

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
Сумський державний університет  
Центр заочної, дистанційної та вечірньої форм навчання  
Кафедра електроенергетики

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_ Ігор ЛЕБЕДИНСЬКИЙ

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 2024 р.

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

зі спеціальності 6.141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

на тему: «Вибір обладнання замкненої електричної мережі та захисту від перенапруги»

Здобувач групи ЕТдн-01п Євген Костянтинович ПОМІНОВ

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

\_\_\_\_\_

(підпис)

\_\_\_\_\_ **Євген ПОМІНОВ**  
(Ім'я та ПРІЗВИЩЕ здобувача)

Керівник ст. викл., к.т.н.

Сергій ЛЕБЕДКА

\_\_\_\_\_

## РЕФЕРАТ

с. 71, рис. 16, табл. 27.

**Бібліографічний опис:** Помінов Є.К. Вибір обладнання замкненої електричної мережі та захисту від перенапруги : робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавр; спец. 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / кер. С.М. Лебедка. Суми : Сумський державний університет, 2024. 71.

### Ключові слова:

лінія електропередавання, трансформатор, напруга, струм, вимикач;

power line, transformer, voltage, current, circuit breaker.

**Об'єкт дослідження:** електрична мережа високої напруги.

### Короткий огляд.

Зроблений розрахунок нормального режиму роботи замкнутої електричної мережі. Обрана напруга мережі, перерізи проводів ліній електропередач, а також типи трансформаторів на підстанціях. Для обраної підстанції проведена перевірка правильності вибору номінальної потужності встановлених трансформаторів. Здійснений вибір високовольтних апаратів розподільчого пристрою, вимірювальних трансформаторів струму й напруги. Для трансформаторів підстанції виконаний розрахунок релейного захисту: поздовжнього диференційного струмового захисту та максимального струмового захисту з комбінованим пуском по напрузі. Проведений розрахунок блискавкозахисту понижувальної підстанції, що виконаний у вигляді стрижневих блискавковідводів.

					БР 5.6.14.1.581 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		3

## ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1. РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	8
1.1 Вихідні дані для виконання бакалаврської роботи.....	8
1.2 Вибір напруг ліній.....	9
1.3 Вибір типу проводів повітряних ліній .....	10
1.4 Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій .....	12
1.5 Розрахунок навантажень вузлів з урахуванням трансформаторів.....	16
1.6 Розрахунок потужностей на ділянках мережі з урахуванням втрат потужності в трансформаторах.....	20
1.7 Визначення напруг у вузлах навантаження.....	21
2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ .....	26
2.1 Вибір силових трансформаторів та їх перевірка за графіком навантаження	26
2.2 Розрахунок струмів короткого замикання.....	28
2.3 Вибір захисної та комутаційної апаратури.....	31
2.4 Вибір збірних шин.....	34
2.5 Вибір вимірювальних трансформаторів струму та напруги.....	39
2.6 Обґрунтування схеми електричних з'єднань підстанції.....	46
2.7 Вибір трансформаторів власних потреб .....	48

					<i>БР 5.6.14.1581 ПЗ</i>			
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розробив</i>		<i>Помінов Є.К.</i>			<i>Вибір обладнання замкненої електричної мережі та захисту від перенапруги. Пояснювальна записка</i>	<i>Літ.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листів</i>
<i>Керівник</i>		<i>Лебедка С.М.</i>				4	71	
<i>Консульт.</i>						<i>СумДУ, ЕТдн-01п</i>		
<i>Н.контроль</i>								
<i>Завтвер.</i>		<i>Лебединський І.Л.</i>						

2.8	Компонування розподільних пристроїв на боці 110 кВ.....	50
2.9	Компонування розподільних пристроїв на боці 10 кВ.....	51
3	РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТРАНСФОРМАТОРА .....	52
3.1	Визначення параметрів, необхідних для розрахунків захисту трансформатора .....	52
3.2	Розрахунок струмів короткого замикання.....	53
3.3	Розрахунок поздовжнього диференціального струмового захисту та вибір типу реле .....	55
3.4	Вибір уставок реле ДЗТ-11.....	57
3.5	Розрахунок максимального струмового захисту з комбінованим пуском по напрузі .....	60
4.	РОЗРАХУНОК ЗОН ЗАХИСТУ СТРИЖНЕВИХ БЛИСКАВКОВІДВОДІВ ВРП .....	63
	ВИСНОВКИ.....	69
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	70

## ВСТУП

В умовах безперервного розвитку промисловості країни з'являється усе більше й більше нових підприємств, які вносять вклад у збільшення енергоспоживання. Слід також зауважити, що зі збільшенням числа енергоспоживаючих об'єктів, розширюється щільність географічного розташування споживачів електричної енергії [1]. У зв'язку із цим з'являється потреба в розширенні існуючих мереж і в створенні нових. Зростаюча кількість енергоспоживаючих об'єктів веде до збільшення потужностей, які передаються по електричних мережах. Одним із найголовніших завдань сьогодні є економічне використання існуючого електричного обладнання й розробка нового з поліпшеними параметрами.

Виконання бакалаврської роботи необхідно з метою:

- придбання досвіду аналізу отриманих результатів, формування висновків і публічного захисту виконаної роботи;
- формування навичок використання отриманих знань, під час розв'язання конкретних практичних і науково-технічних задач;
- придбання досвіду виконання технічної документації пояснювальної записки й креслень відповідно до умов діючих стандартів;
- систематизації, закріплення й поглиблення теоретичних і практичних знань по загальнотехнічних і спеціальних дисциплінах за напрямком професійної підготовки.

У процесі виконання бакалаврської роботи необхідно вирішити такі задачі:

1. За заданими навантаженнями і довжинами ліній вибрати напругу мережі.
  2. За напругами мережі й навантаженнями вибрати тип проводів повітряних ліній.
  3. За напругами мережі й навантаженнями вибрати трансформатори.
  4. Визначити питомі параметри ЛЕП і каталожні дані трансформаторів.
- Виконати розрахунки параметрів схеми заміщення лінії й трансформаторів.

					<i>БР 5.6.14.1.581 ПЗ</i>	<i>Аркуш</i>
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		6

Визначити приведені до сторони ВН навантаження трансформаторів (з урахуванням втрат в обмотках трансформаторів).

5. Скласти розрахункову схему заміщення мережі й визначити розрахункові навантаження вузлів мережі (з урахуванням втрат у гілці намагнічування трансформаторів і реактивної потужності, яка генерується лініями).

6. Виконати розрахунки нормального режиму замкненої мережі (усі лінії включені в роботу) для двох випадків: режим максимального навантаження (задані) і режим мінімального навантаження (прийняти рівною 50% від заданої). Визначити напруги у вузлах мережі, втрати напруги й втрати потужності в мережі. Виконати аналіз отриманих результатів.

7. При необхідності запропонувати способи регулювання напруги у вузлах навантаження.

8. Для обраної підстанції, яка входить до складу розглянутої мережі, виконати перевірку вибору потужності силових трансформаторів, установлених на підстанції.

9. Розрахувати струми короткого замикання для забезпечення захисту підстанції.

10. Вибрати за умовами роботи високовольтні апарати розподільних пристроїв підстанції й перевірити їх на можливість спрацювання в умовах короткого замикання.

11. Виконати розрахунок диференційного релейного захисту силового трансформатора високовольтної понижувальної підстанції.

12. Провести розрахунок блискавкозахисту ВРП.

13. Зробити висновки за результатами виконаних розрахунків.

					<i>БР 5.6.14.1.581 ПЗ</i>	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		7

# 1. РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

## 1.1 Вихідні дані для виконання бакалаврської роботи

Згідно з отриманим завданням, необхідно розрахувати електричну мережу, однолінійна електрична схема якої наведена на рис. 1.1.

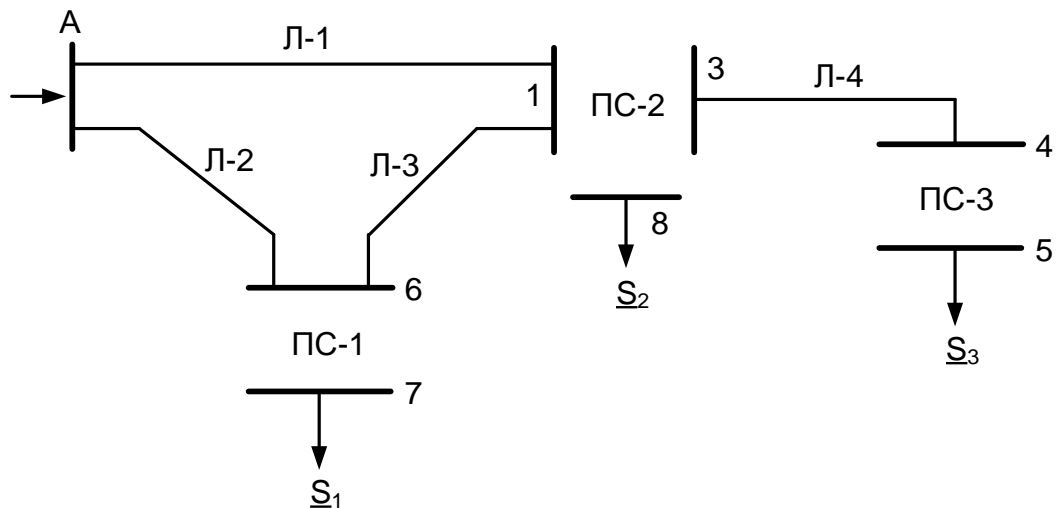


Рисунок 1.1 – Вихідна однолінійна електрична схема з'єднань заданої електричної мережі

Довжини ліній і потужності навантажень електричної мережі наведені в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Вихідні дані електричної мережі

Довжина ПЛ, км				Потужності навантажень вузлів, МВА		
Л-1	Л-2	Л-3	Л-4	$\underline{S}_1$	$\underline{S}_2$	$\underline{S}_3$
25	25	20	<u>15</u>	$\frac{65+j60}{I}$	$\frac{30+j20}{II}$	$\frac{7+j6}{III}$

## 1.2 Вибір напруг ліній

Прийmemo навантаження вузла 6 рівному навантаженню вузла 7, навантаження вузла 1 рівному навантаженню вузлів 5 і 8. Зобразимо замкнену мережу, що складається з ліній Л-1, Л-2, Л-3 (рис. 1.2). Визначимо розрахункові навантаження вузлів 1 і 6.

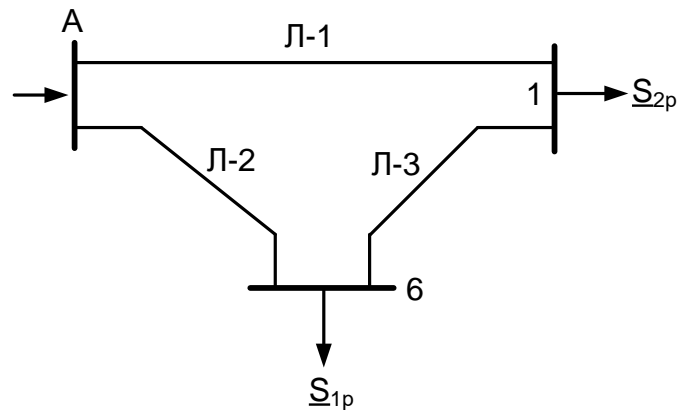


Рисунок 1.2 – Замкнена мережа

$$\underline{S}_{1P} = \underline{S}_1 = 65 + j60 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{2P} = \underline{S}_2 + \underline{S}_3 = 30 + j20 + 7 + j6 = 37 + j26 \text{ МВА}.$$

Для визначення в замкненій частині мережі розподілу потужностей можна її умовно розділити по джерелу живлення А і представити у вигляді лінії із двостороннім живленням (рис. 1.3). Позначимо потужності на ділянках мережі.

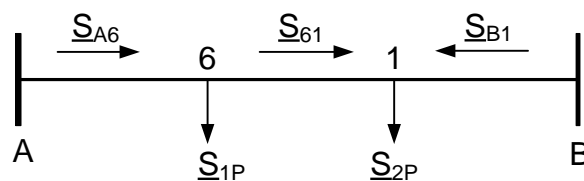


Рисунок 1.3 – Розімкнута мережа

Визначаємо потужності на ділянках розімкнутої мережі [2, 3]:



$$\underline{S}_{A6} = \frac{\underline{S}_{1P}(l_{61} + l_{1B}) + \underline{S}_{2P}(l_{1B})}{l_{A6} + l_{1B} + l_{61}} = 55,0 + j47,86 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{61} = \underline{S}_{A6} - \underline{S}_{1P} = -10,0 - j12,14 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{B1} = \frac{\underline{S}_{2P}(l_{61} + l_{A6}) + \underline{S}_{1P}(l_{A6})}{l_{A6} + l_{61} + l_{1B}} = 47,0 + j38,14 \text{ МВА}.$$

Складемо рівняння балансу потужності

$$\underline{S}_{A6} + \underline{S}_{B1} = \underline{S}_{1P} + \underline{S}_{2P};$$

$$102 + j86 = 102 + j86.$$

Баланс потужності зійшовся.

### 1.3 Вибір типу проводів повітряних ліній

Визначаємо напруги на ділянках мережі (рис. 1.2) по формулі Ілларіонова:

$$U_{л} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P_{л}}}}.$$

Таблиця 1.2 – Напруги на ділянках мережі

Номер ділянки	Л-1	Л-2	Л-3
Довжина ділянки, км	25	25	20
Напруга ділянки, кВ	116,9	123,6	60,3

Так як для всіх ліній кільцевої мережі бажано мати однакову напругу, то приймаємо напругу  $U_H = 110$  кВ.

Визначаємо струми проводів ліній

$$I = \frac{S_{л}}{\sqrt{3}U_{л}}.$$

Таблиця 1.3 – Струми на ділянках мережі

Номер ділянки	Л-1	Л-2	Л-3
Струм, А	317,69	382,67	82,55

У якості проводів для всіх ліній приймаємо сталевалюмінієві проводи марки АС.

Користуючись довідковими даними [2], відповідно із шкалою стандартних перетинів, а також з урахуванням можливого перевантаження ліній при роботі в аварійному режимі, вибираємо тип проводу для кожної лінії табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Марка й параметри проводів

Номер ділянки	Л-1	Л-2	Л-3
Марка й перетин проводу	АС-120/19	АС-120/19	АС-120/19
Параметри проводів			
Тривало допустимий струм, А	390	390	390
$r_0$ , Ом/км	0,249	0,249	0,249
$x_0$ , Ом/км	0,427	0,427	0,427
$b_0 \cdot 10^{-6}$ , См/км	2,66	2,66	2,66

Перевіряємо обрані проводи в лініях за умовою корони.

Згідно ПУЕ [1], мінімально допустимий перетин проводів по короні для ліній напругою 110 кВ становить 70 мм<sup>2</sup>.

Таким чином, для кожної з ліній ця умова виконана.

Знайдемо параметри ліній електричної мережі.

Значення активних і реактивних опорів ліній, а також величина зарядної потужності розраховуються по формулах:

$$R_l = r_0 \cdot l_l; \quad X_l = x_0 \cdot l_l; \quad \frac{jQ_l}{2} = U_{ном}^2 \cdot \frac{b_0 \cdot l_l}{2}.$$

Визначаємо опори ділянок мережі:

$$R_{A1} = 0.249 \cdot 25 = 6.23 \text{ Ом}; \quad X_{A1} = 0.427 \cdot 25 = 10.68 \text{ Ом};$$

$$R_{A6} = 0.249 \cdot 25 = 6.23 \text{ Ом}; \quad X_{A6} = 0.427 \cdot 25 = 10.68 \text{ Ом};$$

$$R_{61} = 0.249 \cdot 20 = 4.98 \text{ Ом}; \quad X_{61} = 0.427 \cdot 20 = 8.54 \text{ Ом}.$$

Визначаємо зарядну потужність ділянок мережі

$$\frac{jQ_{A1}}{2} = 110^2 \cdot \frac{2.66 \cdot 10^{-6} \cdot 25}{2} = j0.4 \text{ МВАр};$$

$$\frac{jQ_{A6}}{2} = 110^2 \cdot \frac{2.66 \cdot 10^{-6} \cdot 25}{2} = j0.4 \text{ МВАр};$$

$$\frac{jQ_{61}}{2} = 110^2 \cdot \frac{2.66 \cdot 10^{-6} \cdot 20}{2} = j0.32 \text{ МВАр}.$$

#### 1.4 Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій

За напругами мережі й навантаженнями вибираємо трансформатори.

На підстанції ПС-1, зважаючи на те, що споживачі відносяться до І категорії надійності електропостачання, приймаємо установку 2-х двохобмоточних трансформаторів з напругою високої сторони 110 кВ.

Розрахункова потужність кожного трансформатора:

$$S_{T1} \geq \frac{S_1}{1,4} = \frac{\sqrt{65^2 + 60^2}}{1,4} = 63,19 \text{ МВА}.$$

За напругою та потужністю навантаження, використовуючи [2,3], вибираємо трансформатор ТРДЦН-80000/110.

Визначаємо коефіцієнт завантаження трансформаторів у нормальному режимі:

$$k_{\text{норм1}} = \frac{S_{\text{макс1}}}{2 \cdot S_{T1}} = \frac{\sqrt{65^2 + 60^2}}{2 \cdot 80} = 0,55.$$

					БР 5.6.14.1.581 ПЗ	Аркуш
						12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



Таблиця 1.6 – Каталожні дані трансформатора ТДТН-40000/110

Тип	S <sub>НОМ</sub> , МВА	Межі регулювання	Каталожні дані					
			U <sub>НОМ</sub> обмоток, кВ			U <sub>к</sub> , %		
			ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н
ТДТН-40000/110	40	±9*1,78%	115	38,5	11	10,5	17	6

Продовження таблиці 1.6

Тип	Каталожні дані					Розрахункові дані						ΔQ <sub>x</sub> , кВАр
	ΔP <sub>к</sub> , кВт			ΔP <sub>x</sub> , кВт	I <sub>x</sub> , %	R <sub>т</sub> , Ом			X <sub>т</sub> , Ом			
	В-С	В-Н	С-Н			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТДТН-40000/110	200	-	-	43	0,6	0,8	0,8	0,8	35,5	0	22,3	240

На підстанції ПС-3, зважаючи на те, що споживачі відносяться до III категорії надійності електропостачання, приймаємо установку двохобмоточного трансформатора з напругою високої сторони 35 кВ.

Розрахункова потужність трансформатора:

$$S_{T3} \geq \underline{S}_3 = \sqrt{7^2 + 6^2} = 9,22 \text{ МВА.}$$

За напругою й потужністю навантаження використовуючи [2,3] вибираємо трансформатор ТМН-10000/35.

Визначаємо коефіцієнт завантаження трансформатора в нормальному режимі:

$$k_{\text{зномр3}} = \frac{S_{\text{макс3}}}{S_{T3}} = \frac{\sqrt{7^2 + 6^2}}{10} = 0,92.$$

Оскільки коефіцієнт завантаження менше 1.0, то трансформатор ТМН-10000/35 задовольняє пред'явленим вимогам.

													Аркуш
													14
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 5.6.14.1.581 ПЗ								

Таблиця 1.7 – Каталогні дані трансформатора ТМН-10000/35

Тип	S <sub>ном</sub> , МВА	Межі регулю- вання	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							
ТМН-10000/35	10	±9*1,3%	36,75	10,5	7,5	65	14,5	0,8	0,88	10,1	80

Складаємо однолінійну схему заміщення електричної мережі з урахуванням трансформаторів підстанцій

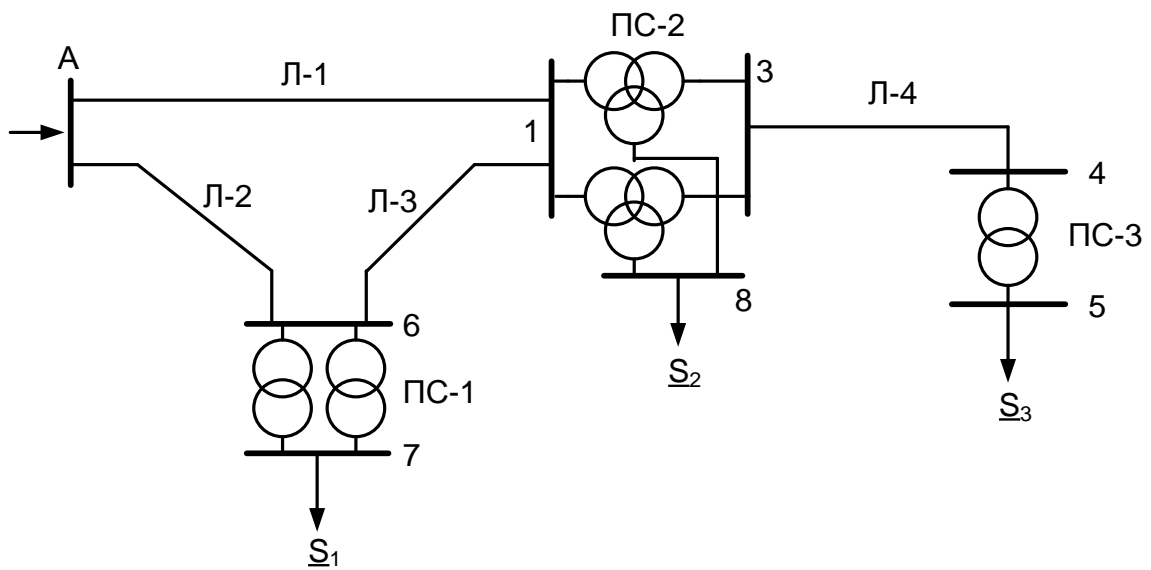


Рисунок 1.4 – Однолінійна схема електричної мережі з урахуванням трансформаторів підстанцій

Вибираємо тип проводу для лінії Л-4. Для цього визначаємо струм в лінії за формулою:

$$I_{34} = \frac{S_3}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{\sqrt{7^2 + 6^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} = 152,08 \text{ А.}$$

По каталогу [2] обираємо провід АС-70/11, технічні дані якого наведені в таблиці 1.8.

Таблиця 1.8 – Технічні дані проводу АС-70/11

Переріз проводу, мм <sup>2</sup>	Тривало припустимий струм, А	Діаметр проводу, мм	$r_0$ , Ом/км, при +20° С	35 кВ	
				$x_0$ , Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$ См/км
70/11	265	10,7	0,428	0,444	2,55

Значення активних і реактивних опорів ліній, а також величина зарядної потужності розраховуються по формулах:

$$R_{л} = r_0 \cdot l_{л}; \quad X_{л} = x_0 \cdot l_{л}; \quad \frac{jQ_{л}}{2} = U_{ном}^2 \cdot \frac{b_0 \cdot l_{л}}{2}.$$

Визначаємо опори ділянки мережі

$$R_{34} = 0.428 \cdot 15 = 6.42 \text{ Ом}; \quad X_{34} = 0.444 \cdot 15 = 6.66 \text{ Ом}.$$

Визначаємо зарядну потужність ділянки мережі

$$\frac{jQ_{34}}{2} = 35^2 \cdot \frac{2.55 \cdot 10^{-6} \cdot 15}{2} = j0.02 \text{ МВАр}.$$

### 1.5 Розрахунок навантажень вузлів з урахуванням трансформаторів

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 6 з урахуванням втрат в обмотках трансформаторів ПС-1 при максимальному навантаженні. Зображуємо схему заміщення двох двохобмоточних трансформаторів, включених паралельно, і розраховуємо потужність у вузлі 6

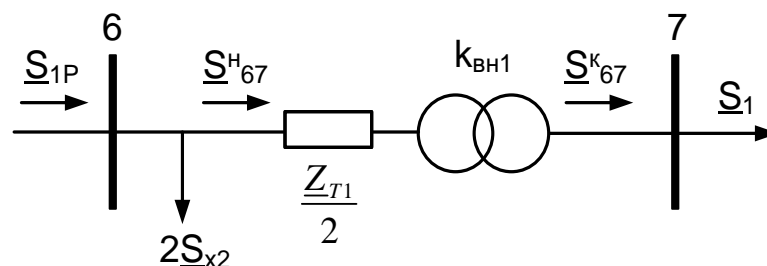


Рисунок 1.5 – Схема заміщення підстанції ПС-1

Визначаємо потужність  $\underline{S}_{67}^K$ :

$$\underline{S}_{67}^K = \underline{S}_1 = 65 + j60 \text{ МВА.}$$

Визначаємо потужності  $\underline{S}_{67}^H$ :

$$\underline{S}_{67}^H = \underline{S}_{67}^K + \frac{(P_{67}^K)^2 + (Q_{67}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{T1}}{2} = 65.19 + j65.63 \text{ МВА.};$$

При визначенні розрахункової потужності  $\underline{S}_{1P}$  враховуються зарядові потужності ліній, що підходять до вузла 6

$$S_{1P} = S_{67}^H + 2\underline{S}_X - j\left(\frac{Q_{A6} + Q_{61}}{2}\right) = 65.33 + j65.87 \text{ МВА.}$$

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 4 з урахуванням втрат в обмотці трансформатора ПС-3 при максимальному навантаженні. Зображуємо схему заміщення двохобмоточного трансформатора й розраховуємо потужність у вузлі 4.

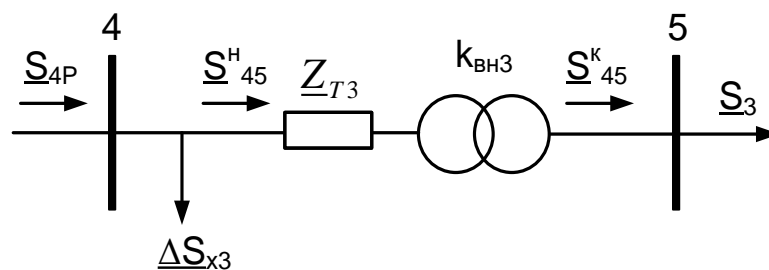


Рисунок 1.6 – Схема заміщення підстанції ПС-3

Визначаємо потужність  $\underline{S}_{45}^K$ :

$$\underline{S}_{45}^K = \underline{S}_3 = 7 + j6 \text{ МВА.}$$



При визначенні розрахункової потужності  $\underline{S}_{4P}$  враховуються втрати холостого ходу трансформатора

$$\underline{S}_{4P} = \underline{S}_{45}^K + \frac{(P_{45}^K)^2 + (Q_{45}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{T3} + \Delta \underline{S}_X = 7.08 + j6.78 \text{ МВА}.$$

Розрахункова потужність у вузлі 3 визначається з урахуванням втрат потужності в лінії Л-4 при максимальному навантаженні.

Визначаємо потужність в кінці лінії Л-4  $\underline{S}_{34}^K$ :

$$\underline{S}_{34}^K = \underline{S}_{4P}.$$

Визначаємо потужність на початку лінії Л-4  $\underline{S}_{34}^H$

$$\underline{S}_{34}^H = \underline{S}_{34}^K + \frac{(P_{34}^K)^2 + (Q_{34}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{34} = 7,58 + j7,26 \text{ МВА}.$$

Визначаємо розрахункову потужність у вузлі 1 з урахуванням втрат в обмотках трансформаторів ПС-2 при максимальному навантаженні.

Зображуємо схему заміщення двох трьохобмоточних трансформаторів та розраховуємо потужність у вузлі 1.

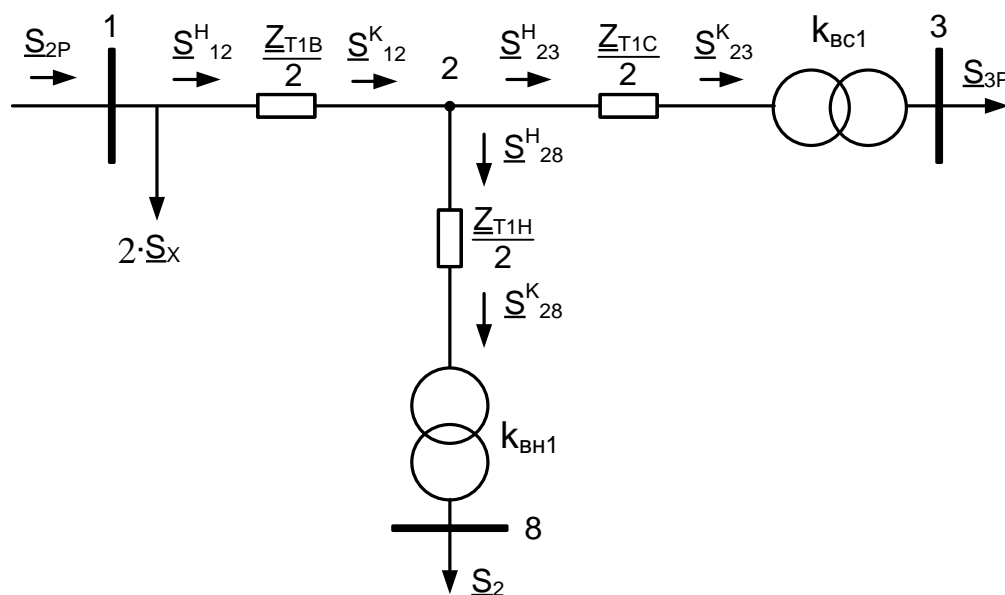


Рисунок 1.7 – Схема заміщення підстанції ПС-1

Визначаємо потужність  $\underline{S}_{28}^K$ :

$$\underline{S}_{28}^K = \underline{S}_2 = 30 + j20 \text{ МВА.}$$

Визначаємо потужність  $\underline{S}_{28}^H$ :

$$\underline{S}_{28}^H = \underline{S}_{28}^K + \frac{(P_{28}^K)^2 + (Q_{28}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{TH}}{2} = 30,04 + j21,2 \text{ МВА.}$$

Визначаємо потужність  $\underline{S}_{23}^K$ :

$$\underline{S}_{23}^K = \underline{S}_{3P} = 7,579 + j7,26 \text{ МВА.}$$

Визначаємо потужність  $\underline{S}_{23}^H$ :

$$\underline{S}_{23}^H = \underline{S}_{23}^K + \frac{(P_{23}^K)^2 + (Q_{23}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{TC}}{2} = 7,582 + j7,26 \text{ МВА}$$

Визначаємо потужність  $\underline{S}_{12}^K$ :

$$\underline{S}_{12}^K = \underline{S}_{23}^H + \underline{S}_{28}^H = 37,63 + j28,46 \text{ МВА.}$$

Визначаємо потужність  $\underline{S}_{2P}$ :

$$\underline{S}_{2P} = \underline{S}_{12}^K + \frac{(P_{12}^K)^2 + (Q_{12}^K)^2}{U_H^2} \cdot \frac{Z_{TB}}{2} + 2\underline{S}_X - j\left(\frac{Q_{61} + Q_{B1}}{2}\right) = 37,79 + j31,49 \text{ МВА.}$$

## 1.6 Розрахунок потужностей на ділянках мережі з урахуванням втрат потужності в трансформаторах

Визначаємо потужності на ділянках розімкнутої мережі (рис. 1.3) з урахуванням втрат потужності в трансформаторах:

$$\underline{S}_{A6} = \frac{\underline{S}_{1P}(l_{61} + l_{1B}) + \underline{S}_{2P}(l_{1B})}{l_{A6} + l_{1B} + l_{61}} = 55,49 + j53,59 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{61} = \underline{S}_{A6} - \underline{S}_{1P} = -9,84 - j12,28 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{B1} = \frac{\underline{S}_{2P}(l_{61} + l_{A6}) + \underline{S}_{1P}(l_{A6})}{l_{A6} + l_{61} + l_{1B}} = 47,63 + j43,77 \text{ МВА}.$$

Складемо рівняння балансу потужності

$$\underline{S}_{A6} + \underline{S}_{B1} = \underline{S}_{1P} + \underline{S}_{2P};$$

$$103,12 + j97,36 = 103,12 + j97,36.$$

Баланс потужності зійшовся.

Потужність ділянки 6-1 вийшла негативною, тому точка 6 є точкою потокорозділу. Складемо схему заміщення електричної мережі з урахуванням потокорозділу.

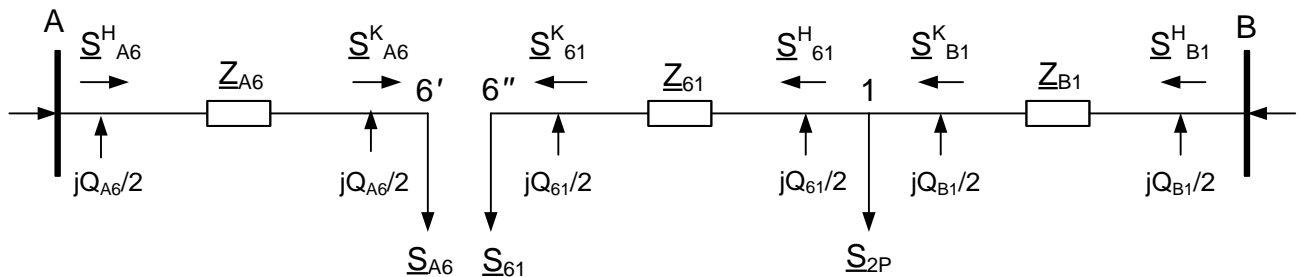


Рисунок 1.7 – Розімкнута мережа

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Визначається поточкорозподіл в двох схемах заміщення, приведені на рис. 1.7, з урахуванням втрат в лініях.

Визначимо потужність вузла  $\underline{S}_{A6}$ :

$$\underline{S}_{A6}^K = \underline{S}_{A6} - \frac{jQ_{A6}}{2} = 55,49 + j53,19 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{A6}^H = \underline{S}_{A6}^K + \frac{(\underline{P}_{A6}^K)^2 + (\underline{Q}_{A6}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{A6} = 58,532 + j58,405 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{61}^K = \underline{S}_{61}^H - \frac{jQ_{61}}{2} = 9,84 + j11,96 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{61}^H = \underline{S}_{61}^K + \frac{(\underline{P}_{61}^K)^2 + (\underline{Q}_{61}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{61} = 9,939 + j12,129 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{B1}^K = \underline{S}_{61}^H + \underline{S}_{2P} - \frac{jQ_{61}}{2} - \frac{jQ_{B1}}{2} = 47,73 + j42,9 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{B1}^H = \underline{S}_{B1}^K + \frac{(\underline{P}_{B1}^K)^2 + (\underline{Q}_{B1}^K)^2}{U_H^2} \cdot \underline{Z}_{B1} = 49,851 + j46,535 \text{ МВА}.$$

Розрахункова потужність вузла А  $\underline{S}_A$ :

$$\underline{S}_A = \underline{S}_{A6}^H + \underline{S}_{B1}^H - \frac{jQ_{A6}}{2} - \frac{jQ_{B1}}{2} = 108,383 + j104,14 \text{ МВА}$$

### 1.7 Визначення напруг у вузлах навантаження

Для того, щоб забезпечити виконання умови допустимого спадання напруги на самому віддаленому споживачеві електроенергії, приймаємо напругу на джерелі живлення на 10% більше номінальної напруги мережі:  $U_A = 121 \text{ кВ}$ .

Визначимо напруги вузла б':

$$U_{6'} = \sqrt{\left( U_A - \frac{P_{A6}^H R_{A6} + Q_{A6}^H X_{A6}}{U_A} \right)^2 + \left( \frac{P_{A6}^H X_{A6} - Q_{A6}^H R_{A6}}{U_A} \right)^2} = 112,85 \text{ кВ.}$$

Визначимо напругу вузла 1:

$$U_1 = \sqrt{\left( U_A - \frac{P_{A1}^H R_{A1} + Q_{A1}^H X_{A1}}{U_A} \right)^2 + \left( \frac{P_{A1}^H X_{A1} - Q_{A1}^H R_{A1}}{U_A} \right)^2} = 114,34 \text{ кВ.}$$

Визначимо напруги вузла 6":

$$U_{6''} = \sqrt{\left( U_1 - \frac{P_{61}^H R_{61} + Q_{61}^H X_{61}}{U_1} \right)^2 + \left( \frac{P_{61}^H X_{61} - Q_{61}^H R_{61}}{U_1} \right)^2} = 112,67 \text{ кВ.}$$

Приймаємо напругу вузла 6 у замкненій мережі як середнє значення знайдених напруг розділеного вузла 6  $U_6 = 112,8 \text{ кВ}$ .

Визначимо напруги на низькій стороні трансформаторних підстанцій, як приведені до високої сторони.

ПС-1.

Визначимо напругу вузла 7, приведену до сторони ВН:

$$U_7^B = \sqrt{\left( U_6 - \frac{P_{67}^H R_{67} + Q_{67}^H X_{67}}{U_6} \right)^2 + \left( \frac{P_{67}^H X_{67} - Q_{67}^H R_{67}}{U_6} \right)^2} = 107,67 \text{ кВ.}$$

Визначимо дійсну напругу вузла 7:

$$U_7 = \frac{U_7^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 9,83 \text{ кВ.}$$

Встановлюємо перемикач РПН у положення –1, перераховуємо дійсну напругу через даний коефіцієнт трансформації:

$$U_7 = 107,09 \cdot \frac{10,5}{115 + \frac{-1 \cdot 1,78 \cdot 115}{100}} = 10,01 \text{ кВ.}$$

При цьому відхилення напруги складе:

$$V_7 \% = \frac{U_7 - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100 = \frac{10,01 - 10}{10} \cdot 100 = 0,1 \%,$$

що в межах припустимого.

ПС-2.

Визначимо напруги вузла 2:

$$U_2 = \sqrt{\left( U_1 - \frac{P_{12}^H R_{12} + Q_{12}^H X_{12}}{U_1} \right)^2 + \left( \frac{P_{12}^H X_{12} - Q_{12}^H R_{12}}{U_1} \right)^2} = 105,87 \text{ кВ.}$$

Визначимо напругу вузла 3, приведену до сторони ВН:

$$U_3^B = \sqrt{\left( U_2 - \frac{P_{23}^H R_{23} + Q_{23}^H X_{23}}{U_2} \right)^2 + \left( \frac{P_{23}^H X_{23} - Q_{23}^H R_{23}}{U_2} \right)^2} = 105,81 \text{ кВ.}$$

Визначимо дійсну напругу вузла 3:

$$U_3 = \frac{U_3^B}{\frac{U_B}{U_C}} = 35,42 \text{ кВ.}$$

Встановлюємо перемикач РПН у положення –2, перераховуємо дійсну напругу через даний коефіцієнт трансформації:

					БР 5.6.14.1.581 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		23

$$U_3 = 105,81 \cdot \frac{38,5}{115 + \frac{-2 \cdot 1,78 \cdot 115}{100}} = 36,73 \text{ кВ.}$$

При цьому відхилення напруги складе:

$$V_3 \% = \frac{U_3 - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100 = \frac{36,73 - 35}{35} \cdot 100 = 4,94 \%,$$

що в межах припустимого.

Визначимо напругу вузла 8, приведену до сторони ВН:

$$U_8^B = \sqrt{\left( U_2 - \frac{P_{28}^H R_{28} + Q_{28}^H X_{28}}{U_2} \right)^2 + \left( \frac{P_{28}^H X_{28} - Q_{28}^H R_{28}}{U_2} \right)^2} = 101,37 \text{ кВ.}$$

Визначимо дійсну напругу вузла 8:

$$U_8 = \frac{U_8^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 9,7 \text{ кВ.}$$

Встановлюємо перемикач РПН у положення -2, перераховуємо дійсну напругу через даний коефіцієнт трансформації:

$$U_8 = 101,37 \cdot \frac{11}{115 + \frac{-2 \cdot 1,78 \cdot 115}{100}} = 10,05 \text{ кВ.}$$

При цьому відхилення напруги складе:

$$V_8 \% = \frac{U_8 - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100 = \frac{10,05 - 10}{10} \cdot 100 = 0,5 \%,$$

що в межах припустимого.

					БР 5.6.14.1.581 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		24

ПС-3.

Визначимо напруги вузла 4:

$$U_4 = \sqrt{\left( U_3 - \frac{P_{43}^H R_{43} + Q_{43}^H X_{43}}{U_3} \right)^2 + \left( \frac{P_{43}^H X_{43} - Q_{43}^H R_{43}}{U_3} \right)^2} = 34,09 \text{ кВ.}$$

Визначимо напругу вузла 5, приведену до сторони ВН:

$$U_5^B = \sqrt{\left( U_4 - \frac{P_{45}^H R_{45} + Q_{45}^H X_{45}}{U_4} \right)^2 + \left( \frac{P_{45}^H X_{45} - Q_{45}^H R_{45}}{U_4} \right)^2} = 31,96 \text{ кВ.}$$

Визначимо дійсну напругу вузла 5:

$$U_5 = \frac{U_5^B}{\frac{U_B}{U_H}} = 9,13 \text{ кВ.}$$

Встановлюємо перемикач РПН у положення  $-7$ , перераховуємо дійсну напругу через даний коефіцієнт трансформації:

$$U_5 = 31,96 \cdot \frac{10,5}{36,75 + \frac{-7 \cdot 1,3 \cdot 36,75}{100}} = 10,05 \text{ кВ.}$$

При цьому відхилення напруги складе:

$$V_5 \% = \frac{U_5 - U_{ном.}}{U_{ном.}} \cdot 100 = \frac{10,05 - 10}{10} \cdot 100 = 0,5 \%,$$

що в межах припустимого.

					БР 5.6.14.1.581 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		25



## 2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ

Згідно із завданням, необхідно розрахувати двохтрансформаторну підстанцію ПС-1, до якої підключено навантаження потужністю  $S_1 = 65 + j60$  МВА. На підстанції встановлені трансформатори типу ТРДЦН-80000/110.

### 2.1 Вибір силових трансформаторів та їх перевірка за графіком навантаження

$$S_{\text{наб}} = \sqrt{P_{\text{наб}}^2 + Q_{\text{наб}}^2} = \sqrt{65^2 + 60^2} = 88,5 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{тр}} = \frac{S_{\text{наб}}}{K_{\text{ав}}} = 88,5 / 1,4 = 63,21 \text{ МВА};$$

де  $K_{\text{ав}} = 1,4$ ;

$$K_3 = \frac{S_{\text{наб}}}{2 \cdot S_{\text{тр.ном}}} = 0,55.$$

Для підстанцій були обрані трансформатори потужності  $S = 80$  МВА типу ТРДЦН-80000/110.

Перевіримо трансформатори за добовим графіком навантаження табл.2.1.

Таблиця 2.1 – Добове навантаження підстанції

t,г	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
S, %	50	40	55	60	90	80	105	100	110	135	125	100
S,МВА	44,3	35,4	48,7	53,1	79,7	70,8	92,9	88,5	97,4	119,5	110,6	88,5

Для перевірки правильності вибору трансформатора реальний графік навантаження перетворимо в двоступінчастий. Початкове навантаження еквівалентного графіка визначається за формулою [8, 9]:

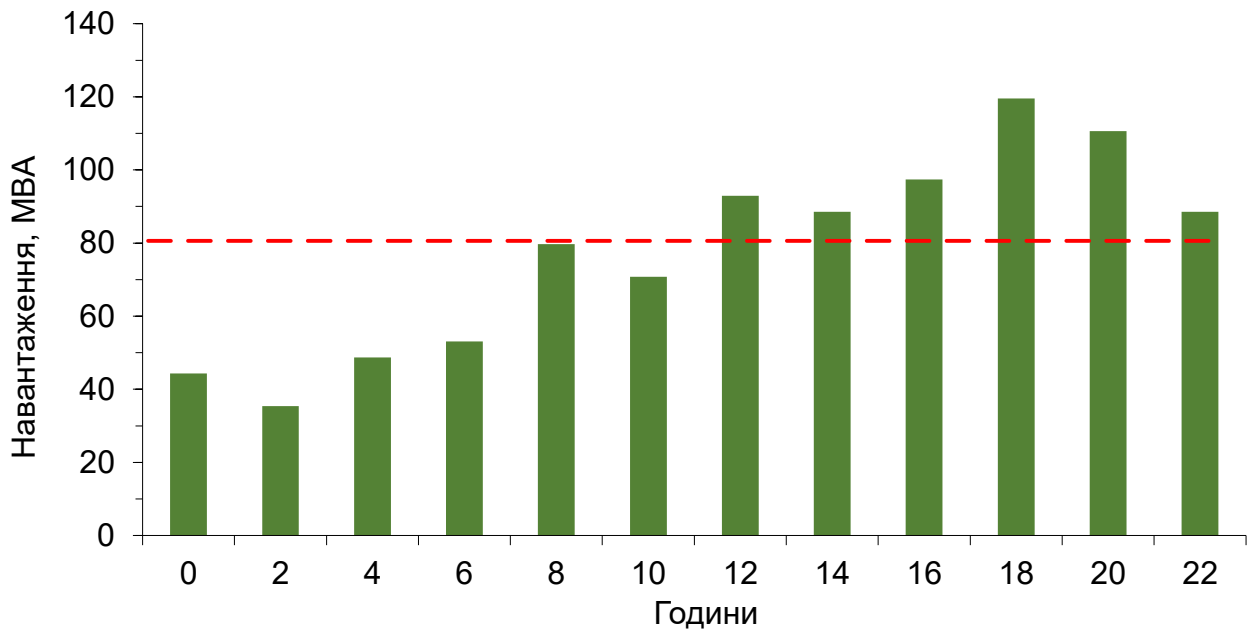


Рисунок 2.1 – Графік навантаження підстанцій

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

$$= \frac{1}{80} \cdot \sqrt{\frac{44,3^2 \cdot 2 + 35,4^2 \cdot 2 + 48,7^2 \cdot 2 + 53,1^2 \cdot 2 + 79,7^2 \cdot 2 + 70,8^2 \cdot 2}{2 \cdot 6}} = 0,745$$

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, година.

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

$$K_2 = \frac{1}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 t_1 + S_2^2 t_2 + \dots + S_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}} =$$

$$= \frac{1}{80} \cdot \sqrt{\frac{92,9^2 \cdot 2 + 88,5^2 \cdot 2 + 97,4^2 \cdot 2 + 119,5^2 \cdot 2 + 110,6^2 \cdot 2 + 88,5^2 \cdot 2}{2 \cdot 6}} = 1,134$$

де  $S_1, S_2, \dots, S_n$  – навантаження вище лінії номінальної потужності трансформатора.

Максимальне перевантаження трансформатора складає

$$K_{MAX} = \frac{S_{MAX}}{S_{НОМ}} = 119,5 / 80 = 1,49$$

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

$$K'_2 = 0,9 \cdot K_{MAX} = 0,9 \cdot 1,49 = 1,34.$$

Порівнюємо попереднє значення  $K_2$  і  $K'_2$  для подальших розрахунків приймаємо більше з них  $K_2 = 1,134$  та  $K'_2 = 1,34$ ,  $K'_2 > K_2$  отже приймаємо  $K_2 = 1,34$ .

За ГОСТом 14209-85 з урахуванням еквівалентної температури зимового періоду  $t = 10^\circ\text{C}$  і часу перевантаження  $t_{перев} = 12$  год, знаходимо значення перевантаження допустиме  $K_{2ГОСТ} = 1,5$ .

Порівнюємо значення  $K_2$  за ГОСТом і реальне.  $K_{2ГОСТ} = 1,5$  і  $K_2 = 1,34$ .

$K_{2ГОСТ} > K_2$ . Значення  $K_2$  за ГОСТом більше, ніж реальне, значить трансформатор обраний правильно.

Висновок:

Трансформатор ТРДЦН-80000/110 у випадку виходу з ладу 1-го трансформатора 2-й трансформатор забезпечить живлення споживачів без обмеженням по часу та по потужності.

## 2.2 Розрахунок струмів короткого замикання

Визначення величини струмів короткого замикання необхідне для правильного вибору устаткування на стороні 110 кВ і 10 кВ. Вихідна однолінійна електрична схема електромережі наведена на рис. 2.2. Підстанція живиться за двома тупиковими лініями: схеми заміщення для розрахунку струмів короткого замикання наведена на рис. 2.3.

					БР 5.6.14.1.581 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		28

Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо в іменованій системі одиниць. Потужність короткого замикання на шинах 110 кВ центра живлення складає  $S_C = 2700$  МВА.

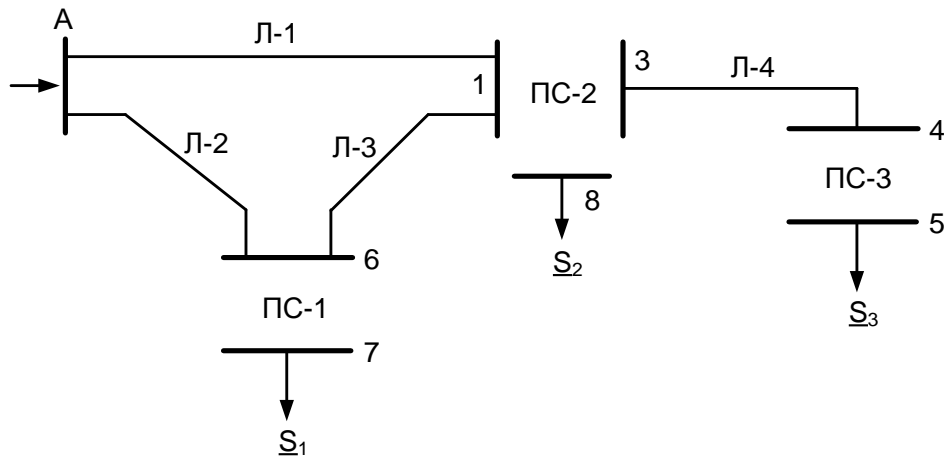


Рисунок 2.2 – Вихідна однолінійна електрична схема електромережі

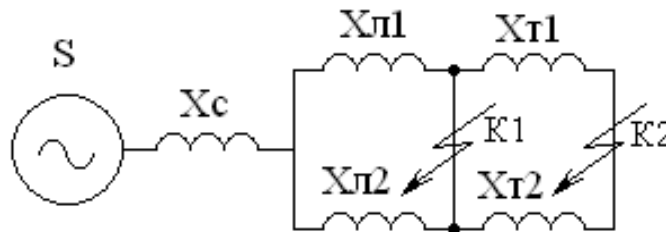


Рисунок 2.3 – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

Опір системи дорівнює

$$X_c = \frac{U_{л}^2}{S_c} = 110^2 / 2700 = 4,48 \text{ Ом.}$$

Опори працюючих ліній:

Лінія	Л-1	Л-2	Л-3
Довжина, км	25	25	20
Марка проводу	АС-120/19	АС-120/19	АС-120/19
$X_{л}, \text{ Ом}$	9,75	9,75	7,8

$$X_{Л1} = X_{Л-1} + X_{Л-3} = 17,55 \text{ Ом;}$$

$$X_{Л2} = X_{Л-2} = 9,75 \text{ Ом;}$$

$$X_{л} = \frac{X_{Л1} \cdot X_{Л2}}{X_{Л1} + X_{Л2}} = (17,55 \cdot 9,75) / (17,55 + 9,75) = 6,27 \text{ Ом.}$$

## Опір трансформаторів

$$X_T = \frac{U_{k\%} U_H^2}{100 \cdot S_H} = (10,5 \cdot 110^2) / (100 \cdot 80) = 15,9 \text{ Ом.}$$

Періодична складова СКЗ у точці  $K_1$ :

$$I_{K1} = \frac{U_{л}}{\sqrt{3}(X_c + X_{л})} = 110000 / (1,73 \cdot (9,75 + 6,27)) = 5,908 \text{ кА.}$$

Періодична складова СКЗ у точці  $K_2$  приведена до напруги вищої сторони

$$I_{K2}^B = \frac{U_{л}}{\sqrt{3} \left( X_c + X_{л} + \frac{X_T}{2} \right)} = 110000 / (1,73 \cdot (9,75 + 6,27 + 15,9/2)) = 3,396 \text{ кА.}$$

Реальний струм КЗ у точці  $K_2$ :

$$I_{K2} = I_{K2}^B \frac{U_B}{U_H} = I_{K2}^B \cdot (110 / 10) = 37,36 \text{ кА.}$$

Ударний струм:

- у точці  $K_1$ :  $i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = 13,45 \text{ кА};$

- у точці  $K_2$ :  $i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = 85,06 \text{ кА.}$

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

$$I_{нт1} = I_{K1} = 5,908 \text{ кА для точки } K_1;$$

$$I_{нт} = I_{K2} = 37,36 \text{ кА для точки } K_2.$$

Аперіодична складова ТКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача

					<i>БР 5.6.14.1.581 ПЗ</i>	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		30

$$i_{a1} = \sqrt{2} \cdot I_{K1} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 5,908 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} = 0,758 \text{ кА}$$

$$i_{a2} = \sqrt{2} \cdot I_{K2} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 37,36 \cdot e^{-\frac{0,1}{0,05}} = 7,15 \text{ кА}$$

де  $T_a$  – постійна часу загасання аперіодичної складової для  $K_1 - T_a = 0,025$  с,  
для  $K_2 - T_a = 0,05$  с.

Інтеграл Джоуля:

для  $K_1$ :  $B_R = I_{K1}^2(t + T_a) = I_{K1}^2(0,06 + 0,025) = 5,908^2 \cdot 0,085 = 2,967 \text{ кА}^2\text{с}$ ;

для  $K_2$ :  $B_R = I_{K2}^2(t + T_a) = I_{K2}^2(0,1 + 0,05) = 37,36^2 \cdot 0,15 = 209,37 \text{ кА}^2\text{с}$ .

Таблиця 2.2 – Значення струмів короткого замикання

Струми короткого замикання	СКЗ у початковий момент часу	Ударний СКЗ $i_y$ , кА	Аперіод. складова СКЗ, $i_a$ кА	Інтеграл Джоуля $B_K$ , $\text{кА}^2\text{с}$
Шини 110 кВ ( $K_1$ )	5,908	13,45	0,758	2,967
Шини 10 кВ ( $K_2$ )	37,36	85,06	7,15	209,37

### 2.3 Вибір захисної та комутаційної апаратури

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

- 1) вибір за напругою;
- 2) вибір за нагріванням при тривалих струмах;
- 3) перевірка на електродинамічну стійкість;
- 4) перевірка на термічну стійкість;

Вибору підлягають:

- вимикачі на боці вищої напруги;
- вступні вимикачі на боці 10 кВ;
- секційні вимикачі на боці 10 кВ;

- вимикачі ліній, що відходять, 10 кВ; роз'єднувачі вищої напруги;
- трансформатори струму і напруги 110 кВ і 10 кВ;
- ошиновка розподільних пристроїв 110 кВ і 10 кВ.

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

Струм на боці 110 кВ:

$$I_{\max}^{\text{ВН}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = (1,4 \cdot 80) / (1,73 \cdot 110) = 588 \text{ А.}$$

Струм у колі ввідних вимикачів на стороні 10 кВ:

$$I_{\max}^{\text{НН}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}} \cdot 2} = (1,4 \cdot 80) / (1,73 \cdot 10 \cdot 2) = 3,23 \text{ кА.}$$

Струм у колі секційного вимикача:

$$I_{\max}^{\text{СВ}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}} \cdot 2} = (1,4 \cdot 80) / (1,73 \cdot 10 \cdot 2) = 3,23 \text{ кА.}$$

Струм у колі лінії, що відходить:

$$I_{\max}^{\text{ЛВ}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}} \cdot 10} = (1,4 \cdot 80) / (1,73 \cdot 10 \cdot 10) = 647 \text{ А.}$$

Для встановлення на стороні вищої напруги приймаємо вимикачі типу ЯЭ-110Л-23(13)У4. Вибір вимикачів наведений у табл. 2.3.

					БР 5.6.14.1.581 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		32

Таблиця 2.3 – Вибір вимикача на стороні 110 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	588 А	1250 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	5,908 кА	50 кА
$I_{y0} \leq I_{СКВ}$	13,45 кА	125 кА
$I_{н\tau} \leq I_{ОткНом}$	5,908 кА	100 кА
$I_{а\tau} \leq I_{а ном}$	0,758 кА	40 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	2,967 кА <sup>2</sup> ·с	7500 кА <sup>2</sup> ·с

Для встановлення на стороні низької напруги приймаємо вимикачі типу ВЭ-10-3600-31,5-УЗ. Вибір вимикачів наведений у табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – Вибір вимикачів у колі трансформатора на стороні 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	3,23 кА	3600 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	37,36 кА	31,5 кА
$I_{y0} \leq I_{СКВ}$	85,06 кА	80 кА
$I_{н\tau} \leq I_{ОткНом}$	37,36 кА	31,5 кА
$I_{а\tau} \leq I_{а ном}$	7,15 кА	31,5 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	209,37 кА <sup>2</sup> ·с	3969 кА <sup>2</sup> ·с

Для установки в якості секційного на стороні нижчої напруги приймаємо вимикачі типу ВЭ-10-3600-31,5-УЗ. Вибір вимикачів наведено в табл. 2.5.

Таблиця 2.5 – Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	3,23 кА	3600 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	37,36 кА	31,5 кА
$i_y \leq I_{прСКВ}$	85,06 кА	80 кА
$I_{н\tau} \leq I_{ОткНом}$	37,36 кА	31,5 кА
$I_{а\tau} \leq I_{а ном}$	7,15 кА	31,5 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	209,37 кА <sup>2</sup> ·с	3969 кА <sup>2</sup> ·с



Для встановлення на стороні нижчої напруги в лініях, що відходять, приймаємо вакуумні вимикачі типу ВВЭ-10-31,5/1000УЗ. Вибір вимикачів наведено в табл. 2.6.

Таблиця 2.6 – Вибір вимикачів на лінію, що відходить 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	647 А	1000 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	37,36 кА	31,5 кА
$i_y \leq I_{прСКВ}$	85,06 кА	80 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	37,36 кА	31,5 кА
$I_{ат} \leq I_{а ном}$	7,15 кА	31,5 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	209,37 кА <sup>2</sup> ·с	2977 кА <sup>2</sup> ·с

Для встановлення на стороні вищої напруги приймаємо роз'єднувачі з одним або двома комплектами заземлюючих ножів типу РНДЗ.1-110/1000 ХЛ1. Вибір роз'єднувачів наведений у табл. 2.7.

Таблиця 2.7 – Вибір роз'єднувачів 110 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	588 А	1000 А
$i_{уд} \leq I_{прСКВ}$	13,45 кА	80 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	2,967 кА <sup>2</sup> ·с	992 кА <sup>2</sup> ·с

## 2.4 Вибір збірних шин

Вибрати збірні шини 110 кВ та струмопровідні елементи в блоці від збірних шин до виводів блочного трансформатора. Трансформатор ТРДЦН-80000/110.

Оскільки збірні шини за економічною густиною струму не вибираються, приймаємо переріз за допустимим струмом при максимальному навантаженні на шинах, що відповідає загальному навантаженню.

$$I_{\text{норм}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 88,5 / (1,73 \cdot 110) = 465 \text{ А.}$$

$$I_{\text{макс}} = I_{\text{норм}} = 465 \text{ А.}$$

За таблицею довідника приймаємо до встановлення провід 1хАС240/39 ( $q = 240 \text{ мм}^2$ ,  $d = 21,6 \text{ мм}$ ,  $I_{\text{доп}} = 610 \text{ А}$ ). Фази розташовані горизонтально на відстані 300 см. Тоді

$$I_{\text{доп}} > I_{\text{макс}},$$

$$610 \text{ А} > 465 \text{ А.}$$

Перевірка шин на електродинамічну стійкість не виконується, оскільки  $I_{\text{п.0}} < 20 \text{ кА}$ .

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

Перевірка за умовами коронування в даному випадку могла б не проводитися, оскільки згідно ПУЕ мінімальний переріз для повітряних ліній 110 кВ становить  $70 \text{ мм}^2$ . Враховуючи, що на ВРП відстань між проводами менша, ніж на повітряних лініях, проводиться перевірочний розрахунок.

Визначаємо початкову критичну напруженість електричного поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right),$$

де  $m$  – коефіцієнт, який враховує шорсткість поверхні проводу (для багатопровідникових проводів  $m = 0,82$ );  $r_0$  – радіус проводу,  $r_0 = 1,08 \text{ см}$ .

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,08}} \right) = 32 \text{ кВ/см}$$

					БР 5.6.14.1581 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		35

Визначаємо напруженість електричного поля навколо проводу

$$E = \frac{0.354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg\left(\frac{D_{\text{сер}}}{r_0}\right)},$$

де  $U$  – лінійна напруга, кВ;

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

При горизонтальному розташуванні фаз

$$D_{\text{сер}} = 1.26 \cdot D = 100,8,$$

де  $D$  – відстань між сусідніми фазами, для  $U_{\text{н}}=110$  кВ  $D = 80$  см.

$$E = (0.354 \cdot 121) / (1,08 \cdot \lg(100,8/1,08)) = 20,13 \text{ кВ/см.}$$

В останньому виразі лінійна напруга прийнята рівною 121 кВ, оскільки на шинах електростанції підтримується напруга  $1,1 U_{\text{ном}}$ .

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

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

$$1,07 \cdot 20,13 = 21,5 < 0,9 \cdot 32 = 28,8 \text{ кВ/см.}$$

Умова виконується, тому провід 1хАС240/39 остаточно приймаємо до використання.

### **Вибір жорстких шин**

Приймаємо температуру навколишнього середовища: 30°C.

Обираємо алюмінієві шини коробчастого перерізу розташовані горизонтально і жорстко закріплені одна відносно одної (2х100х45х6 мм, перерізом 2х1010 мм<sup>2</sup>,  $I_{\text{доп}}=3500\text{А}$ ).

					БР 5.6.14.1.581 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		36

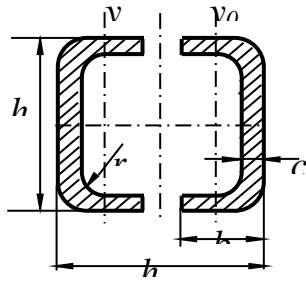


Рисунок 2.4 – Шини коробчастого перерізу

$$v_{\text{доп}} = 70^{\circ}\text{C}, v_{\text{факт}} = 30^{\circ}\text{C}, v_{\text{норм}} = 25^{\circ}\text{C}.$$

Умова за допустимим струмом:

$$I_{\text{max}}^{\text{HH}} = 3230\text{A} \leq I_{\text{доп}} = 3500\text{A},$$

умова виконується.

Припустимий струм з урахуванням поправки на температуру навколишнього середовища:

$$I'_{\text{доп}} = I_{\text{доп}} \cdot \sqrt{\frac{v_{\text{доп}} - v_{\text{факт}}}{v_{\text{доп}} - v_{\text{норм}}}} = 3500 \cdot \sqrt{\frac{70 - 30}{70 - 25}} = 3300\text{A},$$

де  $v_{\text{доп}}$  – допустима температура шини;

$v_{\text{норм}}$  – номінальна температура навколишнього середовища.

$$3230\text{A} < 3300\text{A}.$$

Мінімальний термічно стійкий переріз:

$$q_{\text{min.доп}} = \frac{\sqrt{B_R}}{C} = \frac{\sqrt{209,37}}{90 \cdot 10^{-3}} = 160,8\text{ мм}^2.$$

Оскільки  $q_{\text{min.доп}} = 160,8 \leq 2 \times 1010\text{ мм}^2$  термічна стійкість шин забезпечується.

					БР 5.6.14.1.581 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		37

Тверді 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 алюмінієвих шин визначається за формулою

$$f_0 = \frac{173.2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J_{y0-y0}}{2 \cdot q_{\text{шини}}}} = \frac{173.2}{2^2} \cdot \sqrt{\frac{290}{2 \cdot 10,1}} = 656 \text{ Гц}$$

де  $l$  – довжина прольоту між ізоляторами  $l = 1$  м, м;

$J_{y0-y0}$  – момент інерції поперечного перерізу двох зрощених шин, см<sup>4</sup>;

$q_{\text{шини}}$  – поперечний переріз однієї шини, см<sup>2</sup>.

Оскільки  $f_0 = 656 \geq 200$  Гц, то механічний резонанс виключається.

Момент опору перерізу для двох зрощених шин:

$$\sigma_{\text{ф.мах}} = 1,76 \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l^2}{a \cdot W_{y0-y0}} \cdot 10^{-8} = 1,76 \cdot \frac{85,06^2 \cdot 2^2 \cdot 10^{-2}}{0,8 \cdot 58} = 10,978 \text{ МПа}$$

де  $a$  – відстань між фазами, м;

$W_{y0-y0}$  – момент опору двох зрощених шин, см<sup>3</sup>.

$\sigma_{\text{ф.мах}} = 10,978 \leq \sigma_{\text{доп}} = 82,3$  МПа умова механічної міцності виконується.

де  $\sigma_{\text{доп}} = 82,3$  МПа – допустима механічна напруга в матеріалі алюмінієвих шин.

Сила взаємодії між швелерами:

$$f_{\text{п}} = 0,5 \cdot \frac{i_{\text{уд}2}^2}{h} \cdot 10^{-7} = 0,5 \cdot \frac{85,06^2}{0,1} \cdot 10^{-1} = 3618 \text{ Н/м}$$

де  $h$  - висота швелера, м.

Максимальна відстань між місцями зварювання швелерів:

$$l_{\text{п.мах}} = \sqrt{\frac{12 \cdot (\sigma_{\text{доп}} - \sigma_{\text{ф.мах}}) \cdot W_{y-y}}{f_{\text{п}}}} = \sqrt{\frac{12 \cdot (82,3 - 10,978) \cdot 5,9}{3618}} = 1,18 \text{ м}$$

де  $W_{y-y}$  – момент опору шин у вертикальній площині, см<sup>3</sup>.

										Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						38

## 2.5 Вибір вимірювальних трансформаторів струму та напруги

Для ввімкнення електровимірювальних приладів і пристроїв релейного захисту необхідна установка трансформаторів струму і напруги. У даному проєкті релейний захист детально не розробляється, тому перевірку трансформаторів за вторинним навантаженням виконуємо з урахуванням ввімкнення тільки вимірювальних приладів.

У колі силового трансформатора з боку нижчої напруги встановлюється амперметр, вольтметр, варметр, лічильники активної і реактивної енергії, на шині 110 кВ – вольтметр із перемикачем для виміру трьох міжфазових напруг, на секційному вимикачі 10 кВ - амперметр, на лініях, що відходять, 10 кВ - амперметр, лічильники активної і реактивної енергій. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведений у таблиці 2.8.

Таблиця 2.8 – Розрахунок вторинного навантаження трансформаторів струму

Прилад	Клас	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
Сумарне навантаження струму в колі силового тр-ра на боці ВН		0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження струму в колі силового тр-ра з боку НН		6,5	0,5	6,5
Сумарне навантаження струму в колі секц. вимикача на НН		0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження струму в колі відхідної лінії		0,5	0,5	0,5

Вибір трансформаторів струму наведений у таблицях 2.9 – 2.12.

Вибираємо трансформатор струму ТФЗМ-110Б-І.

Таблиця 2.9 – Вибір трансформатора струму в колі силового трансформатора на боці високої напруги 110 кВ:

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	588 А	800 А
$i_y \leq I_{прСКВ}$	13,45 кА	124 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	2,967 кА <sup>2</sup> ·с	2352 кА <sup>2</sup> ·с
$Z_H \leq Z_{H.ном}$	0,82 Ом	1,2 Ом

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

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

Тоді опір сполучних проводів може бути

$$Z_{пр} = Z_{ном} - Z_{прил} - Z_k$$

де  $Z_{пр}$  – номінальний опір навантаження, Ом;

$Z_{прил}$  – опір приладів, Ом;

$Z_k$  – опір контактів, Ом.

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

Перетин жил при довжині кабеля  $l = 100$  м:

$$F = \rho \cdot \frac{l}{Z_{пр}} = 0,0175 \cdot \frac{100}{1,08} = 1,62 \text{ мм}^2$$

де  $\rho$  – питомий опір міді, 0,0175 (Ом·мм<sup>2</sup>/м),

$F$  – перетин жил, мм<sup>2</sup>.

					БР 5.6.14.1.581 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		40

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

Опір обраних проводів:

$$Z_{\text{пр}} = \rho \cdot \frac{l}{F} = 0,0175 \cdot \frac{100}{2,5} = 0,7 \text{ Ом}$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_{\text{н}} = Z_{\text{прил}} + Z_{\text{к}} + Z_{\text{пр}} = 0,02 + 0,1 + 0,7 = 0,82 \text{ Ом}$$

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

Трансформатор струму ТФЗМ-110Б-І відповідає умовам вибору.

Вибираємо трансформатор струму ТШЛ-10-У3.

Таблиця 2.10 – Вибір трансформатора струму у колі трансформатора на боці 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_{\text{с}} \leq U_{\text{н}}$	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$	3230 А	4000 А
$i_{\text{у}} \leq i_{\text{дин}}$	85,06 кА	-
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 t_{\text{р}}$	209,37 кА <sup>2</sup> ·с	3250 кА <sup>2</sup> ·с
$Z_{\text{н}} \leq Z_{\text{н.ном}}$	0,8 Ом	0,8 Ом

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

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

Тоді опір сполучних проводів може бути



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

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

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

$Z_{\text{к}}$  – опір контактів, Ом.

$$Z_{\text{пр}} = 0,8 - 0,26 - 0,1 = 0,44 \text{ Ом.}$$

Перетин жил при довжині кабеля  $l = 100$  м:

$$F = \rho \cdot \frac{l}{Z_{\text{пр}}} = 0,0175 \cdot \frac{100}{0,44} = 3,98 \text{ мм}^2$$

де  $\rho$  – питомий опір міді, 0,0175 (Ом·мм<sup>2</sup>/м),

$F$  – перетин жил, мм<sup>2</sup>.

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менше ніж 4 мм<sup>2</sup> для мідних жил.

Опір обраних проводів:

$$Z_{\text{пр}} = \rho \cdot \frac{l}{F} = 0,0175 \cdot \frac{100}{4} = 0,44 \text{ Ом.}$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_{\text{н}} = Z_{\text{прил}} + Z_{\text{к}} + Z_{\text{пр}} = 0,26 + 0,1 + 0,44 = 0,8 \text{ Ом.}$$

що менше ніж 0,8 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0,5.

Трансформатор струму ТШЛ-10-У3 відповідає умовам вибору.

Вибираємо трансформатор струму ТШЛ-10-У3.

					БР 5.6.14.1.581 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		42

Таблиця 2.11 – Вибір трансформатора струму в колі секційного вимикача 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	3,23 кА	4000 А
$i_y \leq i_{дин}$	85,06 кА	-
$B_K \leq I_T^2 t_r$	209,37 кА <sup>2</sup> ·с	3250 кА <sup>2</sup> ·с
$Z_H \leq Z_{H,ном}$	0,56 Ом	0,8 Ом

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

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

Тоді опір сполучних проводів може бути

$$Z_{пр} = Z_{ном} - Z_{прил} - Z_k$$

де  $Z_{пр}$  – номінальний опір навантаження, Ом;

$Z_{прил}$  – опір приладів, Ом;

$Z_k$  – опір контактів, Ом.

$$Z_{пр} = 0,8 - 0,02 - 0,1 = 0,68 \text{ Ом.}$$

Перетин жил при довжині кабеля  $l = 100$  м:

$$F = \rho \cdot \frac{l}{Z_{пр}} = 0,0175 \cdot \frac{100}{0,68} = 2,57 \text{ мм}^2$$

де  $\rho$  – питомий опір міді, 0,0175 (Ом·мм<sup>2</sup>/м),

$F$  – перетин жил, мм<sup>2</sup>.

					БР 5.6.14.1.581 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		43

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менше ніж  $4 \text{ мм}^2$  для мідних жил.

Опір обраних проводів:

$$Z_{\text{пр}} = \rho \cdot \frac{l}{F} = 0.0175 \cdot \frac{100}{4} = 0,438 \text{ Ом.}$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_{\text{н}} = Z_{\text{прил}} + Z_{\text{к}} + Z_{\text{пр}} = 0.02 + 0.1 + 0,438 = 0,56 \text{ Ом.}$$

що менше ніж  $0,8 \text{ Ом}$ , припустимих при роботі трансформатора в класі точності  $0,5$ .

Трансформатор струму ТШЛ-10-У3 відповідає умовам вибору.

Вибираємо трансформатор струму ТШЛП-10-У3.

Таблиця 2.12 – Вибір трансформатора струму на лінії, що відходить

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_{\text{с}} \leq U_{\text{н}}$	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$	647 А	1000 А
$i_{\text{у}} \leq i_{\text{дин}}$	85,06 кА	-
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 t_{\text{р}}$	209,37 кА <sup>2</sup> ·с	3250 кА <sup>2</sup> ·с
$Z_{\text{н}} \leq Z_{\text{н.ном}}$	0,56 Ом	0,8 Ом

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

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

Тоді опір сполучних проводів може бути

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

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

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

$Z_{\text{к}}$  – опір контактів, Ом.

$$Z_{\text{пр}} = 0,8 - 0,02 - 0,1 = 0,68 \text{ Ом.}$$

Перетин жил при довжині кабеля  $l = 100$  м:

$$F = \rho \cdot \frac{l}{Z_{\text{пр}}} = 0,0175 \cdot \frac{100}{0,68} = 2,57 \text{ мм}^2$$

де  $\rho$  – питомий опір міді, 0,0175 (Ом·мм<sup>2</sup>/м),

$F$  – перетин жил, мм<sup>2</sup>.

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менше ніж 4 мм<sup>2</sup> для мідних жил.

Опір обраних проводів:

$$Z_{\text{пр}} = \rho \cdot \frac{l}{F} = 0,0175 \cdot \frac{100}{4} = 0,438 \text{ Ом.}$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_{\text{н}} = Z_{\text{прил}} + Z_{\text{к}} + Z_{\text{пр}} = 0,02 + 0,1 + 0,438 = 0,56 \text{ Ом.}$$

що менше ніж 0,8 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0,5.

Трансформатор струму ТШЛП-10-У3 відповідає умовам вибору.

Обираємо трансформатори напруги за заданими значеннями напруги та за потужністю.

На боці високої напруги 110 кВ обираємо трансформатори НКФ-110-58У1, на боці 10 кВ – ЗНОЛ.09-10.02, використовуючи дані із таблиць наведених у довідниках.

					<i>БР 5.6.14.1.581 ПЗ</i>	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		45

Таблиця 2.13 – Вибір трансформатора напруги з боку ВН

Тип	Клас напруги	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-110-58У1	110	110/√3	100/√3	100/3	-	400	600	1200	2000

Таблиця 2.14 – Вибір трансформатора напруги з боку НН

Тип	Клас напруги	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	
ЗНОЛ.09-10.02	10	10/√3	100/√3	100	50	75	150	300	630

## 2.6 Обґрунтування схеми електричних з'єднань підстанції

Основна схема електричних з'єднань повинна задовольняти такі вимоги [8, 9]:

- забезпечувати надійність електропостачання в нормальних й післяаварійних режимах;
- урахувати перспективи розвитку;
- допускати можливість розширення;
- забезпечувати можливість виконання ремонтних і експлуатаційних робіт на окремих елементах схеми й без відключення приєднань.

При цьому слід застосовувати найпростіші схеми.

Підстанція відноситься до класу тупикових підстанцій. Для даного класу напруги, набору зовнішніх приєднань і потужності трансформаторів, з урахуванням того, що застосування віддільників в умовах холодного клімату не рекомендується, приймаємо до установки на проектованій підстанції схему «два блоки «лінія - трансформатор» з вимикачем у ланцюзі трансформатора й неавтоматичною перемичкою» (рис. 2.5).

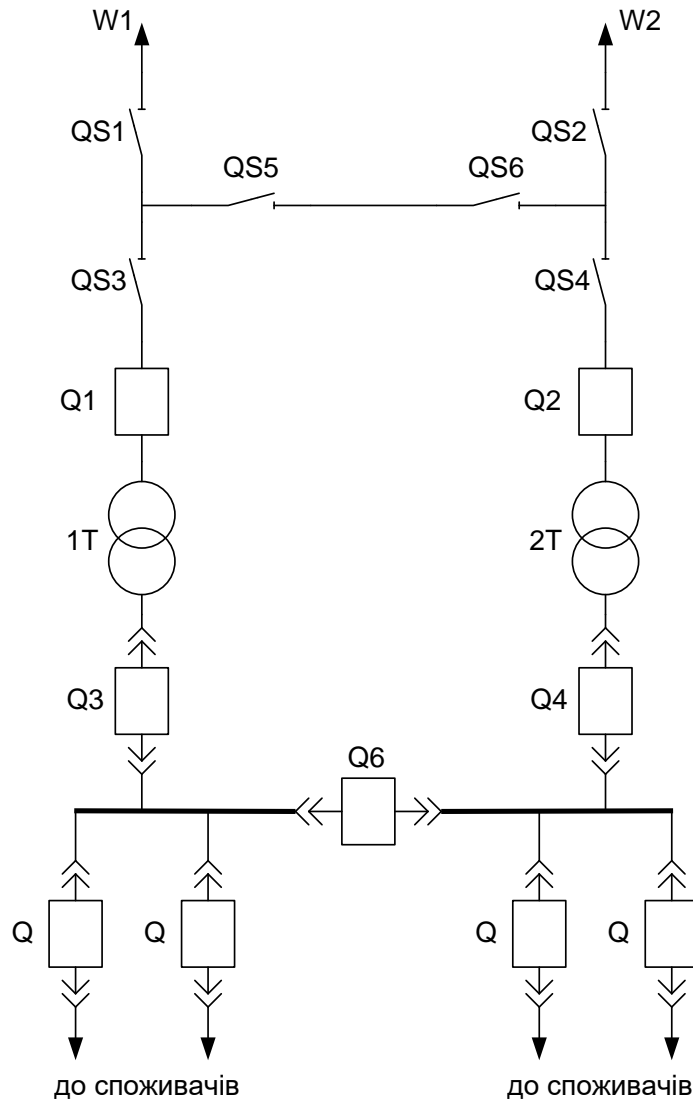


Рисунок 2.5 – Схема розміщення високовольтних апаратів на підстанції

Схема з ремонтною перемичкою, виконаною за допомогою роз'єднувачів («неавтоматичною» перемичкою), забезпечує можливість приєднання обох трансформаторів до однієї лінії при ремонті іншої.

Схема підстанції наведена на графічній частині проекту.

У нормальному режимі все комутаційне обладнання включене, за винятком роз'єднувачів QS3...QS4 у ремонтній перемичці. Повітряні лінії W1, W2 - лінії, які з'єднують проектовану підстанцію з енергосистемою.

Розглянемо наслідки аварійних ситуацій у даній схемі:

1) Відмова одного із трансформаторів (припустимо T1). При короткому замиканні в трансформаторі T1 відбувається відключення вимикача Q1. Живлення споживачів підстанції здійснюється через трансформатор T2 за

рахунок його перевантажувальної здатності.

2) Відмова однієї лінії, яка з'єднує споживачів з електростанцією (W1). При короткому замиканні на лінії W1 відбувається відключення вимикача Q1, трансформатор T1 втрачає живлення. Після відключення W1 оперативний персонал відключає ушкоджену лінію лінійним роз'єднувачем. Після цього замикається раніше відключений роз'єднувач QS3, відбувається включення Q1 і трансформатор T1 відновлює живлення.

3) Відмова одного з вимикачів (Q1). При короткому замиканні у вимикачі Q1 відключається головний вимикач і лінія W1. Живлення всіх споживачів підстанції здійснюється від лінії W2 і трансформатора T2.

Таким чином, з наведеного аналізу видно, що при використанні даної схеми відсутній варіант простої (одиночної) аварійної ситуації, яка приводить до відключення споживачів проектованої підстанції.

Найбільш важкою аварійною ситуацією є відмова однієї з живильних ліній (W1) у період ремонту одного із трансформаторів (T2), але й у цьому випадку є можливість забезпечити живлення споживачів проектованої підстанції від лінії W2 через ремонтну перемичку QS3-QS4 і трансформатор T1.

## 2.7 Вибір трансформаторів власних потреб

Приймачами власниками власних потреб є [10]:

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

Сумарна розрахункова потужність приймача власних потреб визначається з урахуванням коефіцієнтів попиту. Розрахунок потужності приймача власних потреб наведений у табл. 2.15.

На підстанції передбачається установка 2 трансформаторів власних потреб. Номінальна потужність вибирається з умов

					БР 5.6.14.1.581 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		48

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

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

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

Таблиця 2.15 – Розрахунок потужності приймача власних потреб

№ п/п	Найменування споживача	Установлена потужність		Коеф. попиту	$\cos\varphi$	Навантаження	
		Одиниці, кВт х кількість	Всього, кВт			$P_{уст}$ , кВт	$Q_{уст}$ , кВАр
1	Охолодження трансформаторів ТРДЦН-80000/110	2х5	10	0,8	0,85	10	6,2
2	Підігрів високовольтних вимикачів зовнішньої установки	2х4	8	0,8	1	8	-
3	Підігрів приводів роз'єднувачів зовнішньої установки	4х0,6	2,4	0,8	1	2,4	-
4	Опалення, освітлення, вентиляція закритого РУ	-	5	0,8	1	5	-
5	Освітлення РУ	-	2	0,8	1	2	-
	Всього					27,4	6,2

Розрахункове навантаження

$$S_{уст} = K_C \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2}$$

де  $K_C$  – коефіцієнт попиту. Приймаємо рівним 0,8

$$S_{уст} = 0.8 \cdot \sqrt{27,4^2 + 6,2^2} = 22,5 \text{ кВА}$$



Під час ввімкнення цього навантаження на один трансформатор допускається його перевантаження на 20%. Потужність трансформатора для забезпечення живлення навантаження власних потреб з урахуванням ремонтних навантажень. Ремонтне навантаження на підстанції можна брати таким, що дорівнює  $S_{TSP} = 20 - 25$  кВА.

$$S_{TCH} = \frac{S_{CH} + S_{TSP}}{1,2} = \frac{22,5 + 20}{1,2} = 35,4 \text{ кВА.}$$

Беремо стандартну потужність трансформатора  $S_{TCH} = 40$  кВА. Остаточо для живлення споживача власних потреб беремо два трансформатори стандартної потужності: ТМ-40/10.

## 2.8 Компонування розподільних пристроїв на боці 110 кВ

Підстанції (ПС) 110 кВ споруджують, як правило, відкритими.

Спорудження закритих ПС напругою 110 кВ, допускається в таких випадках [9]: розміщення ПС із трансформаторами 16 МВА і вище на службовій території міст, розміщення ПС на території міст, коли це допускається містобудівним міркуванням.

На ПС електропостачання промислових підприємств передбачається водяне опалення, приєднане до теплових мереж підприємств.

Будинки ЗРУ (закритих РУ) допускається виконувати як окремо розміщені, так і зблокованими з будинками РПУ в тому числі і по вертикалі.

Трансформатори 110 кВ варто установлювати відкритими, а у районах із забрудненою атмосферою з посиленою ізоляцією.

Схеми для напруг 110 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 і т.ін.

					<i>БР 5.6.14.1.581 ПЗ</i>	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		50

При відключеннях вимикачів у нормальному режимі РП не повинне відключати більше одного блока, у ремонтному – не більше двох блоків.

Для РП35-220 кВ при числі приєднань 12-16 одну з двох систем секціонують, при числі приєднань більш ніж 16 – секціонують обидві системи шин.

## 2.9 Компонування розподільних пристроїв на боці 10 кВ

РП 10 кВ входять до складу підстанцій як головні РП. До РП10 кВ підстанцій підключаються понижуючі трансформатори, синхронні компенсатори та ін.

Схеми РП10 кВ повинні задовольняти наступним вимогам [4-6]: неспрацювання вимикача не повинне приводити до припинення електропостачання відповідальних споживачів (1 категорія по ПУЕ), розширення РП з ростом навантажень не повинне приводити до зміни схеми і значних будівельних і монтажних робіт.

Секціювання збірних шин дозволяє задовольнити вимоги надійності. Розширення РП здійснюється заповненням резервних осередків або введенням нової секції.

РУ 10 кВ для комплектних трансформаторів ПС виконується у вигляді КРУН або КРУ, встановлюваних у закритих приміщеннях. У ЗРУ 10 кВ рекомендується встановлювати шафи КРУ заводського виготовлення.

					<i>БР 5.6.14.1.581 ПЗ</i>	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		51

### 3 РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТРАНСФОРМАТОРА

#### 3.1 Визначення параметрів, необхідних для розрахунків захисту трансформатора

Необхідно виконати розрахунок поздовжнього диференціального струмового захисту для трансформатора типу ТДТН-40000/110 від усіх видів замикань на виводах і в обмотках сторін із заземленою нейтраллю, а також від багатofазних замикань на виводах і в обмотках сторін з ізолюваною нейтраллю. Трансформатор отримує живлення від енергосистеми з параметрами  $x_{c.макс} = 12 \text{ Ом}$ ;  $x_{c.мін} = 18 \text{ Ом}$  (опори приведені до напруги  $U_{ср.ном} = 115 \text{ кВ}$ ).

Таблиця 3.1 – Паспортні дані трансформатора

Тип	Номінальна потужність, МВА	Номінальна напруга обмоток, кВ			Втрати, кВт			Напруга КЗ, %			Ток ХХ %
		ВН	СН	НН	ХХ	КЗ	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН		
ТДТН-40000/110	40	115	38,5	11	21	100		17,5	6,5	0,8	

### 3.2 Розрахунок струмів короткого замикання

Розраховуємо струми КЗ у максимальному й мінімальному режимах системи. Струми КЗ приведені до напруги 110 кВ.

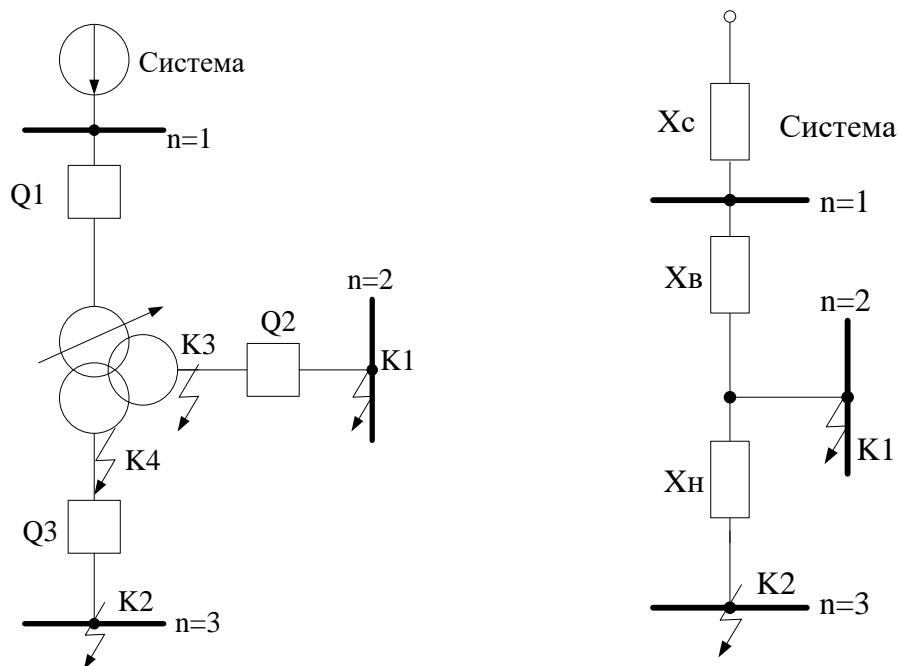


Рисунок 3.1 – Схема включення трансформатора, що захищається

Для складання схеми заміщення (рис. 3.1) обчислюються опори трансформатора. Знаходимо напругу  $U_{кBC}$  з умови:

$$U_{кBC} = U_{кBH} - U_{кCH} = 17,5 - 6,5 = 11 \%$$

$$U_{кB} = 0,5(U_{кBC} + U_{кBH} - U_{кCH}) = 0,5(11 + 17,5 - 6,5) = 11 \%$$

$$x_B = \frac{U_{кB}}{100} \frac{U_{ср.ном}^2}{S_m} = \frac{11}{100} \frac{115^2}{40} = 36,4 \text{ Ом};$$

$$U_{кH} = 0,5(U_{кCH} + U_{кBH} - U_{кBC}) = 0,5(6,5 + 17,5 - 11) = 6,5 \%$$

$$x_H = \frac{U_{кH}}{100} \frac{U_{ср.ном}^2}{S_m} = \frac{6,5}{100} \frac{115^2}{40} = 21,5 \text{ Ом}$$

$$x_c \approx 0$$

При розрахунках струмів КЗ для захистів трансформаторів із РПН слід урахувати зміну опору за рахунок регулювання напруги [13, 14]. Для трансформаторів 110 кВ приблизно можна прийняти:

$$x_{т.мин} = x_{т.ном} (1 - \Delta U)^2; \quad x_{т.макс} = x_{т.ном} (1 + \Delta U)^2$$

де  $x_{В.мин} = 36,4 \cdot (1 - 0,12)^2 = 28,2$  (Ом);  $x_{В.макс} = 45,62$  (Ом);  $x_{Н.мин} = 16,6$  (Ом);  
 $x_{Н.макс} = 26,96$  (Ом).

Струм КЗ на шинах середньої напруги (точка К1, рисунок 3.1) [10, 11]

$$I_{к.макс}^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3}(x_{с.макс} + x_{в.мин})} = \frac{115}{\sqrt{3}(12 + 28,2)} = 1,655 \text{ (кА)}$$

$$I_{к.мин}^{(2)} = \frac{U_{ср.ном}}{2(x_{с.мин} + x_{в.макс})} = \frac{115}{2(18 + 45,62)} = 0,904 \text{ (кА)}$$

Струм КЗ на шинах НН (точка К2, рис. 3.1)

$$I_{к.макс}^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3}(x_{с.макс} + x_{в.мин} + x_{н.мин})} = \frac{115}{\sqrt{3}(12 + 28,16 + 16,4)} = 1,1702 \text{ кА}$$

$$I_{к.мин}^{(2)} = \frac{U_{ср.ном}}{2(x_{с.мин} + x_{в.макс} + x_{н.макс})} = \frac{115}{2(18 + 45,62 + 26,96)} = 0,635 \text{ кА}$$

### 3.3 Розрахунок поздовжнього диференціального струмового захисту та вибір типу реле

1. Визначаємо середні значення первинних і вторинних номінальних струмів для всіх плечей диференціального захисту (по номінальній потужності найбільш потужної обмотки трансформатора). Розрахунки зводяться в табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Результати розрахунків

Найменування величини	Чисельне значення для сторони		
	115 кВ	38,5 кВ	11 кВ
Первинний номінальний струм трансформатора, А	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 201,06$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 600,6$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 2101,9$
Коефіцієнт трансформації трансформаторів струму $n_T$	600/5	1500/5	4000/5
Схема з'єднання обмоток трансформаторів струму	$\Delta$	$\Delta$	Y
Вторинний струм у плечі захисту, А	$\frac{201 \cdot \sqrt{3}}{600/5} = 2,9$	$\frac{600,6 \cdot \sqrt{3}}{1500/5} = 3,46$	$\frac{2101,9 \cdot \sqrt{3}}{4000/5} = 4,55$

Струм спрацьовування захисту визначається за більшою із двох розрахункових умов:

а) відбудування від кидка струму намагнічування:

$$I_{c.з} = k_{від} I_{ном} = 1,3 \cdot 201,1 = 261,4 \text{ А}$$

б) відбудування від струму небалансу, виконується з урахуванням виразів:

$$I_{c.з} = k_3 (k_{одн} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II}) I_{к.макс(K1)}^{(3)} = 1,3 (1,0 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,05) 1655 = 580,9 \text{ А}$$

Приймається  $I_{c.3} = 580,9$  А.

2. Попередня перевірка чутливості проводиться по первинних струмах при двофазному КЗ на стороні НН (точка К4, рисунок 3.1):

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}}^{(2)}(K4)}{I_{c.3}} = \frac{635}{580.9} = 1.048 < 2$$

3. Оскільки захист із реле типу РНТ не забезпечує чутливості, а розрахунковим є відбудування від струму небалансу, то слід застосувати реле типу ДЗТ-11, для якого струм спрацьовування захисту вибирається за умовами:

а) відбудування від кидка, що намагнічує струм:

$$I_{c.3} = k_{\text{від}} I_{\text{ном}} = 1,5 * 201 = 301 \text{ А}$$

б) відбудування від струму небалансу при КЗ на СН:

$$I_{c.3} = k_3 (k_{\text{одн}} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II}) I_{\text{к.макс}}^{(3)}(K1) = 1,5(1,0 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,05) 1655 = 670.3 \text{ А}$$

в) відбудування від струму небалансу при КЗ на НН:

$$I_{c.3} = k_3 (k_{\text{одн}} \varepsilon + \Delta U_I) I_{\text{к.макс}}(K2) = 1,5(1,0 \cdot 0,1 + 0,12) 1170 = 386 \text{ А}$$

Приймаємо реле ДЗТ-11 з уставкою гальмівної обмотки з боку СН. Тоді відбудування по підп. 3б буде забезпечене за рахунок гальмування, а струм спрацьовування захисту приймається по більшій з умов 3а і 3в:  $I_{c.3} = 386$  (А).

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

					<i>БР 5.6.14.1.581 ПЗ</i>	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		56

$$k_q = \frac{I_{к.мин}^{(2)}(K4)}{I_{с.з}} = \frac{635}{386} = 1,64$$

Це значення  $k_q$  трохи менше нормованого, однак, уже при номінальному коефіцієнті трансформації трансформатора струм КЗ складе:

$$I_{к.мин}^{(2)} = \frac{115}{2(18 + 36.4 + 21.5)} = 758 \text{ А}$$

і необхідний коефіцієнт чутливості забезпечується

$$k_q = \frac{758}{386} = 1.96$$

Тому захист із реле ДЗТ-11 може бути застосований.

### 3.4 Вибір уставок реле ДЗТ-11

Первинний і вторинний струми сторін трансформатора наведено в табл. 3.2.

З таблиці 3.2 випливає, що в якості основної слід обрати сторону НН (11 кВ), що має більший вторинний номінальний струм.

Струм спрацьовування реле для основної сторони визначається по виразу:

$$I_{ср.осн} = \frac{I_{с.з} k_{сх} \frac{U_{ср.ном}}{U_{номп}}}{K_{In}} = \frac{386 \cdot 1 \cdot \frac{115}{11}}{\frac{4000}{5}} = 5.046 \text{ А}$$

Розрахункове число витків робочої обмотки для основної сторони визначається:

					БР 5.6.14.1.581 ПЗ	Аркуш
						57
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



$$w_{осн.расч} = \frac{F_{ср}}{I_{с.р.осн}} = \frac{100}{5.046} = 19.81 \text{ витків}$$

Приймається  $w_{раб.осн} = 20$  витків, що відповідає фактичному струму спрацьовування реле  $I_{с.р.осн} = \frac{100}{20} = 5 \text{ А}$ .

Розрахункові числа витків для інших сторін трансформатора визначаються:

$$\text{для сторони 110 кВ } w_{расчI} = 20 \frac{4.55}{2.9} = 31.36. \text{ Приймається } w_I = 31;$$

$$\text{для сторони 35 кВ } w_{расчII} = 20 \frac{4.55}{3.46} = 26.25. \text{ Приймається } w_{II} = 26.$$

Уточнений струм спрацьовування захисту з урахуванням погрішності вирівнювання знаходиться по виразах:

$$I_{с.з} = (k_{одн} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta w_I) I_{к.макс(K2)} = 1,5(1,0 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,011) 1170 = 406.51 \text{ А},$$

де  $\Delta w_I = \frac{w_{Iрасч} - w_I}{w_{Iрасч}} = \frac{31.36 - 31}{31.36} = 0,011.$

Уточнений розрахунковий струм спрацьовування реле визначається:

$$I_{ср.осн} = \frac{I_{с.з} k_{сх} \left( \frac{U_{ср.ном}}{U_{номIII}} \right)}{k_{I(III)}} = \frac{406.51 \cdot 1 \left( \frac{115}{11} \right)}{\frac{4000}{5}} = 5.31 \text{ А}$$

Розрахунковий струм небалансу захисту при КЗ на стороні СН, де передбачене гальмування, з урахуванням погрішності вирівнювання знаходиться по виразах:

$$I_{нб.расч} = k_3 (k_{нep} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II} + \Delta w_{II}) I_{к.макс(K1)} =$$

$$= 1.5(1.0 \cdot 0.1 + 0.12 + 0.05 + 0.0095) 1655 = 693.95 \text{ (A)}$$

де  $\Delta w_{II} = \frac{26.25 - 26}{26.25} = 0.0095$

Число витків гальмівної обмотки знаходиться по виразу:

$$w_{торм} = \frac{k_3 I_{нб.расч} w_{рабн}}{I_{к.макс(K1)} \operatorname{tg} \alpha} = \frac{1.5 \cdot 693.95 \cdot 26}{1655 \cdot 0.75} = 21.8 \text{ шт.}$$

Таким чином, до установки на реле приймаються наступні витки:

$$w_I = 31, w_{II} = 26, w_{III} = 20 \text{ і } w_{торм} = 24 \text{ шт.}$$

Чутливість захисту визначається приблизно по первинних струмах при розрахунковому КЗ на стороні НН для випадків мінімального й нормального регулювання трансформатора

$$k_{ч} = \frac{635}{406.5} = 1.56 \text{ і } k_{ч} = \frac{789.2}{406.5} = 1.94$$

де  $I_{с.з} = 406.5 \text{ А}$  – фактичний струм спрацьовування захисту, при  $I_{с.р} = 5.31 \text{ А}$ .

Оскільки коефіцієнт чутливості захисту при нормальному регулюванні напруги практично відповідає нормованому, а при мінімальному регулюванні досить високий, то захист із реле ДЗТ-11 рекомендується до установки. Необхідно відзначити, що включення гальмівної обмотки на суму вторинних струмів сторін СН і НН дозволяє вибрати струм спрацьовування за умовою За і забезпечити  $k_{ч} \geq 2$  у всіх режимах.

										Аркуш
										59
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 5.6.14.1.581 ПЗ					

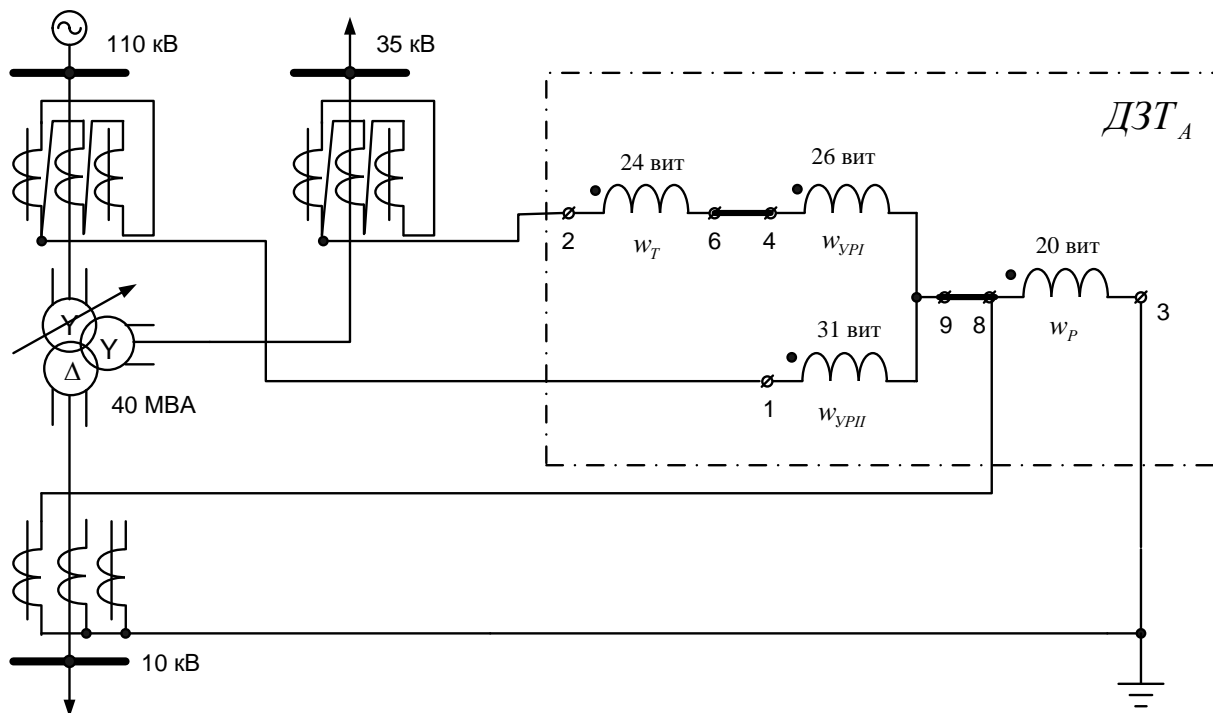


Рисунок 3.2 – Схема включення обмоток реле типу ДЗТ-11 у диференціальному захисті трьохобмоткового трансформатора

### 3.5 Розрахунок максимального струмового захисту з комбінованим пуском по напрузі

Для трьохобмоткових трансформаторів з однобічним живленням у якості резервного захисту рекомендується установка на стороні живлення МТЗ із пуском або без пуску по напрузі.

Спочатку визначається струм спрацьовування МТЗ без пуску по напрузі:

$$I_{с.з} = \frac{k_3}{k_6} k_c I_{нав.макс} = \frac{1,2}{0,8} \cdot 2,5 \cdot 201 = 753.96 \text{ А}$$

Чутливість захисту перевіримо при КЗ на шинах СН і НН у мінімальних розрахункових режимах:

$$k_u = \frac{904}{753.96} = 1.2 \quad \text{і} \quad k_u = \frac{635}{753.96} = 0.84.$$

Оскільки чутливість МТЗ без пуску по напрузі виявляється недостатньою, застосуємо блокування по напрузі зі сторін СН і НН трансформатора. У цьому випадку струм спрацьовування захисту, визначений по рівнянню дорівнює

$$I_{с.з} = \frac{k_з}{k_г} I_{ном} = \frac{1,2}{0,8} \cdot 201 = 301,6 \text{ А}$$

а чутливість захисту в тих же розрахункових точках складе:

$$k_ч = \frac{904}{301,6} = 3 \quad \text{і} \quad k_ч = \frac{635}{301,6} = 2,1.$$

Напругу спрацьовування органу блокування при симетричних КЗ визначимо приблизно по виразу:

$$U_{с.з} \leq \frac{U_{с.мин}}{k_г} = \frac{0,7 \cdot 115}{1,2} = 67,1 \text{ кВ.}$$

Напруга спрацьовування органу блокування при несиметричних КЗ визначається

$$U_{2с.з} = 0,06U_{ном} = 0,06 \cdot 115 = 6,9 \text{ кВ.}$$

Чутливість блокувальних органів перевіряється при КЗ на прийомних сторонах трансформатора, куди й підключені блокувальні реле, тобто  $U_{к.защ}^{(3)} = 0$ , а

$$U_{2к.защ} = \frac{U_{\phi}}{2} = \frac{115}{2 \cdot \sqrt{3}} = 33,24 \text{ кВ.}$$

					БР 5.6.14.1.581 ПЗ	Аркуш
						61
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Тоді

$$k_{\text{ч}U} = \frac{U_{\text{с.з}}}{U_{\text{к.макс}}} = \frac{67.1}{0} > 1,5$$

$$k_{\text{ч}U} = \frac{U_{2\text{к.защ}}}{U_{2\text{с.з}}} = \frac{33.24}{6.9} = 4.82 > 1,5$$

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 за умовою відбудування від номінального струму трансформатора на стороні, де встановлений захист, по виразу

$$I_{\text{с.з}} = \frac{k_3}{k_6} I_{\text{т.ном}} = \frac{1,05}{0,8} 201 = 263.9 \text{ А.}$$

Витримки часу МТЗ узгодяться з витримками часу захистів ліній на сторонах СН і НН.

					<i>БР 5.6.14.1.581 ПЗ</i>	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		62

#### 4. РОЗРАХУНОК ЗОН ЗАХИСТУ СТРИЖНЕВИХ БЛИСКАВКОВІДВОДІВ ВРП

В бакалаврській роботі необхідно розрахувати висоту і зону захисту блискавковідводів ВРП-110 кВ, встановлених на двох порталах, рис. 4.1 (поз. 1 і 2), і двох блискавковідводів, що стоять окремо, зазначених на рис. 4.1 (поз. 3 і 4), вважаючи, що блискавковідводи розташовані симетрично по відношенню до вузької сторони ВРП. Надійність зони захисту від уражень блискавки  $P_3 = 0,999$ .

Накреслити горизонтальний перетин зони захисту блискавковідводів ВРП на висоті  $h_x$ .

Параметри розміщення блискавковідводів по площині ВРП наведені в табл. 4.1.

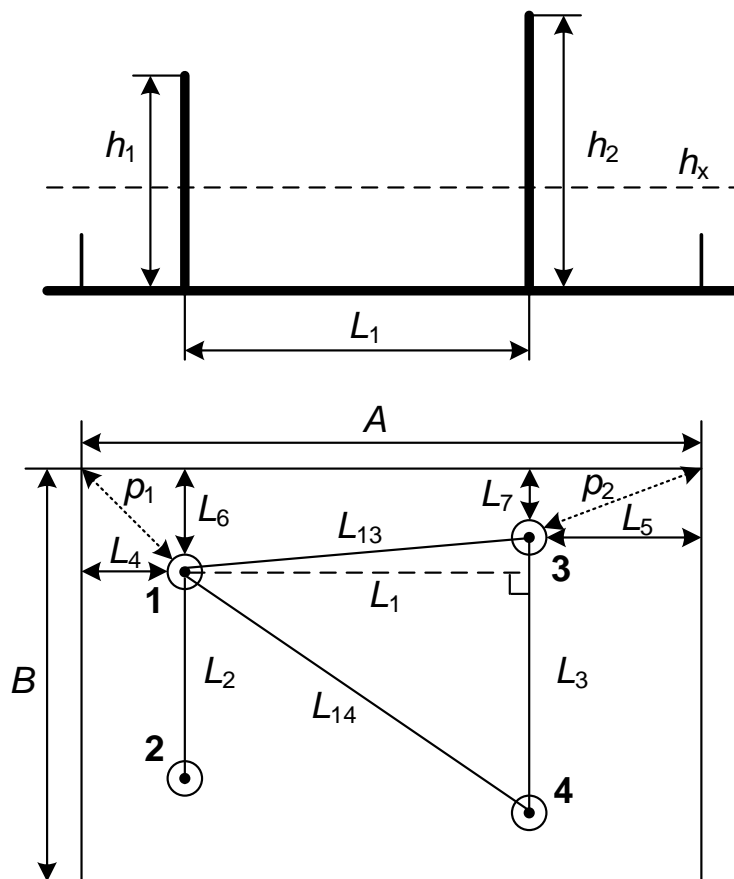


Рисунок 4.1 – Схема розміщення стрижневих блискавковідводів ВРП-110 кВ

Таблиця 4.1 – Розрахункові параметри

$A,$ м	$B,$ м	$L_1,$ м	$L_2,$ м	$L_3,$ м	$L_4,$ м	$L_5,$ м	$h_x,$ м
44	34	32	21	28	5	7	5

1. Визначаємо відстані  $L_6$  та  $L_7$ :

$$L_6 = \frac{B - L_2}{2} = 6,5 \text{ м};$$

$$L_7 = \frac{B - L_3}{2} = 3 \text{ м}.$$

2. Визначаємо відстані  $p_1$  та  $p_2$ :

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

$$p_2 = \sqrt{L_5^2 + L_7^2} = 7,62 \text{ м}.$$

3. Зона захисту подвійного стрижневого блискавковідводу складається з зовнішніх областей зони захисту (напівконусів з габаритами  $h_0$ ,  $r_0$ ), що виконуються за формулами для одиничних стрижневих блискавковідводів. Розміри внутрішніх областей визначаються параметрами  $h_0$  і  $h_c$ , перший з яких задає максимальну висоту зони безпосередньо біля блискавковідводів, а другий – мінімальну висоту зони посередині між блискавковідводами [14].

Зона захисту одиничного стрижневого блискавковідводу висотою  $h \leq 30$  м при надійності захисту  $P_s = 0.999$ , визначається рівняннями:

$$\begin{cases} h_{0n} = 0,7h_n \\ r_{xn} = \frac{r_{0n} \cdot (h_{0n} - h_x)}{h_{0n}} \\ r_{0n} = 0,6 \cdot h_n \end{cases}$$

Розраховуємо висоти блискавковідводів 1 та 2 виходячи з умови створення ними зони захисту на висоті  $h_x$  до кутів ВРП:

$$\begin{cases} h_{01} = 0,7h_1 \\ r_{x1} = \frac{r_{01} \cdot (h_{01} - h_x)}{h_{01}}, \text{ при } r_{x1} = p_1. \\ r_{01} = 0,6 \cdot h_1 \end{cases}$$

Шляхом математичних перетворень отримаємо рівняння відносно шуканої величини  $h_1$ :

$$p_1 = \frac{0,6h_1 \cdot (0,7h_1 - h_x)}{0,7h_1};$$

$$0,42h_1^2 - (0,7p_1 + 0,6h_x)h_1 = 0;$$

$$h_1 = 0; \quad h_1 = 20,81 \text{ м.}$$

Остаточно приймаємо блискавковідводи 1 та 2 висотою  $h_1 = h_2 = 20,81$  м, так як вона задовольняє умові застосування рівнянь при  $h \leq 30$  м.

Розраховуємо висоти блискавковідводів 3 та 4 виходячи з умови створення ними зони захисту на висоті  $h_x$  до кутів ВРП:

$$\begin{cases} h_{03} = 0,7h_3 \\ r_{x3} = \frac{r_{03} \cdot (h_{03} - h_x)}{h_{03}}, \text{ при } r_{x3} = p_2; \\ r_{03} = 0,6 \cdot h_3 \end{cases}$$

Шляхом математичних перетворень отримаємо рівняння відносно шуканої величини  $h_3$ :

$$p_2 = \frac{0,6h_3 \cdot (0,7h_3 - h_x)}{0,7h_3};$$

$$0,42h_3^2 - (0,7p_2 + 0,6h_x)h_3 = 0;$$

$$h_3 = 0; \quad h_3 = 19,84 \text{ м.}$$

Остаточно приймаємо блискавковідводи 3 та 4 висотою  $h_3 = h_4 = 19,84$  м, так як вона задовольняє умові застосування рівнянь при  $h \leq 30$  м.

4. Розраховуємо параметри зони захисту блискавковідводів 1 та 2:



$$L_{12} = L_2 = 21 \text{ м};$$

$$r_{01} = r_{02} = 0,6 \cdot h_1 = 12,49 \text{ м};$$

$$h_{01} = h_{02} = 0,7 \cdot h_1 = 14,57 \text{ м};$$

$$r_{x1} = r_{x2} = \frac{r_{01} \cdot (h_{01} - h_x)}{h_{01}} = 8,2 \text{ м};$$

$$L_{c12} = 2,25 \cdot h_1 = 46,82 \text{ м};$$

$$L_{\max 12} = 4,25 \cdot h_1 = 88,44 \text{ м};$$

$$\begin{cases} h_{c12} = h_{01} = 14,57 \text{ м}, & L_{12} \leq L_{c12} \\ r_{cx12} = \frac{r_{01}(h_{c12} - h_x)}{h_{c12}} = 8,2 \text{ м}, & h_x < h_{c12} \end{cases}$$

5. Розраховуємо параметри зони захисту блискавковідводів 3 та 4:

$$L_{34} = L_3 = 28 \text{ м};$$

$$r_{03} = r_{04} = 0,6 \cdot h_3 = 11,9 \text{ м};$$

$$h_{03} = h_{04} = 0,7 \cdot h_3 = 13,89 \text{ м};$$

$$r_{x3} = r_{x4} = \frac{r_{03} \cdot (h_{03} - h_x)}{h_{03}} = 7,62 \text{ м};$$

$$L_{c34} = 2,25 \cdot h_3 = 44,64 \text{ м};$$

$$L_{\max 34} = 4,25 \cdot h_3 = 84,32 \text{ м};$$

$$\begin{cases} h_{c34} = h_{03} = 13,89 \text{ м}, & L_{34} < L_{c34} \\ r_{cx34} = \frac{r_{03}(h_{c34} - h_x)}{h_{c34}} = 7,62 \text{ м}, & h_x < h_{c34} \end{cases}$$

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

$$L_{13} = \sqrt{(L_1)^2 + \left(\frac{L_3 - L_2}{2}\right)^2} = 32,19 \text{ м};$$

6.1 Блискавковідводи 1 та 3 мають висоту  $h_1 = 20,81$  м

$$L_{c13} = 2,25 \cdot h_1 = 46,82 \text{ м};$$

$$L_{\max 13} = 4,25 \cdot h_1 = 88,44 \text{ м};$$

$$h_{c13} = h_{01} = 14,57 \text{ м}, \quad L_{13} \leq L_{c13}$$

6.2 Блискавковідводи 1 та 3 мають висоту  $h_3 = 19,84$  м

$$L_{c31} = 2,25 \cdot h_3 = 44,64 \text{ м};$$

$$L_{\max 31} = 4,25 \cdot h_3 = 84,32 \text{ м};$$

$$h_{c31} = h_{03} = 13,89 \text{ м}, \quad L_{13} \leq L_{c31}$$

$$\left\{ \begin{array}{l} h_{c\min 13} = \frac{h_{c13} + h_{c31}}{2} = 14,23 \text{ м}, \\ r_{c013} = \frac{r_{01} + r_{03}}{2} = 12,20 \text{ м}, \\ r_{cx13} = \frac{r_{c013} (h_{c\min 13} - h_x)}{h_{c\min 13}} = 7,91 \text{ м}. \end{array} \right.$$

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

$$L_{14} = \sqrt{(L_1)^2 + \left( L_2 + \frac{L_3 - L_2}{2} \right)^2} = 40,30 \text{ м};$$

7.1 Блискавковідводи 1 та 4 мають висоту  $h_1 = 20,81$  м

$$L_{c14} = 2,25 \cdot h_1 = 46,82 \text{ м};$$

$$L_{\max 14} = 4,25 \cdot h_1 = 88,44 \text{ м};$$

$$h_{c14} = h_{01} = 14,57 \text{ м}, \quad L_{14} \leq L_{c14}$$

7.2 Блискавковідводи 1 та 4 мають висоту  $h_4 = 19,84$  м

$$L_{c41} = 2,25 \cdot h_4 = 44,64 \text{ м};$$

$$L_{\max 41} = 4,25 \cdot h_4 = 84,32 \text{ м};$$

$$h_{c41} = h_{01} = 13,89 \text{ м}, \quad L_{14} \leq L_{c41}$$

$$\begin{cases} h_{c\min14} = \frac{h_{c14} + h_{c41}}{2} = 14.23 \text{ м}, \\ r_{c014} = \frac{r_{01} + r_{04}}{2} = 12.20 \text{ м}, \\ r_{cx14} = \frac{r_{c014} (h_{c\min14} - h_x)}{h_{c\min14}} = 7.91 \text{ м}. \end{cases}$$

Горизонтальний переріз зони захисту показаний на рис. 4.2.

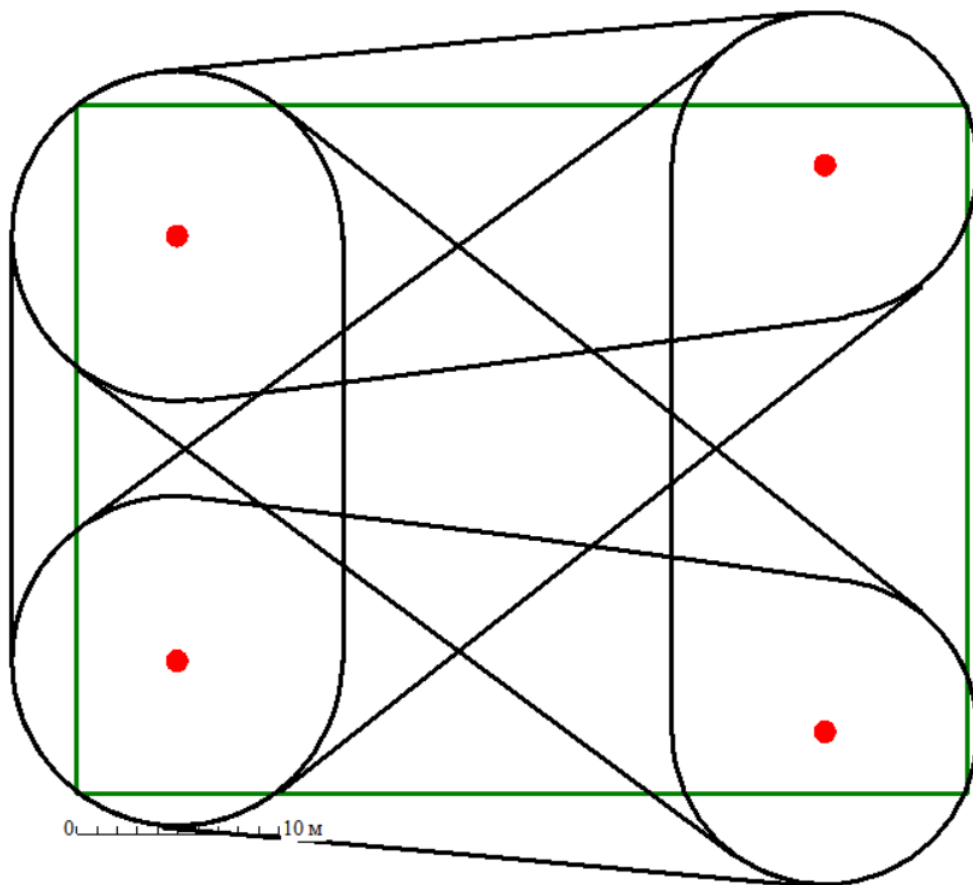


Рисунок 4.2 – Горизонтальний переріз зони захисту блискавковідводів ВРП

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

## ВИСНОВКИ

У роботі зроблений розрахунок нормального режиму роботи замкнутої електричної мережі, конфігурація якої була визначена завданням.

Результати розрахунків втрат потужності показали, що найбільш придатною номінальною напругою кільцевої мережі є напруга 110 кВ. З урахуванням цього були обрані відповідні перерізи проводів для ліній електропередач, а також типи трансформаторів на підстанціях.

Для існуючої конфігурації замкнутої мережі були розраховані параметри схеми заміщення ліній і трансформаторів, складена розрахункова схема заміщення мережі й визначені розрахункові навантаження вузлів мережі.

У процесі розрахунків електричної частини підстанції ПС-1 була проведена перевірка правильності вибору номінальної потужності встановлених трансформаторів і здійснений вибір на підставі розрахунків струмів короткого замикання високовольтних апаратів РП, вимірювальних трансформаторів струму й напруги.

При виконанні розрахунків релейного захисту трансформатора підстанції ПС-2 був зроблений розрахунок поздовжнього диференційного струмового захисту та максимального струмового захисту з комбінованим пуском по напрузі.

Для захисту від міжфазних коротких замикань запропонований захист за допомогою реле типу ДЗТ-11, для якого був виконаний вибір уставок і розрахунок параметрів обмоток реле.

Проведений розрахунок блискавкозахисту підстанції, що виконаний у вигляді чотирьох стрижневих блискавковідводів.

					<i>БР 5.6.14.1.581 ПЗ</i>	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		69

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. ПУЕ-2017. Правила улаштування електроустановок. Київ: Міненерговугілля України, 2017.
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. В. В. Кирик, Електричні мережі та системи : підручник. Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2021.
4. 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.
5. П. О. Василега, Електропостачання. Суми: СумДУ, 2019.
6. П. В. Волох, М. П. Цоколенко, і Л. В. Ревенко, Довідникова книга з електроенергетики: навчальний посібник. Київ: Аграрна освіта, 2014.
7. М. М. Бабаєв, В. С. Блиндюк, і О. Д. Супрун, Проектування систем електропостачання залізниць. Харків: УкрДУЗТ, 2019.
8. А. О. Омельчук, Електрична частина станцій і підстанцій: навчальний посібник. Київ: ЦП «КОМПРИНТ», 2017.
9. В. Д. Козлов, В. П. Захарченко, і О. М. Тачиніна, Електрична частина станцій та підстанцій аеропортів: підручник. Київ: НАУ, 2018.
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.

					БР 5.6.14.1.581 ПЗ	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		70

12. «Трансформатори силові масляні типу ТМ», Трансформатор сервис. <http://transf.com.ua/ua/russkij-produktsiya/russkij-transformatory-silovye-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. Є. І. Сокол, Г. А. Сендерович, О. Г. Гриб, Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник для студентів зі спеціальності електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, Харків: ФОП Бровін О.В., 2020.

15. ДСТУ Б В.2.5-38:2008 Улаштування блискавкозахисту будівель і споруд, Київ: Мінрегіонбуд України, 2008.

16. Захист від блискавки. Частина 1. Загальні принципи. ДСТУ ІЕС 62305-2:2012, 2012.

17. Захист від блискавки. Частина 2. Керування ризиками. ДСТУ ІЕС 62305-2:2012, 2012.

18. Захист від блискавки. Частина 3. Фізичні руйнування споруд та небезпека для життя людей. ДСТУ ІЕС 62305-3:2012, 2012.

19. Захист від блискавки. Частина 4. Електричні та електронні системи, розташовані в будинках і спорудах. ДСТУ EN 62305-4:2012, 2012.

					<i>БР 5.6.14.1.581 ПЗ</i>	Аркуш
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		71