

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

До захисту допущено  
Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_ І. Л. Лебединський  
" \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 2023 р.

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

зі спеціальності 141 – “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка” освітньо-професійної програми “Електротехнічні системи електроспоживання”

на тему: «Визначення параметрів електрообладнання мережі та розрахунків заземлення підстанції 220 кВ»

Студента групи ЕТ-91 Парієнка Богдана Володимировича

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

\_\_\_\_\_ Б.В. Парієнко

(підпис)

Керівник: заведувач кафедри, к.т.н., доцент Лебединський І.Л. \_\_\_\_\_

(підпис)

Суми – 2023

Сумський державний університет  
Факультет електроніки та інформаційних технологій  
Кафедра електроенергетики  
Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ

Зав. кафедрою електроенергетики

\_\_\_\_\_ І. Л. Лебединський

” \_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 2023 р.

### **ЗАВДАННЯ**

**на бакалаврську роботу студента**

**Парієнко Богдан Володимирович**

---

1. Тема дипломної роботи: «Визначення параметрів електрообладнання мережі та розрахунок заземлення підстанції 220 кВ»

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

2. Термін здачі студентом завершеної роботи \_\_\_\_\_ р.

3. Вихідні дані до роботи: параметри споживачів електроенергії (географічні координати, активна потужність, коефіцієнт потужності, час найбільшого навантаження, категорія електроспоживачів)

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

Вступ; Розділ 1. Розрахунок мережі; Розділ 2. Розрахунок підстанції; Розділ 3. Розрахунок релейного захисту; Розділ 4. Енергозбереження; Розділ 5. Охорона праці; Висновок; Список використаної літератури; Додатки

5. Перелік графічного матеріалу:

1. Принципова електрична схема схеми №1 в нормальному режимі роботи
2. Принципова електрична схема схеми №2 в нормальному режимі роботи
3. Принципова електрична схема №1 в аварійному режимі роботи
4. Принципова електрична схема №1 в мінімальному режимі роботи
5. Принципова електрична схема електричної частини підстанції

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№п/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Розрахунок електричної мережі	До 15.03.2023	
2	Розрахунок електричної частини підстанції	До 01.04.2023	
3	Релейний захист	До 05.05.2023	
4	Енергоефективність	До 15.05.2023	
5	Оформлення графічного матеріалу	До 05.06.2023	
6	Оформлення пояснювальної записки	До 05.06.2023	

Студент \_\_\_\_\_  
(підпис)

Парієнко Б.В

Керівник роботи \_\_\_\_\_  
(підпис)

Лебединський І.Л.

## РЕФЕРАТ

с. 103, рис. 12, табл. 46

Бібліографічний опис: Визначення параметрів електрообладнання мережі та розрахунок заземлення підстанції 220 кВ: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра: спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка /Парієнко Б.В / наук. кер. І.Л. Лебединський. Суми: Сумський державний університет, 2023. – 103 с.

**Ключові слова:** конфігурація електричної мережі, параметри споживачів, категорія надійності, потужність споживачів, силовий трансформатор, втрати потужності в мережі, схема заміщення, поточкорозподіл, трансформатор струму, трансформатор напруги, диференційний струмовий захист трансформатора, заземлення підстанції

configuration of the electrical network, consumer parameters, reliability category, consumer power, power transformer, power losses in the network, substitution scheme, flow distribution, current transformer, voltage transformer, differential current protection of the transformer, grounding of the substation

**Короткий огляд** – В даній роботі проведено розрахунок двох конфігурацій електричної мережі та обрано найбільш енергоефективну конфігурацію електричної мережі. Для даної схеми проведено розрахунок перетоку потужності та величину параметрів мінімального та аварійного режимів роботи. Проведено розрахунок електричної частини підстанції. Обрано високовольтне обладнання такі як вимикачі, роз'єднувачі, трансформатори струму та напруги. Дані прилади обиралися відповідно номінального струму, напруги, струму короткого замикання та ударного струму короткого замикання. Проведено розрахунок релейного захисту силового трансформатора. Розраховано зону оптимальну зону заземлюючого пристрою підстанції.

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

ВРП – ввідно-розподільний пристрій.

ЗРП – закритий розподільний пункт.

к. з. – коротке замикання.

КРП – компенсація реактивної потужності.

ЛЕП – лінія електропередачі.

ПЛ – повітряна лінія електропередачі із застосуванням неізольованих проводів.

ПС – понижувальна підстанція

ПУЕ – правила улаштування електроустановок.

РП – розподільний пункт.

РПН – регулювання під навантаженням

РУ – розподільний пристрій.

ТВЕ – Технологічні витрати енергії.

ТП – трансформаторна підстанція.

## ЗМІСТ

ВСТУП .....	8
1 РОЗДІЛ 1. РОЗРАХУНОК МЕРЕЖІ.....	9
1.1 Постановка завдання на проектування .....	9
1.2 Розробка конфігурацій електричних мереж .....	10
1.3 Розрахунок електричної мережі №1 .....	12
1.3.1 Визначення довжини та розрахунок струмів .....	12
1.3.2 Вибір трансформаторів.....	17
1.3.3 Розрахунок потужності та падіння напруги .....	19
1.3.3.1 Розрахунок активного, реактивного опору ліній та зарядної потужності.....	19
1.3.4 Розрахунок перетоку потужності .....	21
1.3.5 Розрахунок падіння напруги .....	24
1.3.6 Розрахунок втрати потужності для схеми №1 .....	25
1.4 Розрахунок електричної мережі №2.....	28
1.4.1 Визначення довжини ліній.....	28
1.4.2 Розрахунок струмів та напруги.....	28
1.4.3 Розрахунок потужності та падіння напруги .....	31
1.4.4 Розрахунок перетоку потужності .....	33
1.4.5 Розрахунок падіння напруги .....	35
1.4.6 Розрахунок втрати потужності .....	36
1.5 Аварійний режим роботи електричної схеми №1 .....	38
1.6 Режим мінімального навантаження схеми №1 .....	41

					<i>БР 3.6.14.1.586 ПЗ</i>									
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>	<i>Визначення параметрів електрообладнання мережі та розрахунок заземлення підстанції 220 кВ</i>									
<i>Розроб.</i>	<i>Парієнко</i>									<i>Лист.</i>	<i>Аркуш</i>	<i>Листів</i>		
<i>Перевір.</i>	<i>Лебединський</i>										5	103		
<i>Реценз.</i>										<i>СумДУ ЕТ-91</i>				
<i>Н. Контр.</i>	<i>Никифоров</i>													
<i>Затверд.</i>	<i>Лебединський</i>													

1.7	Вибір способу регулювання напруги .....	43
2	РОЗДІЛ 2. РОЗРАХУНОК ПІДСТАНЦІЇ.....	45
2.1	Перевірка навантаження силового трансформатора .....	45
2.2	Розрахунок струмів к.з.....	47
2.3	Вибір комутаційної апаратури.....	50
2.4	Вибір трансформатора власних потреб .....	53
2.5	Вибір трансформаторів струму і напруги.....	54
2.6	Вибір збірних шин .....	60
2.7	Вибір принципової схеми первинних з'єднань підстанції .....	64
2.7.1	Компонування розподільних пристроїв 220 кВ.....	64
2.7.2	Вибір розподільних пристроїв, конструктивні рішення .....	64
2.7.3	Заземлюючі пристрої підстанції.....	65
2.7.4	Основні схеми РУ.....	66
3	РОЗДІЛ 3. РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ .....	67
3.1	Вихідні дані до розрахунку захисту .....	67
3.2	Розрахунок подовжнього диференціального струмового захисту.....	68
3.3	Вибір уставок реле ДЗТ .....	70
3.4	Розрахунок максимального струмового захисту з комбінованим пуском по напрузі .....	73
3.5	Висновок до розділу .....	74
4	РОЗДІЛ 4. ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ.....	75
4.1	Підвищення ефективності систем теплопостачання .....	75
4.2	Ефективність і економічний розрахунок .....	76
4.3	Технологічна витрата потужності і енергії в електричних мережах ...	78
4.4	Складові балансу електроенергії.....	79
4.5	Облік потоків і витрати електроенергії в енергосистемі .....	80
5	РОЗДІЛ 5. ОХОРОНА ПРАЦІ .....	83

5.1	Розрахунок зони захисту блискавковідводів території підстанції.....	83
5.2	Розрахунок заземлюючого пристрою ПС-220 кВ.....	90
	ВИСНОВОК.....	95
	СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ .....	96
	ДОДАТОК А.....	99
	ДОДАТОК Б .....	100
	ДОДАТОК В.....	101
	ДОДАТОК Г .....	102
	ДОДАТОК Е .....	103

					<i>БР 3.8.14.1.586 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		7



## ВСТУП

На даний момент Україна перебуває у складному економічному становищі, що сильно відбивається на енергетиці в цілому. У зв'язку з переходом України до ринкових відносин виникає багато ускладнень в енергопостачанні електроенергії. Для економічного використання електричного устаткування, зокрема силових трансформаторів установлених на ПС, необхідно робити більш точні розрахунки; компоувати так споживачів, щоб навантаження розподілилося рівномірно протягом дня. Необхідний більш точний облік електроенергії перетворень на ПС та енергосистему в цілому.

Мета даної роботи провести розрахунок оптимальної електричної висковольтної мережі. В обов'язковому порядку, перевірити дану схему в умовах мінімального та аварійного режиму роботи. Наступний етап – визначити величини напруги на низькій стороні трансформатора подальше регулювання величини напруги за допомогою РПН.

Провести перевірку трансформатора на певній підстанції. Для даної підстанції необхідно обрати вимикачі на високій стороні, низькій стороні, секційний вимикач, трансформатори напруги на високій та низькій стороні та трансформатори струму на високій та низькій стороні, трансформатор власних потреб.

Важливим етапом є розрахунок релейного захисту для даної мережі, а саме вибір уставок реле захисту та диференційного захисту трансформатора.

Провести розрахунки опору заземлювального контуру ввідно-розподільного пристрою (ВРП), який складається із сітки вертикальних електродів, об'єднаних горизонтальними смугами

					<i>БР 3.8.14.1.586 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		8

# 1 РОЗДІЛ 1. РОЗРАХУНОК МЕРЕЖІ

## 1.1 Постановка завдання на проектування

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

Вихідні дані, що характеризують споживачів приведені в табл. 1.1 та 1.2.

Таблиця 1.1 – Вихідні дані

Параметр	1-й	2-й	3-й	4-й	5-й	6-й
	спож.	спож.	спож.	спож.	спож.	спож.
	П	А	Р	Б	О	Г
$X, \text{мм}$	23	18	28	-12	22	11
$Y, \text{мм}$	26	16	31	24	12	13
$P_{\text{max}}, \text{МВт}$	48	60	48	61	0,654	0,887
$\cos\varphi$	0,85	0,78	0,88	0,92	0,95	0,82
$T_m, \text{год}$	4730	5220	4870	4760	6580	5240
Категорія	I	II	II	II	I	III

					<i>БР 3.6.14.1.586 ПЗ</i>			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>	<i>Парієнко</i>				<i>Визначення параметрів електрообладнання мережі та розрахунок заземлення підстанції 220 кВ</i>	<i>Лист.</i>	<i>Аркуш</i>	<i>Листів</i>
<i>Перевір.</i>	<i>Лебединський</i>						9	103
<i>Реценз.</i>						<i>СумДУ ЕТ-91</i>		
<i>Н. Контр.</i>	<i>Никифоров</i>							
<i>Затверд.</i>	<i>Лебединський</i>							

Таблиця 1.2 – Додаткова вихідна інформація про споживачів та їх розташування

Варіант	Характеристика споживачів			
В	Масштаб для споживачів 1-4, км	Масштаб для споживачів 5 і 6 щодо точки прив'язки, км/мм	Спожива щодо якого прив'язані споживачі 5 і 6	Частка всіх навантажень в номінальному режимі $P_{min}$ по відношенню до максимального $P_{max}$
	1	0,1	3	0,52

## 1.2 Розробка конфігурацій електричних мереж

Визначимо максимальну реактивну потужність споживачів за виразом:

$$Q_{\max} = S_{\max} \cdot \sin \varphi \Rightarrow \sin \varphi = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi}; S_{\max} = \frac{P_{\max}}{\cos \varphi},$$

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

Повна потужність в комплексній формі матиме вигляд:

$$\underline{S}_{\max} = P_{\max} + jQ_{\max}$$

Повна потужність кожного із споживачів в табл. 1.3.

Таблиця 1.3 – Дані про споживачів із розрахованою повною потужністю споживачів

Повна потужність	1-й спож.	2-й спож.	3-й спож.	4-й спож.	5-й спож.	6-й спож.
$\underline{S}_{\max}, MVA$	48+j29	60+j48	48+j25	61+j26	0,65+j0,21	0,88+j0,61

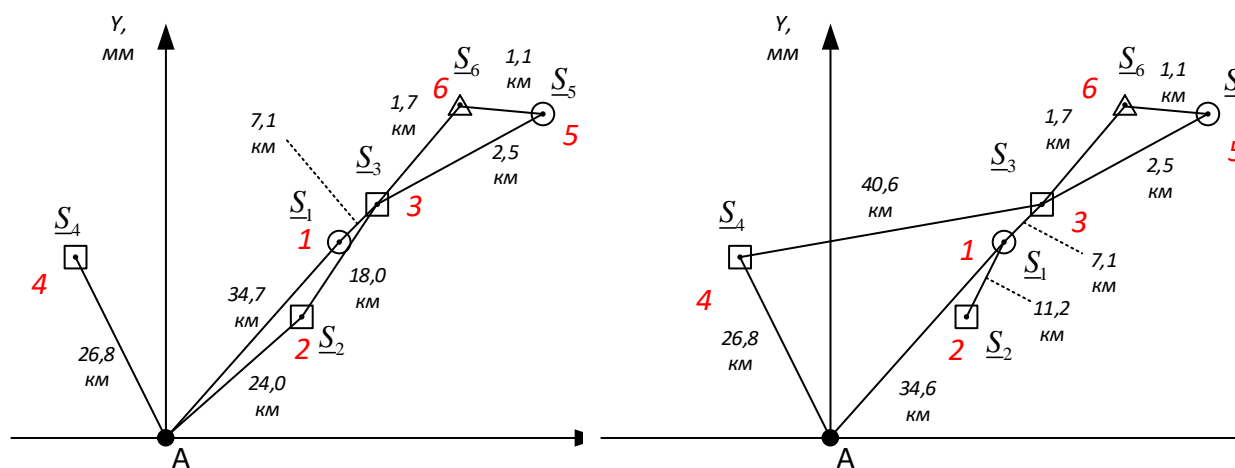
Електроспоживачі I категорії повинні забезпечуватися електроенергією від двох взаємно резервованих джерел живлення; перерва в їх електропостачанні при порушенні електропостачання від одного із джерел живлення може бути припустима лише на час автоматичного відновлення живлення. Електроспоживачі II категорії рекомендовано забезпечувати електроенергією від двох взаємно резервованих джерел живлення; перерва в їх електропостачанні при порушенні електропостачання від одного із джерел живлення може бути припустима на час, необхідний для ввімкнення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної оперативної бригади. Для електроспоживачів II категорії дозволяється живлення однією повітряною лінією, якщо забезпечена можливість проведення аварійного ремонту цієї лінії за час не більше однієї доби. Для електроспоживачів III категорії електропостачання може виконуватися від одного джерела живлення за умови, що перерва в електропостачанні, необхідна для ремонту або заміни пошкодженого елемента системи електропостачання, не перевищує однієї доби.

За даними, що характеризують споживачів, побудуємо дві найоптимальніші схеми електричної мережі (рис. 1.1 (а, б)).

При розробці конфігурацій електричних мереж необхідно враховувати наступне:

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

					<i>БР 3.8.14.1.586 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		11



а)

б)

Рисунок 1.1 – Схеми електричної мережі

а) – варіант схеми №1; б) – варіант схеми №2

### 1.3 Розрахунок електричної мережі №1

#### 1.3.1 Визначення довжини та розрахунок струмів

Визначимо довжину ліній згідно плану даної схеми та занесемо до табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Визначення довжин ліній.

Ділянки ліній								
	A-1	1-3	3-2	A-2	A-4	3-6	6-5	5-3
<i>l, км</i>	34,7	7,1	18,0	31,8	26,8	1,7	1,1	2,5

Розрахунок струмів та напруги на ділянках без урахування втрат та вибір проводів для схеми № 1. Визначимо розрахункові навантаження без урахування втрат у вузлах 1, 2, та 3.

$$\underline{S}_{1p} = \underline{S}_1 = 48 + j29,75 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{2p} = \underline{S}_2 = 60 + j48,14 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{3p} = \underline{S}_3 + \underline{S}_5 + \underline{S}_6 = 48 + j25,9 + 0,654 + j0,215 + 0,887 + j0,619 = 49,5 + j26,7 \text{ МВА}$$

Розриваємо замкнуте коло мережі від джерела живлення (рис. 1.2).

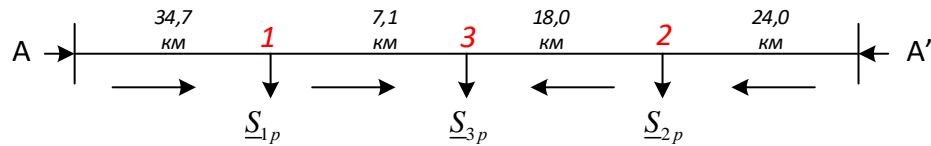


Рисунок 1.2 – Умовна схема кола схеми №1

Визначаємо потужності на лініях колової мережі за формулою (1.1). Вважаємо, що лінія однорідна.

$$\underline{S}_{A1} = \frac{\underline{S}_{1p}l_{1A'} + \underline{S}_{3p}l_{3A'} + \underline{S}_{2p}l_{2A'}}{l} \quad (1.1)$$

$$l_{1A'} = l_{13} + l_{32} + l_{2A'} = 7,1 + 18 + 24 = 49,1 \text{ км},$$

$$l_{3A'} = l_{32} + l_{2A'} = 18 + 24 = 42 \text{ км}$$

$$l_{2A'} = 24 \text{ км}$$

$$l = l_{A1} + l_{13} + l_{32} + l_{2A'} = 34,7 + 7,1 + 18 + 24 = 83,8 \text{ км}$$

$$\begin{aligned} \underline{S}_{A1} &= \frac{\underline{S}_{1p}l_{1A'} + \underline{S}_{2p}l_{2A'} + \underline{S}_{3p}l_{3A'}}{l} = \frac{(48 + j27,8)49,1 + (60,0 + j48,1)24}{83,8} + \\ &+ \frac{(49,5 + j26,7)42,0}{83,8} = 70,1 + j44,6 \text{ МВА} \end{aligned}$$

$$\underline{S}_{A'3} = \frac{\underline{S}_{2p}l_{2A} + \underline{S}_{3p}l_{3A} + \underline{S}_{1p}l_{A1}}{l}$$

$$l_{2A} = l_{32} + l_{13} + l_{A1} = 18 + 7,1 + 34,7 = 59,8 \text{ км}$$

$$l_{3A} = l_{13} + l_{A1} = 7,1 + 34,7 = 41,8 \text{ км}$$

$$l_{A1} = 34,7 \text{ км}$$

					БР 3.8.14.1.586 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		13

$$\underline{S}_{A'3} = \frac{\underline{S}_{2p}l_{2A} + \underline{S}_{3p}l_{3A} + \underline{S}_{1p}l_{A1}}{l} = \frac{(60 + j48,1)59,8 + (49,5 + j26,7)41,8}{83,8} + \frac{(48 + j29,7)34,7}{83,8} = 87,4 + j60,0 \text{ МВА}$$

Баланс потужності.

$$\underline{S}_{A1} + \underline{S}_{A'2} = 70,1 + j44,6 + 87,4 + j60,0 = 157,5 + j104,6 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{1p} + \underline{S}_{2p} + \underline{S}_{3p} = 48 + j29,7 + 60 + j48,1 + 49,5 + j26,7 = 157,5 + j104,6 \text{ МВА}$$

Розраховуємо потужності на ділянках 1-3, 3-2. Розрахунок проведемо без втрат потужності.

$$\underline{S}_{13} = \underline{S}_{A1} - \underline{S}_{1p} = 70,1 + j44,6 - (48 + j29,7) = 22,1 + j14,9 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{32} = \underline{S}_{13} - \underline{S}_{3p} = 22,1 + j14,9 - (49,5 + j26,7) = -27,4 - j11,9 \text{ МВА}$$

Існують аналітичні залежності для визначення раціональної нестандартної напруги, що пов'язують напругу з довжиною ЛЕП і потужністю, що по ній передається:

- формула Стілла (використовується для ЛЕП довжиною до 250 км, за якими передається потужність не більше 60 МВт).

- формула Залеського (для ЛЕП довжиною до 1000 км і значних потужностей).

- формула Ілларіонова (для ЛЕП напругою від 35 до 1150 кВ).

Розраховуємо напруги та струми на всіх ділянках мережі. Виходячи із довжин ліній і потужності, яка йде по них визначаємо напругу по емпіричній формулі Ілларіонова (1.2):

$$U = \frac{S}{\sqrt{\frac{500}{l} + \frac{2500}{p}}} \quad (1.2)$$

Розрахунок зведемо до табл. 1.5.

					БР 3.8.14.1.586 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		14

Таблиця 1.5 – Розрахунок та вибір номінальної напруги

Ділянка мережі	Розрахована напруга за формулою Ілларіонова, кВ	Обрана номінальна напруга, кВ
А-1	141,3	220
1-3	73,9	220
3-2	91,7	220
2-А	142,2	220
А-4	129,5	220
3-5	15,5	10
5-6	3,09	10
6-3	18,1	10

На підставі отриманих результатів було вибрано номінальну напругу 220 кВ. Розрахуємо струми в лініях при 220 кВ за формулою (1.3):

$$I = \frac{S}{\sqrt{3}U_n} \quad (1.3)$$

Визначимо перетин за економічною щільністю струму (1.4):

$$F_e = \frac{I}{j_e}, \quad (1.4)$$

де  $F_e$  – економічний переріз проводу,  $мм^2$

$I$  – струм в лінії в режимі максимальних навантажень, що відповідає нормальному режиму роботи мережі,  $A$ ;

$j_e$  – економічна густина струму,  $A / мм^2$



У даному проекті для побудови ліній електропередачі (ЛЕП) використовуємо алюмінієві неізолювані проводи. Значення економічної густини струму для таких провідників наведена у табл. 1.6.

Таблиця 1.6 – Економічна густина струму

Проводи	$T_{нб}, год$		
	1000-3000	3001-5000	>5000
Алюмінієві неізолювані про- води	1,3	1,1	1,0

Результати вибору перерізів проводів повітряних ліній у табл. 1.7.

Таблиця 1.7 – Вибір перерізу проводів

Ділянка мережі	$U_n,$ кВ	Струм, А		$j_e,$ А / мм <sup>2</sup>	Переріз за умо- вою, мм <sup>2</sup>	$I_{доп},$ А	Марка провода
		нормал. режим	піс- ляавар. режим		$F_e$		
А-1	220	218,2	496,4	1,1	198,3	610	АС – 240/32
1-3	220	69,9	348,2	1,1	63,6	610	АС – 240/32
3-2	220	78,4	356,6	1,1	63,6	610	АС – 240/32
А-2	220	278,2	–	1,1	252,9	680	АС – 300/39
А-4	220	148,0	–	1,1	134,7	610	АС – 240/32
3-5	10	40,6	101,2	1,0	40,6	210	АС – 50/8
5-6	10	5,8	66,4	1,0	5,8	175	АС – 35/6,2
6-3	10	60,6	-	1,0	60,6	265	АС – 70/11

### 1.3.2 Вибір трансформаторів

Вибір трансформаторів проводиться за наступними умовами:

- на одотрансформаторній підстанції потужність трансформатора  $S_m$  повинна бути не менше потужності споживачів  $S_m$ , що постачається від нього  $S_m \geq S_m$ . А коефіцієнт навантаження трансформатора повинен бути порядку 0,9 ( $k_3 = S_m / S_n$ ).
- на двохтрансформаторній підстанції повинна забезпечити навантаження споживачів у випадку аварії одного з них. Тому потужність кожного трансформатора вибирається з обліком його перевантажувальної здатності за умовою  $S_m \geq S_m / 1,4$ . У результаті коефіцієнт завантаження трансформаторів у нормальному режимі становить 0,65 – 0,75 ( $k_3 = S_m / 2S_{n.m}$ ). Для споживачів I та II категорії необхідно встановити по 2 трансформатори на підстанцію.

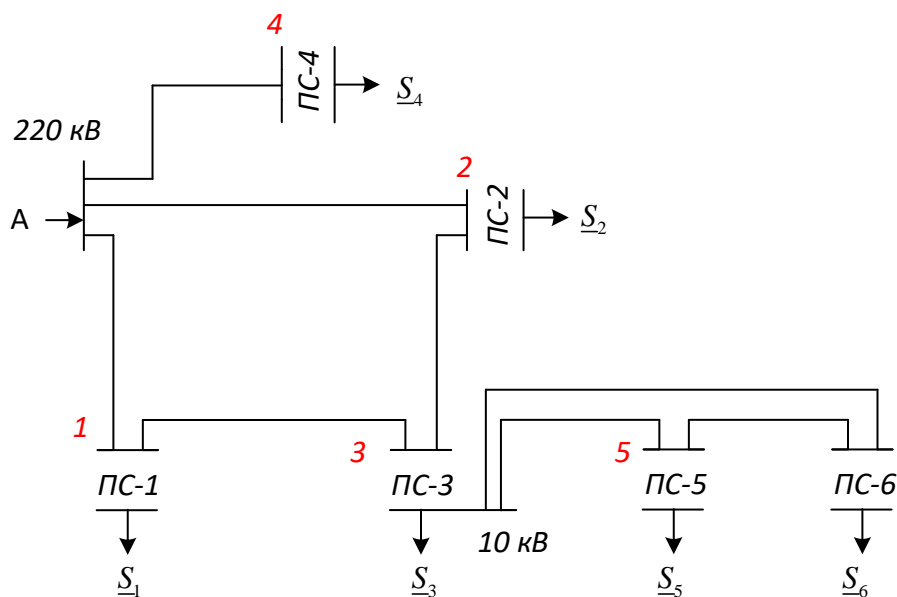


Рисунок 1.3 – Розміщення підстанцій

Інформація про вибір трансформаторів в табл. 1.8.

Таблиця 1.8 – Вибір трансформаторів

					БР 3.8.14.1.586 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		17

№ підстанції	$S_m$ , МВА	Категорія спожив.	Число тран.	$S_m$ роз, МВА	Марка тран.	$k_3$	
						Норм. режим	Післяв. режим
1	56,5	I	2	40,3	ТРДЦН – 63000/220	0,45	0,9
2	76,9	II	2	54,9	ТРДЦН – 63000/220	0,61	1,22
3	40,2	II	2	40,2	ТРДЦН – 63000/220	0,45	0,9
4	66,3	II	2	47,4	ТРДЦН -63000/220	0,45	0,9
5	0,688	I	2	0,492	ТМ-630/10	0,39	0,78
6	1,08	III	1	1,08	ТМ-1600/10	0,68	–

Параметри вибраних трансформаторів приведені в табл.1.9 та 1.10.

Таблиця 1.9 – Параметри трансформаторів

Тип трансформатора	$S_{ном}$ , МВА	Межі регулювання	Каталожні дані					
			$U_{ном}$ обмоток, кВ		$U_k$ , %	$\Delta P_k$ , кВт	$\Delta P_x$ , кВт	$\Delta I_x$ , кВт
			ВН	НН				
ТРДЦН-63000/220	63	$\pm 8 \cdot 1,5\%$	230	11	12	300	82	0,8
ТМ-630/10	0,63	–	10	0,4	5,5	8,5	1,68	3
ТМ-1600/10	1,6	–	10	0,4	5,5	18	3,3	2,6

Таблиця 1.10 Параметри трансформаторів (розрахункові значення)

Тип	Розраховані дані		
	$R_T$ , Ом	$X_T$ , Ом	$\Delta Q_x$ , кВАр
ТРДЦН-63000/220	3,9	100,7	504
ТМ-630/10	2,12	8,5	18,9
ТМ-1600/10	0,7	3,27	41,6

### 1.3.3 Розрахунок потужності та падіння напруги

За вибраними елементами мережі, можемо скласти її схему заміщення. Розрахунок виконуємо на основі схеми заміщення рис. 1.4.

#### 1.3.3.1 Розрахунок активного, реактивного опору ліній та зарядної потужності

Активний опір лінії визначається за формулою (1.5), Ом:

$$R_{\text{Л}} = r_0 l, \quad (1.5)$$

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

Реактивний опір лінії визначається за формулою (1.6), Ом:

$$X_{\text{Л}} = x_0 l, \quad (1.6)$$

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

Повний опір лінії визначається, Ом:

– для однокільних ліній за формулою (1.7):

$$\underline{Z}_{\text{Л}} = R_{\text{Л}} + jX_{\text{Л}} \quad (1.7)$$

– для двохкільних ліній за формулою (1.8):

$$Z_{\text{Л}} = \frac{R_{\text{Л}} + jX_{\text{Л}}}{2} \quad (1.8)$$

Зарядна потужність лінії:

– для однокільних ліній за формулою (1.9):

					БР 3.8.14.1.586 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		19

$$Q_{\text{Л}} = \frac{b_0 l U_{\text{ном}}^2}{2} \quad (1.9)$$

– для двохкільних ліній за формулою (1.10):

$$Q_{\text{Л}} = b_0 l U_{\text{ном}}^2, \quad (1.10)$$

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

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

Для ліній 10 кВ зарядну потужність не враховують.

Результати розрахунків та каталожні дані показано в табл. 1.11.

Таблиця 1.11 – Результати розрахунку опорів лінії

Ділянки	Марка	Довжина, км	220 кВ (А-2, 2-3, 1-3, А-1, А-4), 10 кВ (3-5, 5-6, 3-6)				
			Каталожні дані			Розраховані дані	
			$r_0,$ Ом / км	$x_0,$ Ом / км	$b_0 \cdot 10^{-6} \cdot$ См / км	$Z_{\text{Л}}, \text{Ом}$	$Q_{\text{Л}},$ МВАр
А-1	АС – 240/32	34,7	0,121	0,435	2,6	4,2+j15,0	2,18
1-3	АС – 240/32	7,1	0,121	0,435	2,6	0,9+j3,1	0,45
3-2	АС – 240/32	18,0	0,121	0,435	2,6	2,2+j7,8	1,13
А-2	АС – 300/39	24,0	0,098	0,429	2,64	2,4+j10,3	1,5
А-4	АС – 240/32	26,8	0,121	0,435	2,6	1,6+j5,8	3,37
3-5	АС – 50/8	2,5	0,592	0,382	–	1,5+j0,96	–
5-6	АС – 35/6,2	1,1	0,79	0,391	–	0,9+j0,4	–
6-3	АС – 70/11	1,7	0,428	0,432	–	0,7+j0,7	–

**Примітка.** Ділянка А-4 виконана двоколовою.

					БР 3.8.14.1.586 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		20

Схема заміщення прийме наступний вигляд рис. 1.4.

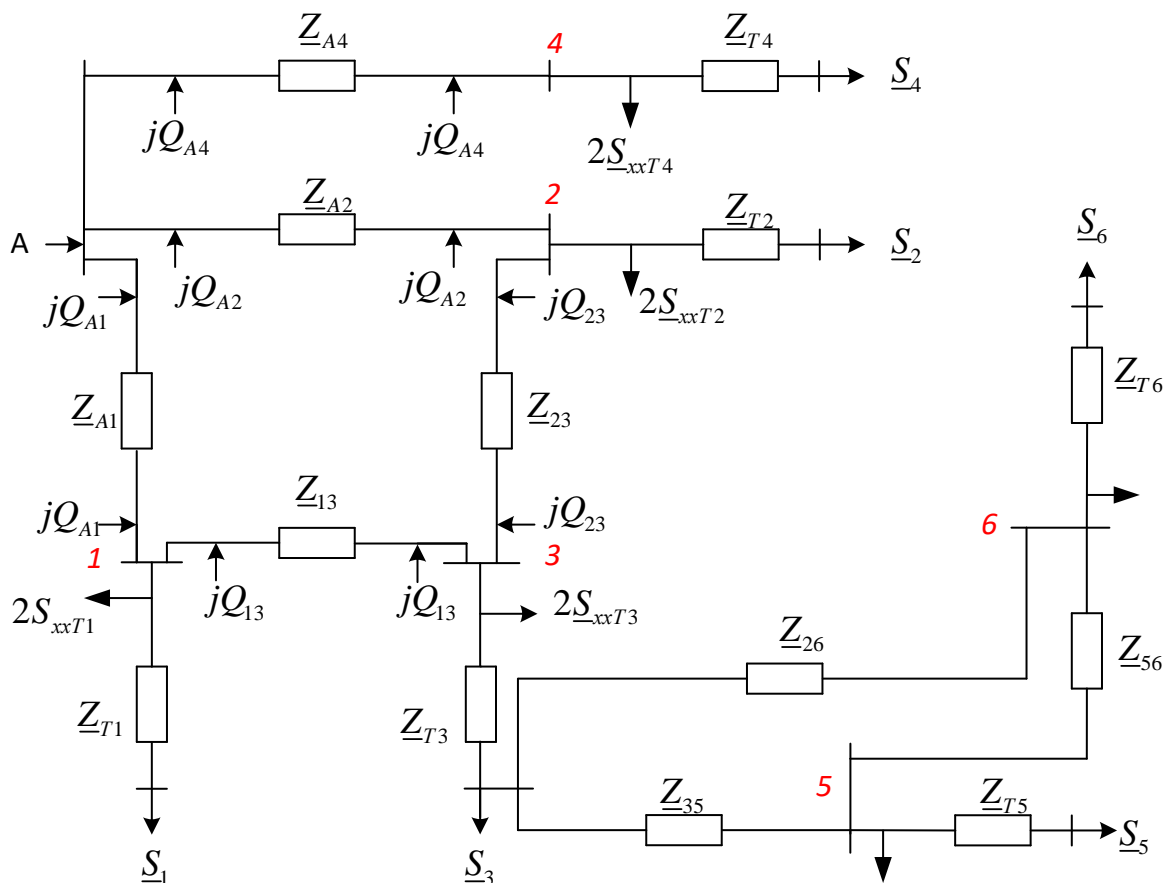


Рисунок 1.4 – Схема заміщення мережі №1

### 1.3.4 Розрахунок перетоку потужності

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

Розрахунок втрат потужності в лінії проводимо за формулою (1.11):

$$\Delta \underline{S} = \frac{P^2 + Q^2}{U_{ном}^2} \cdot \underline{Z}_{Л}, \quad (1.11)$$

де  $P$  – активна потужність на ділянці, МВА;

$Q$  – реактивна потужність на ділянці, МВАр;

$\underline{Z}_{Л}$  – опір ділянки, Ом.

Приведемо схему заміщення мережі до більш зручного для електричного розрахунку вигляду (рис. 1.4). Розрахуємо кільцеву лінію 3–5–6–3' (рис. 1.5).

У замкнених мережах розрахунок поточкорозподілу проведемо в два етапи. На початку зробимо без урахування втрат потужності на ділянках мережі. Потім знайдений поточкорозподіл уточнюється з урахуванням втрат потужності. Для визначення розподілу потужності у замкненій мережі умовно задаємо у вигляді лінії з двостороннім живленням, попередньо розділивши в джерелі.

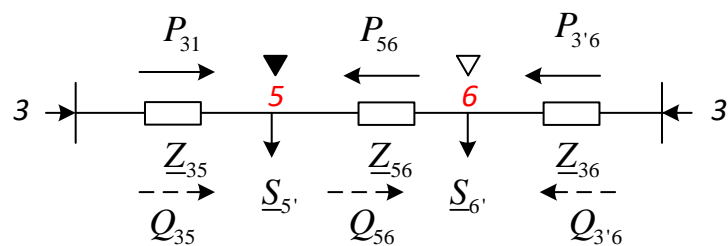


Рисунок 1.5 – Схема заміщення кільця 3-5-6

Потужності на головних ділянках з урахуванням неоднорідності замкненої мережі розрахуємо за формулами (1.12), (1.13):

$$\underline{S}_{35} = \frac{\underline{S}_{5'} \left( \overset{*}{Z}_{56} + \overset{*}{Z}_{36} \right) + \underline{S}_{6'} \overset{*}{Z}_{36}}{\overset{*}{Z}_{56} + \overset{*}{Z}_{35} + \overset{*}{Z}_{36}} \quad (1.12)$$

$$\underline{S}_{3'6} = \frac{\underline{S}_{6'} \left( \overset{*}{Z}_{56} + \overset{*}{Z}_{35} \right) + \underline{S}_{5'} \overset{*}{Z}_{35}}{\overset{*}{Z}_{56} + \overset{*}{Z}_{35} + \overset{*}{Z}_{36}}, \quad (1.13)$$

$$\overset{*}{Z}_{56} = R_{56} - jX_{56} = 0,869 - j0,43 \text{ Ом}$$

$$\overset{*}{Z}_{36} = R_{36} - jX_{36} = 0,728 - j0,734 \text{ Ом}$$

$$\overset{*}{Z}_{35} = R_{35} - jX_{35} = 1,48 - j0,955 \text{ Ом}$$

$$\underline{S}_{35} = \frac{\underline{S}_{5'} \left( \overset{*}{Z}_{56} + \overset{*}{Z}_{35} \right) + \underline{S}_{6'} \overset{*}{Z}_{36}}{\overset{*}{Z}_{56} + \overset{*}{Z}_{35} + \overset{*}{Z}_{36}} = 0,633 + j0,269 \text{ МВА}$$

					БР 3.8.14.1.586 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		22

$$\underline{S}_{3'6} = \frac{\underline{S}_{6'} \left( \underline{Z}_{56}^* + \underline{Z}_{35}^* \right) + \underline{S}_{5'} \underline{Z}_{35}^*}{\underline{Z}_{56}^* + \underline{Z}_{35}^* + \underline{Z}_{36}^*} = 0,927 + j0,678 \text{ МВА}$$

Потужність на ділянці 1-2:

$$\underline{S}_{56} = \underline{S}_{35} - \underline{S}_{5'} = 0,633 + j0,269 - 0,662 - j0,262 = -0,029 + j0,007 \text{ МВА}$$

Розрахуємо замкнуту колову мережу. Розрахунок починаємо з знаходження точки потокорозподілу. Результати розрахунку потужності в кінці ліній, початку, та втрати потужності в лініях показано у табл. 1.12. Результати розрахунку напруги у вузлах мережі показано у табл. 1.12.

Таблиця 1.12 – Результати розрахунку перетоку потужності

Ділянка	Показник, що визначається			
	Опір ділянки $R + jX$ , Ом	Потужність у кінці ділянки $\underline{S}_o^k$ , МВА	Втрати потужності на ділянці $\Delta \underline{S}$ , МВА	Потужність на початку ділянки $\underline{S}_o^h$ , МВА
5-5'	$1,071 + j4,365$	$0,654 + j0,215$	$0,005 + j0,021$	$0,659 + j0,236$
6-6'	$0,703 + j3,44$	$0,887 + j0,619$	$0,008 + j0,04$	$0,895 + j0,659$
5-6	$0,869 + j0,43$	$-0,029 + j0,007$	$(7,7 + j3,8) \cdot 10^{-6}$	$-0,029 + j0,007$
3-5	$1,48 + j0,955$	$0,662 + j0,269$	$0,008 + j0,005$	$0,67 + j0,274$
3-6	$0,728 + j0,734$	$0,927 + j0,685$	$0,01 + j0,01$	$0,937 + j0,695$
3-3'	$2,0 + j50,38$	$49,6 + j26,9$	$0,12 + j3,0$	$49,8 + j29,9$
1-1'	$2,0 + j50,38$	$48,0 + j29,7$	$0,121 + j3,0$	$48,3 + j31,2$
2-2'	$2,0 + j50,38$	$60,0 + j48,1$	$0,224 + j5,64$	$6,4 + j51,4$
3-2	$2,2 + j7,83$	$27,4 + j14,4$	$0,04 + j0,142$	$27,4 + j14,6$
A-2	$2,4 + j10,3$	$87,8 + j66,0$	$0,54 + j2,4$	$88,4 + j66,8$
1-3	$0,86 + j3,1$	$22,5 + j14,9$	$0,01 + j0,04$	$22,5 + j14,9$
A-1	$4,2 + j15,1$	$70,8 + j46,0$	$0,57 + j2,03$	$71,4 + j45,8$
4-4'	$2,0 + j50,38$	$61,0 + j26,0$	$0,166 + j4,2$	$61,3 + j31,1$
A-4	$1,62 + j5,83$	$61,3 + j27,8$	$0,14 + j0,5$	$71,5 + j24,9$

Повна потужність, що споживається з джерела А має значення:

$$\underline{S}_A = 221,2 + j137,7 \text{ МВА.}$$

					БР 3.8.14.1.586 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		23



### 1.3.5 Розрахунок падіння напруги

Виконуємо із джерела живлення, при цьому напруга у споживача не повинна відрізнятись більш ніж на 5% від номінальної, у відповідності з правилами. Розрахунок напруги проводимо за формулою (1.14):

$$U_{i+1} = \sqrt{(U_i - \Delta U_{\text{Л}}^{\text{H}})^2 + (\delta U_{\text{Л}}^{\text{H}})^2}, \quad (1.14)$$

$$\Delta U_{\text{Л}}^{\text{H}} = \frac{P_{\text{Л}}^{\text{H}} R_{\text{Л}} + Q_{\text{Л}}^{\text{H}} X_{\text{Л}}}{U_i}, \quad \delta U_{\text{Л}}^{\text{H}} = \frac{P_{\text{Л}}^{\text{H}} X_{\text{Л}} - Q_{\text{Л}}^{\text{H}} R_{\text{Л}}}{U_i}$$

де  $\Delta U_{\text{Л}}^{\text{H}}$  – поздовжня складова падіння напруги, кВ;

$\delta U_{\text{Л}}^{\text{H}}$  – поперечна складова падіння напруги, кВ;

$P$  – активна потужність на ділянці, МВА;

$Q$  – реактивна потужність на ділянці, МВАр;

$R$  та  $X$  – активний та реактивний опір, Ом;

$U_{i+1}$  – напруга у вузлі, кВ;

$U_i$  – напруга у попередньому вузлі, кВ.

Процентне відхилення напруги в кінці лінії від номінального значення розраховуємо за формулою (1.15), %:

$$\Delta = 100\% - \frac{U_{\text{H}}}{U_{\text{вуз}}} \cdot 100\%, \quad (1.15)$$

Знайдемо напругу вузла 1:

$$\Delta U_{\text{A1}}^{\text{H}} = \frac{P_{\text{A1}}^{\text{H}} R_{\text{A1}} + Q_{\text{A1}}^{\text{H}} X_{\text{A1}}}{U_{\text{A}}} = \frac{71,4 \cdot 4,2 + 45,8 \cdot 15,1}{230} = 4,3 \text{ кВ}$$

$$\delta U_{\text{A1}}^{\text{H}} = \frac{P_{\text{A1}}^{\text{H}} X_{\text{A1}} - Q_{\text{A1}}^{\text{H}} R_{\text{A1}}}{U_{\text{A1}}} = \frac{71,4 \cdot 15,1 - 45,8 \cdot 4,2}{230} = 3,8 \text{ кВ}$$

$$U_1 = \sqrt{(U_{\text{A}} - \Delta U_{\text{A1}}^{\text{H}})^2 + (\delta U_{\text{A1}}^{\text{H}})^2} = \sqrt{(230 - 4,3)^2 + (3,8)^2} = 225,7 \text{ кВ}$$

Розрахунок для всіх вузлів наведено в табл.1.13.

					БР 3.8.14.1.586 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		24

Таблиця 1.13 – Розрахунок напруги у вузлах

Вузол	$U_{ном}, кВ$	$U, кВ$	Відхилення від номінального, %
А	230	230	–
1	220	225,7	–
2	220	226,1	–
3	220	225,4	–
4	220	224,6	–
4'	220	217,5	–
4''	10	10,4	3,88
3'	220	218,8	–
3''	10	10,5	4,45
1'	220	218,2	–
1''	10	10,4	4,2
2'	220	214,0	–
2''	10	10,2	2,3
5	10	9,9	–
5'	10	9,8	–
5''	0,4	0,39	6,53
6	10	10,0	–
6'	10	9,7	–
6''	0,4	0,38	6,53

### 1.3.6 Розрахунок втрати потужності для схеми №1

– для лінії визначається (1.16):

$$\Delta W_{Л} = \Delta P_{Л} \cdot \tau + \Delta P_{кор} T, \quad (1.16)$$

де  $\Delta P_{Л}$  – втрати активної енергії в лінії;

					БР 3.8.14.1.586 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		25

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{нб}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 - \text{час найбільших втрат};$$

$T_{нб}$  – час найбільшого навантаження;

$\Delta P_{кор}$  – втрати на корону;

$T$  – кількість годин у році.

– для трансформатора (1.17):

$$\Delta W_T = \Delta P_T \cdot \tau + \Delta P_x T, \quad (1.17)$$

де  $\Delta P_T$  – втрати активної енергії в трансформаторі;

$\Delta P_x$  – втрати холостого ходу.

Розрахуємо втрати для трансформатора Т6.

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{нб}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \left( 0,124 + \frac{5240}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 3678 \text{ год}$$

Відповідно до табл. 1.9 втрати активної енергії в трансформаторі Т6 (ділянка 6-6’):

$$\Delta P_{T6} = 0,008 \text{ МВт}$$

Згідно табл. 1.10 втрати холостого ходу:

$$\Delta P_x = 0,0021 \text{ МВт}$$

Втрати енергії в Т6:

$$\Delta W_{T6} = \Delta P_{T6} \cdot \tau_{T6} + \Delta P_{xT6} T = 0,008 \cdot 3678 + 0,003 \cdot 8760 = 59,171 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

Розрахунок усіх інших ділянок зведено до табл. 1.14.

Таблица 1.14 – Втрати потужності на ділянках

Ділянка	Параметри, для розрахунку втрат електричної енергії
---------	---

					<i>БР 3.8.14.1.586 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		26

	$T_{нб}, \text{год}$	$\tau, \text{год}$	$\Delta P, \text{MBm}$	$\Delta W, \text{MBm} \cdot \text{год}$
T6	5240	3678	0,008	59,2
5-6	6580	5357	$7,7 \cdot 10^{-6}$	0,041
T5	6580	5357	0,005	56,6
3-6	5282	3727	0,01	36,1
3-5	5240	3678	0,008	29,7
T3	4902	3304	0,12	1834
T1	4790	3185	0,121	1820
T2	5220	3656	0,224	1877
T4	4760	3154	0,166	1961
A-4	4760	3154	0,139	438,3
2-3	4902	3304	0,04	130,1
A-2	5120	3544	0,537	1903
1-3	4902	3304	0,012	39,1
A-1	4826	3223	0,566	1826
Сумарні втрати $\Delta W = 1,201 \cdot 10^4 \text{ MBm} \cdot \text{год}$				

Енергія, що передається:

$$W = P_A T_{нбA} = 221,2 \cdot 8760 = 1,1 \cdot 10^6 \text{ MBm} \cdot \text{год}$$

$$T_{нбA} = \frac{P_{A1}^K T_{нбA1} + P_{A3}^K T_{нбA2}}{P_{A1}^K + P_{A2}^K} = \frac{70,8 \cdot 4825 + 87,8 \cdot 5120}{70,8 + 87,8} = 4988 \text{ год}$$

$$W = P_A T_{нбA} = 221,2 \cdot 4989 = 1,1 \cdot 10^6 \text{ MBm} \cdot \text{год}$$

Частка втрат відносно енергії, що передається складатиме:

$$\frac{\Delta W}{W} 100\% = \frac{1,201 \cdot 10^4}{1,1 \cdot 10^6} \cdot 100\% = 1,09 \%$$

Схема заміщення приведена в додатку А.

					БР 3.8.14.1.586 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		27

## 1.4 Розрахунок електричної мережі №2

### 1.4.1 Визначення довжини ліній

Довжина ліній згідно плану даної схеми та занесемо до табл. 1.15.

Таблиця 1.15 – Визначення довжин ліній.

Ділянки ліній								
	A-1	1-3	3-4	A-4	1-2	3-6	6-5	3-5
$l, \text{ км}$	34,6	7,1	40,6	26,8	11,2	1,7	1,1	2,5

### 1.4.2 Розрахунок струмів та напруги

Визначимо розрахункові навантаження без урахування втрат у вузлах 2 та 3.

$$\underline{S}_{1p} = \underline{S}_1 + \underline{S}_2 = 48,0 + j29,7 + 60,0 + j48,1 = 108 + j77,9 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{3p} = \underline{S}_3 + \underline{S}_5 + \underline{S}_6 = 0,658 + j0,216 + 0,551 + j0,327 + 25 + j8,76 = 49,5 + j26,7 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{4p} = \underline{S}_4 = 61 + j26,0 \text{ МВА}$$

Розриваємо замкнуте коло мережі від джерела живлення (рис.1.6).

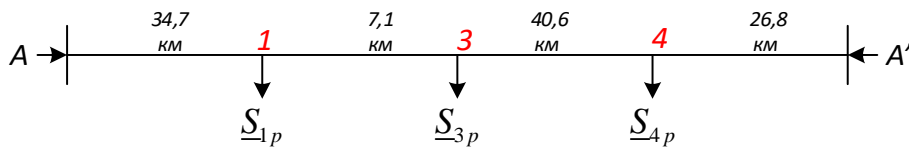


Рисунок 1.6 – Схема кільця колової лінії

Визначаємо потужності на лініях кільцевої мережі. Вважаємо, що лінія однорідна.

$$\underline{S}_{A1} = \frac{\underline{S}_{1p} l_{1A'} + \underline{S}_{3p} l_{3A'} + \underline{S}_{4p} l_{4A'}}{l}$$

$$l_{1A'} = l_{13} + l_{34} = 7,1 + 40,6 = 74,5 \text{ км}$$

					БР 3.8.14.1.586 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		28

$$l_{3A'} = l_{34} + l_{4A'} = 40,6 + 26,8 = 67,4 \text{ км}$$

$$l_{4A'} = 26,8 \text{ км}$$

$$l = l_{A1} + l_{13} + l_{34} + l_{4A'} = 34,6 + 7,1 + 40,6 + 26,8 = 109,1 \text{ км}$$

$$\underline{S}_{A1} = \frac{\underline{S}_{1p}l_{1A'} + \underline{S}_{3p}l_{3A'} + \underline{S}_{4p}l_{4A'}}{l} = \frac{(108 + j78,9)74,5 + (49,5 + j26,7)67,4 + (61 + j26)26,8}{109,1} =$$

$$= 119,3 + j76,1 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{A'4} = \frac{\underline{S}_{4p}l_{4A} + \underline{S}_{3p}l_{3A} + \underline{S}_{1p}l_{A1}}{l}$$

$$l_{4A} = l_{34} + l_{13} + l_{A1} = 41,7 + 7,1 + 34,6 = 82,3 \text{ км}$$

$$l_{3A} = l_{13} + l_{A1} = 7,1 + 34,6 = 41,7 \text{ км}$$

$$l_{A1} = 34,6 \text{ км}$$

$$\underline{S}_{A'4} = \frac{\underline{S}_{4p}l_{4A} + \underline{S}_{3p}l_{3A} + \underline{S}_{1p}l_{A1}}{l} = \frac{(61 + j26)82,3 + (49,5 + j26,7)41,7 + (108 + j77,9)34,6}{109,1} =$$

$$= 99,2 + j54,5 \text{ МВА}$$

Баланс потужності.

$$\underline{S}_{A1} + \underline{S}_{A'4} = 119,3 + j76,1 + 99,2 + j54,5 = 218,5 + j130,6 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{1p} + \underline{S}_{3p} + \underline{S}_{4p} = 108 + j77,9 + 49,5 + j26,7 + 61 + j26 = 218,5 + j130,6 \text{ МВА}$$

Розраховуємо потужності на ділянках 1-2, 2-3. Розрахунок проведемо без втрат потужності.

$$S_{13} = S_{A1} - S_{1p} = 119,3 + j76,1 - (108 + j77,9) = 11,3 - j1,8 \text{ МВА}$$

$$S_{34} = S_{A'4} - S_{4p} = 99,2 + j54,5 - (61 + j26) = 38,2 + j28,5 \text{ МВА}$$

Розраховуємо напруги та струми на всіх ділянках мережі за формулою (4.3):

Розрахунок зведемо до табл. 1.16.

					БР 3.8.14.1.586 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		29

Таблиця 1.16 – Вибір номінальної напруги

Ділянка мережі	Розрахована напруга за формулою Ілларіонова, кВ	Обрана номінальна напруга, кВ
A-1	168,1	220
1-3	58,6	220
A-4	151	220
3-4	113,4	220
1-2	107,6	220
3-5	15,5	10
5-6	3,09	10
6-3	18,1	10

Розрахунок струмів в лініях при 220 кВ та перетин за економічною щільністю струму.

У даному проекті для побудови ліній електропередачі (ЛЕП) використовуємо алюмінієві неізолювані проводи. Значення економічної густини струму для таких провідників наведена у табл. 1.17.

Таблиця 1.17 – Економічна густина струму

Проводи	$T_{но}, год$		
	1000-3000	3001-5000	>5000
Алюмінієві неізолювані проводи	1,3	1,1	1,0

**Висновок.** Найбільший час навантаження для всіх споживачів коливається в межах 4730-6580год тому, тому економічну щільність струму для них обираємо  $j_e = 1,0 A / мм^2$  та  $j_e = 1,1 A / мм^2$ .

Результати вибору перерізів проводів повітряних ліній у табл. 1.18.

					<i>БР 3.8.14.1.586 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		30

Таблиця 1.18 – Вибір перерізу проводів

Ділянка мережі	$U_n$ , кВ	Струм, А		$j_e$ , А/мм	Переріз за умовою, мм <sup>2</sup>	$I_{дон}$ , А	Марка провода
		нормал. режим	післявар. режим		$F_e$		
А-1	220	371,4	668,5	1,1	337,7	610	АС – 400/22
1-3	220	30,1	401,6	1,1	27,4	610	АС – 240/32
А-4	220	297,1	668,5	1,1	297,1	680	АС – 300/39
3-4	220	125,1	496,6	1,1	113,7	610	АС – 240/32
1-2	220	201,9	201,9	1,0	201,9	610	АС – 240/32
3-5	10	40,6	101,2	1,0	40,6	210	АС – 50/8
5-6	10	5,8	66,4	1,0	5,8	175	АС – 35/6,2
6-3	10	60,6	-	1,0	60,6	265	АС – 70/11

### 1.4.3 Розрахунок потужності та падіння напруги

За вибраними елементами мережі, можемо скласти її схему заміщення.

Розрахунок виконуємо на основі схеми заміщення рис. 1.7.

Розрахунок активного, реактивного опору ліній та зарядної потужності.

Для ліній 10 кВ зарядна потужність не враховують.

					<i>БР 3.8.14.1.586 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		31



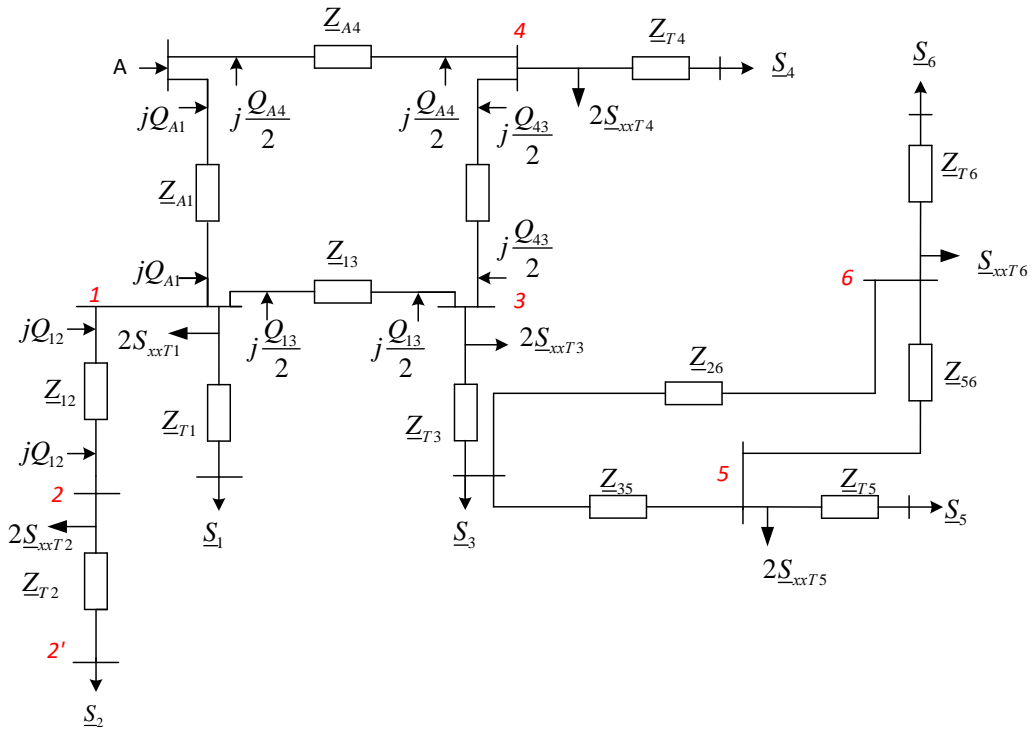


Рисунок 1.7 – Схема заміщення

Результати розрахунків та каталожні дані показано в табл. 1.19.

Таблиця 1.19 – Результати розрахунку опорів ліній

Ділянки мережі	Марка про- вода	Дов- жина ділянки, км	220 кВ (А-1, 1-2, 2-3, А-3, 3-4), 10 кВ (2-5, 5-6)				
			Каталожні дані			Розраховані дані	
			$r_0, Ом / км$	$x_0, Ом / км$	$b_0, 10^{-6} \cdot См / км$	$Z_{Л}, Ом$	$Q_{Л}, МВАр$
А-1	АС – 400/51	34,6	0,075	0,42	2,7	$2,6+j14,5$	2,26
1-3	АС – 240/32	7,1	0,121	0,435	2,6	$0,86+j3,1$	0,447
А-4	АС – 300/39	26,8	0,098	0,429	2,64	$2,6+j11,5$	1,7

3-4	АС – 240/32	40,6	0,121	0,435	2,6	4,9+j17,7	2,6
1-2	АС – 240/32	11,2	0,121	0,435	2,6	0,68+j2,43	1,4
3-5	АС – 50/8	2,5	0,592	0,382	–	1,5+j0,96	–
5-6	АС – 35/6,2	1,1	0,79	0,391	–	0,9+j0,4	–
6-3	АС – 70/11	1,7	0,428	0,432	–	0,7+j0,7	–

**Примітка.** Ділянка А-4 виконана двокільною.

#### 1.4.4 Розрахунок перетоку потужності

Потужності на головних ділянках з урахуванням неоднорідності замкненої мережі розрахуємо за формулами:

$$\underline{S}_{A1} = \frac{\underline{S}'_1 \underline{Z}'_{134A'} + \underline{S}'_3 \underline{Z}'_{34A'} + \underline{S}'_4 \underline{Z}'_{4A'}}{\underline{Z}'_{A134A'}}$$

$$\underline{Z}'_{134A'} = \underline{Z}'_{13} + \underline{Z}'_{34} + \underline{Z}'_{4A'} = 0,859 - j3,1 + 4,9 - j17,7 + 2,6 - j11,5 = 8,4 - j32,2 \text{ Ом}$$

$$\underline{Z}'_{34A'} = \underline{Z}'_{34} + \underline{Z}'_{4A'} = 4,9 - j17,7 + 2,6 - j11,5 = 7,5 - j29,2 \text{ Ом Ом}$$

$$\underline{Z}'_{4A'} = 2,6 - j11,5 \text{ Ом}$$

$$\underline{Z}'_{A134A'} = \underline{Z}'_{134A'} + \underline{Z}'_{A1} = 8,4 - j32,2 + 2,9 - j14,5 = 11 - j46,8 \text{ Ом}$$

$$\underline{S}_{A1} = \frac{(108,6 + j80,4) \cdot (8,4 - j32,2) + (50 + j27,9) \cdot (7,5 - j29,2) + (61,3 + j26,9) \cdot (2,6 - j11,5)}{11 - j46,8}$$

$$= 120 + j82,3 \text{ МВА}$$

									Арк.
									33
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.8.14.1.586 ПЗ				

$$\underline{S}_{A'4} = \frac{\underline{S}'_4 \underline{Z}_{431A}^* + \underline{S}'_3 \underline{Z}_{31A}^* + \underline{S}'_1 \underline{Z}_{1A}^*}{\underline{Z}_{A134A}'},$$

$$\underline{Z}_{431A}^* = \underline{Z}_{34}^* + \underline{Z}_{13}^* + \underline{Z}_{1A}^* = 0,859 - j3,1 + 4,9 - j17,7 + 2,6 - j14,5 = 8,4 - j35,3 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{31A}^* = \underline{Z}_{13}^* + \underline{Z}_{1A}^* = 0,859 - j3,1 + 2,6 - j14,5 = 3,5 - j17,6 \text{ Ом}$$

$$\underline{Z}_{1A}^* = 2,6 - j14,5 \text{ Ом};$$

$$\underline{S}_{A'4} = \frac{(61,3 + j26,9) \cdot (8,4 - j35,3) + (50 + j27,9) \cdot (3,5 - j17,6) + (108,6 + j80,4) \cdot (8,4 - j35,3)}{11 - j46,8} = 100 + j53 \text{ МВА}$$

Потужність на ділянці 1-3 та 3-4:

$$\underline{S}_{13} = \underline{S}_{A1} - \underline{S}'_1 = 120 + j82,3 - 108,6 - j80,4 = 11,3 - j1,8 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{34} = \underline{S}_{A4} - \underline{S}'_4 = 100 + j53 - 61,3 - j26,9 = 38,6 - j26,1 \text{ МВА}$$

Результати розрахунку напруги у вузлах мережі показано у табл.1.20.

Таблиця 1.20 – Розрахунок перетоку потужності

Ді- ля- нка	Показник, що визначається			
	Опір ділянки $R + jX$ , Ом	Потужність у кінці ділянки $\underline{S}_o^k$ , МВА	Втрати потужності на ділянці $\Delta \underline{S}$ , МВА	Потужність на по- чатку ділянки $\underline{S}_o''$ , МВА
5-5'	$1,071 + j4,365$	$0,654 + j0,215$	$0,005 + j0,021$	$0,659 + j0,236$
6- 6'	$0,703 + j3,44$	$0,887 + j0,619$	$0,008 + j0,04$	$0,895 + j0,659$
5-6	$0,869 + j0,43$	$0,029 + j2,4 \cdot 10^{-7}$	$(7,7 + j3,8) \cdot 10^{-6}$	$0,029 + j3,8 \cdot 10^{-6}$
3-5	$1,48 + j0,955$	$0,691 + j0,262$	$0,008 + j0,005$	$0,699 + j0,267$
3-6	$0,728 + j0,734$	$0,927 + j0,685$	$0,01 + j0,01$	$0,937 + j0,695$

3-3'	$2,0 + j50,38$	$49,6 + j26,9$	$0,12 + j3,0$	$49,8 + j29,9$
1-1'	$2,0 + j50,38$	$48,0 + j29,7$	$0,121 + j3,0$	$48,3 + j31,2$
2-2'	$2,0 + j50,38$	$60,0 + j48,1$	$0,224 + j5,64$	$6,4 + j51,4$
1-2	$0,68 + j2,44$	$60,5 + j51,8$	$0,08 + j0,29$	$60,5 + j52,1$
4-4'	$2,0 + j50,38$	$61 + j26$	$0,17 + j4,19$	$61,3 + j31,2$
A-1	$2,6 + j14,5$	$120 + j82,3$	$1,04 + j5,8$	$120,9 + j85,8$
1-3	$0,86 + j3,1$	$11,3 + j1,8$	$0,002 + j0,008$	$11,3 + j1,8$
A-4	$2,6 + j11,5$	$100,1 + j53,7$	$0,64 + j54,8$	$100,7 + j54,8$
4-3	$4,9 + j17,7$	$38,6 + j26,1$	$0,2 + j0,7$	$38,8 + j26,8$

Повна потужність, що споживається з джерела має значення:

$$\underline{S}_{\text{дж}} = 221,7 + j140,6 \text{ МВА.}$$

#### 1.4.5 Розрахунок падіння напруги

Виконуємо із джерела живлення, при цьому напруга у споживача не повинна відрізнятись більш ніж на 5% від номінальної, у відповідності з правилами.

Відхилення напруги в кінці лінії від номінального значення розраховуємо за формулою (4.16).

$$\Delta U_{A1}^n = \frac{P_{A1}^n R_{A1} + Q_{A1}^n X_{A1}}{U_A} = \frac{120,9 \cdot 2,6 + 85,8 \cdot 14,5}{230} = 6,79 \text{ кВ}$$

$$\delta U_{A1}^n = \frac{P_{A1}^n X_{A1} - Q_{A1}^n R_{A1}}{U_{A1}} = \frac{120,9 \cdot 14,5 - 58,8 \cdot 2,6}{230} = 6,67 \text{ кВ}$$

$$U_1 = \sqrt{(U_A - \Delta U_{A1}^n)^2 + (\delta U_{A1}^n)^2} = \sqrt{(230 - 6,78)^2 + (6,67)^2} = 223,3 \text{ кВ}$$

Розрахунок напруги у мережах 35 кВ і нижче ведеться за втратою напруги

Розрахунок для всіх вузлів наведено в табл. 1.21.

					БР 3.8.14.1.586 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		35

Таблиця 1.21 – Результати розрахунку втрати напруги

Вузол	$U_{ном}, кВ$	$U, кВ$	Відхилення від номінального, %
ДЖ	230	230	
1	220	223,3	
2	220	222,6	
3	220	223,2	
4	220	226,1	
4'	220	210,6	
4''	10	10,07	0,73
3'	220	216,3	
3''	10	10,35	3,34
1'	220	215,7	
1''	10	10,4	3,1
2'	220	210,6	
2''	10	10,07	
5	10	10,2	
5'	10	10,04	
5''	0,4	0,402	5,4
6	10	10,2	
6'	10	9,93	
6''	0,4	0,397	5,41

#### 1.4.6 Розрахунок втрати потужності

Розрахунок усіх інших ділянок приведено в табл. 1.22.

Таблиця 1.22 – Результат розрахунку втрати потужності

Ділянка	Параметри, для розрахунку втрат електричної енергії			
	$T_{нб}$ , год	$\tau$ , год	$\Delta P$ , МВт	$\Delta W$ , МВт·год
Т6	5240	3678	0,008	59,2
5-6	6580	5357	$7,7 \cdot 10^{-6}$	0,041
Т5	6580	5357	0,005	56,6
3-6	5282	3727	0,01	36,1
3-5	5240	3678	0,008	29,7
Т3	4902	3304	0,12	1834
Т1	4790	3185	0,121	1820
Т2	5220	3656	0,224	2254
1-2	5220	3656	0,081	296,7
Т4	4760	3154	0,166	1961
1-3	4901	3303	0,002	7,08
А-1	4989	3399	1,04	3526
3-4	4901	3303	0,201	665,3
А-4	4814	3211	0,641	2058
Сумарні втрати $\Delta W = 1,46 \cdot 10^4$ МВт·год				

Енергія, що передається:

$$T_{нбА} = \frac{P_{A1}^K T_{нбA1} + P_{A4}^K T_{нбA4}}{P_{A1}^K + P_{A4}^K} = \frac{119,9 \cdot 4989 + 100,1 \cdot 4814 + 28,2 \cdot 3950}{119,9 + 100,1} = 4910 \text{ год}$$

$$W = P_A T_{нбА} = 221,7 \cdot 4910 = 1,09 \cdot 10^6 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

Частка втрат відносно енергії, що передається складатиме:

$$\frac{\Delta W}{W} 100\% = \frac{1,46 \cdot 10^4}{1,09 \cdot 10^6} \cdot 100\% = 1,34 \%$$

Схема заміщення приведена в додатку Б.

					Арк.
					37
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.8.14.1.586 ПЗ

**Висновок.** Частка втрат відносно енергії, що передається в схемі №2 є більшою. Отже, подальший розрахунок ведемо для схеми №1.

### 1.5 Аварійний режим роботи електричної схеми №1

При аварійному режимі роботи перерва в електропостачанні споживачів I категорії може бути припустима лише на час автоматичного відновлення живлення. Перерва в електропостачанні споживачів II категорії при може бути припустима на час, необхідний для ввімкнення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної оперативної бригади. Для електроспоживачів III категорії перерва в електропостачанні, необхідна для ремонту або заміни пошкодженого елемента системи електропостачання, повинна не перевищувати однієї доби.

Залежно від навантаження режими роботи електротехнічного виробу (пристрою) розподіляються на:

- режим неробочого ходу (без навантаження);
- режим короткого замикання, коли електричний опір навантаження дорівнює нулю або ж якщо виріб з'єднаний із джерелом живлення і знаходиться у загальмованому чи заклиненому стані (для прикладу заклинений асинхронний двигун);
- режим навантаження електротехнічного виробу (пристрою) характерний тим, що він віддає енергію зовнішньому об'єкту.

В аварійному режимі відбувається обрив найбільш завантаженої ділянки. У нашому випадку це ділянка А-2. Результати розрахунку потужностей під час аварійного режиму показано у табл. 1.23.

					<i>БР 3.8.14.1.586 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		38

Таблиця 1.23 – Результати розрахунку перетоку потужності в аварійному режимі

Ділянка	Показник, що визначається			
	Опір ділянки $R + jX, \text{ Ом}$	Потужність у кінці ділянки $S_{\text{о}}^{\text{к}}, \text{ МВА}$	Втрати потужності на ділянці $\Delta S, \text{ МВА}$	Потужність на початку ділянки $S_{\text{о}}^{\text{н}}, \text{ МВА}$
5-5'	$1,071 + j4,365$	$0,654 + j0,215$	$0,005 + j0,021$	$0,659 + j0,236$
6-6'	$0,703 + j3,44$	$0,887 + j0,619$	$0,008 + j0,04$	$0,895 + j0,659$
5-6	$0,869 + j0,43$	$0,899 + j0,685$	$0,01 + j0,005$	$0,91 + j0,69$
3-5	$1,48 + j0,955$	$1,57 + j0,95$	$0,05 + j0,032$	$1,62 + j0,99$
3-3'	$2,0 + j50,38$	$49,6 + j26,9$	$0,12 + j3,0$	$49,8 + j29,9$
1-1'	$2,0 + j50,38$	$48,0 + j29,7$	$0,121 + j3,0$	$48,1 + j35,8$
2-2'	$2,0 + j50,38$	$60,0 + j48,1$	$0,224 + j5,64$	$60,2 + j53,8$
3-2	$2,2 + j7,83$	$60,4 + j51,5$	$0,26 + j0,93$	$60,6 + j52,4$
1-3	$0,86 + j3,1$	$110,6 + j81,8$	$0,31 + j1,1$	$110,9 + j82,9$
A-1	$4,2 + j15,1$	$159,1 + j114,0$	$3,0 + j10,9$	$162,2 + j125,0$
4-4'	$2,0 + j50,38$	$61,0 + j26,0$	$0,166 + j4,2$	$61,3 + j31,1$
A-4	$3,24 + j11,7$	$61,3 + j24,5$	$0,284 + j1,02$	$61,6 + j28,8$

Перевіримо обрані проводи за умовою нагріву табл. 1.24.

Таблиця 1.24 – Результати розрахунку струмів

	Ділянка мережі							
	5-6	3-5	3-2	1-3	A-1	A-4	A-2	3-6
$I_{\text{нб}}, \text{ А}$	66,0	109,6	210,3	363,2	537,3	178,5	537,3	109,6
$I_{\text{дон}}, \text{ А}$	175	210	610	610	610	610	680	265



Як видно умова нагріву проводів  $I_{нб} \leq I_{доп}$  виконується, отже переріз проводів вибрано правильно.

Напруга у вузлах при аварійному режимі в табл. 1.25.

Таблиця 1.25 – Результати розрахунку втрати напруги на ділянках

Вузол	$U_{ном}, кВ$	$U, кВ$	Відхилення від номінального, %
А	230	230	–
1	220	219,0	–
	220	227,04	
3	220	217,4	–
4	220	217,8	–
4'	220	210,5	–
4''	10	10,07	0,65
3'	220	210,3	–
3''	10	10,1	1,18
1'	220	211,3	–
1''	10	10,1	1,04
2'	220	215,0	–
2''	10	10,3	2,3
5	10	9,7	–
5'	10	9,6	–
5''	0,38	0,39	0,53
6	10	9,9	–
6'	10	9,65	–
6''	0,4	0,39	0,53

Схема заміщення приведена в додатку В

## 1.6 Режим мінімального навантаження схеми №1

Мінімальний режим, у відповідності із завданням табл. 1.26 потужність споживачів дорівнює 0,52 потужності номінального режиму. Для забезпечення економічного режиму роботи мережі рівень напруги в режимі мінімальних навантажень має бути нижче, ніж в режимі максимальних навантажень.

Таблиця 1.26 – Результати розрахунку потужності

Ділянка	Показник, що визначається			
	Опір ділянки $R + jX, \text{ Ом}$	Потужність у кінці ділянки $\underline{S}_o^k, \text{ МВА}$	Втрати потужності на ділянці $\Delta \underline{S}, \text{ МВА}$	Потужність на початку ділянки $\underline{S}_o^h, \text{ МВА}$
5-5'	$1,071 + j4,365$	$0,34 + j0,112$	$0,001 + j0,006$	$0,341 + j0,117$
6-6'	$0,703 + j3,44$	$0,461 + j0,322$	$0,002 + j0,011$	$0,463 + j0,333$
5-6	$0,869 + j0,43$	$-0,015 + j0,001$	$(2,0 + j9,8) \cdot 10^{-6}$	$-0,015 + j0,001$
3-5	$1,48 + j0,955$	$0,345 + j0,144$	$0,002 + j0,001$	$0,347 + j0,146$
3-6	$0,728 + j0,734$	$0,482 + j0,359$	$0,003 + j0,003$	$0,484 + j0,361$
3-3'	$2,0 + j50,38$	$25,8 + j14$	$0,103 + j0,82$	$25,8 + j14,8$
1-1'	$2,0 + j50,38$	$25 + j14,5$	$0,03 + j0,82$	$25 + j26,3$
2-2'	$2,0 + j50,38$	$31,2 + j25,0$	$0,06 + j1,52$	$31,3 + j26,6$
3-2	$2,2 + j7,83$	$27,4 + j14,4$	$0,04 + j0,142$	$27,4 + j14,6$
A-2	$2,4 + j10,3$	$45,8 + j31,3$	$0,14 + j0,6$	$45,9 + j30,4$
1-3	$0,86 + j3,1$	$11,67 + j7,2$	$0,003 + j3,1$	$11,7 + j7,2$
A-1	$4,2 + j15,1$	$36,8 + j21,8$	$0,015 + j0,52$	$37 + j20,2$
4-4'	$2,0 + j50,38$	$31,7 + j13,5$	$0,05 + j1,1$	$31,9 + j15,7$
A-4	$1,62 + j5,83$	$31,9 + j12,2$	$0,036 + j0,129$	$31,9 + j9,04$

Повна потужність, що споживається з джерела А має значення:

$$\underline{S}_A = 114,8 + j59,6 \text{ MVA.}$$

Напруга у вузлах в мінімальному режимі приведена в табл. 1.27.

Таблиця 1.27 – Напруга у вузлах в мінімальному режимі

Вузол	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$U, \text{кВ}$	Відхилення від номінального, %
А	230	230	–
1	220	228	–
2	220	228,1	–
3	220	227,9	–
4	220	227,6	–
4'	220	223,9	–
4''	10	10,7	6,62
3'	220	224,4	–
3''	10	10,7	6,84
1'	220	224,32	–
1''	10	10,7	6,76
2'	220	222,1	–
2''	10	10,6	5,87
5	10	10,66	–
5'	10	10,58	–
5''	0,4	0,423	10,216
6	10	10,67	–
6'	10	10,53	–
6''	0,4	0,42	10,12

Схема заміщення приведена в додатку Г

## 1.7 Вибір способу регулювання напруги

У цьому розділі вирішується завдання забезпечення у споживачів відхилення напруги, що відповідають ГОСТу 13109-97. При цьому, відповідно до [4], на шинах підстанцій напругою 6 –20 кВ, до яких приєднані розподільні мережі, напруга в період максимальних навантажень повинна бути не нижче 105 % від номінальної напруги мережі, а в період найменших навантажень – рівна номінальній.

У зв'язку з вищевикладеним у проекті напруга на нижчій стороні підстанцій 1– 4 в режимі максимальних навантажень повинна бути не менше 105 % від номінальної, в режимі мінімальних навантажень – 100 %, у післяаварійному режимі доцільно 100 %, але не нижче 95 % номінальної. На шинах напругою до 1 кВ споживачів 5 і 6 у всіх режимах відхилення напруги не повинні виходити за межі  $\pm 5$  % від номінальної.

Якщо дійсна напруга  $U_n''$  відрізняється від необхідної  $U_{нт}''$ . Необхідно переключити РПН з нульового положення на положення, що забезпечує на вторинній обмотці необхідну напругу.

$$U_{нт}'' = \frac{U_n' U_n}{U_{відг}} \Rightarrow U_{відг} = \frac{U_n' U_n}{U_{нт}''} \quad (1.18)$$

Отриману напругу регулювання відгалудження округляють до стандартного значення і визначають напругу на вторинній обмотці трансформатора після регулювання за формулою (1.19):

$$U_{\delta} = \frac{U_n' U_n}{U_{відг}} \quad (1.19)$$

Результати вибору відгалужень двообмоткових трансформаторів із РПН для кожного режиму приведено в табл. 1.28.

					БР 3.8.14.1.586 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		43

Таблиця 1.28 – Результати вибору способу регулювання на підстанціях в різних режимах

Показник, що визначається	Номер підстанції			
	1	2	3	4
<b>Максимальний режим</b>				
Напруга на стороні ВН, кВ	225,7	224,6	225,4	224,6
Падіння напруги в трансформаторі, кВ	11,0	2,7	6,8	7,1
Напруга на стороні НН, приведена до обмотки ВН, кВ	218,2	217,5	218,6	217,5
Напруга на стороні НН, приведена до обмотки НН, кВ	10,43	10,403	10,45	10,4
Необхідна напруга на стороні НН, кВ	10,5	10,5	10,5	10,5
Ступінь РПН, $\pm n$	–	–	–	–
Дійсна напруга на стороні НН, кВ	10,43	10,403	10,45	10,5
<b>Мінімальний режим</b>				
Напруга на стороні ВН, кВ	228,0	228,2	227,9	227,6
Падіння напруги в трансформаторі, кВ	3,7	6,1	3,5	3,7
Напруга на стороні НН, приведена до обмотки ВН, кВ	224,3	222,1	224,4	223,9
Напруга на стороні НН, приведена до обмотки НН, кВ	10,7	10,6	10,7	10,7
Необхідна напруга на стороні НН, кВ	10,0	10	10,0	10,0
Ступінь РПН, $\pm n$		+4	+4	+5
Дійсна напруга на стороні НН, кВ	9,97	10,01	10,01	10,05
<b>Аварійний режим</b>				
Напруга на стороні ВН, кВ	219,0	227,0	217,4	217,8
Падіння напруги в трансформаторі, кВ	7,7	12,03	7,1	7,3
Напруга на стороні НН, приведена до обмотки ВН, кВ	211,3	214,97	210,3	210,5
Напруга на стороні НН, приведена до обмотки НН, кВ	10,1	10,28	10,06	10,1
Необхідна напруга на стороні НН, кВ	10,0	10	10,0	10,0
Ступінь РПН, $\pm n$	+1	+2	+1	+1
Дійсна напруга на стороні НН, кВ	9,96	9,98	9,91	9,9

**Висновок.** Вибравши такі ступені відгалуження РПН забезпечимо у споживачів відхилення напруги, що відповідають ГОСТу 13109-97.

					БР 3.8.14.1.586 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		44

## 2 РОЗДІЛ 2. РОЗРАХУНОК ПІДСТАНЦІ

### 2.1 Перевірка навантаження силового трансформатора

Перевірка трансформатора відбуватиметься згідно вихідних даних (табл. 2.1, .2.2).

Таблиця 2.1 – Вихідні дані до перевірки

P, МВт	cos φ	XL1, Ом	XL2, Ом	S <sub>кз.С</sub> , МВА	t, °С
48	0,85	15,6	21,9	5000	+10

Таблиця 2.2 – Добовий графік навантаження

№ Го- дин	Навантаження в % від потужності											
	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
11	50	50	55	95	95	80	80	90	90	140	150	105

Знаходимо номінальну потужність навантаження

$$S_{\text{ном}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\cos \varphi} = \frac{48}{0,85} = 56,5 \text{ (МВА)}$$

Знаходимо  $S_{\text{тр}}$

$$S_{\text{тр}} = \frac{76,9}{1,4} = \frac{56,5}{1,4} = 40,3 \text{ (МВА)}$$

Обираємо відповідно до номіналу потужність трансформатора

$$S_{\text{ном}} = 63 \text{ (МВА)}$$

Знаходимо навантаження в кожній годині за формулою:

$$S_{\text{п}} = \frac{S_{\text{ном}} \cdot \%}{100}$$

Розглянемо аварійний режим при роботі одного трансформатора, адже

при роботі двох трансформаторів нагрівання трансформаторів буде незначним. Результати приведені в табл.2.3:

Таблиця 2.3 – Добовий графік навантаження

Години	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
Нав-ня, МВА	28,2	28,2	31,1	53,6	53,6	45,2	45,2	50,8	50,8	79,1	84,7	59,3

Побудуємо графік навантаження (рис. 2.1).

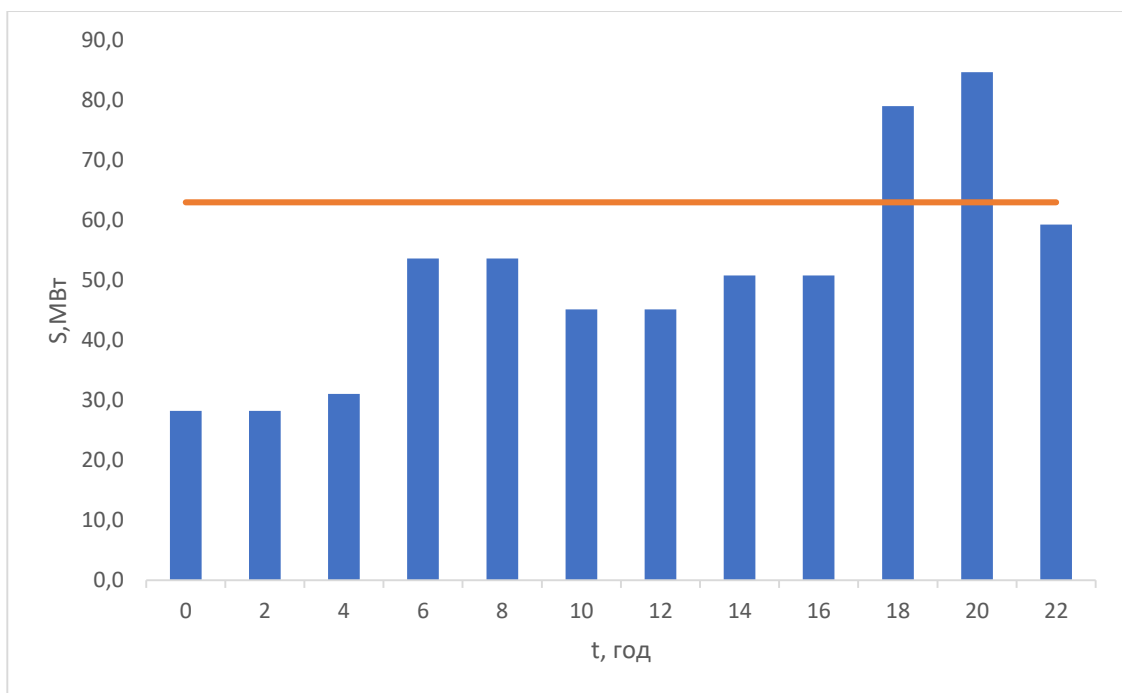


Рисунок 2.1 – Добовий графік навантаження

$$K_1 = \frac{1}{63} \sqrt{\frac{28,2^2 \cdot 4 + 31,1^2 \cdot 2 + 53,6^2 \cdot 4 + 45,2^2 \cdot 4 + 50,8^2 \cdot 4 + 59,3^2 \cdot 2}{20}} = 0,73$$

$$K_2 = \frac{1}{63} \sqrt{\frac{79,1^2 \cdot 2 + 84,7^2 \cdot 2}{4}} = 1,3$$

Максимальне перевантаження трансформатора визначається за формулою:

$$K_{max} = \frac{S_{max}}{S_{ном}} = \frac{84,7}{63} = 1,34$$

Попереднє значення  $K'_2$  необхідно порівняти із значенням  $K_{max}$ ,

$$K'_2 = 0,9K_{max} = 0,9 \cdot 1,34 = 1,21$$

Так як  $K'_2 \leq K_2$  остаточно беремо  $K_2 = 1,3$

За державним стандартом з урахуванням еквівалентної температури (+10 С) і часу перевантаження  $t = 4$  годин.

Таблиця 2.4 – Апроксимація нормованого коефіцієнта навантаження

	0,7	0,73	0,8
4	1,4	1,4	1,4

$$K_{2ГОСТ} = 1,4$$

Для трансформаторів із системою охолодження ДЦ. Порівнюємо значення  $K_2$  за державним стандартом і реальне. Значення  $K_2$  за державним стандартом (1,4) більше, за реальне  $K_2 = 1,3$ , тому трансформатор ТРДЦН – 63000/220 обрано вірно.

## 2.2 Розрахунок струмів к.з.

Значення струмів короткого замикання необхідні для правильного вибору устаткування на стороні 220 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 220 кВ центра живлення складає  $S_c = 5000$  МВА.

					<i>БР 3.8.14.1.586 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		47



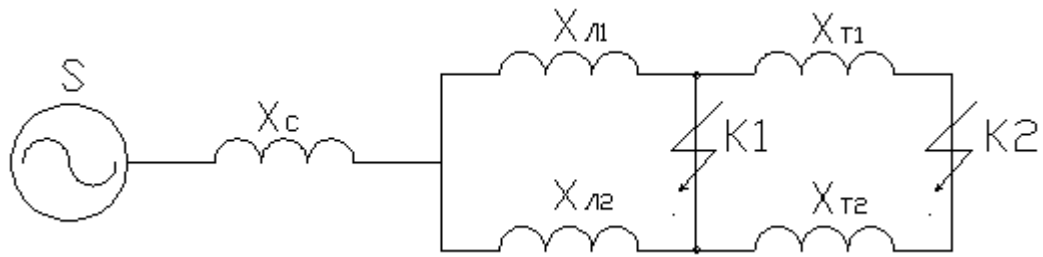


Рисунок 2.2 – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

Опір системи дорівнює

$$X_c = \frac{U_L^2}{S_c} = \frac{220^2}{5000} = 9,68 \text{ Ом}$$

Загальний опір працюючих ліній

$$X_L = \frac{X_{Л1} \cdot X_{Л2}}{X_{Л1} + X_{Л2}} = \frac{15,0 \cdot 21,2}{15,0 + 21,2} = 8,78 \text{ Ом}$$

Розрахуємо опір трансформатора:

Потужність трансформатора  $S_T = 63 \text{ (МВА)}$ ;

Опір трансформатора становить:

$$X_{T1} = \frac{U_K \% \cdot U_H^2}{100 S_H} = \frac{12 \cdot (230 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 63 \cdot 10^6} = 100,8 \text{ Ом}$$

Періодична складова СКЗ у точці  $K_1$ :

$$I_{K1} = \frac{U_L}{\sqrt{3} \cdot (X_c + X_L)} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (9,68 + 8,78)} = 6,88 \text{ кА}$$

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

$$I_{K2}^B = \frac{U_L}{\sqrt{3} \cdot (X_c + X_L + X_T)} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (9,68 + 8,78 + 50,4)} = 1,84 \text{ кА}$$

Реальний СКЗ у точці  $K_2$ :

$$I_{K2} = I_{K2}^B \frac{220}{10} = 40,6 \text{ кА}$$

Ударний струм:

$$\text{у точці } K_1: I_y = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 6,88 = 15,7 \text{ А}$$

					<i>БР 3.8.14.1.586 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		48

$$\text{у точці } K_2: I_y = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 40,6 = 92,4 \text{ кА}$$

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  $K_1$ :

$$T_a = 0,03 \text{ с}, t = 0,06 \text{ с} \text{ для } K_2: T_a = 0,06 \text{ с}, t = 0,1 \text{ с}.$$

для  $K_1$ :

$$i_a = \sqrt{2} \cdot 6,88 \cdot e^{-\frac{0,03}{0,06}} = 1,32 \text{ кА}$$

для  $K_2$ :

$$i_a = \sqrt{2} \cdot 40,6 \cdot e^{-\frac{0,08}{0,1}} = 16,5 \text{ кА}$$

Інтеграл Джоуля

для  $K_1$

$$B_{K1} = I_{K1}^2(t + T_a) = 6,88^2(0,03 + 0,06) = 4,26 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

для  $K_2$

$$B_{K2} = I_{K2}^2(t + T_a) = 40,6^2(0,08 + 0,1) = 296,6 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

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 $B_{K2}$ , кА <sup>2</sup> с
Шини 220 кВ ( $K_1$ )	6,88	15,66	6,88	1,32	4,26
Шини 10 кВ ( $K_2$ )	40,59	92,42	40,59	16,45	296,55

### 2.3 Вибір комутаційної апаратури

Максимальний струм на зовнішньому боці

$$I_{max}^{BH} = \frac{1,4 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 221,4 \text{ А}$$

Струм у колі вступних вимикачів на боці 10 кВ

$$I_{max}^{HH} = \frac{1,4 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5092,2 \text{ А}$$

Струм у колі секційного вимикача

$$I_{max}^{CB} = \frac{0,7 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{0,7 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2546,1 \text{ А}$$

Струм у колі лінії, що відходить

$$I_{max}^{від} = \frac{1,4 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH} \cdot 10} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10} = 509,2 \text{ А}$$

Вибір вимикача на боці високої напруги, 220 кВ (табл. 2.6).

Таблиця 2.6 – Вибір вимикача на боці 220 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$ , кВ	220,0	220,0
$I_{расч} \leq I_{ном}$ , А	221,4	1250,0
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$ , кА	6,88	50,0
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$ , кА	15,66	125,0
$I_{нт} \leq I_{откНом}$ , кА	6,88	40,0
$I_{ат} \leq I_{а ном}$ , кА	1,32	9,2
$B_K \leq I_T^2 t_r$ , кА <sup>2</sup> с	4,26	7500,0

Обираємо вимикач типу ЯЕ-220Л-11(21)У4.

Вибір вимикача у колі трансформатора та секційного вимикача на боці 10 кВ (табл. 2.7)

					БР 3.8.14.1.586 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		50

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

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$ , кВ	10,0	17,5
$I_{роз} \leq I_{ном}$ , А	5092,2	6300,0
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$ , кА	40,59	63,0
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$ , кА	92,42	173,0
$I_{нт} \leq I_{откНом}$ , кА	40,59	63,0
$I_{ат} \leq I_{а ном}$ , кА	16,45	44,1
$B_K \leq I_T^2 t_r$ , кА <sup>2</sup> с	296,55	11907,0

Обираємо вимикач типу ЗАН3713–5 Siemens.

Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ (табл. 2.8).

Таблиця 2.8 – Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$ , кВ	10,0	12,0
$I_{роз} \leq I_{ном}$ , А	2546,1	3150,0
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$ , кА	40,59	50,0
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$ , кА	92,42	125,0
$I_{нт} \leq I_{откНом}$ , кА	40,59	58,0
$I_{ат} \leq I_{а ном}$ , кА	16,45	18,0
$B_K \leq I_T^2 t_r$ , кА <sup>2</sup> с	296,55	7500,0

Обираємо вимикач типу ЗАН3117–7 Siemens.

Вибір вимикача на лінію, що відходить, 10 кВ (табл. 2.9).

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

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$ , кВ	10,0	12,0
$I_{роз} \leq I_{ном}$ , А	509,2	1250,0
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$ , кА	40,59	50,0
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$ , кА	92,42	125,0
$I_{нт} \leq I_{откНом}$ , кА	40,59	58,0
$I_{ат} \leq I_{а ном}$ , кА	16,45	18,0
$B_K \leq I_T^2 t_r$ , кА <sup>2</sup> с	296,55	7500,0

Обираємо вимикач типу ЗАН3117–2 Siemens.

У табл. 2.10 наведений вибір роз'єднувачів на боці 220 кВ, роз'єднувачі необхідні з одним і двома комплектами ножів, що заземлюють.

Таблиця 2.10– Вибір роз'єднувача 220 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$ , кВ	220,0	220,0
$I_{роз} \leq I_{ном}$ , А	221,4	630,0
$i_{уд} \leq I_{СКВ}$ , кА	15,66	100,0
$B_K \leq I_T^2 t_r$ , кА <sup>2</sup> с	4,3	1600,0

Обираємо вимикач типу РНД-220/630 Т1.

## 2.4 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	
	одиниці, кВт*к-сть	Кількість				P, кВт	Q, кВАр
Охолодження ТРДЦН – 63000/220	29,6	2	59,2	0,88	0,54	59,2	32,0
Підігрів вимикачів напругою 220 кВ	3,6	3	10,8	1	0	10,8	0
Підігрів приводів роз'єднувачів, відділювачів, короткозамикачів	0,6	10	6	1	0	6	0
Підігрів КРП-10	1	10	10	1	0	10	0
Освітлення ВРП 220 кВ	5	1	5	1	0	5	0
Освітлення ЗРП	7	1	7	1	0	7	0
Опалення, вентиляція закритого РП	7	1	7	1	0	7	0
Всього						105	32,0

На підстанції передбачається установка двох трансформаторів власних потреб. Номінальна потужність вибирається з умови. На підстанції передбачається установка двох трансформаторів власних потреб. Номінальна потужність вибирається з умови

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

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

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

Оскільки  $S_{розр} = k_c \sqrt{P^2 + Q^2} = 0,8 \sqrt{105^2 + 32^2} = 87,8$  кВА, тому беремо потужність трансформатора власних потреб такою, що дорівнює 100 кВА. Приймаємо два трансформатора ТМ-100/10. При відключенні одного трансформатора другий буде навантажений на  $80,2/100=0,8$ , що допустимо.

## 2.5 Вибір трансформаторів струму і напруги

У ланцюзі силового трансформатора з боку нижчої напруги встановлюється амперметр, вольтметр, варметр, лічильники активної і реактивної енергії, на шинах 220 кВ – вольтметр із перемикачем для виміру трьох міжфазної напруги, на секційному вимикачі 10 кВ - амперметр, на лініях, що відходять, 10 кВ - амперметр, лічильники активної і реактивної енергій. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведений у табл. 2.12.

Таблиця 2.12 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			А	В	С
Амперметр	Э-335	1	0,5	0,5	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 струму в колі силового тр-ра з боку НН			6,5	0,5	6,5
Сумарне навантаження струму в колі силового тр-ра на боці ВН			0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження струму в колі відхідної лінії			0,5	0,5	0,5

Вибір трансформаторів струму наведений у табл. 2.13-2.15.

					БР 3.8.14.1.586 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		54

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

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H, \text{кВ}$	220,0	220,0
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}, \text{А}$	221,4	300,0
$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{СКВ}}, \text{кА}$	15,66	25,0
$B_K \leq I_T^2 t_r, \text{кА}^2\text{с}$	4,3	288,1

Обираємо трансформатор струму ТФЗМ220-У1.

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 не більше ніж розрахований за формулою:

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

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

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

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  $l = 100 \text{ м}$

					БР 3.8.14.1.586 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		55



$$Z_{\text{пр}} = \rho \frac{l}{F}$$

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

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

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 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0,5.

Таблиця 2.14 – Вибір ТС на стороні 10 кВ в колі силового трансформатора

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_{\text{Н}}$ , кВ	10,0	15,0
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$ , А	5092,2	6000,0
$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{СКВ}}$ , кА	92,42	-
$B_K \leq I_T^2 t_r$ , кА <sup>2</sup> с	296,5	43200,0

Вибираємо трансформатор ТШВ15 6000/5. Цей трансформатор струму відповідає умовам вибору.

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

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

					БР 3.8.14.1.586 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		56

Тоді опір сполучних проводів може бути не більше ніж розрахований за формулою:

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

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

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

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

Перетин жил при довжині кабеля  $l = 50 \text{ м}$

$$Z_{\text{пр}} = \rho \frac{l}{F},$$

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

$$Z_{\text{пр}} = 0,0175 \frac{50}{4} = 0,22 \text{ Ом}$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_H = Z_{\text{прил}} + Z_K + Z_{\text{пр}} = 0,26 + 0,1 + 0,22 = 0,58 \text{ Ом}$$

що менше ніж  $1,2 \text{ Ом}$ , припустимих при роботі трансформатора в класі точності  $0,58$ .

					<i>БР 3.8.14.1.586 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		57

Таблиця 2.15 – Вибір трансформатора струму на лінії, що відходить

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H, \text{кВ}$	10,0	10,0
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}, \text{А}$	509,2	600,0
$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{СКВ}}, \text{кА}$	92,42	180,0
$B_K \leq I_T^2 t_r, \text{кА}^2\text{с}$	296,5	3888,0

Вибираємо трансформатор ТОЛ-10 600/5. Цей трансформатор струму відповідає умовам вибору (табл. 2.15).

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 не більше ніж розрахований за формулою:

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

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

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

$Z_K$  – опір приладів, Ом.

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

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

Перетин жил при довжині кабеля  $l = 50 \text{ м}$

					<i>БР 3.8.14.1.586 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		58

$$Z_{\text{пр}} = \rho \frac{l}{F}$$

де  $\rho$  – питомий опір міді,  $\rho = 0,0283 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}}{\text{м}}$ ;

$F$  – перетин жил,  $\text{мм}^2$ ,

$$Z_{\text{пр}} = 0,0175 \frac{40}{4} = 0,22 \text{ Ом}$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_{\text{Н}} = Z_{\text{прил}} + Z_{\text{К}} + Z_{\text{пр}} = 0,02 + 0,1 + 0,22 = 0,34 \text{ Ом}$$

що менше ніж 1,2 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0,34.

На боці високої напруги (220 кВ) обираємо трансформатори НКФ-220-58, на боці 10 кВ – НОМ-10-66У2 (табл. 2.16).

Таблиця 2.16 – 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-220-58	220/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	100	-	400	600	1200	2000
НОМ-10-66	10	100	-	-	75	150	300	630

## 2.6 Вибір збірних шин

В РУ 220 кВ застосовують гнучкі шини, які виконуються сталелеюмінієвими проводами марки АС.

1) Вибираються ці шини за економічною щільністю струму.

$$q_{min} = \frac{I_{трив}}{j_e},$$

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

$j_e = 1,1$  – для неізолюваних мідних проводів (при  $T_{нб} = 4730$  год – час використання найбільшого навантаження)

$$q_{min} = \frac{221,4}{1,1} = 201,3 \text{ мм}^2$$

Обираємо провід АС – 300/39, найближчий до розрахованого.

2) Вибраний переріз перевіряється за допустимим струмом

$$I_{max} = 201,3 \text{ А}$$

$$I_{доп} = 605 \text{ А}$$

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

$$q_{min} \leq q_{розр}$$

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{4,26}}{91 \cdot 10^{-3}} = 22,6 \text{ мм}^2$$

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

Умова виконується  $22,3 \text{ мм}^2 \leq 300 \text{ мм}^2$ .

					БР 3.8.14.1.586 ПЗ	Арк.
						60
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4) Перевірку вибраних шин на електродинамічну стійкість при КЗ для гнучких шин не проводимо, так як повинна виконуватися умова:  $I_{кз} > 20$  кА, а за нашими розрахунками  $I_{кз} = 6,76$  кА - отже умова не виконується.

5) Виконуємо перевірку за умовами коронування. Переріз проводів для напруг 220 кВ за умовами корони повинен бути не менше  $120 \text{ мм}^2$ , тому провід АС-300/39 задовольняє умові.

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

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

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

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

$$I_{\text{раб.нб}} = 5092,2 \text{ А}$$

По  $I_{\text{роб.нб}}$  вибираємо алюмінієві шини коробчастого перерізу  $2 \times 200 \times 90 \times 10$  мм, переріз ( $2 \times 3435 \text{ мм}^2$ ), для цих шин  $I_{\text{доп}} = 7550$  А.

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

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

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

					БР 3.8.14.1.586 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		61

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп.ном}} \cdot k_{\text{п}} = 5650 \cdot 1,05 = 5932,5 \text{ А}$$

$$5092,2 \leq 5932,5$$

Нерівність виконується.

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

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

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{296,6}}{91 \cdot 10^{-3}} = 189,2 \text{ мм}^2$$

$$2 \times 1785 \leq 189,2$$

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  $l = 2 \text{ м}$ ;

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

$q$  – поперечний переріз шини,  $\text{см}^2$ .

					БР 3.8.14.1.586 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		62

$$f_0 = \frac{173,2}{2^2} \sqrt{\frac{1260}{2 \cdot 1785}} = 257,24 \text{ Гц}$$

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

#### 4) Перевірка шин на міцність

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

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

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

$i_y$  – ударний струм КЗ, кА;

$a$  – відстань між фазами, м;

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

$$\sigma_\phi = \sqrt{3} \frac{92,4^2 \cdot 2^2}{167 \cdot 0,8} \cdot 10^{-2} = 4,43 \text{ МПа}$$

Сила взаємодії між швелерами, Н/м:

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

де  $h$  – висота шин, м.

$$f_\Pi = 0,05 \frac{92,4^2}{0,15} = 2846,9 \text{ Н/м}$$

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

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

де  $W_\Pi = W_{y-y}$

					БР 3.8.14.1.586 ПЗ	Арк.
						63
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



$$\sigma_{\Pi} = \frac{2846,9 \cdot 2^2}{12 \cdot 14,7} = 64,6 \text{ МПа}$$

Шини механічно міцні, якщо

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

$$68,99 \text{ МПа} \leq 75 \text{ МПа}$$

Умова механічної міцності виконується, отже шини обрано правильно

## 2.7 Вибір принципової схеми первинних з'єднань підстанції

### 2.7.1 Компонування розподільних пристроїв 220 кВ

Схеми для напруги 35 кВ і вище повинні складатися з урахуванням таких вимог: ремонт вимикачів 220 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.

### 2.7.2 Вибір розподільних пристроїв, конструктивні рішення

Компонування розподільних пристроїв 6-10 кВ і конструкційна частина РП 6-10 кВ для комплектних трансформаторів ПС виконується у вигляді КРУН або КРУ, встановлюваних у закритих приміщеннях.

РП 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;

					<i>БР 3.8.14.1.586 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		64

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.

У РУ 6 – 10 кВ підстанцій секційні вимикачі, як правило, розімкнуті для зменшення СКЗ, але на них встановлюються пристрої АВР. Для забезпечення можливості почергового ремонту вимикачів без порушення електропостачання споживачів у РУ 110 – 220 кВ передбачають обхідну систему шин (рис. 2.3).

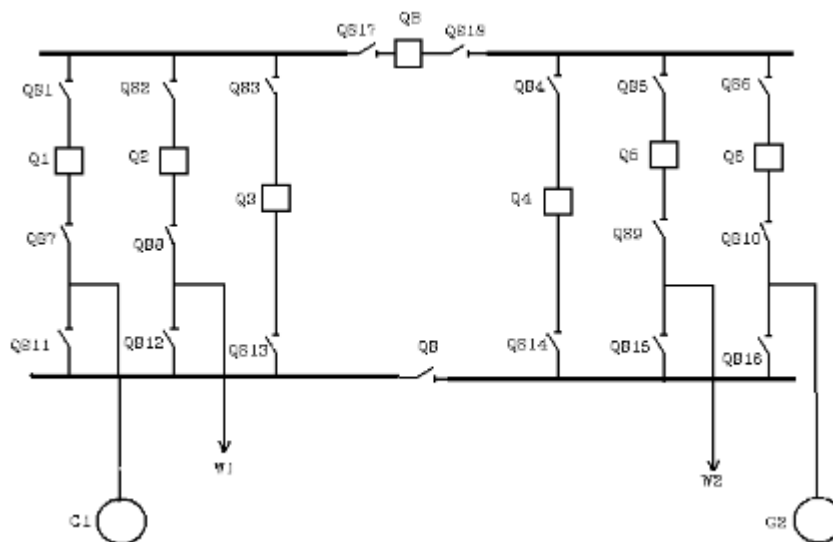


Рисунок 2.3 – РУ з однією системою збірних шин, секційним вимикачем та обхідною системою шин

### 2.7.3 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 блискавководів, що приєднуються до грозозахисного заземлення. На підстанціях використовується один загальний пристрій, що заземлює.

#### 2.7.4 Основні схеми РУ

Вимоги до схем розподільних установок (РУ) передбачені Нормами технологічного проектування підстанцій і полягають у наступному:

1. Електрична схема повинна відповідати умовам роботи станції (підстанції) в енергосистемі й очікуваних режимах;
2. Бути досить зручною в експлуатації, а саме: простою і наочною, мати мінімальний обсяг перемикань, пов'язаних із зміною режиму; доступною для ремонту електричного устаткування без порушення режиму установки;
3. Передбачати можливість автоматизації електроустановки в економічно доцільному обсязі;
4. Бути досить економічно виправданого ступеня надійності. Проектуванню електростанцій і підстанцій передують розробка схеми розвитку електроенергетичної системи або її частини на 10 – 15 років.

При розробці схеми розвитку різні технічно варіанти порівнюються за техніко–економічними показниками. Варіанти повинні бути взаємозамінними й забезпечувати однаковий корисний відпуск електроенергії споживачам. На підставі схеми розвитку розробляються схеми станцій і підстанцій, розраховуються струми КЗ і вибираються вимикачі. Багато в чому саме струми КЗ визначаються типи вимикачів і вартість РУ, можлива навіть відмова від того або іншого варіанта схеми через надмірно великий струм КЗ. Розподільні установки станцій і підстанцій характеризуються номінальною напругою, числом і потужністю приєднаних генераторів, трансформаторів, потужністю, видаваною в мережу, числом ліній, режимом роботи й перспективою розвитку [1].

					<i>БР 3.8.14.1.586 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		66

### 3 РОЗДІЛ 3. РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ

#### 3.1 Вихідні дані до розрахунку захисту

Виконати розрахунок поздовжнього диференціального струмового захисту від усіх видів замикань на виводах і в обмотках сторін з заземленою нейтраллю, а також від багатозначних замикань на виводах і в обмотках сторін з ізолюваною нейтраллю. Виконати розрахунок захисту за допомогою реле ДЗТ-11. Опір системи  $X_{c.макс} = 10 \text{ Ом}$ ;  $X_{c.мін} = 22 \text{ Ом}$ , заміщення рис. 3.1.

Таблиця 3.1 – Технічні параметри трансформатора

Тип	Sном, МВ·А	Uном, кВ		Uк, %
		ВН	НН	
ТДЦН-63000/220	63	230	10,5	11

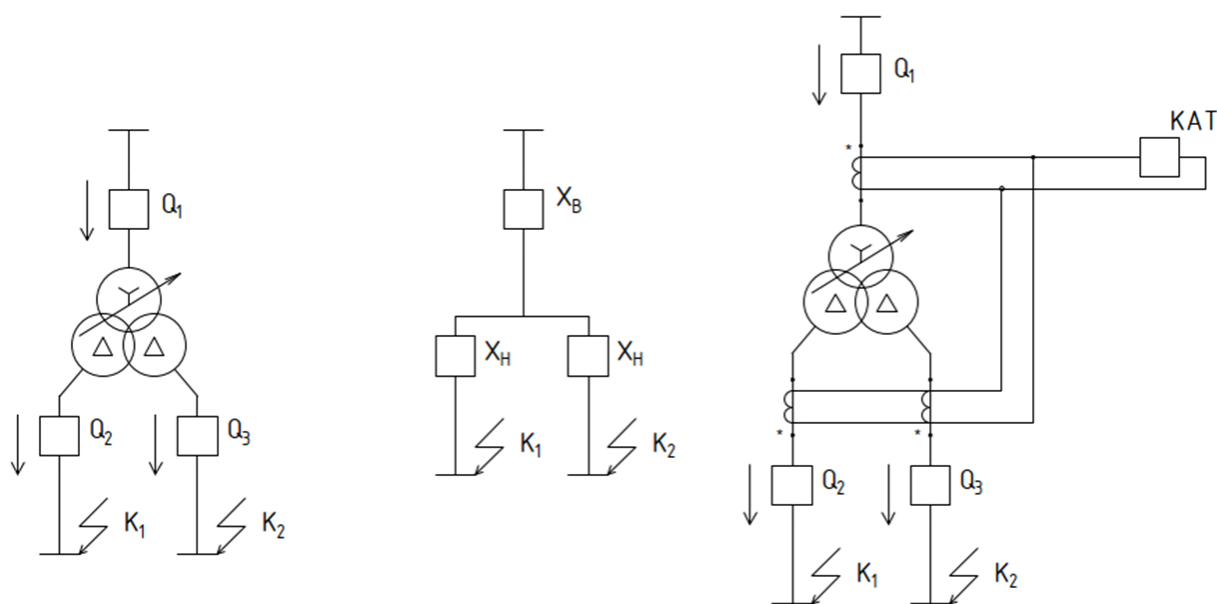


Рисунок 3.1 – Схема заміщення РЗА

					БР 3.6.14.1.586 ПЗ					
Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата	Визначення параметрів електрообладнання мережі та розрахунок заземлення підстанції 220 кВ					
Розроб.	Парієнко							Лит.	Аркуш	Листів
Перевір.	Лебединський								67	103
Реценз.								СумДУ ЕТ-91		
Н. Контр.	Никифоров									
Затверд.	Лебединський									

Для складання схеми заміщення (рис. 3.1) обчислюються опори трансформатора:

$$X_T^{BH} \approx \frac{U_{KB\%} \cdot U_{B\text{ ср.ном}}^2}{100 \cdot S_H} = \frac{11 \cdot 230^2}{100 \cdot 63} = 92,4 \text{ Ом}$$

$$X_B^{BH} = 0,125 \cdot X_T^{BH} = 0,125 \cdot 92,4 = 11,6 \text{ Ом}$$

$$X_{H1}^{BH} = X_{H2}^{BH} = 1,75 \cdot X_T^{BH} = 1,75 \cdot 92,4 = 161,7 \text{ Ом}$$

При розрахунках струмів КЗ для захистів трансформаторів з РПН слід врахувати зміну опору за рахунок регулювання напруги. Для трансформаторів 220 кВ наближено можна прийняти:

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

$$x_{B.макс} = 11,6 \cdot (1 + 0,12)^2 = 14,6 \quad x_{B.мін} = 11,6 \cdot (1 - 0,12)^2 = 9$$

$$x_{н.макс} = 161,7 \cdot (1 + 0,12)^2 = 202,8 \quad x_{н.мін} = 161,7 \cdot (1 - 0,12)^2 = 125,2$$

Струм КЗ на шинах НН (точка К1 та К2, рис. 2.1)

$$I_{K2.макс}^3 = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3}(x_{C.макс} + x_{B.мін} + x_{н.мін})} = \frac{230}{\sqrt{3}(10 + 9 + 125)} = 0,921 \text{ кА}$$

$$I_{K2.мін}^2 = \frac{U_{ср.ном}}{2(x_{C.мін} + x_{B.макс} + x_{н.макс})} = \frac{230}{2(22 + 14,6 + 202,8)} = 0,48 \text{ кА}$$

### 3.2 Розрахунок подовжнього диференціального струмового захисту

Попередній розрахунок диференційного захисту та вибір типу реле.

1. Струм спрацьовування захисту визначається за більшим з двох розрахункових умов:

а) відбудова від кидка струму намагнічування

$$I_{НОМ} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.ном}} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 230} = 158 \text{ А}$$

$$I_{C.з.} = k_{від.} \cdot I_{НОМ} = 1,3 \cdot 158 = 205 \text{ А}$$

б) відбудова від струму небалансу:

									Арк.
									68
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.8.14.1.586 ПЗ				

$$I_{C.3.} = k_3 (k_{одн} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II}) \cdot I_{K1.макс} =$$

$$= 1,3 \cdot (1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,05) \cdot 921 = 323 A$$

Приймаємо  $I_{C.3.} = 323 A$

2. Попередня перевірка чутливості проводиться при первинних струмах при двофазному КЗ на стороні НН (точка К2, рис. 2.1):

$$K_{ч} = \frac{I_{K2.мін}^{(2)}}{I_{C.3.}} = \frac{480}{323} = 1,486 < 2 - \text{незадовільняє}$$

3. 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 спрацьовування захисту вибирається за умовами:

а) відбудова по (1.1) від кидка струму що намагнічується

$$I_{C.3.} = k_{від.} \cdot I_{НОМ} = 1,5 \cdot 158 = 237 A$$

б) відбудова по (1.2) від струму небалансу при КЗ на СН:

$$I_{C.3.} = k_3 (k_{одн} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II}) \cdot I_{K1.макс} =$$

$$= 1,5 \cdot (1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,05) \cdot 921 = 373 A$$

в) відбудова по (1.2) від струму небалансу при КЗ на НН

$$I_{C.3.} = k_3 (k_{одн} \varepsilon + \Delta U_I) \cdot I_{K2.макс} =$$

$$= 1,5 \cdot (1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,05) \cdot 921 = 304 A$$

Приймаємо реле ДЗТ-11 з уставкою гальмівної обмотки з боку СН. Тоді відбудова по підп.3 б) буде забезпечена за рахунок гальмування, а струм спрацьовування захисту приймається за більшим з умов 3 а) і 3 в):  $I_{с.з} = 304 A$ .

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

$$k_{ч} = \frac{I_{K2.мін}^{(2)}}{I_{C.3.}} = \frac{480}{304} = 1,579$$

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

$$I_{K2.мін}^2 = \frac{U_{CP.НОМ}^2}{2(x_{C.мін} + x_{B.макс})} = \frac{230^2}{2(22 + 161)} = 589 A$$

					БР 3.8.14.1.586 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		69

і необхідний коефіцієнт чутливості забезпечується

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К2.мін}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}} = \frac{589}{304} = 1,938$$

Тому захист з реле ДЗТ-11 може бути застосований.

### 3.3 Вибір уставок реле ДЗТ

1. Визначаються первинний і вторинний струми сторін трансформатора  
Дані розрахунку наведені в табл. 2.1.

З табл.3.2 випливає, що в якості основної слід взяти сторону ВН (230 кВ), що має більший вторинний номінальний струм.

Таблиця 3.2 – Розрахунок струмів трансформатора

Значення параметрів	I-VH-230 кВ	III-НН-10,5 кВ
$I_{\text{ном}}, A$	$\frac{63}{\sqrt{3} \cdot 230} = 158$	$\frac{63}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3464$
$K_{\text{In}}$	300/5	4000/5
Схема з'єднання ТТ	Трикутник	Зірка
$k_{\text{сх}}$	1,73	1
$I_{\text{В.ном}}, A$	$\frac{158 \cdot 1,73}{300 / 5} = 4,56$	$\frac{3464 \cdot 1}{4000 / 5} = 4,33$

2. Струм спрацьовування реле для основної сторони визначається за виразом:

$$I_{\text{ср.осн}} = \frac{I_{\text{с.з.}} \cdot k_{\text{сх}} \cdot \frac{U_{\text{ср.ном}}}{U_{\text{номп}}}}{K_{\text{In}}} = \frac{304 \cdot 1 \cdot \frac{230}{230}}{300 / 5} = 5,07 A$$

3. Розрахункове число витків робочої обмотки для основної сторони визначається

$$w_{осн.розр} = \frac{F_{cp}}{I_{с.р.осн}} = \frac{100}{5,07} = 19,72 \text{ витків}$$

Приймається  $w_{осн.роб} = 19$ , що відповідає фактичному струму спрацьовування реле  $I_{ср.осн} = \frac{100}{19} = 5,26 \text{ A}$ .

4. Розрахункові числа витків для інших сторін трансформатора визначаються за виразом:

$$\text{для сторони } 10,5 \text{ кВ } w_{розр.I} = w_{осн} \frac{I_{в.ном.осн}}{I_{в.ном.I}} = 19 \frac{4,56}{4,33} = 20,01. \text{ Приймається}$$

$w_I = 20$  витків.

5. Уточнений струм спрацьовування захисту з урахуванням похибки вирівнювання знаходиться за виразами:

$$w_I = \frac{w_{Iрозрах} - w_I}{w_{Iрозрах}} = \frac{|20,01 - 20|}{20,01} = 0$$

$$I_{сз.} = k_3 (k_{одн} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta w_I) \cdot I_{К2.макс} = \\ = 1,5 \cdot (1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0) \cdot 921 = 304 \text{ A}$$

6. Визначається уточнений розрахунковий струм спрацьовування реле.

$$I_{ср.осн} = \frac{I_{сз} \cdot k_{сх} \cdot \frac{U_{ср.ном}}{U_{номI}}}{k_{I(I)}} = \frac{304 \cdot 1 \cdot \frac{230 \cdot 10^3}{230 \cdot 10^3}}{300 / 5} = 5,07 \text{ A}$$

Оскільки уточнений розрахунковий струм спрацьовування реле (5,07 А) менше фактичного (5,26 А), то вибір робочих витків закінчений.

7. Розрахунковий струм небалансу захисту при КЗ на стороні НН, де передбачено гальмування, з урахуванням похибки вирівнювання знаходиться за виразами:

$$I_{нб.расч} = k_3 (k_{нер} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II} + \Delta w_I) I_{кз.макс}^{(3)} = \\ = 1,5 \cdot (1,0 \cdot 0,1 + 0,129 + 0,05 + 0) \cdot 921 = 373 \text{ A}$$

8. Число витків гальмівної обмотки знаходиться за виразом

					БР 3.8.14.1.586 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		71



$$w_{\text{гальм}} = \frac{k_3 \cdot I_{\text{нб.расч}} \cdot w_{\text{роб}}}{I_{\text{кс.макс}}^{(3)} \cdot \text{tg}\alpha} = \frac{1,5 \cdot 373 \cdot 19}{921 \cdot 0,75} = 15$$

Таким чином, до установки на реле приймаються наступні витки:

$$w_I = 20 \quad w_{II} = 19 \quad w_{\text{гальм}} = 15$$

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

$$k_{\text{ч}} = \frac{480}{88} = 5,45 \quad k_{\text{ч}} = \frac{589}{88} = 6,6$$

$$I_{\text{ср.осн}} = \frac{I_{\text{сз}} \cdot k_{\text{сх}} \cdot \frac{U_{\text{ср.ном}}}{U_{\text{номIII}}}}{k_{I(III)}} = \frac{5,26 \cdot 1 \cdot \frac{230 \cdot 10^3}{10,5 \cdot 10^3}}{300/5} = 88 \text{ A}$$

Оскільки коефіцієнт чутливості захисту при нормальному регулюванні напруги досить високий і при мінімальному регулюванні досить високий, то захист з реле ДЗТ-11 рекомендується до установки. На рис. 3.2 зображено схему уставок реле ДЗТ-11.

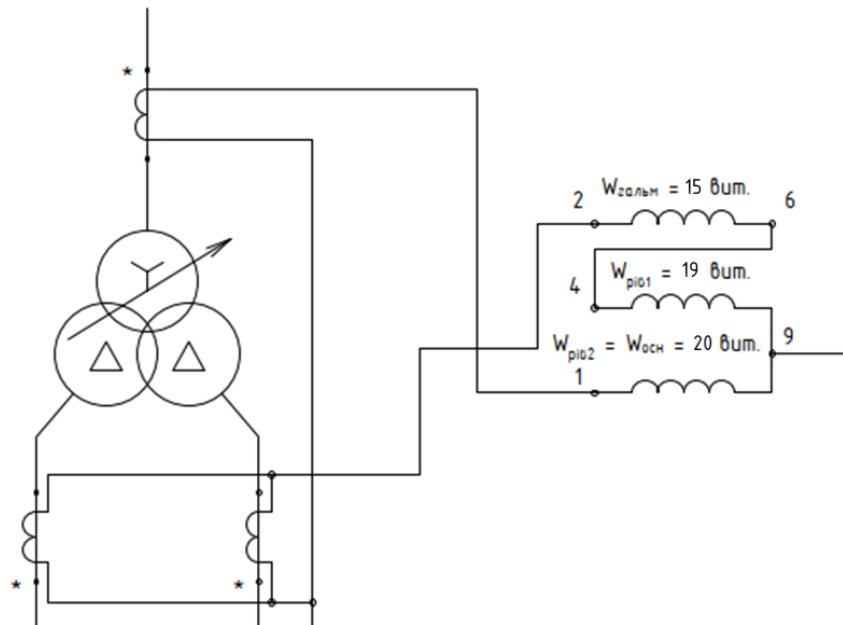


Рисунок 3.2 – Схема уставок реле ДЗТ-11

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

Для двообмоткових трансформаторів з одностороннім живленням в якості резервного захисту рекомендується установка на стороні живлення МТЗ з пуском або без пуску по напрузі.

1. Спочатку визначається струм спрацьовування МТЗ без пуску по напрузі:

$$I_{сз} = \frac{k_3}{k_{нов}} I_{ном} = \frac{1,2}{0,8} 1,0 \cdot 158 = 593 \text{ A}$$

2. Чутливість захисту перевіримо по (1.57) при КЗ на шинах СН і НН в мінімальних розрахункових режимах (см. п.2.1)

$$k_ч = \frac{480}{593} = 0,8$$

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 дорівнює

$$I_{сз} = \frac{k_3}{k_{нов}} I_{ном} = \frac{1,2}{0,8} 1,0 \cdot 158 = 237 \text{ A}$$

а чутливість захисту в тих же розрахункових точках складе:

$$k_ч = \frac{480}{237} = 2,03$$

3. Напруга спрацьовування органу блокування при симетричних КЗ визначимо наближено за виразом:

$$U_{сз} \leq \frac{U_{с.мін}}{k_е} = \frac{0,7 \cdot 230}{1,2} = 134 \text{ кВ} .$$

4. Напруга спрацьовування органу блокування при несиметричних КЗ визначається по:

$$U_{2с.з.} = 0,06 U_{ном} = 0,06 \cdot 230 = 13,8 \text{ кВ}$$

					БР 3.8.14.1.586 ПЗ	Арк.
						73
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

$$U_{к.зах}^{(3)} = 0, \text{ а } U_{к.зах} = \frac{U_{\phi}}{2} = \frac{230}{2 \times \sqrt{3}} = 66,4 \text{ кВ}.$$

Тоді

$$k_{чU} = \frac{U_{с.з.}}{U_{к.макс}} = \frac{134}{90} > 1,5$$

$$k_{чU} = \frac{U_{2к.зах}}{U_{2с.з.}} = \frac{66,4}{13,8} = 4,81 > 1,5$$

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

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

$$I_{сз} = \frac{k_3}{k_{нов}} I_{т.ном} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 158 = 207 \text{ А}$$

### 3.5 Висновок до розділу

В даному розділі розраховано параметри захисту трансформатора ТДЦ-80000/220, номінальні параметри приведені в табл. 3.2. Розраховано струми к.з. для захистів трансформаторів з РПН з врахованою зміною опору за рахунок регулювання напруги. Перевірено коефіцієнт чутливості реле типу РНТ, дане реле не забезпечує необхідної чутливості, тому було застосовано реле типу ДЗТ-11 та розраховано струм спрацьовування захисту. Відповідно до номінального навантаження трансформатора та номінальної напруги, розраховано номінальні робочі струми та обрано трансформатори струму відповідно до номінального ряду. Розраховано струм спрацьовування реле та обрано необхідну кількість витків для спрацьовування реле при КЗ.

					<i>БР 3.8.14.1.586 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		74

## 4 РОЗДІЛ 4. ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

### 4.1 Підвищення ефективності систем тепlopостачання

Заходи щодо підвищення ефективності систем тепlopостачання передбачають наступні напрямки оптимізації:

З боку джерела:

- підвищення ефективності джерел теплоти за рахунок зниження витрат на власні потреби;
- використання сучасного теплогенеруючого обладнання, такого як конденсаційні котли і теплові насоси;
- використання вузлів обліку теплової енергії;
- використання ко і три- генерації.

З боку теплових мереж:

- зниження теплових втрат в навколишнє середовище;
- оптимізація гідравлічних режимів теплових мереж;
- використання сучасних теплоізоляційних матеріалів;
- використання антивандальних покриттів при зовнішній прокладці теплових мереж;
- зниження витоків і несанкціонованих зливів теплоносія з трубопроводів.

З боку споживачів:

- зниження теплових втрат через зовнішні огорожувальні конструкції;
- використання вторинних енергоресурсів;
- використання вузлів обліку теплової енергії.

					<i>БР 3.6.14.1.586 ПЗ</i>			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>	<i>Визначення параметрів електрообладнання мережі та розрахунок заземлення підстанції 220 кВ</i>	<i>Лист.</i>	<i>Аркуш</i>	<i>Листів</i>
<i>Розроб.</i>		<i>Парієнко</i>					75	103
<i>Перевір.</i>		<i>Лебединський</i>				<i>СумДУ ЕТ-91</i>		
<i>Реценз.</i>								
<i>Н. Контр.</i>		<i>Никифоров</i>						
<i>Затверд.</i>		<i>Лебединський</i>						

В цілому ж меню «технічних рішень» щодо модернізації систем теплопостачання дуже широке і далеко не обмежується вищевикладеним списком. Нижче наведено приклад переліку заходів з «Програми модернізації систем теплопостачання» комплексної програми розвитку і модернізації житлово-комунального комплексу цілого регіону, що включає 22 об'єкти муніципальної освіти; 126 міських і сільських поселень; більш ніж 200 окремих систем теплопостачання.

Основні заходи програми розбиті на шість укрупнених груп:

- проведення передпроектних обстежень об'єктів теплопостачання;
- будівництво нових котелень;
- модернізація і реконструкція котелень і ЦТП;
- модернізація і будівництво теплових мереж;
- впровадження ресурсозберігаючих технологій.

#### **4.2 Ефективність і економічний розрахунок**

При реалізації заходів енергозбереження та підвищення енергоефективності розрізняють:

- початкові інвестиції (або збільшення, приріст інвестицій з-за вибору ефективнішого устаткування). Наприклад, заміна вікон в існуючому будинку на пластикові склопакети - інвестиції в енергозбереження, а відмова від установки звичайних світильників на користь світлодіодних в будинку, що будується - збільшення інвестицій в енергозбереження (в частці перевищення вартості світлодіодних світильників над звичайними);
- одноразові витрати на проведення енергоаудиту (енергообстеження);
- одноразові витрати на придбання та монтаж приладів обліку і систем автоматичного контролю, віддаленого зняття показань приладів обліку;
- поточні витрати на преміювання (заохочення) відповідальних за енергозбереження.

					<i>БР 3.8.14.1.586 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		76

Ефекти від заходів енергозбереження можна розділити на кілька груп:

- економічні ефекти у споживачів (зниження вартості придбаних енергоресурсів);

- ефекти підвищення конкурентоспроможності (зниження споживання енергоресурсів на одиницю виробленої продукції, енергоефективність виробленої продукції при її використанні);

- ефекти для електричної, теплової, газової мережі (зниження пікових навантажень призводить до зниження ризику аварій, підвищенню якості енергії, зниження втрат енергії, мінімізації інвестицій в розширення мережі, і, як наслідок, зниження мережевих тарифів);

- ринкові ефекти (наприклад, зниження споживання електроенергії, особливо в пікові години, призводить до зниження цін на енергію і потужність на оптовому ринку електроенергії - особливо важливим є зниження споживання електроенергії населенням на освітлення у вечірній піку);

- ефекти, пов'язані з особливостями регулювання (наприклад, зниження споживання електроенергії населенням зменшує навантаження перехресного субсидування на промисловість - в даний час в Росії населення платить за електроенергію нижче її собівартості, додаткове фінансове навантаження включається в тарифи для промисловості);

- екологічні ефекти (наприклад, зниження споживання електричної і теплової енергії в зимовий час призводить до розвантаження найбільш дорогих і "брудних" електростанцій і котелень, що працюють на мазуті і низькоякісному вугіллі);

- пов'язані ефекти (увага до проблем енергозбереження призводить до підвищення заклопотаності проблемами загальної ефективності системи - технології, організації, логістики на виробництві, системи взаємин, платежів і відповідальності в ЖКГ, відносини до домашнього бюджету у громадян).

					<i>БР 3.8.14.1.586 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		77

### 4.3 Технологічна витрата потужності і енергії в електричних мережах

Технологічні витрати енергії (ТВЕ) обумовлений активним опором лінії, обмоток трансформаторів, інших пристроїв електричної мережі і явищем корони в високовольтних лініях, а також витратою електроенергії на власні потреби станцій і підстанцій, тобто ТВЕ - це технічні втрати плюс витрата власні потреби станцій і підстанцій.

Технічні втрати – це навантажувальні втрати плюс втрати холостого ходу, плюс втрати, зумовлені погодними умовами.

Технологічні витрати енергії повинен враховуватися при:

- розробці оптимального режиму енергосистеми і схем з'єднання електромережі;
- прогнозуванні техніко-економічних показників роботи енергосистеми;
- розробці схем розвитку електричних мереж енергосистеми і перспективних режимів;
- визначенні ефективності заходів по його зниженню в електричних мережах;
- розрахунку ставки (тарифу), що враховує оплату втрат при її передачі по різних електричних мереж.

Рішення задачі розрахунку і зниження технологічних витрат і прямих втрат енергії складається з наступних етапів:

- 1) Розрахунки сталих режимів електричних мереж і визначення величин і структури технологічних витрат енергії за елементами мережі.
- 2) Аналіз отриманих результатів розрахунків і виявлення елементів з найбільшими технологічними витратами енергії.
- 3) Аналіз звітних даних і балансу електроенергії для виявлення частки комерційних втрат.
- 4) Оцінка обсягу інвестицій для реалізації заходів щодо зниження технологічних витрат енергії і прямих втрат на даний перспективний період.

					<i>БР 3.8.14.1.586 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		78

#### 4.4 Складові балансу електроенергії

Баланси електроенергії складаються для оцінки роботи окремих ієрархічних рівнів управління енергосистеми - по електростанціям, підстанціям, по фідерах електричних мереж, з мережних філіям і з мережевої компанії за звітні часові інтервали: рік, квартал і місяць.

Баланс електроенергії на кожному ієрархічному рівні включає складові (4.1):

$$W_{\Pi} + [W_{Г} - (W_{CH} + W_{XH} + W_{PH})] - W_{ПО} - W_{O} - \Delta W_{OTЧ} = 0 \quad (4.1)$$

де  $W_{\Pi}$  - величина електроенергії, яка надходить з інших енергосистем;

$W_{Г}$  - величина електроенергії, вироблена генераторами власних станцій;

$W_{CH}$  - електроенергія, витрачена на власні потреби електростанцій, підстанцій;

$W_{XH}$  - електроенергія, витрачена на господарські потреби електростанцій, підстанцій;

$W_{PH}$  - величина електроенергії, витрачена на виробничі потреби енергосистеми;

$W_{ПО}$  - величина електроенергії, яка відпускається власним споживачам за виставленими фінансових документів (корисний відпуск електроенергії);

$W_{O}$  - величина електроенергії, передана в суміжні енергосистеми;

$\Delta W_{OTЧ}$  - величина звітних втрат електроенергії (технічні втрати + комерційні втрати).

Корисний відпуск  $W_{ПО}$  - кількість електроенергії, відпущеної власними споживачами і врахованої розрахунковими приладами обліку, встановленими на кордонах розділу електромереж між енергопостачальною організацією та споживачами.

					БР 3.8.14.1.586 ПЗ	Арк.
						79
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



Витрата електроенергії на власні потреби підстанцій  $W_{CH}$  - споживання електроенергії приймачами, що забезпечують умови функціонування електростанцій та підстанцій в технологічному процесі вироблення, перетворення і розподілу електричної енергії. Це витрата електроенергії на електродвигуни механізмів, освітлення та опалення головних споруд.

Витрата електроенергії на господарські потреби енергосистем  $W_{XH}$  - споживання електроенергії допоміжними та непромисловими підрозділами, що знаходяться на балансі електричних станцій і підприємств електричних мереж, необхідне для обслуговування основного виробництва теплової та електричної енергії на електростанціях, а також передачі і розподілу енергії. У номенклатуру господарських потреб енергосистем входить витрата електроенергії в електромережах на наступні об'єкти та види робіт: ремонтні, механічні, монтажні, налагоджувальні, масляні господарства, бази механізації, склади обладнання і матеріалів, службові приміщення.

Фактичні (звітні) втрати електроенергії  $\Delta W_{OTЧ}$  - різниця між електроенергією, що надійшла в мережу, і електроенергією, відпущеної з мережі, яка визначається за даними системи обліку електроенергії.

#### 4.5 Облік потоків і витрати електроенергії в енергосистемі

Для кількісної оцінки і контролю виробленої і спожитої енергії необхідний строгий облік, який складається з двох взаємодоповнюючих операцій - реєстрації та передачі інформації.

Розрізняють розрахунковий (комерційний) і технічний (контрольний) облік, а також головний облік електроенергії.

Розрахунковий (комерційний) облік електроенергії - облік виробленої, а також відпущеної електроенергії - для грошового розрахунку за неї. Лічильники, що встановлюються для цієї мети, називаються розрахунковими лічильниками.

					<i>БР 3.8.14.1.586 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		80

Розрахунковий (комерційний) облік використовується для регулювання фінансових взаємовідносин між енергосистемою і споживачами. Введено різні системи тарифів за електроенергію для розрахунків:

- з побутовими споживачами;
- з суспільно-комунальними споживачами;
- з промисловими і прирівняними до них споживачами.

Завдання електропостачальних підприємств виробляти або купувати необхідне споживачам кількість енергії. Їх робота полягає в управлінні цією енергією і її доставку кожного споживача.

Фінансові ресурси електропостачальних підприємств складаються:

- з відпуску електроенергії споживачам;
- з енергії, виставленої до оплати ;
- від реальної оплати рахунків-фактур, тобто від кількості енергії, яка дійсно оплачена.

Технічний (контрольний) облік електроенергії - облік для контролю витрат електроенергії усередині електростанцій, підстанцій, підприємств на технологічні потреби, а також для визначення і аналізу втрат електроенергії в електричних мережах всіх класів напруги.

Приладовим урахуванням величина технологічних витрат енергії в підрозділі електричної мережі визначається як різниця даних про надходження і відпуск енергії власним споживачам і в суміжні електричні мережі. Це безпосередньо пов'язано з контролем потоків енергії на входах і виходах підприємств електричних мереж.

Головний облік - облік кількості електроенергії, що надійшла і переданої в електромережі інших енергосистем, ділянок РЕМ, фідерів підстанцій. Прилади головного обліку встановлюються на межах поділу належності та експлуатаційної відповідальності власників електромереж.

Для організації точок головного обліку відділення електричних мереж в розрізі РЕМ попередньо складається перелік встановленого обладнання. При

					<i>БР 3.8.14.1.586 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		81

цьому вказують: найменування підстанції, найменування осередку, де встановлений облік, вимірювальний комплекс, коефіцієнт трансформатора струму і тип лічильника.

Згідно з існуючими правилами, система обліку повинна забезпечувати визначення кількості електроенергії:

- виробленої генераторами електростанцій;
- спожитої на власні та господарські потреби електростанцій та підстанцій;
- спожитої на виробничі потреби енергосистем;
- відпущеної споживачам по лініях, що відходять від шин електростанцій безпосередньо споживачам;
- переданої в інші енергосистеми або від них;
- надійшла в електричні мережі різних класів напруги;
- відпущеної споживачам з електричних мереж;
- переданої по транзитним лініях;
- переданої на експорт.

При сучасних масштабах недооблік хоча б одного відсотка спожитої електроенергії призводить до збитків. Найбільш поширені на практиці порушення і несправності обліку: пошкодження лічильників, порушення схем з'єднання лічильників, перегорання запобіжників трансформаторів напруги, згоряння вторинних обмоток трансформаторів напруги.

Для регулювання рівня технологічних витрат енергії в електричних мережах важливим показником є напруга на шинах підстанцій. Якість електричної енергії має першорядне значення при розробці заходів щодо зниження технологічних витрат енергії. З цією метою енергоаудиторів необхідно оцінити основні показники якості електроенергії, досліджувати споживачі і джерела реактивної потужності, а також засоби і способи регулювання напруги.

					<i>БР 3.8.14.1.586 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		82

## 5 РОЗДІЛ 5. ОХОРОНА ПРАЦІ

### 5.1 Розрахунок зони захисту блискавковідводів території підстанції

Зона захисту багаторазового стрижневого блискавковідводу визначається як зона захисту попарно взятих стрижневих блискавковідводів. Блискавкозахист ПС виконуємо за допомогою двох пар стрижневих блискавковідводів. Розрахуємо зону захисту кожної з пар блискавковідводів. Вихідні дані ПС наведені в табл. 5.1.

Таблиця 5.1 – Вихідні дані розташування блискавковідводів

А, м	В, м	L <sub>1</sub> , м	L <sub>2</sub> , м	L <sub>3</sub> , м	L <sub>4</sub> , м	L <sub>5</sub> , м	h <sub>x</sub> , м
50	40	30	10	28	10	10	6

Зони захисту блискавковідводів висотою  $h \leq 30$  м були визначені на основі лабораторних досліджень [17]. Надійність їх підтверджена тривалим досвідом експлуатації [18]. Вони увійшли як складова частина до низки нормативних документів, такі як Правила улаштування електроустановок [5], ДСТУ ІЕС 62305-2:2012 захист від блискавки [19]. Потім встановлені зони захисту були поширені на блискавковідводи висотою до 100 м, при цьому було введено виправлення, що враховує зниження ефективності блискавковідводів висотою більше 30 м унаслідок бічних ударів блискавки, що уражають блискавковідводи в точках нижче його вершини [18].

Блискавковідвід вважається подвійним, коли відстань між стрижневими блискавкоприймачами  $L$  не перевищує граничної величини  $L_{\max}$  вершини [5, 19]. В іншому випадку обидва блискавковідводи розглядаються як одиничні.

					<i>БР 3.6.14.1.586 ПЗ</i>			
Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата				
Розроб.	Парієнко				Визначення параметрів електрообладнання мережі та розрахунок заземлення підстанції 220 кВ	Лист	Аркуш	Листів
Перевір.	Лебединський						83	103
Реценз.						СумДУ ЕТ-91		
Н. Контр.	Никифоров							
Затверд.	Лебединський							

Стандартною зоною захисту одиничного стрижневого блискавковідводу висотою  $h$  є круговий конус висотою  $h_0 < h$ , вершина якого співпадає з вертикальною віссю блискавковідводу. Габарити зони визначаються двома параметрами: висотою конуса  $h_0$  і радіусом конуса на рівні землі  $r_0$  [18].

Конфігурація вертикальних і горизонтальних перерізів стандартних зон захисту подвійного стрижневого блискавковідводу (висотою  $h$  і відстанню  $L$  між блискавковідводами) приведена на рис. 5.1 [20].

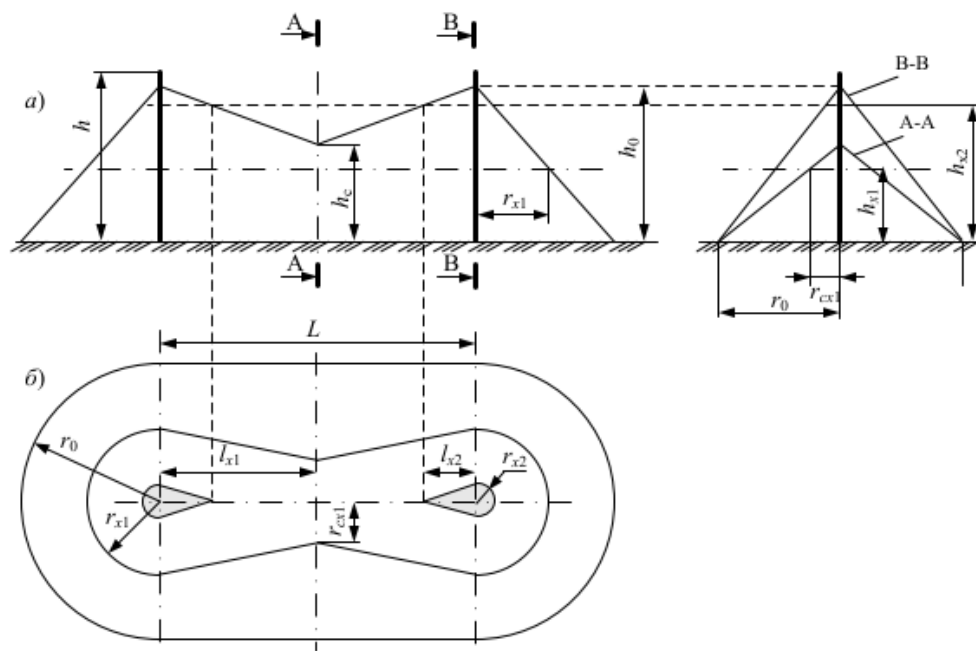


Рисунок 5.1 – Перетин зони захисту подвійного стрижневого блискавковідводу

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. При відстані між блискавковідводами  $L \leq L_c$  межа зони не має провисання  $h_c = h_0$ .

Проведемо визначення зони захисту блискавковідвід. Спочатку визначимо параметри  $L_6$  і  $L_7$

$$L_6 = \frac{B - L_2}{2} = \frac{40 - 10}{2} = 15 \text{ м}$$

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

Визначаємо параметри  $p_1$  та  $p_2$

$$p_1 = \sqrt{L_4^2 + L_6^2} = \sqrt{15^2 + 10^2} = 18,03 \text{ м}$$

$$p_2 = \sqrt{L_7^2 + L_5^2} = \sqrt{6^2 + 10^2} = 11,66 \text{ м}$$

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

$r_{x3} = p_2$  при висоті  $h_x$

$$r_{x1} = p_1 = 18,03 \text{ м}, \quad r_{x2} = p_2 = 11,66 \text{ м}$$

$$h_1 = h_2 = \frac{0,7 \cdot p_1 + h_x \cdot 0,6}{0,42} = \frac{0,7 \cdot 18,03 + 6 \cdot 0,6}{0,42} = 38,62$$

$$h_3 = h_4 = \frac{0,7 \cdot p_2 + h_x \cdot 0,6}{0,42} = \frac{0,7 \cdot 11,66 + 6 \cdot 0,6}{0,42} = 28$$

Розрахунок зони захисту блискавковідводів 1 та 2 приведений нижче, результати приведені на рис. 5.2:

$$L_{12} = L_2 = 10 \text{ м}$$

$$h_{01} = h_{02} = 0,7 \cdot h_1 = 26,8 \text{ м}$$

$$r_{01} = r_{02} = 0,6 \cdot h_1 = 22,7 \text{ м}$$

$$r_{x1} = r_{x2} = \frac{r_{01}(h_{01} - h_x)}{h_{01}} = 17,62 \text{ м}$$

$$L_{c12} = 2,25h_1 = 83,5 \text{ м}$$

$$L_{\max 12} = 4,25h_1 = 162,9 \text{ м}$$

$$h_{c12} = h_{01} = 26,8 \text{ м (при умові } L_{12} \leq L_{c12} \text{)}$$

$$r_{cx12} = \frac{r_{01}(h_{c12} - h_x)}{h_{c12}} = \frac{22,7(26,8 - 6)}{26,8} = 17,6 \text{ м}$$

					БР 3.8.14.1.586 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		85

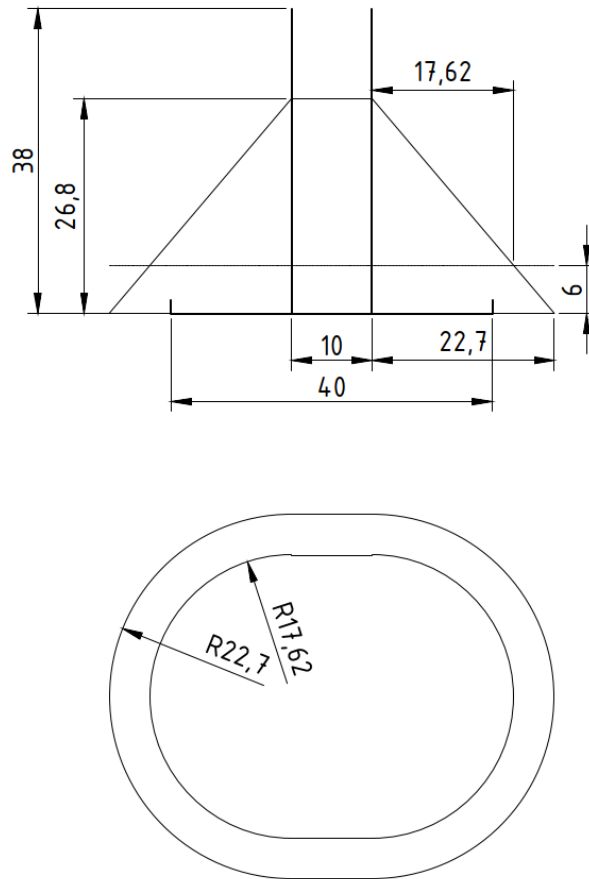


Рисунок 5.2 – Перетин зони захисту подвійного стрижневого блискавковідводу 1 та 2

Розрахунок зони захисту блискавковідводів 3 та 4 приведений нижче, результати приведені на рис. 5.3:

$$L_{34} = L_3 = 28 \text{ м}$$

$$h_{03} = h_{04} = 0,7 \cdot h_3 = 19,6 \text{ м}$$

$$r_{03} = r_{04} = 0,6 \cdot h_3 = 16,8 \text{ м}$$

$$r_{x3} = r_{x4} = \frac{r_{03}(h_{03} - h_x)}{h_{03}} = 11,6 \text{ м}$$

$$L_{c34} = 2,25h_3 = 63 \text{ м}$$

$$L_{\max 34} = 4,25h_3 = 119 \text{ м}$$

$$h_{c34} = h_{03} = 19,6 \text{ м (при умові } L_{12} \leq L_{c12} \text{)}$$

$$r_{cx34} = \frac{r_{03}(h_{c34} - h_x)}{h_{c34}} = 11,66 \text{ м}$$

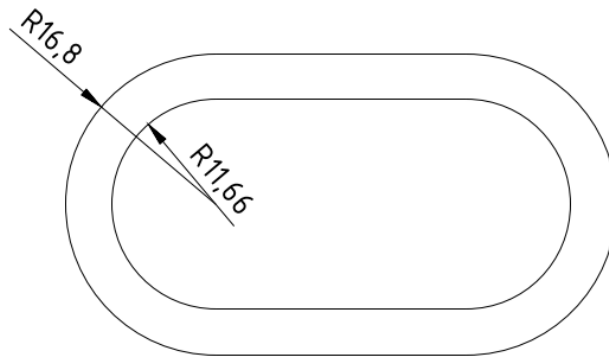
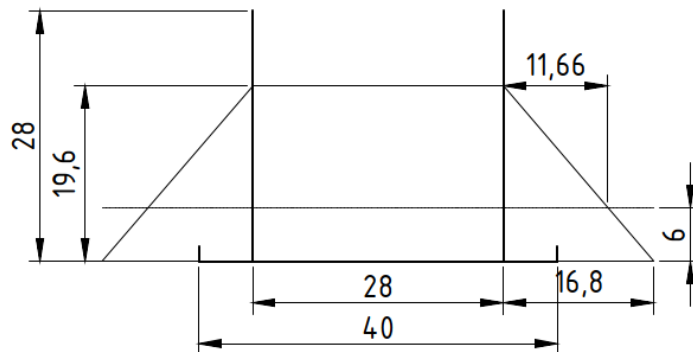


Рисунок 5.3 – Перетин зони захисту подвійного стрижневого блискавковідводу 3 та 4

Розрахунок параметрів блискавковідводів 1 та 3 приведений нижче, результати приведені на рис. 5.4:

$$L_3 = 28 \text{ м}$$

– на висоті  $h_1 = 38,62 \text{ м}$

$$L_{c13} = 2,25h_1 = 83,5 \text{ м}$$

$$L_{\max 13} = 4,25h_1 = 162,9 \text{ м}$$

$$h_{c13} = h_{01} = 26,8 \text{ м (при умові } L_{13} \leq L_{c13} \text{)}$$

– на висоті  $h_3 = 28 \text{ м}$

					БР 3.8.14.1.586 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		87



$$L_{c31} = 2,25h_3 = 63 \text{ м}; L_{\max 31} = 4,25h_3 = 119 \text{ м}$$

$$h_{c31} = h_{03} = 19,6 \text{ м}$$

$$h_{c\min 13} = \frac{h_{c13} + h_{c31}}{2} = \frac{26,8 + 19,6}{2} = 23,2 \text{ м}$$

$$r_{c013} = \frac{r_{01} + r_{03}}{2} = \frac{22,7 + 16,8}{2} = 19,75 \text{ м}$$

$$r_{cx13} = \frac{r_{c013}(h_{c\min 13} - h_x)}{h_{c\min 13}} = \frac{19,75(23,2 - 6)}{23,2} = 14,64 \text{ м}$$

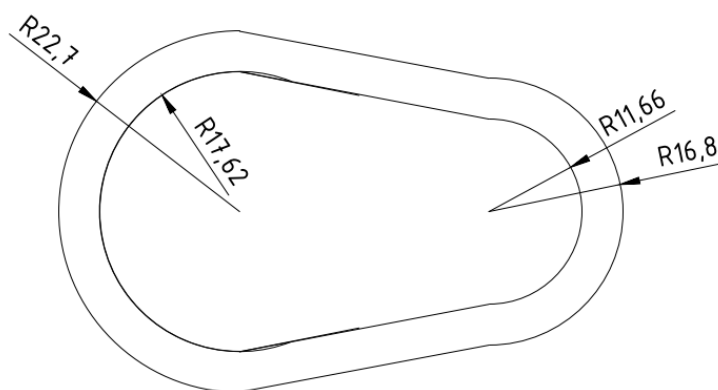
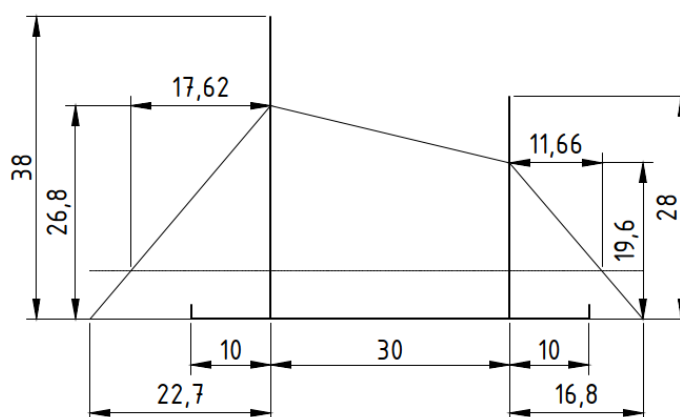


Рисунок 5.4 – Перетин зони захисту подвійного стрижневого блискавководводу 1 – 3 та 2 – 4

Розрахунок параметрів блискавковододів 1 та 4 приведений нижче, результати приведені на рис. 5.5:

$$L_{14} = \sqrt{L_1^2 + \left( L_2 + \frac{L_3 - L_2}{2} \right)^2} = 35,5 \text{ м}$$

									Арк.
									88
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.8.14.1.586 ПЗ				

– на висоті  $h_1 = 38,6 \text{ м}$

$$L_{c14} = 2,25h_1 = 83,5 \text{ м}; \quad L_{\max 14} = 4,25h_1 = 162,9 \text{ м}$$

$$h_{c13} = h_{01} = 26,8 \text{ м (при умові } L_{13} \leq L_{c13} \text{)}$$

– на висоті  $h_3 = 28 \text{ м}$

$$L_{c41} = 2,25h_4 = 63 \text{ м}; \quad L_{\max 41} = 4,25h_4 = 119 \text{ м}$$

$$h_{c41} = h_{04} = 19,6 \text{ м}$$

$$h_{c\min 13} = \frac{h_{c13} + h_{c31}}{2} = \frac{26,8 + 19,6}{2} = 23,2 \text{ м}$$

$$r_{c013} = \frac{r_{01} + r_{03}}{2} = \frac{22,7 + 16,8}{2} = 19,75 \text{ м}$$

$$r_{cx13} = \frac{r_{c013}(h_{c\min 13} - h_x)}{h_{c\min 13}} = \frac{19,75(23,2 - 6)}{23,2} = 14,64 \text{ м}$$

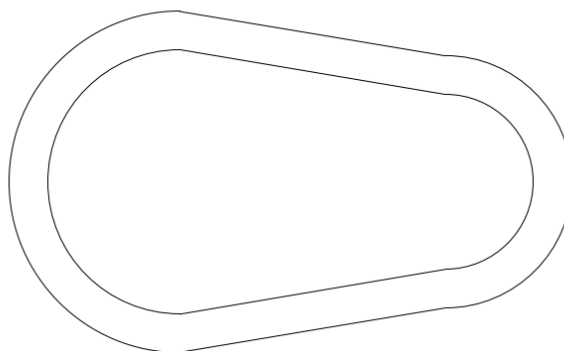
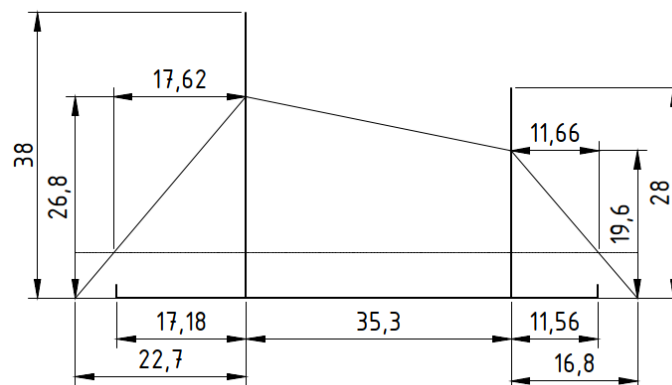


Рисунок 5.5 – Перетин зони захисту подвійного стрижневого блискавководу 1 – 4 та 2 – 3

											Арк.
											89
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.8.14.1.586 ПЗ						

В результаті розрахунку отримали наступну зону захисту рис. 5.6.

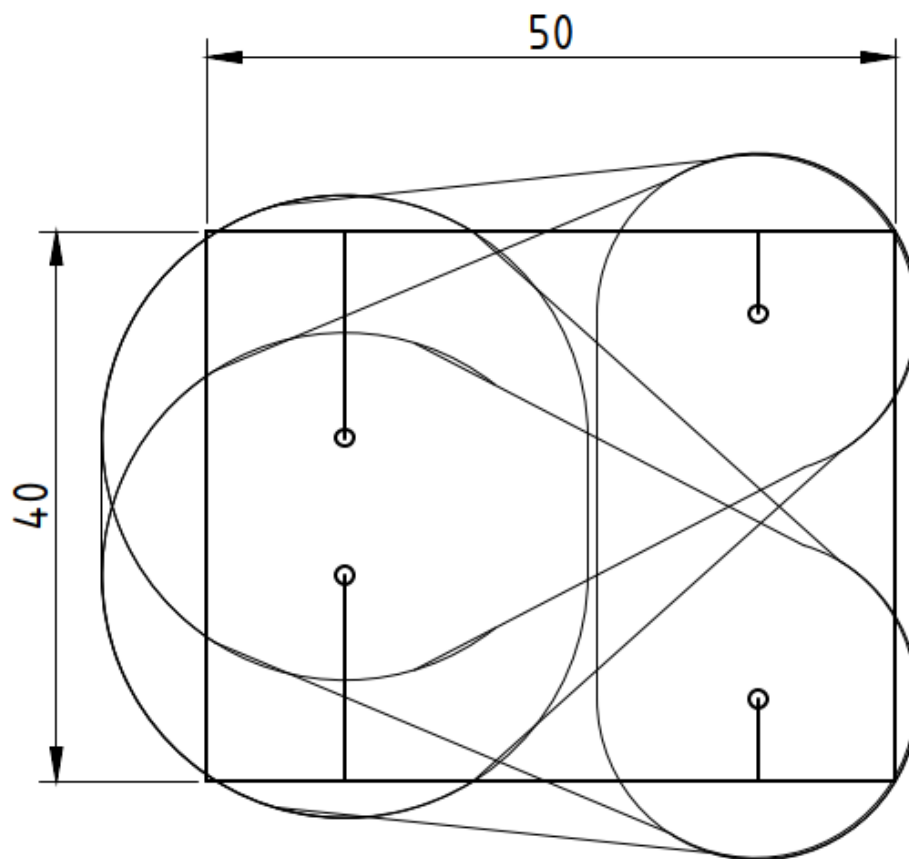


Рисунок 5.6 – Ескіз контуру захисту від ураження блискавки

## 5.2 Розрахунок заземлюючого пристрою ПС-220 кВ

Необхідно провести розрахунок опору заземлювального контуру відкритого розподільчого пристрою (ВРП), який складається із сітки вертикальних електродів, об'єднаних горизонтальними смугами табл. 5.1. Зобразити схему заземлювального контуру ВРП.

Таблиця 5.2 – Вихідні дані до розрахунку

а, м	б, м	$\rho_{\text{вим}}, \text{Ом} \cdot \text{м}$	$n_{\text{тр}}, \text{шт}$	$l_{\text{пр}}, \text{м}$	Тип тросу
160	195	112	1	220	С-50

Заземлення грозозахисту служить для відведення струму блискавки в землю від захисних розрядників, стрижневих і тросових блискавковідводів або інших конструкцій, у які відбувся удар блискавки.

Заземлювач характеризується опором, що чинить земля струму, що стікає із заземлювача. Опір заземлювача при стіканні з нього відносно невеликого в порівнянні зі струмами блискавки і повільно змінюваного за часом струму промислової частоти називається стаціонарним. При великих струмах, характерних для блискавки, напруженість електричного поля в землі поблизу поверхні заземлювача перевищує пробивну напруженість ґрунту. У землі виникають іскрові процеси, що неначе збільшують розміри заземлювача і зменшують його опір. З іншого боку, при великих швидкостях зміни струму за часом, також характерних для блискавки, починає позначатися індуктивність заземлювача. Якщо заземлювач досить довгий, то з віддалених ділянок заземлювача унаслідок впливу індуктивності стікає менший струм, ніж у стаціонарному режимі, через що ефективна довжина заземлювача неначе зменшується, й опір його зростає.

У загальному випадку штучний заземлювач станції і підстанції складається з горизонтальних смуг, що утворюють на площі, зайнятій відкритою підстанцією, сітку з рівнобіжних і пересічних смуг для приєднання елементів устаткування, що заземлюються, і конструкцій вирівнювання потенціалу по поверхні землі й об'єднання вертикальних електродів, розташованих по контурові, що охоплює всю установку (як відкритий, так і закритий розподільний пристрій).

Для заземлювачів використовуються горизонтальні і вертикальні електроди, заглиблені на відстань  $h = 0,5 - 1$  м від поверхні землі. Для горизонтальних заземлювачів застосовується смугова сталь шириною 20 – 40 мм і товщиною не менше 4 мм і кругла сталь діаметром не менше 6 мм. Як вертикальні заземлювачі застосовуються сталеві труби, кутова сталь і металеві стрижні. У

					<i>БР 3.8.14.1.586 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		91

табл. 9 наводяться формули для розрахунку стаціонарного опору заземлювачів, причому формула для вертикального електрода наводиться без урахування заглиблення, що мало впливає на його опір.

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

Розрахункове значення питомого опору ґрунту при сезонних змінах

$$\rho_{розр} = K \rho_{вим} = 1,4 \cdot 112 = 156,8 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

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

Опір заземлення системи трос – опора обчислюється за формулою:

$$R_{тр-оп} = \sqrt{R_{тр} R_{оп}}$$

Опір троса:

$$R_{тр} = \frac{0,0024 l_{тр}}{n_{тр}} = \frac{0,0024 \cdot 220}{1} = 0,528 \text{ Ом}$$

Опір заземлення опори

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

$$R_{тр-оп} = \sqrt{R_{тр} R_{оп}} = \sqrt{0,528 \cdot 10} = 2,3 \text{ Ом}$$

Отриманий опір вважаємо опором заземлення природних заземлювачів ВРП:

$$R_{пр} = R_{тр-оп} = 2,3 \text{ Ом}$$

					<i>БР 3.8.14.1.586 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		92

Допустимий опір штучного заземлення за наявності природних заземлювачів:

$$R_3 = \frac{R_{\text{дон}} R_{\text{нр}}}{R_{\text{нр}} - R_{\text{дон}}} = \frac{0,5 \cdot 2,3}{2,3 - 0,5} = 0,639 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{дон}} = 0,5 \text{ Ом}$$

Згідно з ПУЕ заземлення опор ліній електропередачі визначається вимогами грозозахисту ліній. Опір заземлювача опор, виміряний при 50 Гц та від'єднаному тросі, впродовж грозового сезону не повинен перевищувати значень.

Розрахунки опору заземлювача підстанції можна проводити замінивши її реальну конфігурацію еквівалентним квадратом зі стороною  $\sqrt{S}$ :

$$\sqrt{S} = \sqrt{160 \cdot 195} = 177 \text{ мм}^2$$

A – коефіцієнт, що залежить від

Приймаємо  $A=0,353$  [19-20].

Визначимо кількість вертикальних електродів:

$$n = \frac{160}{10} \cdot 2 + \frac{195}{10} \cdot 2 = 71$$

Сумарна довжина всіх горизонтальних електродів. Ескіз показано на рис. 5.1.

$$L = a \cdot 19 + b \cdot 23 = 160 \cdot 19 + 195 \cdot 23 = 7525 \text{ м}$$

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

$$R_{з.р} = 156 \left( \frac{0,393}{177} + \frac{1}{7525 + 71 \cdot 10} \right) = 0,367 \text{ Ом}$$

					БР 3.8.14.1.586 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		93

Так як розрахункове значення  $R_{з.р.}$  менше, ніж допустима величина стаціонарного опору контуру заземлення  $R_{з.р.} < R_з$ , то обрані параметри заземлювача відповідають допустимим нормам Ескіз контуру заземлення ВРП-220 кВ показано на рис. 5.7.

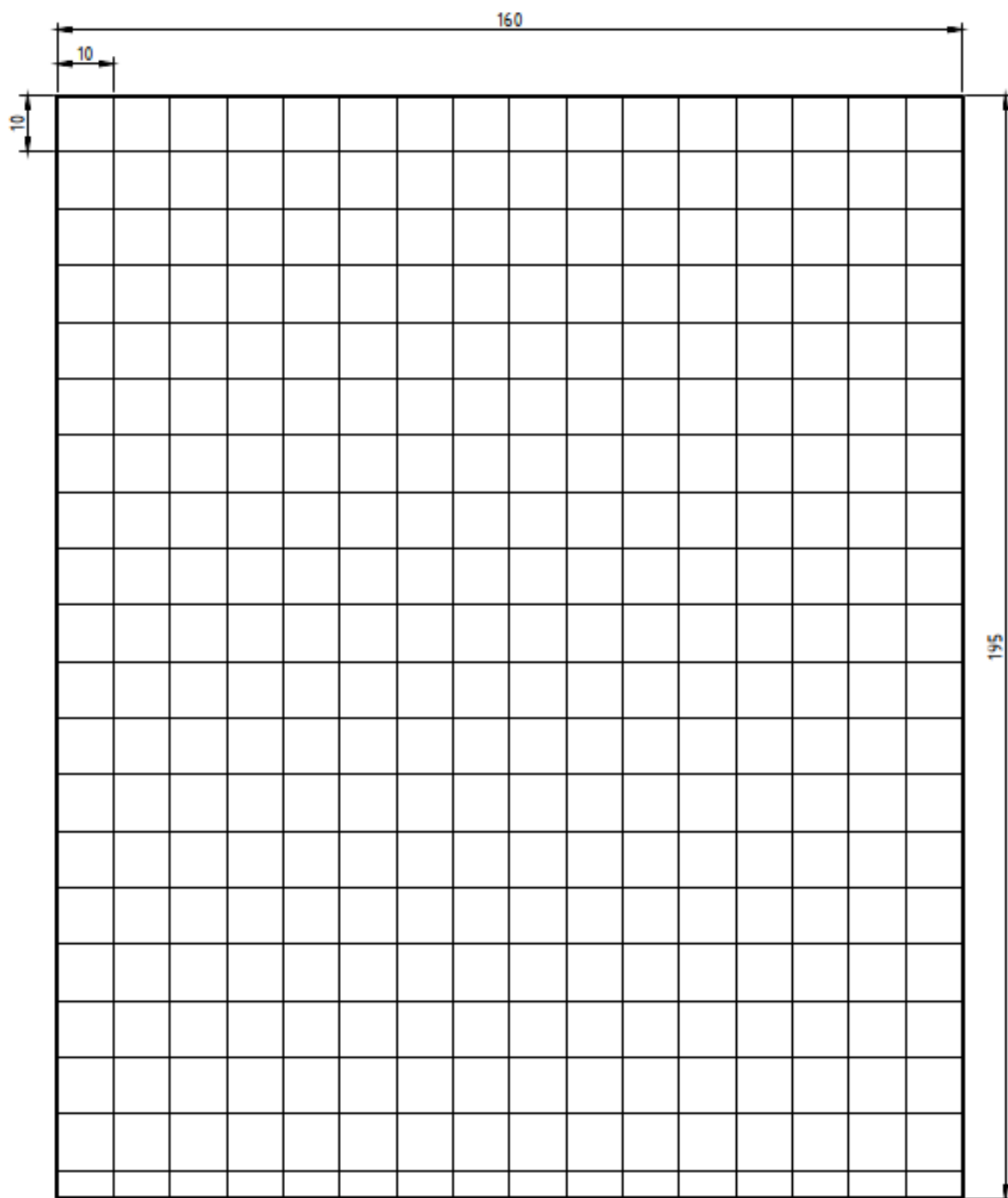


Рисунок 5.7 – Ескіз контуру заземлення

					<i>БР 3.8.14.1.586 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		94

## ВИСНОВОК

В ході виконання бакалаврської роботи було розроблено дні конфігурації високовольтної електричної мережі для 6 потужних споживачів. Проведено повний необхідний розрахунок по вибору оптимального перетину проводів, потужності силових трансформаторів на підстанціях згідно категорії надійності споживачів. По найменших втрат електроенергії обрано оптимальну схему. Проведено перевірку схеми в умовах мінімального навантаження, та в аварійному режимі при відключенні однієї з найбільш завантаженої лінії в кільці. Перевірено, що перетин проводу витримує навантаження, яке виникає в аварійному режимі роботи. Аналіз та перевірка проводів на нагрів показав, що така схема може працювати у аварійному режимі. Обрано ступені РПН на трансформаторах для регулювання величини напруги на низькій стороні трансформатора.

Проведено перевірку трансформатора на перевантаження згідно добового графіка навантаження. Для даної схеми було розраховано струми короткого замикання в розрахункових точках на стороні високої та низької напруги підстанції, за якими в подальшому проводилася перевірка та вибір обладнання. За розрахованими даними обрано високовольтне устаткування та струмопровідні частини. Проведено розрахунок та вибір шин для напруги 220 кВ та 10 кВ, яка виконується алюмінієвими проводами та жилами відповідно. Головною умовою була перевірка на відповідність умови, та щоб переріз шин не був меншим перерізу ліній, які живлять підстанцію. Обрано приладі для контролю та обліку електроенергії на підстанції.

Важливим етапом є розрахунок релейного захисту для даної мережі, а саме вибір уставок реле захисту та диференційного захисту трансформатора.

Проведено розрахунок опору заземлювального контуру ввідно-розподільного пристрою (ВРП), який складається із сітки вертикальних електродів, об'єднаних горизонтальними смугами.

					<i>БР 3.8.14.1.586 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		95



## СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Методичні вказівки до виконання кваліфікаційної роботи бакалавра для студентів спеціальності 141–Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка/Освітня програма «Електротехнічні системи електроспоживання»/ укладачі: І.Л. Лебединський, І.І. Борзенков –Суми: СумДУ, 2019. – 40 с.
2. Методичні вказівки і завдання до виконання курсового проекту на тему «Розроблення проекту районної електричної мережі» з курсу «Електричні системи і мережі» / укладачі: І. Л. Лебединський, М. В. Петровський, В. І. Романовський, В. В. Волохін. – Суми : Сумський державний університет, 2015. – 37 с.
3. Довідникова книга з електроенергетики: навчальний посібник / П.В. Волох, М.П. Цоколенко, Л.В. Ревенко, В.А. Грінчаненко та ін. - К.: Аграрна освіта, 2014. -506 с.
4. Василега, П.О. Електропостачання [Текст]: підручник / П.О. Василега. - Суми: СумДУ, 2019. - 521 с.
5. ПУЕ-2017. Правила улаштування електроустановок. – Київ: Міненерговугілля України, 2017. – 617 с.
6. Журахівський А.В. Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж: підручник / А. В. Журахівський, С. В. Казанський, Ю. П. Матеєнко, О. Р. Пастух. – Ки-їв. : КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2017. – 456 с. – Бібліогр. : с. 450-452.
7. Електричні системи та мережі : конспект лекцій / укладачі: І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, Т. М. Загородня. – Суми : Сумський державний університет, 2018. – 214 с.
8. Проектування систем електропостачання залізниць: Навч. посібник / М. М. Бабаєв, В. С. Блиндюк, О. Д. Супрун та ін.; за ред. М. М. Бабаєва. – Харків: УкрДУЗТ, 2019. – 291 с.

					БР 3.8.14.1.586 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		96

9. Трансформатори силові масляні типу ТМ [Electronic resource] // Трансформатор сервис. URL: <http://transf.com.ua/ua/russkij-produktsiya/russkij-transformatory-silovye-maslyanye/transformatori-silovi-maslyani-tipu-tm/> (accessed: 28.11.2021).

10. Трансформаторы силовые типа ТМ, описание, характеристики, купить, продажа, заказать (Киев, Украина) [Electronic resource]. URL: [//cabex.com.ua/ru/produkcija/transformatori/transformatori\\_silovie\\_tipa\\_tm.html](http://cabex.com.ua/ru/produkcija/transformatori/transformatori_silovie_tipa_tm.html) (accessed: 13.04.2023).

11. ГОСТ 14209-85: “Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки.”

12. Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. – Львів: Видавництво Національного університету “Львівська політехніка”, 2013. – 533 с.

13. ДСТУ ІЕС 60909-0:2007. Струми короткого замикання у трифазних сис-темах змінного струму. Частина 0. Обчислення сили струму (ІЕС 60909-0:2001, ІДТ).

14. ДСТУ ІЕС 60909-4:2008. Струми короткого замикання у трифазних сис-темах змінного струму. Частина 4. Приклади обчислення сили струму короткого замикання (ІЕС TR 60909-4:2000, ІДТ).

15. Релейний захист і автоматика: Навч. посібник / С. В. Панченко, В. С. Блиндюк, В. М. Баженов та ін.; за ред. В. М. Баженова. – Харків: УкрДУЗТ, 2020. – Ч. 1. – 250 с. ISBN.

16. Мар’янчук, Е.В. Майструк. Техніка високих напруг. Навчальний посібник. Укл. П.Д. — Чернівці: Рута, 2010. – 90 с.

17. Авруцкий В. А. Испытательные и электрофизические установки. Техника эксперимента / В. А. Авруцкий, И. П. Кужекин, Е. Н. Чернов. – М.: МЭИ, 1983. – 264 с.

					<i>БР 3.8.14.1.586 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		97

18. Техника высоких напряжений: теоретические и практические основы применения; пер. с нем. / под ред. В. П. Ларионова. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 555 с

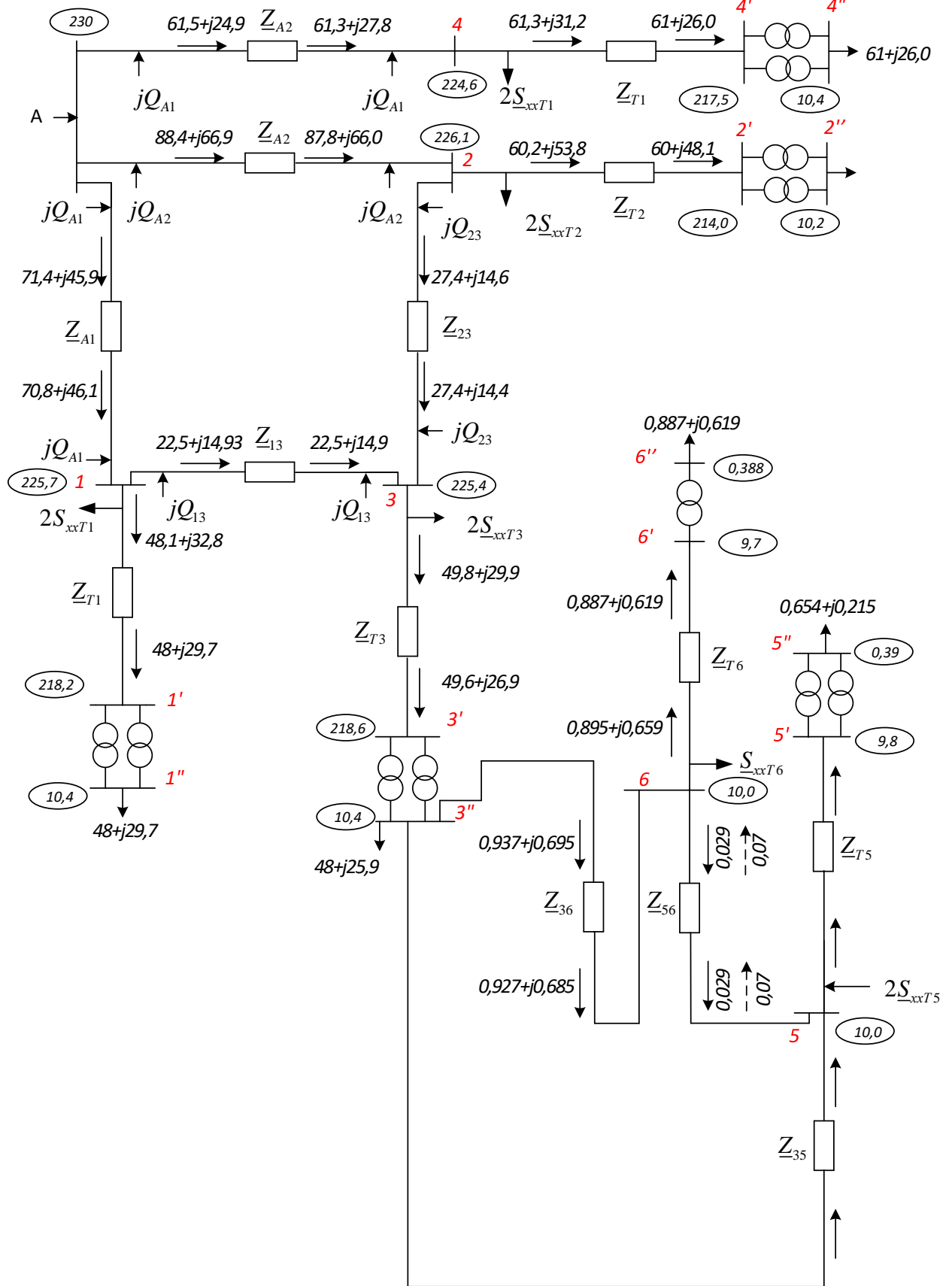
19. Захист від блискавки. Частина 1. Загальні принципи. ДСТУ ІЕС 62305-2:2012, 2012.

20. Методичні вказівки та завдання до розрахунково-графічної роботи з курсу «Техніка високих напруг» / укладач М. В. Петровський. – Суми : Сумський державний університет, 2021. – 29 с.

					<i>БР 3.8.14.1.586 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		98

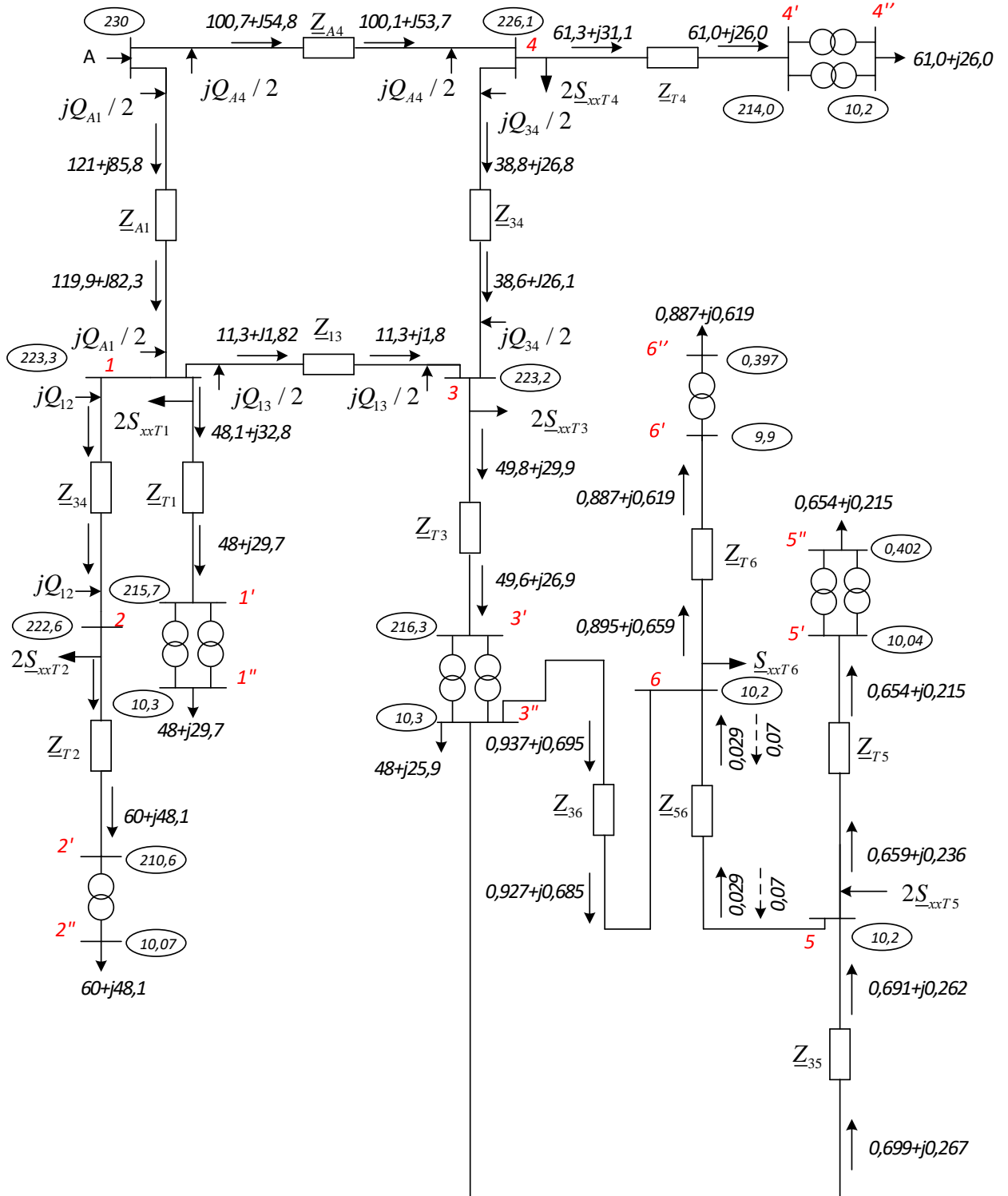
## ДОДАТОК А

### Принципова електрична схема схеми №1 в нормальному режимі роботи



## ДОДАТОК Б

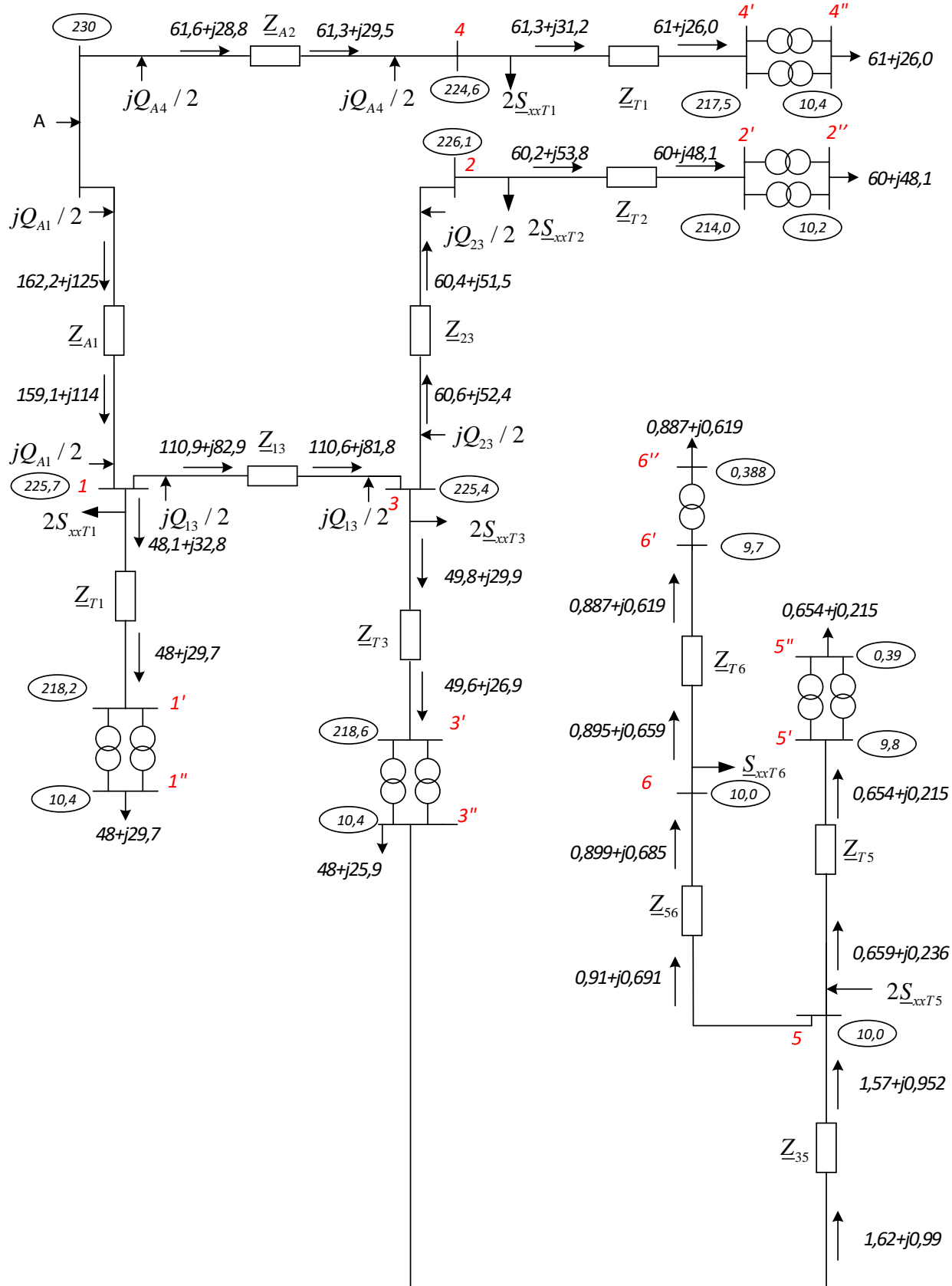
Принципова електрична схема схеми №2 в нормальному режимі роботи



					<b>БР 3.8.14.1.586 ПЗ</b>	Арк. <b>100</b>
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## ДОДАТОК В

### Принципова електрична схема №1 в аварійному режимі роботи



Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

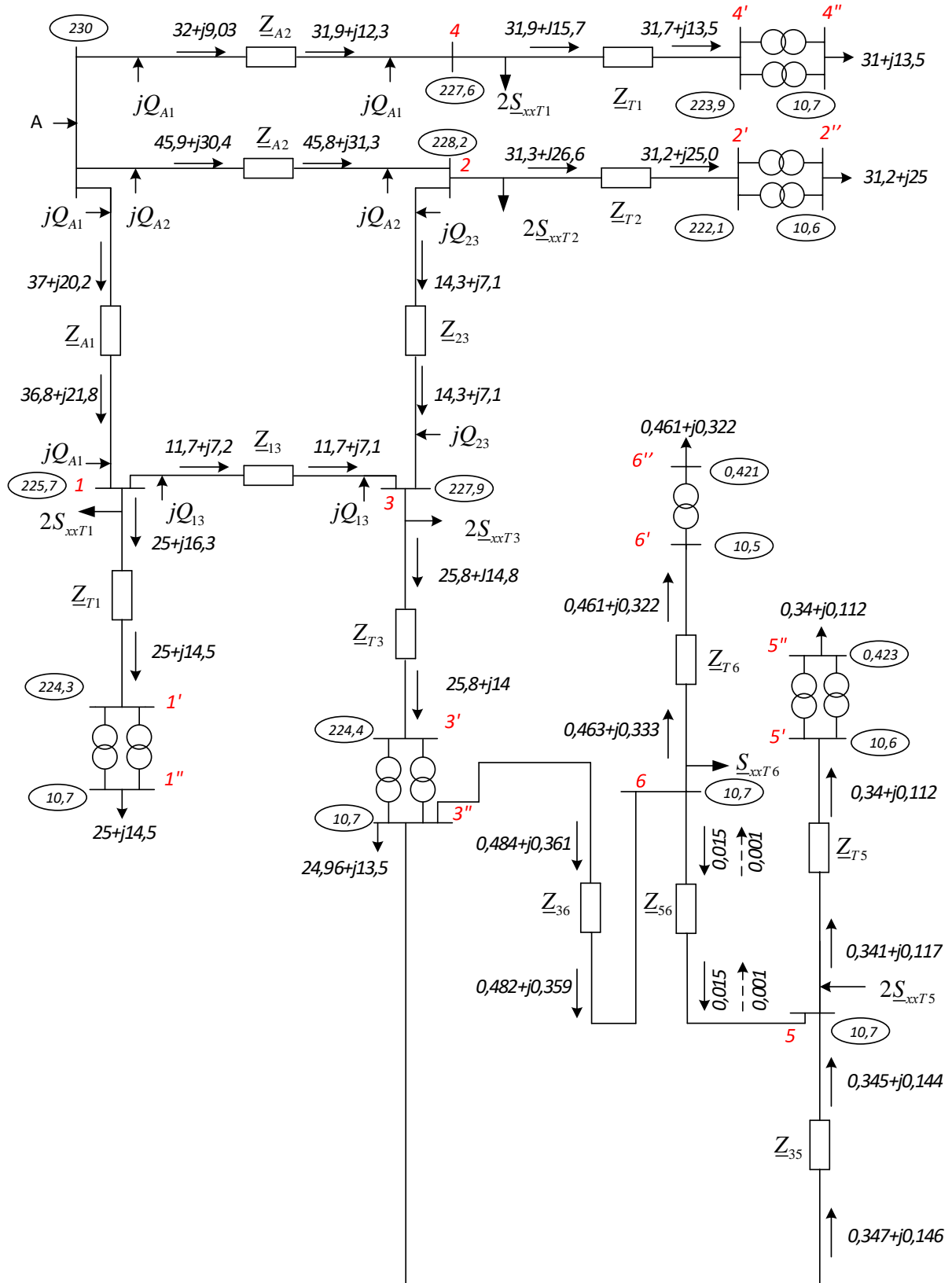
БР 3.8.14.1.586 ПЗ

Арк.

101

# ДОДАТОК Г

## Принципова електрична схема №1 в мініальному режимі роботи



Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР 3.8.14.1.586 ПЗ

Арк.

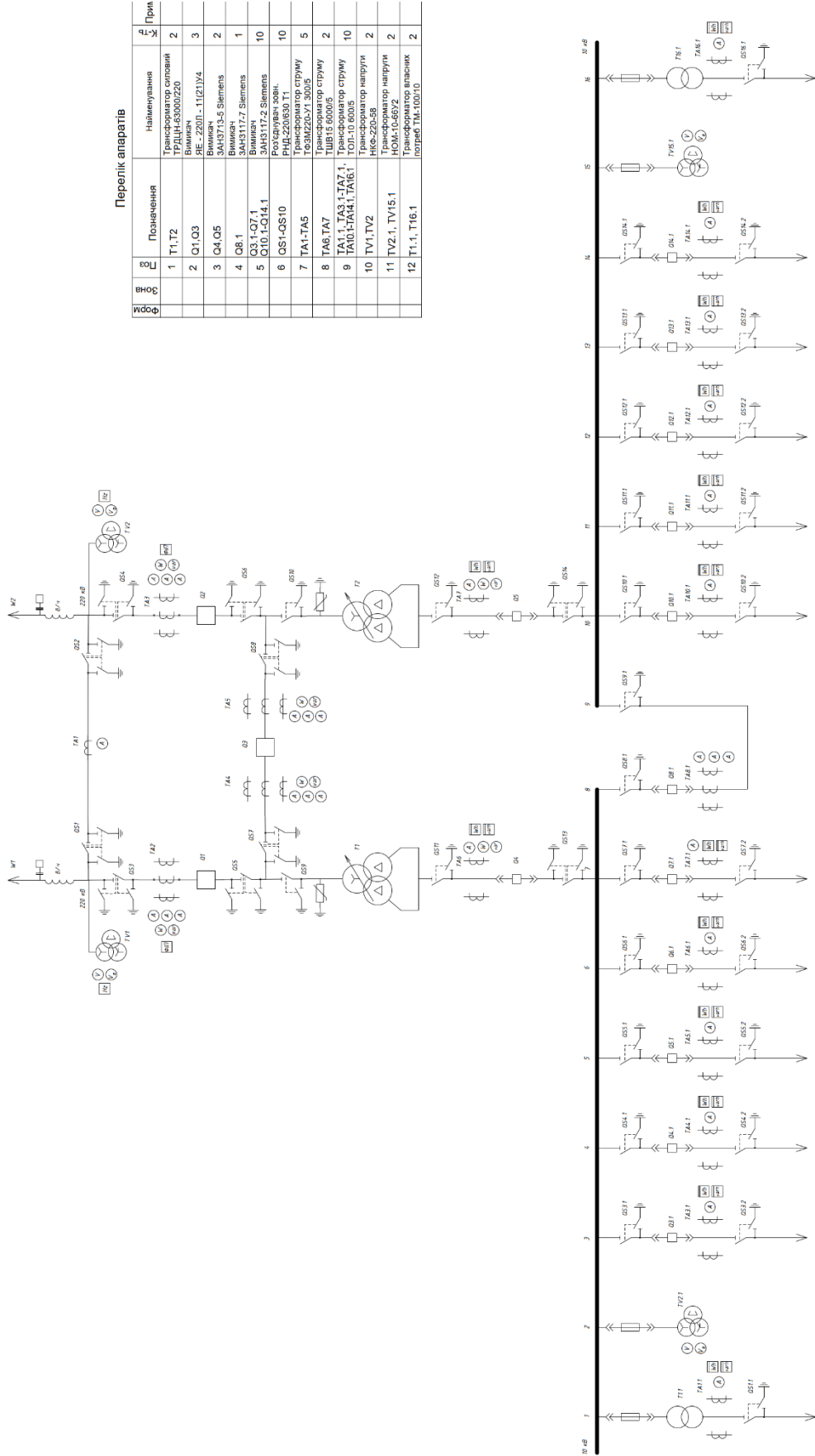
102

# ДОДАТОК Е

## Принципова електрична схема електричної частини підстанції

**Перелік апаратів**

Форм.	Внос	Вид	Позначення	Найменування	№ Прил.
			1 Т1, Т2	Трансформатор сповняч ТРАЦН-63000/220	2
			2 О1, О3	Вимикач ВК-220/1-11(2)У4	3
			3 О4, О5	Вимикач ВК-220/1-11(2)У4	2
			4 О8.1	Вимикач ЗАН3117-7 Siemens	1
			5 О3.1-О7.1 О10.-О14.1	Вимикач ЗАН3117-2 Siemens	10
			6 ОS1-ОS10	Роз'єр РМД	10
			7 ТА1-ТА5	Трансформатор струму ТФ-3М/220-У1 300/5	5
			8 ТА6, ТА7	Трансформатор струму ТШБ15 6000/5	2
			9 ТА8, ТА9, ТА10, ТА11, ТА12, ТА13, ТА14, ТА15, ТА16, ТА17, ТА18	Трансформатор струму ТФ-3М/220-У1 300/5	10
			10 ТУ1, ТУ2	Трансформатор напруги НКС-220-58	2
			11 ТУ2.1, ТУ15.1	Трансформатор напруги НОМ-106Б/У2	2
			12 Т1.1, Т16.1	Трансформатор власних потреб ТКС10Б/10	2



Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР 3.8.14.1.586 ПЗ

Арк.

103