

Міністерство освіти і науки України  
Сумський державний університет  
Центр заочної, дистанційної та вечірньої форми навчання  
Кафедра електроенергетики

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_ І.Л. Лебединський

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20 р.

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**  
**на здобуття освітнього ступеня бакалавр**

зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»,  
освітньо-професійної програми  
«Електротехнічні системи електроспоживання»  
на тему: «Розрахунки режимів роботи електричної мережі та високовольтної  
підстанції»

здобувача групи ЕТз-03-2С Власюка Андрія Андрійовича

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

\_\_\_\_\_

(підпис)

Андрій ВЛАСЮК

(Ім'я та ПРИЗВИЩЕ здобувача)

Керівник ст. викл., к.т.н. Сергій ЛЕБЕДКА \_\_\_\_\_

Сумський державний університет  
Факультет Центр заочної, дистанційної та вечірньої форми навчання  
Кафедра електроенергетики  
Спеціальність 6.141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ  
Зав. кафедри електроенергетики  
Ігор ЛЕБЕДИНСЬКИЙ  
“\_\_\_” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

**ЗАВДАННЯ**  
**на кваліфікаційну роботу бакалавра**

Власюка Андрія Андрійовича

ПРИЗВИЩЕ, ім'я, по батькові

1. Тема роботи: «Розрахунки режимів роботи електричної мережі та високовольтної підстанції»

затверджена наказом по університету № \_\_\_\_\_ від \_\_\_\_\_

2. Дата здачі студентом закінченої роботи 03.06.2024 р.

3. Вихідні дані до роботи: Схема географічного розташування споживачів. Данні про потужність навантаження споживачів. Добовий графік навантаження споживачів.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки:

1. Розрахунок мережі електропередачі.; 2. Розрахунок електричної частини підстанції; 3. Релейний захист трансформаторної підстанції.

5. Перелік графічного матеріалу:

1. Схема географічного розташування споживачів
2. Розрахункова схема заміщення мережі.
3. Принципова схема трансформаторної підстанції.
4. Схема диференційного захисту трансформатора

						Арк.
						3
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ п/п	Назва етапів роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Розрахунок мережі електропередачі	14.04.2024	
2	Розрахунок електричної частини підстанції	28.04.2024	
3	Релейний захист трансформаторної підстанцій	05.05.2024	
4	Оформлення графічного матеріалу	26.05.2023	
5	Оформлення пояснювальної записки	03.06.2024	

Студент \_\_\_\_\_  
підпис

Керівник роботи \_\_\_\_\_  
підпис

						Арк.
						4
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## РЕФЕРАТ

с. 59, рис. 8, табл. 44

**Бібліографічний опис:** Власюк А.А. Розрахунки режимів роботи електричної мережі та високовольтної підстанції [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавр; спеціальність: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / А.А. Власюк; керівник С.М. Лебедка. – Суми: СумДУ, 2024. – 59 с.

**Ключові слова** силовий трансформатор, втрати потужності в мережі, схема заміщення, поточкорозподіл, трансформатор струму, трансформатор напруги, трифазне коротке замикання, диференційний струмовий захист трансформатора, стрижневий блискавкозахист підстанції, заземлення підстанції  
power transformer, power losses in the network, substitution scheme, flow distribution, current transformer, voltage transformer, three-phase short circuit, differential current protection of the transformer, rod lightning protection of the substation, grounding of the substation

**Короткий огляд.** Метою бакалаврської роботи є розрахунок і вибір найбільш ефективної конфігурації електричної мережі та перевірка її надійності під час нормальної та аварійної роботи. Для досягнення цієї мети, необхідно провести розрахунок електричної частини підстанції, визначити номінальні параметри мережі та вибрати обладнання, що відповідає цим параметрам. На підстанції потрібно встановити силові вимикачі, роз'єднувачі, трансформатори струму та напруги, трансформатор власних потреб та збірні шини.

Необхідно розрахувати релейний захист силового трансформатора, а також визначити зону захисту стрижневого блискавкозахисту та оптимальну зону заземлюючого пристрою

						Арк.
						5
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

ВРП – ввідно-розподільний пристрій.

ЗРП – закритий розподільний пункт.

к. з. – коротке замикання.

КРП – компенсація реактивної потужності.

ЛЕП – лінія електропередавання.

ПЛ – повітряна лінія електропередавання із застосуванням неізолюваних проводів.

ПС – понижувальна підстанція

ПУЕ – правила улаштування електроустановок.

РП – розподільний пункт.

РПН – регулювання під навантаженням

РУ – розподільний пристрій.

ТП – трансформаторна підстанція.

						Арк.
						6
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## ЗМІСТ

ВСТУП .....	6
1 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ .....	7
1.1 Постановка завдання.....	7
1.2 Розрахунок струмів та напруг на ділянках без урахування втрат та вибір проводів для схеми.....	8
1.2 Вибір трансформаторів для підстанцій.....	10
1.3 Розрахунок потужності та падіння напруги на ділянках мережі .....	13
2 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ .....	20
2.1 Розрахунок струмів к.з.....	23
2.2 Вибір комутаційної апаратури для розподільчих пристроїв підстанції.....	25
2.3 Вибір трансформатора власних потреб .....	28
2.4 Вибір електровимірювальних приладів .....	29
2.5 Вибір збірних шин .....	38
2.6 Компонування розподільних пристроїв, конструктивна частина.....	42
3. Розрахунок релейного захисту.....	44
3.1 Розрахунок струмів короткого замикання.....	46
ВИСНОВКИ.....	54
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ .....	56
Додаток А.....	58
Додаток Б .....	59
Додаток В.....	60

Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата				
Розроб.	Власюк				Розрахунки режимів роботи електричної мережі та високовольтної підстанції	Лит.	Аркуш	Листів
Перевір.	Лебеда						5	59
Реценз.								
Н. Контр.								
Затверд.								

## ВСТУП

Дана робота присвячена проектуванню конфігурації розподілення електричної мережі та її перевірки в наступних режимах: нормальний, мінімальний й аварійний.

Для аналізу електричної мережі необхідно виконати наступні завдання:

- Спроекувати оптимальну конфігурацію електричної мережі для розподілення електричної енергії;
- потрібно розрахувати довжини ліній електропередачі;
- обчислити струми та напруги на ділянках без урахування втрат та зробити вибір проводів для ліній;
- зробити вибір силових трансформаторів;
- обчислити перетоки потужності, втрати потужності, втрати напруги та електроенергії;
- зробити перевірку надійності мережі, у випадку аварійної ситуації, мережа повинна забезпечувати постійне постачання електроенергією споживачів відповідних категорій, що підтверджується розрахунками.

Для електричних підстанцій необхідно:

- розрахувати їх електричну частину та вибрати силові трансформатори;
- розрахувати струми коротких замикань та на основі них вибрати високовольтні апарати розподільчого пристрою, струмоведучі частини;
- вибрати шини розподільчого пристрою, електровимірювальні трансформатори струму і напруги, трансформатори власних потреб.

Для силового трансформатора розрахувати подовжній диференційний струмий релейний захист. Обчислити кількість витків обмоток реле.

Провести розрахунок блискавковідводу та заземлення підстанції.

					Арк.
					6
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

# 1 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

## 1.1 Постановка завдання

Вихідні данні до розрахунку приведені в табл. 1.1, вихідна схема – на рис. 1.1.

Таблиця 1.1 – Вихідні дані

Довжина ПЛ, км				Потужності навантаження, МВА			
Л-1	Л-2	Л-3	Л-4	$S_1$	$S_2$	$S_3$	$S_4$
50	40	20	-	$\frac{60+j30}{I}$	$\frac{40+j20}{II}$	$\frac{15+j10}{III}$	$\frac{10+j5}{II}$

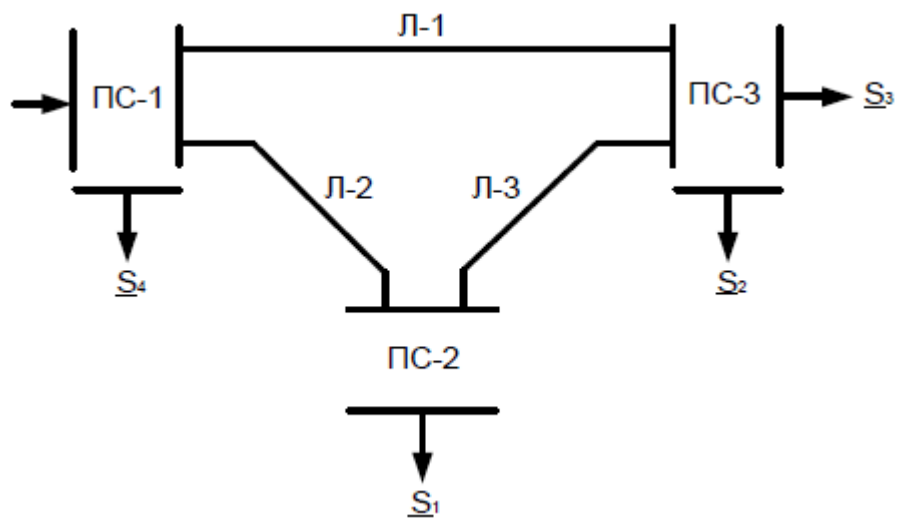


Рисунок 1.1 – Вихідна схема для розрахунку



## 1.2 Розрахунок струмів та напруг на ділянках без урахування втрат та вибір проводів для схеми

Для розрахунку струмів та напруг на всіх ділянках мережі необхідно визначити орієнтовні потоки потужності. Для схеми, зображеної на рис. 1.2, з урахуванням умовних позначень розрахунок потужностей визначаємо за наступними формулами та схемою заміщення:

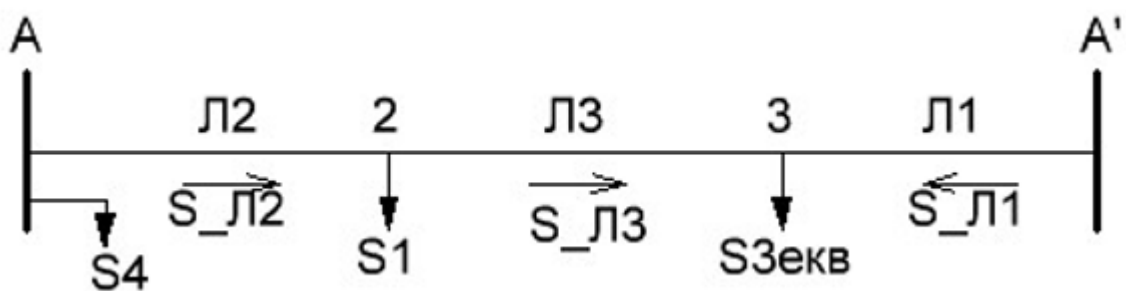


Рисунок 1.2 – Схема заміщення вихідної мережі

Еквівалентне навантаження вузла 2, МВА:

$$S_{\text{зекв}} = S_2 + S_3 = 55 + j30$$

Потік потужності на ділянці А-2, МВА:

$$S_{\text{Л2}} = \frac{S_1 \cdot (L_3 + L_1) + S_{\text{зекв}} \cdot L_1}{L_1 + L_2 + L_3} = 63,182 + j32,727$$

Потік потужності на ділянці А-3, МВА:

$$S_{\text{Л1}} = \frac{S_{\text{зекв}} \cdot (L_3 + L_2) + S_1 \cdot L_2}{L_1 + L_2 + L_3} = 51,818 + j27,273$$

Складемо баланс потужності для перевірки правильності розрахунку:

$$S_{\text{2екв}} + S_1 = 115 + j60$$

$$S_{\text{Л1}} + S_{\text{Л2}} = 115 + j60$$

Баланс потужності виконується, отже розрахунок виконаний вірно.

Потік потужності на ділянці 2-3, МВА:

$$S_{\text{Л3}} = S_{\text{Л2}} - S_1 = 3,182 + j2,727$$

					Арк.
					8
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

Враховуючи довжини ліній і потужності, що йде по цих лініях, орієнтовні напруги визначимо по емпіричній формулі Ілларіонова:

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} \quad (1.1)$$

де  $U$  – напруга відповідної лінії, кВ;

$L$  – довжина відповідної лінії, км;

$P$  – активна потужність відповідної лінії, МВт.

Струм в лінії:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (1.2)$$

де  $I$  – струм у відповідній лінії, А;

$S$  – повна потужність лінії, МВА;

$U_n$  – обрана номінальна напруга.

Зведемо в табл. 1.2 результати розрахунку орієнтовних потоків потужності в лініях, струмів при напрузі 110 та 220 кВ.

Таблиця 1.2 – Потоки потужності та струми в лініях

Лінія	S, МВА	U, кВ		
			при U=110 кВ	при U=220 кВ
Л1 (А-3)	51,818+j27,273	131,029	307,345	153,672
Л2 (А-2)	63,182+32,727	138,584	373,466	186,733
Л3 (2-3)	3,182+j2,727	35,122	21,995	10,998

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

За результатами розрахунків бачимо, що при напрузі 110 кВ на лініях Л1 та Л2 струми занадто великі, і у випадку обриву якоїсь з ліній струм в мережі, може досягти неприпустимих значень:

$$I_{Л1} + I_{Л2} = 680,807 \text{ (А)},$$

в той час, як при напрузі 110 кВ максимальний переріз провідника може бути 240/32 мм<sup>2</sup>, що має максимально допустимий струм 605 А. Тому обираємо напругу 220 кВ, та провідник АС-240/32 мм<sup>2</sup>.

Зведемо в таблицю 1.3 результати розрахунку струмів при номінальній напрузі, обраний номінальний переріз провідників та номінальний тривало допустимий струм провідників.

Таблиця 1.3 – Вибір проводів мережі

Лінія	Струм, А	Напруга, кВ	Марка проводу	Тривало допустимий струм, А
Л1 (А-3)	153,672	220	АС-240/32	605
Л2 (А-2)	186,733	220	АС-240/32	605
Л3 (2-3)	10,998	220	АС-240/32	605

## 1.2 Вибір трансформаторів для підстанцій

Визначимо потужність кожного з трансформаторів для підстанцій. При цьому на однострансформаторній підстанції потужність трансформатора повинна бути не менше максимальної потужності споживачів, що живляться від нього.

Потужність трансформатора на однострансформаторній підстанції:

$$S_{Тном} \geq S_{розр} = S_{i_{max}} \quad (1.3)$$

					Арк.
					10
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

де  $S_{\text{ном}}$  – номінальна потужність обраного трансформатора, МВА;

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

$S_{i\text{max}}$  – максимальна потужність і-го споживача. МВА.

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

$$S_T \geq S_{\text{розр}} = \frac{S_{i\text{max}}}{1,4} \quad (1.4)$$

Коефіцієнт завантаження трансформатора визначається за формулою:

$$K_3 = \frac{S_{\text{розр}}}{S_{\text{ном}}} \quad (1.5)$$

Так як від підстанції ПС-3 живляться 2 споживача, їх сумарна потужність, МВА:

$$S_2 + S_3 = 62,749$$

Кінцевий вибір трансформаторів наведено у табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Вибір трансформаторів для схеми А

№ ПС	Потужність споживача, МВА	Категорія споживача	Кількість тр-рів	$S_{\text{розр}}$ (1-го тр), МВА	$S_{\text{ном}}$ (1-го тр), МВА	$K_3$	Марка тр-ра
1	11,18	II	1	11,18	25	0,447	ТДТН-25000/220
2	67,082	I	2	47,916	63	0,532	ТРДЦН-63000/220

3	62,749	II, III	2	44,821	63	0,498	ТРДЦН-63000/220
---	--------	---------	---	--------	----	-------	-----------------

Розрахуємо опір та потужність холостого ходу обраних трансформаторів.

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{BH}^2}{S_{НОМ}^2} \quad (1.6)$$

$$X_T = \frac{U_K \cdot U_{BH}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} \quad (1.7)$$

$$\Delta Q_x = \frac{I_x \cdot S_{НОМ}}{100} \quad (1.8)$$

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

$\Delta P_K$  - втрати короткого замикання, кВт;

$U_{BH}$  – номінальна лінійна напруга обмотки вищої напруги, кВ;

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

$U_K$  – напруга короткого замикання, %;

$I_x$  – струм холостого ходу, %.

Результати розрахунку зведемо до табл. 1.5.

Таблиця 1.5 – Каталожні параметри обраних трансформаторів

Тип трансформатора	$S_n$ , МВА	Номінальна напруга, кВ			Втрати, кВт			$U_K, \%$			$I_x, \%$	
		ВН	СН	НН	холостого ходу	короткого замикання			ВН-СН	ВН-НН		СН-НН
						ВН-СН	ВН-НН	СН-НН				
ТДТН-25000/220	25	230	38,5	11	45	130	13 5	10 5	12, 5	2 0	6,5	0,9
ТРДЦН-63000/220	63	230	-	11	70	-	26 5	-	-	1 1, 5	-	0,5

						Арк.
						12
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.6 – Розрахункові параметри трансформатора ТРДЦН-63000/220

Тип трансформатора	$R_T$ , Ом	$X_T$ , Ом	$\Delta Q_x$ кВАр
ТРДЦН-63000/220	3,53	96,56	315

Таблиця 1.7 – Розрахункові параметри трансформатора ТДТН-25000/220

Тип трансформатора	$R_T$ , Ом			$X_T$ , Ом			$\Delta Q_x$ кВАр
	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТДТН-25000/220	5,7	5,7	5,7	275	0	148	300

### 1.3 Розрахунок потужності та падіння напруги на ділянках мережі

Обчислимо активний, реактивний та повний опори ліній:

$$R_l = r_0 \cdot l_i \quad (1.9)$$

$$X_l = x_0 \cdot l_i \quad (1.10)$$

$$Z_l = R_l + jX_l \quad (1.11)$$

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

$l_i$  – довжина лінії, км;

$r_0$  та  $x_0$  – питомі активні та реактивні опори ліній, Ом/км;

$Z_l$  – повний опір лінії, Ом.

Зарядна потужність лінії:

$$Q_l = b_0 \cdot l_i \cdot U_{\text{ном}}^2 \quad (1.12)$$

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

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

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

$l_i$  – довжина лінії, км.

Результати розрахунків зведемо до табл. 1.8.

Таблиця 1.8 – Параметри ліній схеми А

Ділянка	Довжина, км	Марка проводу	Параметри проводу		$Q_L$ , МВАр	$Z_L$ , Ом
			$Z_0$ , Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$ , См/км		
Л1 (А-3)	50	АС-240/32	0,118+j0,435	2,6	6,292	5,9+j21,75
Л2 (А-2)	40	АС-240/32	0,118+j0,435	2,6	5,034	4,72+j17,4
Л3 (2-3)	20	АС-240/32	0,118+j0,435	2,6	2,517	2,36+j8,7

Розрахунок втрат потужності будемо проводити з кінця мережі. Також враховуємо втрати потужності холостого ходу у трансформаторах (наведені у таблиці 3.3), при цьому на підстанціях з двома трансформаторами втрати холостого ходу збільшуються вдвічі, а опір обмоток складає половину опору одного трансформатора.

Споживану потужність підстанцій знаходимо за формулою:

$$S_{\text{псі}} = S_i + (\Delta P_x + j\Delta Q_x) \quad (1.13)$$

де  $S_{\text{іном}}$  – максимальна потужність споживача (споживачів), що підключені до цієї підстанції, МВА;

$\Delta P_x$ ,  $\Delta Q_x$  – втрати активної та реактивної потужності холостого ходу в трансформаторі, МВт, МВАр.

Розрахунок втрат потужності в лінії з урахуванням зарядної потужності проводимо за формулою:

$$\Delta S = \left( \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot Z \right) + Q_L \quad (1.14)$$

де  $P$  – активна потужність на ділянці, МВт;  
 $Q$  – реактивна потужність на ділянці, МВАр;  
 $Z$  – опір ділянки, Ом;  
 $Q_L$  – зарядна потужність лінії, МВАр.

Розрахунок будемо проводити за такою схемою заміщення за рис. 1.3:

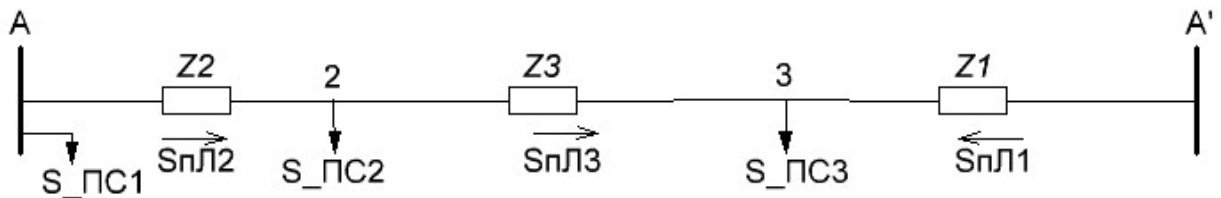


Рисунок 1.3 – Схема заміщення мережі з врахованими опорами ліній

Споживана потужність підстанції ПС-1, МВА:

$$S_{ПС1} = S_4 + (\Delta P_{T1x} + j\Delta Q_{T1x}) = 10,045 + j5,3$$

Споживана потужність підстанції ПС-2, МВА:

$$S_{ПС2} = S_1 + (2 * \Delta P_{T2x} + j2 * \Delta Q_{T2x}) = 60,14 + j30,63$$

Споживана потужність підстанції ПС-3, МВА:

$$S_{ПС3} = S_2 + S_3 + (2 * \Delta P_{T2x} + j2 * \Delta Q_{T2x}) = 55,14 + j30,63$$

Потік потужності на ділянці А-2, МВА:

$$S_{Л2} = \frac{S_{ПС2} * (Z_3 + Z_1) + S_{ПС3} * Z_1}{Z_1 + Z_2 + Z_3} = 63,335 + j33,415$$

Потік потужності на ділянці А-3, МВА:

$$S_{Л1} = \frac{S_{ПС3} * (Z_3 + Z_2) + S_{ПС3} * Z_2}{Z_1 + Z_2 + Z_3} = 51,945 + j27,845$$

Складемо баланс потужності для перевірки правильності розрахунку:

$$S_{ПС2} + S_{ПС3} = 115,28 + j61,26$$

$$S_{Л1} + S_{Л2} = 115,28 + j61,26$$

Баланс потужності виконується, отже розрахунок виконаний вірно.

Потік потужності на ділянці 2-3, МВА:

$$S_{Л3} = S_{Л2} - S_{ПС2} = 3,195 + j2,785$$

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



Можемо зробити висновок, що точка 3 є точкою поточкорозподілу, яка утворює дві розімкнуті лінії А-3' та А'-3'' за рис. 1.4.

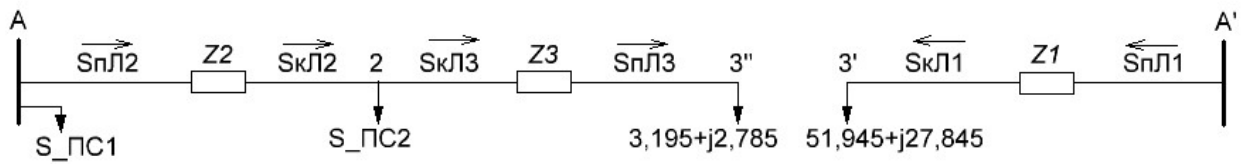


Рисунок 1.4 – Схема заміщення схеми для розрахунку втрат потужності з точкою поточкорозподілу

Розглянемо лінію А-3'. За кінцеву потужність приймемо, МВА:

$$S_{Л1}^K = 51,945 + j27,845$$

Втрати потужності на ділянці А-3', МВА:

$$\Delta S_{Л1} = \left( \frac{P_{Л1}^2 + Q_{Л1}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot Z_1 \right) + Q_{Л1} = 0,234 + j7,156$$

Початкова потужність на ділянці А-3', МВА:

$$S_{Л1}^П = S_{Л1}^K + \Delta S_{Л1} = 52,18 + j35,002$$

Перейдемо до ділянки 2-3''. Потужність в кінці ділянки, МВА:

$$S_{Л3}^K = 3,195 + j2,785$$

Втрати потужності на ділянці 2-3'', МВА:

$$\Delta S_{Л3} = \left( \frac{P_{Л3}^2 + Q_{Л3}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot Z_3 \right) + Q_{Л3} = 1,196 * 10^{-4} + j2,517$$

Початкова потужність на ділянці 2-3'', МВА:

$$S_{Л3}^П = S_{Л3}^K + \Delta S_{Л3} = 3,195 + j5,302$$

Потужність в кінці ділянки А-2, МВА:

$$S_{Л2}^K = S_{Л3}^П + S_{ПС2} = 63,335 + j35,932$$

Втрати потужності на ділянці А-2, МВА:

$$\Delta S_{Л2} = \left( \frac{P_{Л2}^2 + Q_{Л2}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot Z_2 \right) + Q_{Л2} = 0,265 + j6,012$$

Початкова потужність на ділянці А-1, МВА:

					Арк.
					16
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

$$S_{Л1}^{\Pi} = S_{Л1}^K + \Delta S_{Л1} = 63,6 + j41,944$$

Потужність джерела А, МВА:

$$S_A = S_{Л1}^{\Pi} + S_{Л2}^{\Pi} + S_{ПС1} = 125,825 + j82,245$$

Результати розрахунку занесемо до табл. 1.9.

Таблиця 1.9 – Результати розрахунку потужностей

Ділянка	S початкова, МВА	$\Delta S$ , МВА	S кінцева, МВА	Ірозр, А	Ідоп, А
Л1 (А-3)	52,18+j35,002	0,234+j7,156	51,945+j27,845	153,672	605
Л2 (А-2)	63,6+j41,944	0,265+j6,012	63,335+j35,932	186,733	605
Л3 (2-3)	3,195+j5,302	1,196*10- 4+j2,517	3,195+j2,785	10,998	605
А-1`	10,045+j5,3	0,045+j0,3	10+j5		
2-2`	60,07+j30,315	0,14+j0,63	60+j30		
3-3`	55,14+30,63	0,14+j0,63	40+j20		
3-3``	55,14+30,63	0,14+j0,63	15+j10		
А	125,825+j82,245				

Розрахунок напруг у вузлах мережі проводимо від джерела, розрахункова формула:

$$U_{i+1} = \sqrt{\left(U_i - \frac{P^{\Pi} \cdot R + Q^{\Pi} \cdot X}{U_i}\right)^2 + \left(\frac{P^{\Pi} \cdot X - Q^{\Pi} \cdot R}{U_i}\right)^2} \quad (1.15)$$

де  $P^{\Pi}$  – активна потужність на початку ділянки, МВА;

$Q^{\Pi}$  – реактивна потужність на початку ділянки, 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 від напруги у вузлі генераторної за формулою, %:

$$d = 100\% - \frac{U_{\Gamma}}{U_{\text{вузл}}} \cdot 100\% \quad (1.16)$$

де  $U_{\Gamma}$  – напруга джерела А, що на має бути на 5% більше номінального значення мережі, кВ;

$U_{\text{вузл}}$  – напруга у вузлі, кВ.

Напруга на низькій стороні трансформатора, кВ:

$$U_{\text{Н}} = \frac{U_{\text{В}}}{K_{\text{Т}}} \quad (1.17)$$

де  $U_{\text{Н}}, U_{\text{В}}$  – напруги відповідно низької та високої сторони трансформатора, кВ;

$K_{\text{Т}}$  – коефіцієнт трансформації трансформатора.

Результати розрахунку втрат напруг наведемо у табл. 1.10.

Таблиця 1.10 – Результати розрахунку напруг у вузлах мережі

Вузол	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$U$ , кВ	Відхилення напруги від генераторної, %
А	220	230	-
2	220	225,529	1,982
3	220	225,36	2,059
2`	10	10,786	1,982
3`	10	10,778	2,059
3``	10	10,778	2,059

Схема заміщення мережі показана на рис. 1.5:

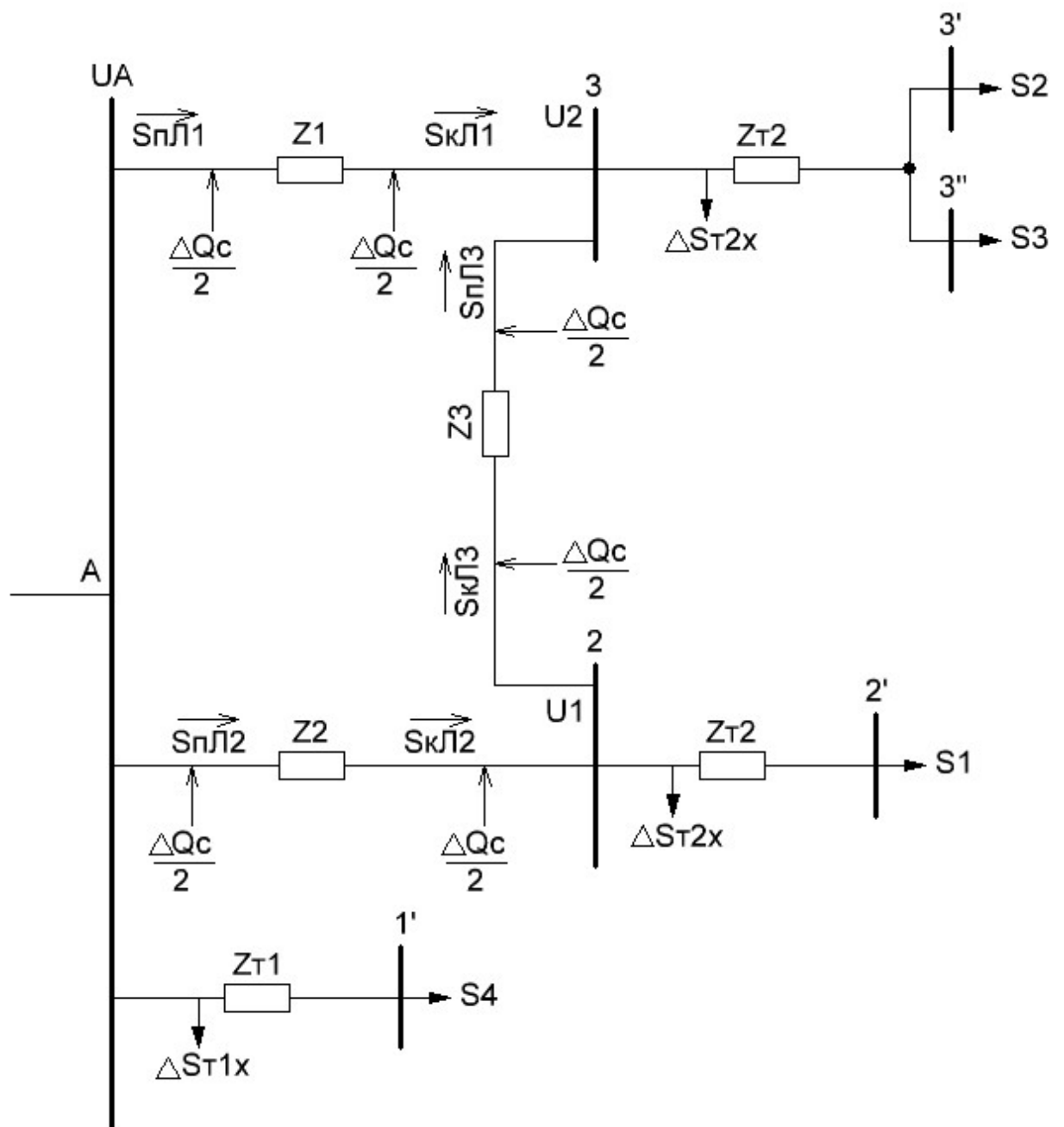


Рисунок 1.5 – Схема заміщення мережі



Таблиця 2.3 – Добовий графік споживання електричної енергії по підстанції

Години	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
S, МВА	7,9	4,0	7,9	10,6	11,9	9,2	10,6	13,8	12,5	14,5	15,8	14,2

Проведемо перевірку трансформатора в аварійному режимі, так як в систематичному режимі при роботі двох трансформаторів перенавантаження немає. Побудуємо графік навантаження рис. 2.1.

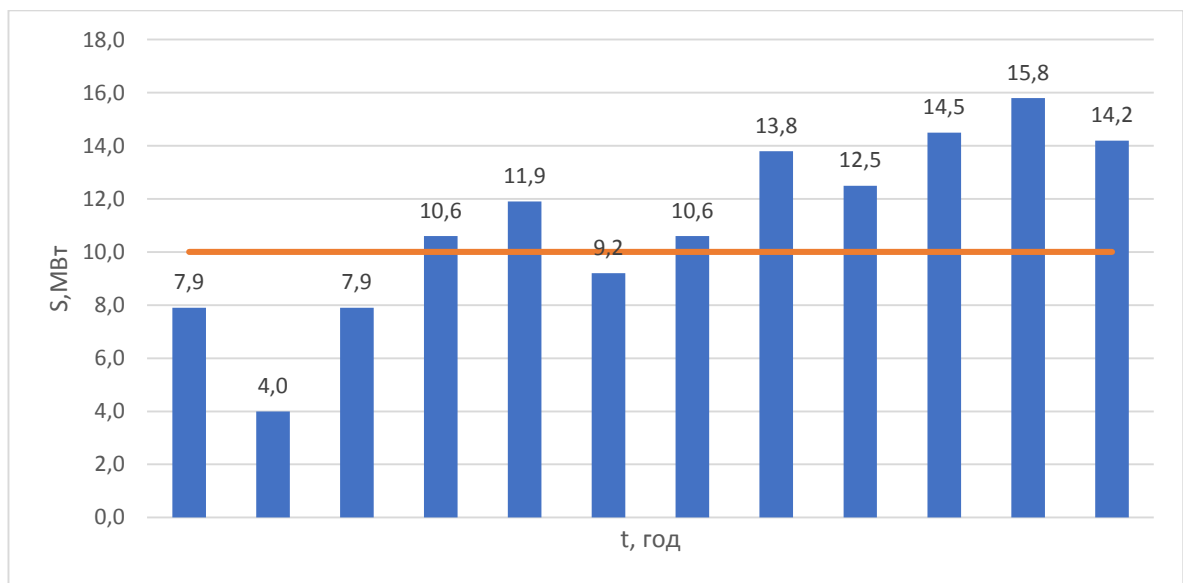


Рисунок 2.1 – Графік споживання електричної енергії в аварійному режимі

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

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

де  $S_1, S_2, \dots, S_n$  – власне навантаження першого, другого, n-го ступеня графіка навантаження, розміщеного нижче лінії номінальної потужності трансформатора;

$t_1, t_2, \dots, t_n$ , тривалість ступеня.

$$K_1 = \frac{1}{10} \cdot \sqrt{\frac{4^2 \cdot 2 + 7,9^2 \cdot 4 + 9,2^2 \cdot 2}{8}} = 0,751$$

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

$$K_2' = \frac{1}{S_{НОМ}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + \dots + S_n^2 \cdot t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}} \quad (2.2)$$

де  $S_1, S_2, \dots, S_n$  – навантаження, розміщене вище лінії номінальної напруги.

$$K_2 = \frac{1}{10} \cdot \sqrt{\frac{10,6^2 \cdot 4 + 11,9^2 \cdot 2 + 12,5^2 \cdot 2 + 13,8^2 \cdot 2 + 14,2^2 \cdot 2 + 14,5^2 \cdot 2 + 15,8^2 \cdot 2}{16}} = 1,311$$

Максимальне перевантаження трансформатора визначається за формулою:

$$K_{MAX} = \frac{S_{MAX}}{S_{НОМ}} = \frac{15,8}{10} = 1,58 \quad (2.3)$$

де  $S_{MAX}$  – максимальне навантаження трансформатора за графіком навантаження.

Попереднє значення  $K_2'$  необхідно порівняти із значенням  $K_{MAX}$ ,

$$K_2 = 0,9 \cdot K_{MAX} = 0,9 \cdot 1,58 = 1,42$$

Порівнюємо два числа. Якщо  $K_2'$  та  $0,9 \cdot K_{MAX}$ , та обираємо більше число.

Остаточнo беремо  $K_2 = 1,42$ .

За табличними даними з урахуванням еквівалентної температури (-20 С) і часу перевантаження  $t = 16$  годин, та заносимо дані до табл. 2.4.

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

Таблиця 2.4 – Дані державного стандарту

	0,7	0,8
12	1,6	1,6
24	1,6	1,6

$$K_{12ГОСТ} = 1,6$$

Як видно,  $K_{12ГОСТ} = 1,6$  більше за реальне  $K_2 = 1,42$ , отже даний режим роботи допустимий для даного трансформатора.

Як видно, даний трансформатор задовольняє умові навантаження споживачів.

## 2.1 Розрахунок струмів к.з.

Значення струмів короткого замикання необхідні для правильного вибору устаткування на стороні 110 кВ і 10 кВ. Підстанція живлення за двома тупиковими лініями: схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання наведена на рис 2.2.

Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо в іменованих одиницях. Потужність короткого замикання на шинах 110 кВ центра живлення складає  $S_c = 2500 \text{ МВА}$

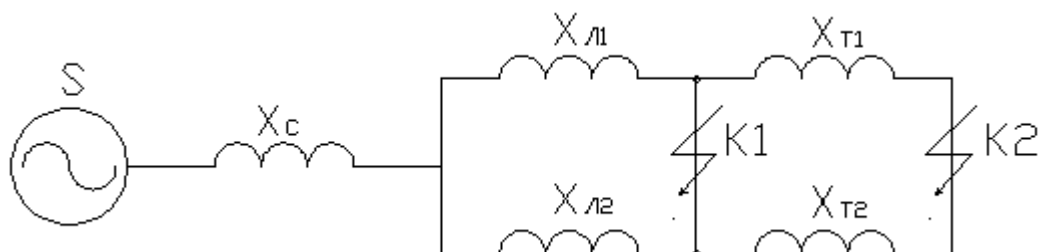


Рисунок 2.2 – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

Опір системи дорівнює

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



$$X_C = \frac{U_{\text{Л}}^2}{S_C} = \frac{110^2}{2500} = 4,84 \quad (\text{Ом}).$$

Загальний опір працюючих ліній

$$X_{\text{Л}} = \frac{X_{\text{Л1}} \cdot X_{\text{Л2}}}{X_{\text{Л1}} + X_{\text{Л2}}} = \frac{12 \cdot 22}{12 + 22} = 7,76 \quad \text{Ом}.$$

Розрахуємо опір трансформатора:

Потужність трансформатора  $S_T = 10 \quad (\text{МВА})$ ;

$$\text{Опір трансформатора } X_{T1} = \frac{U_K \% \cdot U_H^2}{100 \cdot S_H} = \frac{10,5 \cdot 110^2}{100 \cdot 10} = 127 \quad (\text{Ом});$$

Періодична складова СКЗ у точці  $K_1$ :

$$I_{K1} = \frac{U_{\text{Л}}}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{\text{Л}})} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (4,84 + 7,76)} = 5,04 \quad (\text{кА});$$

та сама у точці  $K_2$  приведена до напруги вищої сторони:

$$I_{K2}^B = \frac{U_{\text{Л}}}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{\text{Л}} + X_T)} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (4,84 + 7,76 + 63,5)} = 0,83 \quad (\text{кА}).$$

Реальний СКЗ у точці  $K_2$ :

$$I_{K2} = I_{K2}^B \cdot \frac{110}{10} = 0,83 \cdot \frac{110}{10} = 9,13 \quad (\text{кА}).$$

Ударний струм:

$$\text{у точці } K_1, \quad I_y = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 5,04 = 11,48 \quad (\text{кА});$$

$$\text{у точці } K_2, \quad I_y = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 9,13 = 20,8 \quad (\text{кА}).$$

Припустимо, що амплітуда ЕДС і періодична складова ТКЗ незмінні за часом, тому через час, який дорівнює часу відключення.

Аперіодична складова СКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача:

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

де  $T_a$  – постійна часу загасання аперіодичної складової для  $K_1$ ;  $T_a = 0,02$  с.,  $t = 0,06$  с., для  $K_2$  –  $T_a = 0,05$  с.,  $t = 0,1$  с.

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

$$\text{для } K_1 \ i_a = \sqrt{2} \cdot 5,04 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} = 0,647 \quad (\text{кА});$$

$$\text{для } K_2 \ i_a = \sqrt{2} \cdot 9,13 \cdot e^{-\frac{0,1}{0,05}} = 1,75 \quad (\text{кА}).$$

Інтеграл Джоуля

$$\text{для } K_1 \ B_{K1} = I_{K1}^2 (t + T_a) = 5,04^2 \cdot (0,06 + 0,025) = 2,16 \quad (\text{кА}^2\text{с})$$

$$\text{для } K_2 \ B_{K2} = I_{K2}^2 (t + T_a) = 9,13^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 12,5 \quad (\text{кА}^2\text{с})$$

Таблиця 2.5 – Значення струмів короткого замикання

Струми короткого замикання	СКЗ у початковий момент часу, кА	Ударний СКЗ $i_y$ , кА	СКЗ у момент розмикання контактів вимикача, кА	Аперіод. складова СКЗ, $i_a$ кА	Інтеграл Джоуля $B_k$ , $\text{кА}^2\text{с}$
Шини 110 кВ ( $K_1$ )	5,04	11,48	5,04	0,647	2,16
Шини 10 кВ ( $K_2$ )	9,13	20,8	9,13	1,75	12,5

## 2.2 Вибір комутаційної апаратури для розподільчих пристроїв підстанції

Максимальний струм на зовнішньому боці

$$I_{\max}^{BH} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 73 \text{ А.}$$

Струм у колі вступних вимикачів на боці 10 кВ

$$I_{\max}^{HH} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 808 \text{ А.}$$

Струм у колі секційного вимикача

$$I_{\max}^{CB} = \frac{0,7 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{0,7 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 404 \text{ А.}$$

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

Струм у колі лінії, що відходить

$$I_{10}^{omx} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH} \cdot 10} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10} = 81 \text{ А.}$$

### 2.2.1 Вибір вимикача на боці високої напруги 110 кВ

Вибір вимикачів наведений у табл. 2.6. Каталожні параметри вимикача узяті з [3].

Таблиця 2.6 – Вибір вимикача на боці 110 кВ

Умова Вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	73 А	2500 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	5,04 кА	31,5 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	11,48 кА	81 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	5,04 кА	31,5 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	0,647 кА	7,245 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	2,16 кА <sup>2</sup> с	7500 кА <sup>2</sup> с

Обираємо вимикач типу ВРС-110-31,5/2500.

### 2.2.2 Вибір вимикача у колі трансформатора на боці 10 кВ

Таблиця 2.7 – Вибір вимикачів у колі трансформатора на боці 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	808 А	1250 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	9,13 кА	20 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	20,8 кА	52 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	9,13 кА	20 кА

$I_{a\tau} \leq I_{a\text{ном}}$	1,75 кА	4 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	12,5 кА <sup>2</sup> с	2976,75 кА <sup>2</sup> с

Обираємо вимикач типу ВР1-10-20/52-1250.

### 2.2.3 Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ

Таблиця 2.8 – Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	404 А	630 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	9,13 кА	20 кА
$i_y \leq I_{прСКВ}$	20,8 кА	52 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	9,13 кА	20 кА
$I_{a\tau} \leq I_{a\text{ном}}$	1,75 кА	4 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	12,5 кА <sup>2</sup> с	2976,75 кА <sup>2</sup> с

Обираємо вимикач типу ВР1-10-20/52-630.

### 2.2.4 Вибір вимикача на лінію, що відходить 10 кВ

Таблиця 2.9 – Вибір вимикачів на лінію, що відходить, 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	81 А	630 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	9,13 кА	20 кА
$i_y \leq I_{прСКВ}$	20,8 кА	52 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	9,13 кА	20 кА
$I_{a\tau} \leq I_{a\text{ном}}$	1,75 кА	4 кА

$B_K \leq I_T^2 t_r$	12,5 кА2с	2976,75 кА2с
----------------------	-----------	--------------

Обираємо вимикач типу ВР1-10-20/52-630.

### 2.2.5 Вибір роз'єднувача напругою 110 кВ

У табл. 2.10 наведений вибір роз'єднувачів на боці 110 кВ, роз'єднувачі необхідні з одним і двома комплектами ножів, що заземлюють.

Таблиця 2.10 – Вибір роз'єднувача 110 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	73 А	630 А
$i_{уд} \leq I_{прСКВ}$	11,48 кА	100 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	2,16 кА2с	4800 кА2с

Обираємо до установки на боці 110 кВ роз'єднувачі типу РНД-1-110/630 Т1.

### 2.3 Вибір трансформатора власних потреб

Споживачами власних потреб є оперативні ланцюги, системи охолодження силових трансформаторів, освітлення, електроопалення і т.ін. Розрахунок потужності приймачів власних потреб наведений у табл. 2.11.

Таблиця 2.11 – Розрахунок потужності приймача власних потреб

Види споживачів	Встановлена потужність		Всього	cos φ	tg φ	Навантаження	
	оди-ниці, кВт*к-сть	Кіль-кість				Р, кВт	Q, кВА р

										Арк.
										28
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

Охолодження ТДН-10000/110	1	2	2	0,8	0,75	2	1,5
Підігрів вимикачів напругою 110 кВ	1,8	3	5,4	1	0	5,4	0
Підігрів приводів роз'єднувачів, відділювачів, короткозамикачів	1,2	10	12	1	0	12	0
Опалення та освітлення ОПУ	60	1	60	1	0	60	0
Освітлення та вентиляція ОРУ	7	1	7	1	0	7	0
Освітлення та опалення компресорної	15	1	15	1	0	15	
Освітлення РП	2	1	2	1	0	2	0
Всього						103,4	1,5

На підстанції передбачається установка двох трансформаторів власних потреб потужністю:

$$S_{роз} = k_c \sqrt{P^2 + Q^2} = 0,8 \sqrt{103,4^2 + 1,5^2} = 82,73 \text{ кВА}$$

Обираємо два трансформатори власних потреб ТМ- 63/10 , потужністю по 63 кВА. При відключенні одного трансформатора другий буде навантажений на  $82,73/63 = 1,313$  , що допустимо.

## 2.4 Вибір електровимірювальних приладів

### 2.4.1 Вибір трансформаторів струму (ТС)

#### 1. Вибір ТС на стороні 110 кВ

У ланцюзі силового трансформатора з боку високої напруги встановлено амперметр ватметр та варметр. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведений у табл. 2.12.

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

Таблиця 2.12 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			А	В	С
Амперметр	Е-335	1	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д350	1,5	0,5	-	0,5
Варметр	Д345	1,5	0,5	-	0,5
Сумарне навантаження			1,5	0,5	1,5

Вибір трансформатора струму приведений у табл. 2.13.

Таблиця 2.13 – Трансформатор струму в колі силового трансформатора на боці вищої напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H, \text{кВ}$	110	110
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}, \text{А}$	73	100
$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{СКВ}}, \text{кА}$	11,48	25
$B_K \leq I_T^2 t_r, \text{кА}^2 \text{с}$	2,16	288

Обираємо трансформатор струму ТФЗМ 110-У1.

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

$$Z_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I^2} = \frac{1,5}{5^2} = 0,06 \text{ Ом}$$

Опір сполучних проводів може бути не більше ніж розрахований за формулою:

$$Z_{\text{пр}} = Z_{\text{ном}} - Z_{\text{прил}} - Z_K,$$

					Арк.
					30
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

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

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

$Z_K$  – опір приладів, Ом.

$$Z_{\text{пр}} = 1,2 - 0,06 - 0,1 = 1,04 \text{ Ом}$$

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менше ніж  $2,5 \text{ мм}^2$  для мідних жил.

Перетин жил при довжині кабеля  $l = 85 \text{ м}$

$$Z_{\text{пр}} = \rho \frac{l}{F},$$

де:  $\rho$  – питомий опір міді,  $\rho = 0,0175 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}}{\text{м}}$ ;  $F$  – перетин жил,  $\text{мм}^2$ ,

$$Z_{\text{пр}} = 0,0175 \frac{85}{2,5} = 0,595 \text{ Ом}$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_{\text{н}} = Z_{\text{прил}} + Z_K + Z_{\text{пр}} = 0,06 + 0,1 + 0,595 = 0,755 \text{ Ом},$$

що менше ніж  $1,04 \text{ Ом}$ , припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0,5.

## 2. Вибір ТС на стороні 10 кВ в колі силового трансформатора

У ланцюзі силового трансформатора з боку низької напруги встановлено амперметр ватметр, варметр, лічильник активної та реактивної енергії. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведений у табл. 2.14.

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



Таблиця 2.14 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			А	В	С
Амперметр	Е-335	1	0,5		
Ватметр	Д350	1,5	0,5		0,5
Варметр	Д345	1,5	0,5		0,5
Лічильник активної енергії	СА3	1	2,5		2,5
Лічильник реактивної енергії	СР-4	1,5	2,5		2,5
Сумарне навантаження			6,5	0	6

Вибір трансформатора струму приведений у табл. 2.15.

Таблиця 2.15 – Трансформатор струму в колі силового трансформатора на боці низької напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$ , кВ	10	10
$I_{расч} \leq I_{ном}$ , А	808	1000
$i_{уд} \leq I_{СКВ}$ , кА	20,8	150
$B_K \leq I_T^2 t_r$ , кА <sup>2</sup> с	12,5	384

Обираємо трансформатор струму ТЛШ-Э.

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

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

Опір сполучних проводів може бути не більше ніж розрахований за формулою:

$$Z_{пр} = 1,2 - 0,26 - 0,1 = 0,84 \text{ Ом}$$

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менше ніж 2,5 мм<sup>2</sup> для мідних жил.

					Арк.
					32
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

Перетин жил при довжині кабеля  $l = 50$  м

$$Z_{\text{пр}} = \rho \frac{l}{F}$$

де:  $\rho$  – питомий опір міді,  $\rho = 0,0175 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}}{\text{м}}$ ;  $F$  – перетин жил,  $\text{мм}^2$ ,

$$Z_{\text{пр}} = 0,0175 \frac{50}{2,5} = 0,35 \text{ Ом}$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_{\text{Н}} = Z_{\text{прил}} + Z_{\text{К}} + Z_{\text{пр}} = 0,26 + 0,1 + 0,35 = 0,71 \text{ Ом},$$

що менше ніж 0,84 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0,5.

### 3. Вибір секційного ТС на стороні 10 кВ

У ланцюзі силового трансформатора з боку низької напруги встановлено амперметр. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведений у табл. 2.16.

Таблиця 2.16 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			А	В	С
Амперметр	Е-335	1	0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження			0,5	0,5	0,5

Вибір трансформатора струму приведений у табл. 2.17.

Таблиця 2.17 – Трансформатор струму в колі силового трансформатора на боці низької напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_{\text{Н}}$ , кВ	10	10

$I_{расч} \leq I_{ном}, А$	404	500
$i_{уд} \leq I_{СКВ}, кА$	20,8	150
$B_K \leq I_T^2 t_r, кА^2 с$	12,5	384

Обираємо трансформатор струму ТЛШ-Э.

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

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

Опір сполучних проводів може бути не більше ніж розрахований за формулою:

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

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менше ніж  $2,5 \text{ мм}^2$  для мідних жил.

Перетин жил при довжині кабеля  $l = 40 \text{ м}$

$$Z_{пр} = \rho \frac{l}{F}$$

де:  $\rho$  – питомий опір міді,  $\rho = 0,0175 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}}{\text{м}}$ ;  $F$  – перетин жил,  $\text{мм}^2$ ,

$$Z_{пр} = 0,0175 \frac{40}{2,5} = 0,28 \text{ Ом}$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_H = Z_{прил} + Z_K + Z_{пр} = 0,28 + 0,1 + 0,28 = 0,4 \text{ Ом},$$

що менше ніж  $1,08 \text{ Ом}$ , припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0,5.

4. Вибір вимикача на лінії, що відходить 10 кВ

У ланцюзі силового трансформатора з боку низької напруги встановлено амперметр. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведений у табл. 2.18.

Таблиця 2.18 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

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

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			А	В	С
Амперметр	Е-335	1	0,5	0,5	0,5
Лічильник активної енергії	СА3	1	2,5	-	2,5
Лічильник реактивної енергії	СР-4	1,5	2,5	-	2,5
Сумарне навантаження			5,5	0,5	5,5

Вибір трансформатора струму приведений у табл. 2.19.

Таблиця 2.19 – Трансформатор струму в колі силового трансформатора на боці низької напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$ , кВ	10	10
$I_{расч} \leq I_{ном}$ , А	81	100
$i_{уд} \leq I_{СКВ}$ , кА	20,8	150
$B_K \leq I_T^2 t_r$ , кА <sup>2</sup> с	12,5	384

Обираємо трансформатор струму ТОЛ-Э.

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

$$Z_{прил} = \frac{S_{прил}}{I^2} = \frac{5,5}{5^2} = 0,22 \text{ Ом}$$

Опір сполучних проводів може бути не більше ніж розрахований за формулою:

$$Z_{пр} = 1,2 - 0,22 - 0,1 = 0,88 \text{ Ом}$$

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менше ніж 2,5 мм<sup>2</sup> для мідних жил.

Перетин жил при довжині кабеля  $l = 40$  м

$$Z_{пр} = \rho \frac{l}{F}$$

					Арк.
					35
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

де:  $\rho$  – питомий опір міді,  $\rho = 0,0175 \frac{\text{Ом}\cdot\text{мм}}{\text{м}}$ ;  $F$  – перетин жил,  $\text{мм}^2$ ,

$$Z_{\text{пр}} = 0,0175 \frac{40}{2,5} = 0,28 \text{ Ом}$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_{\text{Н}} = Z_{\text{прил}} + Z_{\text{К}} + Z_{\text{пр}} = 0,28 + 0,1 + 0,22 = 0,6 \text{ Ом},$$

що менше ніж 0,88 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0,5.

## 2.4.2 Вибір трансформаторів напруги

### 1. Трансформатор напруги на боці ВН

Для вибору трансформатора напруги необхідно визначити потужність його вторинної обмотки. Визначимо вимірювальні прилади, що підключені до трансформатора напруги з боку ВН і занесемо їх до табл. 2.20.

Таблиця 2.20 – Вимірювальні трансформатори напруги з боку високої напруги

Прилад	Місце встановлення	Тип	Потужність	К-ть обм.	с ос	сі n	К-ть приладів	Потужність	
								P	Q
Ваттметр	ПЛ - 110 кВ	ДЗ 50	1,5	2	1	0	2	6	0
Варметр		ДЗ 45	2	2	1	0	2	8	0
Фіксатор імпульсної дії		ФІ П	3	1	1	0	2	6	0
Всього								20	0

Розраховуємо вторинну потужність трансформатора напруги:

$$S_{\text{нав}} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{20^2 + 0^2} = 20 \text{ ВА}$$

Обираємо вимірювальний трансформатор напруги типу НКФ-110-58 з параметри наведеними в табл. 2.22.

						Арк.
						36
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Обраний трансформатор має достатню потужність  $S_{BH} > S_{нав}$ , щоб працювати в своєму класі точності (0,5) для підключення вимірювальних приладів.

## 2. Трансформатор напруги на боці НН

Визначимо вимірювальні прилади, що підключені до трансформатора напруги з боку НН і занесемо їх до табл. 2.21.

Таблиця 2.21 – Вимірювальні трансформатори напруги з боку високої напруги

Прилад	Місце встановлення	Тип	Потужність	К-ть. обм.	cos	sin	К-ть приладів	Потужність	
								P	Q
Вольтметр	Збірні шини	Э - 335	2	1	1	0	2	4	0
Вольтметр (регистр.)		Н - 394	10	1	1	0	2	20	0
Лічильник активної енергії	Лінії 10 кВ	I-674	3	2	0,38	0,925	12	72	175
Лічильник реактивної енергії		I673	3	2	0,38	0,925	12	72	175
Всього								168	350

Розраховуємо вторинну потужність трансформатора напруги:

$$S_{нав} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{168^2 + 350^2} = 388 \text{ ВА}$$

Обираємо вимірювальний трансформатор напруги типу НТМІ-10-66 з параметри наведеними в табл. 2.22.

Так як потужність трансформатора не достатня, щоб працювати в класі точності 0,5. Можна встановити на кожну секцію шин по два вимірювальні трансформатор напруги, що з'єднані в неповний трикутник.

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

Таблиця 2.22 – Технічні дані трансформаторів напруги

Тип	Номинальна напруга обмоток			Номинальна потужність, В·А, в класі точності				Максимальна потужність, В·А
	Первинної, кВ	Основної вторинної, В	Додаткової, В	0,2	0,5	1	3	
НКФ-110-58	150/√3	100/√3	100	-	400	600	1200	2000
НТМІ-10-66	10	100	100:3		120	200	600	960

## 2.5 Вибір збірних шин

Струмопроводів і кабелів на боці низької (середньої) напруги підстанції В РУ 110 кВ застосовують гнучкі шини, які виконуються сталевалюмінієвими проводами марки АС

1) Вибираються ці шини за економічною щільністю струму.

$$q_{min} = \frac{I_{трив}}{j_e},$$

де  $j_e$  - економічна щільність струму  $[j_e] = \frac{A}{A/mm^2}$ ;

$j_e = 1,0$  – для неізолюваних мідних проводів (при  $T_{нб} = 5220$  год - час використання найбільшого навантаження)

$$q_{min} = \frac{73}{1,1} = 66 \text{ мм}^2$$

Обираємо провід АС – 70/11, найближчий до розрахованого.

2) Вибраний переріз перевіряється за допустимим струмом

$$I_{max} = 73 \text{ А}$$

$$I_{доп} = 265 \text{ А}$$

						Арк.
						38
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3) Вибраний переріз гнучких шин перевіряється на термічну стійкість при КЗ.

$$q_{min} \leq q_{розр}$$
$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{2,16}}{91 \cdot 10^{-3}} = 16 \text{ мм}^2$$

де  $C = 91 \cdot 10^{-3} \frac{\text{кАс}^{-1/2}}{\text{мм}^2}$

Умова виконується  $2,16 \text{ мм}^2 \leq 16 \text{ мм}^2$ .

4) Перевірку вибраних шин на електродинамічну стійкість при КЗ для гнучких шин не проводимо, так як повинна виконуватися умова:  $I_{кз} > 20 \text{ кА}$ , а за нашими розрахунками  $I_{кз} = 5,04 \text{ кА}$  – отже умова не виконується.

5) Виконуємо перевірку за умовами коронування. Переріз проводів для напруги 110 кВ за умовами корони повинен бути не менше  $50 \text{ мм}^2$ , тому провід АС–70/11 задовольняє умові.

1. В РУ 10 кВ застосовують жорсткі шини, які перевіряються по нагріву, щоб температура провідника не перевищувала припустимого значення необхідно, щоб виконувалася нерівність:

$$I_{\text{раб.нб}} \leq I_{\text{доп}}$$
$$I_{\text{раб.нб}} = 808 \text{ А}$$

По  $I_{\text{раб.нб}}$  вибираємо алюмінієві шини коробчастого перерізу  $1 \times 75 \times 35 \times 4 \text{ мм}$ , переріз ( $520 \text{ мм}^2$ ), для цих шин  $I_{\text{доп}} = 2730 \text{ А}$ .

$I_{\text{раб.нб}}$  – тах струм в після аварійному та нормальному режимах.

$I_{\text{доп}}$  – тах допустимий струм шин вибраного перерізу.

$k_{\text{п}}$  - поправочний коефіцієнт на струм при розрахованій температурі середовища (умовна температура середовища  $25^\circ\text{C}$ , нормована температура  $70^\circ\text{C}$  і температурі середовища  $20^\circ\text{C}$ ).

					Арк.
					39
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	



$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп.ном}} \cdot k_{\text{п}} = 2730 \cdot 1,05 = 2866 \text{ А}$$

$$808 \leq 2730$$

Нерівність виконується.

2. Жорсткі шини повинні перевірятися на термічну стійкість при КЗ.

$$q \geq q_{\text{min}}$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{148,5}}{91 \cdot 10^{-3}} = 133,9 \text{ мм}^2$$

$$2 \times 10,1 \leq 133,9$$

Нерівність виконується.

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

Частота власних коливань шинної конструкції:

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{J_{y_0-y_0}}{q}},$$

де  $l$  - довжина прольоту між ізоляторами  $l = 0,8$  м;

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

$q$  - поперечний переріз шини, см<sup>2</sup>.

$$f_0 = \frac{173,2}{0,8^2} \sqrt{\frac{290}{20,2}} = 295,5 \text{ Гц}$$

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

4. Перевірка шини на міцність

Напруга в матеріалі шин від взаємодії фаз визначається за формулою,

МПа:

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

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

де  $K_p$  – коефіцієнт, який враховує розташування шин ;

$i_y$  – ударний струм КЗ, кА;

$a$  – відстань між фазами, м;

$W$  – момент опору шини відносно осі, перпендикулярної до дії зусилля, см<sup>3</sup>.

$$\sigma_\phi = \sqrt{3} \frac{71,6^2 \cdot 1,7^2}{58 \cdot 0,8} \cdot 10^{-2} = 5,53 \text{ МПа}$$

Сила взаємодії між швелерами, Н/м:

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

де  $h$  – висота шин, м.

$$f_\Pi = 0,05 \frac{20,8^2}{0,1} = 288 \text{ Н/м}$$

Напруга в матеріалі шин від дії сили  $f_\Pi$ , МПа:

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

де  $W_\Pi = W_{y-y}$

$$\sigma_\Pi = \frac{288 \cdot 0,8^2}{12 \cdot 58} = 6,1 \text{ МПа}$$

Шини механічно міцні, якщо

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

$$8,48 \text{ МПа} \leq 82,3 \text{ МПа}$$

Умова механічної міцності виконується, отже шини обрано правильно.

Вибір принципової схеми первинних з'єднань підстанції

						Арк.
						41
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## 2.6 Компонування розподільних пристроїв, конструктивна частина

Схеми для напруги 35 кВ і вище повинні складатися з урахуванням таких вимог: ремонт вимикачів 110 кВ і вище виконується без відключення приєднань: повітряні лінії відключаються від РП не більше ніж двома вимикачами, трансформатори блоків відключаються не більше ніж трьома вимикачами.

При відключеннях вимикачів у нормальному режимі РП не повинне відключати більше одного блока, у ремонтному - не більше двох блоків. Для РП-35-220 кВ при числі приєднань 12-16 одну з двох систем секціонують, при числі приєднань більш ніж 16 -секціонують обидві системи шин, рис.2.3.

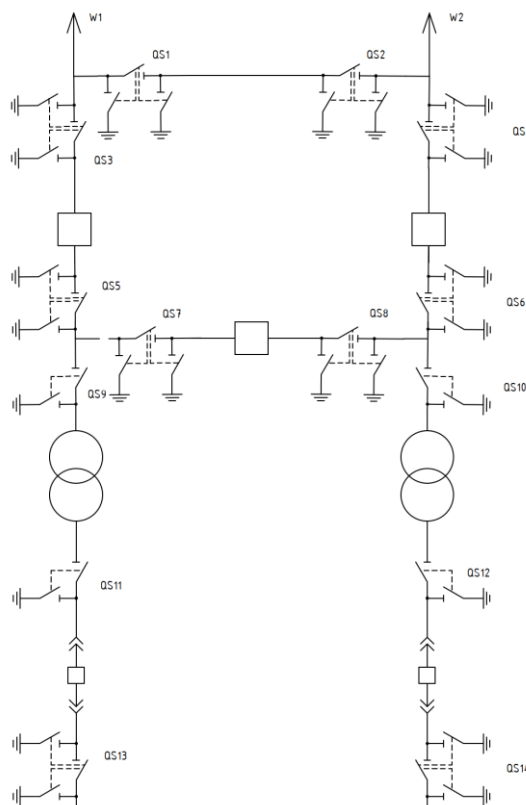


Рисунок 2.3 – Схема «місток» з трьома вимикачами

### 2.6.1 Вибір розподільних пристроїв

РУ 6-10 кВ для комплектних трансформаторів ПС виконується у вигляді

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

КРУН або КРУ, встановлюваних у закритих приміщеннях. РУ 6 і 10 кВ закритого типу (у будинках, у тому числі з УТБ або полегшених конструкцій та ін. можуть застосовуватися:

- а) у районах, де за кліматичними умовами (забруднення атмосфери або наявність сніжних заметів) неможливе застосування КРУН;
- б) при кількості шаф більше ніж 25;
- в) при наявності техніко-економічного обґрунтування.

У ЗРУ 6 і 10 кВ рекомендується встановлювати шафи КРУ заводського виготовлення. Для їхнього ремонту і збереження викатного візка у ЗРУ варто передбачати спеціальне місце.

### **2.6.2 Заземлюючі пристрої підстанції**

Усі електричні частини електроустановок, що нормально не знаходяться під напругою, але здатні виявитися під ним через ушкодження ізоляції, повинні надійно з'єднуватися із землею. Таке заземлення називається захисним. Заземлення, призначене для створень нормальних умов роботи апарата або електроустановки, називається робочим. Для захисту устаткування від ушкодження ударом блискавки застосовується грозозахист за допомогою розрядників, стрижневих і тросових блискавковідводів, що приєднуються до грозозахисного заземлення. На підстанціях використовується один загальний пристрій, що заземлює.

						Арк.
						43
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

### 3. Розрахунок релейного захисту

#### ВИХІДНІ ДАНІ

Виконати розрахунок поздовжнього диференціального струмового захисту від усіх видів замикань на виводах і в обмотках сторін з заземленою нейтраллю, а також від багатофазних замикань на виводах і в обмотках сторін з ізолюваною нейтраллю. Опір системи  $X_{с.макс} = 10 \text{ Ом}$ ;  $X_{с.мін} = 22 \text{ Ом}$ .

Тип трансформатору: ТРДЦН – 630000/220.

Характеристики заданого трансформатору наведені в таблиці 1.

Таблиця 3.1 – Паспортні дані трансформатора

Тип	S <sub>н</sub> , МВ А	Каталожні дані					Розрахункові дані			
		U <sub>ном</sub> , кВ		U <sub>к</sub> , %	Втрати,кВ т		I <sub>х</sub> , %	R <sub>т</sub> , Ом	X <sub>т</sub> , Ом	ΔQ <sub>х</sub> , кВА р
		ВН	НН		ΔP <sub>к</sub>	ΔP <sub>х</sub>				
ТРДЦН 63000/22 0	63	347	15.75/20 /24	11	1300	405	0,35	0,4	21	2205

Межі регулювання  $\pm 8 \cdot 1,5\% = 0,12$

						Арк.
						44
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

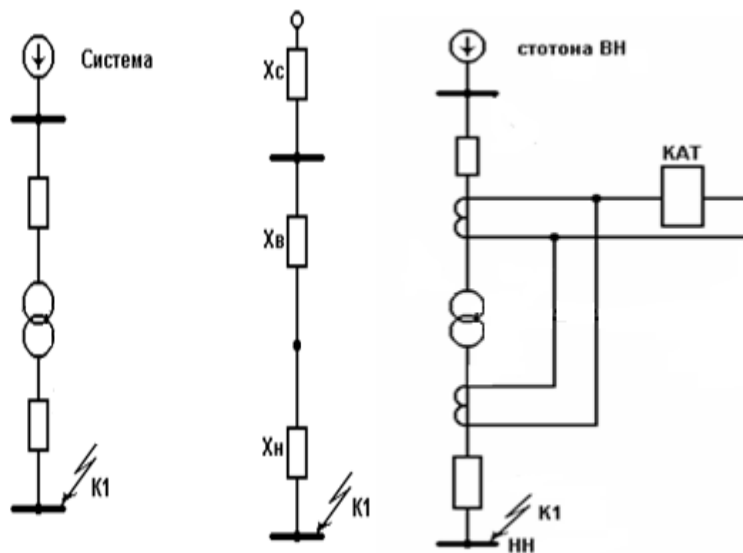


Рис.1 Пояснювальна схема захисту трансформатора

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

### 3.1 Розрахунок струмів короткого замикання

Розраховуємо струми КЗ в максимальному і мініальному режимах системи. Струми КЗ приведені до напруги 220 кВ.

Розраховуємо опори трансформатора на ВН та НН:

$$X_T = 39,7 \text{ Ом}$$

$$X_{ТВ} = 0,125 \cdot X_T = 4,96 \text{ Ом}$$

$$X_{ТН} = 1,75 \cdot X_T = 69,48 \text{ Ом}$$

При розрахунку струмів КЗ трансформаторів з РПН необхідно врахувати зміну опору за рахунок регулювання напруги. Для трансформаторів 330 кВ наближено можна прийняти:

$$X_{Т.мін} = X_{Т.ном} (1 - \Delta U)^2$$

$$X_{Т.макс} = X_{Т.ном} (1 + \Delta U)^2$$

звідси:

$$X_{В.мін} = 4,96(1 - 0,12)^2 = 3,84 \text{ Ом}$$

$$X_{В.макс} = 4,96(1 + 0,12)^2 = 6,23 \text{ Ом}$$

$$X_{Н.мін} = 69,48(1 - 0,12)^2 = 53,80 \text{ Ом}$$

$$X_{Н.макс} = 69,48(1 + 0,12)^2 = 87,15 \text{ Ом}$$

Струм КЗ на шинах низької напруги (точка К1) становить:

$$I_{к.макс}^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3}(X_{с.макс} + X_{В.мін} + X_{Н.мін})} = \frac{220 \cdot 10^3}{\sqrt{3}(10 + 3,84 + 53,8)} \\ = 2163 \text{ А}$$

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

$$I_{к.мін}^{(2)} = \frac{U_{ср.ном}}{2(x_{с.мін} + x_{в.макс} + x_{н.макс})} = \frac{220 \cdot 10^3}{2(22 + 6,23 + 87,15)} = 1196,8 \text{ А}$$

### 3.2 Розрахунок подовжнього диференційного захисту

Попередній розрахунок диференційного захисту й вибір типу реле

Розраховуємо середні значення первинних і вторинних номінальних струмів для всіх плечей диференційного захисту (за номінальною напругою найбільш потужної обмотки трансформатора). Розрахунки зводимо у табл. 2.

Таблиця 3.2 – Розрахунок струмів

Величина	Розрахунковий вираз	Чисельне значення для сторони	
		ВН	НН/НН
Первинний номінальний струм ТР, А,	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$\frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 4201,6$	$\frac{1 \cdot 63000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 11} = 1899$
Схема з'єднання обмоток		Y	Δ
Коефіцієнт трансформації	$k_{ТА}$	500/5	5000/5
Коефіцієнт схеми	$k_{сх}$	1	$\sqrt{3}$
Вторинний струм в плечі захисту, А	$I_{2ном} = \frac{I_{ном} \cdot k_{сх}}{k_{ТА}}$	$\frac{4201,6 \cdot 1}{500/5} = 4,02$	$\frac{1899 \cdot \sqrt{3}}{5000/5} = 7,27$



Струм спрацювання захисту визначається по більшому із двох розрахункових виразів:

а) відбудова від кидка струму намагнічування

$$I_{c.з} = k_{\text{від}} I_{\text{ном}} = 1,3 \cdot 401,6 = 522,1 \text{ А}$$

б) відбудова від струму небалансу

$$I_{c.з} = k_з (k_{\text{одн}} \varepsilon + \Delta U) I_{\text{к.макс}}^{(3)} = 1,3(1,0 \cdot 0,1 + 0,12) \cdot 2163 = 661,4 \text{ А}$$

Приймаємо значення  $I_{c.з} = 661,4 \text{ А}$ .

Попередня перевірка чутливості проводиться при первинних струмах при двофазному КЗ на стороні НН:

$$k_ч = \frac{I_{\text{к.мін}}^{(2)}}{I_{c.з}} = \frac{1196,8}{561,4} = 1,9 < 2$$

Оскільки захист з реле типу РНТ не забезпечує чутливості, а розрахунковою є відбудова від струму небалансу, то слід застосувати реле типу ДЗТ-11, для якого струм спрацювання захисту вибирається за умовами:

а) відбудова від кидка струму намагнічування

$$I_{c.з} = k_{\text{від}} I_{\text{ном}} = 1,5 \cdot 401,6 = 602,5 \text{ А}$$

б) відбудова від струму небалансу

$$I_{c.з} = k_з (k_{\text{одн}} \varepsilon + \Delta U) I_{\text{к.макс}}^{(3)} = 1,5(1,0 \cdot 0,1 + 0,12) \cdot 2163 = 697,8 \text{ А}$$

Приймаємо значення  $I_{c.з} = 697,8 \text{ А}$ .

Визначається чутливість захисту при КЗ на стороні НН при мінімальному регулюванні:

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

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мін}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{1196,8}{697,8} = 1,7 < 2$$

Це значення  $k_{\text{ч}}$  дещо менше нормованого, однак, уже при номінальному коефіцієнті трансформації трансформатора струм КЗ складе:

$$I_{\text{к.мін}}^{(2)} = \frac{330 \cdot 10^3}{2(22 + 4,96 + 69,48)} = 1292 \text{ А}$$

і необхідний коефіцієнт чутливості забезпечується.

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мін}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{1292}{647,8} = 2$$

Вибір уставок реле ДЗТ-11

В якості основної сторони візьмемо сторону НН, яка має більший вторинний номінальний струм.

Струм спрацювання реле для основної сторони визначається за виразом:

$$I_{\text{ср.осн}} = \frac{I_{\text{с.з}} k_{\text{сх}} \frac{U_{\text{ср.ном}}}{U_{\text{ном}}}}{k_{\text{АТ}}} = \frac{647,8 \cdot \sqrt{3} \frac{330}{11}}{5000/5} = 19,82 \text{ А}$$

Розрахункове число витків для робочої обмотки для основної сторони:

$$W_{\text{осн.розрах}} = \frac{F_{\text{ср}}}{I_{\text{ср.осн}}} = \frac{100}{19,82} = 5,05$$

Приймаємо  $w_{\text{роб.осн}} = 5$ , що відповідає фактичному струму спрацювання реле:

$$I_{\text{ср.осн}} = \frac{100}{5} = 20 \text{ А}$$

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

Розрахункові числа витків для інших сторін трансформатора визначаються:

$$w_{B, \text{розрах}} = w_{\text{роб.осн}} \frac{I_{2B, \text{ном}}}{I_{2H, \text{ном}}} = 7 \frac{7,27}{4,02} = 7,44$$

Приймаємо  $w_{B, \text{роб}} = 7$  витків.

Уточнений струм спрацьовування захисту з урахуванням похибки вирівнювання знаходиться :

$$\begin{aligned} I_{с.з} &= k_3 (k_{\text{одн}} \varepsilon + \Delta U + \Delta w) I_{к.макс}^{(3)} \\ &= 1,5 (1,0 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,034) \cdot 2163 = 846,7 \text{ A} \end{aligned}$$

де

$$\Delta w = \frac{w_{B, \text{розрах}} - w_{B, \text{роб}}}{w_{B, \text{розрах}}} = \frac{7,24 - 7}{7,24} = 0,034$$

Уточнений розрахунковий струм спрацьовування реле визначається:

$$I_{\text{ср.осн}} = \frac{I_{с.з} k_{\text{сх}} \frac{U_{\text{ср.ном}}}{U_{\text{ном}}}}{k_{\text{АТ}}} = \frac{847,8 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{330}{11}}{5000/5} = 21,61 < 25 \text{ A}$$

Оскільки уточнений розрахунковий струм спрацьовування реле менше фактичного, то вибір робочих витків закінчений.

Число витків гальмівної обмотки знаходиться за висловом:

$$w_{\text{гальм}} = \frac{k_3 I_{\text{нб.розрах}} w_{\text{роб}}}{I_{к.макс} \tan \alpha} = 3,04$$

Таким чином, до установки на реле приймаються наступні витки:

$$w_B = 7, \quad w_H = 5, \quad w_{\text{гальм}} = 3.$$

					Арк.
					50
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

Чутливість захисту визначається наближено по первинним струмам при розрахунковому КЗ на стороні НН для випадків мінімального і нормального регулювання трансформатора

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мін}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{1196,8}{846,7} = 1,335 \text{ і } k_{\text{ч}} = \frac{1192}{846,7} = 1,596$$

Оскільки коефіцієнт чутливості захисту при нормальному регулюванні напруги практично відповідає нормованому, а при мінімальному регулюванні досить високий, то захист з реле ДЗТ-11 рекомендується до установки.

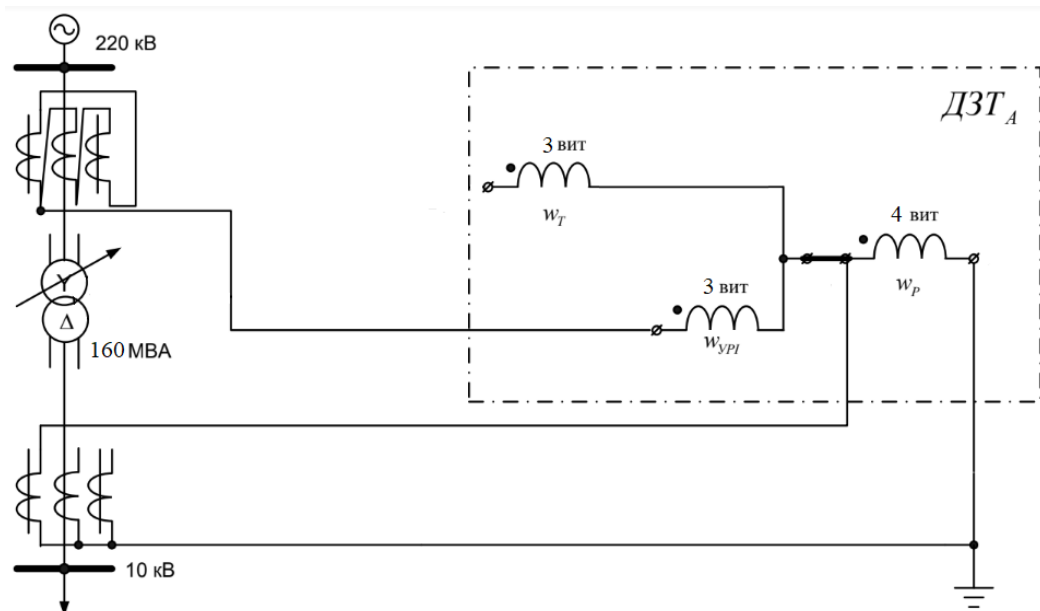


Рисунок 2 – Схема включення обмоток реле

Для двообмоткових трансформаторів, якщо на стороні нижчої напруги (НН) обмотка НН розщеплена, то в колі кожного відгалуження встановлюється окрема МТЗ, як правило, з пуском по напрузі. Захист діє з двома витягами часу: з першою витримкою відключається вимикач відгалуження НН, з другою - всі вимикачі об'єкта.

Спочатку визначається струм спрацьовування МТЗ без пуску по напрузі

$$I_{\text{с.з}} = \frac{k_3}{k_B} k_c I_{\text{нав.макс}} = \frac{1,2}{0,8} \cdot 2,5 \cdot 401,6 = 1506 \text{ А}$$

					Арк.
					51
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

Чутливість захисту перевіримо при КЗ на шині НН в мінімальному розрахунковому режимі.

$$k_{\text{ч}} = \frac{1196,8}{1506} < 1$$

Оскільки чутливість МТЗ без пуску по напрузі виявляється недостатньою, застосуємо блокування по напрузі зі сторони НН трансформатора. У цьому випадку струм спрацьовування захисту дорівнює

$$I_{\text{с.з}} = \frac{k_3}{k_{\text{пов}}} I_{\text{ном}} = \frac{1,2}{0,8} \cdot 401,6 = 602,5 \text{ А}$$

а чутливість захисту в тих же розрахункових точках складе:

$$k_{\text{ч}} = \frac{1196,8}{602,5} = 1,7$$

Напруга спрацьовування органу блокування при симетричних КЗ визначимо наближено за вираженням

$$U_{\text{с.з}} \leq \frac{U_{\text{с.мін}}}{k_{\text{в}}} = \frac{0,7 \cdot 330}{1,2} = 192,5 \text{ кВ}$$

Напруга спрацьовування органу блокування при несиметричних КЗ визначається

$$U_{2\text{с.з}} = 0,06 U_{\text{ном}} = 0,06 \cdot 220 = 19,8 \text{ кВ}$$

Чутливість блокуючих органів перевіряється при КЗ на прийомних сторонах трансформатора, куди і підключені блокуючі реле

$$U_{\text{к.зах}}^{(3)} = 0, \text{ а } U_{2\text{к.зах}} = \frac{U_{\phi}}{2} = \frac{220}{2 \cdot \sqrt{3}} = 86,4 \text{ кВ}$$

тоді

					Арк.
					52
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

$$k_{\text{ч}} = \frac{U_{\text{с.з}}}{U_{\text{к.зах}}^{(3)}} > 1,5$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{U_{2\text{к.зах}}}{U_{2\text{с.з}}} = 4,81 > 1,5$$

Оскільки при КЗ на прийомних сторонах трансформатора  $k_{\text{ч}} > 1,5$  то диференціальні захисти шин на цих сторонах можна не встановлювати.

Струм спрацьовування захисту від симетричного перевантаження, що діє на сигнал, визначається з умови налагодження від номінального струму трансформатора на стороні, де встановлений захист, за висловом:

$$I_{\text{с.з}} = \frac{k_{\text{з}}}{k_{\text{пов}}} I_{\text{т.ном}} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 401,6 = 527,2 \text{ А}$$

Витяги часу МТЗ узгоджуються з витримками часу захистів ліній на НН.

						Арк.
						53
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## ВИСНОВКИ

У бакалаврській роботі було зроблено розрахунок схеми електричної мережі за вихідними даними. Ми провели розрахунок без врахування втрат потужності та напруги, що дало нам змогу обрати необхідного перерізу та допустимого струму провідники. В подальших пунктах ми провели розрахунок таких режимів роботи мережі:

- нормального режиму, що заданий у вихідних даних. Ми побачили, що в цьому режимі всі відхилення напруги знаходяться у межах норм;
- режиму мінімального навантаження, коли споживачі споживають лише 50% від своєї номінальної потужності. В цьому випадку всі відхилення теж перебувають в межах норми;
- аварійного режиму роботи, при якому ми вважаємо лінію Л1 обірваною. При цьому відхилення напруги збільшились, але залишились у межах норми, як для аварійного режиму.

На основі проведених нами розрахунків можна зробити висновок, що задана електрична мережа відповідає вимогам норм по надійності та безперебійності електропостачання.

Проведено ряд розрахунків по проектуванню електричної частини станції та підстанції. За основу електричної мережі було взято схему з курсового проєкту з курсу «Електричні системи та мережі». В даній роботі розглянуто розрахунок однієї підстанції, котра складається з двох трансформаторів та являється прохідною.

В ході проектування було проведено ряд перевірок по правильності вибору апаратів. Першим етапом перевірено систематичне та аварійне навантаження силових трансформаторів. Другим кроком, розраховано струми короткого замикання, ударний та систематичний струм короткого замикання на високій стороні та на низькій стороні підстанції. Далі, обрано силові вимикачі на високій, низькій стороні та секційний вимикач.

						Арк.
						54
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Обрано вимірювальні прилади: амперметр, вольтметр, лічильники активної та реактивної енергії, ватметр та варметр. На основі цих даних, обрано трансформатори струму та напруги на високій та низькій сторонах.

Проведено процедуру вибору силових шин підстанції. Останнім етапом, проведено розрахунок трансформатора власних потреб, для живлення внутрішніх споживачів, а саме опалення, підігрів, освітлення та охолодження.

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



## СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

- [1] І. Л. Лебединський і І. І. Борзенков, Методичні вказівки до виконання кваліфікаційної роботи бакалавра для студентів спеціальності 141–Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Суми: СумДУ, 2019.
- [2] І. Л. Лебединський, М. В. Петровський, В. І. Романовський, і В. В. Волохін, Методичні вказівки і завдання до виконання курсового проекту на тему «Розроблення проекту районної електричної мережі» з курсу «Електричні системи і мережі». Суми: СумДУ, 2015.
- [3] І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, і Т. М. Загородня, Теоретичні основи електротехніки : конспект лекцій. Суми: СумДУ, 2016.
- [4] І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, і Т. М. Загородня, Електричні системи та мережі : конспект лекцій. Суми: СумДУ, 2018.
- [5] ПУЕ-2017. Правила улаштування електроустановок. Київ: Міненерговугілля України, 2017.
- [6] А. В. Журахівський, С. В. Казанський, Ю. П. Матеєнко, і О. Р. Пастух, Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж, Київ. КПІ ім. Ігоря Сікорського: «Політехніка», 2017.
- [7] П. О. Василега, Електропостачання. Суми: СумДУ, 2019.
- [8] П. В. Волох, М. П. Цоколенко, і Л. В. Ревенко, Довідникова книга з електроенергетики: навчальний посібник. Київ: Аграрна освіта, 2014.
- [9] М. М. Бабаєв, В. С. Блиндюк, і О. Д. Супрун, Проектування систем електропостачання залізниць. Харків: УкрДУЗТ, 2019.
- [10] Струми короткого замикання у трифазних система змінного струму. Частина 0. Обчислення сили струму. ДСТУ ІЕС 60909-0:2007, 2007.
- [11] Струми короткого замикання у трифазних системах змінного струму. Частина 4. Приклади обчислення сили струму короткого замикання. ДСТУ ІЕС 60909-4:2008, 2008.
- [12] «Трансформатори силові масляні типу ТМ», Трансформатор сервис. <http://transf.com.ua/ua/russkij-produktsiya/russkij-transformatory-silovye->

					Арк.
					56
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

maslyanye/transformatori-silovi-maslyani-tipu-tm/ (дата звернення 02, Травень 2023).

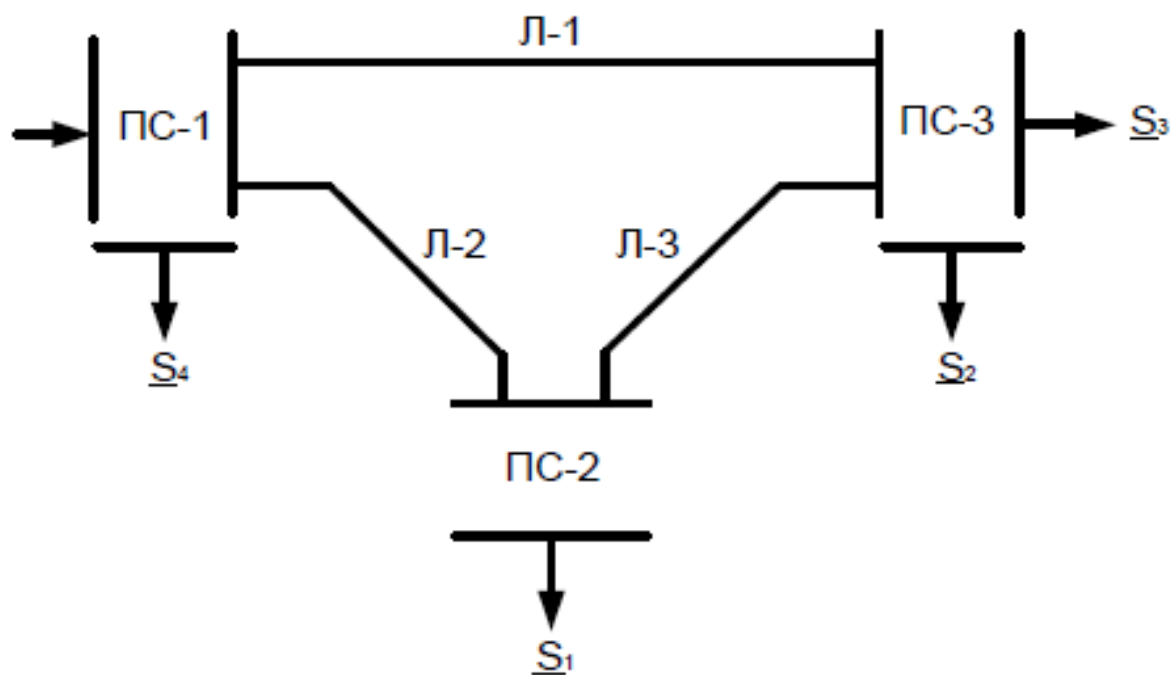
[13] В. П. Кідиба, Релейний захист електроенергетичних систем. Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2013.

[14] М. В. Петровський, Техніка високих напруг: конспект лекцій для студ. спец. 6.141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» усіх форм навчання. Суми: СумДУ, 2019.

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

# Додаток А

Вихідна схема для розрахунку

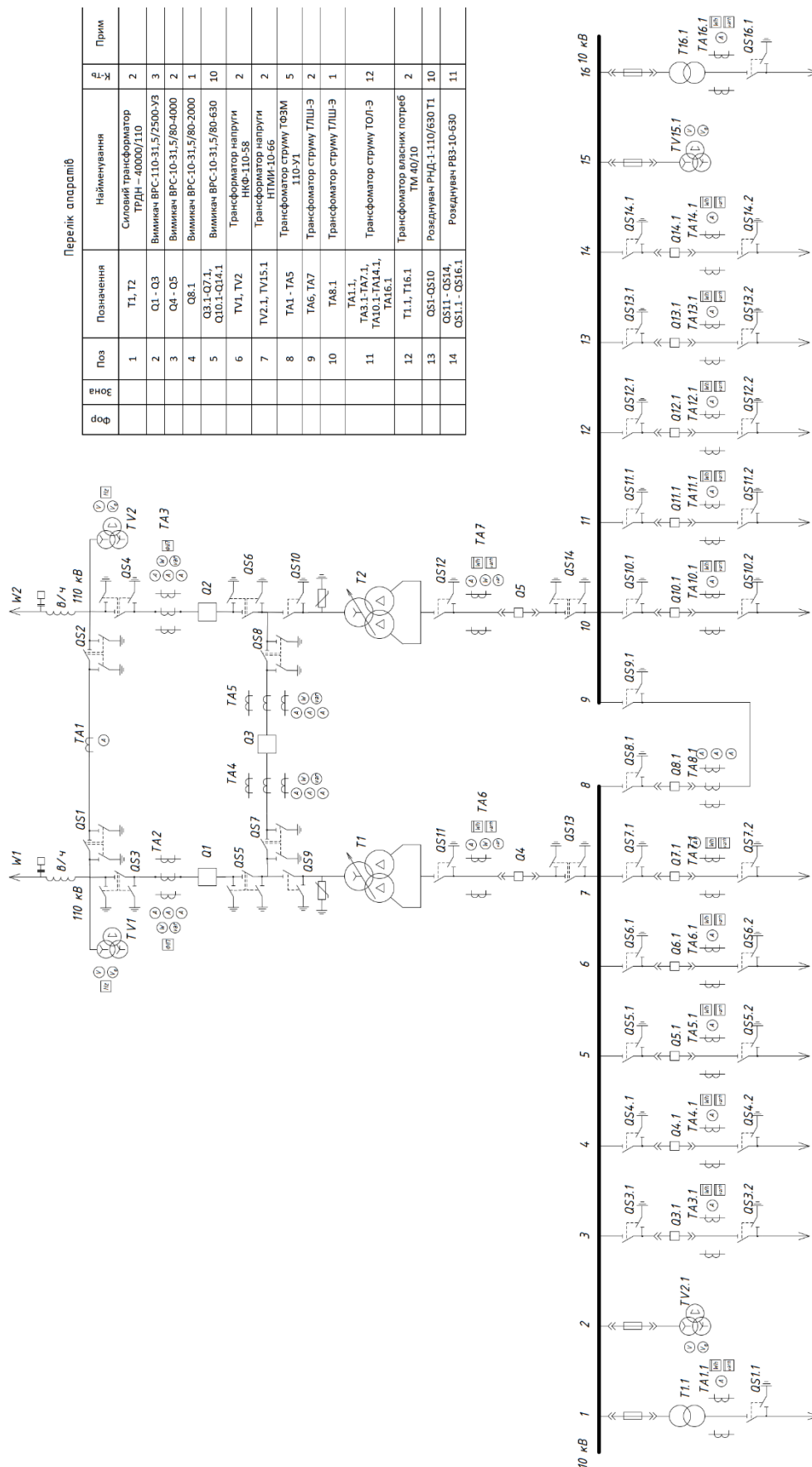


					Арк.
					58
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	



## Додаток В

### Схема заміщення електричної частини підстанції



Перелік апаратів

Зона	Поз	Позначення	Найменування	К-т	Прим
	1	T1, T2	Силовий трансформатор ТРДН – 40000/110	2	
	2	Q1 - Q3	Вимикач ВРС-110-31,5/2500-У3	3	
	3	Q4 - Q5	Вимикач ВРС-10-31,5/80-4000	2	
	4	Q8.1	Вимикач ВРС-10-31,5/80-2000	1	
	5	Q3.1-Q7.1, Q10.1-Q14.1	Вимикач ВРС-10-31,5/80-630	10	
	6	TV1, TV2	Трансформатор напруги НКФ-110-58	2	
	7	TV2.1, TV15.1	Трансформатор напруги НТММ-10-66	2	
	8	TA1 - TA5	Трансформатор струму ТФЗМ 110-У1	5	
	9	TA6, TA7	Трансформатор струму ТЛШ-Э	2	
	10	TA8.1	Трансформатор струму ТЛШ-Э	1	
	11	TA1.1, TA3.1-TA7.1, TA10.1-TA14.1, TA16.1	Трансформатор струму ТОЛ-Э	12	
	12	T1.1, T16.1	Трансформатор власних потреб ТМ 40/10	2	
	13	QS11 - QS14	Роз'єднувач РНД-1-110/630 T1	10	
	14	QS1.1 - QS16.1	Роз'єднувач РВ3-10-630	11	