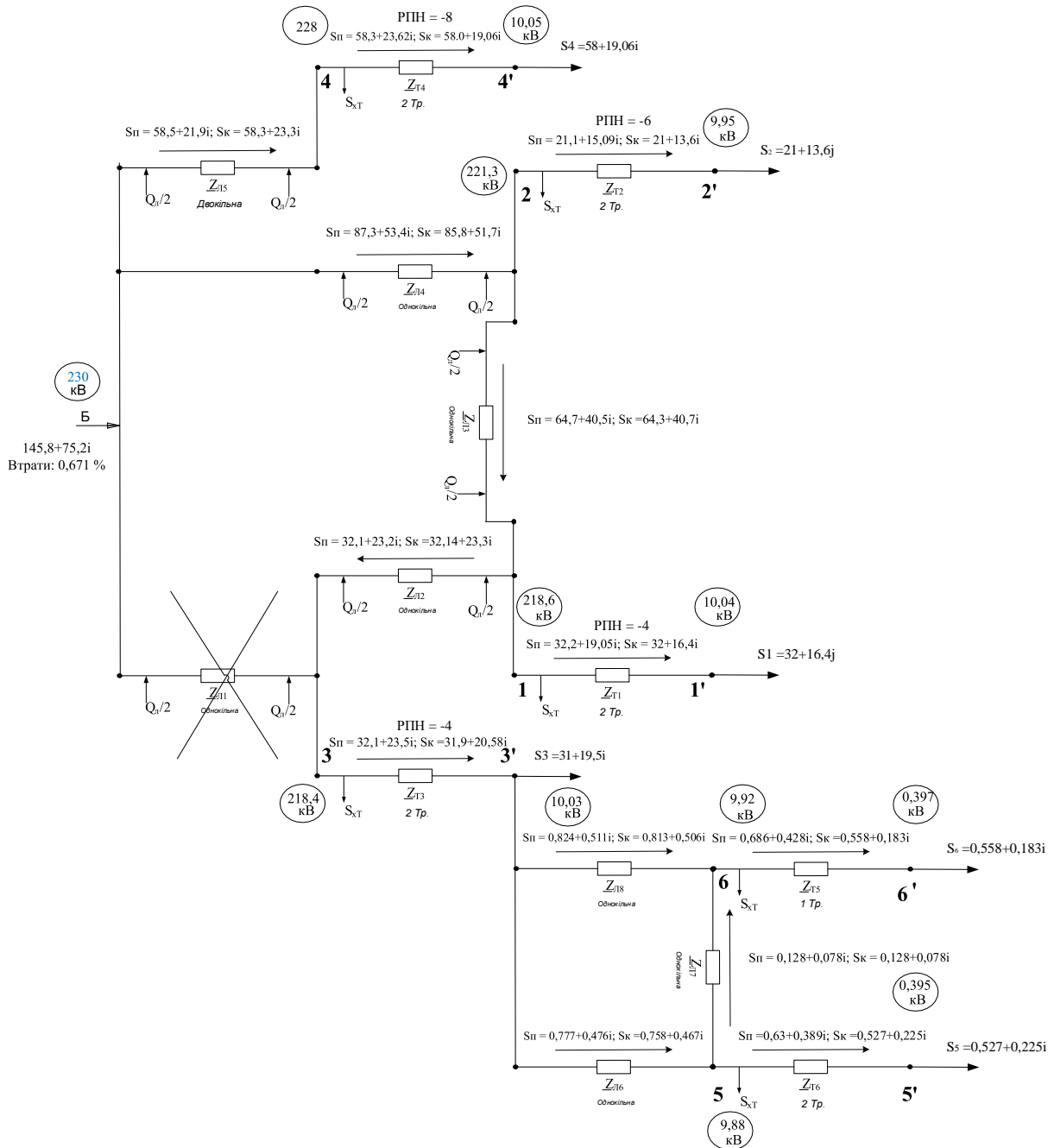


Рисунок 1.6.1 – Схема заміщення мережі при аварійному режимі роботи схеми Б

1.7 Режим мінімального навантаження електричної мережі схеми Б

При мінімальному режимі, у відповідності із завданням за табл. 2.2 потужність споживачів дорівнює:

$$P_{min} = P_{max} \cdot K_{min} \quad (1.7.1)$$

де P_{max} – потужність максимального режиму;

K_{min} – частка всіх навантажень в номінальному режимі P_{min} по відношенню до максимального P_{max} .

					Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	40

Розрахунок виконуємо аналогічно пункту 1.3.4. Результати розрахунку потужностей під час мінімального режиму показано у таблицях 1.7.1-1 і 1.7.1-2. Схема заміщення за мінімального режиму роботи мережі наведена на рис. 1.7.1.

Таблиця 1.7.1-1 – Результати розрахунків потужностей під час мінімального режиму

Ділянка	$S_{кінцева}$, МВА	ΔS , МВА	$S_{початкова}$, МВА	$I_{розр}$, А	$I_{доп}$, А
Л1	26,922+11,992i	0,105+0,376i	26,818+14,451i	88,332	605
Л2	10,121+5,337i	0,001+0,003i	10,12+5,509i	14,008	605
Л3	6,642+1,041i	0,003+0,011i	6,639+2,557i	33,353	605
Л4	17,68+1,119i	0,051+0,183i	17,629+4,776i	75,7	605
Л5	30,355+8,204i	0,041+0,149i	30,313+10,1i	77,37	605
Л6	0,38+0,2i	0,002+0,001i	0,378+0,199i	23,461	210
Л7	0,076+0,036i	0+0i	0,076+0,036i	3,347	210
Л8	0,251+0,128i	0,002+0,001i	0,249+0,127i	15,011	210

Таблиця 1.7.1-2 – Результати розрахунків потужностей в трансформаторах при мінімальному режимі

Ділянка	$S_{\text{кінцева}}$, МВА	ΔS , МВА	$S_{\text{початкова}}$, МВА
1-1'	16,759+9,769i	0,019+0,524i	16,64+8,525i
2-2'	10,988+7,575i	0,018+0,372i	10,92+7,054i
3-3'	16,697+11,95i	0,021+0,582i	16,576+10,648i
4-4'	30,313+12,145i	0,053+1,512i	30,16+9,913i
5-5'	0,302+0,163i	0,028+0,044i	0,274+0,117i
6-6'	0,325+0,163i	0,035+0,066i	0,29+0,095i

Результати розрахунку напруг у вузлах мережі під час мінімального режиму показано у таблиці 1.7.2.

Таблиця 1.7.2 – Результати розрахунку напруг у вузлах при мінімальному режимі

Вузол	$U_{\text{ном}}$, кВ	U , кВ	Ступінь РПН
A	230	230	
1	220	228,75	
2	220	229,31	
3	220	228,35	
4	220	229,49	
5	10	9,99	
6	10	10,01	
1'	10	10,07	-8
2'	10	10,09	-8
3'	10	10,05	-8
4'	10	10,09	-8
5'	0,38	0,4	
6'	0,38	0,4	

					Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	42

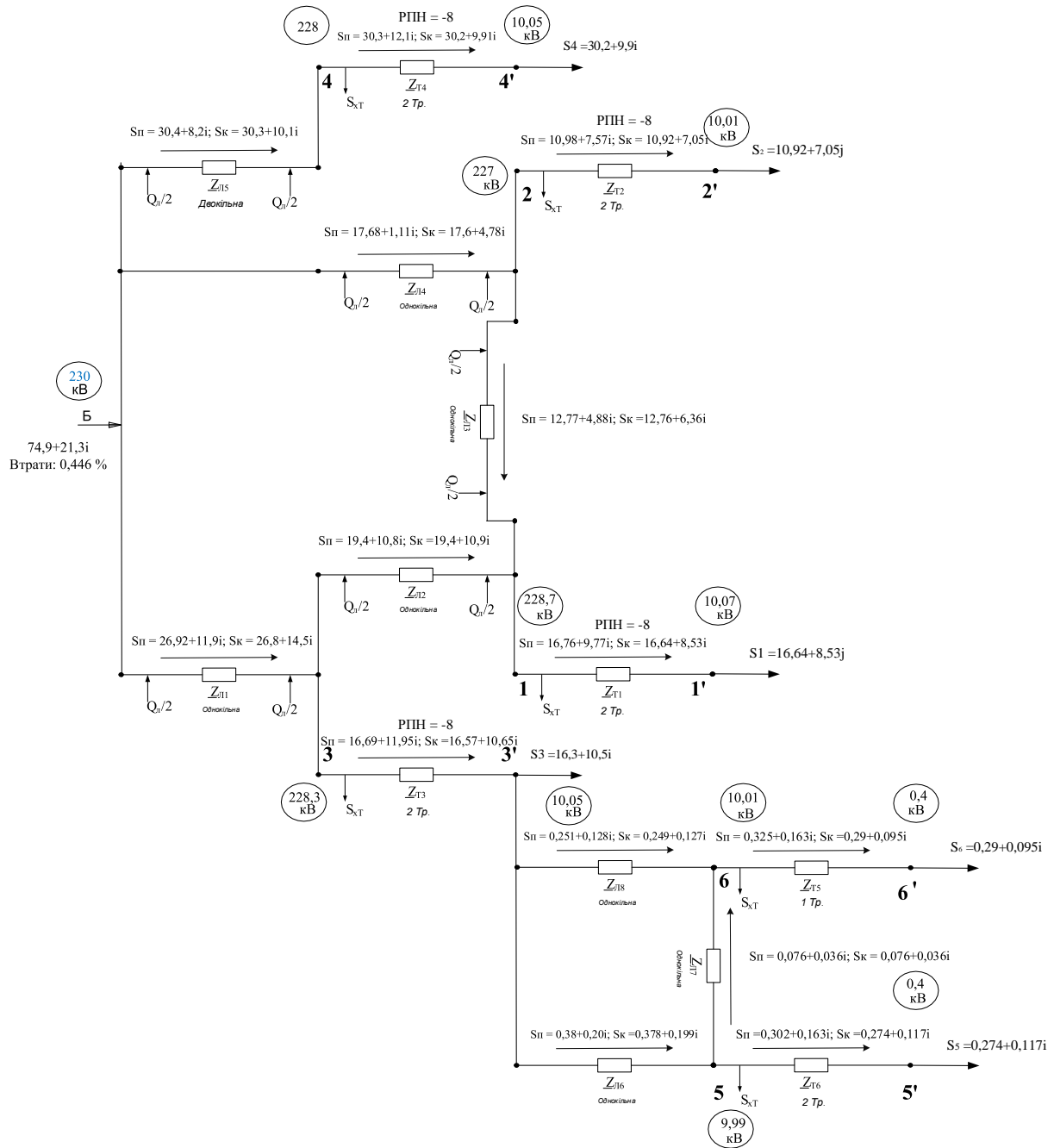


Рисунок 1.7.1 – Схема заміщення мережі Б при мінімальному режимі

2 Вибір обладнання високовольтної підстанції

2.1 Вибір потужностей силових трансформаторів

Вихідні дані до розрахунку наведені в таблиці 2.1.1 і добовий графік навантаження в таблиці 2.1.2.

Таблиця 2.1.1 – Вихідні дані для проектування

$P_{НОМ.НАВ.}$, МВА	$\cos \varphi_{НАВ}$	X_{L1} , Ом	X_{L2} , Ом	$S_{КЗ.С}$, МВА	t , °C
29	0,89	31	20	3000	+10

Таблиця 2.1.2 – Добовий графік навантаження споживачів

Навантаження в % від номінальної потужності											
0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
50	55	60	90	90	80	80	95	95	125	110	105

Визначимо повну потужність навантаження:

$$S_{НОМ.НАВ.} = \frac{P_{НОМ.НАВ.}}{\cos \varphi_{НАВ.}} = \frac{92}{0,89} = 32,58 \text{ (МВА)}$$

Потужність трансформатора повинна бути:

$$S_{НОМ.ТР.} \geq \frac{S_{НОМ.НАВ.}}{1,4} = \frac{32,58}{1,4} = 23,27 \text{ (МВА)}$$

Отже, беремо трансформатор ТДТН – 25000/110.

Побудуємо графік навантаження (рис.2.1.1).

					<i>БР 3.6.141.488 ПЗ</i>			
<i>Зм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дат</i>				
<i>Розроб.</i>	<i>Стеблянюк</i>				<i>Розрахунок електричної мережі та вибір обладнання високовольтної підстанції Пояснювальна записка</i>	<i>Лім.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листів</i>
<i>Перевір.</i>	<i>Лебедка</i>						44	
<i>Реценз.</i>						<i>СумДУ ЕТ-81</i>		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Затверд.</i>	<i>Лебединський</i>							

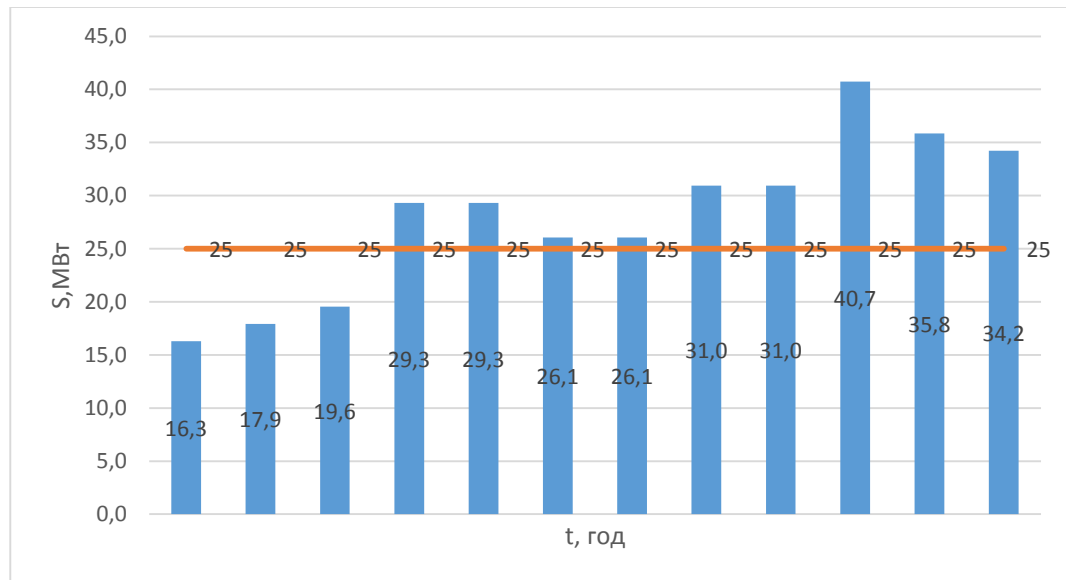


Рисунок 2.1.1 – Графік навантаження

Таблиця 2.1.3 – Навантаження від номінальної потужності

Год.	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
%	50	55	60	90	90	80	80	95	95	125	110	105
S1-12, МВА	16,3	17,9	19,6	29,3	29,3	26,1	26,1	31,0	31,0	40,7	35,8	34,2

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

$$K_1 = \frac{1}{S_{\text{НОМ.ТР.}}} \times \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + S_3^2 \cdot t_3}{t_1 + t_2 + t_3}} = 0,719$$

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

$$K_2 = \frac{1}{S_{\text{НОМ.ТР.}}}$$

					Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	45

$$\sqrt{\frac{S_4^2 \cdot t_4 + S_5^2 \cdot t_5 + S_6^2 \cdot t_6 + S_7^2 \cdot t_7 + S_8^2 \cdot t_8 + S_9^2 \cdot t_9 + S_{10}^2 \cdot t_{10} + S_{11}^2 \cdot t_{11} + S_{12}^2 \cdot t_{12}}{t_4 + t_5 + t_6 + t_7 + t_8 + t_9 + t_{10} + t_{11} + t_{12}}}$$

$$= 1.27$$

Максимальне перевантаження:

$$K_{MAX} = \frac{S_{MAX}}{S_{НОМ.ТР.}} = \frac{40,7}{25} = 1,629$$

$$K_2' = 0,9 \cdot K_{MAX} = 0,9 \cdot 1,629 = 1,466$$

Так як значення $K_2' \leq K_2$, то остаточно беремо $K_2 = K_2' = 1,466$.

Визначимо значення K_2 за ГОСТом 14209-85 при нормальному режимі роботи ($\theta = + 10 \text{ }^\circ\text{C}$, тип охолодження М, $t_{перев.} = 6$ год). Використавши метод лінійної інтерполяції ми отримали

$$K_{2ГОСТ} = 1,286$$

Так як $K_{2ГОСТ} < K_2$, то не можна використовувати один трансформатор при роботі в нормальному режимі. Однак, можна використати два паралельно працюючих трансформатори ТДТН-25000/110.

2.2 Розрахунок струмів короткого замикання

Значення струмів короткого замикання необхідні для правильного вибору устаткування на стороні 110 кВ і 10 кВ. Підстанція живлення за двома тупиковими лініями: схеми заміщення для розрахунку струмів короткого замикання наведена на рис. 2.

Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо в іменованій системі одиниць. Потужність короткого замикання на шинах 110 кВ центра живлення складає $S_{КЗ.С} = 3000$ МВА.

					Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	46

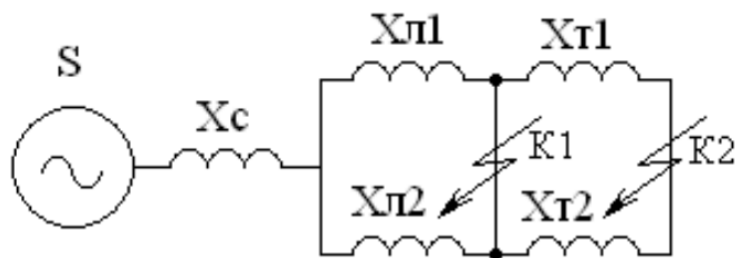


Рисунок 2.2.1 – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

Опір працюючих ліній дорівнює:

$$X_L = \frac{X_{L1} \cdot X_{L2}}{X_{L1} + X_{L2}} = \frac{31 \cdot 20}{31 + 20} = 12,16 \text{ (Ом)}$$

Опір трансформаторів дорівнює:

$$X_T = \frac{U_k \times U_{\text{НОМ}}^2}{100 \times S_{\text{НОМ}}} = 50,82 \text{ (Ом)}$$

Опір системи дорівнює:

$$X_C = \frac{U_B^2}{S_C} = \frac{110^2 \cdot 10^6}{3000 \cdot 10^6} = 4,03 \text{ (Ом)}$$

Періодична складова СКЗ у точці K₁:

$$I_{K1} = \frac{U_B}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_L)} = \frac{110 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (4,03 + 12,16)} = 3,92 \text{ (кА)}$$

Періодична складова СКЗ у точці K₂:

					Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	47

$$I_{K2}^B = \frac{U_B}{\sqrt{3}(X_c + X_L + X_T)} \cdot \frac{U_B}{U_H} = \frac{110 \cdot 10^3}{\sqrt{3}(4,03 + 12,16 + 25,41)} \cdot \frac{110 \times 10^3}{10 \times 10^3}$$

$$= 16,79 \text{ (кА)}$$

Ударний струм

$$- \text{ у точці } K_1: i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 3,92 = 8,93 \text{ (кА)}$$

$$- \text{ у точці } K_2: i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 16,79 = 38,24 \text{ (кА)}$$

Вважаємо, амплітуда ЕРС і періодична складова струму КЗ незмінні в часі, тому через час, який дорівнює часу відключення:

$$I_{n\tau1} = I_{K1} = 3,92 \text{ кА} \quad \text{для точки } K_1.$$

$$I_{n\tau2} = I_{K2} = 16,79 \text{ кА} \quad \text{для точки } K_2.$$

Аперіодична складова струму КЗ в момент розходження контактів вимикача:

$$i_{a1} = \sqrt{2} \cdot I_{n\tau1} \cdot e^{-\frac{t_1}{T_{a1}}} = \sqrt{2} \cdot 3,92 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} = 0,276 \text{ (кА)}$$

$$i_{a2} = \sqrt{2} \cdot I_{n\tau2} \cdot e^{-\frac{t_2}{T_{a2}}} = \sqrt{2} \cdot 16,79 \cdot e^{-\frac{0,1}{0,05}} = 3,214 \text{ (кА)}$$

де T_a – постійна часу затухання аперіодичної складової;

$$T_{a1} = 0.025 \text{ с}, \quad t_1 = 0.06 \text{ с}, \quad T_{a2} = 0.05 \text{ с}, \quad t_2 = 0.1 \text{ с}$$

Інтергал Джоуля (термічна стійкість):

$$- \text{ для } K_1: B_R = I_{K1}^2 (t + T_a) = 3,92^2 \cdot (0,06 + 0,025) = 1,23 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

$$- \text{ для } K_2: B_R = I_{K2}^2 (t + T_a) = 16,79^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 42,3 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

Результати розрахунків зведені до таблиці 2.2.1.

					Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	48

Таблиця 2.2.1 – Результати розрахунків струмів КЗ

Точка КЗ	Період. склад. струму КЗ в поч. момент часу, кА	Ударний струм КЗ, кА	Період. склад. струму КЗ в момент спрац. вимикача, кА	Аперіод. склад. струму КЗ, кА	Інтеграл Джоуля, кА ² с
Шини 110 кВ (К1)	3,923	8,931	3,923	0,276	1,231
Шини 10 кВ (К2)	16,793	38,236	16,793	3,214	42,301

2.3 Вибір високовольтних електричних апаратів РП і струмоведучих частин

Для вибору апаратів і струмоведучих частин необхідно визначити струми нормального та після аварійного режимів. Визначення струмів виконується для випадку установки на підстанції силового трансформатора. Розрахованого відповідно до графіка навантаження підстанції.

Максимальний струм на високій напрузі:

$$I_{max}^{BB} = \frac{1.4 \times S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot 110} = \frac{1.4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 183,7 \text{ (A)}$$

Струм у колі ввідних вимикачів на низькій напрузі:

$$I_{max}^{HH} = \frac{1.4 \times S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot 10} = \frac{1.4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2021 \text{ (A)}$$

Струм у колі секційного вимикача:

					Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	49

$$I_{max}^{C.B.} = \frac{0.7 S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot 10} = \frac{0.7 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1010 \text{ (A)}$$

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

$$I_{max}^{ЛВ} = \frac{1.4 S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10} = \frac{1.4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10} = 202 \text{ (A)}$$

Вибираємо вимикач ЯЕ – 110Л – 23(13) У4 на боці 110 кВ.

Таблиця 2.3.1 – Вибір вимикача на боці 110 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	3,923 А	1250
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	16,793 кА	40
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	3,923 кА	125
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	16,793 кА	40
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	3,923 кА	-
$B_K \leq I_T^2 t_r$	16,793 кА ² с	7500

Обраний вимикач цілком задовольняє умови вибору.

На боці низької напруги рекомендується вибирати вакуумні вимикачі, тому обираємо вимикач ВВЭ – 10 – 31,5/2500ТЗ на боці 10 кВ.

Таблиця 2.3.2 – Вибір вимикачів у колі трансформатора на боці 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	2020,7 А	2500
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	16,8 кА	31,5
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	38,2 кА	80
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	16,8 кА	31,5

$I_{a\tau} \leq I_{a \text{ ном}}$	3,21 кА	-
$B_K \leq I_T^2 t_r$	42,31 кА ² с	2976,7

Обраний вимикач цілком задовольняє умови вибору.

Вибираємо секційний вимикач ВВЕ – 10 – 31,5/1250ТЗ на напрузі 10 кВ

Таблиця 2.3.3 – Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{розр}} \leq I_{\text{ном}}$	1010,4 А	1250
$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{прСКВ}}$	16,8 кА	31,5
$I_y \leq I_{\text{прСКВ}}$	38,23 кА	80
$I_{n\tau} \leq I_{\text{откНом}}$	16,8 кА	31,5
$I_{a\tau} \leq I_{a \text{ ном}}$	3,21 кА	-
$B_K \leq I_T^2 t_r$	42,3 кА ² с	2976,75

Обраний вимикач цілком задовольняє умови вибору.

Вибираємо лінійний вимикач ВВЕ – 10 – 31,5/630ТЗ на напрузі 10 кВ

Таблиця 2.3.4 – Вибір вимикачів на лінію, що відходить, 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{розр}} \leq I_{\text{ном}}$	202,1 А	630
$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{прСКВ}}$	16,79 кА	31,5
$I_y \leq I_{\text{прСКВ}}$	38,23 кА	80
$I_{n\tau} \leq I_{\text{откНом}}$	16,79 кА	31,5
$I_{a\tau} \leq I_{a \text{ ном}}$	3,214 кА	-
$B_K \leq I_T^2 t_r$	42,3 кА ² с	2976,8

Обраний вимикач цілком задовольняє умови вибору.

Рекомендується брати до установки на боці 110 кВ роз'єднувачі типу РНДЗ.1-110/1000 УХЛ1 і РНДЗ.2-110/1000 УХЛ1. Перевіримо чи підходить перший роз'єднувач.

Таблиця 2.3.5 - Вибір роз'єднувачів 110 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	183,7 А	1000 А
$I_y \leq I_{прСКВ}$	8,93 кА	80 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	1,231 кА ² с	3969 кА ² с

Обраний роз'єднувач цілком задовольняє умови вибору.

3 Розрахунок релейного захисту

3.1 Вихідні дані до розрахунку

Вихідними даними для розрахунку МСЗ є схема лінії рис. 3.1.1 і наступні основні параметри: опір живильної енергосистеми Z_c ; довжина і тип проводів основної лінії і відгалужень; параметри трансформаторів; тип і характеристики існуючої струмового захисту. Вихідні дані наведені в табл. 3.1.1, табл. 3.1.2, табл. 3.1.3. Розрахунок ведеться для МСЗ, встановленої на початку лінії ПЛ 10кВ.

Таблиця 3.1.1 – Марки проводів і тип реле

Марка проводів							Тип реле
1	2	3	4	5	6	7	
ПС-35	АС-25	АС-35	ПС-35	ПС-35	АС-25	А-35	РТВ-IV

Таблиця 3.1.2 – Тип запобіжника, довжини ліній

Тип запобіжника	Довжина лінії, км						
	1	2	3	4	5	6	7
ПВТ-10	2,2	2,6	20	5	2	7	10

Таблиця 3.1.3 – Потужності споживачів

Споживана потужність, кВА					
S1	S2	S3	S4	S5	S6
50	30	40	50	70	100

					<i>БР 3.6.141.488 ПЗ</i>			
<i>Зм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>	<i>Розрахунок електричної мережі та вибір обладнання високовольтної підстанції Пояснювальна записка</i>	<i>Лім.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листів</i>
<i>Розроб.</i>	<i>Стеблянко</i>						53	
<i>Перевір.</i>	<i>Лебедка</i>					<i>СумДУ ЕТ-81</i>		
<i>Реценз.</i>								
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Затверд.</i>	<i>Лебединський</i>							

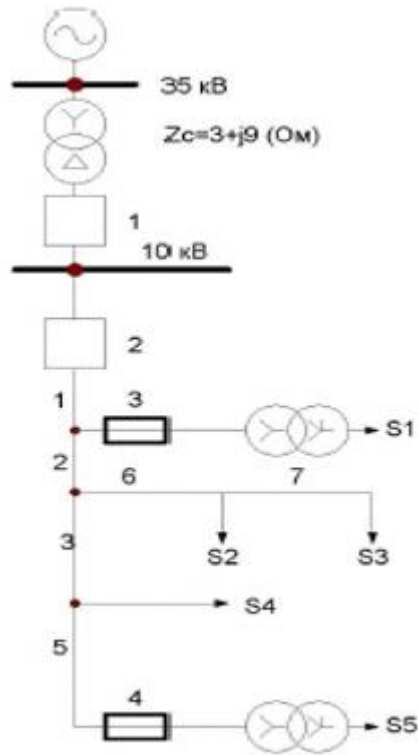


Рисунок 3.1.1 – Вихідна схема до розрахунку МСЗ

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

3.2 Розрахунок струмів коротких замикань

3.2.1 Розрахунок струмів нормальних режимів і параметрів ліній

Струм навантаження кожної лінії залежить від кількості підключених до неї трансформаторів 10/0,4 кВ і в нормальному режимі визначається за формулою:

$$I_H = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H}, A \quad (3.2.1)$$

Де S – сумарна номінальна потужність одного або декількох трансформаторів, підключених до кожної лінії, кВА;

U_H – лінійна напруга мережі. Максимальний струм навантаження лінії у після аварійному режимі визначають для випадку виходу з ладу одного з трансформаторів підстанції 10/0,4 кВ, коли другий працює з перевантаженням 140%, тобто:

$$I_{\max} = 1,4 \cdot I_H$$

Активний $R_{\text{л}}$ і реактивний $X_{\text{л}}$ опори повітряної або кабельної лінії розраховується, сталевалюмінієвих проводів марки АС (ПС) або кабельної лінії які для відповідних поперечних перерізів визначаються згідно з додатком А, табл. А.1-А.3;

3.2.2 Розрахунок струмів міжфазних коротких замикань

Розрахунок струмів у повітряних та кабельних лініях при міжфазних коротких замиканнях виконують на основі схеми заміщення, приклад якої показаний у контрольному прикладі. У цій схемі реальні елементи мережі – лінії і трансформатори – представлені активними і реактивними опорами. Величини активних і реактивних опорів схеми заміщення визначають наступним чином. Реактивний опір X_C , Ом енергосистеми знаходять за формулою:

$$X_C = \frac{U_C^2}{S_C}, \quad (3.2.2)$$

						Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		55

U_C – номінальна напруга енергосистеми;

S_C – потужність енергосистеми, МВА.

Розрахунок приведених до сторони ВН струмів $I_{\Pi}^{(3)}$ в лініях при три- та двофазних коротких замиканнях розраховують за формулою:

$$I_{\Pi}^{(3K)} = \frac{U_C}{\sqrt{3} \cdot Z_{K3}} \quad (3.2.3)$$

Де Z_{K3} – відповідно повний опір схеми заміщення від джерела живлення до відповідної точки короткого замикання рис. 3.1.1.

1) Розраховуються струми КЗ, для чого намічаються розрахункові точки КЗ, найбільш віддалені від живильної підстанції (точки К1 і К2). Визначаються опори ділянок ліній і відгалужень. Розрахунок зручно звести в таблицю. Значення опорів ($R_{\text{пит}}$, $X_{\text{в.пит.}}$, $X_{\text{з.пит.}}$) наведені в додатку А (табл. А.1).

Внутрішній індуктивний опір ($x_{\text{в.пит.}}$) характерний тільки для сталевих проводів. Як відомо, цей опір залежить від значення струму в провіднику й тому точний розрахунок струмів КЗ для таких проводів є досить трудомістким. Для спрощення розрахунків струмів КЗ для ліній, у яких опір ділянок зі сталевими проводами становить незначну частину загального опору до точки КЗ, допускається брати деякі середні значення $x_{\text{в.пит.}}$, що відповідають току КЗ приблизно 150 А. Таким чином, зазначене допущення створює деякий запас при розрахунку максимального струмового захисту лінії.

2) Зведемо в таблицю 3.2.1 наші опори а також зведемо їх для подальшого знаходження струмів КЗ:

Таблиця 3.2.1 – Розрахунок опору ділянок

Ділянки лінії	Довжина, км	Марка проводу	$r_{\text{пит}}$ Ом/км	$x_{\text{в.пит}}$ Ом/км	$x_{\text{з.пит}}$ Ом/км	$x_{\text{в.пит}} + x_{\text{з.пит}}$ Ом/км	r , Ом	$x_{\text{в}} + x_{\text{п}}$ Ом
1	2,2	ПС-35	4,5	1,2	0,4	1,6	9,9	3,52
2	2,6	АС-35	1,14	-	0,4	0,4	2,96	1,04

3	20	АС-35	0,773	-	0,4	0,4	15,46	8
4	5	ПС-25	0,773	-	0,4	0,4	3,87	2
5	2	ПС-35	4,5	1,2	0,4	1,6	9	3,2
6	7	АС-35	6,2	1,4	0,4	1,8	43,4	12,6
7	10	А-25	4,5	1,2	0,4	1,6	45	16

3) Визначаємо сумарні активний та індуктивний опори до розрахункової точки кз К1, К2 (з урахуванням опору системи):

Для точки К1:

$$r_{K1} = r_C + r_1 + r_2 + r_6 + r_7 = 3 + 9,9 + 2,96 + 53,4 + 47 = 112,46 \text{ (Ом)}$$

$$x_{K1} = x_C + x_1 + x_2 + x_6 + r_7 = 10 + 3,52 + 1,04 + 12,6 + 16 = 43,16 \text{ (Ом)}$$

$$Z_{K1} = \sqrt{r_{K1}^2 + x_{K1}^2} = \sqrt{112,46^2 + 43,16^2} = 145,1 \text{ (Ом)}$$

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot Z_{K1}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 145,1} = 41,78 \text{ (А)}$$

Для точки К2:

$$r_{K2} = r_C + r_1 + r_2 + r_3 + r_5 = 3 + 9,9 + 2,96 + 15,46 + 9 = 40,32 \text{ (Ом)}$$

$$x_{K2} = x_C + x_1 + x_2 + x_3 + x_5 = 9 + 3,52 + 1,04 + 8 + 3,2 = 24,76 \text{ (Ом)}$$

$$Z_{K2} = \sqrt{r_{K2}^2 + x_{K2}^2} = \sqrt{40,32^2 + 24,76^2} = 47,32 \text{ (Ом)}$$

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot Z_{K1}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 47,32} = 128,12 \text{ (А)}$$

Де, опір системи $Z_C = 3 + 9j$ Ом, а також зазначимо на малюнку точки кз К1 та К2:

						Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		57

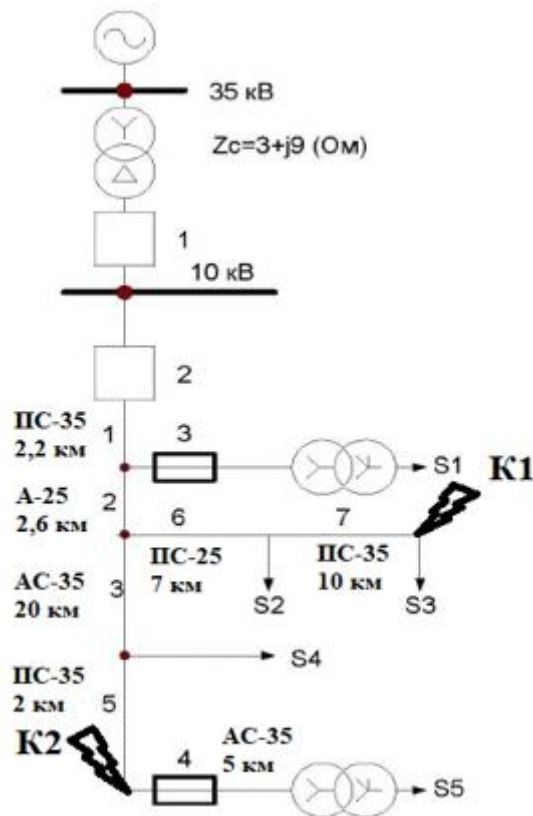


Рисунок 3.2.1 – Розрахункова схема МСЗ з точками КЗ К1 і К2

3.3 Вибір трансформатору струму та визначення коефіцієнтів чутливості захисту

Максимальний робочий струм лінії ($I_{роб.макс}$) за відсутності офіційних даних може бути визначений приблизно за максимальною сумарною потужністю силових трансформаторів, які можуть живитися від лінії, що захищається, у нормальному, ремонтному або післяаварійному режимах:

$$\sum I_{ном.тр} = \frac{\sum S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{50 + 30 + 40 + 50 + 70 + 100}{\sqrt{3} \cdot 10} = 19,63 \text{ А}$$

Розраховується струм спрацьовування максимального захисту лінії за виразом:

$$I_{с.з} \geq \frac{k_H \cdot k_{сзп}}{k_{пов}} \cdot I_{роб.макс} = \frac{1,2 \cdot 1,25}{0,65} \cdot 19,63 = 45,3 \text{ А}$$

Розраховується струм спрацьовування захисту обраного реле і перевіряється чутливість захисту. Вибираємо первинний струм трансформатора струму $I_{1\text{ном.ТС}} \geq \sum I_{\text{ном.ТР}}$. Попередньо взявши $n_T = 15/5$, одержуємо

$$I_{\text{с.р}} = \frac{I_{\text{с.з}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)}}{n_T} = \frac{23,98 \cdot 1}{15/5} = 8,66 \text{ А}$$

Вибераємо найближчу найбільшу уставку реле РТВ-II, що можлива для встановлення $I_{\text{с.р}} = 10 \text{ А}$

$$I_{\text{с.з}} = \frac{I_{\text{с.з}} \cdot n_T}{k_{\text{сх}}^{(3)}} = \frac{10 \cdot 15/5}{1} = 30 \text{ А}$$

Коефіцієнт чутливості при КЗ в основній зоні дії захисту (точка К2 з найменшим струмом КЗ) відповідно:

$$k_{\text{ч}}^{(2)} = \frac{(\sqrt{3}/2) \cdot I_{\text{к.мін}}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{(\sqrt{3}/2) \cdot 53,9}{30} = 1,556 > 1,5$$

Визначається коефіцієнт чутливості в зоні резервування, тобто при КЗ на шинах нижчої напруги трансформаторів відгалужень (точка К3). Вибираємо підходящі трансформатори, параметри яких наведемо у таблиці 3.3.1.

Таблиця 3.3.1 – Каталогні дані трифазних двообмоткових ТР 10 кВ

Тип тр-ра	S _{ном} , кВ·А	Каталожні дані					
		U _{ном} , кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %
		ВН	НН				
ТМ-40/10	40	10	0,4	4,7	1	0,18	3

Розраховуємо опори трансформаторів

						Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		59

$$x_{T1} = x_{T2} = \frac{u_k \cdot U_{BH}^2}{100 \cdot S_{\text{ном.тр}}} = \frac{4,5 \cdot 10^2 \cdot 10^6}{100 \cdot 40 \cdot 10^3} = 112,5 \text{ (Ом)}$$

$$r_{T1} = r_{T2} = \frac{\Delta P_k \cdot U_{BH}^2}{S_{\text{ном.тр}}^2} = \frac{1 \cdot 10^3 \cdot 10^2 \cdot 10^6}{40^2 \cdot 10^6} = 55 \text{ (Ом)}$$

Визначаються сумарні активний і індуктивний опори до розрахункової точки короткого замикання КЗ (точки К1 і К2), з урахуванням опору системи:

Для К1:

$$r_{K1} = r_c + r_1 + r_{T1} = 3 + 9,9 + 55 = 67,9 \text{ (Ом)},$$

$$x_{K1} = x_c + x_1 + x_{T1} = 9 + 3,52 + 47 = 125,02 \text{ (Ом)}.$$

Повний опір до точки К1:

$$z_{K1} = \sqrt{r_{K1}^2 + x_{K1}^2} = \sqrt{67,9^2 + 125,02^2} = 142,27 \text{ (Ом)}.$$

Струм при трифазному КЗ у точці К1:

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot z_{K1}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 142,27} = 42,61 \text{ (А)}.$$

Струм при двофазному КЗ у точці К1:

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K1}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 42,61 = 36,9 \text{ (А)}.$$

Коефіцієнт чутливості в зоні резервування:

$$k_{\text{ч.рез}} = \frac{I_{\text{к.мін}}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{36,9}{30} = 1,23 > 1,2$$

					Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	60

$k_{\text{ч.рез}} > 1,2$, отже максимальний захист для точки К1 чутливий до пошкоджень за малопотужними і віддаленими трансформаторами відгалужень, що допускається ПУЕ.

Для К2:

$$r_{K2} = r_C + r_1 + r_2 + r_3 + r_5 + r_{T2} = 3 + 9,9 + 2,96 + 15,46 + 9 + 55 \\ = 95,32 \text{ (Ом)},$$

$$x_{K2} = x_C + x_1 + x_2 + x_3 + x_5 + x_{T2} = 9 + 3,52 + 1,04 + 8 + 3,2 + 112,5 \\ = 137,26 \text{ (Ом)}.$$

Повний опір до точки К2:

$$z_{K2} = \sqrt{r_{K2}^2 + x_{K2}^2} = \sqrt{95,32^2 + 137,26^2} = 167,1 \text{ (Ом)}.$$

Струм при трифазному КЗ у точці К3:

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot z_{K2}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 167,1} = 36,3 \text{ (А)}.$$

Струм при двофазному КЗ у точці К2:

$$I_{K2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K2}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 66,2 = 31,42 \text{ (А)}.$$

Коефіцієнт чутливості в зоні резервування:

$$k_{\text{ч.рез}} = \frac{I_{\text{к.мін}}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{31,42}{30} = 1,05$$

					Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	61

$k_{ч,рез} < 1,2$, отже максимальний захист для точки К2 не чутливий до пошкоджень за малопотужними і віддаленими трансформаторами відгалужень, що допускається ПУЕ.

3.4 Вибір запобіжника та побудова його час-струмової характеристики

Знаючи про те, що на схемі споживач $S1=40$ кВА з відповідним трансформатором, може приймати більші струми КЗ чим у споживача S5, то я вибрав запобіжник для трансформатора номінальною потужністю $S=40$ кВА, а отже номінальний струм на стороні запобіжника за таблицею 3.1 рівний 8 А при напрузі в 10 кВ.

Таблиця 3.1 – Вибір номінального струму запобіжника

Потужність трансформатора, кВА	Номінальний струм, А					
	трансформатора на стороні			запобіжника на стороні		
	0,4 кВ	6 кВ	10 кВ	0,4 кВ	6 кВ	10 кВ
25	36	2,40	1,44	40	8	5
40	58	3,83	2,30	60	10	8
63	91	6,05	3,64	100	16	10
100	145	9,60	5,80	150	20	16
160	231	15,40	9,25	250	31,5	20
250	360	24,00	14,40	400	50	40 (31,5)
400	580	38,30	23,10	600	80	50
630	910	60,50	36,40	1000	160	80

Для розрахунку вибрав запобіжник, призначений для захисту силових трансформаторів, з номінальною напругою 10кВ, номінальним струмом $I_{НОМ} = 8$ А і номінальним струмом вимикання $I_{в,НОМ}=1,25$ кА (так, як у місці де встановлений запобіжник максимальне значення струму КЗ1=337,22 А. Умовне позначення: ПВТ – 10 – 8 – 1,25.

$$r_{k1} = r_c + r_1 = 3 + 9,9 = 12,9 \text{ (Ом)}$$

$$x_{k1} = x_c + x_1 = 9 + 3,5 = 12,52 \text{ (Ом)}$$

$$Z_{k1} = \sqrt{(r_{k1})^2 + (x_{k1})^2} = \sqrt{(12,9)^2 + (12,52)^2} = 17,98 \text{ (Ом)}$$

$$I_{k1}^{(3)} = \frac{U_{ср,НОМ}}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 17,98} = 337,22 \text{ (А)}$$

Визначивши запобіжник, скориставшись додатком (Б), в якому наведені криві час-струмових характеристик, побудую графік рис. 3.4.1 часо-струмової характеристики за такими точками табл. 3.4.1, також взявши до уваги що відхилення значення очікуваного струму КЗ, отриманого за типовою час-струмовою характеристикою не повинне перевищувати 20%, то крива повинна бути зміщена вправо на 20%:

Таблиця 3.4.1 – Дані часо-струмової характеристики запобіжника

t,с	20	6	4	3	2	1	0,7	0,4	0,3	0,2	0,1	0,05	0,03	0,02
I,А	15	20	22,5	25	27,5	35	40	50	60	70	100	150	180	220
I*1,2,А	18	24	27	30	33	42	48	60	72	84	120	180	216	264



Рисунок 3.4.1 – Часо-струмова характеристика запобіжника ПВТ-10

3.5 Побудова карти селективності захисту

Підбирається характеристика 2 максимального струмового захисту лінії (реле РТВ-II), виходячи з таких умов.

1) Струм спрацьовування захисту повинен бути не менш ніж на 10% більше від струму плавлення вставки запобіжника, що відповідає часу дії захисту в початковій частині характеристики (не менше 5 с). Для цього визначається струм $I_{пл}$ при 5 с: 30,5 А. Обраний раніше струм спрацьовування захисту (50 А) задовольняє цю умову.

2) Ступінь селективності 0,5-0,7с між характеристиками захисту (2) і запобіжника (1) бажано забезпечувати при всіх можливих значеннях струму КЗ. Ступінь селективності між захистом живильного трансформатора і захистом ПЛ 10 кВ повинен бути приблизно 0,7 с при максимальному струмі КЗ на початку лінії (практично береться струм КЗ на шини 10 кВ живильної підстанції).

Беручи за основу типову односекундну характеристику реле РТВ-II (наведена в додатку Б, рис. Б.1), визначаємо кілька точок потрібної характеристики з $t_{сз} = 0,8$ с у незалежній частині, а потім перераховуємо абсциси цих точок за обраним струмом спрацьовування захисту $I_{с.з} = 30$ А.

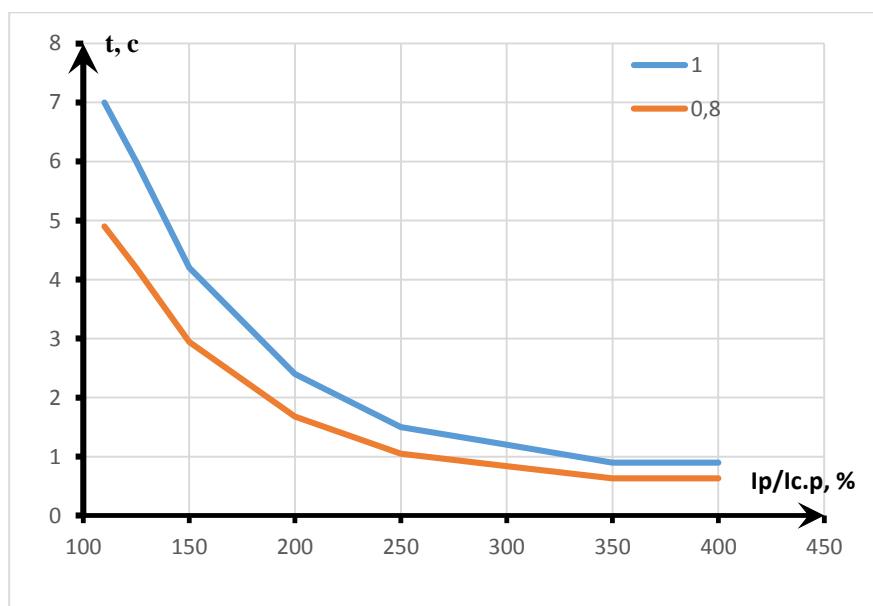


Рисунок 3.5.1 – Характеристика реле РТВ-IV (односекундна характеристика та побудована для 0,8 с)

					Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	64

Таблиця 3.5.1 – Розраховані данні для характеристики реле РТВ-II

$\frac{I_p}{I_{c.p}}, \%$	$t_{c.з}(1), c$	I_K, A	$t_{c.з}(0.8), c$
110	7	57,2	4,9
125	6	65,0	4,2
150	4,2	77,9	2,94
200	2,4	103,9	1,68
250	1,5	129,9	1,05
300	1,2	155,9	0,84
350	0,9	181,9	0,63
400	0,9	207,8	0,63

Таблиця 3.5.2 – Розрахунок часу спрацювання

k								
$= \frac{I_p}{I_{c.p}}, \%$	110	125	150	200	250	300	350	400
$t_{c.з}, c$	4,9	4,2	2,94	1,68	1,05	0,84	0,63	0,63
I_K, A	57,2	65	77,9	103,9	129,9	155,9	181,9	207,8

Струм I_K визначається за виразом:

$$I_K = \frac{k \cdot I_{c.p} \cdot n_T}{100 \cdot k_{cx}^{(3)}}$$

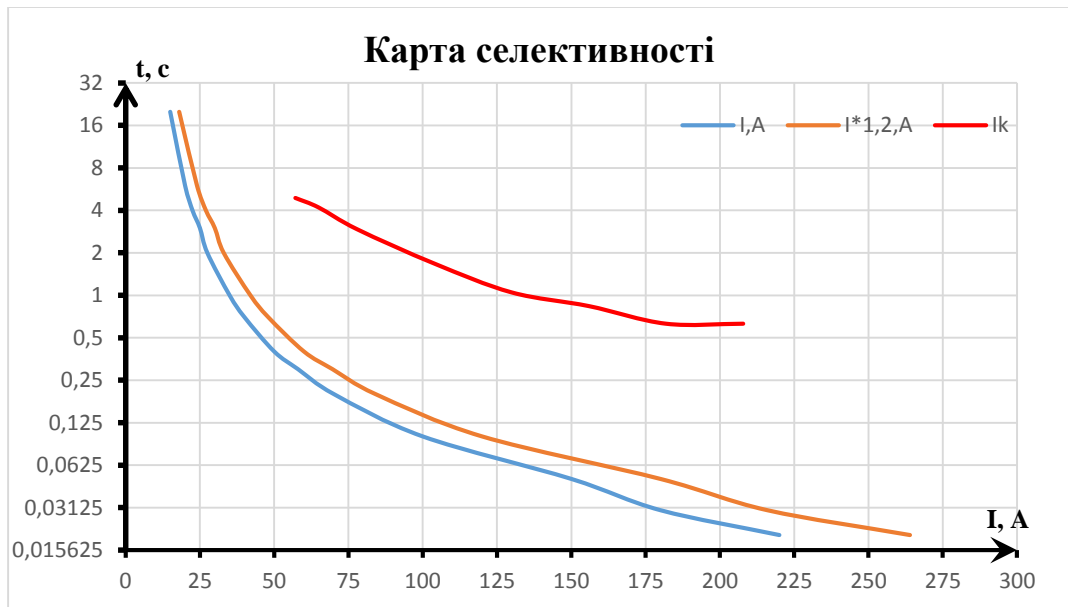


Рисунок 3.5.2 – Карта селективності

Судячи з графіку - селективність між захистом 2 і запобіжником 1 забезпечується на всьому діапазоні струмів КЗ.

Перевірка струмового захисту (0,8 с) за умовами термічної стійкості проводів лінії, що захищається. Для практичних розрахунків на термічну стійкість проводів розподільних електричних мереж:

$$t_{\text{вим}} = t_{\text{с.з}} + t_{\text{в.в}} = 0,8 + 0,1 = 0,9 \text{ с}$$

$$S_{\text{мін}} = \frac{I_{\text{к}}}{C} * \sqrt{t_{\text{вим}}} = 640 * \frac{\sqrt{0,8 + 0,1}}{69,5} = 8,736 \text{ мм}^2,$$

що менше взятого на ділянках 1 і 2 (ПС-35 та АС-35).

3.6 Розрахункова перевірка трансформаторів струму

Проводимо розрахункову перевірку трансформаторів струму: перевірка на 10 %-ву похибку

$$k_{10} = \frac{I_{\text{роз}}}{I_{\text{ТТ}}} = \frac{28,58}{15} = 2,75,$$

де $I_{\text{роз}} = 1.1 \cdot I_{\text{с.з.}} = 1.1 \cdot 25.98 = 28,58 \text{ (А)}.$

Найбільше фактичне навантаження трансформаторів струму визначимо за формулою:

$$Z_{н.роз} = 2r_{тр} + z_p + z_{пер} = 2 \cdot 0.06 + 1.14 + 0.1 = 1,36 \leq 6 \text{ (Ом)}$$

$$r_{пров} = \frac{l}{\gamma \cdot S} = \frac{8}{34,5 \cdot 4} = 0.06 \text{ (Ом)}$$

Опір реле при втягнутому якорі при уставці 10 визначимо за формулою;

$$z_p = \frac{S_p}{10^2} = \frac{114}{100} = 1.14 \text{ (Ом)}$$

Визначаємо розрахункову напругу на виводах вторичної обмотки трансформаторів струму за формулою:

$$U_{2max} = \sqrt{2} \cdot k_{max} \cdot I_{2ном} \cdot Z_{н.роз}$$

$$\text{Де } k_{max} = \frac{I_K}{I_{ТТ}} = \frac{640}{15} = 42.66$$

$I_{2ном}$ - вторинний струм трансформатора струму.

$$U_{2max} = \sqrt{2} \cdot 42.66 \cdot 5 \cdot 1,36 = 410,31 \text{ (В)}$$

Робоча напруга для приєднань, а які не мають зв'язку з іншими приєднаннями і апаратура яких розташована окремо від апаратури друге приєднань, відповідно до правил не повинно перевищувати 1000 В.

$$U_{2max} = 410,31 < \sqrt{2} \cdot 1000 \text{ В}$$

					Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	67

4 Блискавкозахист та заземлення підстанції

4.1 Розрахунок блискавкозахисту ввідно розподільчого пристрою підстанції 110 кВ

Розрахувати висоту і зону захисту блискавковідводів ВРП-110 кВ, встановлених на двох порталах, рис. 4.1.1 (поз. 1 і 2), і двох блискавковідводів, що стоять окремо, зазначених на рис. 4.1.1 (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. Параметри розміщення блискавковідводів по площині ВРП наведені в табл. 4.1.1.

Таблиця 4.1.1 – Вихідні дані до розрахунку блискавкозахисту ВРП-110 кВ

A, м	B, м	$L_1, м$	$L_2, м$	$L_3, м$	$L_4, м$	$L_5, м$	$h_x, м$
52	40	34	8	28	10	8	6

					<i>БР 3.6.141.488 ПЗ</i>		
<i>Зм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дат</i>	<i>Літ.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листів</i>
<i>Розроб.</i>	<i>Стеблянюк</i>					68	
<i>Перевір.</i>	<i>Лебедка</i>				<i>СумДУ ЕТ-81</i>		
<i>Реценз.</i>							
<i>Н. Контр.</i>							
<i>Затверд.</i>	<i>Лебединський</i>						

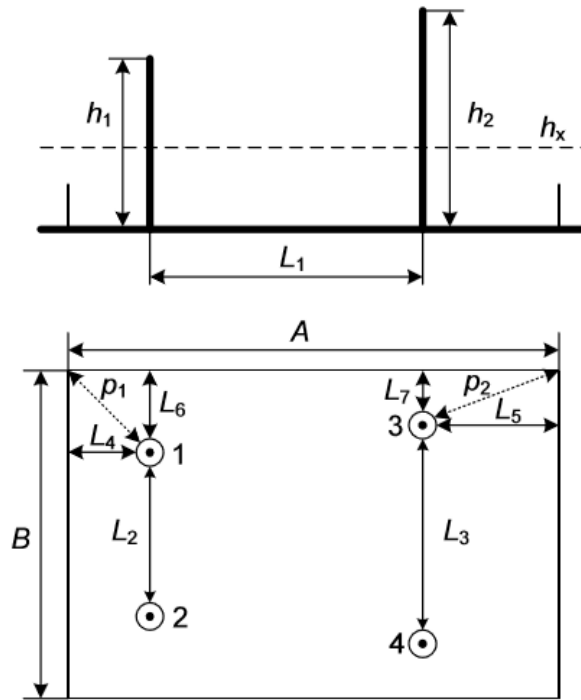


Рисунок 4.1.1 – Схема розміщення стрижневих блискавковідводів ВРП-110 кВ

Захист будівель і споруд, що мають металеві несучі конструкції або металеву покрівлю, забезпечується шляхом заземлення металевих частин. Цегляні, бетонні та залізобетонні споруди, металеві опори, що підтримують проводи на підстанції, захищають блискавковідводами, які встановлюють на зазначених спорудах, або окремо встановленими стрижневими блискавковідводами.

Зона захисту блискавковідводів повинна охоплювати всю територію підстанції. Тросові блискавковідводи (троси) на основній території підстанції застосовувати не рекомендується через небезпеку у випадку обриву троса закортити збірні шини і вивести з ладу всю підстанцію.

Кожний блискавковідвід складається з блискавкоприймача, заземлювача і струмовідвідних спусків, що з'єднують блискавкоприймач із заземлювачем. За типом розрізняють стрижневі і тросові блискавковідводи. Захисна дія блискавковідводу обумовлюється зоною захисту, тобто простором біля блискавковідводу, імовірність влучення в яке не перевищує визначеного досить малого значення. Вибір типу і висоти блискавковідводу проводиться виходячи зі значень необхідної ймовірності прориву блискавки $P_{пр}$. В усіх випадках система захисту від прямих ударів блискавки вибирається так, щоб максимально

					Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	69

використовувалися природні блискавковідводи (наприклад, установлені на порталах підстанції), а якщо забезпечувана ними захищеність недостатня, то встановлюють додатково стрижневі блискавковідводи.

1. Визначаємо параметри L_6 і L_7

$$L_6 = \frac{B - L_2}{2} = \frac{40 - 8}{2} = 16,6 \text{ м}$$

$$L_7 = \frac{B - L_3}{2} = \frac{40 - 28}{2} = 6,0 \text{ м}$$

2. Визначаємо параметри p_1 та p_2

$$p_1 = \sqrt{L_4^2 + L_6^2} = \sqrt{16^2 + 10^2} = 10,8 \text{ м}$$

$$p_2 = \sqrt{L_7^2 + L_5^2} = \sqrt{6,0^2 + 8^2} = 10,0 \text{ м}$$

3. Визначаємо висоту блискавковідводів виходячи за умови, що $r_{x1} = p_1$

$r_{x3} = p_2$ при висоті h_x

$$h_1 = \frac{0,7 \cdot p_1 + 0,6 h_x}{0,42} = \frac{0,7 \cdot 18,9 + 0,6 \cdot 6}{0,42} = 40,07 \text{ м}$$

$$h_3 = \frac{0,7 \cdot p_2 + 0,6 h_x}{0,42} = \frac{0,7 \cdot 10,0 + 0,6 \cdot 6}{0,42} = 25,24 \text{ м}$$

4. Розраховуємо зони захисту блискавковідводів 1 та 2:

$$L_{12} = L_2 = 8 \text{ м}$$

$$h_{01} = h_{02} = 0,7 \cdot h_1 = 0,7 \cdot 40,07 = 28,05 \text{ м}$$

$$r_{01} = r_{02} = 0,6 \cdot h_1 = 0,6 \cdot 40,07 = 24,04 \text{ м}$$

$$r_{x1} = r_{x2} = \frac{r_{01}(h_{01} - h_x)}{h_{01}} = \frac{24,04 \cdot (28,05 - 6)}{28,05} = 18,9 \text{ м}$$

$$L_{c12} = 2,25 \cdot 40,07 = 90,16 \text{ м}$$

$$L_{\max 12} = 4,25 \cdot 40,07 = 170,3 \text{ м}$$

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

$$h_{c12} = h_{01} = 21,6 \text{ м (при умові } L_{12} \leq L_{c12} \text{)}$$

$$r_{cx12} = \frac{r_{01}(h_{c12} - h_x)}{h_{c12}} = \frac{24,04(28,05 - 6)}{28,05} = 18,9 \text{ м}$$

5. Розраховуємо зони захисту блискавковідводів 3 та 4:

$$L_{34} = L_3 = 28,0 \text{ м}$$

$$h_{03} = h_{04} = 0,7 \cdot h_3 = 0,7 \cdot 25,24 = 17,67 \text{ м}$$

$$r_{03} = r_{04} = 0,6 \cdot h_3 = 0,6 \cdot 25,24 = 15,14 \text{ м}$$

$$r_{x3} = r_{x4} = \frac{r_{03}(h_{03} - h_x)}{h_{03}} = \frac{15,14 \cdot (17,67 - 6)}{17,67} = 9,99 \text{ м}$$

$$L_{c34} = 2,25 \cdot 25,24 = 56,79 \text{ м}$$

$$L_{\max12} = 4,25 \cdot 25,24 = 107,27 \text{ м}$$

$$h_{c34} = h_{03} = 28,5 \text{ м (при умові } L_{12} \leq L_{c12} \text{)}$$

$$r_{cx34} = \frac{r_{03}(h_{c34} - h_x)}{h_{c34}} = \frac{15,14 \cdot (17,67 - 6)}{17,67} = 9,99 \text{ м}$$

6. Розрахунок параметрів блискавковідводів 1 та 3:

$$L_{13} = \sqrt{L_1^2 + \left(\frac{L_3 - L_2}{2}\right)^2} = 90,16 \text{ м}$$

— на висоті $h_1 = 40,07 \text{ м}$

—

$$L_{c13} = 2,25 \cdot 40,07 = 90,16 \text{ м}$$

$$L_{\max13} = 4,25 \cdot 40,07 = 170,3 \text{ м}$$

$$h_{c13} = h_{01} = 28,05 \text{ м (при умові } L_{13} \leq L_{c13} \text{)}$$

— на висоті $h_3 = 25,24 \text{ м}$

—

						Арк.
						71
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$L_{c31} = 2,25 \cdot h_3 = 56,79 \text{ м}$$

$$L_{\max 31} = 2,25 \cdot h_3 = 107,27 \text{ м}$$

$$h_{c31} = h_{03} = 17,67 \text{ м}$$

$$h_{c\min 13} = \frac{h_{c13} + h_{c31}}{2} = \frac{28,05 + 17,67}{2} = 22,86 \text{ м}$$

$$r_{c013} = \frac{r_{01} + r_{03}}{2} = \frac{24,04 + 15,14}{2} = 19,59 \text{ м}$$

$$r_{cx13} = \frac{r_{c013}(h_{c\min 13} - h_x)}{h_{c\min 13}} = \frac{19,59 \cdot (22,86 - 6)}{22,86} = 14,4 \text{ м}$$

7. Розрахунок параметрів блискавковідводів 1 та 3:

$$L_{14} = \sqrt{L_1^2 + \left(L_2 + \frac{L_3 - L_2}{2}\right)^2} = \sqrt{34^2 + \left(8 + \frac{28 - 8}{2}\right)^2} = 38,47 \text{ м}$$

– на висоті $h_1 = 40,07 \text{ м}$

$$L_{c14} = 2,25h_1 = 2,25 \cdot 40,07 = 90,16 \text{ м}$$

$$L_{\max 14} = 4,25h_1 = 4,25 \cdot 40,07 = 170,3 \text{ м}$$

$$h_{c13} = h_{01} = 28,05 \text{ м (при умові } L_{13} \leq L_{c13})$$

– на висоті $h_3 = 25,24 \text{ м}$

$$L_{c41} = 2,25 \cdot h_4 = 56,79 \text{ м}$$

$$L_{\max 41} = 4,25h_4 = 107,27 \text{ м}$$

$$h_{c41} = h_{04} = 17,67 \text{ м}$$

$$h_{c\min 14} = \frac{h_{c14} + h_{c41}}{2} = \frac{28,05 + 17,67}{2} = 22,86 \text{ м}$$

$$r_{c014} = \frac{r_{01} + r_{03}}{2} = \frac{24,04 + 15,14}{2} = 19,59 \text{ м}$$

$$r_{cx14} = \frac{r_{c014}(h_{c\min 14} - h_x)}{h_{c\min 14}} = \frac{19,59 \cdot (22,86 - 6)}{22,86} = 14,4 \text{ м}$$

В результаті розрахунку отримали наступну зону захисту рис. 4.1.2:

						Арк.
						72
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

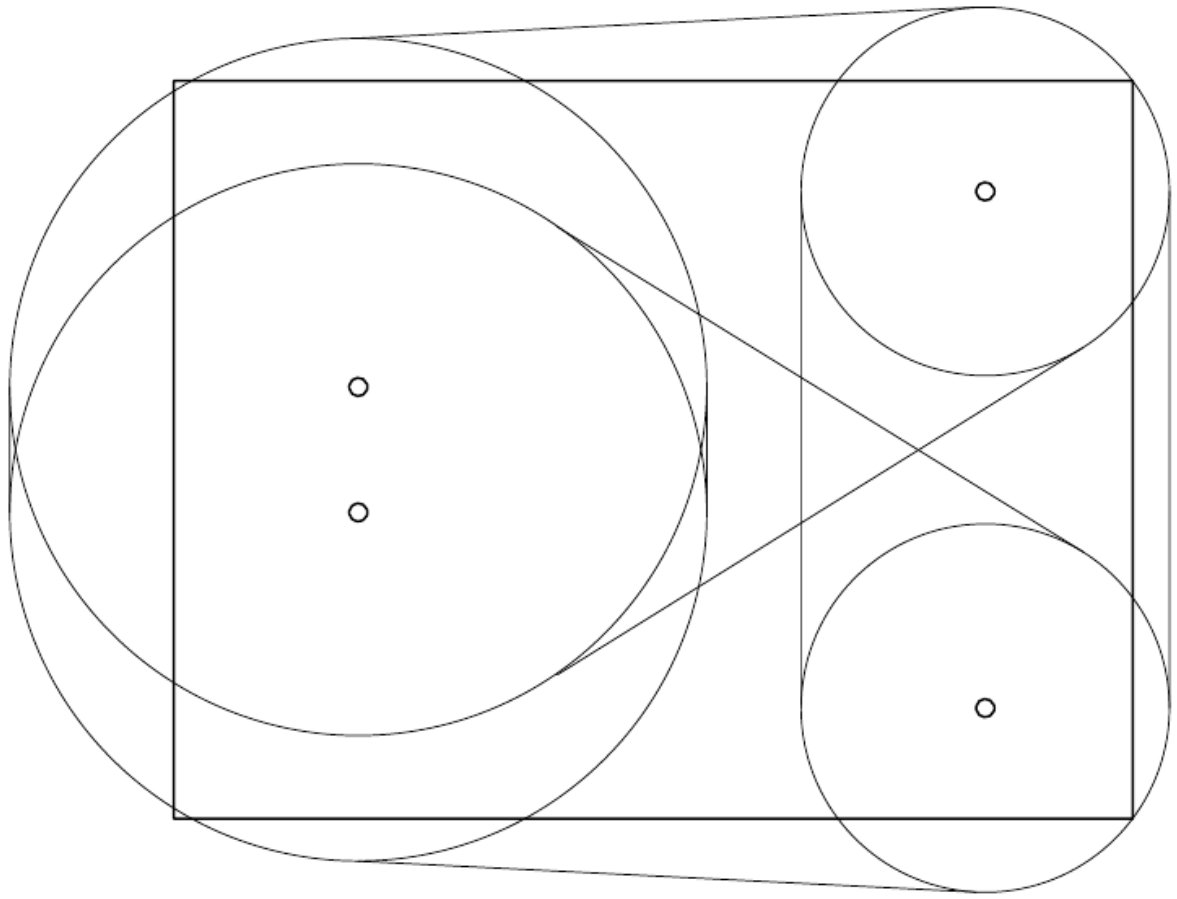


Рисунок 4.1.2 – Зона захисту підстанції на висоті h_x

4.2 Розрахунок заземлюючого контуру ВРП

Розрахувати опір заземлювального контуру відкритого розподільчого пристрою (ВРП), який складається із сітки вертикальних електродів, об'єднаних горизонтальними смугами. Зобразити схему заземлювального контуру ВРП. Вихідні дані до розрахунку наведені в табл. 4.2.1.

Таблиця 4.2.1 – Вихідні дані до розрахунку опору заземлюючого контуру ВРП

a , м	b , м	$\rho_{\text{вим}}$, Ом·м	$n_{\text{мп}}$, шт	$l_{\text{пр}}$, м	Тип тросу
200	230	102	2	250	С-50

Заземлювальний контур виконуємо у вигляді сітки горизонтальних смуг із вертикальними електродами, розташованих у вузлах сітки по її периметру. Крок сітки беремо 10 м, довжину вертикальних електродів 10 м.

Розрахункове значення питомого опору ґрунту при сезонних змінах

$$\rho_{\text{розр}} = K \rho_{\text{вим}} = 1,4 \cdot 102 = 142,8 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

K – сезонний коефіцієнт. Для середньої вологості ґрунту при проведенні вимірів припускаємо, що $K=1,4$.

Опір заземлення системи трос-опора:

$$R_{\text{мп-оп}} = \sqrt{R_{\text{мп}} R_{\text{оп}}} \quad (4.2.1)$$

$R_{\text{мп}}$ – опір троса між опорами;

$R_{\text{оп}}$ – опір заземлення опори.

Опір троса:

$$R_{\text{мп}} = \frac{0,0024 l_{\text{пр}}}{n_{\text{мп}}} = \frac{0,0024 \cdot 250}{2} = 4,625 \text{ Ом}$$

						Арк.
						74
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Опір заземлення опори

При $100 < \rho_{розр} \leq 500$: $R_{оп} \leq 15$

$$R_{mp-on} = \sqrt{R_{mp} R_{on}} = \sqrt{4,625 \cdot 15} = 8,329 \text{ Ом}$$

Отриманий опір вважаємо опором заземлення природних заземлювачів
ВРП:

$$R_{np} = R_{mp-on} = 8,329 \text{ Ом}$$

Допустимий опір штучного заземлення за наявності природних
заземлювачів:

$$R_3 = \frac{R_{дон} R_{np}}{R_{np} - R_{дон}} = \frac{0,5 \cdot 8,329}{8,329 - 0,5} = 0,532 \text{ Ом}$$

$R_{дон}$ – допустимий опір заземлення в мережах із заземленою нейтраллю

$$R_{дон} = 0,5 \text{ Ом}$$

Знаходимо опір заземлювального контуру ВРП, що складається із сітки
вертикальних електродів об'єднаних горизонтальними смугами:

$$R_{з.р} = \rho_{розр} \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + nl} \right) \quad (4.2.2)$$

L – сумарна довжина всіх горизонтальних електродів.

l – довжина вертикальних електродів $l = 10$ м

n – кількість вертикальних електродів

$$\sqrt{S} = \sqrt{200 \cdot 230} = 214,5 \text{ мм}^2$$

						Арк.
						75
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

A – коефіцієнт, що залежить від $\frac{10}{212} = 0,05$. Приймаю $A=0,4$.

Визначимо кількість вертикальних електродів:

$$n = 19 \cdot 2 + 23 \cdot 2 = 86$$

Сумарна довжина всіх горизонтальних електродів

$$L = a \cdot 19 + b \cdot 23 = 200 \cdot 19 + 230 \cdot 23 = 9090 \text{ м}$$

$$R_{з.р} = 123,2 \left(\frac{0,4}{215} + \frac{1}{9090 + 82 \cdot 10} \right) = 0,242 \text{ Ом}$$

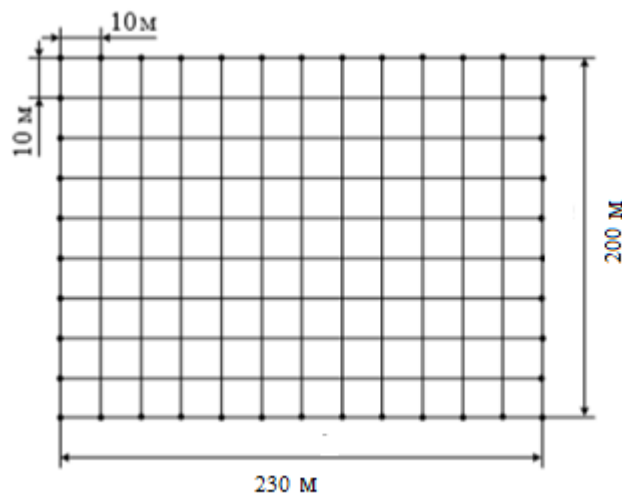


Рисунок 4.2.1 – Схема заземлювального контуру

Так як розрахункове значення $R_{з.р.}$ менше, ніж допустима величина стаціонарного опору контуру заземлення $R_{з.р.} < R_{з.}$, то обрані параметри заземлювача відповідають допустимим нормам.

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

Висновки

В процесі виконання бакалаврської роботи були досягнуті описані у вступі цілі і вирішені поставлені завдання.

У першому розділі були знайдені потоки потужностей в мережі при наступних випадках: максимальний, мінімальний і аварійний режим роботи. Знайдені також падіння потужностей в елементах мережі. Розглянуті величини напруги у вузлах мережі з урахуванням подовжніх і поперечних складових падінь напруги на ділянках мережі.

Значення напруги у вузлових точках електричної системи мають допустимі відхилення в усіх трьох режимах роботи, що відповідає правилам, та нормативним документам проектування. Ці відхилення визначаються конфігурацією мережі, навантаженням та іншими чинниками, від яких залежить падіння напруги. Тому компенсація реактивної потужності за допомогою компенсуючих пристроїв для регулювання напруги не потрібна.

У другому розділі було перевірено потужність силових трансформаторів за графіком навантаження; розраховано струми трифазних коротких замикань; за номінальними параметрами обрано вимикачі і роз'єднувачі у РП всіх напруг підстанції.

У третьому розділі було розраховано і перевірено уставки максимального струмового захисту, обрані запобіжники і побудовані часо-струмові характеристики для обраного типу запобіжників, а також побудовано карту селективності релейним захистом і запобіжником.

В четвертому розділі були розраховані висота і зона захисту блискавковідводів ВРП-110 кВ, які встановлені на двох порталах і двох блискавковідводах, що стоять окремо. Був накреслений вертикальний перетин зони захисту блискавковідводів.

Також було розраховано опір заземлювального контуру відкритого розподільчого пристрою (ВРП), який складається із сітки вертикальних електродів, об'єднаних горизонтальними смугами. Також була зображена схема заземлювального контуру ВРП. Так як розрахункове значення $R_{з.р.}$ менше, ніж

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

допустима величина стаціонарного опору контуру заземлення $R_{з.р.} < R_з$, то обрані параметри заземлювача відповідають допустимим нормам.

						Арк.
						78
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Список використаної літератури

1. Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем. Навчальний посібник. – Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2013
2. Правила улаштування електроустановок. - М.: Київ, 2017.
3. Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка Баженов В.Н. – Харків: НТУ ХПШ», 2019.
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.
6. Electric Circuits. Copyright 2018 by McGraw-Hill Education. Professor Emeritus of Electrical Engineering California Polytechnic State University Joseph A. Edminister.
7. Smart Grids – Fundamentals and Technologies in Electricity Networks. Dr. Bernd Michael Buchholz Prof. Dr. Zbigniew Antoni Styczynski Germany, Spring 2014. Springer Heidelberg New York Dordrecht London.
8. Electrical installation guide Serge Volut - Jacques Schonek Les Deux-Ponts - France 2008.
9. Daniel R. Tomal. Electronic Troubleshooting. Copyright 2014 by McGraw-Hill Education. New York.
10. Electrical Engineering. Linacre House, Jordan Hill, Oxford OX2 8DP, UK Copyright 2008, Elsevier Inc. All rights reserved.
11. Taylor & Francis Group Бока-Ратон, Флорида, Taylor & Francis Group, LLC 2012, Taylor & Francis Group
12. 2011 The Institution of Engineering and Technology Published by The Institution of Engineering and Technology, London, United Kingdom.
13. Boca Raton 2007 by Taylor & Francis Group, LLC. Printed in the United States of America.

						Арк.
						79
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

14. This edition first published 2015 John Wiley & Sons, Ltd. Registered office John Wiley & Sons Ltd, The Atrium, Southern Gate, Chichester, West Sussex, PO19 8SQ, United Kingdom.

15. Copyright 2009 Dorling Kindersley (India) Pvt. Ltd. K. S. Suresh Kumar Assistant Professor Department of Electrical Engineering National Institute of Technology Calicut Calicut, Kerala: India 2009.

16. Copyright 2001 SYBEX Inc., 1151 Marina Village Parkway, Alameda, CA 94501. Associate Publisher: Richard Staron Acquisitions & Developmental Editor: Maureen Adams.

17. The Control Handbook: Control System Applications, Second Edition (Electrical Engineering Handbook) 2011 by Taylor and Francis Group, LLC CRC Press is an imprint of Taylor & Francis Group, an Informa business.

18. Basic electrical engineering fourth edition Copyright© 2007 New Age International (P) Ltd., Publishers.

19. Published by The Institution of Engineering and Technology, London, United Kingdom 2004 The Institution of Electrical Engineers.

20. Electrical Calculations and Guidelines for Generating Stations and Industrial Plants Boca Raton U.S 2018 by E. Baker.

21. Electric Power Engineering Handbook John D. McDonald 2007 by Taylor & Francis Group.

						Арк.
						80
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		