

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

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_ І.Л. Лебединський

"\_\_" \_\_\_\_\_ 2024 р.

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

на здобуття освітнього ступеня бакалавр

зі спеціальності 141-«Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»  
освітньо-професійної програми «Електротехнічні системи  
електроспоживання»

На тему: Розрахунки режиму роботи електричної мережі і вибір обладнання  
високовольтної підстанції

Здобувача групи ЕТ-01 Одарченка Дмитра Васильовича

Кваліфікаційна робота містить результати власних досліджень.

Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на  
відповідне джерело.

\_\_\_\_\_

(підпис)

Дмитро ОДАРЧЕНКО

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

\_\_\_\_\_

Суми-2024

Сумський державний університет

Факультет ЕлІТ \_\_\_\_\_ Кафедра електроенергетики  
Спеціальність: 141– Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ  
Завідувач кафедри  
електроенергетики  
\_\_\_\_\_ Лебединський І.Л.  
“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

**ЗАВДАННЯ**

до виконання кваліфікаційної випускної роботи бакалавра

\_\_\_\_\_ Одарченка Дмитра Васильовича \_\_\_\_\_

1. Тема роботи :« Розрахунки режиму роботи електричної мережі і вибір обладнання високовольтної підстанції»

затверджена наказом по університету № \_\_\_\_\_ від “ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

2. Термін здачі студентом закінченої роботи 06.06.2024 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. 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 15.03.2024	
2	Розрахунок електричної частини підстанції	До 01.04.2024	
3	Релейний захист	До 05.05.2024	
4	Охорона праці	До 20.05.2024	
5	Оформлення графічного матеріалу	До 25.05.2024	
6	Оформлення пояснювальної записки	До 01.06.2024	
7	Здача роботи на перевірку	До 01.06.2024	

Студент \_\_\_\_\_

(підпис)

Керівник роботи \_\_\_\_\_

(підпис)

## РЕФЕРАТ

с. 71, рис. 8, табл. 52, кресл. 5

Бібліографічний опис: Одарченко Д.В. Розрахунки режиму роботи електричної мережі і вибір обладнання високовольтної підстанції: спец. 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / наук. кер. С.М. Лебедка. Суми : Сумський державний університет, 2024. 71 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 режимів роботи електричної мережі. Розрахунок струмів короткого замикання. Розрахунок електричної частини підстанції. Розрахунок релейного захисту силового трансформатора. Розрахунок грозозахисту ВРП-220 кВ підстанцій. Розрахунок заземлюючого пристрою ВРП-220 кВ 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

<b>1. Розрахунок електричної мережі.....</b>	<b>3</b>
<b>1.1 Розроблення конфігурацій електричних мереж.....</b>	<b>5</b>
<b>1.2 Розрахунок електричної мережі схеми А.....</b>	<b>7</b>
<b>1.3 Вибір трансформаторів.....</b>	<b>10</b>
<b>1.4 Параметри вибраних трансформаторів.....</b>	<b>11</b>
<b>1.5 Розрахунок перетоків та втрат потужності.....</b>	<b>12</b>
<b>1.6 Розрахунок втрат напруги.....</b>	<b>15</b>
<b>1.7 Розрахунок втрат електроенергії.....</b>	<b>16</b>
<b>1.8 Розрахунок електричної мережі схеми Б.....</b>	<b>19</b>
<b>1.9 Вибір трансформаторів.....</b>	<b>21</b>
<b>2. Розрахунок електричної підстанції.....</b>	<b>28</b>
<b>Вихідні дані.....</b>	<b>28</b>
2.1 Вибір потужності силових трансформаторів.....	29
2.2 Розрахунок струмів короткого замикання.....	30
2.3 Вибір високовольтних електричних апаратів.....	31
2.4 Вибір трансформаторів власних потреб.....	36
2.5 Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги.....	38
2.6 Вибір оцинковки РП.....	41
2.7 Компонування розподільчих пристроїв.....	43
<b>3. ОХОРОНА ПРАЦІ.....</b>	<b>45</b>
<b>3.1 Розрахунок заземлювального контуру ВРП.....</b>	<b>45</b>
Висновок.....	52
Література.....	54

					Арк.
					2
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	

# 1. Розрахунок електричної мережі

В даному розділі розроблено проект району електричних мереж за заданими координатами і потужностями споживачів.

В ході розрахунку розробляються конфігурації електричних мереж за заданими координатами; вибираються основні параметри мережі: номінальна напруга, трансформатори, дроти.

За техніко-економічними підрахунками вибирається одна з кращих 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.

Необхідно заживити електричною енергією розміщених в 6 пунктах споживачів:

- розробити конфігурації електричних мереж за заданими координатами;
- вибрати основні параметри мережі: номінальну напругу, трансформатори, дроти;
- провести розрахунок характерних режимів роботи кращого варіанта;
- вибрати компенсуючі пристрої.

Вихідні 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	18	35	-13	20	-14
Y, мм	45	16	12	42	16	16
Pmax, МВт*	44	60	68	72	0,736	0,627
cos f	0,9	0,78	0,81	0,9	0,92	0,88
Тнб, годин	5490	5220	4610	5720	4230	4390
Категорія	II	II	III	I	I	I

						Арк.
						3
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Додаткова початкова інформація про споживачів та їх розміщення

Таблиця 1.2.

Масштаб для споживачів 1-4, км/мм	1,5
Масштаб для споживачів 5 і 6 по відношенню до точки прив'язки, км/мм	0,5
Споживач, до якого прив'язані споживач 5 і 6	2
Частка всіх навантажень в номінальному режимі Рмін. по відношенню до мінімального Рм	0,6



## 1.1 Розроблення конфігурацій електричних мереж

При побудові конфігурацій схеми потрібно врахувати:

- потрібно виділити підстанції, споживачі яких вимагають 100 % резерву з потужності і переглянути шляхи виконання цієї вимоги;
- замкненою мережею доцільно пов'язувати споживачів приблизно однакової потужності;
- за можливості необхідно виключити потоки потужності до джерела живлення;
- не можна допускати малозавантажених ліній у замкнених мережах;
- прагнути до передачі електроенергії споживачам найкоротшим шляхом.

За завданням було побудовано 2 схеми електричної мережі:

○- споживач I категорії

□- споживач II категорії

△- споживач III категорії

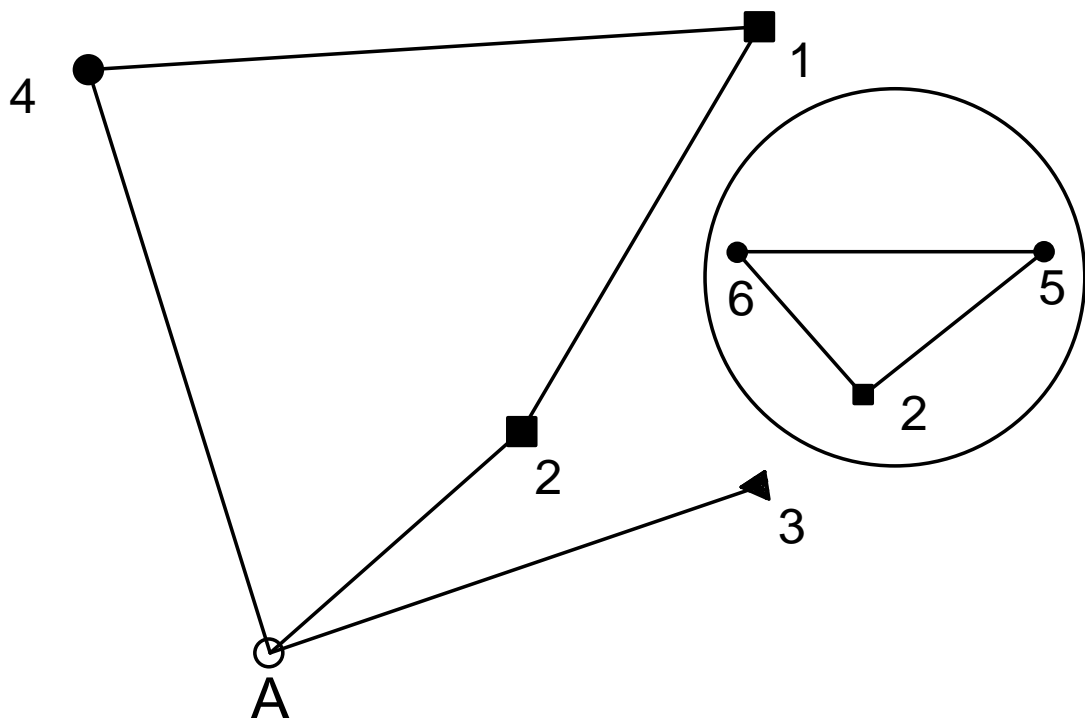


Рисунок 1. Схема А

					Арк.
					5
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	

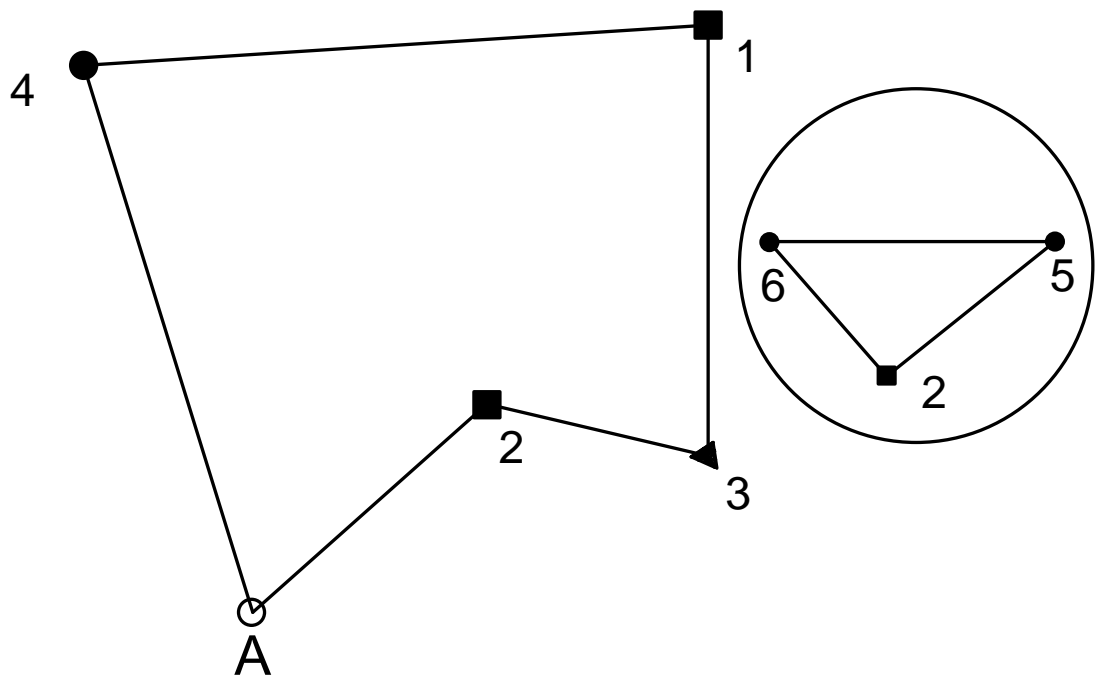


Рисунок 2. Схема Б

Розраховуємо потужність споживачів за формулою:

повна максимальна потужність споживачів

$$S = P + jPtg(\arccos f)$$

де  $P_{\max}$  - максимальна активна потужність споживача.

Розшифрування розрахункової формули:

$$S = 44 + j44tg(\arccos 0,9) = 44 + 21,31j \text{ (MVA)}$$

маємо наступні характеристики споживачів табл. 3.1.

Таблиця 3.1.

Параметр	1-й спож.	2-й спож.	3-й спож.	4-й спож.	5-й спож.	6-й спож.
X, мм	35	18	35	-13	20	-14
Y, мм	45	16	12	42	16	16
S, МВТ	44+21,31j	60+48,14j	68+49,23j	72+34,87j	0,736+0,314j	0,627+0,338j
cos f	0,9	0,78	0,81	0,9	0,92	0,88
Tм, ч	5490	5220	4610	5720	4230	4390
Категорія	II	II	III	I	I	I

## 1.2 Розрахунок електричної мережі схеми А

### 4.1. Визначення довжин ліній для схеми А

Розрахуємо довжини ліній відповідних ділянок електричної мережі, що з'єднують джерело живлення зі споживачами і споживачів між собою (дані заносимо до таблиці 4.1):

Таблиця 4.1.1

Ділянка	А4	41	12	2А	3А	25	65	26
L (мм)	43,96	48,1	33,69	24,1	37	25,61	34	21,26

Розрахуємо дійсну довжину ділянок мережі, км:

$$L = l \cdot k_L \cdot k_M$$

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 ).

Розшифрування розрахункової формули:

$$L_{A4} = 43,96 \cdot 1,25 \cdot 1,5 = 82,425 \text{ (км)}$$

Розрахунки заносяться до таблиці 4.1.2

Таблиця 4.1.2

Ділянка	А4	41	12	2А	3А	25	65	26
L (км)	82,425	90,188	63,169	45,188	69,375	16,01	21,25	13,288

									Арк.
									7
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата					

Розрахунок струмів та напруги на ділянках без урахування втрат та вибір проводів

### Розрахунок кільця А-2-1-4-А

Розриваємо замкнуте коло мережі від джерела живлення (рис.4.2.1).

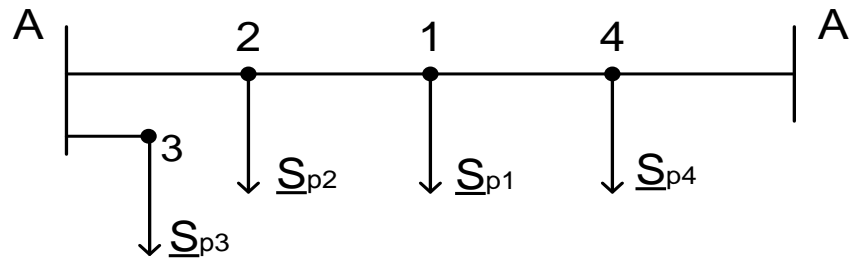


Рис. 4.2.1 Схема розімкнутого кола А-2-1-4-А

Проведемо попередній розрахунок прийнявши параметри проводів однаковими.

Розрахунок проведемо без втрат потужності.

$$S_{p1} = S_1 = 44 + 21,31j(\text{МВА})$$

$$S_{p2} = S_2 + S_5 + S_6 = 61,36 + 48,79j(\text{МВА})$$

$$S_{p3} = S_3 = 68 + 49,23j(\text{МВА})$$

$$S_{p4} = S_4 = 72 + 34,87j(\text{МВА})$$

$$S_{A2} = \frac{S_{p2} \cdot (L_{21} + L_{14} + L_{4A}) + S_{p1} \cdot (L_{14} + L_{4A}) + S_{p4} \cdot L_{4A}}{L_{A2} + L_{21} + L_{14} + L_{4A}} = 99,65 + 64,26j(\text{МВА})$$

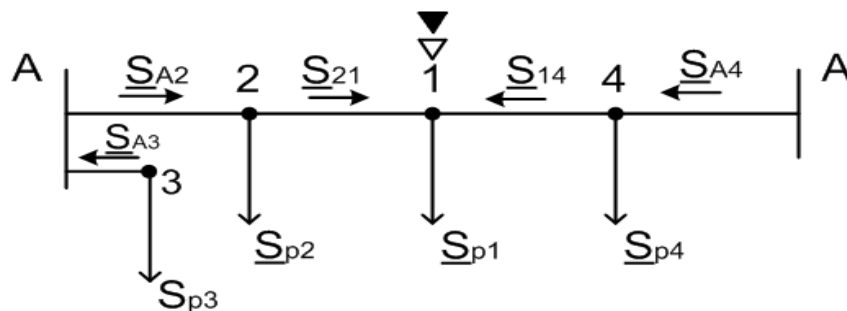
$$S_{A4} = \frac{S_{p4} \cdot (L_{41} + L_{12} + L_{2A}) + S_{p1} \cdot (L_{12} + L_{2A}) + S_{p2} \cdot L_{2A}}{L_{A2} + L_{21} + L_{14} + L_{4A}} = 77,72 + 40,71j(\text{МВА})$$

$$S_{21} = S_{A2} - S_{p2} = 38,28 + 15,48j(\text{МВА})$$

$$S_{41} = S_{A4} - S_{p4} = 5,716 + 5,835j(\text{МВА})$$

$$S_{A3} = S_{p3} = 68 + 49,23j(\text{МВА})$$

Точка потокорозподілу знаходиться у точці 1.



## Розрахунок кільця 2-5-6-2

Розриваємо замкнуте коло мережі від джерела живлення (рис.4.2.2).

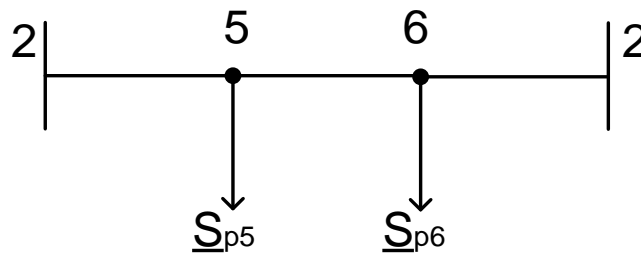


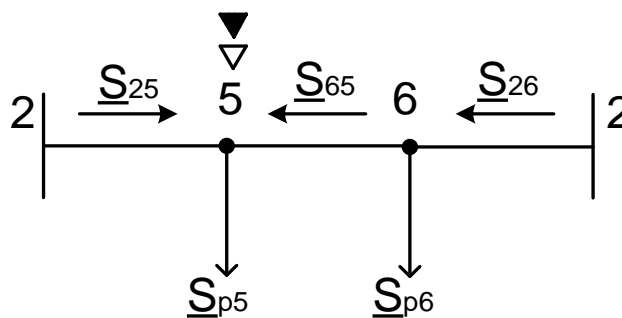
Рис. 4.2.2 Схема розімкнутого кола 2-5-6-2

$$S_{25} = \frac{S_{p5} \cdot (L_{56} + L_{62'}) + S_{p6} \cdot L_{62'}}{L_{25} + L_{56} + L_{62'}} = 0,668 + j0,303(\text{МВА})$$

$$S_{62'} = \frac{S_{p6} \cdot (L_{56} + L_{25}) + S_{p5} \cdot L_{25}}{L_{25} + L_{56} + L_{62'}} = 0,695 + j0,349(\text{МВА})$$

$$S_{65} = S_{62'} - S_{p6} = 0,068 + j0,0103(\text{МВА})$$

Точка поточкорозподілу знаходиться у точці 5.



Розраховуємо напруги та струми на всіх ділянках мережі.

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

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}$$

Також визначаємо струм в лініях за формулою:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_n}$$

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

						Арк.
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$F_e = \frac{I_M}{j_e}$$

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

$j_e$  – економічна густина струму

Проводи	Т <sub>нб</sub> , год/рік		
	1000—3000	3001—5000	> 5000
Алюмінієві неізольовані проводи	1,3	1,1	1,0

Результати розрахунку зведені до таблиці 4.2.1.

Таблиця 4.2.1. Результати розрахунку пункту 4.2.

Ділянка	S, МВА	U, кВ	I, А U <sub>н</sub> =220 кВ	I, А U <sub>н</sub> =110 кВ	Fe, А/мм <sup>2</sup>	Марка проводу	Допустимий струм проводу, А
А-4	77,72+40,71j	161,723	230,234	460,468	230,234	АС240/32	605
4-1	5,716+5,835j	47,515	21,436	42,871	21,436	АС240/32	605
2-1	38,28+15,48j	116,868	108,368	216,736	108,368	АС240/32	605
А-2	99,65+64,26j	166,313	311,172	622,344	311,172	АС240/32	605
А-3	68+49,23j	150,804	220,313	440,626	200,285	АС240/32	605
2-5	0,668+0,303j	16,276			42,341	АС35/6,2	175
5-6	0,068+0,0103j	5,223			3,623	АС35/6,2	175
6-2	0,695+0,349j	16,59			44,91	АС35/6,2	175

### 1.3 Вибір трансформаторів

Визначаємо потужність кожного із трансформаторів. При цьому на однострансформаторній підстанції потужність трансформатора  $S_T$  повинна бути не менше максимальної потужності споживачів  $S_M$ , що постачається від нього  $S_T \geq S_M$ . А коефіцієнт навантаження трансформатора повинен бути порядку 0,9 ( $k_3 = S_M / S_{н.т}$ ). Потужність трансформаторів на двотрансформаторній підстанції повинна забезпечити навантаження споживачів у випадку аварії одного з них. Тому потужність кожного трансформатора вибирається з обліком його

					Арк.
					10
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	

$$\text{перевантажувальної здатності за умовою: } S_T \geq S_{\text{розр}} = \frac{S_{i_{\text{max}}}}{1,4} \quad (3.6)$$

Коефіцієнт завантаження трансформатора розраховується за формулою:

$$K_3 = \frac{S_{\text{розр}}}{S_{T_{\text{ном}}}} \quad (3.7)$$

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 підстанцію.

Результати вибору трансформаторів заносимо до табл.4.3. Параметри вибраних трансформаторів наведені у додатку 2.

*Таблиця 4.3. Результати вибору трансформаторів*

Номер підстанції	$S_M$ Підстанції МВА	Категорія споживача	Кількість трансформаторів	$S_T$ Розрахункова МВА	Марка трансформатора	Коефіцієнт навантаження $k_n$
1	48,89	II	2	34,92	ТРДН-40000/220	0,61
2	78,39	II	2	56	ТРДЦН - 63000/220	0,62
3	83,95	III	1	93,28	ТДЦ - 125000/220	0,67
4	80	I	2	57,14	ТРДЦН - 63000/220	0,64
5	0,8	I	2	0,571	ТМ-630/10	0,64
6	0,713	I	2	0,509	ТМ-630/10	0,57

#### 1.4 Параметри вибраних трансформаторів

						Арк.
						11
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Тип	S <sub>ном</sub> , МВА	Межі регулювання	Каталожні дані						Розрахункові дані		
			U <sub>ном</sub> обмоток, кВ		U <sub>к</sub> , %	ΔP <sub>к</sub> , кВт	ΔP <sub>х</sub> , кВт	I <sub>х</sub> , %	R <sub>т</sub> , Ом	X <sub>т</sub> , Ом	ΔQ <sub>х</sub> , кВАр
			ВН	НН							
ТРДЦН- 63000/220	63	±8*1,5	230	11/11 ; 6,6/6,6	12	300	82	0,8	3,9	100,7	504
ТРДН- 40000/220	40	±8*1,5	230	11/11 ; 6,6/6,6	12	170	50	0,9	5,6	158,7	360
ТДЦ- 125000/220	125	±2*2,5	230	10,5	11	380	135	0,5	1,4	51,5	625
ТМ-630/10	0,63		10	0,4	5,5	7,6	1,42	2	1,91	8,73	12,6

### 1.5 Розрахунок перетоків та втрат потужності

Розрахунок виконуємо на основі схеми заміщення рис. 4.2.1.

Розрахунок активного, реактивного опору ліній та зарядної потужності.

Активний опір лінії, Ом:

$$R_{л} = r_0 \cdot l$$

де  $l$ - довжина лінії (км),  $r_0$ - питомий опір (Ом/км).

Реактивний опір лінії, Ом:

$$X_{л} = x_0 \cdot l$$

де  $l$ - довжина лінії (км),  $x_0$ - питомий реактивний опір (Ом/км).

Реактивна провідність лінії, См:

$$B_{л} = b_0 \cdot l$$

де  $l$ - довжина лінії ( км),  $b_0$ - питома ємнісна провідність (См/км).

Зарядна потужність лінії:

$$Q_{л} = B_{л} \cdot U^2, (МВАр)$$

Для ліній 10 кВ зарядна потужність має незначне значення, тому нею нехтують.

Результати розрахунків фіксуємо в таблиці 4.4.1.

Таблиця 4.4.1. Параметри ліній.

Ділянка	Довжина, км	Марка проводу	$r_0$ Ом/км	$x_0$ Ом/км	$b_0 \times 10^{-6}$ См/км	$Q_{л}/2$ , МВАр	$Z_{л}$ , Ом
А-4	82,425	АС 240/32	0,118	0,435	2,6	5,186	9,726+35,855j
4-1	90,188					5,675	10,642+39,232j
2-1	63,169					3,975	7,454+27,478j
А-2	45,188					2,843	5,332+19,657j
А-3	69,375					4,365	8,186+30,178j

						Арк.
						12
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		



2-5	16,01	АС 35/6,2	0,773	0,438			12,373+7,011j
5-6	21,25						16,426+9,307j
6-2	13,288						10,271+5,82j

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.

#### Розрахунок кільця 2-5-6-2

Проводимо розрахунок втрат потужності на підстанціях ТП5 і ТП6. Знаходимо точку поточкорозподілу за уточненими даними. Потім розриваємо колову мережу в точці поточкорозподілу та проводимо розрахунок втрат потужності. Далі проводимо розрахунок втрат потужності на підстанції ТП2.

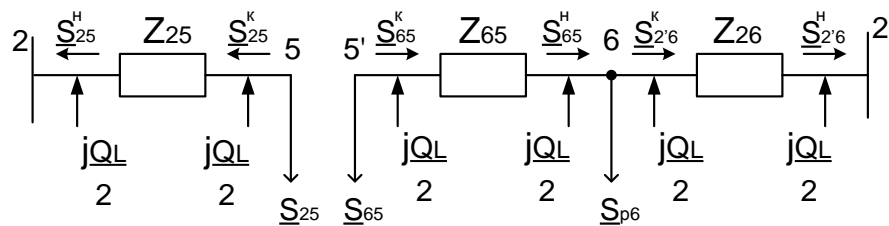


Рис. 4.4.1. Схема заміщення колової мережі 2-5-6-2 представлена у вигляді розімкнутої.

#### Розрахунок кільця А-2-1-4-А

Проводимо розрахунок втрат потужності на підстанціях ТП1-ТП4. Знаходимо точку поточкорозподілу за уточненими даними. Потім розриваємо колову мережу в точці поточкорозподілу та проводимо розрахунок втрат потужності.

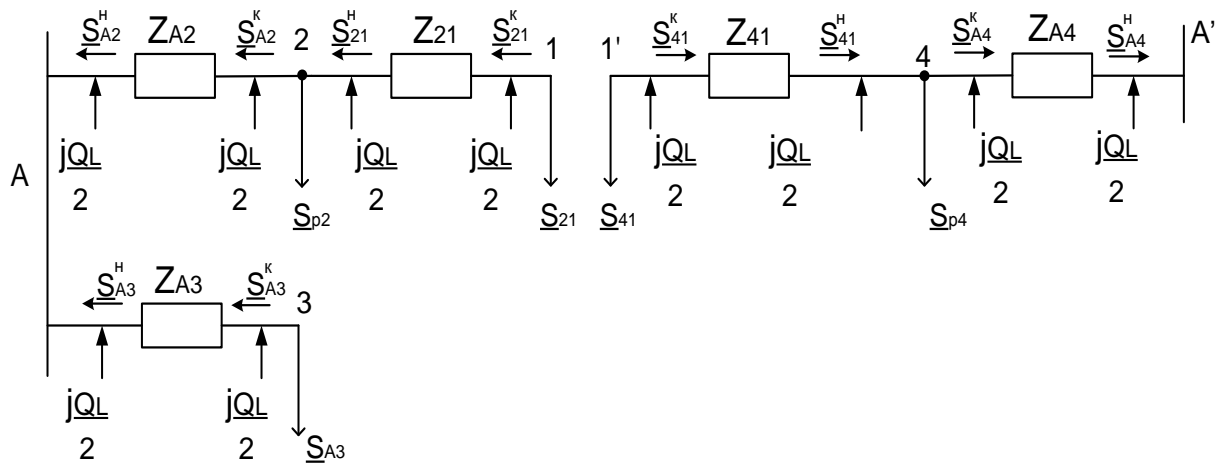


Рис. 4.4.2. Схема заміщення колової мережі А-2-1-4-А представлена у вигляді розімкнutoї.

Результати розрахунку поточкорозподілу та втрат потужності представимо в табл. 4.4.2.

Таблиця 4.4.2. Результати розрахунку потужностей

Ділянка	Скінцева, МВА*	$\Delta S$ , МВА*	Спочаткова, МВА*	Ірозр, А	Ідоп, А
А-4	78,19+32,61j	1,442+5,317j	79,63+32,74j	230,234	605
4-1	5,751+0,91j	0,0075+0,0275j	5,758-4,738j	21,436	605
2-1	38,49+15,39j	0,265+0,976j	38,75+12,39j	108,368	605
А-2	100,5+65,85j	1,591+5,867j	102,1+68,87j	311,172	605
А-3	68+44,87j	1,123+4,138j	69,12+44,64j	220,313	605
2-5	0,676+0,352j	0,072+0,041j	0,748+0,393j	42,341	175
6-5	0,069+0,015j	0,0008+0,0005j	0,069+0,0152j	3,985	175
6-2	0,705+0,401j	0,068+0,038j	0,772+0,439j	44,91	175
1-1'	44+21,31j	0,138+3,919j	44,24+25,95j		
2-2'	61,38+48,89j	0,248+6,41j	61,79+56,3j		
3-3'	68+49,23j	0,204+7,499j	68,34+57,36j		
4-4'	72+34,87j	0,264+6,658j	72,43+42,54j		
5-5'	0,736+0,314j	0,006+0,0279j	0,745+0,367j		
6-6'	0,627+0,338j	0,0048+0,022j	0,635+0,386j		
А	250,9+146,3j				

## 1.6 Розрахунок втрат напруги

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

Напруга розраховується, використовуючи дані формули:

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U}$$

де:  $P$  - активна потужність на ділянці, МВА;

$Q$  - реактивна потужність на ділянці, МВАр;

$R$  - активний опір, Ом;

$X$  - реактивний опір, Ом.

$$\delta U = \frac{P \cdot X - Q \cdot R}{U}$$

Модуль напруги:  $U' = \sqrt{(U - \Delta U)^2 + \delta U^2}$

Таблиця 4.5.1. Результати розрахунку напруг

вузол	U <sub>ном</sub> , кВ	U, кВ	ступінь РПН
A	230	230	
1	220	219,1	
2	220	221,9	
3	220	221,8	
4	220	221,8	
5	10	9,45	
6	10	9,62	
1'	10	10,48	-1*1,5
2'	10	10,62	
3'	10	10,61	
4'	10	10,61	
5'	0,38	0,38	
6'	0,38	0,385	

Відповідно до [4], на шинах підстанцій напругою 6 –20 кВ, до яких приєднані розподільні мережі, напруга в період максимальних навантажень

					Арк.
					15
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	

повинна бути не нижче 105 % від номінальної напруги мережі. З цього слідує, що використовувати відгалудження РПН та установки для компенсації реактивної потужності необхідно лише в точці 1 на стороні низької напруги.

### 1.7 Розрахунок втрат електроенергії

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:

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

Де  $T_{\text{нб}}$  - час найбільших навантажень в годинах.

Втрати в лініях: 
$$\Delta W_{\text{л}} = \left(\frac{S_{\text{нб}}}{U_{\text{н}}}\right)^2 R_{\text{л}} \tau$$

Втрати в трансформаторах: 
$$\Delta W_{\text{т}} = 3I_{\text{ск}}^2 R_{\text{т}} T + R_{\text{х}} T$$

Таблиця 4.6.1. Результати розрахунку втрат електроенергії

Ділянка / підстанція	$T_{\text{нб}}$ , (год.)	$\tau$ , (год.)	$\Delta W$ , МВт·год
А-4	5703	4223	6090,351
4-1	5490	3968	29,573
2-1	5490	3968	1050,712
А-2	5324	3774	6007,211
А-3	4610	2998	3365,825
2-5	4230	2621	188,326
5-6	4230	2621	2,146
6-2	4374	2761	186,366
Т1	5490	3968	986,614
Т2	5220	3656	1625,421
Т3	4610	2998	1794,362
Т4	5720	4243	1841,195
Т5	4230	2621	28,459
Т6	4390	2777	25,901

					Арк.
					16
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	

Сумарні втрати	23225,347
----------------	-----------

Загальна енергія, яка передається:

$$W = P_{A2}^H \cdot T_{нбА2} + P_{A4}^H \cdot T_{нбА4} + P_{A3}^H \cdot T_{нбА3} = 1,317 \cdot 10^6 \text{ (МВт} \cdot \text{год.)}$$

Відсоток втрат електроенергії відносно загальної енергії:

$$\Delta W = (\Delta W / W) \cdot 100\% = 1,76 \%$$

На рисунку 4.6.1 показано схему заміщення мережі А.

						Арк.
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

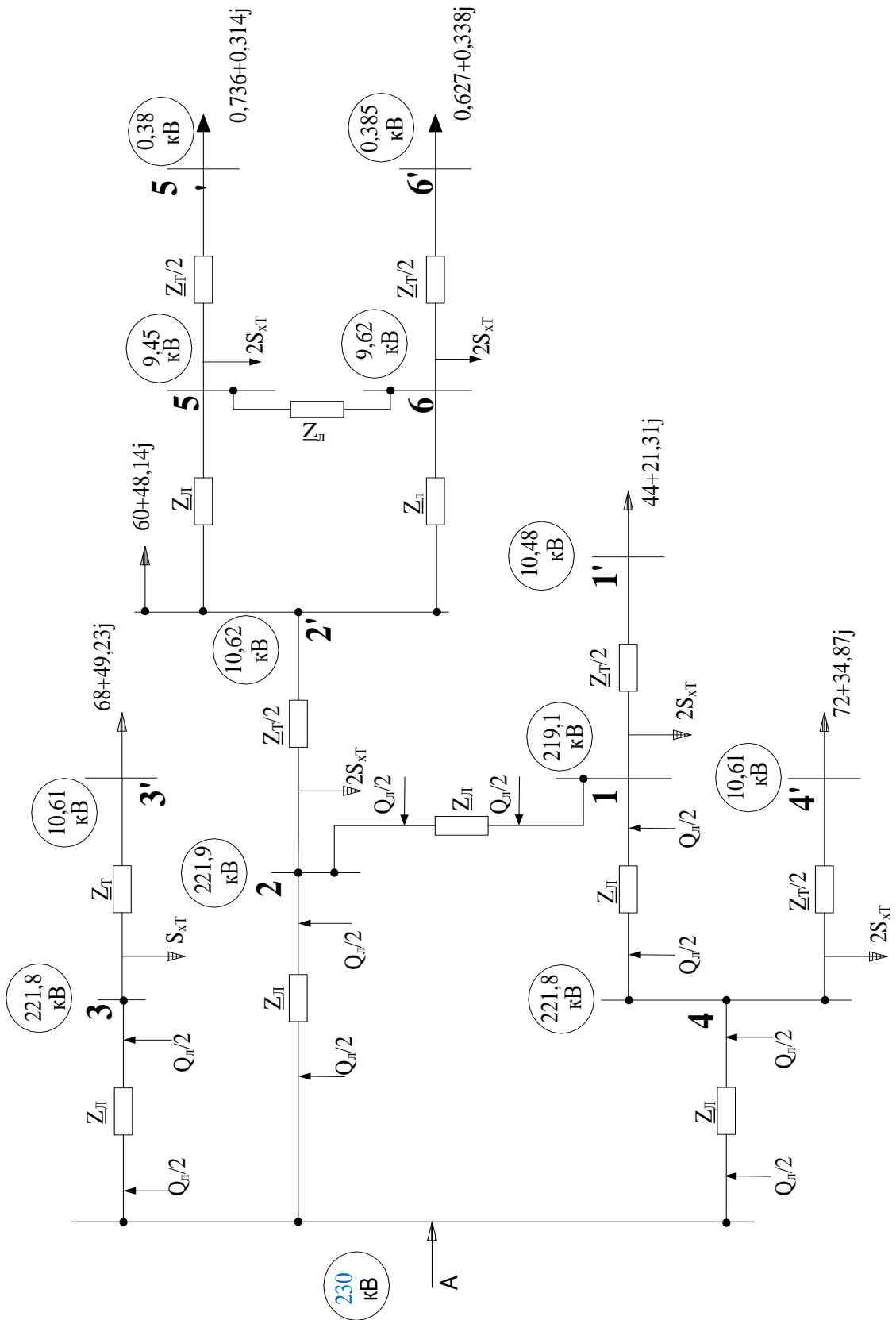


Рис. 4.6.1 – Схема заміщення мережі А

					Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	18

## 1.8 Розрахунок електричної мережі схеми Б

Визначення довжин ліній

Розрахуємо за теоремою Піфагора довжини ліній відповідних ділянок електричної мережі, що з'єднують джерело живлення з відповідними споживачами і споживачів між собою (дані заносимо до таблиці 5.1.1):

Таблиця 5.1.1

Ділянка	A4	41	13	32	A2	25	65	26
L (мм)	43,96	48,1	33,09	17,46	24,08	25,61	34	21,26

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 ).

Розшифрування розрахункової формули:

$$L_{A4} = 43,96 \cdot 1,25 \cdot 1,5 = 82,425 \text{ (км)}$$

Розрахунки заносяться до таблиці 5.1.2

Таблиця 5.1.2

Ділянка	A4	41	13	32	A2	25	65	26
L (км)	82,425	90,188	62,04	32,738	45,15	16,01	21,25	13,288

Розрахунок струмів та напруг на ділянках без урахування втрат та вибір проводів

									Арк.
									19
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата					

## Розрахунок кільця А-2-3-1-4-А

Розриваємо замкнуте коло мережі від джерела живлення (рис.5.2.1).

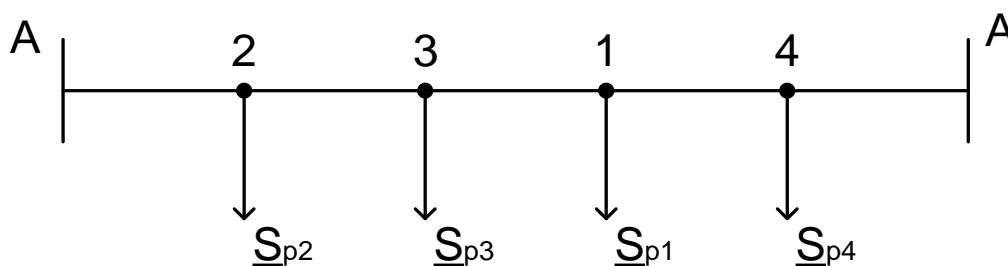


Рис. 5.2.1 Схема замкнутого кола А-2-3-1-4-А

Проведемо попередній розрахунок прийнявши параметри проводів однаковими.

Розрахунок проведемо без втрат потужності.

$$S_{A2} = \frac{S_{p2} \cdot (L_{23} + L_{31} + L_{14} + L_{4A}) + S_{p3} \cdot (L_{31} + L_{14} + L_{4A}) + S_{p1} \cdot (L_{14} + L_{4A}) + S_{p4} \cdot L_{4A}}{L_{A2} + L_{23} + L_{31} + L_{14} + L_{4A}} = 146,8 + 99,67j(\text{MBA})$$

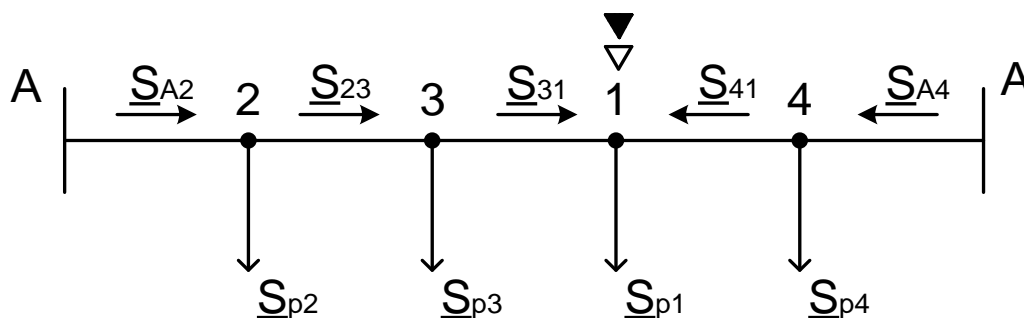
$$S_{A4} = \frac{S_{p4} \cdot (L_{41} + L_{13} + L_{32} + L_{2A}) + S_{p1} \cdot (L_{13} + L_{32} + L_{2A}) + S_{p3} \cdot (L_{32} + L_{2A}) + S_{p2} \cdot L_{2A}}{L_{A2} + L_{23} + L_{31} + L_{14} + L_{4A}} = 98,52 + 54,53j(\text{MBA})$$

$$S_{23} = S_{A2} - S_{p2} = 85,48 + 50,88j(\text{MBA})$$

$$S_{41} = S_{A4} - S_{p4} = 26,51 + 19,66j(\text{MBA})$$

$$S_{31} = S_{23} - S_{p3} = 17,48 + 1,646j(\text{MBA})$$

Точка поточкорозподілу знаходиться у точці 1.



Розраховуємо напруги та струми на всіх ділянках мережі.

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

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}$$

						Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		20



Також визначаємо струм в лініях за формулою:

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

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

$$F_e = \frac{I_M}{j_e}$$

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

$j_e$  – економічна густина струму.

Результати розрахунку зведені до таблиці 5.2.1.

Таблиця 5.2.1. Результати розрахунку пункту 5.2.

Ділянка	S, МВА	U, кВ	I, А U <sub>H</sub> =220 кВ	I, А U <sub>H</sub> =110 кВ	Fe, А/мм <sup>2</sup>	Марка проводу	Допустимий струм проводу, А
А-4	98,52+54,53j	178,341	295,517	591,034	295,517	АС240/32	605
4-1	26,52+19,66j	100,1	86,641	173,283	86,641	АС240/32	605
3-1	17,48+1,646j	81,353	46,072	92,143	46,072	АС240/32	605
2-3	85,48+50,88j	149,872	261,054	522,108	261,054	АС240/32	605
А-2	146,8+99,67	188,648	465,742	931,485	465,742	АС240/32	605
2-5	0,668+0,303j	16,276			42,341	АС35/6,2	175
5-6	0,068+0,0103j	5,223			3,623	АС35/6,2	175
6-2	0,695+0,349j	16,59			44,91	АС35/6,2	175

## 1.9 Вибір трансформаторів

Визначаємо потужність кожного із трансформаторів. При цьому на однотрансформаторній підстанції потужність трансформатора  $S_T$  повинна бути не менше потужності споживачів  $S_M$ , що постачається від нього  $S_T \geq S_M$ . А коефіцієнт навантаження трансформатора повинен бути порядку 0,9 ( $k_3 = S_M / S_{H.T}$ ). Потужність трансформаторів на двотрансформаторній підстанції повинна забезпечити навантаження споживачів у випадку аварії одного з них. Тому потужність

						Арк.
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

кожного трансформатора вибирається з обліком його перевантажувальної здатності за умовою:  $S_T \geq S_{розр} = \frac{S_{i\max}}{1,4}$  (3.6) Коефіцієнт завантаження

трансформатора розраховується за формулою:  $K_3 = \frac{S_{розр}}{S_{ТНОМ}}$  (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 підстанцію.

Результати вибору трансформаторів заносимо до табл.5.3.

Таблиця 5.3. Результати вибору трансформаторів

Номер підстанції	$S_M$ Підстанції МВА	Категорія споживача	Кількість трансформаторів	$S_T$ Розрахункова МВА	Марка трансформатора	Коефіцієнт навантаження $k_n$
1	48,89	II	2	34,92	ТРДН-40000/220	0,61
2	78,39	II	2	56	ТРДЦН - 63000/220	0,62
3	83,95	III	1	93,28	ТДЦ - 125000/220	0,67
4	80	I	2	57,14	ТРДЦН - 63000/220	0,64
5	0,8	I	2	0,571	ТМ-630/10	0,64
6	0,713	I	2	0,509	ТМ-630/10	0,57

### 1.10 Розрахунок перетоків та втрат потужності

Розрахунок виконуємо на основі схеми заміщення рис. 5.2.1.

Розрахунок активного, реактивного опору ліній та зарядної потужності.

Активний опір лінії, Ом:

$$R_L = r_0 \cdot l$$

де  $l$ - довжина лінії (км),  $r_0$ - питомий опір (Ом/км).

					Арк.
					22
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	

Реактивний опір лінії, Ом:

$$X_{л} = x_0 \cdot l$$

де  $l$ - довжина лінії (км),  $x_0$ - питомий реактивний опір (Ом/км).

Реактивна провідність лінії, См:

$$B_{л} = b_0 \cdot l$$

де  $l$ - довжина лінії ( км),  $b_0$ - питома ємнісна провідність (См/км).

Зарядна потужність лінії:

$$Q_{л} = B_{л} \cdot U^2, (MVAp)$$

Для ліній 10 кВ зарядна потужність має незначне значення, тому нею нехтують.

Результати розрахунків фіксуємо в таблиці 5.4.1.

*Таблиця 5.4.1. Параметри ліній.*

Ділянка	Довжина, км	Марка проводу	$r_0$ Ом/км	$x_0$ Ом/км	$b_0 \times 10^{-6}$ См/км	$Q_{л}/2$ , MVAp	$Z_{л}$ , Ом
A-4	82,425	АС 240/32	0,118	0,435	2,6	5,186	9,736+35,855j
4-1	90,188					5,675	10,642+39,232j
3-1	62,04					3,904	7,321+26,989j
2-3	32,738					2,06	3,863+14,241j
A-2	45,15					2,841	5,328+19,64j
2-5	16,01	АС 35/6,2	0,773	0,438			12,373+7,011j
5-6	21,25						16,426+9,307j
6-2	13,288						10,271+5,82j

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:

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

де:  $P$  - активна потужність на ділянці, МВА;

$Q$  - реактивна потужність на ділянці, МВАр;

$Z$  - опір ділянки, Ом.

						Арк.
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Результати розрахунку представимо в табл. 5.4.2.

Таблиця 5.4.2. Результати розрахунку потужностей

Ділянка	Скінцева, МВА*	$\Delta S$ , МВА*	Спочаткова, МВА*	Ірозр, А	Ідоп, А
А-4	99,31+49,64j	2,477+9,132j	101,8+53,59j	295,517	605
4-1	26,66+17,15j	0,221+0,815j	26,88+12,29j	86,641	605
3-1	17,58+0,715j	0,047+0,173j	17,62-4,513j	46,072	605
2-3	85,96+50,78j	0,796+2,933j	86,76+51,66j	261,054	605
А-2	148,5+105,1j	3,645+13,44j	152,2+115,7j	465,742	605
2-5	0,676+0,352j	0,072+0,041j	0,748+0,393j	42,341	175
6-5	0,069+0,015j	0,0008+0,0005j	0,069+0,0152j	3,985	175
6-2	0,705+0,401j	0,068+0,038j	0,772+0,439j	44,91	175
1-1'	44+21,31j	0,138+3,919j	44,24+25,95j		
2-2'	61,38+48,89j	0,248+6,41j	61,79+56,3j		
3-3'	68+49,23j	0,204+7,499j	68,34+57,36j		
4-4'	72+34,87j	0,264+6,658j	72,43+42,54j		
5-5'	0,736+0,314j	0,006+0,0279j	0,745+0,367j		
6-6'	0,627+0,338j	0,0048+0,022j	0,635+0,386j		
А	254+169,3j				

### 1.11 Розрахунок втрат напруги

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

Напруга розраховується, використовуючи дані формули:

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U}$$

де:  $P$  - активна потужність на ділянці, МВА;

$Q$  - реактивна потужність на ділянці, МВАр;

$R$  - активний опір, Ом;

$X$  - реактивний опір, Ом.

$$\delta U = \frac{P \cdot X - Q \cdot R}{U}$$

Модуль напруги:  $U' = \sqrt{(U - \Delta U)^2 + \delta U^2}$

					Арк.
					24
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	

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

$$d = 100\% - \frac{U_n}{U_{\text{вузл}}} \cdot 100\%$$

Таблиця 5.5.1. Результати розрахунку напруг

вузол	U <sub>ном</sub> , кВ	U, кВ	ступінь РПН
A	230	230	
1	220	211,9	
2	220	216,8	
3	220	212	
4	220	217,8	
5	10	9,21	
6	10	9,36	
1'	10	10,14	-3*1,5
2'	10	10,37	-1*1,5
3'	10	10,14	-2*2,5
4'	10	10,41	-1*1,5
5'	0,38	0,37	
6'	0,38	0,375	

### 1.12 Розрахунок втрат електроенергії

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:

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

Де  $T_{\text{нб}}$  - час найбільших навантажень в годинах.

Втрати в лініях: 
$$\Delta W_{\text{л}} = \left(\frac{S_{\text{нб}}}{U_n}\right)^2 R_{\text{л}} \tau$$

Втрати в трансформаторах: 
$$\Delta W_{\text{т}} = 3I_{\text{ск}}^2 R_{\text{т}} T + R_{\text{х}} T$$

Таблиця 5.6.1. Результати розрахунку втрат електроенергії

					Арк.
					25
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	

Ділянка / підстанція	$T_{нб}$ , (год.)	$\tau$ , (год.)	$\Delta W$ , МВт·год
A-4	5658	4168	10320,172
4-1	5490	3968	876,81
3-1	5490	3968	185,772
2-3	4790	3186	2536,451
A-2	4914	2565	12371,328
2-5	4230	2621	188,326
5-6	4230	2621	2,146
6-2	4374	2761	186,366
T1	5490	3968	986,614
T2	5220	3656	1625,421
T3	4610	2998	1794,362
T4	5720	4243	1841,195
T5	4230	2621	28,459
T6	4390	2777	25,901
Сумарні втрати			32691,452

Загальна енергія, яка передається:

$$W = P_{A4}^H \cdot T_{нбA4} + P_{A2}^H \cdot T_{нбA2} = 1,609 \cdot 10^6 (\text{МВт} \cdot \text{год.})$$

Відсоток втрат електроенергії відносно загальної енергії:

$$\Delta W = (\Delta W / W) \cdot 100\% = 2,03 \%$$

На рисунку 5.6.1 показано схему заміщення мережі Б.

					Арк.
					26
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	

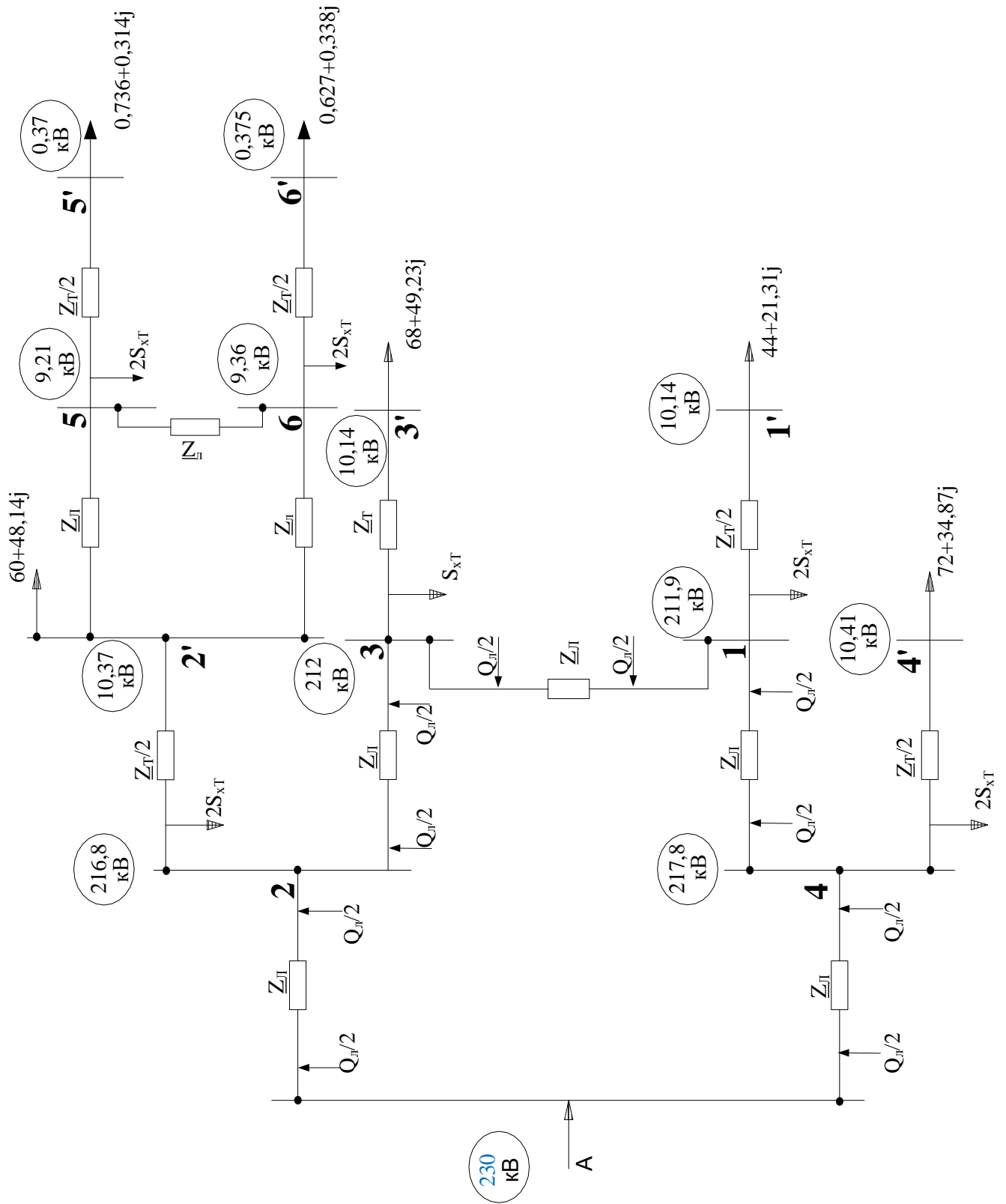


Рис. 5.6.1 – Схема заміщення мережі Б

Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	Арк.
					27

## 2. Розрахунок електричної підстанції

### Вихідні дані

Для проектування візьмемо одну з трансформаторних підстанцій з Розділу 1 «Електричні системи та мережі».

В даному розділі ми виконаємо проектування підстанції 1. Данні про цю підстанцію, а також про споживача, що живиться від цієї ПС, отримані з розділу 1, наведені в таблиці 1.

Таблиця 1 – Дані про ПС №1.

№ ПС	Потужність споживача, МВА	Категорія споживача	Кількість тр-рів	$S_{розр}$ (1-го тр), МВА	Марка тр-ра
1	49	II	2	35	ТДН-40000/220

Також наведемо в таблиці 2 каталожні та розрахункові дані про обраний для установки на ПС трансформатор.

Таблиця 2 – Дані про трансформатор ТДН-40000/220

Тип трансформатора	$S_n$ , МВА	Каталожні дані						Розрахункові дані		
		$U_{ном}$ , кВ		$U_k$ , %	$\Delta P_k$ , кВт	$\Delta P_x$ , кВт	$I_x$ , %	$R_T$ , Ом	$X_T$ , Ом	$\Delta Q_x$ , кВАр
		ВН	НН							
ТДН-40000/220	40	230	11	11,5	170	50	0,9	5,6	158,7	360

Запишемо в таблицю 3 інші вихідні данні для проектування.

$$X_{L1} = X_{Л1} = 16 \text{ Ом}$$

$$X_{L2} = X_{Л2} = 19 \text{ Ом}$$

										Арк.
										28
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата						



Таблиця 3 – Вихідні дані для проектування.

Години доби	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
Навантаження в % від номінальної потужності	50	40	55	60	90	80	105	100	110	120	125	100
Навантаження, МВА	25	20	27	30	45	43	52	49	55	60	63	49

### 2.1 Вибір потужності силових трансформаторів

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

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

$$K_1 = \frac{1}{40} \sqrt{\frac{2 * (25^2 + 20^2 + 27^2 + 30^2)}{2 * 4}} = 0,55$$

Другий ступінь еквівалентного графіка:

$$K_2 = \frac{1}{40} \sqrt{\frac{2 * (30^2 + 45^2 + 43^2 + 52^2 + 49^2 + 55^2 + 60^2 + 49^2)}{2 * 8}} = 1.25$$

Максимальне перевантаження трансформатора:

$$K_{\text{max}} = \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{63}{40} = 1,51$$

$$K'_2 = 0,9 * 1,51 = 1.35$$

$K'_2 > K_2$ , отже за  $K_2$  беремо значення 1,35.

Згідно з ДСТУ з урахуванням еквівалентної температури (-20 ОС) і часу перевантаження 16 годин значення припустимого перевантаження  $K_2 \text{ГОСТ} = 1,4$ .

Реальне значення менше аніж те, що за ДСТУ, отже трансформатори обрані правильно.

												Арк.
												29
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата								

## 2.2 Розрахунок струмів короткого замикання

Для розрахунку даного пункту нам потрібні данні про трансформатор ТРДН-40000/220 (наведені в таблиці 2) а також данні з таблиці 3. Також наведемо схему заміщення для розрахунків струмів КЗ:

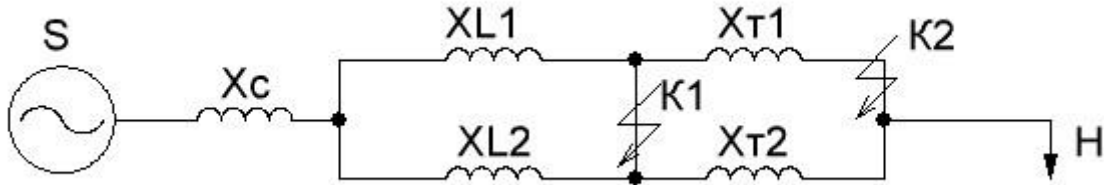


Рисунок 3 – Схема заміщення мережі

Обчислимо опори елементів схеми:

опір системи, Ом:

$$X_C = \frac{U_L^2}{S_C} = \frac{220^2}{3000} = 16,133$$

еквівалентний опір ліній, Ом:

$$X_L = \frac{X_{L1} * X_{L2}}{X_{L1} + X_{L2}} = \frac{16 * 38}{16 + 38} = 11,259$$

опір трансформаторів, Ом:

$$X_T = \frac{X_{T1}}{2} = \frac{158,7}{2} = 79,35$$

Знайдемо періодичні складові струму КЗ, кА:

в точці К1:

$$I_{K1} = \frac{U_L}{\sqrt{3} * (X_C + X_L)} = \frac{220}{\sqrt{3} * (16,133 + 11,259)} = 4,637$$

в точці К2:

$$I_{K2} = \frac{U_B}{\sqrt{3} * (X_C + X_L + X_T)} * \frac{U_B}{U_H} = \frac{220}{\sqrt{3} * (16,133 + 11,259 + 79,35)} * \frac{220}{10} = 26,179$$

Обчислимо ударний струм, кА:

в точці К1 ( $k_y = 1,608$ ):

$$i_{уд1} = \sqrt{2} * k_y * I_{K1} = \sqrt{2} * 1,608 * 4,637 = 10,545$$

в точці К2 ( $k_y = 1,862$ ):

$$i_{уд2} = \sqrt{2} * k_y * I_{K2} = \sqrt{2} * 1,862 * 26,179 = 59,532$$

Будемо вважати, що амплітуда ЕРС та періодична складова струму КЗ на початку КЗ дорівнюють амплітуді та періодичній складовій в момент відключення. Тоді:

для точки К1:

$$I_{нт1} = I_{K1}$$

для точки К2:

$$I_{нт2} = I_{K2}$$

					Арк.
					30
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	

Аперіодична складова струму КЗ в момент розходження контактів вимикача, кА:  
для точки К1 ( $t = 0,06$ ;  $T_\alpha = 0,02$ ):

$$i_{a1} = \sqrt{2} * I_{n\tau 1} * e^{-\frac{t}{T_\alpha}} = \sqrt{2} * 4,637 * e^{-\frac{0,06}{0,02}} = 0.326$$

для точки К2 ( $t = 0,1$ ;  $T_\alpha = 0,075$ ):

$$i_{a2} = \sqrt{2} * I_{n\tau 2} * e^{-\frac{t}{T_\alpha}} = \sqrt{2} * 26,179 * e^{-\frac{0,1}{0,075}} = 9,759$$

Визначимо інтеграл Джоуля (термічну стійкість), кА<sup>2</sup>\*с:

для точки К1 ( $t = 0,06$ ;  $T_\alpha = 0,02$ ):

$$B_{R1} = I_{K1}^2 * (t + T_\alpha) = 4,637^2 * (0,06 + 0,02) = 1,72$$

для точки К2 ( $t = 0,1$ ;  $T_\alpha = 0,075$ ):

$$B_{R2} = I_{K2}^2 * (t + T_\alpha) = 26,179^2 * (0,1 + 0,075) = 119.935$$

Всі отриманні дані зведемо до таблиці 4.

Таблиця 4 – Результати розрахунків другого пункту курсової роботи

Точка КЗ	Період. складова струму КЗ в поч. момент часу, кА	Ударний струм КЗ, кА	Період. складова струму КЗ в момент спрац. вимикача, кА	Аперіод. склад. струму КЗ, кА	Інтеграл Джоуля, кА <sup>2</sup> *с
Шини 220кВ (К1)	4,637	10,545	4,637	0.326	1,72
Шини 10кВ (К2)	26,179	59,532	26,179	9,759	119.935

### 2.3 Вибір високовольтних електричних апаратів

Вибору підлягають наступні апарати:

- вимикачі на боці вищої напруги;
- ввідні вимикачі на боці 10 кВ;
- вимикачі ліній, що відходять від підстанції, 10 кВ;
- роз'єднувачі вищої напруги 220 кВ

Для вибору цих апаратів обчислимо максимальні струми нормального і післяаварійного режимів:

Максимальний струм на високій напрузі, А:

$$I_{max}^{ВН} = \frac{1,4 * S_{НОМ}}{\sqrt{3} * U_{ВН}} = \frac{1,4 * 40000}{\sqrt{3} * 220} = 293,924$$

Струм у колі ввідних вимикачів на низькій напрузі, А:

					Арк.
					31
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	

$$I_{max}^{НН} = \frac{1,4 * S_{НОМ}}{\sqrt{3} * U_{НН}} = \frac{1,4 * 40000}{\sqrt{3} * 10} = 6466$$

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

$$I_{max}^{ЛВ} = \frac{1,4 * S_{НОМ}}{\sqrt{3} * U_{НН} * 10} = \frac{1,4 * 40000}{\sqrt{3} * 10 * 10} = 646,632$$

Перейдемо до вибору необхідних електричних апаратів. Результати кожного вибору будемо зводити в таблиць:

- вибір вимикача на напрузі 220 кВ:

Порівнюємо розрахункові значення цього пункту та таблиці 4 з каталожними даними вимикача ВВБ-220Б-31,5/2000У1. Результати запишемо до таблиці 5.

Таблиця 5 – Вибір вимикача на напрузі 220 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	220 кВ	220 кВ
$I_{розр} \leq I_{НОМ}$	293,924 А	2000 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	4,637 кА	40 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	10,545 кА	102 кА
$I_{пв} \leq I_{ВідкНОМ}$	4,637 кА	31,5 кА
$I_{ас} \leq I_{аном}$	0.326 кА	7,245 кА (23% від $I_{ВідкНОМ}$ )
$W_K \leq I^2 t_t$	1,72 кА <sup>2</sup> *с	4800 кА <sup>2</sup> *с (40 <sup>2</sup> кА*3 с)

- вибір ввідного вимикача на боці нижчої напруги 10 кВ:

Порівнюємо розрахункові значення цього пункту та таблиці 4 з каталожними даними вимикача ВГМ-20-90/11200У3. Результат вибору занесемо до таблиці 6.

Таблиця 6 - Вибір вимикачів у колі трансформатора на напрузі 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення

$U_C \leq U_H$	10 кВ	20 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	6466 А	11200 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	41,311 кА	90 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	108,783 кА	150 кА
$I_{пв} \leq I_{відкНом}$	41,311 кА	90 кА
$I_{ас} \leq I_{аном}$	15,4 кА	-
$B_K \leq I^2 t_r$	298,655 кА <sup>2</sup> *с	44100 кА <sup>2</sup> *с (64 <sup>2</sup> кА*4 с)

- вибір секційного вимикача на боці нижчої напруги 10 кВ:  
Порівняємо розрахункові значення цього пункту та таблиці 4 з каталожними даними вимикача ВГМ-20-90/11200У3. Результат вибору занесемо до таблиці 7.

Таблиця 7 - Вибір вимикачів у колі трансформатора на напрузі 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	20 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	6466 А	11200 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	41,311 кА	90 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	108,783 кА	150 кА
$I_{пв} \leq I_{відкНом}$	41,311 кА	90 кА
$I_{ас} \leq I_{аном}$	15,4 кА	-

$B_K \leq I^2 t_T$	298,655 кА <sup>2</sup> *с	44100 (105 <sup>2</sup> кА*4 с)
--------------------	----------------------------	---------------------------------

- вибір лінійних вимикачів на напрузі 10 кВ:  
Порівняємо розрахункові значення з каталожними даними вимикача МГГ-10-3150-45У3. Результати запишемо до таблиці 8.

Таблиця 8 – Вибір лінійних вимикачів на напрузі 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	646,632 А	3150 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	41,311 кА	45 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	108,783 кА	120 кА
$I_{пв} \leq I_{ВідкНом}$	41,311 кА	45 кА
$I_{ас} \leq I_{аном}$	15,4 кА	-
$B_K \leq I^2 t_T$	298,655 кА <sup>2</sup> *с	8100 кА <sup>2</sup> *с (45 <sup>2</sup> кА*4с)

- вибір роз'єднувачів на вищій напрузі 220 кВ  
Порівняємо розрахункові значення з каталожними даними роз'єднувача РНД-220/630 ТІ. Результати занесемо до таблиці 9.

Таблиця 9 – Вибір роз'єднувачів на напрузі 220 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	220 кВ	220 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	293,924 А	630 А
$i_{уд} \leq I_{прСКВ}$	10,545 кА	100 кА

					Арк.
					34
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	

$B_K \leq I^2_{Tt_r}$	1,72 кА <sup>2</sup> *с	4800 кА <sup>2</sup> *с (40 <sup>2</sup> кА*3 с)
-----------------------	-------------------------	--

- вибір роз'єднувачів на нижчій напрузі 10 кВ з боку нижчої сторони силового трансформатора  
Порівняємо розрахункові значення з каталожними даними роз'єднувача РВРЗ-1-20/8000 УЗ. Результати занесемо до таблиці 10.

Таблиця 10 – Вибір роз'єднувачів на нижчій напрузі 10 кВ з боку нижчої сторони силового трансформатора

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	20 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	6466 А	8000 А
$i_{уд} \leq I_{прСКВ}$	108,783 кА	320 кА
$B_K \leq I^2_{Tt_r}$	298,655 кА <sup>2</sup> *с	15625 кА <sup>2</sup> *с (125 <sup>2</sup> кА*1с)

- вибір роз'єднувачів на нижчій напрузі 10 кВ в колі секційного вимикача  
Порівняємо розрахункові значення з каталожними даними роз'єднувача РВР-20/6300 УЗ. Результати занесемо до таблиці 11.

Таблиця 11 – Вибір роз'єднувачів на нижчій напрузі 10 кВ в колі секційного вимикача

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	20 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	6466 А	8000 А
$i_{уд} \leq I_{прСКВ}$	108,783 кА	320 кА
$B_K \leq I^2_{Tt_r}$	298,655 кА <sup>2</sup> *с	15625 кА <sup>2</sup> *с (125 <sup>2</sup> кА*1с)

- вибір лінійних роз'єднувачів на нижчій напрузі 10 кВ  
Порівняємо розрахункові значення з каталожними даними роз'єднувача РВР-10/2500 У2. Результати занесемо до таблиці 12.

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	646,632 А	2500 А
$i_{уд} \leq I_{прСКВ}$	108,783 кА	125 кА
$B_K \leq I^2_{Тт}$	298,655 кА <sup>2</sup> *с	8100 кА <sup>2</sup> *с (45 <sup>2</sup> кА*4с)

## 2.4 Вибір трансформаторів власних потреб

Трансформатори власних потреб (далі – ТВП) необхідні для приєднання до їх низької сторони (380/220 В) споживачів власних потреб (далі – СВП). Такими споживачами на проєктованій нами підстанції є:

- двигуни охолодження трансформаторів;
- підігрів високовольтних вимикачів (3 вимикача на стороні 220 кВ типу ВВБ-220Б-31,5/2000У1) та приводів роз'єднувачів вищої напруги 220 кВ (4 роз'єднувача кВ типу РНД-220/630 ПІ);
- компресорні установки;
- підігрів релейної шафи;
- опалення, освітлення, вентиляція закритого РП;
- освітлення ВРП (при кількості комірок більше 3-х);

Дані про всіх СВП зведемо до таблиці 13.

						Арк.
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		



Таблиця 13 – Дані про споживачів власних потреб

Вид споживача	Встановлена потужність		cosφ	tgφ	Навантаження	
	кВт* кількість	всього, кВт			P <sub>уст</sub> , кВт	Q <sub>уст</sub> , кВт
Охолодження ТДЦ-80000/220	15,6*2	31,2	0,85	0,62	31,2	19,34
Підігрів вимикачів 220 кВ	3,6*3	10,8	1	-	10,8	-
Підігрів приводів роз'єднувачів	4,4*4	17,6	1	-	-	-
Компресорні установки	30*3	90	0,82	0,7	90	63
Підігрів релейної шафи	-	1	1	-	1	-
Опалення, освітлення, вентиляція закритого РП	-	6	1	-	6	-
Освітлення ВРП	-	5	0,95	0,32	5	1,6
Загальна потужність, кВА					166,68	

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

$$S_{\text{розр}} = k_{\Pi} * \sqrt{P_{\text{вст}}^2 + Q_{\text{вст}}^2} = 0,8 * 166,68 = 133,34$$

Потужність ТВП має бути обрана за такою умовою:

$$S_{\text{T}} \geq S_{\text{розр}}$$

Обираємо два трансформатора ТСЗ-160. При відключенні одного з них другий забезпечить живлення споживача без обмежень:

$$\frac{133,34}{160} = 0,84$$

					Арк.
					37
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	

## 2.5 Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги

Трансформатори струму (далі – ТС) та вимірювальні трансформатори напруги (далі – ТН) необхідні для ввімкнення електровимірювальних приладів та пристроїв релейного захисту. Так як в цьому проекті детально релейний захист ми не розробляємо, то перевірка трансформаторів за вторинним навантаженням буде виконуватись тільки з урахуванням вимірювальних приладів.

В табличному вигляді представимо данні про клас точності та навантаження по фазах приладів, які будуть підключатися до ТС (табл. 14).

Таблиця 14 – Дані про прилади, підключені до ТС

Прилад	Клас точності	Навантаження по фазах		
		А	В	С
Амперметр	1	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	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

Зведемо до таблиці 15 дані про місця встановлення та прилади, встановлені в цих місцях, а також сумарне навантаження фази А (так як ця фаза найбільш навантажена) з боку вторинної обмотки ТС.

Таблиця 15 – Перелік необхідних для встановлення електровимірювальних приладів.

Місце встановлення	Перелік приладів	Сумарне навантаження ТС, ВА	Сумарне навантаження ТН, ВА
Коло шин 220 кВ	Вольтметр із перемикачем для виміру трьох міжфазних напруг	-	2
Коло силового трансформатора з боку нижчої	Амперметр, вольтметр, варметр, лічильники активної та реактивної	6	81.6

					Арк.
					38
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	

напруги	енергії		
Коло секційного вимикача	Амперметр	0,5	-
Коло лінії, що відходить до споживачів (при нарузі 10 кВ)	Амперметр, лічильники активної та реактивної енергії	5,5	79.8

Розіб'ємо вибір ТС для кожного місця встановлення по пунктам:

- коло силового трансформатора з боку нижчої напруги:  
оберемо для установки ТС типу КОКС 24F11 та порівняємо з розрахунковими даними. Результат зведемо до таблиці 16.

Таблиця 16 – Вибір ТС в колі силового трансформатора з боку нижчої напруги.

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	20 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	6466 А	7000 А
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	108,783 кА	-
$B_K \leq I^2_{ТГ}$	298,655 кА <sup>2</sup> *с	-
$S_{Н.прил} \leq S_{Н.ном}$	6 ВА	125 ВА

- коло секційного вимикача:  
оберемо для установки ТС типу КОКС 24F11 та порівняємо з розрахунковими даними. Результат зведемо до таблиці 17.

Таблиця 17 – Вибір ТС в колі секційного вимикача.

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	20 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	6466 А	7000 А
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	108,783 кА	-
$B_K \leq I^2_{ТГ}$	298,655 кА <sup>2</sup> *с	-
$S_{Н.прил} \leq S_{Н.ном}$	6 ВА	125 ВА

- коло лінії, що відходить до споживачів:  
 оберемо для установки ТС типу ТФЗМ35-У1 та порівняємо з розрахунковими даними. Результат зведемо до таблиці 18.

Таблиця 18. – Вибір ТС в колі лінії, що відходить до споживачів.

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	35 кВ
$I_{розр} \leq I_{ном}$	646,632 А	800 А
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	108,783 кА	127 кА
$B_K \leq I^2_{ТГ}$	298,655 кА <sup>2</sup> *с	2883 кА <sup>2</sup> *с (31 <sup>2</sup> *3)
$S_{Н.прил} \leq S_{Н.ном}$	5,5 ВА	30 ВА

Перед вибором ТН зведемо до таблиці 19 данні про прилади, що будуть підключатися до цих ТН.

Таблиця 19 – Дані про прилади, підключені до ТН.

Прилад	Потужність однієї обмотки, ВА	Кількість обмоток	Сумарна потужність приладу
Вольтметр	2	1	2
Лічильник активної енергії	15,7	2	31,4
Лічильник реактивної енергії	15,7	2	31,4

Для кола шин 220 кВ обираємо ТН типу НКФ-220-58, для всіх інших місць встановлень (кола силового трансформатора з боку нижчої напруги та лінії, що відходить до споживачів) оберемо ТН типу НОМ-10-66. Для з'єднання з цими ТН обираємо за умовою механічної міцності мідні жили перерізом 1,5 мм<sup>2</sup>.

## 2.6 Вибір ошиновки РП

Ошиновка в РП 220 кВ виконується, як правило, стаеалюмінієвими проводами марки АС. Мінімальний перетин за умовою термічної стійкості, мм<sup>2</sup>:

$$F_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{298,655}}{91 * 10^{-3}} = 189,91$$

де  $C = 91 * 10^{-3}$  кАс/мм<sup>2</sup>

Проте за умовою коронування для 220 кВ переріз проводів має бути не менше 240 мм<sup>2</sup>, тому для ошиновки обираємо підстанції обираємо провід АС-300/39, з максимальним струмом 710 А, що також задовільняє і умову по допустимому струму.

Ошиновка закритих РП 10 кВ виконується твердими шинами. Для даної підстанції будемо передбачати жорстке з'єднання шин по всій довжині. Спочатку

					Арк.
					41
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	

проведемо вибір їх перетину за допустимим струмом, після чого перевіримо обрані шини на механічну міцність.

Візьмемо наступні мідні шини коробчастого перетину:

Таблиця 20 – Дані про обрані мідні шини для виконання ошиновки РП 10 кВ.

Розміри, мм				Переріз однієї шини, мм <sup>2</sup>	Момент опору двох шин, см <sup>3</sup> $W_{y0-y0}$	Момент інерції двох шин, см <sup>4</sup> $J_{y0-y0}$	Допустимий струм, А
h	b	c	r				
150	65	7	10	1785	68	1260	7000

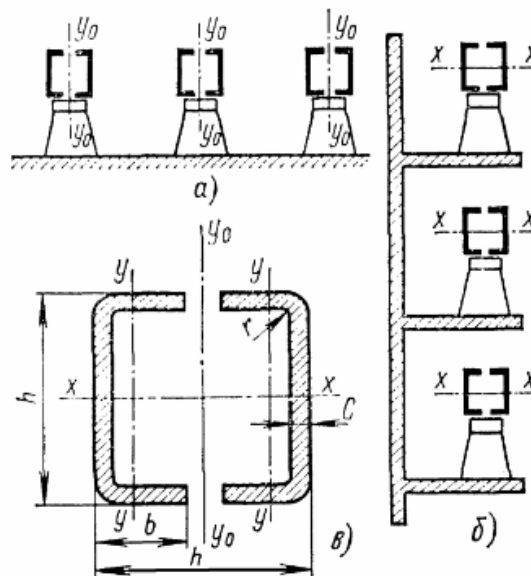


Рисунок 4 – Креслення коробчастої шини: а – горизонтальне розташування; б – вертикальне розташування, в – перетин коробчастої шини.

Обраний тип шин буде механічно міцним при виконанні умови:

$$\sigma_{\text{розр}} = \sigma_{\text{ф}} + \sigma_{\text{с}} \leq \sigma_{\text{доп}}$$

де  $\sigma_{\text{доп}}$  – припустима механічна напруга в матеріалі шин (для міді марки МГМ складає 174,95 МПа);

$\sigma_{\text{с}}$  – механічна напруга в матеріалі шин від дії сили, МПа. Так як шини будуть з'єднані жорстко, то дана величина буде рівна 0;

$\sigma_{\text{ф}}$  – механічна напруга від взаємодії фаз, МПа.

						Арк.
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\sigma_{\phi} = \sqrt{3} * 10^{-8} * \frac{i_y^2 * l^2}{W_{y0-y0} * \alpha}$$

де  $\alpha$  відповідно до типових конструкцій РП 6-10 кВ приймемо 60 см  
 $l$  – довжина прольоту, приймемо 1,75 м

$$\sigma_{\phi} = \sqrt{3} * 10^{-8} * \frac{(108,783 * 10^3)^2 * 1,75^2}{(68 * 10^{-6}) * 0,6} = 1,046 * 10^7 = 15,38 \text{ (МПА)}$$

$$\sigma_{\text{розр}} = 15,38 + 0 \leq 174,95$$

Умова виконується, отже шини механічно міцні, і можна обирати їх для встановлення.

## 2.7 Компонування розподільчих пристроїв

### Компонування розподільчих пристроїв 220 кВ і конструктивна частина

Розподільчі пристрої (РП) 220 кВ на даній ПС будуть виконуватись відкритими, власне, для чого і було включено підігрів вимикачів і роз'єднувачів на боці вищої напруги в споживачі власних потреб.

Для сторони 220 кВ на проектуваній підстанції оберемо типову схему «місток з вимикачами». Її типовий вигляд наведено на рис. 5.

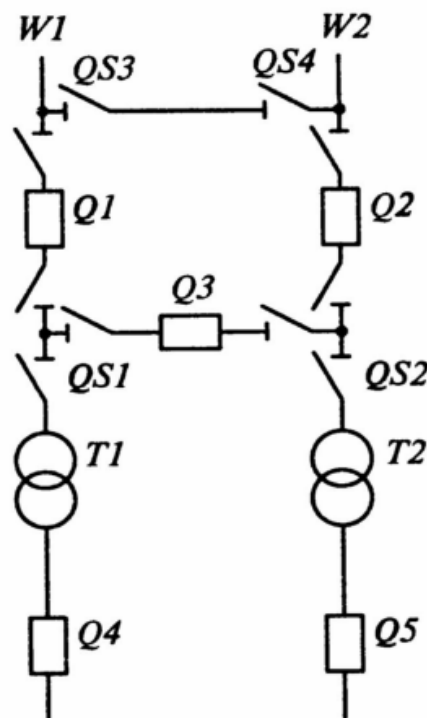


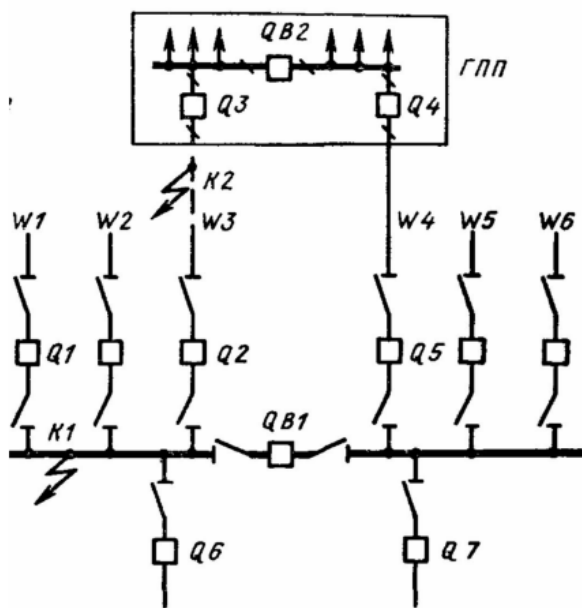
Рисунок 5 – Схема «місток з вимикачами»

					Арк.
					43
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	

Така схема дозволяє продовжувати постачання електроенергії при відключенні однієї з ліній або одного з трансформаторів, що є однією з головних вимог до проектованої ПС, адже від неї будуть житись споживачі II категорії.

### Компонування розподільчих пристроїв 10 кВ і конструктивна частина

РП 10 кВ в даному проекті підстанції будуть виконуватись закритими. Для їх компонування використаємо типову схему з однією системою збірних шин, секціонованою вимикачем. Її загальний вигляд наведено на рисунку 6.



від джерел живлення

Рисунок 6 – Схема з однією системою збірних шин, секціонованою вимикачем.

					Арк.
					44
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	



### 3. ОХОРОНА ПРАЦІ

Головна мета розрахунку заземлювального контуру відкритого розподільного пристрою (ВРП) підстанції полягає у забезпеченні безпечної експлуатації електрообладнання та захисту працівників від можливих небезпек, пов'язаних зі статичними та динамічними електричними полями.

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 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.

#### 3.1 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 x 16 м<sup>2</sup>.

Таблиця 3.1 - вхідні дані

						Арк.
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

М	$I_{335} \text{ А}$	$I_{310} \text{ А}$	$\rho \text{ Ом}\cdot\text{м}$	$A, \text{ м}^2$	$B, \text{ м}^2$
I	6,5	20	70	24	16

Вертикальний електрод – кругла сталь з діаметром  $d = 15 \text{ мм}$ , довжиною  $L_{\text{в}} = 5 \text{ м}$ ; глибина закладання  $t = 0,7 \text{ м}$ ; Вид ЗП – контурне; Горизонтальний електрод – смуга ( $40 \times 4 \text{ мм}^2$ ).

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

Опір ЗП для установок 35 кВ:

$$R_{3\text{у}} \leq \frac{250}{I_3} = \frac{250}{6,5} = 38,462 \text{ Ом}, R_{3\text{у}35} \leq 10$$

Опір ЗП для установок 10 кВ:

$$R_{3\text{у}} \leq \frac{250}{I_3} = \frac{250}{20} = 12,5 \text{ Ом}, R_{3\text{у}10} \leq 10$$

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  $\rho > 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$  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  $R_{3\text{у}} \leq 4 \text{ Ом}$ .

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

$$R_{3\text{у}} = 4 \text{ Ом}.$$

					Арк.
					46
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	

2. Визначається розрахунковий опір одного вертикального електрода.

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

Де

$r_B$  - розрахунковий опір одного вертикального електрода;

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

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

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

$K_{\text{СЕЗ.Г}} = 5,8$  - значення взяте 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 3.2 – 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;

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

Таблиця 3.3 – Питомий опір ґрунту  $\rho$

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

Таким чином  $\rho = 100$  Ом – Суглинок

								Арк.
								47
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				

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

$$r_B = 29,274$$

Визначаємо кількість вертикальних електродів без урахування екранування (розрахункове):

$$N'_{\text{В.Р}} = \frac{r_B}{R_{3\text{У}}} = \frac{29,274}{4} = 7,319$$

$$N'_{\text{В.Р}} = 8 \text{ шт}$$

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:

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

Де  $a$  – відстань між вертикальними заземлювачами, м;

$L$  - довжина вертикального заземлювача, м;

$N_B$  - число вертикальних заземлювачів.

Таблиця 3.4 – Коефіцієнти використання вертикальних  $\eta_{\text{В}}$  і горизонтальних  $\eta_{\text{Г}}$  електродів заземлювального пристрою.

					Арк.
					48
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	

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

$$a = \frac{L_n}{N'_{\text{В.Р}}} = \frac{88}{8} = 11 \text{ м}$$

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

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

Таким чином

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

$$N_{\text{В.Р}} = \frac{N'_{\text{В.З}}}{\eta_B} = \frac{8}{0,8} = 10 \text{ шт}$$

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

						Арк.
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

рівномірного розподілу електродів остаточно приймається,  $N_B = 6$  шт (рис. 3.1), тоді

$$a_A = \frac{A'}{n_A - 1} = \frac{26}{3} = 8,67 \text{ м}$$

$$a_B = \frac{B'}{n_B - 1} = \frac{18}{2} = 9 \text{ м}$$

де  $a_B$  – відстань між електродами по ширині об'єкта, м;

$a_A$  – відстань між електродами по довжині об'єкта, м;

$n_B$  – кількість електродів по ширині об'єкта;

$n_A$  – кількість електродів по довжині об'єкта.

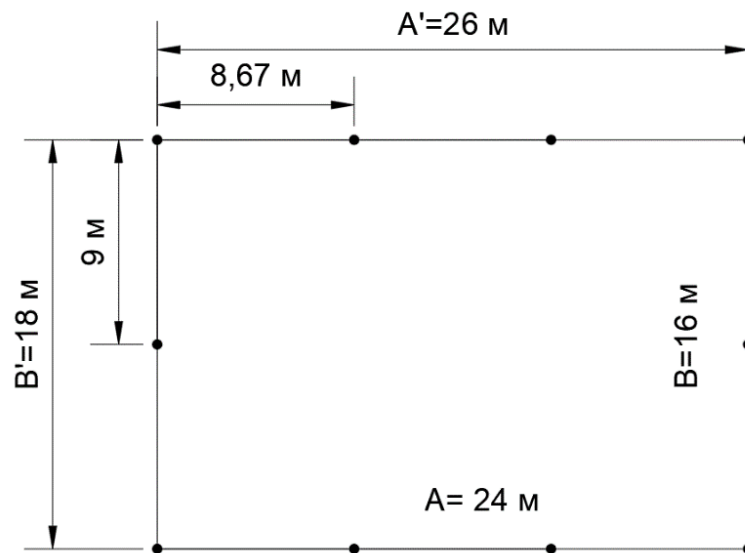


Рисунок 3.1 – План заземлювального контуру

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)

					Арк.
					50
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	

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.

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

де  $R_\Gamma$  – уточнене значення опору горизонтальних електродів,

$t = 0,7$  – глибина закладання, (м)

$b$  – ширина смуги, (м)

$L_\Pi$  – 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.

					Арк.
					51
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	

## 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.

Були знайдені потоки потужностей в мережі. Знайдені також падіння потужностей в елементах мережі. Розглянуті величини напруги у вузлах мережі з урахуванням повздовжніх і поперечних складових падінь напруги на ділянках мережі. Обрано схему з найменшими втратами електроенергії в мережі: найбільш оптимальною схемою електромережі є схема А.

В другому розділі розраховували обладнання для проектування прохідної двотрансформаторної підстанції 220/10 кВ. Нами було обране все необхідне обладнання з урахуванням усіх вимог, що передбачені для електроспоживання споживачів II категорії.

Розрахунок електричної частини підстанції включає визначення параметрів високовольтного обладнання, такого як автотрансформатори, вимикачі, роз'єднувачі, провідники тощо.

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

						Арк.
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		



небезпечних ситуацій, пов'язаних з експлуатацією електромережевого обладнання. Крім того, розрахунок заземлювального контуру дозволяє забезпечити безпеку працівників, що працюють на підстанції та навколо неї.

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.

						Арк.
						53
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		

## 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. Програма курсу, контрольні завдання і методичні вказівки до виконання курсового проекту «Електрична частина станцій та підстанцій» для студентів спеціальності 6.05070103 «Електротехнічні системи електроспоживання» усіх форм навчання / Укладачі: Д.В. Муриков, І.Л. Лебединський, П.О. Василега, С.М. Лебеда. – Суми: СумДУ, 2017. – 34 с.
4. ДСТУ ІЕС 60909-4:2008. Струми короткого замикання у трифаз-них системах змінного струму. Частина 4. Приклади обчислення сили струму короткого замикання (ІЕС TR 60909-4:2000, ІDT).
5. ДСТУ ІЕС 60909-0:2007. Струми короткого замикання у трифаз-них системах змінного струму. Частина 0. Обчислення сили струму (ІЕС60909-0:2001, ІDT).
6. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів : ДНАОП 0.00-1.21-98. – Офіц. вид. – К. : Держбуд України, 2001. – 24 с
7. Правила улаштування електроустановок [Текст] : вид. 3-є, перероб. і доп. Офіц. вид. – К. : Мінпаливенерго України, 2017. – 736 с.
8. ДСТУ 3463-96 (ІЕС 354-91) "Керівництво з навантаження силових масляних трансформаторів"
9. ПУЕ-2017. Правила улаштування електроустановок. – Київ: Міненерговугілля України, 2017. – 617 с.
10. Василега, П.О. Електропостачання [Текст]: підручник / П.О. Василега. - Суми: СумДУ, 2019. - 521 с.

						Арк.
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		