

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

Робота допущена до захисту  
Зав. кафедрою електроенергетики

\_\_\_\_\_ І.Л. Лебединський  
«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20 р.

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА**  
**тема «Розрахунок параметрів мережі та аналіз заходів по зменшенню**  
**втрат електроенергії»**

Спеціальність – 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Виконав студент гр. ЕТ-61

Іванова В.О.

Керівник

к.т.н., доцент  
Волохін В.В.

Суми – 2020

# Сумський державний університет

Факультет електроніки та інформаційних технологій

Кафедра електроенергетики

Спеціальність – 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖЕНО

Зав. кафедрою електроенергетики

\_\_\_\_\_ І.Л. Лебединський  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 20 р.

## Завдання

### на кваліфікаційну роботу бакалавра

Іванової Валерії Олексіївни

1. Тема роботи «Розрахунок параметрів мережі та аналіз заходів по зменшенню втрат електроенергії»  
затверджено наказом по університету № \_\_\_\_\_ від \_\_\_\_\_
2. Термін здачі студентом завершеної роботи 5.06. 2020 р.
3. Вихідні дані до роботи схема електричних з'єднань мережі, потужність і категорія споживачів мережі,
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які необхідно вирішити)
  - розрахунок електричної мережі;
  - аналіз та вибір схем електричної мережі;
  - розрахунок та вибір обладнання мережі;
  - розрахунок релейного захисту;
  - індивідуальне завдання.
5. Перелік графічного матеріалу (з точним позначенням обов'язкових креслень)
  - Розрахункові схеми заміщення мережі А і Б;
  - Схема електричних з'єднань підстанції.

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Найменування етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітки
1	Розрахунок електричної мережі	25.04.- 30.04.2020	
2	Розрахунок електричної частини підстанції	01.05.- 07.05.2020	
3	Розрахунок перехідних процесів	08.05.- 18.05.2020	
4	Розрахунок релейного захисту	19.05.- 24.05.2020	
5	Індивідуальне завдання	25.05.- 30.05.2020	

Студент -дипломник

\_\_\_\_\_

Керівник роботи

\_\_\_\_\_

## РЕФЕРАТ

с.64, табл. 40, кресл. 2.

Бібліографічний опис: Іванової В.О. Розрахунок параметрів мережі та аналіз заходів по зменшенню втрат електроенергії [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спец.: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / В.О. Іванова; наук. керівник В.В. Волохін. – Суми: СумДУ, 2020. – 64 с.

Ключові слова: електрична мережа, підстанція, силовий трансформатор, схема електричних з'єднань, релейний захист;

электрическая сеть, подстанция, силовой трансформатор, схема электрических соединений, переходные процессы, релейная защита;

electrical network, substation, power transformer, electrical circuit of electrical connections, relay protection.

Короткий огляд – В роботі досліджено схеми конфігурацій електричної мережі. Проведено вибір довжини, номінальної напруги та перетин проводів, вибір типу, потужності та напруги трансформаторів, схеми електричних з'єднань підстанцій, високовольтних апаратів та ошиновки розподільних пристроїв, електровимірювальних трансформаторів струму й напруги. Розраховано струми короткого замикання та обрано релейний захист. Крім цього, розглянуті питання організації і порядку виконання оперативних перемикачів в електроустановках.

## ЗМІСТ

Вступ .....	5
1 Аналіз споживачів та розробка конфігурацій мереж .....	7
1.1 Вихідні параметри для виконання розрахунку .....	7
1.2 Розрахунок потужності споживачів .....	8
1.3 Розробка конфігурацій електричних мереж .....	9
2. Розрахунок електричних мереж .....	12
2.1 Визначення довжин ліній .....	12
2.2 Розрахунок струмів та напруг на ділянках без урахування втрат та вибір проводів .....	14
2.3 Вибір трансформаторів .....	19
2.4 Розрахунок потужності та падіння напруги на ділянках мережі .....	24
2.5 Складання схем заміщення мережі .....	29
2.6 Техніко-економічне порівняння двох схем електричної мережі .....	31
2.7 Аварійний режим роботи електричної мережі .....	34
2.8 Режим мінімального навантаження електричної мережі .....	36
3 Розрахунок та вибір обладнання мережі .....	40
3.1 Розрахунок струмів короткого замикання .....	40
3.2 Розрахунок релейного захисту .....	42
3.3 Вибір високовольтних апаратів РП електричних мереж .....	46
3.4 Вибір ошиновки РП .....	49
3.5 Вибір електровимірювальних трансформаторів струму й напруги .....	50
4 Індивідуальне завдання .....	54
4.1 Перемикання при введенні в роботу нового обладнання та проведенні випробувань .....	54
4.2 Перемикання при виведенні обладнання в ремонт і введення його в роботу після ремонту .....	56
Висновок .....	63
Список літератури .....	64

					<b>БР 3.6.141.242 ПЗ</b>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>			
<i>Розроб.</i>		<i>Іванова В.О.</i>			<i>Лит.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Перевір.</i>		<i>Волохін В.В.</i>			4	64	
<i>Реценз.</i>					<b>СумДУ ЕТ-61</b>		
<i>Н. Контр.</i>							
<i>Затверд.</i>		<i>Лебединський І.П.</i>					
					<i>Розрахунок параметрів мережі та аналіз заходів по зменшенню втрат електроенергії</i>		

## ВСТУП

Властивості електричної мережі, обумовлюють характер навантаження і її техніко-економічні показники, безпосередньо впливають на якість електроенергії.

Від правильного вибору сучасного обладнання залежать надійність і економічність системи електропостачання. Вибране обладнання повинне працювати не тільки при нормальних режимах роботи, а і не отримувати пошкоджень при аварійних режимах (перевантаженнях і коротких замиканнях). Такий вибір сучасних елементів систем електропостачання забезпечуються тим, що номінальні параметри електрообладнання не повинні бути значно більше розрахункових параметрів. Забезпечення великого запасу веде до збільшення капітальних витрат, тому одним з критеріїв вибору електрообладнання є економічність.

Кожна електрична мережа характеризується номінальною напругою електроприймачів, які від неї живляться. Насправді електроприймачі працюють за напруги, що відрізняється від номінальної через втрати.

Втрати електроенергії в мережах є одним з показників, які найбільш об'єктивно відображають економічність роботи електромереж. Зокрема, рівень втрат електроенергії опосередковано вказує на стан системи обліку, наявність або відсутність проблем, пов'язаних з технічним станом електромережі.

За критерієм причин виникнення втрати електроенергії поділяються на технологічні та комерційні втрати.

Технологічні втрати електроенергії в електричних мережах – це кількість електроенергії, яка дорівнює сумі втрат електроенергії в елементах електричних мереж, що виникають у них під час передачі електроенергії, витрат електроенергії на власні потреби підстанцій і розподільчих пунктів, витрати електроенергії на плавлення ожеледі та втрати, що виникають як результат недосконалості обліку електроенергії технічними засобами [1].

									Арк.
									5
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.141.242 ПЗ				

Комерційні втрати, зумовлені розкраданнями електроенергії, невідповідністю показань лічильників оплати за електроенергію побутовими споживачами та іншими причинами в сфері організації контролю за споживанням енергії.

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

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

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

					<i>БР 3.6.141.242 ПЗ</i>	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		6

# 1 АНАЛІЗ СПОЖИВАЧІВ ТА РОЗРОБКА КОНФІГУРАЦІЙ МЕРЕЖ

## 1.1 Вихідні параметри для виконання розрахунку

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

Вихідні дані, що характеризують споживачів приведені в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Вихідні дані

Параметр	1-й спож.	2-й спож.	3-й спож.	4-й спож.	5-й спож.	6-й спож.
	І	В	А	В	А	Л
X, мм	34	18	15	-26	-13	15
Y, мм	23	12	28	0	20	12
P <sub>max</sub> , МВт*	15	75	70	58	630	731
cos φ	0,95	0,85	0,95	0,95	0,78	0,84
T <sub>нб</sub> , годин	3160	5380	3790	5980	6250	6170
Категорія	II	I	I	II	I	II

Примітка. Для споживачів 5 та 6 потужність вказано в кВт.

Додаткова початкова інформація про споживачів та їх розміщення приведена в таблиці 1.2.



Таблиця 1.2 – Додаткова початкова інформація про споживачів

Масштаб для споживачів 1-4, км/мм	1
Масштаб для споживачів 5 і 6 по відношенню до точки прив'язки, км/мм	0,5
Споживач, до якого прив'язані споживач 5 і 6	2
Частка всіх навантажень в номінальному режимі $P_{min}$ по відношенню до максимального $P_{max}$	0,56

### 1.2 Розрахунок потужності споживачів

Розраховуємо повну максимальну потужність споживачів за формулою [2]:

$$S_{max} = P_{max} + jP_{max} \operatorname{tg}(\arccos(f)) \quad (1.1)$$

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

Для 1-го споживача, підставивши відповідні значення отримаємо:

$$S_{max} = 15 + j15 \cdot \operatorname{tg}(\arccos(0,95)) = 15 + 49j \text{ (МВА)}.$$

Для інших споживачів розрахунок ведеться аналогічно.

Повну мінімальну потужність споживачів розраховуємо за формулою:

$$S_{min} = [P_{max} + jP_{max} \operatorname{tg}(\arccos(f))] \cdot K_{min} \quad (1.2)$$

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

$$S_{min} = [15 + j15 \cdot \operatorname{tg}(\arccos(0,95))] \cdot 1,79 = 8,4 + 2,8j \text{ (МВА)}.$$

Для інших споживачів розрахунок ведеться аналогічно.

Характеристики споживачів із розрахованою повною потужністю занесемо до табл. 1.3.

Таблиця 1.3 – Дані про споживачів із розрахованою повною потужністю споживачів

Параметр	1-й спож.	2-й спож.	3-й спож.	4-й спож.	5-й спож.	6-й спож.
	I	B	A	B	A	Л
X, мм	34	18	15	-26	-13	15
Y, мм	23	12	28	0	20	12
S <sub>max</sub> , MBA	15+49j	75+47j	70+23j	58+19j	0,63+0,51j	0,73+0,47j
S <sub>min</sub> , MBA	8,4+2,8j	42+26j	39+13j	32+11j	0,35+0,28j	0,41+0,26j

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.

### 1.3 Розробка конфігурацій електричних мереж

Конфігурація електричних мереж залежить від взаємного розташування вузлових прийомних підстанцій, а також від категорії надійності

електропостачання споживачів у пунктах мережі. Живлення елекгроприймачів у пунктах мережі можна здійснювати при різних варіантах з'єднання ліній електропередачі. Під час проектування системи електропостачання потрібно виконати вибір оптимальної конфігурації мережі. Для цього виконують зіставлення техніко-економічних характеристик рівноцінних варіантів побудови мережі.

Обрані варіанти схем мають задовольняти вимоги до надійності електропостачання. А також схеми мають бути гнучкі, що легко адаптуються до різних режимів роботи мережі. Структура та параметри РЕМ повинні забезпечувати можливість її подальшого розвитку. Схема мережі має охоплювати максимально можливу територію району для живлення споживачів розташованих на цій території, а також забезпечувати економічно доцільні значення струмів короткого замикання.

За даними, що характеризують споживачів, побудуємо дві найоптимальніші географічні схеми електричної мережі. На рисунку 1.1 зображено з'єднання споживачів за першим варіантом (схема А).

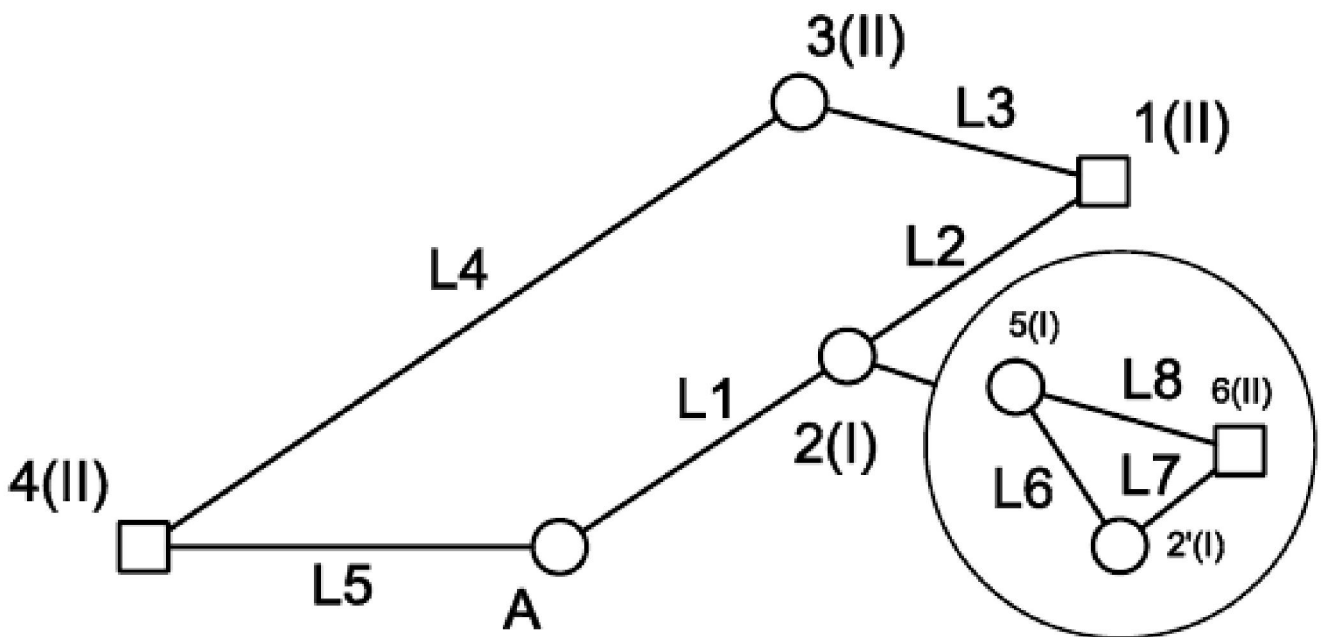


Рисунок 1.1 – Розрахункова схема заміщення мережі А

На рисунку 1.2 зображено другий варіант з'єднання споживачів (схема Б).

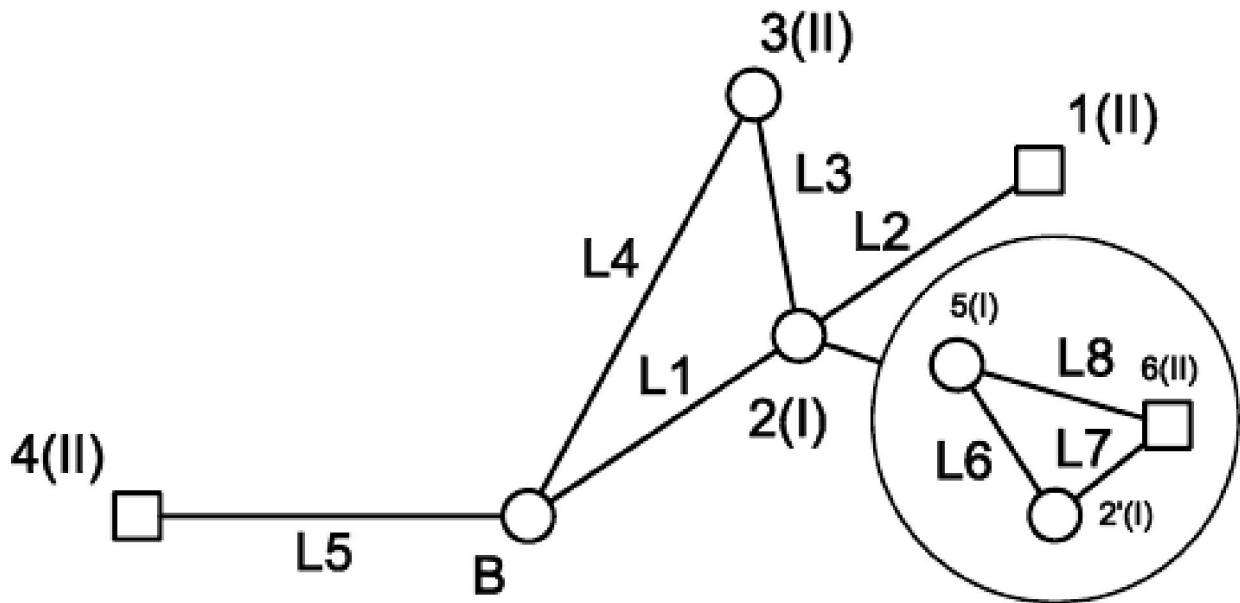


Рисунок 1.2 – Розрахункова схема заміщення мережі Б

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.

Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

## 2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

Вибір економічно доцільних схем і номінальної напруги мережі є одним з основних завдань роботи.

У наш час при проектуванні електричних мереж метод варіантного порівняння на базі техніко-економічного розрахунку сумарними витратами є найбільш поширеним.

Вибір схеми електричної мережі робиться на перспективу 5-10 років, при цьому слід виходити з основних вимог під час її побудови. Схема повинна:

- відповідати необхідній категорії надійності електропостачання (забезпечується резервуванням ліній мережі та установкою певної кількості трансформаторів і комутаційної апаратури на підстанції);

- забезпечувати нормовану якість електроенергії для споживачів (визначається рівнем напруги, рівнем частоти, симетрією трифазної напруги і формою кривої напруги);

- бути гнучкою (приспосованою до різних режимів розподілу потужності);

- забезпечувати можливість її наступного розвитку без докорінних змін;

- будуватись з максимальним охоптом території для комплексного електропостачання усіх розташованих на ній споживачів;

- враховувати можливості виконання релейного захисту, протиаварійної і режимної автоматики;

- відповідати умовам оточуючого середовища.

Одночасно із схемою вибирають номінальну напругу мережі, яка визначається потужністю на лініях електропередачі та їх довжиною.

### 2.1 Визначення довжин ліній

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

									Арк.
									12
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата					

$$L = l \cdot k_L \quad (2.1)$$

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

$k_L$  – коефіцієнт збільшення довжини мережі по відношенню з повітряною прямою [2],  $k_L \approx 1,25$ .

Для лінії А-2, підставивши відповідні значення отримаємо:

$$L_1 = 21,6 \cdot 1,25 = 27 \text{ км.}$$

Для інших ліній розрахунок ведеться аналогічно.

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

$$L' = L \cdot k_{\text{цеп}} \quad (2.1a)$$

$k_{\text{цеп}} \approx 1,45$ , для ВЛ 110 кВ на двоколових залізобетонних опорах[2].

Довжини ліній схеми А і Б із урахуванням провисання проводів показані у таблицях 2.1 та 2.2.

Оскільки двоколові лінії менш надійні, тому було прийнято рішення проектувати одноколові лінії.

Таблиця 2.1 – Дійсні довжини ліній для схеми А

№	Лінія	Довжина, км	Коефіцієнт провисання
1	А-2	27	1,25
2	2-1	24	1,25
3	1-3	25	1,25
4	3-4	62	1,25
5	4-А	33	1,25
6	2-5	15	1,25
7	2-6	12	1,25
8	5-6	18	1,25

Таблиця 2.2 – Дійсні довжини ліній для схеми Б

№	Лінія	Довжина, км	Коефіцієнт провисання
1	В-2	27	1,25
2	2-1	24	1,25
3	3-В	40	1,25
4	2-3	20	1,25
5	4-В	32	1,25
6	2-5	15	1,25
7	2-6	12	1,25
8	2-6	18	1,25

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

Для розрахунку струмів та напруг на всіх ділянках мережі необхідно визначити орієнтовні потоки потужності. З урахуванням умовних позначень розрахунок потужностей визначаємо за такими формулами:

Для мережі високої напруги:

$$S_{L1} = \frac{(S_2+S_5+S_6)(L_2+L_3+L_4+L_5)+(S_1)(L_3+L_4+L_5)+S_3(L_4+L_5)+S_4L_5}{L_1+L_2+L_3+L_4+L_5} \quad (2.2)$$

$$S_{L5} = \frac{S_4(L_4+L_3+L_2+L_1)+S_3(L_3+L_2+L_1)+S_1(L_2+L_1)+(S_2+S_5+S_6)L_1}{L_1+L_2+L_3+L_4+L_5} \quad (2.2a)$$

$$S_{L2} = S_{L1} - S_2 - S_5 - S_6 \quad (2.3)$$

$$S_{L4} = S_{L5} - S_4 \quad (2.3a)$$

$$S_{L3} = S_{L4} - S_3 \quad (2.3b)$$

де  $S_3, S_2, S_1, S_4$  – відповідні потужності споживачів, МВА;

$L_1, L_2, L_3, L_4, L_5$  – відповідні лінії, які з'єднують споживачів  $S_3, S_2, S_1, S_4$ , км.

Підставивши відповідні значення отримаємо:

											Арк.
											14
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.141.242 ПЗ						

$$S_{L1} = \frac{\left[ (75 + 47j) + (0,63 + 0,51j) + (0,73 + 0,47j) \right] \times \\ \times (24 + 25 + 62 + 33) + (15 + 49j) \cdot (25 + 62 + 33) + \\ + (70 + 23j) \cdot (62 + 33) + (58 + 19j) \cdot 33}{27 + 24 + 25 + 62 + 33} = 125 + 59j \text{ (MBA)};$$

$$S_{L5} = \frac{(58 + 19j) \cdot (62 + 25 + 24 + 27) + (70 + 23j) \cdot (25 + 24 + 27) + \\ + (15 + 49j) \cdot (24 + 27) + \left[ (75 + 47j) + (0,63 + 0,51j) + (0,73 + 0,47j) \right] \cdot 27}{27 + 24 + 25 + 62 + 33} = \\ = 95 + j35 \text{ (MBA)};$$

$$S_{L2} = (125 + 59j) - (75 + 47j) - (0,63 + 0,51j) - (0,73 + 0,47j) = 48 + j12 \text{ (MBA)};$$

$$S_{L4} = (95 + 35j) - (58 + 19j) = 37 + 16j \text{ (MBA)};$$

$$S_{L3} = (37 + 16j) - (70 + 23j) = 33 + 74j \text{ (MBA)}.$$

Для мережі низької напруги:

якщо мережа низької напруги замкнута

$$S_{L6} = \frac{S_5(L_7 + L_8) + S_6 L_7}{L_6 + L_7 + L_8} \quad (2.26)$$

$$S_{L7} = \frac{S_6(L_6 + L_8) + S_5 L_6}{L_6 + L_7 + L_8} \quad (2.2B)$$

$$S_{L8} = S_{L6} - S_5 \quad (2.3B)$$

де  $S_5, S_6$  – відповідні потужності споживачів, MBA;

$L_6, L_7, L_8$  – відповідні лінії, які з'єднують споживачів  $S_5, S_6$ , км.

Підставивши відповідні значення отримаємо:

$$S_{L6} = \frac{(0,63 + 0,51j) \cdot (12 + 18) + (0,73 + 0,47j) \cdot 12}{15 + 12 + 18} = 0,62 + 0,46j \text{ (MBA)};$$

$$S_{L7} = \frac{(0,73 + 0,47j) \cdot (15 + 18) + (0,63 + 0,51j) \cdot 15}{15 + 12 + 18} = 0,51 + 0,75j \text{ (MBA)};$$

$$S_{L8} = (0,62 + 0,46j) - (0,63 + 0,51j) = 0,014 + 0,041j \text{ (MBA)}.$$

Виходячи із довжин ліній і потужностей яка йде по них визначаємо напругу по емпіричній формулі Ілларіонова [3]:



$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} \quad (2.4)$$

де  $U$  – напруга відповідної лінії, кВ;

$L$  – довжина відповідної лінії, км;

$P$  – активна потужність відповідної лінії, МВт.

Для лінії А-2 напруга дорівнює:

$$U_{A-2} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{27} + \frac{2500}{125}}} = 161 \text{ кВ.}$$

Для інших ліній розраховуємо аналогічно.

Також визначаємо струм в лініях за формулою:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (2.5)$$

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

$S$  – повна потужність лінії, МВА;

$U_n$  – обрана номінальна напруга.

Для лінії А-2 струм дорівнює:

$$I_{A-2} = \frac{138}{\sqrt{3} \cdot 110} = 725 \text{ А.}$$

Для інших ліній розраховуємо аналогічно.

При виборі перерізу провідників, які враховують умови робочого режиму, необхідно також враховувати витрату провідникового матеріалу і втрати енергії в провідниках. При заданому робочому струмі збільшення площі перерізу провідника пов'язано зі збільшенням витрат на спорудження РУ, шинної або кабельної ліній і відповідних відрахувань на амортизацію та ремонт. Але одночасно зменшуються втрати енергії, вартість яких входить в сумарні експлуатаційні витрати. Останні є, таким чином, функцією перетину провідника: з мінімуму визначається економічний перетин провідника.

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

$$F_e = \frac{I_M}{j_e} \quad (2.6)$$

де  $F_e$  – економічний переріз проводу, мм<sup>2</sup>;

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

$j_e$  – економічна густина струму, А/мм<sup>2</sup>.

Для лінії А-2 переріз проводу дорівнює:

$$F_e^{A-2} = \frac{725}{2,2} = 329 \text{ мм}^2.$$

Для інших ліній розраховуємо аналогічно.

У даній роботі для побудови ліній електропередач (ЛЕП) використовуємо алюмінієві неізольовані проводи. У таблицях 2.3 та 2.4 наведено результати розрахунку орієнтовних потоків потужності в лініях, струмів при напрузі 110 та 220 кВ.

Таблиця 2.3 – Потоки потужності та струми в лініях для схеми А

Лінія	S, МВА	U, кВ	Струм, А		
			при U=10 кВ	при U=110 кВ	при U=220 кВ
А-2	125+j59	161	-	725	363
2-1	48+12j	117	-	261	130
1-3	33+74j	102	-	179	89
3-4	37+j16	115	-	209	105
4-А	95+j35	154	-	529	265
2-5	0,62+j0,46	16	40	-	-
2-6	0,51+j0,75	17	47	-	-
5-6	0,014+ j0,041	2	2	-	-

Таблиця 2.4 – Потоки потужності та струми в лініях для схеми Б

Лінія	S, МВА	U, кВ	Струм, А		
			при U=10 кВ	при U=220 кВ	при U=110 кВ
В-2	94+j46	150	-	277	555
2-1	15+4,9j	73	-	41	83
3-В	66+29j	141	-	197	393
2-3	3,5-j5,8	37	-	9	18
4-В	58+j19	131	-	160	320
2-5	0,62+j0,46	16	40	-	-
2-6	0,74+j0,51	17	47	-	-
2-6	0,014+ j0,041	2	2	-	-

При оцінці перерізу проводу бачимо, що при  $U_{\text{ном}}=110$  кВ втрати потужності у проводах зростають більше ніж у 4 рази. Крім того при аварійному режимі проводи ділянок можуть мати значення струмів, вищі ніж допустимі. Тому для мережі обираємо напругу  $U_{\text{ном}}=220$  кВ.

У табл. 2.5 приведено результати розрахунку струмів при номінальній напрузі, економічного перерізу, обраний номінальний переріз провідників та номінальний тривало допустимий струм провідників.

Таблиця 2.5 – Вибір проводів мережі для схеми А

Лінія	Струм, А	Напруга, кВ	Переріз, мм <sup>2</sup>		Допустимий струм, А
			Fe	марка проводу	
А-2	725	220	329	АС-400/51	825
2-1	261	220	118	АС-240/32	605
1-3	179	220	81	АС-240/32	605
3-4	209	220	95	АС-240/32	605
4-А	529	220	241	АС-300/39	710
2-5	40	10	36	АС-50/8	210
2-6	47	10	43	АС-50/8	210
5-6	2	10	2	АС-35/6,2	175

Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------

БР 3.6.141.242 ПЗ

Арк.

18

Таблиця 2.6 – Вибір проводів мережі для схеми Б

Лінія	Струм, А	Напруга, кВ	Переріз, мм <sup>2</sup>		Допустимий струм, А
			Fe	марка проводу	
В-2	228	220	252	АС-300/39	710
2-1	41	110	38	АС-70/11	390
3-В	196	220	178	АС-240/32	605
2-3	9,3	220	8	АС-240/32	605
4-В	80	220	72	АС-240/39	710
2-5	36	10	36	АС-50/8	210
2-6	43	10	43	АС-50/8	210
2-6	2	10	2	АС-35/6,5	175

### 2.3 Вибір трансформаторів

На практиці вибір силових трансформаторів в електричних мережах виконують за розрахунковою потужністю та рекомендованим коефіцієнтами завантаження в нормальному режимі без врахування економічних показників: вартості трансформаторів, витрат на експлуатацію, вартості річних втрат електроенергії, ціни електроенергії та режиму споживання електроенергії.

Потужність трансформаторів у нормальному режимі повинна бути такою, щоб забезпечити живлення всіх приєднаних споживачів, а в аварійному режимі – всіх відповідальних споживачів першої та другої категорій надійності.

Згідно з чинними правилами технічної експлуатації електричних станцій і мереж допускаються систематичні перевантаження трансформаторів залежно від коефіцієнта початкового навантаження, температури навколишнього середовища, виду охолодження та тривалості максимального навантаження.

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

$$S_{\text{Тном}} \geq S_{\text{розр}} = S_{i_{\text{max}}} \quad (2.7)$$

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

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

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

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

$$S_T \geq S_{\text{розр}} = \frac{S_{i_{\text{max}}}}{1,4} \quad (2.8)$$

Коефіцієнт завантаження трансформатора розраховується за формулою:

$$K_z = \frac{S_{\text{розр}}}{S_{T_{\text{ном}}}} \quad (2.9)$$

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

Враховуючи категорію надійності електропостачання споживачів, в кожному пункті мережі встановлюємо необхідну кількість трансформаторів однакової потужності. Потужність кожного трансформатора встановленого в пунктах мережі обирають таким чином, щоб при аварійному відключенні одного з трансформаторів, інший трансформатор, що залишився в роботі, міг забезпечити передачу заданої потужності не порушуючи ПТЕ, щодо перевантаження трансформаторів. ПТЕ допускає перевантаження трансформаторів на 40 % не більше 6 годин на добу, протягом 5 діб.

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

Результати вибору трансформаторів для схеми А показано у таблиці 2.7.

									Арк.
									20
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата					

Таблиця 2.7 – Вибір трансформаторів для схеми А

№ ПС	Потужність споживача, МВА	Категорія споживача	Кількість тр-рів	Срозр (1-го тр), МВА	Кз	Марка тр-ра
1	16	II	2	11	0,32	ТРДН-25000/220
2	88	I	2	63	0,7	ТРДЦН-63000/220
3	73	I	2	52	0,58	ТРДЦН-63000/220
4	61	II	2	43	0,49	ТРДЦН-63000/220
5	0,81	I	2	0,58	0,64	ТМ-630/10
6	0,87	II	2	0,63	0,59	ТМ-630/10

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

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

Опір трансформаторів розраховується за формулою:

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{BH}^2}{S_{НОМ}^2} \quad (2.10)$$

$$X_T = \frac{U_K \cdot U_{BH}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} \quad (2.11)$$

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

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

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

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

$U_K$  – напруга короткого замикання, %.

Для трансформаторів ТРДН-25000/220 визначимо:

$$R_T = \frac{130 \cdot 230^2}{25^2} = 11 \text{ Ом.}$$

$$X_T = \frac{11 \cdot 230^2}{100 \cdot 25} = 233 \text{ Ом.}$$

Розрахункові параметри інших трансформаторів розраховуємо аналогічно.

Параметри обраних трансформаторів [4] показано у таблицях 2.8 та 2.9.

Таблиця 2.8 – Параметри обраних трансформаторів для споживачів 1-4

Тип тр-ра	$S_{НБ}$ , МВА	Каталожні дані								Розрахункові дані			
		$U_{НОМ}$ , кВ		$U_{К}$ , %	$\Delta P_{К}$ , кВт	$\Delta P_{Х}$ , кВт	$I_{Х}$ , %	Регулювання напруги		$R_{Т}$ , Ом	$X_{Т}$ , Ом	$\Delta Q_{ХК}$ , ВАр	$n_{Т}$
		ВН	НН					Кіль-сть ст.	% на ст.				
ТРДН-25000/220	25	230	11	11	130	25	0,3	±8	1,5	11	233	750	20,9
ТРДЦН-63000/220	63	230	11	12	300	82	0,8	±8	1,5	4	100.8	504	20,9

Таблиця 2.9 – Параметри обраних трансформаторів для споживачів 5 і 6

Тип тр-ра	$S_{НОМ}$ , кВА	Каталожні дані						Розрахункові дані			
		$U_{НОМ}$ , кВ		$U_{К}$ , %	$\Delta P_{К}$ , кВт	$\Delta P_{Х}$ , кВт	$I_{Х}$ , %	$R_{Т}$ , Ом	$X_{Т}$ , Ом	$\Delta Q_{Х}$ , кВАр	$n_{Т}$
		ВН	НН								
ТМ-630/10	630	10	0.69	5.5	8.5	1.68	2.5	2.14	8.73	15.8	14.49

Аналогічні розрахунки проводяться для схеми Б. Результати подано у таблицях нижче.

Таблиця 2.10 – Вибір трансформаторів для схеми Б

№ ПС	Потужність споживача, МВА	Категорія споживача	Кількість тр-рів	Срозр (1-го тр), МВА	$K_3$	Марка тр-ра
1	16	II	2	11	0,79	ТРДН-10000/110
2	88	I	2	75	0,42	АТДЦТН-125000/220
3	73	I	2	52	0,58	ТРДЦН-63000/220
4	61	II	2	43	0,49	ТРДЦН-63000/220
5	0,81	I	2	0,58	0,64	ТМ-630/10
6	0,87	II	2	0,63	0,59	ТМ-630/10

Таблиця 2.11 – Параметри обраних трансформаторів для споживачів 1-4

Тип тр-ра	$S_{НБ}$ , МВА	Каталожні дані								Розрахункові дані			
		$U_{НОМ}$ , кВ		$U_K$ , %	$\Delta P_K$ , кВт	$\Delta P_X$ , кВт	$I_X$ , %	Регулювання напруги		$R_T$ , Ом	$X_T$ , Ом	$\Delta Q_{ХК}$ , ВАр	$\eta_T$
		ВН	НН					Кіл- сть ст.	% на ст..				
ТРДН-10000/220	10	112	11	10,2	60	14	0,7	±8	1,5	7,95	139	700	10,5
ТРДЦН-63000/220	63	230	11	12	300	82	0,8	±8	1,5	4	100.8	504	20,9

Таблиця 2.12 – Параметри обраних трансформаторів для споживачів 5 та 6

Тип тр-ра	$S_{НОМ}$ , кВА	Каталожні дані						Розрахункові дані			
		$U_{НОМ}$ , кВ		$U_K$ , %	$\Delta P_K$ , кВт	$\Delta P_X$ , кВт	$I_X$ , %	$R_T$ , Ом	$X_T$ , Ом	$\Delta Q_X$ , кВАр	$\eta_T$
		ВН	НН								
ТМ-630/10	630	10	0.69	5.5	8.5	1.68	2.5	2.14	8.73	15.8	14.49

Таблиця 2.12. Параметри автотрансформатора АТДЦТН-125000/220/110.

$S_{НОМ}$ , МВА	Межі регулю- вання	Каталожні дані										Розрахункові дані							
		$U_{НОМ}$ обмоток, кВ			$U_K$ , %			$\Delta P_K$ , кВт			$\Delta P_X$ , кВт	$I_X$ , %	$R_T$ , Ом			$X_T$ , Ом			$\Delta Q_X$ , кВАр
		ВН	СН	НН	ВС	ВН	СН	ВС	ВН	СН			ВН	СН	НН	ВС	ВН	СН	
125	±6*2%	230	121	6,6; 11; 38,5	11	45	28	305	-	-	65	0,50	550	483	259,2	0	131	625	



## 2.4 Розрахунок потужності та падіння напруги на ділянках мережі

Основною метою розрахунку режиму електричної мережі є визначення параметрів режиму: напруг у вузлах, струмів, потужностей на всіх ділянках мережі. Параметри режиму мережі в процесі її експлуатації безперервно змінюються, тому що мають місце безперервні зміни навантаження.

Проведемо розрахунок активного, реактивного опору ліній та зарядної потужності [2].

Активний та реактивний опір лінії, Ом:

$$R_{л} = r_0 \cdot l_i \quad (2.12)$$

$$X_{л} = x_0 \cdot l_i \quad (2.13)$$

де  $R_{л}$  та  $X_{л}$  – активний та реактивний опори лінії, Ом;

$l_i$  – довжина лінії, км.

Повний опір лінії, Ом:

$$Z_{л} = R_{л} + j \cdot X_{л} \quad (2.14)$$

Зарядна потужність лінії:

$$Q_{л} = b_0 \cdot l_i \cdot U_{ном}^2 \quad (2.15)$$

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

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

Для лінії А-2, підставивши відповідні значення отримаємо:

$$R_{A-2} = 0,075 \cdot 27 = 2,1 \text{ Ом.}$$

$$X_{A-2} = 0,420 \cdot 27 = 11 \text{ Ом.}$$

$$Z_{A-2} = 2,1 + 11j \text{ Ом.}$$

$$Q_{A-2} = 2,7 \cdot 27 \cdot 110^2 = 3,5 \text{ МВАр.}$$

Для інших ліній розрахунок ведеться аналогічно.

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

Результати розрахунків для схем А і Б показано в таблицях 2.14 та 2.15.

Таблиця 2.14 – Параметри ліній за схемою А

Ділянка	Довжина, км	Марка проводу	Параметри проводу		$Q_L$ , МВАр	$Z_L$ , Ом
			$Z_0$ , Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$ , См/км		
А-2	27	АС-400/51	0,075+0,420j	2,7	3,5	2,1+11j
2-1	24	АС-240/32	0,121+0,435j	2,6	3,1	2,9+11j
1-3	25	АС-240/32	0,121+0,435j	2,6	3,1	2,9+10,7j
3-4	62	АС-240/32	0,121+0,435j	2,6	7,8	7,5+26j
4-А	33	АС-300/39	0,098+0,429j	2,64	4,2	3+14j
2-5	15	АС-50/8	0,603+0,378j	-	-	8,6+5,6j
2-6	12	АС-50/8	0,603+0,378j	-	-	7,2+4,5j
5-6	18	АС-35/6,2	0,790+0,386j	-	-	14+7j

Таблиця 2.15 – Параметри ліній за схемою Б

Ділянка	Довжина, км	Марка проводу	Параметри проводу		$Q_L$ , МВАр	$Z_L$ , Ом
			$Z_0$ , Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$ , См/км		
В-2	27	АС-300/39	0,098+0,429j	2,64	3,46	2,65+116j
2-1	24	АС-70/11	0,428+0,444j	2,55	1,5	5,2+5,4j
3-В	40	АС-240/32	0,221+0,435j	2,6	4,9	4,8+17j
2-3	20	АС-240/32	0,121+0,435j	2,6	2,6	2,5+8,8j
4-В	32	АС-240/39	0,121+0,435j	2,6	8,2	1,9+7,1j
2-5	15	АС-50/8	0,603+0,378j	-	-	8,99+5,6j
2-6	12	АС-50/8	0,603+0,378j	-	-	7,2+4,5j
5-6	18	АС-35/6,5	0,790+0,386j			14,4+7,0j

Всі споживачі електричної енергії найефективніше працюють при номінальній напрузі. Про те кожний провідник має певний опір і при проходженні по ньому електричного струму виникають втрати напруги і тому до споживачів подається напруга відмінна частково від номінальної.

Різниця між дійсною напругою, що подається до споживача і номінальною напругою називається відхиленням напруги.

Таким чином, при виконанні заходів щодо скорочення втрат основними завданнями є розрахунок втрат і складання точних балансів в пунктах живлення, а також можливість використання деяких з них для одночасного покращення якості електроенергії.

Розрахунок втрат повинен бути структурним, щоб на його основі можна було розробляти конкретні заходи для їх зменшення.

Розрахунок втрат потужності [2] в лініях виконуємо з кінця, також враховуємо втрати холостого ходу, при цьому на підстанціях з двома трансформаторами втрати холостого ходу збільшуються вдвічі, а опір обмоток складає половину опору одного трансформатора.

Розрахунок втрат потужності в лінії проводимо за формулою:

$$\Delta S = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot Z \quad (2.16)$$

де: P - активна потужність на ділянці, МВА;

Q - реактивна потужність на ділянці, МВАр;

Z - опір ділянки, Ом.

Розрахунок падіння напруги виконуємо із джерела живлення, при цьому напруга у споживача не повинна відрізнятись більш ніж на 5% від номінальної, у відповідності з правилами [8].

Виконання вище зазначеної нерівності необхідно забезпечити для трансформаторів усіх підстанцій схеми електричної мережі. На підстанції, де зазначена нерівність не виконується, її виконання досягають шляхом збільшення номеру стандартного регульовального ступеня РПН трансформаторів блоку.

Розрахунок напруги проводимо за формулою:

$$U_{i+1} = \sqrt{\left(U_i - \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_i}\right)^2 + \left(\frac{P \cdot X - Q \cdot R}{U_i}\right)^2} \quad (2.17)$$

де P – активна потужність на ділянці, МВА;

Q – реактивна потужність на ділянці, МВАр;

R та X – активний та реактивний опір, Ом;

$U_{i+1}$  - напруга у вузлі, кВ;

$U_i$  - напруга у попередньому вузлі, кВ.

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

$$d = 100\% - \frac{U_n}{U_{\text{вузл}}} \cdot 100\% \quad (2.18)$$

Для лінії А-2, підставивши відповідні значення отримаємо:

$$\Delta S_{A-2} = \frac{125^2 + 59^2}{110^2} \cdot (2,1 + 11j) = 127 + 65j \text{ МВА};$$

$$U_A = \sqrt{\left(110 - \frac{125 \cdot 2,1 + 59 \cdot 11}{110}\right)^2 + \left(\frac{125 \cdot 2,1 - 59 \cdot 11}{110}\right)^2} = 230 \text{ кВ};$$

Для інших ліній розрахунок ведеться аналогічно.

Результати розрахунку потужностей в кінці ліній, початку, та втрати потужності в лініях показано у таблицях 2.16 та 2.17. Результати розрахунку напруг у вузлах мережі показано у таблицях 2.18 та 2.19.

Таблиця 2.16 – Результати розрахунку потужностей схеми А

Ділянка	Скінцева, МВА*	$\Delta S$ , МВА*	Спочаткова, МВА*	Ірозр, А	Ідоп, А
А-2	127+65j	0,85+4,7j	128+67j	379	825
2-1	49+11j	0,16+0,57j	50+9,8j	133	605
1-3	35+7,9j	0,078+0,28j	34,0+6,7j	93	605
3-4	35+56j	0,19+0,69j	35+24j	91	605
4-А	93+24j	0,61+2,7j	94+25j	254	710
2-5	0,63+0,53j	0,006+0,004j	0,69+0,57j	52	210
2-6	0,75+0,58j	0,0065+0,0042j	0,82+0,62j	59	210
5-6	0,011+0,041j	0,00002+0,00001j	0,0011+0,0041j	2,5	175
1-1'	15+4,9j	0,026+0,55j	15+5,6j		
2-2'	76+48j	0,29+77j	77+56j		
3-3'	70+23j	0,2 +5,2j	70+29j		
4-4'	58+19j	0,14+3,5j	58+24j		
5-5'	0,63+0,51j	0,006+0,028j	0,64+0,57j		
6-6'	0,73+0,47j	0,008+0,032j	0,74+0,54j		
А		221+92j			

Таблиця 2.17 – Результати розрахунку потужностей схеми Б

Ділянка	Скінцева, МВА	$\Delta S$ , МВА*	Спочаткова, МВА	Ірозр, А	Ідоп, А
В-2	102+59j	0,77+3,3j	103+61j	314	710
2-1	15+5,6j	0,11+0,12j	15+4,9j	84	390
3-В	65+46j	0,63+0,53j	66+46j	210	605
2-3	9,58j	0,006+0,022j	51	13	605
4-В	58+20j	0,15+0,55j	58,5+16j	159	710
2-5	0,63+0,53j	0,006+0,004j	0,69+0,57j	52	210
2-6	0,75+0,58j	0,0065+0,0042j	0,82+0,62j	59	210
5-6	0,011+0,041j	0,00002+0,00001j	0,0011+0,0041j	2,5	175
1-1'	15+4,9j	0,074+1,3j	15+6,3j		
2-2'	92+63j	0,064+6,9j	92+71j		
3-3'	70+23j	0,2 +5,2j	70+29j		
4-4'	58+19j	0,14+3,5j	58+24j		
5-5'	0,63+0,51j	0,006+0,028j	0,64+0,57j		
6-6'	0,73+0,47j	0,008+0,032j	0,74+0,54j		
В	227+123j				

Таблиця 2.18 – Результати розрахунку напруг у вузлах мережі

Вузол	Uном, кВ	U, кВ	Ступінь РПН
А	230	230	
1	220	224	
2	220	226	
3	220	225	
4	220	227	
5	10	9,5	
6	10	9,55	
1'	10	10,09	-6
2'	10	10,36	-4
3'	10	10	-7
4'	10	10,01	-8
5'	0,38	0,379	
6'	0,38	0,382	

Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------

БР 3.6.141.242 ПЗ

Арк.

28

Таблиця 2.19 – Результати розрахунку напруг у вузлах мережі

Вузол	U <sub>ном</sub> , кВ	U, кВ	Ступінь РПН
В	230	230	
1	110	118	
2	220	226	
3	220	225	
4	220	229	
5	10	9,5	
6	10	9,6	
1'	10	10,38	-8
2'	10	10,7	-4
3'	10	10	-7
4'	10	10,5	-4
5'	0,38	0,380	
6'	0,38	0,382	

## 2.5 Складання схем заміщення мережі

Під схемою заміщення елемента електричної мережі трифазного змінного струму розуміється сукупність фазних опорів і провідностей, що дозволяє досить точно моделювати цей елемент при розрахунку ustalених режимів електричних мереж, тобто при визначенні напруг на початку і кінці елемента, що протікають в елементі струмів, а також втрат потужностей в елементі.

Схему заміщення електричної мережі складають, об'єднуючи схеми заміщення окремих елементів мережі у відповідності з послідовністю цих елементів у розрахунковій мережі.

За розрахованими вище параметрами побудовано схеми заміщення відповідно для схем з'єднання споживачів А і Б.

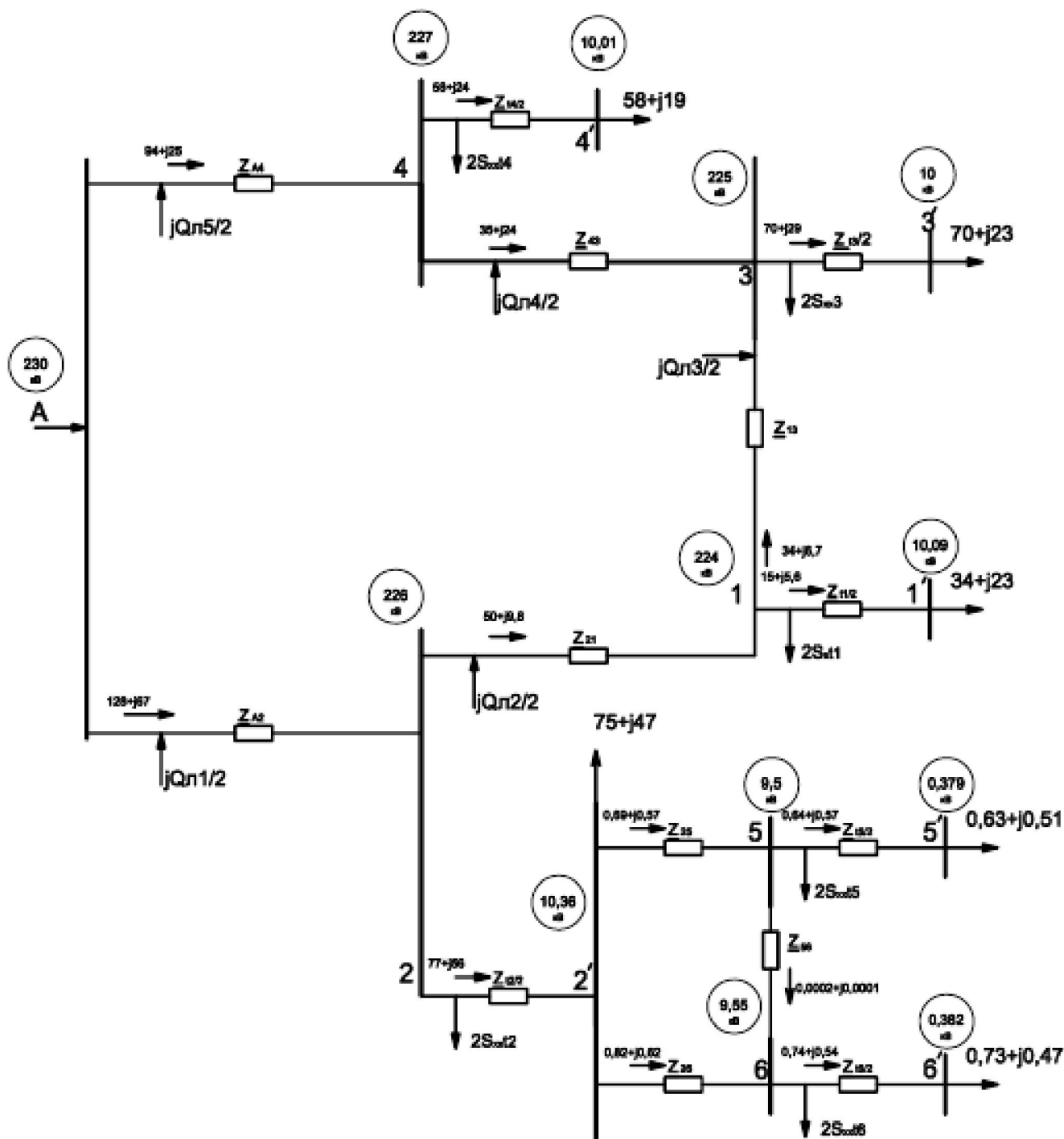


Рисунок 2.1 – Схема заміщення мережі А

Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

БР 3.6.141.242 ПЗ

Арк.

30

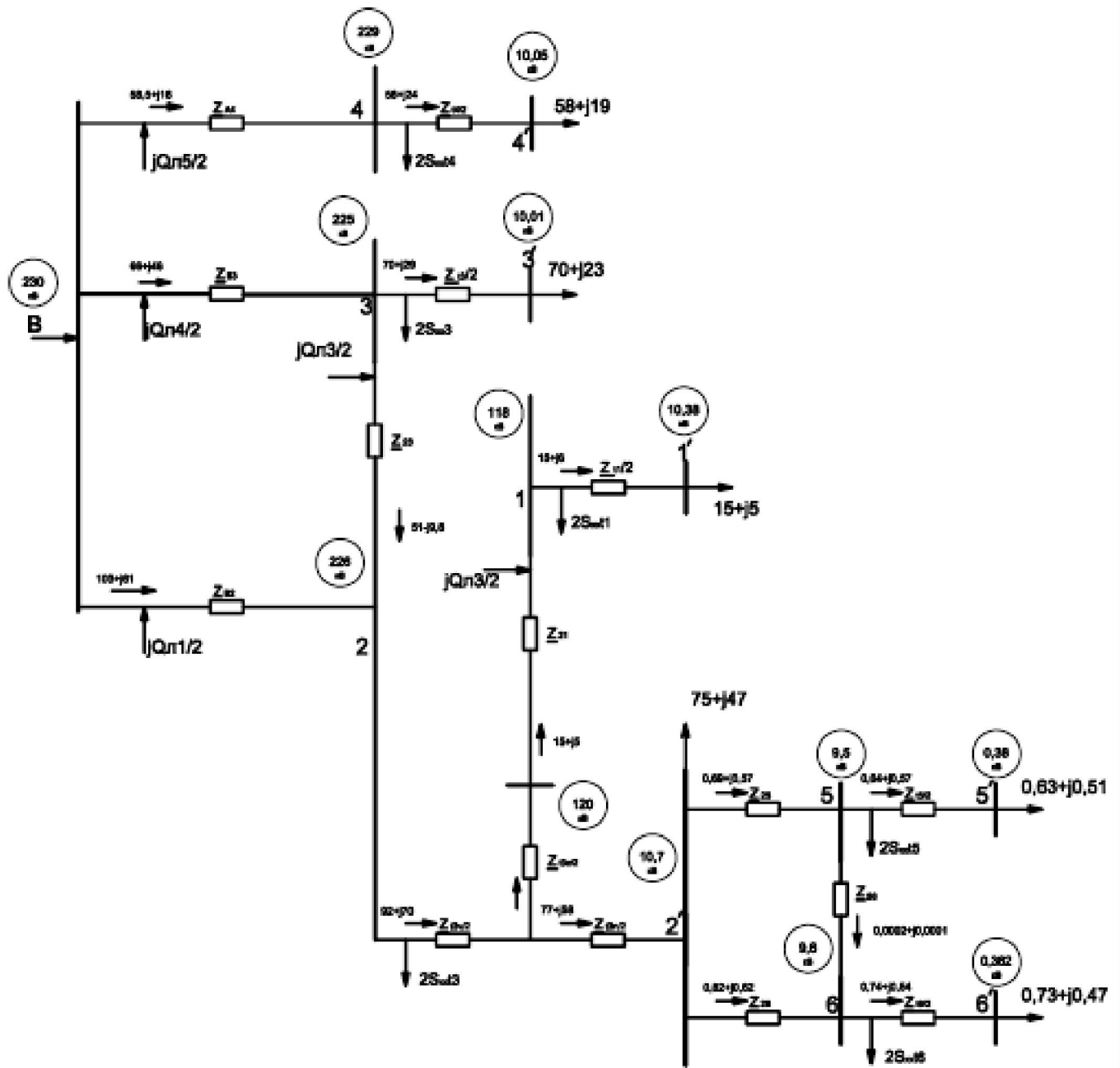


Рисунок 2.2 – Схема заміщення мережі Б

## 2.6 Техніко-економічне порівняння двох схем електричної мережі

Завданням техніко-економічного порівняння є вибір найкращого з двох варіантів, що розглядаються. Критерієм цього є мінімум приведених витрат, що визначаються за формулою [2]:

$$Z = P_H \cdot K + I \quad (2.19)$$

Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата



де:  $P_n$  - нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень, що приймається рівним 0,12 [2];

$K$  – капітальні витрати на спорудження мережі;

$I$  – річні експлуатаційні витрати.

У капітальні витрати на спорудження мережі входять вартість ліній і підстанцій. До складу останніх включається вартість трансформаторів, ВРУ і постійні витрати. При виконанні роботи всі вони визначаються за укрупненими показниками вартості.

Вартість ліній визначається їх довжиною, номінальною напругою, матеріалом і типом опор, районом по ожеледі і перетином проводів. Вартість трансформаторів залежить від їх якості, типу, потужності і напруги.

В даній роботі вартість РУ напругою нижче 110 кВ не враховуються.

Для даної роботи підстанції споживачів однакові для обох схем, тому в економічному розрахунку їх вартість не враховуємо.

Результати розрахунку капітальних та річних експлуатаційних витрат для схеми А та Б показано в табл. 2.20 та 2.21.

Таблиця 2.20 – Капітальні та річні експлуатаційні витрати ЛЕП схеми А

		Ділянка мережі					Всього по мережі
		А-2	2-1	1-3	4-3	А-4	
Номінальна напруга, кВ		220	220	220	220	220	
Марка проводу		АС-400/51	АС-240/32	АС-240/32	АС-240/32	АС-300/39	
Довжина ділянки, км		27	24	25	62	33	
Вартість 1 км лінії, тис.грощ.од.		19,4	16,4	16,4	16,4	17,3	
Всього капітальних витрат, тис.грощ.од.		523,80	393,60	410,00	1016,80	570,90	2915,10
Річні експлуатаційні витрати	%	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	
	тис.грощ.од.	14,67	11,02	11,48	28,47	15,99	81,62
ΔР в лінії, МВт.год		0,851	0,158	0,078	0,1924	0,61	1,8896

## Продовження таблиці 2.20

Т <sub>нб</sub> лінії, год	3403	1712	1719	1719	3339	
Вартість 1кВт.год втраченої енергії, грош.од./кВт.ч	1,9	2,3	2,3	2,3	1,9	
Витрати на відтворення $\Delta W_{л}$ , тис.грош.од	55,02	6,22	3,09	7,61	38,71	110,64
Сума витрат, тис. грош.од.						542

$$Z_A = 542 \text{ тис. у. од.}$$

Таблиця 2.21 – Капітальні та річні експлуатаційні витрати ЛЕП схеми Б

		Ділянка мережі					Всього по мережі
		В-2	2-1	В-3	2-3	В-4	
Номинальна напруга, кВ		220	110	220	220	220	
Марка проводу		АС-300/39	АС-70/11	АС-240/32	АС-240/32	АС-300/39	
Довжина ділянки, км.		27	24	40	21	33	
Вартість 1 км. лінії, тис.грош.од.		17,3	15,80	16,4	16,40	27,8	
Всього капітальних витрат, тис.грош.од.		467,10	379,20	656,00	344,40	917,40	2764,10
Річні експлуатаційні витрати	%	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	
	тис.грош.од.	13,08	10,62	18,37	9,64	25,69	77,39
ΔР в лінії, МВт		0,769	0,115	0,6312	0,006	0,1536	1,6748
τ, годин		4132	1695	1719	1719	4566	
Вартість втрач енергії, грош.од./кВт.ч		1,8	2,15	2,15	2,15	1,78	
Витрати на $\Delta W_{л}$ , тис.грош.од		57,20	4,19	23,33	0,22	12,48	97,42
Сума витрат, тис. грош.од.						506	

$$Z_B = 506 \text{ тис. у. од.}$$

$$Z_A > Z_B (542 > 506)$$

Найменші приведені затрати будуть для схеми Б, тому вибираємо її як основну і виконуємо розрахунок мережі при аварійному та мінімальному режимах роботи.

## 2.7 Аварійний режим роботи електричної мережі

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.

У аварійному режимі у відповідності з правилами [8] дозволяється відхилення від номінальної напруги  $\pm 10\%$ .

Розрахунок виконуємо аналогічно пункту 2.4. Результати розрахунку потужностей під час аварійного режиму показано у таблиці 2.22.

Таблиця 2.22 – Результати розрахунків потужностей під час аварійного режиму

Ділянка	Скінцева, МВА	$\Delta S$ , МВА*	Спочаткова, МВА	Ірозр, А	Ідоп, А
В-2	-	-	-	-	710
2-1	15+5,6j	0,11+0,12j	15+4,9j	84	390
3-В	163+97j	3,58+12,9j	167+108j	521	605
2-3	92+70j	0,68+2,4j	93+70j	306	605
4-В	58+20j	0,15+0,55j	58,5+16j	159	710
2-5	0,63+0,53j	0,006+0,004j	0,69+0,57j	52	210
2-6	0,75+0,58j	0,0065+0,0042j	0,82+0,62j	59	210
5-6	0,011+0,041j	0,00002+0,00001j	0,0011+0,0041j	2,5	175
1-1'	15+4,9j	0,074+1,3j	15+6,3j		
2-2'	92+63j	0,064+6,9j	92+71j		
3-3'	70+23j	0,2 +5,2j	70+29j		
4-4'	58+19j	0,14+3,5j	58+24j		
5-5'	0,63+0,51j	0,006+0,028j	0,64+0,57j		
6-6'	0,73+0,47j	0,008+0,032j	0,74+0,54j		
В		227+123j			

Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------

Результати розрахунку напруг у вузлах мережі під час аварійного режиму показано у таблиці 2.23.

Таблиця 2.23 – Результати розрахунків напруг у вузлах під час аварійного режиму

Вузол	Uном, кВ	U, кВ	Ступінь РПН
В	230	230	
1	110	112	
2	220	215	
3	220	219	
4	220	229	
5	10	9,19	
6	10	9,25	
1'	10	9,87	-8
2'	10	10,08	-2
3'	10	9,7	-7
4'	10	10,5	-4
5'	0,38	0,367	
6'	0,38	0,369	

Трансформатори з РПН, встановлені на підстанціях 1-4, дозволяють для кожного характерного режиму вибрати найбільш прийнятне регулювальне відгалуження. Трансформатори на підстанціях 5 і 6, які, як правило, не мають пристроїв РПН, але вони знаходяться на невеликій відстані, що зменшує втрати напруги в лінії, і практично не потребує регулювання.

Схема заміщення для аварійного режиму роботи мережі показана на рисунку 2.3.

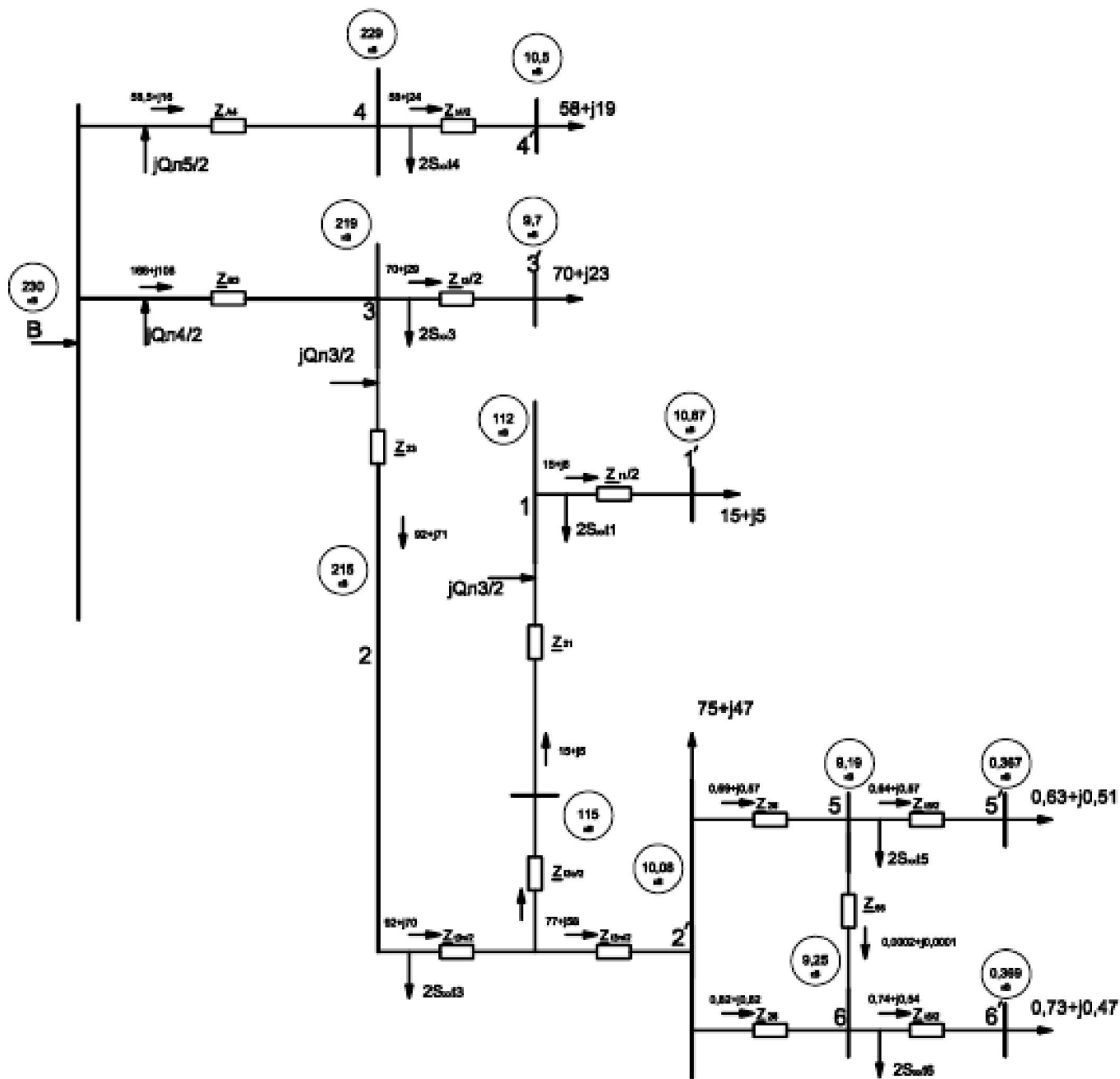


Рисунок 2.3 – Схема заміщення мережі при аварійному режимі роботи схеми Б

## 2.8 Режим мінімального навантаження електричної мережі

При мінімальному режимі, у відповідності із завданням за табл. 1.3 потужність споживачів дорівнює:

$$P_{min} = P_{max} \cdot K_{min} \quad (2.20)$$

Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------

де  $P_{max}$  – потужність максимального режиму;

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

Розрахунок виконуємо аналогічно пункту 2.4. Результати розрахунку потужностей під час мінімального режиму показано у таблиці 2.24.

Таблиця 2.24 – Результати розрахунків потужностей під час мінімального режиму

Ділянка	Скінцева, МВА	$\Delta S$ , МВА	Спочаткова, МВА
В-2	57+29j	0,23+0,98j	57+28j
2-1	8,4+2,5j	0,033+0,035j	8,5+1,8j
3-В	37+22j	0,18+0,64j	37+20j
2-3	4,3j	0,004+0,005j	2,9
4-В	33+8,7j	0,046+0,17j	32,7+4,8j
2-5	0,35+0,31j	0,019+0,012j	0,37+0,32j
2-6	0,42+0,36j	0,002+0,001j	0,44+0,35j
2-6	0,006+0,024j	0,00008+0,00004j	0,006+0,024j
1-1'	8,4+2,8j	0,024+0,41j	8,5+3,3j
2-2'	51+32j	0,016+2,0j	51+35j
3-3'	39+13j	0,063+1,6j	39,4+15,5j
4-4'	32,5+10,7j	0,043+1,1j	32,7+12,8j
5-5'	0,35+0,28j	0,002+0,009j	0,36+0,33j
6-6'	0,40+0,26j	0,003+0,010j	0,41+0,31j
В	123+53j		

Результати розрахунку напруг у вузлах мережі під час мінімального режиму показано у таблиці 2.25.

Таблиця 2.25 – Результати розрахунку напруг у вузлах при мінімальному режимі

Вузол	U <sub>ном</sub> , кВ	U, кВ	Ступінь РПН
A	230	230	
1	110	119	
2	220	227	
3	220	226	
4	220	227	
5	10	9,95	
6	10	9,96	
1'	10	10,20	-5
2'	10	10,20	-6
3'	10	10,04	-7
4'	10	10,24	-6
5'	0,38	0,395	
6'	0,38	0,394	

Схема заміщення для мінімального режиму роботи мережі приведена на рисунку 2.4.

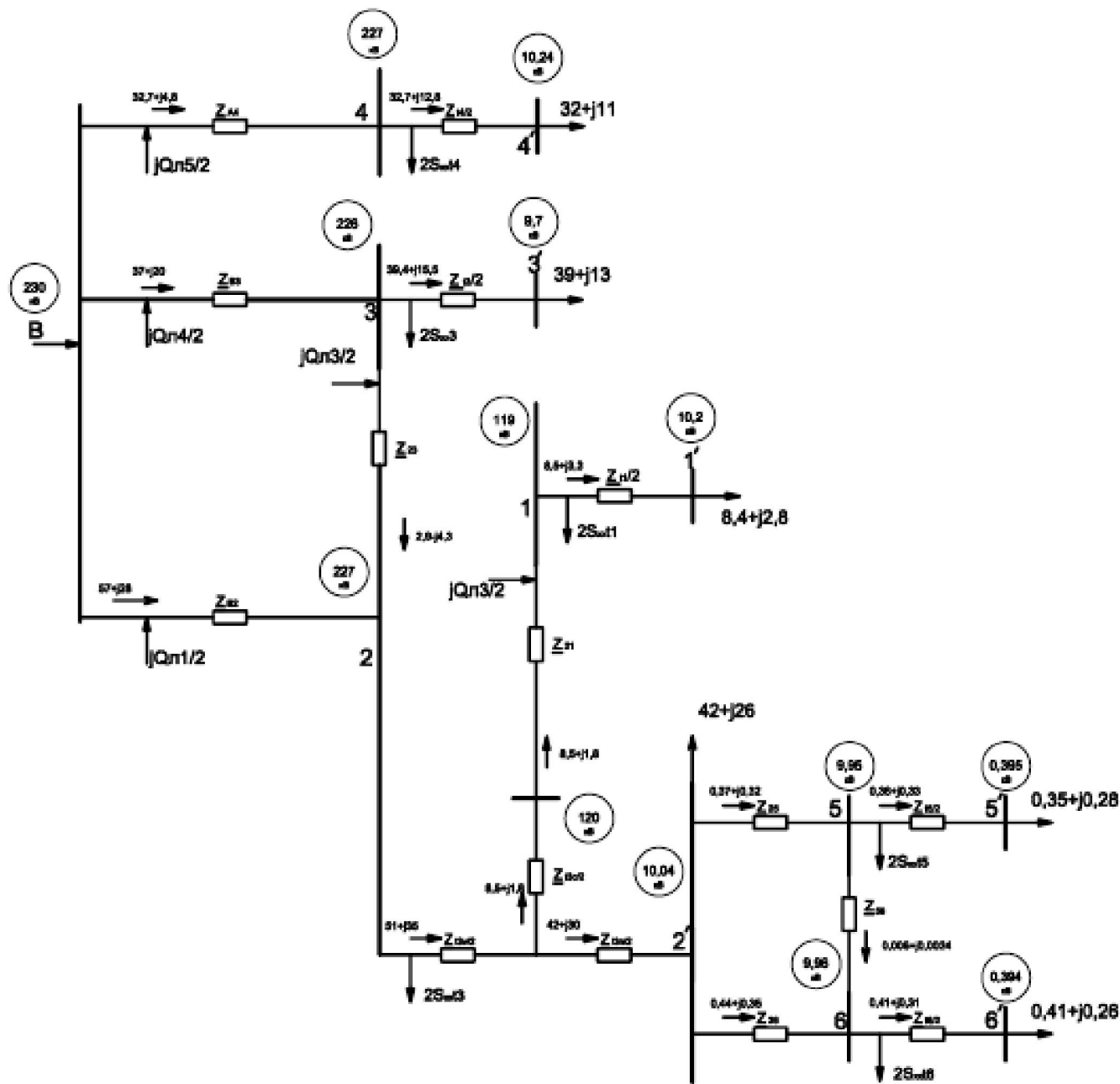


Рисунок 2.4 – Схема заміщення мережі при мінімальному режимі

Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата



## 3 РОЗРАХУНОК ТА ВИБІР ОБЛАДНАННЯ МЕРЕЖІ

### 3.1 Розрахунок струмів короткого замикання

Значення струмів короткого замикання необхідні для правильного вибору устаткування на високій і низькій сторонах трансформатора.

Підстанції живляться за двома тупиковими лініями: схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання наведена на рисунку 3.

Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо в іменованих одиницях [10].

Розрахуємо струми короткого замикання для ПС №1.

Потужність короткого замикання на шинах 110 кВ центра живлення складає  $S_c = 2500$  МВА

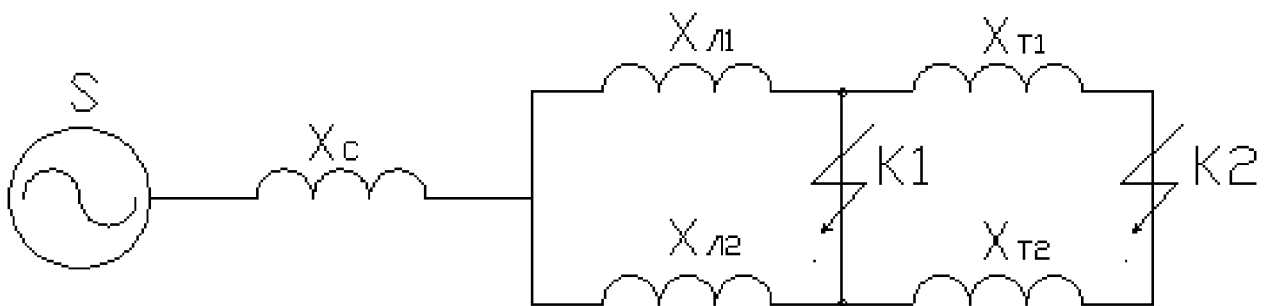


Рисунок 3 – Схема заміщення мережі для розрахунку струмів короткого замикання

Опір системи дорівнює

$$X_c = \frac{U_{л}^2}{S_c} = \frac{110^2}{2500} = 4,84 \text{ (Ом)}.$$

Опір ліній (з табл. 2.15):

$$X_{л} = 5,4 \text{ Ом}.$$

Опір трансформатора (з табл. 2.11):

$$\text{Опір трансформатора } X_{T1} = 139 \text{ Ом};$$

$$\text{Опір трансформаторів } X_T = \frac{X_{T1}}{2} = \frac{139}{2} = 69,5 \text{ Ом}.$$

Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

Періодична складова СКЗ у точці К1:

$$I_{K1} = \frac{U_{Л}}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{Л})} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (4,84 + 5,4)} = 6,2 \text{ (кА)};$$

та сама у точці К2 приведена до напруги вищої сторони:

$$I_{K2}^B = \frac{U_{Л}}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{Л} + X_T)} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (4,84 + 5,4 + 69,5)} = 0,796 \text{ (кА)}.$$

Реальний СКЗ у точці К2:

$$I_{K2} = I_{K2}^B \cdot \frac{110}{10} = 0,796 \cdot \frac{110}{10} = 8,76 \text{ (кА)}.$$

Ударний струм:

$$\text{у точці } K_1, I_y = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 6,2 = 14,1 \text{ (кА)};$$

$$\text{у точці } K_2, I_y = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 8,76 = 19,95 \text{ (кА)}.$$

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

Аперіодична складова СКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача:

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

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

$$\text{для } K_1 i_a = \sqrt{2} \cdot 6,2 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,02}} = 0,44 \text{ (кА)};$$

$$\text{для } K_2 i_a = \sqrt{2} \cdot 8,76 \cdot e^{-\frac{0,1}{0,05}} = 1,68 \text{ (кА)}.$$

Інтеграл Джоуля

$$\text{для } K_1 B_{K1} = I_{K1}^2 (t + T_a) = 6,2^2 \cdot (0,06 + 0,02) = 3,08 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

$$\text{для } K_2 B_{K2} = I_{K2}^2 (t + T_a) = 8,76^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 11,5 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

Аналогічно розраховуємо значення струмів КЗ для інших ПС.  
Результати розрахунків зведено в таблиці 3.1

									Арк.
									41
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата					

Таблиця 3.1 – Значення струмів короткого замикання

Місце короткого замикання	Значення струмів короткого замикання				
		у початковий момент часу, кА	ударний $I_y$ , кА	аперіодична складова, $i_a$ кА	інтеграл Джоуля, $B_K$ , $кА^2с$
ПС №1	Шини ВН	6,21	14,12	0,44	3,08
	Шини НН	8,24	18,76	1,68	11,5
ПС №2	Шини ВН	5,08	11,54	0,37	2,17
	Шини НН	14,23	32,39	1,7	11,8
ПС №3	Шини ВН	2,14	4,88	0,36	2,04
	Шини НН	28,76	65,48	7,08	205,2
ПС №4	Шини ВН	2,12	4,82	0,34	1,84
	Шини НН	28,5	64,9	6,96	198,28

### 3.2 Розрахунок релейного захисту

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

- 1) вибір за напругою;
- 2) вибір за нагріванням при тривалих струмах;
- 3) перевірка на електродинамічну стійкість;
- 4) перевірка на термічну стійкість;
- 5) вибір з виконання (для зовнішньої або внутрішньої установки).

Вибору підлягають:

- вимикачі на боці вищої напруги;
- вимикачі на боці 10 кВ;
- роз'єднувачі вищої напруги;
- трансформатори струму і напруги 220 кВ і 10 кВ;

- ошиновка розподільних пристроїв 220 кВ і 10 кВ.

Для вибору апаратів і струмоведучих частин необхідно визначити струми нормального і післяаварійного режимів. Визначення струмів виконується за формулами:

Максимальний струм на стороні високої напруги:

$$I_{\max}^{BH} = \frac{1,4 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 73,5 \text{ (А)}$$

Струм у колі вимикачів на боці 10 кВ:

$$I_{\max}^{HH} = \frac{1,4 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 367,4 \text{ (А)}$$

Струми для інших ПС розраховуються аналогічно. Результати показані в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Максимальні струми вимикачів на високій та низькій стороні трансформатора.

№ ПС	Максимальний струм на стороні високої напруги, А	Струм у колі вимикачів на боці 10 кВ, А
1	73,5	367,4
2	459,3	4592,6
3	231,5	2314,6
4	231,5	2314,6

### 3.2.2 Захист трансформаторів

Релейний захист на трансформатори згідно [11] передбачаємо такі захисти:

1) диференціальний струмовий захист трансформатора;

Диференційні струмові захисти – це захисти з абсолютною селективністю (реагують на пошкодження тільки тієї лінії електропередачі, для захисту якої вони призначені), принцип роботи яких базується на порівнянні струмів початку та кінця лінії, яка захищається. В роботі використовуємо пристрій ДФЗ-201.

2) газовий захист, газовий захист пристрою РПН;

Кола захисту виконуємо відповідно до [11], з урахуванням наявності:

- одного газового реле (РГЧЗ-66) на кожному трансформаторі, що реагує на пошкодження в трансформаторі, з двома контактами діючими відповідно на відключення і на сигнал;

- одного газового реле на кожному трансформаторі, що реагує на пошкодження трансформатора, яких використовується контакт, який діє на відключення.

- одного газового реле на кожному трансформаторі, що реагує на пошкодження в контактному обсязі РПН трансформатора.

3) спрямований захист зворотній послідовності від несиметричних КЗ і максимальний струмовий захист з пуском напруги від трифазного КЗ;

Спрямований захист зворотної послідовності від несиметричних КЗ і максимальний струмовий захист з пуском напруги від трифазного КЗ;

Струмовий захист зворотній послідовності передбачаємо для резервування відключення несиметричних зовнішніх КЗ на сторонах вищої і середньої напруги, а також для резервування основних захистів трансформаторів (диференціальних і газових).

Виконуючи роботу бакалавра було вибрано захист, що встановлюється на високій стороні і живиться від трансформаторів струму; захист виконуємо пристроєм РС83-А2М.

4) двоступеневий дистанційний захист від багатофазних КЗ;

Мережі 110–220 кВ працюють із ефективно-заземленими нейтраліями. Тому захист виконують як від багатофазних, так і від однофазних к.з.: багатоступеневі дистанційні захисти з різними характеристиками органів опору й спрямованих струмових захистів нульової послідовності. Далеке резервування здійснюється другим і наступним ступенями цих захистів, а ближнє – установленням двох комплектів захистів, причому другий має спрощене виконання з меншим числом ступенів, наприклад, з першої й другої. На підстанціях передбачають пристрої резервування при відмові вимикачів (УРОВ).

									Арк.
									44
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.141.242 ПЗ				

5) максимальний струмовий захист з комбінованим пуском напруги від багатозначних КЗ на стороні нижчої напруги;

Максимальний струмовий захист (МСЗ) відносять до струмових захистів, що реагують на величину струму в елементі, що захищається, і приводиться у дію, якщо струм перевищить деяке заздалегідь установлене значення. Зростання струму в порівнянні з його значенням у нормальному режимі роботи системи електропостачання - характерна ознака коротких замикань. Для забезпечення роботи даного захисту потрібне використання реле максимального струму РТ-80.

б) спрямований захист нульової послідовності від замикань на землю на стороні вищої;

Для резервування відключення зовнішніх КЗ на землю передбачається дві струмові захисту нульової послідовності:

- захист від замикань на землю на стороні 220, 110 кВ, що живиться від трансформаторів струму, вбудованих у втулки 220, 110 кВ трансформатора;

- захист від замикань на землю на стороні 10 кВ, що живиться від трансформаторів струму, вбудованих у втулки 10 кВ трансформатора.

Обидва захисти виконують спрямованими і триступеневий для забезпечення узгодження з ними чотириступінчастих захистів ліній суміжної напруги.

7) максимальний струмовий захист від перевантаження.

Захист виконується з використанням струму однієї фази, що діє на сигнал з витримкою часу. МТЗ встановлюється зі сторін вищої і нижчої напруги і з боку виводів обмотки трансформатора до нейтралі. Реле струму РТ-80 з боку виводів обмотки до нейтралі необхідно для сигналізації перевантаження загальної обмотки трансформатора з дією на відповідний вимикач. У вихідних колах кожної з захистів передбачено вказівні реле для сигналізації дії цих захистів. Для всіх захистів, виконаних з двома витримками часу, передбачено дію на вихідні проміжні реле захисту трансформатора з більшою витримкою часу через загальне вказівний реле.

									Арк.
									45
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата					

БР 3.6.141.242 ПЗ

### 3.3 Вибір високовольтних апаратів РП електричних мереж

#### 3.3.1 Вибір вимикача на боці високої напруги 220 кВ

Високовольтні вимикачі служать для включення і відключення електричних мереж напругою вище 1 кВ під навантаженням і автоматичного їхнього відключення при аварійних режимах. При цьому середовищем гасіння дуги може бути різним: повітря, масло, елегаз або вакуум.

На сьогоднішній день вимикачі, що використовують елегаз в якості дугогасильного середовища, як більш ефективного в порівнянні зі стисненим повітрям і маслом, є найбільш широко поширеними вимикачами змінного струму високої і надвисокої напруги. Основні переваги елегазового обладнання визначаються унікальними фізико-хімічними властивостями елегазу. Основні переваги елегазових вимикачів наступні: вони досить компактні; їх застосування можливо в широкому діапазоні номінальних напруг; вони пожежобезпечні і досить безпечні в обслуговуванні, оскільки вважається, що чистий елегаз це інертне газове середовище.

Вибір вимикачів наведений у таблиці 3.3. Каталожні параметри вимикачів узяті з [5].

Таблиця 3.3 - Вибір вимикачів на боці високої напруги

№ ПС Умова вибору	1	2	3	4
$U_C \leq U_H$	110 кВ ≤ 110 кВ	220 кВ ≤ 220 кВ	220 кВ ≤ 220 кВ	220 кВ ≤ 220 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	73,5 А ≤ 1200 А	459,3 А ≤ 2000 А	231,5 А ≤ 2000 А	231,5 А ≤ 2000 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	6,21 кА ≤ 40 кА	5,08 кА ≤ 40 кА	2,14 кА ≤ 40 кА	2,12 кА ≤ 40 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	14,12 кА ≤ 40 кА	11,54 кА ≤ 40 кА	4,88 кА ≤ 40 кА	4,82 кА ≤ 40 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	6,21 кА ≤ 40 кА	5,08 кА ≤ 40 кА	2,14 кА ≤ 40 кА	2,12 кА ≤ 40 кА
$I_{от} \leq I_{аном}$	0,44 кА ≤ 9,2 кА	0,37 кА ≤ 8,5 кА	0,36 кА ≤ 8,5 кА	0,34 кА ≤ 8,5 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	3,08 кА <sup>2</sup> с ≤ 1728 кА <sup>2</sup> с	2,17 кА <sup>2</sup> с ≤ 4800 кА <sup>2</sup> с	2,04 кА <sup>2</sup> с ≤ 4800 кА <sup>2</sup> с	1,84 кА <sup>2</sup> с ≤ 4800 кА <sup>2</sup> с
Вимикач типу	100SFMT40E	200SFMT40E	200SFMT40E	200SFMT40E

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

В даний час вакуумні вимикачі в високовольтних електричних мережах до 35 кВ використовуються частіше масляних. Тому у колі трансформатора на боці 10 кВ обираємо саме вакуумні вимикачі.

Вибір вимикачів на боці 10 кВ наведений у таблиці 3.4. Каталожні параметри вимикачів узяті з [5].

Таблиця 3.4 – Вибір вимикачів

Умова вибору \ № ПС	1	2	3	4
$U_C \leq U_H$	10 кВ $\leq$ 10 кВ	10 кВ $\leq$ 12 кВ	10 кВ $\leq$ 12 кВ	10 кВ $\leq$ 12 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	367 А $\leq$ 1000 А	4593 $\leq$ 5000 А	2315 А $\leq$ 3150 А	2315 А $\leq$ 3150 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	8,2 кА $\leq$ 20 кА	14,2 кА $\leq$ 40 кА	28,8 кА $\leq$ 40 кА	28,8 кА $\leq$ 40 кА
$I_{yo} \leq I_{СКВ}$	18,8 кА $\leq$ 20 кА	32,4 кА $\leq$ 100 кА	65,5 кА $\leq$ 100 кА	64,9 кА $\leq$ 100 кА
$I_{нт} \leq I_{ОмнНом}$	8,2 кА $\leq$ 20 кА	14,2 кА $\leq$ 40 кА	28,8 кА $\leq$ 40 кА	28,8 кА $\leq$ 40 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	1,68 кА $\leq$ 4,6 кА	1,7 кА $\leq$ 8,5 кА	7,08 кА $\leq$ 8,5 кА	6,96 кА $\leq$ 8,5 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	11,5 $\kappa A^2 c \leq$ 1200 $\kappa A^2 c$	11,8 $\kappa A^2 c \leq$ 5000 $\kappa A^2 c$	205,2 $\kappa A^2 c \leq$ 1985 $\kappa A^2 c$	198,28 $\kappa A^2 c \leq$ 1985 $\kappa A^2 c$
Вимикач типу	ВВ-М-10- 20/1000 УЗ	ZN63A-12- 5000-50	ZN63A-12- 3150-50	ZN63A-12- 3150-50

### 3.3.3 Вибір роз'єднувачів вищої напруги

Роз'єднувачі – це комутаційні апарати, які призначені для включення і відключення електричних кіл напругою вище 1 кВ без струму і забезпечення безпеки при проведенні робіт шляхом утворення видимого розриву цих кіл при їх відключенні.

Роз'єднувач не має дугогасних пристроїв, тому ним не можна відключати струми навантаження і тим більше струми к.з. Якщо відбудеться помилкове відключення цих струмів, може виникнути стійка дуга, а потім міжфазне перекриття (к.з.), пошкодження апаратури і можливі нещасні випадки з персоналом.



В схемах, де приєднання ділянки здійснюється через високовольтні вимикачі, послідовно з ними включаються роз'єднувачі. В цьому випадку він служить для утворення видимого розриву між розподільним пристроєм.

Роз'єднувачі серії РГ (РГН, РГНП, РГП) напругою від 110 до 220 кВ володіють наступними удосконаленнями:

- контактна система мідна, але поверхня її покрита оловом, в той же час місце контакту ножів з губками роз'єднувача покрите сріблом;
- металева частина, тобто рама роз'єднувача захищена від корозії, за допомогою оцинковування металу;
- у колонок ізоляторів підвищений рівень стійкості до вітрових навантажень і стягненню приєднаних дротів;
- роз'єднувач зберігає надійність роботи при товщині ожеледі 20 мм;
- роз'єднувач, протягом всього терміну експлуатації, який складає не менше 30 років, не вимагає технічного обслуговування і, як наслідок, необхідність проводити змащування валів, шарнірів тяг і частин, що обертаються, відпадає.

У таблиці 3.5 наведений вибір роз'єднувачів на боці 220 кВ, роз'єднувачі необхідні з одним і двома комплектами ножів, що заземлюють [6].

Таблиця 3.5 – Вибір роз'єднувачів

№ ПС Умова вибору	1	2	3	4
$U_C \leq U_H$	110 кВ ≤ 110 кВ	220 кВ ≤ 220 кВ	220 кВ ≤ 220 кВ	220 кВ ≤ 220 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	73,5 А ≤ 1000 А	459,3 А ≤ 1000 А	231,5 А ≤ 1000 А	231,5 А ≤ 1000 А
$i_{уд} \leq I_{прСКВ}$	14,12 кА ≤ 80 кА	11,54 кА ≤ 80 кА	4,88 кА ≤ 80 кА	4,82 кА ≤ 80 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	3,08 кА <sup>2</sup> с ≤ 1800 кА <sup>2</sup> с	2,17 кА <sup>2</sup> с ≤ 1800 кА <sup>2</sup> с	2,04 кА <sup>2</sup> с ≤ 1800 кА <sup>2</sup> с	1,84 кА <sup>2</sup> с ≤ 1800 кА <sup>2</sup> с
Роз'єднувач типу	РГН-110/ 1000УХЛ1	РГ-220/ 1000УХЛ1	РГ-220/ 1000УХЛ1	РГ-220/ 1000УХЛ1

### 3.4 Вибір ошиновки розподільних пристроїв

В РУ 110 і 220 кВ застосовують гнучкі шини, які виконуються сталевалюмінієвими проводами марки АС. Вибір проводився за [7].

1) Вибираються ці шини за економічною щільністю струму.

$$q_{\min} = \frac{I_{\text{прив}}}{j_e} \quad (3.1)$$

де  $j_e$  - економічна щільність струму  $[j_e] = \frac{A}{\text{мм}^2}$ ;  $j_e = 1,1$  - для неізолюваних алюмінієвих проводів (при  $T_{\text{нб}} = 4880 \text{ ч}$  - час використання найбільшого навантаження)

Для лінії, що живить ПС №1:

$$q_{\min} = \frac{73,5}{1,1} = 66,8 \text{ мм}^2.$$

Можемо обрати провід АС 70/11, найближчий до розрахованого.

Вибраний переріз перевіряється за допустимим струмом

$$I_{\max} = 73,5 \text{ А} \leq I_{\text{дон}} = 265 \text{ А}.$$

Обраний переріз шин перевіряється на термічну стійкість при КЗ:

$$q_{\min} \leq q_{\text{розрах}}$$

$$66,8 \text{ мм}^2 \leq 70 \text{ мм}^2$$

Умова виконується.

Для інших РУ обрані шини, вказані в таблиці 3.6.

Таблиця 3.6 – Шини РУ 110 і 220 кВ

№ ПС	1	2	3	4
$I_{\max} \leq I_{\text{дон}}$	73,5 А ≤ 265 А	459,3 А ≤ 710 А	231,5 А ≤ 605 А	231,5 А ≤ 605 А
$q_{\min} \leq q_{\text{розрах}}$	66,8 мм <sup>2</sup> ≤ 70 мм <sup>2</sup>	418 мм <sup>2</sup> ≤ 300 мм <sup>2</sup>	210 мм <sup>2</sup> ≤ 240 мм <sup>2</sup>	210 мм <sup>2</sup> ≤ 240 мм <sup>2</sup>
Провід марки	АС 70/11	АС 300/39 <sup>1</sup>	АС 240/32	АС 240/32

<sup>1</sup> Примітка обрано провід меншого перерізу, так як живильну лінію ПС прокладають цим проводом, умова за допустимим струмом виконується.

2) В РУ 10 кВ застосовують жорсткі шини [8], які перевіряються по нагріву, щоб температура провідника не перевищувала припустимого значення необхідно, щоб виконувалася нерівність:

$$I_{\text{раб.нб}} \leq I_{\text{дон}}$$

Обираємо мідні шини, тому що вони мають ряд переваг:

- не схильна до корозії в місцях контактів, що характерно для алюмінію;
- з легкістю монтується, пластична і не ламається;
- має підвищену електропровідність;
- витримує довгострокову експлуатацію;
- адаптується без пошкоджень до будь-якого температурного режиму.

Розміри обраних шин, та умови вибору зведені в таблиці 3.7.

Таблиця 3.7 – Вибір шин РУ 10 кВ

№ ПС Умова вибору	1	2	3	4
$U_C \leq U_H$	10 кВ ≤ 10 кВ	10 кВ ≤ 12 кВ	10 кВ ≤ 12 кВ	10 кВ ≤ 12 кВ
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$	367 А ≤ 475 А	4593 ≤ 5385 А	2315 А ≤ 2400 А	2315 А ≤ 2400 А
Розмір шини	30x4(1)	100x10(3)	120x8(1)	120x8(1)

Примітка - в дужках вказано кількість смуг на фазу.

### 3.5 Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги

Вимірювальні трансформатори струму призначені для зменшення первинних струмів до значень, найбільш зручних для підключення вимірювальних приладів, реле захисту, пристроїв автоматики.

У ланцюзі силового трансформатора з боку нижчої напруги встановлюється амперметр, вольтметр, варметр, лічильники активної і реактивної енергії, на шинах 110 кВ – вольтметр із перемикачем для виміру

трьох міжфазних напруг, на секційному вимикачі 10 кВ - амперметр, на лініях, що відходять, 10 кВ - амперметр, лічильники активної і реактивної енергій.

Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведений у таблиці 3.8.

Таблиця 3.8 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			A	B	C
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 секц. Вимикач на НН			0,5	0,5	0,5
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

Трансформатори струму вибирають за напругою установки та струмом.

Номінальний струм повинен бути якнайближчим до робочого струму установки, тому що недовантаження первинної обмотки призводить до збільшення похибок вимірювання.

Трансформатори струму встановлюються на всіх ділянках (ділянки генераторів, трансформаторів, ліній тощо).

Вибір трансформаторів струму наведений у таблицях 3.9-3.10.

Таблиця 3.9 - Вибір трансформатора струму в колі силового трансформатора на боці вищої напруги

Умова вибору \ № ПС	1	2	3	4
$U_C \leq U_H$	110 кВ ≤ 110 кВ	220 кВ ≤ 220 кВ	220 кВ ≤ 220 кВ	220 кВ ≤ 220 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	73,5 А ≤ 75 А	459,3 А ≤ 500 А	231,5 А ≤ 500 А	231,5 А ≤ 500 А
$i_y \leq I_{прСКВ}$	14,12 кА ≤ 20 кА	11,54 кА ≤ 50 кА	4,88 кА ≤ 50 кА	4,82 кА ≤ 50 кА
Трансформатор струму типу	ТВ-110-I-200/5	ТВ-220-IX-500/5	ТВ-220-IX-500/5	ТВ-220-IX-500/5

Таблиця 3.10 – Вибір трансформатора струму у колі силового трансформатора на боці нижчої напруги

Умова вибору \ № ПС	1	2	3	4
$U_C \leq U_H$	10 кВ ≤ 10 кВ	10 кВ ≤ 10 кВ	10 кВ ≤ 10 кВ	10 кВ ≤ 10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	367 А ≤ 400 А	4593 ≤ 5000 А	2315 А ≤ 5000 А	2315 А ≤ 5000 А
$i_y \leq I_{прСКВ}$	18,8 кА ≤ 25 кА	32,4 кА ≤ 85,5 кА	65,5 кА ≤ 85,5 кА	64,9 кА ≤ 85,5 кА
Трансформатор струму типу	ТВ-10-V-400/5	ТВ-10-II-5000/5	ТВ-10-II-5000/5	ТВ-10-II-5000/5

Трансформатори напруги вибираються за напругою установки.

Обираємо трансформатори напруги [4] за заданими значеннями напруги та за потужністю.

На боці високої напруги (110 і 220 кВ) обираємо трансформатори НКФ-110-57У1 і НКФ-220-58У1, на боці 10 кВ – НОМ-10-66У2.

Каталожні дані трансформаторів вказані в таблицях 3.11-3.12.

Таблиця 3.11 - Трансформатори напруги на боці високої напруги

Тип	Номінальна напруга обмоток			Номінальна потужність, ВА, в класі точності			Максимальна потужність, ВА
	Первинної, кВ	Основної вторинної, В	Додаткової, В	0,5	1	3	
НКФ-110-57У1	110/√3	100/√3	100	400	600	1200	2000
НКФ-220-58У1	150/√3	100/√3	100	400	600	1200	2000

Таблиця 3.12 - Трансформатори напруги на боці 10 кВ

Тип	Номінальна напруга обмоток			Номінальна потужність, ВА, в класі точності				Максимальна потужність, ВА
	Первинної, кВ	Основної вторинної, В	Додаткової, В	0,2	0,5	1	3	
НОМ-10-66	10	100	-	-	75	150	300	630

Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

БР 3.6.141.242 ПЗ

Арк.

53

## 4 ІНДИВІДУАЛЬНЕ ЗАВДАННЯ

4.1 Перемикання при введенні в роботу нового обладнання та проведенні випробувань

Включення нових електроустановок та обладнання, а також випробування повинні проводитися за програмами, розробленими виробничими службами підприємства (об'єднання), в управлінні якого знаходиться це обладнання [9].

Програми спеціальних випробувань обладнання (наприклад, випробувань генератора на нагрів) розробляються організацією, яка їх проводить.

Програми затверджуються головним інженером підприємства (об'єднання), узгоджуються з виробничими службами вищого рівня, у обслуговуванні яких знаходиться обладнання, і даються диспетчеру для координації робіт. Копії програм надсилаються підприємствам для розробки місцевих програм, деталізованих для рівня підстанції, без додаткового узгодження з виробничими структурами вищого рівня.

Місцеві програми, підписані начальником електроцеху на електростанціях, начальником підстанції (або головним інженером РЕМ) і начальником МСРЗА на підприємствах електромереж, і затверджені головним інженером підприємства, даються черговому персоналу для використання в якості типового бланка перемикань.

Перемикання в електроустановках, у зв'язку з включенням нового обладнання або випробуваннями, можна виконувати за бланками перемикань, складеним на основі програми, розробленої для диспетчера (без розроблення окремої детальної програми для чергового підстанції).

З метою скорочення документації, що експлуатує підприємство (РЕЗ), виробничим службам організації вищого рівня, в управлінні якої знаходиться електроустановка, рекомендується спільно розробляти програми випробувань з

									Арк.
									54
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.141.242 ПЗ				

деталізацією для чергового персоналу, який виконує перемикання. Програма підписується головним інженером підприємства (РЕЗ) і керівниками виробничих служб організації, затверджується її головним інженером і погоджується з органом диспетчерського управління вищого ступеня, в управлінні якого знаходиться задіяне при випробуваннях обладнання.

У програмах перемикань необхідно передбачити порядок фазування нового обладнання, а також ліній після робіт з розрізанням проводів, і повноцінний захист устаткування при відключенні окремих видів релейного захисту та автоматики для перевірки.

Перемикання з включенням нового обладнання або спеціальні випробування повинні проводитися за дозволом заявками під керівництвом диспетчера або НСС, з дозволу диспетчера, у управлінні якого знаходиться електроустановка. Для надання допомоги оперативному персоналу допускається залучення персоналу технічних служб.

Складні, нетипові випробування обладнання та виконання пов'язаних з ними оперативних перемикань в умовах, які безпосередньо впливають на режим роботи енергосистеми і енергооб'єднань, повинні виконуватися тільки в денний час.

Перед відключенням ліній електропередачі необхідно виводити, а після включення, вводити АПВ, якщо це не робиться автоматично.

При відключенні повітряних і кабельних ліній тупикового живлення першим рекомендується відключати вимикач з боку навантаження, другим - з боку живлення. Включення слід виконувати в зворотній послідовності.

При відключенні ліній, що відходять від електростанцій, першим, як правило, необхідно відключати вимикач з боку електростанції, другим - з боку енергосистеми. Подавати напругу на лінію потрібно, як правило, з боку енергосистеми.

Відключати навантаження транзитних ліній слід з того боку, де неповнофазне відключення вимикача не приводить до роботи захистів і ПРВВ.



Подавати напругу на лінію необхідно, як правило, з боку установки повітряних вимикачів.

Особа, за розпорядженням якого виконуються перемикання, зобов'язана вказувати, як вмикається або вимикається лінія під навантаженням або напругою.

У схемах з двома вимикачами на приєднання першим необхідно відключати вимикач тієї системи шин, погашення якої, у разі неповнофазного відключення вимикача, може привести до більш тяжких наслідків.

У схемі з трьома вимикачами на два приєднання (полуторна схема), при всіх замкнутих полях, першим слід відключати середній вимикач.

При відключенні одного ланцюга двоколової лінії з відгалуженнями, необхідно перевести живлення відгалужень на лінію, що залишається в роботі. Знімати напругу з лінії потрібно після перевірки відсутності навантаження. Відключення роз'єднувачів або відокремлювачів трансформаторів підстанцій на відгалуженнях допускається виконувати до відключення лінії вимикачами.

Після вимкнення ПЛ досить відключити її лінійні роз'єднувачі. Шинні роз'єднувачі потрібно відключати при необхідності виконання робіт на приєднання.

Включення однією з спарених кабельних ліній повинно виконуватися, як правило, після відключення лінії, яка знаходиться в роботі. Допускається включення або відключення однієї з спарених ліній 6-10 кВ лінійними роз'єднувачами без відключення вимикача з боку живлення при зарядному струмі лінії, що не перевищує допустимий.

## 4.2 Перемикання при виведенні обладнання в ремонт і введення його в роботу після ремонту

4.2.1 Послідовність операцій і перевірочних дій персоналу при виведенні в ремонт системи шин, яка знаходиться в резерві:

- повісити на ключі керування ШСВ плакат "Не включати - працюють люди";

- перевірити на місці вимкнене положення ШСВ і відключити його шинний роз'єднувач від резервної системи шин. При необхідності, відключити шинний роз'єднувач робочої системи шин (з виводом АПВ шин);

- зняти запобіжники або відключити автоматичні вимикачі з боку НН трансформатора напруги резервної системи шин, закрити шафу і повісити плакат "Не включати - працюють люди";

- відключити шинний роз'єднувач трансформатора напруги резервної системи шин;

- перевірити вимкнене положення роз'єднувачів всіх приєднань від системи шин, яка виводиться в ремонт. На приводах відключених роз'єднувачів повісити плакати "Не вмикати - працюють люди";

- перевірити відсутність напруги на шинах, які будуть заземлюватися;

- включити заземлювальні ножі або накласти переносне заземлення у разі відсутності стаціонарних заземлюючих ножів.

4.2.2 Перед введенням в роботу системи шин після ремонту оперативний персонал зобов'язаний оглянути місце робіт, перевірити в якому становищі перебувають шинні роз'єднувачі приєднань, переконатися у відсутності людей і сторонніх предметів на обладнанні.

Послідовність операцій і дій персоналу при введенні в роботу системи шин:

- зняти тимчасове огороження і плакати. Встановити постійну огорожу, якщо його знімали. Зняти плакати з приводів шинних роз'єднувачів;

- зняти переносні заземлення і розмістити їх у місцях зберігання, відключити заземлюючі ножі;

- перевірити опір ізоляції шин мегаомметром (якщо в цьому є необхідність);

- подати оперативний струм захистів ШСВ;

- включити роз'єднувач трансформатора напруги системи шин, яка вводиться в роботу, і встановити запобіжники (включити автоматичні вимикачі) з боку низької напруги;

									Арк.
									57
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.141.242 ПЗ				

- включити роз'єднувачі ШСВ;
- подати оперативний струм на привід ШСВ;
- включити ШСВ і перевірити наявність напруги на системі шин, яка випробується;
- відновити нормальну схему електроустановки.

#### 4.2.3 Послідовність операцій і дій персоналу при виведенні в ремонт секції КРУ власних потреб електростанції:

- перевести споживачів на резервні джерела живлення;
- вивести АВР секції та захист мінімальної напруги;
- відключити і перевірити положення всіх рубильників і автоматів з боку нижчої напруги трансформаторів, які живляться від секції, виведеної в ремонт. На рубильниках і автоматах вивісити плакати "Не вмикати - працюють люди";
- відключити вимикачі приєднань даної секції і на ключах керування вивісити плакати "Не вмикати - працюють люди";
- відключити вимикачі робочого трансформатора, який живить секцію, і на ключах керування вивісити плакати "Не вмикати - працюють люди";
- перевірити вимкнене положення вимикачів і перемістити в ремонтне положення візки вимикачів всіх приєднань, по яких можлива подача напруги до місця робіт (робочого і резервного джерела живлення, секційного вимикача та ін);
- перемістити в ремонтне положення візок - роз'єднувач приєднання секційного вимикача і на двері комірки вивісити плакат "Не включати - працюють люди";
- перемістити в ремонтне положення візок трансформатора напруги і на двері комірки повісити плакат "Не включати - працюють люди". При стаціонарному виконанні трансформатор напруги відключається запобіжниками (рубильниками, автоматами) з боку низької напруги і роз'єднувачем високої напруги.

4.2.4 Перед введенням в роботу секції КРУ після ремонту оперативний персонал зобов'язаний оглянути місце робіт, переконатися у відсутності людей і сторонніх предметів на обладнанні.

Послідовність операцій і дій персоналу при введенні в роботу секції КРУ:

- зняти переносні заземлення і розмістити їх у місцях зберігання, відключити заземлюючі ножі;
- перевірити опір ізоляції шин мегаомметром, якщо це необхідно;
- прибрати тимчасову огорожу робочих місць і плакати. Встановити постійну огорожу (якщо його знімали);
- перевірити наявність запобіжників з боку НН ТН і перемістити його візок в робоче положення (або при стаціонарному виконанні включити роз'єднувач ТН і встановити запобіжники з боку НН ТН);
- при відключеному положенні апарата перемістити в робоче положення візка - роз'єднувачі приєднання секційного вимикача, візок секційного вимикача, візки вимикачів всіх приєднань, які вводяться в роботу і резервного джерела живлення. У робочому положенні візків перевірити правильність їх фіксації в шафах і надійність штепсельних роз'ємів в колах вторинної комутації;
- включити вимикач робочого живлення і по приладах перевірити наявність напруги на шинах секції;
- ввести АВР і захист мінімальної напруги секції;
- включити вимикачі приєднань секції.

4.2.5. Послідовність операцій і дій персоналу при виведенні в ремонт трансформатора 6/0, 4 (3/0, 4) кВ власних потреб електростанцій:

- вивести АВР секції 0,4 кВ;
- включити вимикач і автомати резервного живлення секцій власних потреб 0,4 кВ і по приладах перевірити наявність навантаження на резервному джерелі живлення;

					<i>БР 3.6.141.242 ПЗ</i>	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		59

- відключити автомати 0,4 кВ виведеного в ремонт трансформатора і на ключах керування вивісити плакати "Не вмикати - працюють люди";
- відключити вимикач на стороні 6 (3) кВ трансформатора і на ключі керування повісити плакат "Не включати - працюють люди";
- перевірити положення автоматів 0,4 кВ трансформатора, відключити рубильники і замкнути їх приводи на замок, вивісити плакати "Не вмикати - працюють люди";
- перевірити положення вимикача 6 (3) кВ трансформатора, перемістити візок вимикача в ремонтне положення, замкнути на замок двері шафи і повісити плакат "Не включати - працюють люди";
- перевірити відсутність напруги і встановити заземлення на висновках трансформатора з боку вищої і нижчої напруг.

4.2.6 Включення після ремонту трансформатора 6/0, 4 (3/0, 4) кВ власних потреб електростанції виконується після його закінчення та огляду персоналом місця робіт.

Послідовність операцій і дій персоналу при введенні в роботу трансформатора:

- зняти всі встановлені на приєднання трансформатора заземлення, переносні заземлення розмістити в місцях зберігання;
- перевірити опір ізоляції відключеного трансформатора мегаомметром, якщо це необхідно;
- зняти тимчасове огороження і плакати, встановити постійну огорожу, зняти плакати з приводів і ключів керування комутаційних апаратів;
- перевірити вимкнене положення вимикача трансформатора з боку 6 (3) кВ і перемістити візок вимикача в робоче положення, перевірити правильність його фіксації в корпусі шафи і надійність установки штепсельних роз'ємів ланцюгів вторинної комутації;
- перевірити вимкнене положення автоматів 0,4 кВ і включити рубильники 0,4 кВ;
- включити вимикач 6 (3) кВ і автомати 0,4 кВ трансформатора;

										Арк.
										60
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.141.242 ПЗ					

- по приладах перевірити наявність навантаження на трансформаторі;
- відключити автомати 0,4 кВ і вимикач 6 (3) кВ резервного джерела живлення;

- ввести АВР секції.

4.2.7 Послідовність операцій і дій персоналу при виведенні в ремонт трансформатора Т-1 на двотрансформаторній підстанції:

- уточнити величину навантаження трансформатора Т-2;
- перевести живлення власних потреб підстанції з трансформатора ТСН1 на трансформатор ТСН2 (відключити автомат АВ1, при цьому повинен включитися автомат АВ1-2);

- відключити рубильник РБ1 трансформатора ТСН1, замкнути рукоятку рубильника на замок, повісити плакат "Не включати - працюють люди";

- перевірити відсутність замикання на землю в мережі 35 кВ, відключити роз'єднувач Р1 ДГР і включити Р2 ДГР;

- переключити АРКТ трансформаторів Т-1 і Т-2 з автоматичного на місцеве управління;

- перевести РПН трансформатора Т-1 в положення, однакове з РПН трансформатора Т-2;

- вивести АВР секційного вимикача СВ 10 кВ, включити його і перевірити наявність на ньому навантаження, вимкнути вимикач В1;

- включити секційний вимикач СВ 35 кВ та перевірити наявність на ньому навантаження, вимкнути вимикач В3;

- перевірити значення навантаження на трансформаторі Т-2;

- на ключах керування вимикачів В1, В3 повісити плакати "Не вмикати - працюють люди";

- переключити АРКТ трансформатора Т-2 з місцевого на автоматичне управління;

- перевести РПН трансформатора Т-1 в положення, яке відповідає режиму його номінального збудження (або недозбудженням);

- включити заземлюючий роз'єднувач в нейтралі трансформатора Т-1;

									Арк.
									61
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата					

БР 3.6.141.242 ПЗ

- дистанційно відключити відокремлювач ОД1 трансформатора Т-1, перевірити повнофазність відключення ножів відокремлювача, замкнути на замок привід відокремлювача і на приводі вивісити плакат "Не включати - працюють люди";

- перевірити вимкнене положення вимикача В1 трансформатора Т-1, перемістити візок вимикача В1 в ремонтне положення, повісити плакат "Не включати - працюють люди";

- перевірити вимкнене положення вимикача В3 трансформатора Т-1;

- відключити роз'єднувач РТ1, замкнути на замок привід роз'єднувача і повісити на ньому плакат "Не включати - працюють люди";

- відключити роз'єднувач 10кВ ТСН-1;

- вивести газову і технологічну захисту трансформатора Т-1;

- перевірити відсутність напруги, включити заземлюючі ножі з трьох сторін Т-1 і, залежно від характеру робіт, накласти переносні заземлення з боку вищої, середньої і нижчої напруг трансформатора Т-1, а також на висновках трансформатора власних потреб ТСН1.

					<i>БР 3.6.141.242 ПЗ</i>	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		62

## ВИСНОВОК

Результатом виконання бакалаврської роботи є розроблена схема електропостачання мережі, а також розрахунок, аналіз та вибір необхідного обладнання на підстанціях живлення споживачів.

Під час виконання роботи було використано найбільш точні та сучасні методи розрахунків, враховуючи вимоги, що висуваються до проектування електричних мереж.

Було проведено аналіз двох схем і за техніко-економічними показниками вибрана одна із них. Обрана схема є найпростішою і в той же час задовольняє пред'явленим до неї вимогам надійності в відповідності з категорією приєднаних споживачів, забезпечення електричної енергії у споживачів в відповідності з ДСТУ; зручності експлуатації і можливості подальшого розвитку мережі, економічності та безпеки.

По заданим навантаженням споживачів було визначено потужності трансформаторів та підібрані відповідні марки.

Після розрахунку попереднього розподілу навантаження, було обрано проводи повітряних ліній й перевірка їх за нагрівом. Вибрані перерізи задовольняють умовам за нагрівом у після аварійному режимі, тобто, після виходу з ладу однієї з ліній, пропускна здатність тих ліній, що залишилися в роботі, дозволяє здійснити електропостачання всіх підключених до неї споживачів.

Визначення напруги на шинах споживачів всіх підстанцій для режиму найбільших навантажень, показало, що отримані результати перебувають у допустимих значеннях.

					БР 3.6.141.242 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		63



## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Сегеда М.С. Электричні мережі та системи: Підручник. Друге в-ння. – Львів: Вид-во Національного ун-ту "Львівська політехніка", 2009. – 488 с.
2. Лебединський І. Л., Петровський М. В., Романовський В. І., Волохін В. В. Методичні вказівки і завдання до виконання курсового проекту на тему "Розроблення проекту районної електричної мережі" – Суми: Сумський державний університет, 2015. – 37 с.
3. Муриков Д.В., Лебединський І.Л., Василега П.О. Програма курсу, контрольні завдання і методичні вказівки до виконання курсового проекту «Електрична частина станцій та підстанцій» - Суми: Вид-во СумДУ, 2006.- 38 с.
4. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для сред. проф. образования. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 448 с.
5. Офіційний сайт "Енергетика" [Електронний ресурс]/. - Електрон. журн. - Режим доступу: <https://forca.ru>.
6. Офіційний сайт " Торговий дом «ЭЛВО-Украина» " [Електронний ресурс]/. - Електрон. журн. - Режим доступу:  
<http://elvo-ukraine.com.ua/razediniteli-naruzhnoj-ustanovki-serii-rg>
7. ГОСТ 15176-89. Шины алюмінієві електротехнічні пресовані.
8. ПУЕ-2017. Правила улаштування електроустановок. – Київ: Міненерговугілля України, 2017. – 617 с.
9. Наказ України «Про затвердження Правил виконання оперативних перемикачів в електроустановках»//Міністерство юстиції України. –2018. –№77.
10. Офіційний сайт "Онлайн Электрик" [Електронний ресурс]/Електрон. журн. - Режим доступу: <https://online-electric.ru>
11. Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. – Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2013. – 533 с

					БР 3.6.141.242 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		64