

Східноукраїнський національний університет імені Володимира Даля

(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет Інженерії

Кафедра Електричної інженерії

Ступінь вищої освіти бакалавр

Галузь знань 14 Електрична інженерія  
(шифр і назва)

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
(шифр і назва)

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

**завідувач кафедри ЕІ**

доц. Руднев Є. С.

"        "        2023 року

**З А В Д А Н Н Я**

**НА ДИПЛОМНИЙ ПРОЕКТ СТУДЕНТУ**

Сірик Микиті Сергійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту Проектування та розрахунок режимів роботи електричної мережі сумарною активною потужністю 18 МВт

керівник проекту Брошко Ростислав Миколайович, к.т.н.  
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом вищого навчального закладу від " 16 " 05 2023 року  
№ 267/15.23-С

2. Строк подання студентом проекту 15.06.2023р.

**3. Вихідні данні до проекту.**

3.1. Географічне розташування джерела і вузлів навантаження на плані місцевості. Координати (X, Y) джерела живлення і пунктів споживання електроенергії щодо умовного початку координат. Джерелом живлення є електростанція з розподільними пристроями напругою 35 кВ.

№ варіанта	Координати X (мм), Y(мм) розташування джерела живлення і підстанцій споживачів									
	Джерело живлення (ДЖ),		Пункт споживання №1		Пункт споживання №2		Пункт споживання №3		Пункт споживання №4	
	$X_A$	$Y_A$	$X_1$	$Y_1$	$X_2$	$Y_2$	$X_3$	$Y_3$	$X_4$	$Y_4$
	114	152	128	190	167	194	176	238	97	130

Масштаб ситуаційного плану, (М)..... 1 км/мм

### 3.2. Навантаження споживачів у максимальному режимі

№ варіанта	Тривалість використання максимального навантаження ділянок мережі, годин/рік	Максимальні навантаження P (Мвт) и $\cos\varphi$ (о.е.) споживачів							
		Пункт споживання №1		Пункт споживання №2		Пункт споживання №3		Пункт споживання №4	
		$P_1$	$\cos\varphi_1$	$P_2$	$\cos\varphi_2$	$P_3$	$\cos\varphi_3$	$P_4$	$\cos\varphi_4$
	8820	4	0,823	3	0,849	6	0,890	5	0,91

3.3. Тариф на електроенергію ( $b_c$ )..... 1,8 грн/кВт

### 3.4. Галузь промисловості переважного навантаження у вузлі і його категорія надійності. Значення напруги вторинної мережі $U_{нн}$ . Район по ожеледі.

№ варіанта	Найменування вузла	Галузь	Вторинна номінальна напруга $U_{нн}$ , кВ	Категорія надійності	Район по ожеледі
	1	Машинобудування	10	II	II
	2	Лкгка промисловість	6	I	
	3	Машинобудування	10	I	
	4	Машинобудування	10	I	

### 4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які підлягають розробці)

- 4.1. Розробка варіантів схем електропостачання вузлів навантаження і вибір найбільш економічного за умовами мінімуму зведених затрат.
- 4.2. Вибір раціонального рівня напруги у схемі електропостачання.
- 4.3. Розрахунок режимів максимального навантаження і післяаварійних.
- 4.4. Регулювання напруги у мережі.
5. Перелік графічного матеріалу (з точним визначенням обов'язкових креслень).
1. Принципова схема електропостачання (один лист формату А3).

#### 6. Консультанти розділів проекту

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Спецрозділи	доц. Брошко Р.М.		
Охорона праці	доц. Руднев Є. С.		

#### 7. Календарний план виконання проекту

№	Назва етапів курсового проекту (роботи)	Строк виконання етапів проекту (роботи)	Розділи проекту
1	ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ. Коротка характеристика споживачів району. Визначення сумарного розрахункового навантаження району. Обґрунтування необхідності і вибір місця спорудження вузлової підстанції. Розробка варіантів схем електропостачання споживачів район. Попереднє порівняння варіантів за натуральними показниками		
2	РОЗРАХУНОК ТЕХНІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ. Наближений розрахунок потужностей і вибір номінальної напруги. Розрахунок перерізів проводів. Перевірка проводів за умов нагрівання. Розрахунок параметрів ліній. Перевірка схем за допустимою втратою напруги. Вибір трансформаторів на підстанціях споживачів. Розрахунок втрат потужності і електроенергії.		

3	КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ. Вибір компенсаційних пристроїв. Структурна схема електричної мережі. Аналіз роботи ділянки мережі зі сторони високої напруги.		
4	РОЗРАХУНОК ОСНОВНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ. Режим максимального навантаження. Післяаварійний режим.		
5	РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ		
6	СПЕЦІАЛЬНИЙ РОЗДІЛ		
7	ОХОРОНА ПРАЦІ		
8	Графічна частина		
9	Оформлення проекту		
10	Захист проекту		

Дата видачі завдання 8 травня 2023 р.

**Студент**

\_\_\_\_\_

( підпис )

**Сірик М.С**

\_\_\_\_\_

(прізвище та ініціали)

**Керівник проекту**

\_\_\_\_\_

( підпис )

**Брожко Р.М**

\_\_\_\_\_

(прізвище та ініціали)

## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка містить 112 стор., 40 рис., 20 табл., 15 бібл. найм.

Обґрунтована доцільна конфігурація мережі. Вибрані номінальні напруги, перерізи проводів ліній електропередач на всіх ділянках проектованої мережі. Визначена потужність трансформаторів підстанцій. Вибрані компенсуючі і регулюючі пристрої і місця їхнього розташування. Найбільш вигідне рішення знаходилось на основі техніко-економічного порівняння ряду варіантів.

**Ключові слова:** електрична мережа, розрахунок, схеми, трансформатор, перерізи проводів, економічний варіант, способи регулювання напруги

## ЗМІСТ

	Стор.
ВСТУП.....	7
1 ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	10
1.1 Коротка характеристика споживачів району.....	10
1.2 Визначення сумарного розрахункового навантаження району.....	11
1.3 Обґрунтування необхідності і вибір місця спорудження вузлової підстанції.....	12
1.4 Розробка варіантів схем електропостачання споживачів району.....	17
2 РОЗРАХУНОК ТЕХНІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ.....	24
2.1 Наближений розрахунок потужностей і вибір номінальної напруги	24
2.2 Розрахунок перерізів проводів.....	31
2.3 Перевірка проводів за умов нагрівання.....	35
2.4 Розрахунок параметрів ліній.....	38
2.5 Перевірка схем за допустимою втратою напруги.....	39
2.6 Вибір трансформаторів на підстанціях споживачів.....	43
2.7 Розрахунок втрат потужності і електроенергії.....	47
3 КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ.....	53
3.1 Вибір компенсаційних пристроїв.....	53
3.2 Схема ділянки мережі.....	56
4 РОЗРАХУНОК ОСНОВНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ.....	57
4.1 Режим максимального навантаження.....	57
4.2 Післяаварійний режим.....	73
5 РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ.....	77
6 СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА.....	83
7 ОХОРОНА ПРАЦІ.....	101
ВИСНОВКИ.....	109
СПИСОК ДЖЕРЕЛ.....	110
ДОДАТОК А.....	112

## ВСТУП

Основним завданням електроенергетики є надійне і якісне електропостачання споживачів електроенергії як на існуючому часовому етапі, так і в перспективі. Визначення перспективних потреб в максимальній потужності і електроенергії є завданням прогнозування розвитку електроенергетики як галузі народного господарства з метою задоволення зазначених потреб.

Завдання прогнозування і планування розвитку електроенергетичних систем, в тому числі завдання проектування розвитку електричних мереж, відносяться до класу багатокритеріальних задач.

Схеми електричних мереж повинні забезпечити необхідну надійність електропостачання, необхідну якість енергії у споживачів, можливість подальшого розвитку мережі і підключення нових споживачів, зручність і безпеку експлуатації. При розробці схем розвитку електричних мереж повинні бути враховані екологічні та соціальні фактори. Вимоги щодо задоволення різних критеріїв зазвичай суперечливі. Так, підвищення живучості та надійності схем електропостачання споживачів зазвичай пов'язане зі збільшенням капітальних вкладень і експлуатаційних витрат в мережі.

У зв'язку з зазначеними обставинами в проектній практиці всі критерії, за винятком економічного, враховуються в формі обмежень і тому завдання проектування розвитку електричних мереж зводиться до прийняття рішення за одним економічним критерієм.

Завдання вибору оптимальної конфігурації електричної мережі навіть за одним економічним критерієм практично не може бути вирішена в зв'язку з незручними для оптимізації властивостями економічного функціоналу (динамічний характер, наявність безлічі екстремумів, нелінійність, дискретність). В цих умовах задача оптимізації конфігурації електричної

мережі за економічним критерієм замінюється рішенням завдання порівняння по техніко-економічній ефективності деякої сукупності варіантів.

При розробці варіантів розвитку в першу чергу розглядаються конфігурації типових схем, що включають розімкнуті радіальні і розгалужені схеми, схеми з двостороннім живленням і кільцеві, складнозамкнуті схеми. У техніко-економічному порівнянні варіантів розвитку мережі беруть участь тільки такі варіанти схем мереж, в яких споживачі забезпечуються електроенергією необхідної якості при заданому ступеню надійності, тобто допустимі за технічними вимогами варіанти.

В проектній практиці для побудови раціональної конфігурації мережі приймають поваріантний метод, при якому для заданого розташування споживачів намічаються кілька варіантів і з них на основі техніко-економічного порівняння вибирається кращий. Цей варіант повинен володіти необхідною надійністю, економічністю і гнучкістю. Намічені варіанти не повинні бути випадковими. Кожен варіант повинен мати провідну ідею побудови схеми, наприклад на кожному наступному ділянці потік електроенергії повинен бути спрямований від джерела.

При розробці конкурентоспроможних варіантів конфігурації мережі слід по можливості дотримуватися наступних принципів оптимальності.

1. Мережа повинна бути якомога коротше географічно, це покращує показники варіантів розвитку мережі за економічним і екологічним критерієм проектування.

2. Електричний шлях від джерел до споживачів доцільно робити якомога коротше, що знижує втрати електроенергії в мережі і покращує показники варіантів за економічним критерієм. При цьому потрібно пам'ятати, що електричний шлях скорочується (збільшується) при збільшенні (зменшенні) числа паралельних ланцюгів ліній електропередачі.

3. Існуюча мережа повинна бути завантажена. При неможливості посилення існуючих ліній тим же перетином проведення потрібна заміна перетинів проводів на всіх паралельних лініях, включаючи існуючу лінію.



4. Варіанти розвитку електричної мережі повинні задовольняти критеріям надійності електропостачання споживачів.

Електроенергія є найбільш універсальним видом енергії. Широке застосування електроенергії у всіх галузях промисловості пояснюється відносною простотою її виробництва, передачі, розподілу між споживачами і легкістю перетворення в інші види енергії. Розвиток електроенергетики в нашій країні йде по шляху створення великих енергосистем і централізованої вироблення електроенергії на базі великих теплових (в тому числі атомних) і гідравлічних станцій, що найбільш ефективно в техніко-економічному відношенні. Потужність енергосистем безперервно зростає, і ця тенденція розвитку енергетики буде зберігатися і в майбутньому.

# РОЗДІЛ 1

## ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

### 1.1 Коротка характеристика споживачів району

Розрахунок потужностей ведеться у комплексній формі, для чого потужності споживачів треба виразити у комплексній формі.

Виконаємо розрахунки для пункту споживання №1. Споживана повна потужність у максимальному режимі, МВА

$$S_1 = \frac{P_1}{\cos \varphi_1} = 4/0,823 = 4,9. \quad (1.1)$$

Реактивна споживана потужність у максимальному режимі визначемо із трикутника потужностей, МВАр

$$Q_1 = \sqrt{S_1^2 - P_1^2} = (4,9^2 - 4^2)^{0,5} = 2,8. \quad (1.2)$$

Зведення про вузли навантаження вибираються з вихідних даних, розраховуються і заносяться в табл.1.1

Таблиця 1.1 – Відомості про вузли навантаження

Найменування вузла	Навантаження у максимальному режимі, $P + jQ$ , МВА			Галузь промисловості	Вторична номінальна напруга $U_{нн}$ , кВ	Категорія надійності
1	4	+j	2,8	Машинобудування	10	II
2	3	+j	1,9	Легка промисловість	6	I
3	6	+j	3,1	Машинобудування	10	I
4	5	+j	2,3	Машинобудування	10	I

## 1.2. Визначення сумарного розрахункового навантаження району

Як розрахункові навантаження на цьому етапі проектування приймаються максимальні навантаження, зазначені в завданні на курсовий проект, що приведені з урахуванням росту електроспоживання на перспективу в 5 років.

Сумарні активне  $P_p$  і реактивне  $Q_p$  розрахункові навантаження району визначаються таким чином.

Розраховується сума активних максимальних навантажень, МВт:

$$\sum_{i=1}^n P_i = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 = 4 + 3 + 6 + 5 = 18,00. \quad (1.3)$$

Розраховується сума реактивних максимальних навантажень, МВАр:

$$\sum_{i=1}^n Q_i = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 = 2,8 + 1,9 + 3,1 + 2,3 = 10,10. \quad (1.4)$$

Повне максимальне навантаження району, МВА

$$S_{\Sigma} = \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n P_i\right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n Q_i\right)^2} = (18,00^2 + 10,10^2)^{0,5} = 20,64. \quad (1.5)$$

Розраховуються втрати активної  $\Delta P$  і реактивної  $\Delta Q$  потужності в лініях районної мережі і трансформаторах підстанцій споживачів. До вибору ліній і трансформаторів втрати потужності можуть бути прийняті рівними середньостатистичним значенням: для активних втрат у лініях 3%, у трансформаторах 2% від переданої повної потужності, МВт:

$$\Delta P = 0,03 \cdot \sum_{i=1}^n P_i + 0,02 \cdot S_{\Sigma} = 0,03 \cdot 18,00 + 0,02 \cdot 20,64 = 0,95. \quad (1.6)$$

для реактивних втрат у лініях 5%, у трансформаторах 10% від переданої повної потужності, МВА:

$$\Delta Q = 0,05 \cdot \sum_{i=1}^n Q_i + 0,1 \cdot S_{\Sigma} = 0,05 \cdot 10,10 + 0,1 \cdot 20,64 = 2,57. \quad (1.7)$$

Сумарне активне  $P_p$  розрахункове навантаження району, МВт

$$P_p = k_{\text{у.м.}} \cdot \sum_{i=1}^n P_i + \Delta P = k_{\text{у.м.}} \cdot P_{\Sigma} + \Delta P = 0,95 \cdot 18,00 + 0,95 = 18,05. \quad (1.8)$$

Сумарні реактивне  $Q_p$  розрахункові навантаження району, МВАр

$$Q_p = k_{\text{у.м.}} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i + \Delta Q = k_{\text{у.м.}} \cdot Q_{\Sigma} + \Delta Q = 0,95 \cdot 10,10 + 2,57 = 12,17. \quad (1.9)$$

де  $k_{\text{у.м.}}$  – коефіцієнт участі споживачів у створенні максимуму навантаження енергосистеми, прийнятий для районних підстанцій рівним 0,9 – 0,95.

Сумарне повне розрахункове навантаження району, МВА

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = (18,05^2 + 12,17^2)^{0,5} = 21,77. \quad (1.10)$$

### **1.3. Обґрунтування необхідності і вибір місця спорудження вузлової підстанції**

Установлюється доцільність живлення більшості чи всіх споживачів району від вузлової підстанції (ВП), що одержує, у свою чергу, електроенергію від джерела живлення (ДЖ).

Місце спорудження вузлової підстанції ВП рекомендується вибирати в центрі електричних навантажень (ЦН) [1], з координатами  $X_0$  і  $Y_0$  :

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot X_i}{\sum_{i=1}^m P_i}; \quad Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^m P_i}, \quad (1.10)$$

де  $P_i$  – активна потужність вузлів навантаження ВН, МВт ;

$X_i, Y_i$  – координати розташування вузлів на ситуаційному плані, мм.

Координати центру електричних навантажень ЦН,  $i$  вузлів (пунктів) навантаження указуються на рис. 1.1.

Вузлову підстанцію ВП доцільно споруджувати, якщо виконується умова:

$$\frac{L_{дж-цн}}{L_{сз}} \geq 3 \quad (1.11)$$

де  $L_{дж-цн}$  - відстань від джерела живлення до центра електричних навантажень ЦН (виміряється лінійкою на ситуаційному плані, або розраховується аналітично);

$L_{сз}$  - середньозважена відстань від ЦН до вузлів навантаження.

Значення  $L_{сз}$  може бути розраховане по формулі:

$$L_{сз} = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot l_{i-цн}}{\sum_{i=1}^m P_i}, \quad (1.12)$$

де  $P_i$  – активна потужність вузлів навантаження ВН, МВт ;

$l_{i-цн}$  – відстань від  $i$ -го вузла навантаження ВН до центра електричних навантажень ЦН у мм (виміряється лінійкою на ситуаційному плані, або розраховується аналітично).

Розрахунки доцільно занести в табл.1.2.

Таблиця 1.2 – Розрахунок місця розташування ВП

Найменування ПС	$P$ ,	$X$ ,	$P \times X$ ,	$Y$ ,	$P \times Y$ ,	$L_{псі-цн}$	$P \times l_{пс-тцн}$ ,
	МВт	мм	МВт·мм	мм	МВт·мм	мм	МВт·мм
1	4	128	512	190	760	14	56
2	3	167	501	194	582	25	75
3	6	176	1056	238	1428	59	354
4	5	97	485	130	650	75	375
Разом	18,00	-	2554	-	3420	-	860

Координати центра електричних навантажень (ЦН)  $X_0$  і  $Y_0$ :

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot X_i}{\sum_{i=1}^m P_i} = 2554/18,00 = 142 \text{ мм.} \quad (1.13)$$

$$Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^m P_i} = 3420/18,00 = 190 \text{ мм.} \quad (1.14)$$

Координати розташування підстанцій, джерела живлення і центра електричних навантажень (ЦН) приведені у табл.1.3 для автоматичної побудови на ситуаційному плані за допомогою “Ехсел”

Таблиця 1.3 – Координати розташування об'єктів

Найменування підстанції і координат Розташування на місцевості	X, мм	Y, мм
Джерело живлення (ДЖ), $(X_A, Y_A)$	114	152
Пункт споживання №1, $(X_1, Y_1)$	128	190
Пункт споживання №2, $(X_2, Y_2)$	167	194
Пункт споживання №3, $(X_3, Y_3)$	176	238
Пункт споживання №4, $(X_4, Y_4)$	97	130
Центр електричних навантажень (ЦН), $(X_0, Y_0)$	142	190

Географічне розташування джерела живлення (пункт А), вузлів навантаження (пункти 1,2,3,4) і центра електричних навантажень ( пункт ЦН) на плані місцевості приведено на рис.1.1. Масштаб - 1 км/мм.

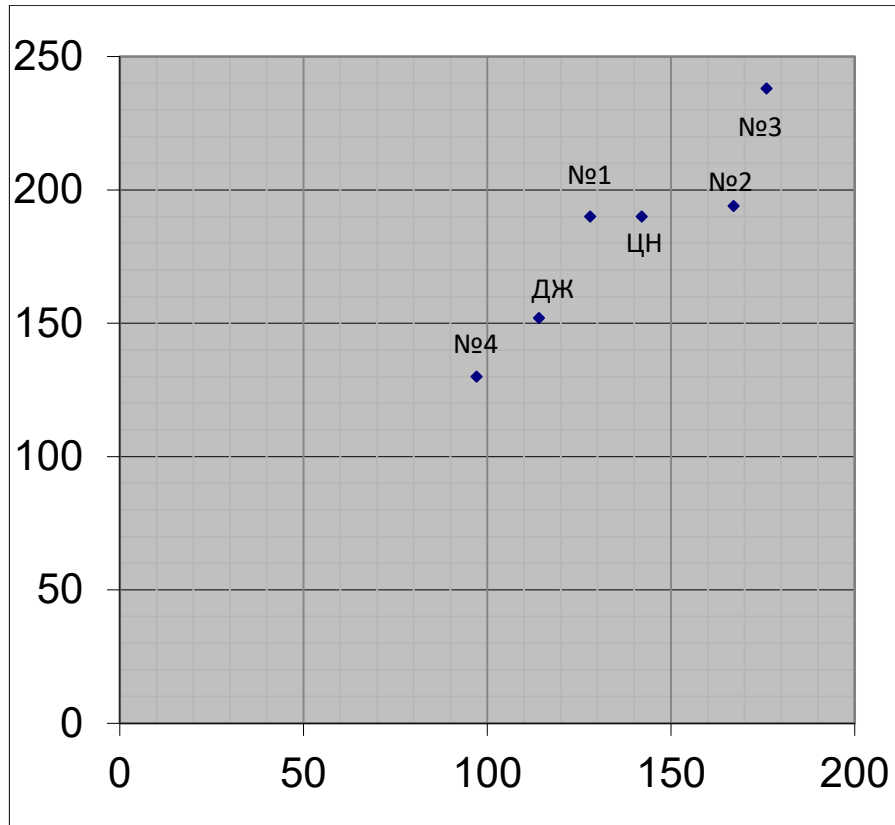


Рисунок 1.1 – План розташування на місцевості споживачів (1-4), джерела електроенергії А(ДЖ) і центра навантаження (ЦН).

Відстань на плані від джерела живлення до центра електричних навантажень ТЦН, розраховуємо аналітично, мм,

$$L_{дж-цн} = \sqrt{(X_A - X_0)^2 + (Y_A - Y_0)^2} = ((114-142)^2 + (152-190)^2)^{0.5} = 47. \quad (1.15)$$

Відстань від пункту споживання №1 до центра електричних навантажень ТЦН розраховуємо аналітично, мм:

$$L_{nc1-цн} = \sqrt{(X_1 - X_0)^2 + (Y_1 - Y_0)^2} = ((128-142)^2 + (190-190)^2)^{0.5} = 14. \quad (1.16)$$

Результати розрахунку відстаней від пунктів споживання №2 ( $L_{nc2-цн}$ ), №3 ( $L_{nc3-цн}$ ), №4 ( $L_{nc4-цн}$ ) до центра електричних навантажень ЦН приведені в табл. 1.2.

Середньозважена відстань від центра електричних навантажень ЦН до вузлів навантаження, мм,

$$L_{с.в.} = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot l_{i-тцн}}{\sum_{i=1}^m P_i} = 860/18,00=48. \quad (1.17)$$

Розраховуємо умову (1.1)

$$\frac{L_{дж-цн}}{L_{с.в.}} = 47/48=0,98, \quad (1.18)$$

Якщо умова  $\frac{L_{дж-тцн}}{L_{с.в.}} \geq 3$ , виконується, то вузлову підстанцію ВП

доцільно споруджувати. С метою зменшення капіталовкладень у систему зовнішнього електропостачання, вузлову підстанцію ВП сполучають з найближчої до теоретичного центра навантажень підстанцією. У данному проєкті ця умова не виконується, тому вузлову підстанцію ВП не споруджуємо.

Розрахуємо усі можливі відстані між пунктами (А, 1, 2, 3, 4) на місцевості. Відстань між джерелом живлення А і пунктом споживання №1 (підстанцією №1) на місцевості

$$l_{A1} = \left( \sqrt{(X_A - X_1)^2 + (Y_A - Y_1)^2} \right) \cdot M = [(114-128)^2 + (152-190)^2]^{0,5} \cdot 1 = 40 \text{ км.} \quad (1.19)$$

де  $M$  - масштаб на ситуаційному плані, км/мм

Результати розрахунку приведені у табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Відстань між пунктами на місцевості, км

$l_{A1}$	$l_{A2}$	$l_{A3}$	$l_{A4}$	$l_{12}$	$l_{13}$	$l_{14}$	$l_{23}$	$l_{24}$	$l_{34}$
40	68	106	28	39	68	68	45	95	134



## **1.4. Розробка варіантів схем електропостачання споживачів району**

1.4.1. Основні вимоги до схеми мережі. Схеми електричних мереж повинні з найменшими затратами забезпечувати необхідну надійність електропостачання, необхідне якість електроенергії, що відпускається, зручність і безпеку експлуатації, можливість подальшого розвитку мережі і підключення нових споживачів.

Абсолютно безперебійне електропостачання споживачів здійснити практично неможливо. При будь-якій кількості резервних ліній можливі перерви живлення. Додаткові затрати на резервування можуть значно підвищити собівартість електроенергії, що відпускається споживачу.

Мінімально необхідне резервування визначається категорією надійності електроприймачів. Електропостачання споживачів I категорії повинне забезпечуватися двома незалежними джерелами з обов'язковим використанням автоматичного включення резерва АВР.

Електроприймачи II категорії також рекомендується забезпечувати електроенергією від двох незалежних, що взаємно резервують джерела живлення ДЖ. Для них допустима перерва в електропостачанні на час включення резервного живлення черговим чи персоналом виїзної оперативної бригади.

У проектній практиці для побудови раціональної конфігурації мережі застосовують поваріантний метод, при якому для заданого розташування споживачів намічається кілька варіантів і з них на основі техніко-економічного порівняння вибирається кращий. За умовами надійності в одну електрически зв'язану мережу допускається поєднувати 6 - 3 споживача напругою 35 - 220 кВ (менше число відноситься до вищої напруги).

Для забезпечення необхідної надійності електропостачання районів з переважними навантаженнями I і II категорії можна використовувати розімкнуті резервовані мережі (радіальні, магістральні, магістральні з

відгалуженнями, у тому числі, найкоротші мережі) чи прості замкнуті мережі (із двостороннім живленням чи кільцеві). Приклад конфігурацій мережі приведений на рис. 1.2, на якому під центром живлення (ЦЖ) розуміється або джерело живлення, або вузлова підстанція.

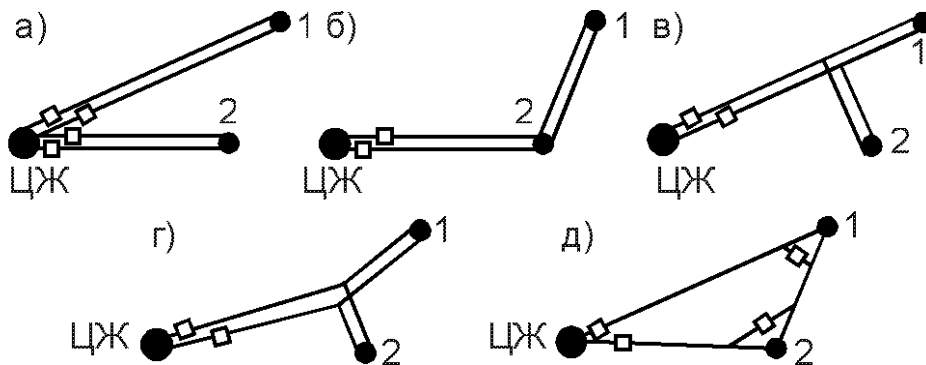


Рисунок 1.2 – Можливі схеми живлення споживачів: радіальна (а), магістральна (б), магістральна з відгалуженням (в), найкоротша (г), кільцева (д)

Слід зазначити, що ЛЕП, що виконані на дволанцюгових опорах, не забезпечують необхідної надійності електропостачання споживачів I категорії в умовах IV і особливого району по ожеледі, тому що при ушкодженні можлива повна перерва в живленні. Тому ЛЕП для живлення таких споживачів виконують на одноланцюгових опорах.

Схема мережі в значній мірі впливає на вибір схеми розподільного пристрою РП споживчих підстанцій. Для підстанцій, що живлюються по замкнутих схемах мережі, для розподільного пристрою РП приймається схема “місток”:

- с вимикачами в ланцюгах трансформаторів (чи ліній), якщо проектувана мережа знаходиться в IV чи особливому районі по ожеледі;

- с віддільниками і короткозамикачами в ланцюгах трансформаторів (за бажанням замовника з вимикачами) в інших районах по ожеледі.

У радіальних і магістральних мережах розподільні пристрої РП споживчих підстанцій виконуються за схемою “блок лінія-трансформатор” з вимикачами чи віддільниками і короткозамикачами в ланцюгах трансформаторів у залежності від району по ожеледі.

Для пошуку найбільш економічного рішення необхідно скласти ряд технічно реалізованих варіантів схем мережі, що відрізняються як по технічним, так і за економічними показниками, які задовольняють викладеним вище основним вимогам.

При розробці схем електропостачання електричної мережі варто прагнути передавати енергію до споживача по найбільш короткому шляху. Для скорочення кількості варіантів споживачі варто розділити на кілька груп, виходячи з їхнього взаємного розташування відносно вузлової підстанції ВП. Кожна група повинна розглядатися поза зв'язком з іншими групами. Це дозволяє для кожної групи намітити обмежену кількість варіантів схем і застосувати найбільш прості і надійні схеми, що вимагають для функціонування мережі найменшої кількості ліній і електроустаткування підстанцій (див. рис.1.2).

Якщо який небудь вузол навантаження, що розташований поблизу ЛЕП, з'єднує джерело живлення ДЖ з вузловою підстанцією ВП, то його варто виділити в окрему групу і заживити або відгалуженням від цієї ЛЕП, або ЛЕП зовнішнього електропостачання виконати за магістральною схемою (аналогічно рис. 1.2 б чи в).

Усі намічені варіанти схем електропостачання споживачів по кожній групі приводяться на відповідних рисунках.

1.4.2. Попереднє порівняння варіантів за натуральними показниками. До натуральних показників відносять сумарна довжину ліній електропередачі і кількість вимикачів.

Довжини ділянок визначаються з урахуванням непрямолінійності трас (дійсна довжина ділянки приймається на 5 – 15% більше довжини, обмірюваної по прямої лінії на плані району):

$$l_{\partial il} = (1,05 - 1,15)ml_i, \quad (1.20)$$

де  $m$  – прийнятий масштаб, км/мм;

$l_i$  – довжина  $i$ -ої ділянки на плані, мм.

Довжина ділянки між джерелом живлення ДЖ і підстанцією №1, км,

$$l_{\partial il \partial 1} = 1,1ml_{\partial 1} = 1,1 \cdot 1 \cdot 40 = 44,0.$$

Сумарна довжина ЛЕП у варіанті розраховується по формулі, км,:

$$L_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n l_{\text{діл } i} \cdot k_{\partial il i}, \quad (1.21)$$

де  $k_{\partial il i}$  – коефіцієнт, що враховує конструктивний тип опор ЛЕП і кількість ліній електропередач на ділянці траси (є еквівалентом різної вартості одноланцюгових і двохланцюгових ЛЕП).

Для кільцевих схем електропостачання застосовуються одноланцюгові опори, тому  $k_{\text{діл}} = 1$ . В магістральних схемах при живленні тільки споживачів II категорії надійності використовуються двохланцюгові опори ( $k_{\text{діл}} = 1,6$ ), а при живленні споживачів тільки I категорії, або одночасно I і II категорій ЛЕП виконуються на одноланцюгових опорах, але дві лінії ( $k_{\text{діл}} = 2$ ). При порівнянні варіантів за натуральними показниками приймається, що вартість одного вимикача в 3 рази більше вартості одного кілометра ЛЕП. Тоді еквівалентна довжина ЛЕП ( $L_{\text{екв}}$ ) по варіанту електропостачання обчислюється, км,

$$L_{екв} = L_{\Sigma} + 3n_{\epsilon}, \quad (1.22)$$

де  $n_{\epsilon}$  – кількість вимикачів у варіанті електропостачання.

Варіанти схем, що аналізуються, приведені на рис.1.3-1.6.

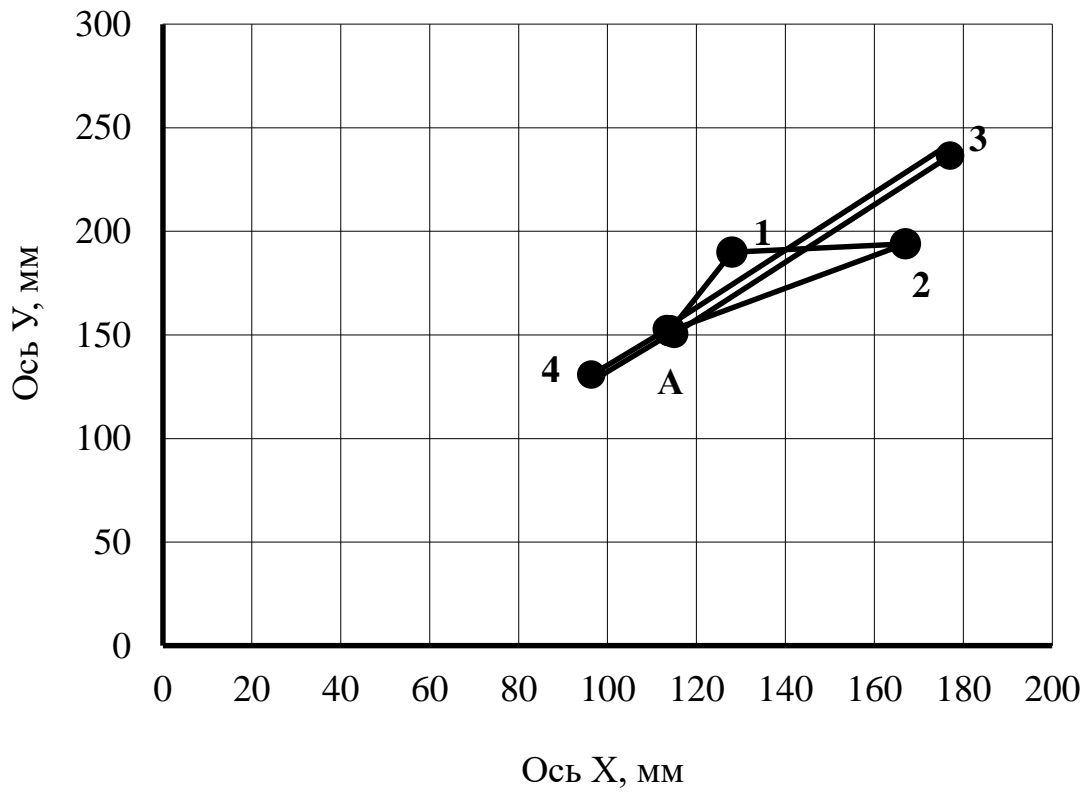


Рисунок 1.3 – Варіант “а”

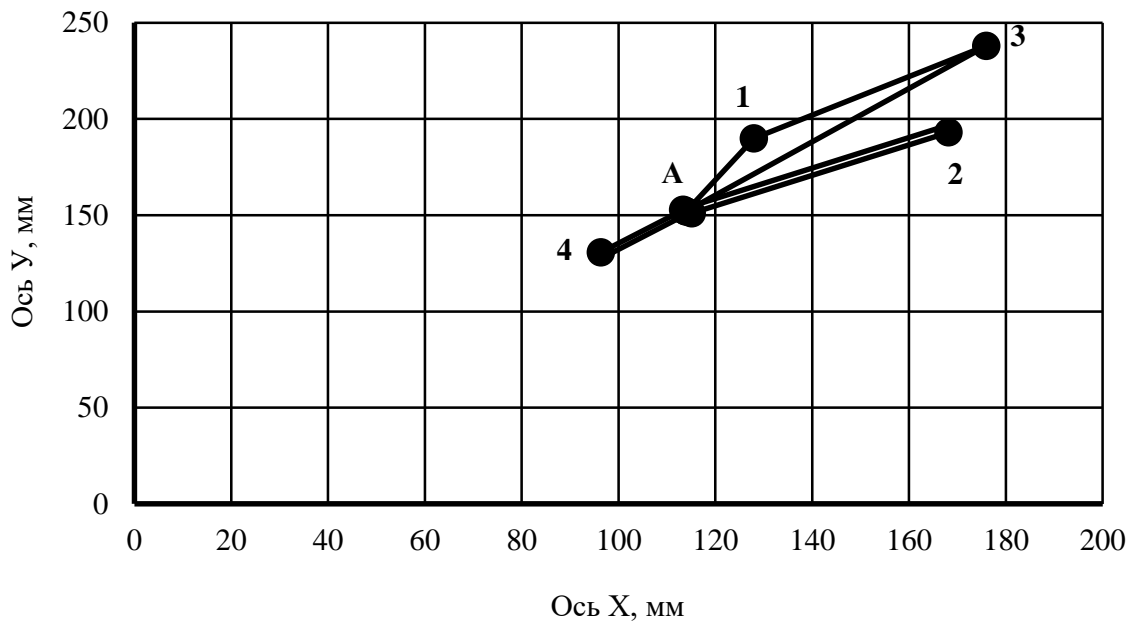


Рисунок 1.4 – Варіант “б”

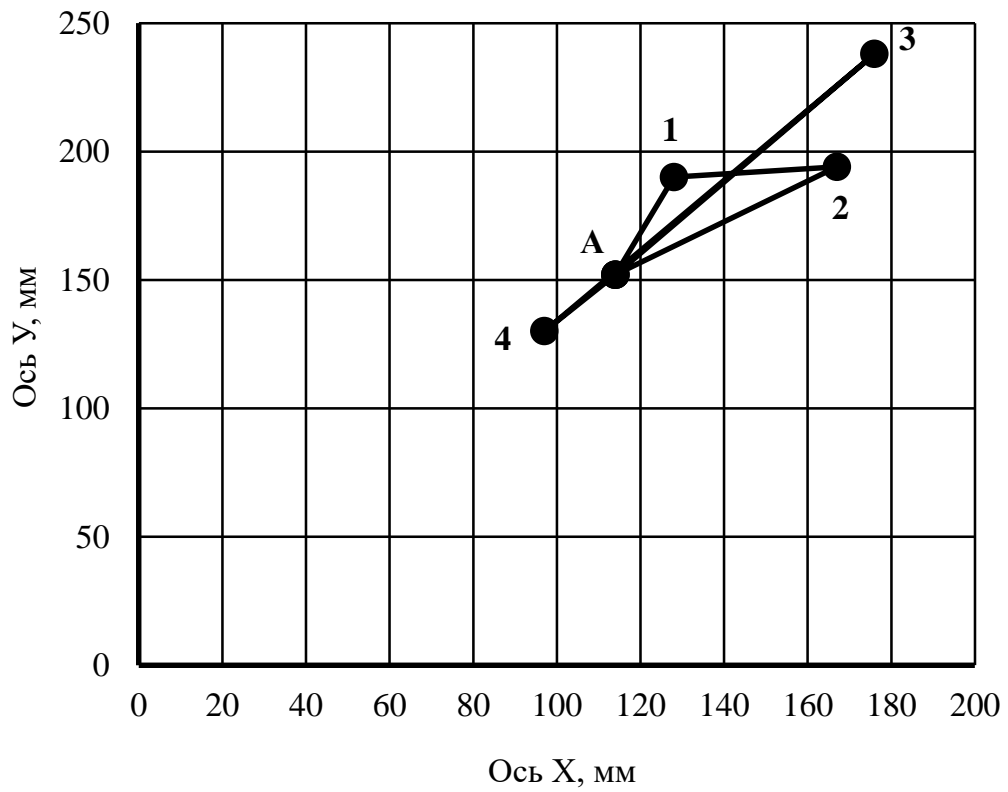


Рисунок 1.5 – Варіант “В”

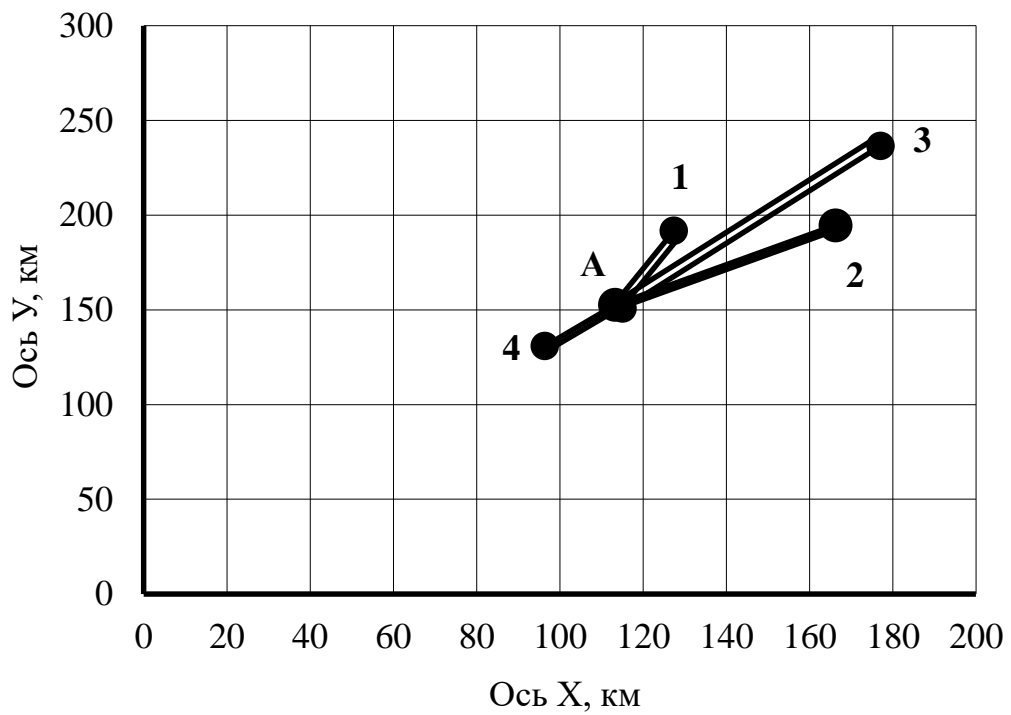


Рисунок 1.6 – Варіант “Г”

Результати розрахунку натуральних показників приводяться в табл.1.3.

Таблиця 1.3 – Порівняння варіантів електропостачання по натуральним показникам

Варіант	Ділянка	Коефіцієнт, що враховує конструктивний тип опір і кількість ліній $k_{ділі}$	Відстані на плані між пунктами споживання, $l_i$ , мм	Довжина ділянок, $l_{ділі} = 1,1ml_i$ , км	Еквівалентна довжина ділянок, $l_{екві} = k_{ділі} \times l_{ділі}$ , км	Сумарна довжина ЛЕП, $L_{\Sigma}$ , км	Кількість вимикачів у варіанті, $n_B$	Еквівалентна довжина ЛЕП, $L_{екв} = L_{\Sigma} + 3n_B$ , км
“а”	A-1	1	40	44	44	397,6	9	424,6
	1-2	1	39	42,9	42,9			
	A-2	1	68	74,8	74,8			
	A-3	1,6	106	116,6	186,6			
	A-4	1,6	28	30,8	49,3			
“б”	A-1	1	40	44	44	404,4	9	431,4
	A-3	1	106	116,6	116,6			
	1-3	1	68	74,8	74,8			
	A-4	1,6	28	30,8	49,3			
	A-2	1,6	68	74,8	119,7			
“в”	A-1	1	40	44	44	456,5	9	483,5
	1-2	1	39	42,9	42,9			
	A-2	1	68	74,8	74,8			
	A-3	1	106	116,6	116,6			
	3-4	1	134	147,4	147,4			
	A-4	1	28	30,8	30,8			
“г”	A-1	1,6	40	44	70,4	426	9	453
	A-2	1,6	68	74,8	119,7			
	A-3	1,6	106	116,6	186,6			
	A-4	1,6	28	30,8	49,3			

Вибираємо “а” і “г” варіанти. Для подальших розрахунків з метою уніфікації розрахункового формуляра обзначимо варіант “а” як варіант 1, а варіант “г” як варіант 2. Для вибраних варіантів виконуємо розрахунок технічних показників.

## РОЗДІЛ 2

### РОЗРАХУНОК ТЕХНІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ

#### 2.1 Наближений розрахунок потужностей і вибір номінальної напруги

Визначення попереднього розподілу потужності в режимі максимального навантаження необхідно для вибору номінальної напруги в схемах електропостачання споживчих підстанцій і вибору перерізів проводів на ділянках мережі.

Розрахунок попереднього розподілу потужностей в кожному із намічених варіантів виконується при наступних допущеннях:

- вважається, що навантаження розподілене між трансформаторами нарівно, хоча секційні вимикачі на стороні низької напруги підстанцій у нормальному режимі відключені;

- у розрахунковому навантаженні кожної споживчої підстанції на стороні вищої напруги враховується лише навантаження на вторинній стороні трансформаторів підстанції, тобто не враховуються втрати потужності в трансформаторах і зарядні потужності, що генерируються лініями;

- напруга у всіх вузлах вважаються однаковими і рівними номінальному значенню;

- замкнуті мережі вважаються однорідними (виконаними проводами одного перерізу), що дає можливість знаходити розподіл потужності по довжинах ліній.



Для розімкнутої ділянки мережі розподіл потужностей знаходиться по I законі Кірхгофа при русі від кінцевих пунктів до центра живлення ЦЖ (розуміється джерело живлення ДЖ або вузлова підстанція ВП).

Для замкнутої ділянки електричної мережі спочатку визначаються потужності на головних ділянках(головними називають ділянки кільцевої мережі, що примикають до центра живлення ЦЖ). Для цього кільцева мережа розрізається по ЦЖ і представляється у виді схеми з двостороннім живленням зі співпадаючими по величині і напрямку напругами на джерелах живлення. Розрахунок виконується за формулами:

$$\underline{S}_{\text{гол}1} = \frac{\sum_{j=1}^n \underline{S}_i \cdot l_{i-\text{цп}2}}{l_{\text{цп}1-\text{цп}2}}, \quad \underline{S}_{\text{гол}2} = \frac{\sum_{j=1}^n \underline{S}_i \cdot l_{i-\text{цп}1}}{l_{\text{цп}1-\text{цп}2}}, \quad (2.1)$$

де  $\underline{S}_i$  – навантаження  $i$ -го вузла, МВ·А;

$l_{i-\text{цп}1}, l_{i-\text{цп}2}$  – довжина ділянок у км від вузла підключення  $i$ -ого навантаження до ЦЖ1 і ЦЖ2;

$l_{\text{цп}1-\text{цп}2}$  – відстань у км між ЦЖ1 і ЦЖ2.

Правильність виконаного розрахунку підтверджується перевіркою балансу потужностей:

$$\underline{S}_{\text{гол}1} + \underline{S}_{\text{гол}2} = \sum_{j=1}^n \underline{S}_i \quad (2.2)$$

де  $S_{\text{гол}1}, S_{\text{гол}2}$  - потужності на головних ділянках;

$S_i$  - навантаження  $i$ -го вузла споживання.

На інших ділянках мережі потоки потужності знаходяться по I закону Кірхгофа, складеному для вузлів підключення навантажень. У результаті розрахунку визначається пункт розділу потужності.

Для розрахунку потужностей кожен варіант розподіляють на окремі ділянки. У варіанті 1 виділяємо 3 ділянки: А-1-2-А; А-3 і А-4. Спрощені розрахункові схеми для варіанту 1 приведено на рис. 2.1, 2.2 і 2.3.

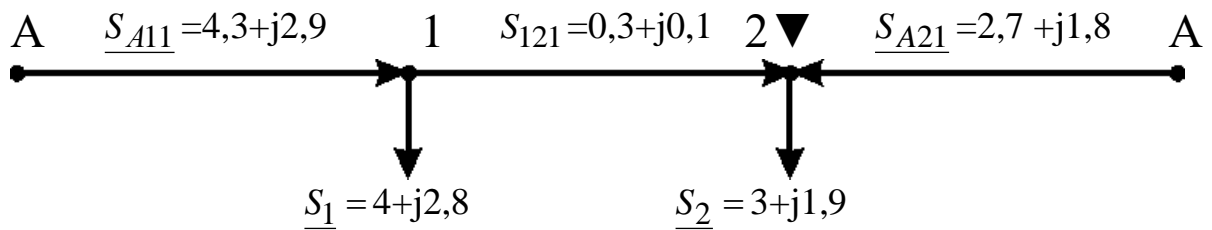


Рисунок 2.1 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-1-2-А (варіант мережі 1)

Розрахунок потужностей для кільцевої ділянки А-1-2-А (рис. 1.3, рис. 2.1) ведемо за формулами (2.3), (2.4), (2.5), (2.6):

Повна потужність на ділянці А-1 (потік повної потужності) у аналітичному виді визначається:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{A11} &= \frac{\underline{S}_1 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + \underline{S}_2 \cdot l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \\ &= \frac{(P_{M1} + jQ_{M1}) \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + (P_{M2} + jQ_{M2}) \cdot l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \\ &= \frac{P_1(l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + P_2 l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} + j \frac{Q_1(l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + Q_2 l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \\ &P_{A11} + jQ_{A11}; \end{aligned} \quad (2.3)$$

Активна потужність (потік активної потужності) на ділянці А-1, МВт,

$$\begin{aligned} P_{A11} &= \frac{P_1(l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + P_2 l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = (4 \cdot (42,9 + 74,8) + 3 \cdot 74,8) / \\ &/(44,0 + 42,9 + 74,8) = 4,3 \text{ МВт}. \end{aligned} \quad (2.4)$$

Реактивна потужність (потік реактивної потужності) на ділянці А-1, МВАр,

$$Q_{A11} = \frac{Q_1(l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + Q_2 l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \frac{(2,8 \cdot (42,9 + 74,8) + 1,9 \cdot 74,8)}{(44,0 + 42,9 + 74,8)} = 2,9 \quad (2.5)$$

Повна потужність (потік повної потужності) на ділянці А-1, МВА,

$$\underline{S}_{A11} = P_{A11} + jQ_{A11} = (4,3 + j2,9) \quad (2.6)$$

Повна потужність (потік повної потужності) на ділянці А-2 у аналітичному виді визначається:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{A21} &= \frac{\underline{S}_1 \cdot l_{\partial ilA1} + \underline{S}_2 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \\ &= \frac{(P_1 + jQ_1) \cdot l_{\partial ilA1} + (P_2 + jQ_2) \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \\ &= \frac{P_1 \cdot l_{\partial ilA1} + P_2 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} + j \frac{Q_1 \cdot l_{\partial ilA1} + Q_2 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \\ &P_{A21} + jQ_{A21} \cdot \end{aligned} \quad (2.7)$$

Активна потужність (потік активної потужності) на ділянці А-2, МВт,

$$P_{A21} = \frac{P_1 \cdot l_{\partial ilA1} + P_2 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \frac{(4 \cdot 44,0 + 3 \cdot (42,9 + 44,0))}{(44,0 + 42,9 + 74,8)} = 2,7 \quad (2.8)$$

Реактивна потужність (потік реактивної потужності) на ділянці А-2, МВАр,

$$Q_{A21} = \frac{Q_1 \cdot l_{\partial ilA1} + Q_2 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \frac{(2,8 \cdot 44,0 + 1,9 \cdot (42,9 + 44,0))}{(44,0 + 42,9 + 74,8)} = 1,8 \quad (2.9)$$

Повна потужність (потік повної потужності) на ділянці А-2, МВА,

$$\underline{S}_{A21} = P_{A21} + jQ_{A21} = (2,7 + j1,8) \quad (2.10)$$

Перевірка балансом потужностей.

$$\underline{S}_{A11} + \underline{S}_{A21} = \underline{S}_1 + \underline{S}_2 \quad (2.11)$$

$$(P_{A11} + jQ_{A11}) + (P_{A21} + jQ_{A21}) = (P_1 + jQ_1) + (P_2 + jQ_2) \quad (2.12)$$

$$P_{A11} + P_{A21} = P_1 + P_2 \quad (2.13)$$

$$Q_{A11} + Q_{A21} = Q_1 + Q_2 \quad (2.14)$$

Перевірка балансом активних потужностей, МВт,

$$P_{A11} + P_{A21} = 4,3 + 2,7 = 7,0. \quad P_1 + P_2 = 4 + 3 = 7,0. \quad (2.15)$$

Перевірка балансом реактивних потужностей, МВАр,

$$Q_{A1} + Q_{A2} = 2,9 + 1,8 = 4,7. \quad Q_1 + Q_2 = 2,8 + 1,9 = 4,7 \quad (2.16)$$

Потік повної потужності на ділянці 1-2

$$\underline{S}_{121} = \underline{S}_{A11} - \underline{S}_1 = (P_{A11} + jQ_{A11}) - (P_1 + jQ_1) = (P_{A1} - P_1) + j(Q_{A1} - Q_1). \quad (2.17)$$

Потік активної потужності на ділянці 1-2, МВт,

$$P_{121} = P_{A11} - P_1 = 4,3 - 4 = 0,3. \quad (2.18)$$

Потік реактивної потужності на ділянці 1-2, МВАр,

$$Q_{121} = Q_{A11} - Q_1 = 2,9 - 2,8 = 0,1. \quad (2.19)$$

Потік повної потужності на ділянці 1-2, МВА,

$$\underline{S}_{121} = P_{121} + jQ_{121} = (0,3 + j0,1). \quad (2.20)$$

Повна потужність (потік повної потужності) для радіальної ділянки

А-3 дорівнює повної потужності вузла навантаження №3 (рис. 1.3, рис.

2.2) і визначається, МВА:

$$\underline{S}_{A31} = \underline{S}_3 = P_{A31} + jQ_{A31} = P_3 + jQ_3 = 6 + j3,1$$

де  $\underline{S}_3$  - повна потужність вузла навантаження №3 (табл. 1.1).

Повна потужність (потік повної потужності) для радіальної ділянки А-4 (рис.

1.3, рис. 2.3), МВА,

$$\underline{S}_{A41} = \underline{S}_4 = P_{A41} + jQ_{A41} = P_4 + jQ_4 = 5 + j2,3,$$

де  $\underline{S}_4$  - повна потужність вузла навантаження №4, (табл. 1.1).

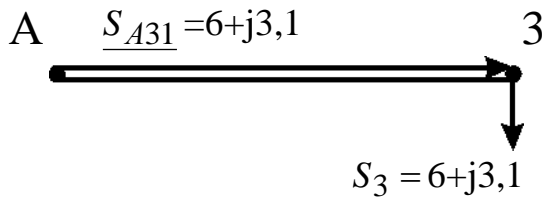


Рисунок 2.2 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-3 (варіант мережі 1)

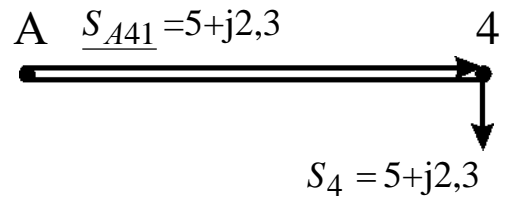


Рисунок 2.3 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-4 (варіант мережі 1)

Для варіанта 2 розрахункові схеми приведено на рис. 2.4, 2.5, 2.6, 2.7. Повна потужність (потік повної потужності) для радіальної ділянки А-1 (рис. 1.3, рис. 2.4), МВА,

$$\underline{S}_{A12} = \underline{S}_1 = P_{A12} + jQ_{A12} = P_1 + jQ_1 = 4 + j2,8;$$

де  $\underline{S}_1$  - повна потужність вузла навантаження №1, (табл. 1.1).

Повна потужність (потік повної потужності) для радіальної ділянки А-2 (рис. 1.3, рис. 2.5), МВА,

$$\underline{S}_{A22} = \underline{S}_2 = P_{A22} + jQ_{A22} = P_2 + jQ_2 = 3 + j1,9;$$

де  $\underline{S}_2$  - повна потужність вузла навантаження №2, (табл. 1.1).

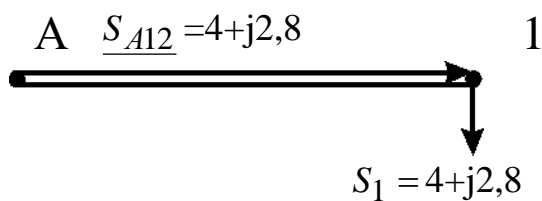


Рисунок 2.4 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-1 (варіант мережі 2)

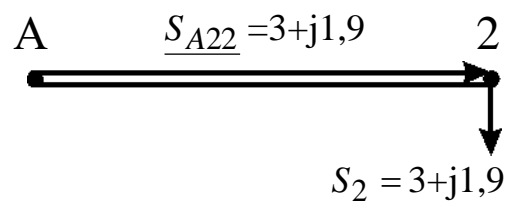


Рисунок 2.5 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-2 (варіант мережі 2)

Потужності для радіальних ділянок А-3, А-4 для 2-го варіанту мережі (рис. 2.6, рис.2.7) визначаються аналогічно 1-го варіанту

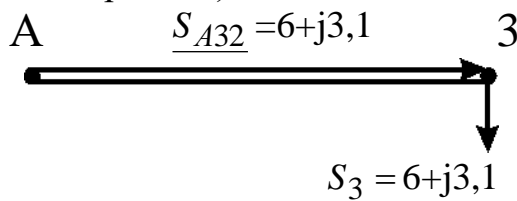


Рисунок 2.6 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-3 (варіант мережі 2)

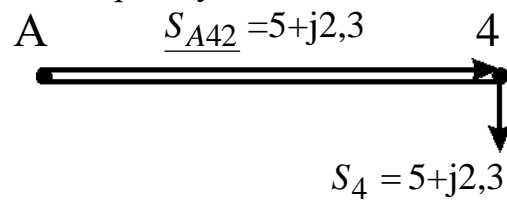


Рисунок 2.7 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-4 (варіант мережі 2)

Оптимальна величина номінальної напруги мережі може бути визначена лише шляхом техніко-економічних розрахунків варіантів з різними номінальними напругами. Однак у ряді випадків (у тому числі в даному курсовому проекті) досить обмежитися вибором величини раціональної напруги. Величина напруги (кВ) може бути визначена по формулі Стіла:

$$U_p = 4,34 \sqrt{l_{\text{діл}} + 16 \frac{P_{\text{діл}}}{n}}, \quad (2.21)$$

де  $l_{\text{діл}}$  - довжина ділянки ЛЕП, км;

$P_{\text{діл}}$  потужність, що протікає на ділянці, МВт;

$n$  – кількість рівнобіжних ланцюгів (чи ЛЕП) на ділянці.

У курсовому проекті розрахунок раціональної напруги виконується по потужності і довжині головної ділянки кожного варіанта електропостачання ВН. У кільцевій мережі розрахунок виконується для обох головних ділянок. Розрахункові значення напруги округляються до найближчих номінальних значень. Результати розрахунку приводяться в табл.2.1. У цій же таблиці необхідно привести розрахунок номінальної напруги в мережі зовнішнього електропостачання (якщо ця мережа є). Його величина визначається за значенням розрахункового активного навантаження на район ( $P_p$ ) (див. п. 1.2) і відстані між джерелом живлення ДЖ і вузловою підстанцією ВП.

За результатами розрахунків виконується аналіз і приймаються остаточні значення  $U_{\text{ном}}$  в схемах зовнішнього і внутрішнього електропостачання. Якщо в схемі внутрішнього електропостачання дві номінальні напруги й обоє значення нижче  $U_{\text{ном}}$  в схемі зовнішнього електропостачання, то в схемі внутрішнього електропостачання варто прийняти одну ступінь напруги - більш високу. У цьому випадку вузлова підстанція ВП виходить знижувальною. Якщо ж у схемі внутрішнього електропостачання дві номінальні напруги і величина одного з них дорівнює  $U_{\text{ном}}$  в схемі зовнішнього електропостачання, то варто прийняти обох напруг (ВП буде знижувально-розподільною). При однакових значеннях номінальних

напруг в схемах внутрішнього і зовнішнього електропостачання ВП буде розподільною.

Як критерій прийнятності намічених номінальних напруг (критерію реалізуєності варіанта) можуть служити переріз сталюалюмінієвих проводів, розрахованих по економічній щільності струму ( у нормальному режимі при максимальних навантаженнях), а також найбільші втрати напруги в нормальному і післяаварійних режимах роботи ЛЕП.

Таблиця 2.1 – Вибір номінальної напруги в схемах

Варіант	Ділянка	Довжина ділянки, $l_{дiл}$ , км	Активна потужність, що протікає на ділянці $P_{дiл}$ , МВт	Кількість ланцюгів на ділянці, $n$	Величина розрахункової напруги $U_p$ , кВ	Вибрана $U_{ндiл}$ кВ
1	A-1	44,0	4,3	1	46	35
	A-2	74,8	2,7	1	47	35
	1-2	42,9	0,3	1	30	35
	A-3	116,6	6	2	29	35
	A-4	30,8	5	2	56	35
2	A-1	44,0	4	2	37	35
	A-2	74,8	3	2	38	35
	A-3	116,6	6	2	43	35
	A-4	30,8	5	2	56	35

## 2.2 Розрахунок перерізів проводів

Згідно ПУЕ переріз проводів  $F$ , мм<sup>2</sup>, вибирається по економічній щільності струму  $j_{ек}$ :

$$F = \frac{I}{j_{ек}}, \quad (2.22)$$

де  $I$  - робочий струм на ділянці мережі в нормальному режимі роботи, А,

$$I = \frac{S_{\text{діл}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot n}; \quad (2.23)$$

де  $S_{\text{діл}}$  – повна потужність ділянки мережі в режимі максимальних навантажень, МВА,

$$S_{\text{діл}} = \sqrt{P_{\text{діл}}^2 + Q_{\text{діл}}^2}; \quad (2.24)$$

$U_H$  – номінальна напруга на ділянці, кВ;

$n$  – кількість рівнобіжних ланцюгів (ЛЕП) на ділянці.

Наприклад, для ділянки А-1 варіанту мережі № 1 повна потужність, МВА,

$$S_{A11} = \sqrt{P_{A11}^2 + Q_{A11}^2} = (4,3^2 + 2,9^2)^{1/2} = 5,2$$

Робочий струм на ділянці А-1 варіанту мережі № 1 в нормальному режимі роботи, А,

$$I_{A11} = \frac{S_{A11} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot n_{A1}} = 5,2 \cdot 10^3 / (1,73 \cdot 35 \cdot 1) = 85,9;$$

Значення економічної щільності струму  $j_{\text{ек}}$  приймається по нормах ПУЕ [1] у залежності від струмопровідного матеріалу, конструкції провідника і числа годин  $T_M$  використання максимального навантаження (табл. А.1).

Приймаємо економічну щільність струму для алюмінієвого проводу і числа годин  $T_M = 8820$  год/рік (вихідні данні проекту)

$$j_{\text{ек}} = 1 \quad \text{А/мм}^2.$$

Переріз проводів  $F$ , мм<sup>2</sup>, на ділянці А-1 варіанту мережі 1 вибирається по економічній щільності струму  $j_{\text{ек}}$ :

$$F_{A11} = \frac{I_{A11}}{j_{\text{ек}}} = 85,9 / 1 = 86$$



Отримані значення перерізів проводів округляють до найближчих стандартних (табл. А.5). При застосуванні залізобетонних опор марки проводів ЛЕП 35 кВ повинні укладатися в межі АС-95/16 – АС-150/24, ЛЕП 110 кВ – у межі АС-70/11 – АС-240/32, ЛЕП 220 кВ – у межі АС-240/32 – АС-500/64.

Перевірка за умовою відсутності втрат на корону виконується в мережі зі  $U_{\text{ном}} \geq 110$  кВ спрощено – з урахуванням мінімальних перерізів припустимих до використання по ПУЕ. Зведення про їх приведені в табл. А.2.

Перевірка марок сталюалюмінієвих проводів по механічній міцності повинна вироблятися з урахуванням області їхнього застосування по ПУЕ в залежності від відношення реальних перетинів алюмінієвої (А) і сталевий (С) частин проводу і товщини стінки ожеледі (табл. А.3). Товщина стінки ожеледі приводиться в [1] (чи в табл. А.4) у залежності від району по ожеледі і повторюваності події (1 раз у 10 років для повітряних ліній 6-330 кВ).

Результати розрахунку перерізів проводів приводяться в табл. 2.2.

Обрані проводи повинні задовольняти: умовам відсутності втрат енергії на корону; механічної міцності; припустимому нагріванню в післяаварійном режимі; припустимій втраті напруги в післяаварійном режимі.

Таблиця 2.2 – Розрахунок перерізів по економічній щільності струму

Варіант	Ділянка мережі	Активна потужність ділянки, $P_{діл}$ , МВт	Реактивна потужність ділянки, $Q_{діл}$ , МВАр	Повна потужність ділянки, $S_{діл}$ , МВА	Номінальна напру-га, $U_{нділ}$ , кВ	Кількість ланцюгів на ділянці, $n$	Робочий струм на ділянці, $I$ , А	Переріз провoda, $F$ , мм <sup>2</sup>	Прийнята марка провoda	Припустимий тривалий струм А	Активний опір провoda при 20 град. С на 1 км, $r_0$ Ом	Реактивний опір провoda на 1 км, $x_0$ , Ом	Ємнісна провідність на 1 км, $b_0 \cdot 10^{-6}$ , См
1	A-1	4,3	2,9	5,2	35	1	85,9	86	АС-95/16	330	0,306	0,421	2,61
	A-2	2,7	1,8	3,2	35	1	52,8	53	АС-70/11	265	0,428	0,432	2,55
	1-2	0,3	0,1	0,3	35	1	5,0	5	АС-70/11	265	0,428	0,432	2,55
	A-3	6	3,1	6,8	35	2	56,2	56	АС-70/11	265	0,428	0,432	2,55
	A-4	5	2,3	5,5	35	2	45,4	45	АС-70/11	265	0,428	0,432	2,55
2	A-1	4	2,8	4,9	35	2	40,5	41	АС-70/11	265	0,428	0,432	2,55
	A-2	3	1,9	3,6	35	2	29,7	30	АС-70/11	265	0,428	0,432	2,55
	A-3	6	3,1	6,8	35	2	56,2	56	АС-70/11	265	0,428	0,432	2,55
	A-4	5	2,3	5,5	35	2	45,4	45	АС-70/11	265	0,428	0,432	2,55

### 2.3. Перевірка проводів за умов нагрівання

Перевірка за цих умов виконується для найбільш важких післяаварійних режимів. У магістрально-радіальних мережах для дволанцюгових ліній – це обрив одного ланцюга. У цьому режимі струм на кожній ділянці буде дорівнює  $I_{ав} = 2 \cdot I$ . Для замкнутої одноланцюгової лінії (у кільцевих мережах) – обрив проводів на ділянці з найбільшою потужністю. Для розрахунку післяаварійних потужностей, струмів приводяться розрахункові схеми для післяаварійних режимів. Для варіанту 1 вони зображені на рис. 2.8, 2.9, 2.10, для варіанту 2 – на рис. 2.11-2.14.

Струм на кожній ділянці мережі  $I_{ав}$  порівнюється з довгостроково допустимим струмом  $I_{дон}$  для відповідної марки проводу. Провід не буде перегріватися, якщо виконується умова

$$I_{ав} < I_{дон} \quad (2.25)$$

Перевіримо умови нагрівання для найбільш важкого післяаварійного режиму для замкнутої одноланцюгової лінії А-1-2-А (варіант мережі №1, рис. 1.3). Розрахункова схема при обриві проводів на ділянці А-2 з найбільшою потужністю приведена на рис. 2.8.

Активна потужність ділянки А-1 в аварійному режимі для варіанта 1, МВт,

$$P_{авА11} = P_1 + P_2 = 4 + 3 = 7,0.$$

Реактивна потужність ділянки А-1 в аварійному режимі для варіанта 1, МВАр,

$$Q_{авА11} = Q_1 + Q_2 = 2,8 + 1,9 = 4,7.$$

Повна потужність ділянки А-1 в аварійному режимі для варіанта 1, МВА,

$$S_{авА11} = \sqrt{P_{авА11}^2 + Q_{авА11}^2} = (7,0^2 + 4,7^2)^{0,5} = 8,4.$$

Струм на ділянці А-1 в аварійному режимі для варіанта 1

$$I_{авА11} = \frac{S_{А11} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_n} = 8,4 \cdot 10^3 / (1,73 \cdot 35) = 139 \text{ А.}$$

$$I_{авА11} = 139 \text{ А} \leq I_{доп} = 330 \text{ А.}$$

Результати перевірки за нагріванням приводяться в табл. 2.3

Таблиця 2.3 – Перевірка прийнятих марок проводів по нагріванню

Варіант	Ділянка мережі	Активна потужність ділянки, $P_{діл}$ , МВт, табл.2.2	Реактивна потужність ділянки, $Q_{діл}$ , МВАр, табл.2.2	Повна потужність ділянки, $S_{діл}$ , МВА, табл.2.2	Номінальна напруга, $U_n$ , кВ, табл.2.1	Кількість ланцюгів на ділянці, $n$	Аварійний струм на ділянці, $I_{ав}$ , А, формула (2.23) при $n=1$	Допустимий струм, $I_{доп}$ , А, табл.2.2
1	А-1	7,0	4,7	8,4	35	1	139	330
	А-2	Обрив	0	0,0	35	1	0	265
	1-2	3	1,9	3,6	35	1	59	265
	А-3	6	3,1	6,8	35	2	56	265
	А-4	5	2,3	5,5	35	2	45	265
2	А-1	4	2,8	4,9	35	2	40	265
	А-2	3	1,9	3,6	35	2	30	265
	А-3	6	3,1	6,8	35	2	56	265
	А-4	5	2,3	5,5	35	2	45	265

Всі марки проводів умовам нагрівання задовольняють. Якщо на якій-небудь ділянці мережі післяаварійний струм перевищує довгостроково

припустимий, то на цій ділянці варто збільшити переріз проводу до виконання умови  $I_{ав} \leq I_{дон}$ .

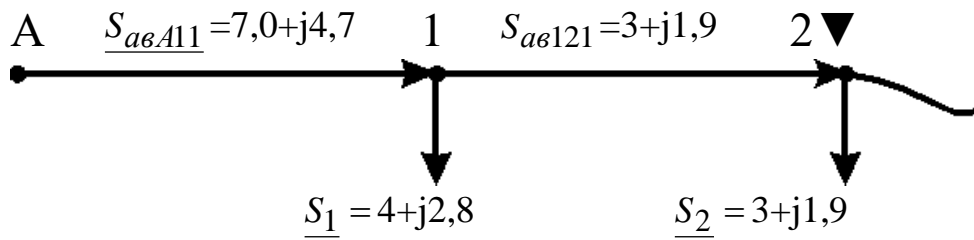


Рисунок 2.8 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-1-2-А (варіант 1) при обриві проводу на ділянці А-2

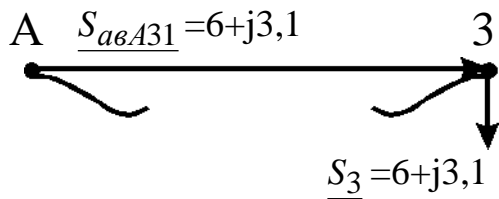


Рисунок 2.9 – Розрахункова- схема для післяаварійного режиму ділянки А-3 (варіант 1) при обриві проводу

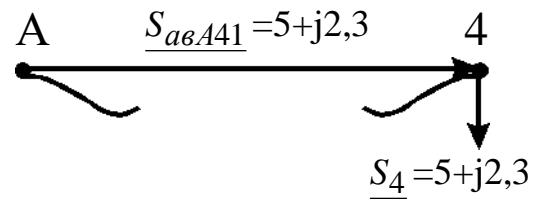


Рисунок 2.10 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-4 (варіант 1) при обриві проводу

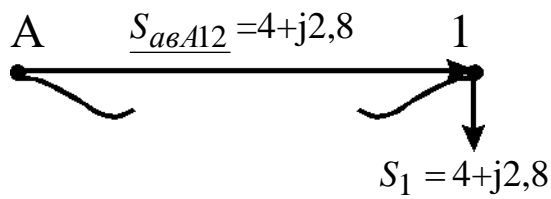


Рисунок 2.11 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-1 (варіант 2) при обриві проводу

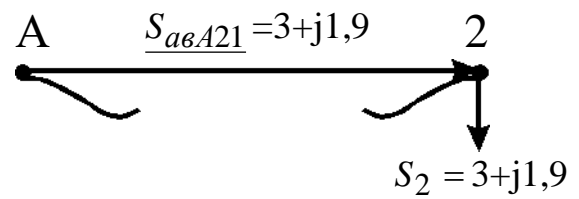


Рисунок 2.12 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-2 (варіант 2) при обриві проводу

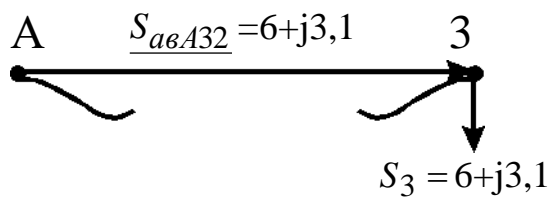


Рисунок 2.13 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-3 (варіант 2) при обриві проводу

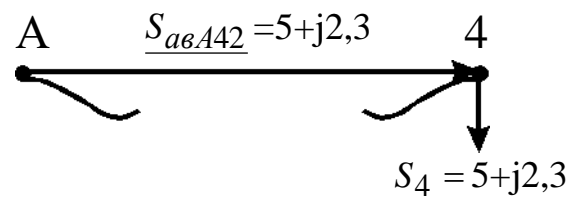


Рисунок 2.14 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-4 (варіант 2) при обриві проводу

## 2.4. Розрахунок параметрів ліній

Для ділянки А-1 (1-й варіант) активний опір одного ланцюга, Ом,

$$R_{A11} = r_{0A1} \cdot l_{A1} = 0,306 \cdot 44,0 = 13,5. \quad (2.26)$$

де  $r_{0i}$  - активний опір 1-го км 1-го ланцюга ділянки А-1 (із табл. А.5);

$l_{A1}$  - довжина ділянки А-1, км.

Індуктивний опір одного ланцюга лінії для ділянки А-1 (1-й варіант), Ом,

$$X_{A11} = x_{0A1} \cdot l_{A1} = 0,421 \cdot 44,0 = 18,5. \quad (2.27)$$

де  $x_{0A1}$  - індуктивний опір 1-го км 1-го ланцюга ділянки А-1 (із табл. А.5)

Зарядна ємна потужність для ділянки лінії А-1 (1-й варіант), МВАр,

$$Q_{\epsilon A1} = U_n^2 \cdot b_{0A1} \cdot l_{\text{дiл}A1} \cdot n_{A1} = 35^2 \cdot 2,61 \cdot 10^{-6} \cdot 44,0 \cdot 1 = 0,14, \quad (2.28)$$

де  $b_{0A1}$  - ємна провідність 1 км одного ланцюга ділянки А-1 (із табл. А.5),

$n_{A1}$  - кількість ланцюгів лінії. Розрахунок зводимо до табл. 2.4.

Таблиця 2. 4 – Розрахунок параметрів ліній

Варіант	Ділянка мережі	Кількість ланцюгів на ділянці, $n$ , (табл. 2.1)	Активний опір проводу при 20 град. С на 1 км, $r_0$ Ом	Реактивний опір проводу на 1 км, $x_0$ , Ом	Довжина ділянки, $l_{\text{дiл}}$ , км	Активний опір одного ланцюга ділянки, $R_{\text{ланц}}$ , Ом	Реактивний опір одного ланцюга ділянці, $X_i$ , Ом	Ємнісна провідність на 1 км, $b_0 \cdot 10^{-6}$ , См	Зарядна ємна потужність ділянки лінії, $Q_{\epsilon i}$ , МВАр
1	А-1	1	0,306	0,421	44,0	13,5	18,5	2,61	0,14
	А-2	1	0,428	0,432	74,8	32,0	32,3	2,55	0,23
	1-2	1	0,428	0,432	116,6	49,9	50,4	2,55	0,36
	А-3	2	0,428	0,432	30,8	13,2	13,3	2,55	0,19
	А-4	2	0,428	0,432	44,0	18,8	19,0	2,55	0,27
2	А-1	2	0,428	0,432	44,0	18,8	19,0	2,55	0,27
	А-2	2	0,428	0,432	74,8	32,0	32,3	2,55	0,47
	А-3	2	0,428	0,432	30,8	13,2	13,3	2,55	0,19
	А-4	2	0,428	0,432	44,0	18,8	19,0	2,55	0,27

## 2.5. Перевірка схем за допустимою втратою напруги

Для забезпечення нормальних умов роботи споживачів електроенергії необхідно, насамперед, забезпечити належну величину напруги у вузлових пунктах мережі. Для цього звичайно обмежують втрати напруги в мережі при максимальних навантаженнях як у нормальному, так і в післяаварійному режимах. Так, у мережах 35 – 110 кВ у нормальному режимі  $\Delta U_{дон} \leq 7,5\%$ , а в післяаварійних режимах -  $\Delta U_{авдон} \leq 15\%$  [2]. У курсовому проекті перевірка виконується в післяаварійному режимі. Розрахункові схеми приведені на рис. 2.8 – 2.14.

Втрата напруги на кожній ділянці мережі визначається по попередньому розподілу потужності і номінальній напрузі,:

$$\Delta U_{діл} = \frac{P_{діл} \cdot R_{авділ} + Q_{діл} \cdot X_{авділ}}{U_{ном}} \text{ кВ}, \quad (2.29)$$

де  $P_{діл}, Q_{діл}$  - активна і реактивна потужності на ділянках мережі;

$R_{авділ}, X_{авділ}$  - активний і реактивний опори ділянки мережі в післяаварійному режимі, Ом.

$$R_{авділ} = \frac{R_{ланц}}{n}; \quad X_{авділ} = \frac{X_{ланц}}{n}. \quad (2.30)$$

В аварійному режимі дволанцюгової лінії при обриві одного ланцюга  $n = 1$

Опір ланцюгів розраховуються по погонних опорах ( $r_0, x_0$ ) 1 км проводу, значення яких визначаються для даної марки проводу по (2.26, 2.27) табл. 2.4

$$R_{ланц} = r_0 \cdot l_{діл} \quad X_{ланц} = x_0 \cdot l_{діл} \quad (2.31)$$

Активний опір ділянки мережі А-1 в післяаварійному режимі для варіанту мережі 1, Ом,

$$R_{авА11} = \frac{R_{А11}}{n} = 13,5/1 = 13,5.$$

Реактивний опір ділянки мережі А-1 в післяаварійному режимі для варіанту мережі 1, Ом,

$$X_{авА11} = \frac{X_{А11}}{n} = 18,5/1 = 18,5.$$

Втрата напруги на ділянці А-1 для варіанта мережі 1, кВ,

$$\Delta U_{авА11} = \frac{P_{А11} \cdot R_{авА11} + Q_{авА11} \cdot X_{авА11}}{U_{ном}} = (7,0 \cdot 13,5 + 4,7 \cdot 18,5) / 35 = 5,2.$$

Активний опір ділянки мережі 1-2 в післяаварійному режимі для варіанту мережі 1, Ом,

$$R_{авА11} = \frac{R_{121}}{n} = 49,9/1 = 49,9.$$

Реактивний опір ділянки мережі 1-2 в післяаварійному режимі для варіанту мережі 1, Ом,

$$X_{ав121} = \frac{X_{А11}}{n} = 18,5/1 = 50,4.$$

Втрата напруги на ділянці 1-2 для варіанта мережі 1, кВ,

$$\Delta U_{ав121} = \frac{P_{121} \cdot R_{ав121} + Q_{ав121} \cdot X_{ав121}}{U_{ном}} = (3 \cdot 49,9 + 1,9 \cdot 50,4) / 35 = 7,0.$$

Визначаються втрати напруги від центра живлення ЦЖ до кожного кінцевого пункту мережі як сума втрат напруги на всіх ділянках, послідовно розташованих між центром живлення ЦЖ і кінцевим пунктом мережі.

Втрати напруги в % визначаються:

$$\Delta U \% = \frac{\Delta U}{U_n} \cdot 100\% . \quad (2.32)$$



Втрата напруги на ділянці А-1 для варіанта мережі 1, %,

$$\Delta U_{авА11}\% = \frac{\Delta U_{авА11}}{U_n} \cdot 100\% = 5,2 \cdot 100/35 = 14,9.$$

Втрата напруги на ділянці 1-2 для варіанта мережі 1, %,

$$\Delta U_{ав121}\% = \frac{\Delta U_{ав121}}{U_n} \cdot 100\% = 7,0 \cdot 100/35 = 20,0.$$

Якщо втрата напруги в схемі перевищує припустиму величину, то в цій схемі на одному чи декількох ділянках варто збільшити переріз проводу. Якщо ця міра не приводить до бажаного результату, то варто прийняти у варіанті більш високу ступінь напруги, чи переглянути прийнятий варіант мережі. У цьому випадку варто повторити розрахунок і вибір нових марок проводів і виконати їхню перевірку за всім умовам.

Для ділянки А-1-2 (див. рис. 2.10) найбільша втрата напруги визначається %:

$$U_{авА-1-2}\% = U_{авА11}\% + U_{ав121}\% = 14,9 + 20,0 = 34,9\% > 15\%. \quad (2.32)$$

У зв'язку з тим, що на ділянці А-1-2 втрати напруги перевищують допустимі, схема варіанту 1 не задовольняє допустимої втрати напруги 15%.

Результати перевірки мереж по втраті напруги приводяться в табл. 2.5.

Таблиця 2.5 - Перевірка мереж по втраті напруги

Варіант	Ділянка мережі	Марка проводу	Активний опір проводу при 20 град. С на 1 км, $r_0$ Ом (табл.. 2.4)	Реактивний опір проводу на 1 км, $x_0$ , Ом, (табл.. 2.4)	Довжина ділянки, $l_{діл}$ км (табл.. 2.4)	Активний опір одного ланцюга ділянки, $R_{ланц}$ , Ом (табл.. 2.4)	Реактивний опір одного ланцюга ділянки, $X_i$ , Ом (табл.. 2.4)	Активна потужність на ділянці, $P_{діл}$ , МВт (табл.. 2.3)	Реактивна потужність на ділянці, $Q_{діл}$ , МВАр, (табл.. 2.3)	Втрата напруги на ділянці, $\Delta U$ , кВ (2.29)	Втрата напруги на ділянці, $\Delta U$ , % (2.32)	
1	A-1	АС-240/32	0,306	0,421	44,0	13,5	18,5	7,0	4,7	5,2	14,9	
	A-2	АС-150/24	0,428	0,432	74,8	Обрив						
	1-2	АС-70/11	0,428	0,432	116,6	49,9	50,4	3	1,9	7,0	20,0	
	A-3	АС-95/16	0,428	0,432	30,8	13,2	13,3	6	3,1	3,4	9,7	
	A-4	АС-150/24	0,428	0,432	44,0	18,8	19,0	5	2,3	3,9	11,1	
2	A-1	АС-95/16	0,428	0,432	74,8	32,0	32,3	4	2,8	6,2	17,7	
	A-2	АС-95/16	0,428	0,432	116,6	49,9	50,4	3	1,9	7,0	20,0	
	A-3	АС-95/16	0,428	0,432	30,8	13,2	13,3	6	3,1	3,4	9,7	
	A-4	АС-150/24	0,428	0,432	44,0	18,8	19,0	5	2,3	3,9	11,1	

## 2.6. Вибір трансформаторів на підстанціях споживачів

Установка на підстанції двох однакових трансформаторів забезпечує мінімально необхідну надійність електропостачання споживачів I і II категорії і є економічно найбільш доцільним рішенням. При відключенні одного трансформатора перевантаження другого трансформатора, що залишається у роботі, не повинно перевищувати 40%. Необхідна потужність трансформаторів ( $S_{необх}$ ) дорівнює

$$S_{необх} = (0,6 - 0,8) \cdot S = 0,7 \cdot S, \quad (2.33)$$

де  $S$  - повна потужність вузла навантаження в режимі максимальних навантажень.

Для вузла №1 повна потужність вузла навантаження в режимі максимальних навантажень, МВА,

$$S_1 = \frac{P_1}{\cos \varphi_1} = 4 / 0,823 = 4,9.$$

Необхідна потужність трансформатора, МВА,

$$S_{необх1} = 0,7 \cdot S_1 = 0,7 \cdot 4,9 = 3,4.$$

По величині  $S_{необх}$  вибирають трансформатори з найближчим стандартним значенням номінальної потужності  $S_{нт}$ . Для вузла №1 вибираємо по табл. А.7 трансформатор типу [ТМН-4000/35](#). Номінальна потужність трансформатора

$$S_{нт1} = 4 \text{ МВА.}$$

Якщо один із вибраних трансформаторів відключається в аварійному режимі, то перевантаження другого вибраного трансформатора, що залишається у роботі, не повинно перевищувати 40%.

Величина перевантаження визначається в аварійному режимі:

$$\Delta S = \frac{S_M - S_{нт}}{S_{нт}} \cdot 100\% \quad (2.34)$$

Для вузла №1 величина перевантаження в аварійному режимі

$$\Delta S_1 = \frac{S_1 - S_{нт1}}{S_{нт1}} \cdot 100\% = (4,9 - 4) \cdot 100 / 4 = 22,5 \% \leq 40\%.$$

Дотримання умова (2.34) дозволяє зберегти термін служби ізоляції трансформатора в межах нормативного. Параметри трансформатора беремо із таблиць А.6, А.7.

Результати розрахунку при виборі трансформаторів приводяться в табл. 2.6., вибір трансформаторів – у табл. 2.7.

$U_{2ном},$

Таблиця 2.6 - Результати розрахунку при виборі трансформаторів

Найменування вузла	Активна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, $P$ , МВт, табл.1.1	Реактивна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, $Q$ , МВАр, табл.1.1	Повна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, $S$ , МВА	Необхідна потужність трансформатора, $S_{необ}$ , МВА	Стандартна напруга ділянки, що живить трансформатор, $U_{ноділ}$ , кВ, табл.2.1	Вторинна номінальна напруга, $U_{нн}$ , кВ, табл.1.1 $U_{2ном}$ , кВ
1	4	2,8	4,9	3,4	35	10
2	3	1,9	3,5	2,5	35	6
3	6	3,1	6,7	4,7	35	10
4	5	2,3	5,5	3,9	35	10

Таблиця 2.7

## Вибір трансформаторів

Найменування вузла	Трансформатор	Номінальна потужність, $S_n$ , МВА	Середня номінальна напруга, кВ	Напруга короткого замикання $U_k$ , %	Втрати короткого замикання $P_k$ , кВт	Втрати холостого ходу, $P_x$ , кВт	Струм холостого ходу, $I_x$ , %	Розрахункова вартість, тис. грн.	Активний опір трансформатора, $R_T$ , Ом	Реактивний опір трансформатора, $X_T$ , Ом	Реактивна потужність трансформатора, що намагнічує, $Q_c$ , квар	Границі регулювання напруги, %			Величина перевантаження трансформатора в аварійному режимі,
1	ТРДН-4000/35	4	115/6,3	10,5	129	27	0,7	420	2,54	55,5	175	$\pm 6 \times$	1,5	%	22,5
2	ТРДН-4000/35	4	115/6,3	10,5	129	27	0,7	420	2,54	55,5	175	$\pm 6 \times$	1,5	%	-12,5
3	ТРДН-6300/35	6,3	115/10,5	10,5	129	27	0,7	420	2,54	55,5	175	$\pm 6 \times$	1,5	%	6,3
4	ТРДН-4000/35	4	115/10,5	10,5	172	36	0,65	545	1,42	34,7	260	$\pm 6 \times$	1,5	%	37,5

## 2.7. Розрахунок втрат потужності і електроенергії

Втрати складаються із втрат у лініях і у трансформаторах.

2.7.1. Втрати потужності на ділянках у лініях визначаються, МВт:

$$\Delta P_{\text{ділі}} = \left( \frac{S_{\text{діл}}}{U_{\text{ділн}}} \right)^2 \cdot \frac{R_{\text{ланц}}}{n}, \quad (2.35)$$

де -  $S_{\text{ділі}}$  - повна потужність ділянки, МВА

$$S_{\text{ділі}} = \sqrt{P_{\text{діл}}^2 + Q_{\text{діл}}^2}. \quad (2.36)$$

$U_{\text{ділн}}$  - стандартна напруга ділянки, кВ, ( приведено у табл. 2.1.);

$R_{\text{ланц}}$  - активний опір одного ланцюга на ділянці, (табл. 2.5.);

$n$  - кількість ланцюгів на ділянці, (табл. 2.5.);

$P_{\text{діл}}$  - активна потужність ділянки, МВт, (табл. 2.5.);

$Q_{\text{діл}}$  - реактивна потужність ділянки, МВАр, (табл. 2.5.).

Наприклад, повна потужність ділянки А-1, варіант1,МВт,

$$S_{\text{діл1}} = \sqrt{P_{\text{діл1}}^2 + Q_{\text{діл1}}^2} = (4,3^2 + 2,9^2)^{0,5} = 5,2.$$

Втрати потужності на ділянці А-1 (варіант 1), МВт,

$$\Delta P_{\text{ділА1}} = \left( \frac{S_{\text{ділА1}}}{U_{\text{ділнА1}}} \right)^2 \cdot \frac{R_{\text{ланцА1}}}{n_{\text{А1}}} = (5,2/35)^2 \cdot 13,5/1 = 0,11,$$

Втрати електроенергії на ділянці мережі визначаються:

$$\Delta W_{\text{діл}} = \Delta P_{\text{діл}} \cdot \tau, \quad (2.36)$$

де  $\tau$  - час максимальних втрат, годин,

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{\text{м}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = (0,124 + 8820/10000)^2 \cdot 8760 = 8865. \quad (2.37)$$

де  $T_{\text{м}}$  - тривалість використання максимального навантаження ділянок мережі, годин, (вихідні данні проекту).

Для ділянки А-1 втрати електроенергії

$$\Delta W_{\partial il A1} = \Delta P_{\partial il A1} \cdot \tau = 0,11 \cdot 8865 = 2642 \text{ МВт} \cdot \text{год},$$

Результати розрахунку втрат потужності й електроенергії в ЛЕП приводяться в табл. 2.8.

2.7.2. Втрати у трансформаторах. При розрахунку втрат потужності в трансформаторах доцільно визначити втрати активної потужності в сталі (наприклад для вузла №1), МВт,

$$\Delta P_{c1} = n_{mp1} \cdot P_{x1} \cdot 10^{-3} = 2 \cdot \text{Ошибка! Источник ссылки не найден.} \cdot 10^{-3} = 0,054. \quad (2.38)$$

де  $n_{mp1}$  - кількість однотипних трансформаторів на підстанції, шт. У нашому прикладі  $n_{mp1} = 2$ .

$P_{x1}$  - номінальні втрати холостого ходу трансформатора для вузла №1 (каталожні данні), кВт, із табл. 2.7.

втрати активної потужності в міді трансформаторів для вузла №1, МВт

$$\Delta P_{M1} = \frac{1}{n_{mp1}} \cdot P_{K1} \cdot \left( \frac{S_{M1}}{S_{H1}} \right)^2 \cdot 10^{-3} = (1/2) 129,0 \cdot 10^{-3} \cdot (4,9/4,0)^2 = 0,097 \text{ МВт}, \quad (2.39)$$

де  $P_{K1}$  - номінальні втрати короткого замикання трансформатора для вузла №1 (каталожні данні), кВт, із табл. 2.7,

$S_1$  - споживана повна потужність навантаження вузла №1 у максимальному режимі, МВА, (табл. 2.6);

$S_{H1}$  - номінальна потужність трансформатора для вузла №1 по каталогу, МВА, (табл. 2.7).



Таблиця 2.8 – Розрахунок втрат потужності на ділянках у лініях

Варіант	Ділянка мережі	Активна потужність ділянки, $P_{діл}$ , МВт, (табл. 2.6)	Реактивна потужність ділянки, $Q_{діл}$ , МВАр, (табл. 2.6)	Повна потужність ділянки, $S_{діл}$ , МВА, (табл. 2.6)	Номінальна напруга, $U_n$ , кВ, (табл. 2.1)	Кількість ланцюгів на ділянці, $n$ , (табл. 2.1)	Активний опір одного ланцюга на ділянці, $R_{ланц}$ , Ом, (табл. 2.4)	Втрати потужності на ділянці, $\Delta P_{діл}$ , МВт	Втрати потужності на всіх ділянках мережі, $\Delta P_{діл}$ , МВт	Втрати електроенергії на ділянках, $\Delta W_{діл}$ , МВт·год	Втрати електроенергії у мережі, $\Delta W_{діл}$ , МВт·год/рік
1	A-1	4,3	2,9	5,2	35	1	13,5	0,298	0,71	2642	6294
	A-2	2,7	1,8	3,2	35	1	32,0	0,267		2367	
	1-2	0,3	0,1	0,3	35	1	49,9	0,004		35	
	A-3	6	3,1	6,8	35	2	13,2	0,249		2207	
	A-4	5	2,3	5,5	35	2	18,8	0,232		2057	
2	A-1	4	2,8	4,9	35	2	18,8	0,184	0,59	1631	5222
	A-2	3	1,9	3,6	35	2	32,0	0,169		1498	
	A-3	6	3,1	6,8	35	2	13,2	0,249		2207	
	A-4	5	2,3	5,5	35	2	18,8	0,232		2057	

Сумарні втрати у трансформаторах вузла №1, МВт,

$$\Delta P_{mp1} = \Delta P_{c1} + \Delta P_{m1} = 0,054 + 0,097 = 0,151. \quad (2.40)$$

Втрати електроенергії в трансформаторах окремої підстанції визначаються, МВт·год :

$$\Delta W_{mp} = \Delta W_{cm} + \Delta W_m = \Delta P_{cm} \cdot T + \Delta P_m \cdot \tau, \quad (2.41)$$

де  $T$  – час роботи трансформаторів у році, 8760 годин;

$\tau$  - час максимальних втрат, годин,

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{спож}}}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = (0,124 + 8820/10000)^2 \cdot 8760 = 8865, \quad (2.42)$$

де  $T_{\text{спож}}$  - тривалість використання максимального навантаження споживачив, у проекті

$$T_{\text{спож}} = T_m = 8820 \text{ год/рік.}$$

Втрати електроенергії в трансформаторах підстанції №1, МВт·год

$$\Delta W_{mp1} = \Delta W_{c1} + \Delta W_{m1} = \Delta P_{c1} \cdot T + \Delta P_{m1} \cdot \tau = 0,054 \cdot 8760 + 0,097 \cdot 8865 = 1332,9.$$

Розрахунок втрат у трансформаторах приведено у табл.2.13.

Таблиця 2.9 – Розрахунок втрат потужності у трансформаторах

Найменування вузла	
Споживана повна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, $S$ , МВА	
Номінальна потужність трансформатора у вузлі по каталогу, $S_n$ , МВА,	
Номінальні втрати холостого ходу у трансформаторі, $P_{xx}$ , кВт	
Номінальні втрати короткого замикання у трансформаторі, $P_{кз}$ , кВт	
Втрати потужності в сталі трансформаторів вузла, $\Delta P_{ст}$ , МВт	
Втрати потужності в міді трансформаторів вузла, $\Delta P_m$ , МВт	
Сумарні втрати потужності в трансформаторах вузла, $\Delta P_{тр}$ , МВт	
Сумарні втрати потужності в трансформаторах мережі, $\Delta P_{трмер}$ , МВт	
Сумарні втрати електроенергії в трансформаторах вузла, $\Delta W_{тр}$ , МВт·год./рік	
Сумарні втрати електроенергії в трансформаторах мережі, $\Delta W_{трмер}$ , МВт·год./рік	

1	4,9	4,0	<b>Ошибка! Источник ссылки не найден.</b>	129,0	0,054	0,097	0,151	0,616	1332,9	5436,2
2	3,5	4,0	<b>Ошибка! Источник ссылки не найден.</b>	129,0	0,054	0,049	0,103		907,4	
3	6,7	6,3	<b>Ошибка! Источник ссылки не найден.</b>	129,0	0,054	0,073	0,127		1120,2	
4	5,5	4,0	<b>Ошибка! Источник ссылки не найден.</b>	172,0	0,072	0,163	0,235		2075,7	



2.7.3. Втрати в електричній мережі визначаються:

$$\Delta P_{мер} = \Delta P_{ділмер} + \Delta P_{тр}, \quad (2.43)$$

де  $\Delta P_{л}, \Delta P_{тр}$  - втрати в лініях і в трансформаторах, (табл.2.8, 2.9).

Втрати потужності для варіанту 1, МВт,

$$\Delta P_{мер1} = \Delta P_{ділмер1} + \Delta P_{тр1} = 0,71 + 0,616 = 1,33. \quad (2.44)$$

Втрати потужності для варіанту 2, МВт,

$$\Delta P_{мер4} = \Delta P_{ділмер4} + \Delta P_{тр4} = 0,59 + 0,616 = 1,21. \quad (2.45)$$

Втрати електроенергії для варіанту 1 (табл.2.8, 2.9), МВт/рік,

$$\Delta W_{мер1} = \Delta W_{ділмер1} + \Delta W_{тр1} = 6294,00 + 5436,2 = 11730. \quad (2.46)$$

Втрати електроенергії для варіанту 4 (табл.2.8, 2.9), МВт/рік,

$$\Delta W_{мер4} = \Delta W_{ділмер4} + \Delta W_{тр4} = 5222,00 + 5436,2 = 10658. \quad (2.47)$$

## РОЗДІЛ 3

### КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

#### 3.1. Вибір компенсаційних пристроїв

Однією з найбільш ефективних заходів для зменшення втрат потужності є компенсація реактивної потужності, коли джерела реактивної потужності встановлюються поблизу споживачів. При цьому мережа вище підключення компенсуючи пристроїв (КП) розвантажується від протікання реактивної потужності. Це веде до зменшення струму в мережі і, як наслідок, до зменшення втрат активної потужності  $\Delta P$ , зменшення втрат електроенергії  $\Delta W$ , зменшення втрат напруги  $\Delta U$ . Вибір потужності регламентується [4, 5]. З економічної точки зору найбільш економічною є споживана реактивна потужність вузлом навантаження  $Q_{ек}$ , яка визначається за формулою:

$$Q_{ек} = P \cdot tg\varphi_{ек} \quad (3.1)$$

де  $P$  - максимальне значення активної потужності вузла навантаження;

$tg\varphi_{ек}$  - економічне значення тангенса, що задається для енергосистеми в залежності від вищої напруги мережі. Для живильної напруги 35 кВ  $tg\varphi_{ек} = 0,23$ ; 110 кВ –  $tg\varphi_{ек} = 0,28$ ; 220 кВ –  $tg\varphi_{ек} = 0,32$ .

Для мережі  $U_H = 35$  кВ приймаємо

$$tg\varphi_{ек} = 0,23$$

Для отримання економічного значення  $tg\varphi_{ек}$  в мережі, що проектується, треба установити компенсуючи пристрої (КП) біля споживачів

(на підстанціях) на стороні низької напруги. Реактивна потужність компенсуючих пристроїв КП визначається за формулою:

$$Q_{кпр} = Q - Q_{ек}, \quad (3.2)$$

де  $Q$  - максимальне значення реактивної потужності вузла навантаження.

Очевидно, що якщо  $Q \leq Q_{ек}$ , то необхідності в компенсації реактивної потужності немає.

Найчастіше на споживчих підстанціях у якості компенсуючих пристроїв КП використовуються конденсаторні батареї у виді комплектних установок типу КУ. Згідно [6, 7] їхні потужності  $Q_{уст}$  рівні: при вторичної (низької) напруги

$U_{2н}=6$  кВ – 0,3; 0,4; 0,45; 0,675; 0,9; 1,125; 1,35; 1,8; 2,7 МВАр;

при  $U_{2н}=10$  кВ – 0,4; 0,45; 0,675; 0,9; 1,125; 1,35; 1,8; 2,7 МВАр.

У випадку  $Q_{кпр} \leq Q_{кп \min}$ , компенсуючий пристрій КП не встановлюється.

Визначивши розрахункове значення потужності компенсуючих пристроїв  $Q_{кпр}$ , необхідно підібрати комплектні конденсаторні установки для її реалізації, або визначити кількість окремих конденсаторів, якими розрахункова потужність компенсуючих пристроїв КП може бути реалізована. Якщо підстанція 2-х трансформаторна, то при виборі комплектних КП необхідно пам'ятати, що вони повинні бути рознесені на підстанції на дві секції шин зі сторогу низької напруги 6-10 кВ, тобто їхня кількість повинна бути кратна двом. При визначенні кількості окремих конденсаторів число їх повинне бути кратне 6, тому що вони будуть рівномірно рознесені по фазах і по секціях шин.

Таким чином, потужність компенсуючих пристроїв КП розподіляється нарівно на кожен секцію шин 6-10 кВ підстанції ПС, тобто кількість однотипних КП повинна бути кратна 2 при двообмотувальних чи



трьохобмотувальних трансформаторах, чи автотрансформаторах, встановлюваних на підстанції ПС (наприклад, типу ТМ, ТМН, ТДН, ТДТН, АТДЦТН), і кратно 4 – при трансформаторах з розщепленою обмоткою нижчої напруги (типу ТРДН).

У подальших розрахунках варто враховувати не розрахункову потужність компенсуючих пристроїв  $Q_{кпн}$ , а встановлену  $Q_{кпнн}$ .

Потужність споживачів після компенсації реактивної потужності в узлі навантаження визначається:

$$S_{кпн} = P + j(Q - Q_{ек}).$$

Економічна споживана реактивна потужність вузлом навантаження №1  $Q_{ек1}$  визначається:

$$Q_{ек1} = P_1 \cdot \operatorname{tg} \varphi_{ек} = 4 \cdot 0,23 = 0,9 \text{ МВАр.}$$

Розрахункова реактивна потужність компенсуючих пристроїв КП для вузла навантаження №1 визначається:

$$Q_{кроз1} = Q_1 - Q_{ек1} = 2,8 - 0,9 = 1,9 \text{ МВАр.}$$

Вибираємо трифазні конденсаторні установки для напруги  $U_{2н} = 10$  кВ типу КУ потужністю

$$Q_{уст1} = 0,22 \text{ МВАр.}$$

Для трансформатора типу ТМН-4000/35 двох обмоточного без розщеплення вторинної обмотки (відсутня буква Р у позначенні типу) кількість установок повинна бути кратно 2 (два трансформатори на підстанції). Тому вибираємо кількість конденсаторних установок для підстанції №1

$$n_{уст1} = 8 \text{ шт.}$$

Фактична потужність компенсуючого пристрою на підстанції №1

$$Q_{кф1} = n_{уст1} \cdot Q_{уст1} = 8 \cdot 0,22 = 1,8 \text{ МВАр.}$$

Різниця між потрібною потужністю компенсуючих пристроїв  $Q_{кроз1}$  і фактичною потужністю компенсуючого пристрою на підстанції №1

$$\Delta Q_{кп1} = \frac{Q_{кроз1} - Q_{кф1}}{Q_{кф1}} \cdot 100\% = ((1,9-1,8)/1,8) \cdot 100\% = 5,6\% \leq 5\%.$$

Реактивна потужність підстанції №1 після компенсації

$$Q_{крп1} = Q_1 - Q_{кф1} = 2,8 - 1,8 = 1,1 \text{ МВАр.}$$

Розрахунок компенсації реактивної потужності і вибір компенсуючих пристроїв приведено у табл. 4.1.

Із джерел [6, 7], із табл. А.12 – А.13 підбираємо компенсуючі пристрої із конденсаторних батарей і конденсаторів таким чином, що різниця між потрібної потужністю компенсуючих пристроїв КП в мережі (на всіх підстанціях)  $Q_{кпрсум}$  і потужністю встановлених КП  $Q_{кпрсум}$  не перевищувала 5%. При такому виборі (наборі) компенсуючих пристроїв у табл.3.1 допускаємо, що  $Q_{кроз} = Q_{кф}$ .

Таблиця3.1 – Компенсація реактивної потужності

Номер підстанції	Активна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, $P$ , МВАр	Реактивна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, $Q$ , МВАр	Економічне значення тангенса, $tg\varphi_{ек}$	Економічна реактивна потужність у вузлі навантаження, $Q_{ек}$ , МВАр	Реактивна потужність компенсуючих пристроїв, $Q_{кроз} = Q_{факт}$ , МВАр	Активна і реактивна потужності навантаження вузла у максимальному режимі, $P+jQ_{кпр}$ , МВА
1	4	2,8	0,28	1,1	1,7	4 +j 1,1
2	3	1,9		0,8	1,1	3 +j 0,8
3	6	3,1		1,7	1,4	6 +j 1,7
4	5	2,3		1,4	0,9	5 +j 1,4

## РОЗДІЛ 4

### РОЗРАХУНОК ОСНОВНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ

Розрахунок основних режимів виконують для визначення потоків у лініях і трансформаторах, напруг у вузлових точках мережі, вибору методів регулювання напруги.

До основних режимів відносять: режим максимального навантаження, мінімального навантаження і найбільш важкий післяаварійний режим.

#### **4.1. Режим максимального навантаження**

Розрахунок починають зі складання схем заміщення, опорів та провідностей. Для ліній (ділянок) ці параметри визначені, вони приведені у табл. 2.12. Спочатку зображується вихідна схема в однолінійному виконанні (рис. 4.2а). Трансформатори з розщепленою обмоткою низької напруги вводяться в схему як звичайні двохобмотувальні. На схемі вказується довжина кожної ЛЕП, марка проводу і кількість ланцюгів, тип і кількість трансформаторів на ПС, навантаження вузлів у режимі максимальних навантажень після установки компенсаційних пристроїв КП.

Далі розраховуються втрати потужності в двохобмотувальних трансформаторах споживчих підстанцій. Вони необхідні не тільки для визначення розрахункових навантажень, але і для оцінки ефективності заходів щодо зменшення втрат потужності в трансформаторах. Доцільно визначити окремо втрати в сталі й у міді. Схема заміщення трансформатора приведена на рис. 4.1.

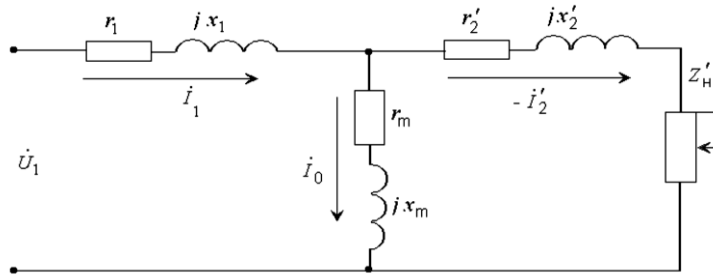


Рисунок 4.1 – Схема заміщення трансформатора

Розрахункові параметри схеми заміщення трансформаторів. Якщо на підстанції встановлено трансформатори з розчепленням вторинної обмотки, то вони вводяться в схему як звичайні двохобмотувальні.

Активний опір обмоток трансформатора визначаємо, Ом:

$$R_T = \frac{P_K \cdot U_{BH}^2}{10^3 \cdot S_H^2} \quad (4.1)$$

Реактивний опір обмоток трансформатора визначаємо, Ом:

$$X_T = \frac{U_K \cdot U_{BH}^2}{100 \cdot S_H^2} \quad (4.2)$$

Для трансформаторів з розчепленням вторинної обмотки, Ом

$$X_T^{розч} = \frac{2U_K \cdot U_{BH}^2}{10^2 \cdot S_H^2} \quad (4.2a)$$

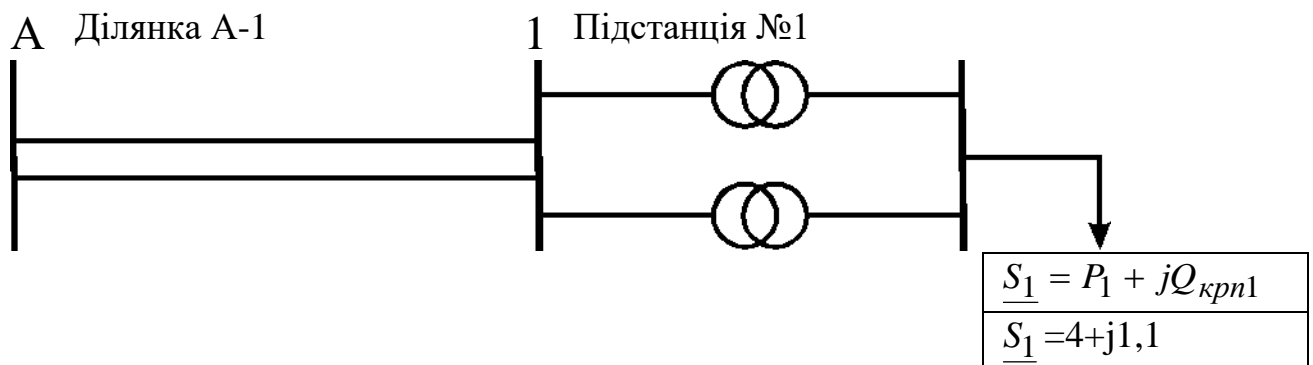


Рисунок 4.1а – Схема ділянки А-1 електричної мережі

Номінальна реактивна потужність, що намагнічує трансформатор, МВАр,

$$Q_c = \frac{I_x}{100} \cdot S_n. \quad (4.3)$$

Складемо початкову схему заміщення. Замість ємнісної провідності введемо зарядну потужність лінії. В схемі заміщення трансформатора замість шунта намагнічування врахуємо гілку  $\Delta S_x = P_x + jQ_c$ . Два ланцюга лінії, два трансформатора на підстанції замінимо еквівалентними

$$R_{\text{ділекв}} = \frac{R_{Ai}}{2}; \quad X_{\text{ділекв}} = \frac{X_{Ai}}{2}; \quad R_{\text{Текв}} = \frac{R_{Ti}}{2}; \quad X_{\text{Текв}} = \frac{X_{Ti}}{2}.$$

Далі складаємо схему заміщення з приведеними навантаженнями (рис. 4.2б). Приведеним навантаженням називається навантаження споживачів (навантаження підключено до шин низької напруги НН підстанцій) з урахуванням втрат потужності в обмотках трансформаторів (що називаються навантажувальними) і втрат потужності холостого ходу трансформаторів підстанції.

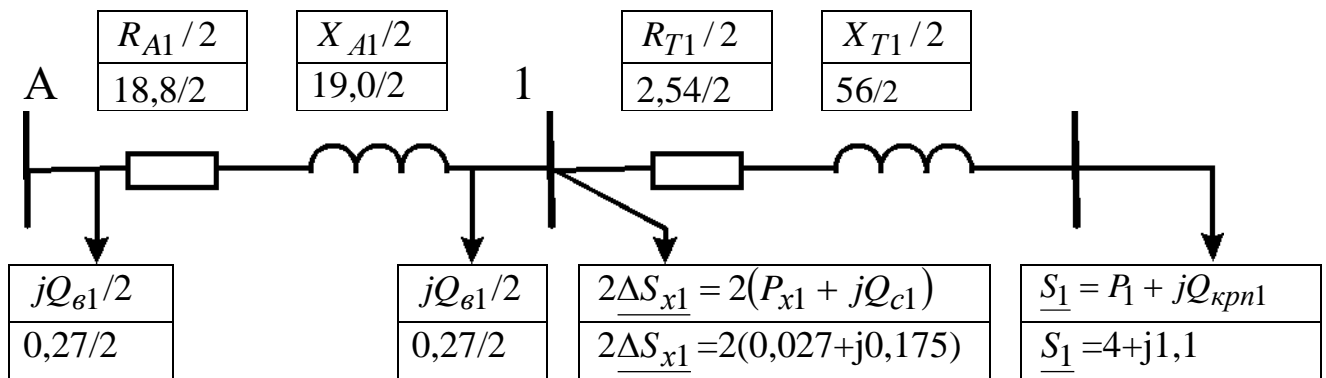


Рисунок 4.2б – Схема заміщення ділянки А-1 електричної мережі

На підстанціях встановлено по два трансформатора ( $n_{Ti} = 2$ ).

Активна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції визначається, МВт:

$$P_{\text{вх}} = (P + \Delta P_T) = \quad (4.4)$$

Реактивна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції визначається, МВАр:

$$Q_{вх} = (Q_{кп} + \Delta Q_T), \quad (4.5),$$

де  $Q_{кп}$  - реактивна потужність навантаження вузла у максимальному режимі з компенсуючими пристроями (з табл.3.1)

Повна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції визначається, МВА:

$$\underline{S}_{вх} = P_{вх} + jQ_{вх} = (P_M + \Delta P_T) + j(Q_{мкп} + \Delta Q_T), \quad (4.6)$$

де  $P_M$  - активна потужність на виході вузла нагрзуки, МВт, (із табл. 3.1);

$Q_{кп}$  - реактивна потужність на виході вузла нагрзуки, МВАр, (із табл.3.1);

$\Delta P_T$  - втрати активної потужності в обмотках трансформатора, МВт;

$\Delta Q_T$  - втрати реактивної потужності в обмотках трансформатора, МВАр.

Втрати активної потужності в обмотках трансформатора, МВт, визначаються:

$$\Delta P_T = \frac{P^2 + Q_{кп}^2}{U_{вн}^2} \cdot \frac{R_T}{2}, \quad (4.7)$$

для підстанції №1

$$\Delta P_{T1} = ((4^2 + 1,1^2)/35^2) \cdot 2,54/2 = 0,02 \text{ МВт.}$$

Втрати реактивної потужності в обмотках трансформатора, МВАр, визначаються:

$$\Delta Q_T = \frac{P^2 + Q_{кп}^2}{U_{вн}^2} \cdot \frac{X_T}{2}, \quad (4.8)$$

для підстанції №1 втрати реактивної потужності в обмотках трансформатора, МВАр,

$$\Delta Q_{T1} = ((4^2 + 1,1^2)/35^2) \cdot 56/2 = 0,39.$$

Активна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції №1 ( формула 4.4), МВт

$$P_{ex1} = (P_{M1} + \Delta P_{T1}) = 4 + 0,02 = 4,04.$$

Реактивна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції №1 (4.5), МВАр,

$$Q_{ex1} = (Q_{kn1} + \Delta Q_{T1}) = 1,1 + 0,39 = 1,49.$$

Повна потужність на вході в обмотки трансформаторів для підстанції №1 визначається, МВА (4.6)

$$\underline{S}_{ex1} = P_{ex1} + jQ_{ex1} = (4,04 + j1,49).$$

Активна потужність, що приведена до сторони високої напруги, визначається:

$$P_{np} = P_{ex} + 2P_x, \quad (4.12)$$

для підстанції №1, МВт,

$$P_{np1} = P_{ex1} + 2P_{x1} = 4,04 + 2 \cdot 0,02 = 4,08.$$

Реактивна потужність, що приведена до сторони високої напруги, визначається:

$$Q_{np} = Q_{ex} + 2Q_c \quad (4.13)$$

для підстанції №1, МВАр,

$$Q_{np1} = Q_{ex1} + 2Q_{c1} = 1,49 + 2 \cdot 0,175 = 1,84.$$

Повна потужність, що приведена до сторони високої напруги, визначається:

$$\underline{S}_{np} = P_{np} + jQ_{np} = (P_{ex} + 2P_x) + j(Q_{ex} + 2Q_c) \quad (4.14)$$

для підстанції №1, МВА,

$$\underline{S}_{np1} = P_{np1} + jQ_{np1} = (4,08 + j1,84).$$

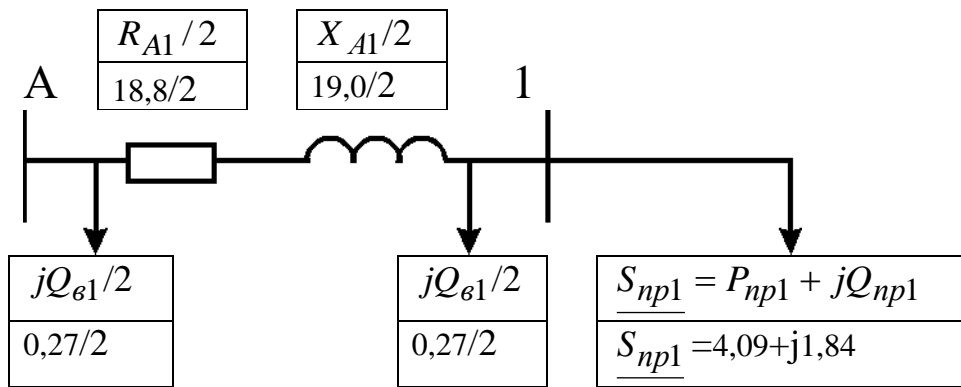


Рисунок 4.2в – Схема заміщення ділянки А-1 с приведеними навантаженнями

В рис. 4.2в немає схем заміщення трансформаторів, але значення потужності, що споживається, в узлах збільшені на значення втрат потужності обмоток і в сердечниках трансформаторів.

Розрахунковим навантаженням називається сума приведеної потужності і зарядних потужностей ліній, що зв'язані з вузлом. Розрахункова активна споживана потужність підстанції, МВт

$$P_p = P_{np} \quad (4.15)$$

Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції

$$Q_p = (Q_{np} - Q_{\epsilon} / 2) \quad (4.16)$$

для підстанції №1, МВАр,

$$Q_{p1} = Q_{np1} - Q_{\epsilon 1} / 2 = 1,84 - 0,27 / 2 = 1,71.$$

Розрахункова споживана потужність вузла (підстанції)

$$\underline{S}_p = P_p + jQ_p = P_{np} + j(Q_{np} - Q_{\epsilon} / 2) \quad (4.17)$$

для підстанції №1, МВА,

$$\underline{S}_{p1} = P_{p1} + jQ_{p1} = (4,09 + j1,71).$$

На рис. 4.2г приведена схема заміщення ділянки А-1 с приведеними навантаженнями



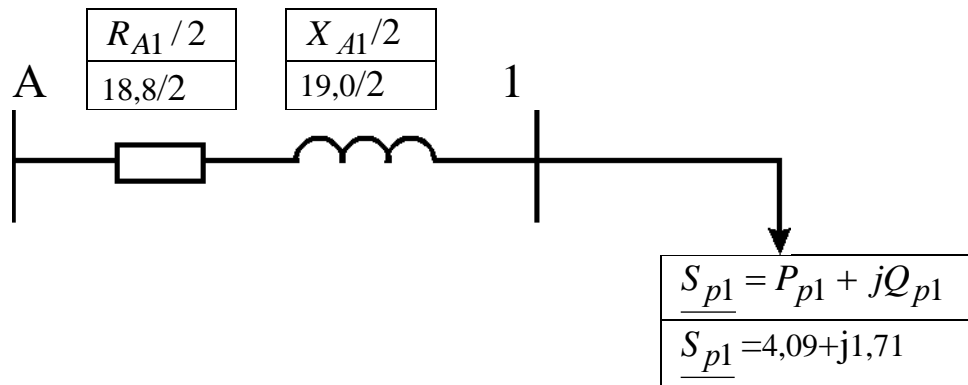


Рисунок 4.2г – Схема заміщення ділянки А-1 з розрахунковими навантаженнями

Розрахунки для ділянок мережі зводимо до табл. 4.1. Розрахункові потужності наносять на схеми заміщення рис. 4.3 – 4.5.

Знаючи розрахункові потужності підстанцій, визначаємо потужності без урахування втрат потужностей у лініях (потужність кінця лінії  $S_k$ ) і потужності з урахуванням втрат у лініях (на початку лінії  $S_n$ ).

Для ділянки А-1

$$S_{k1} = P_{k1} + jQ_{k1} = S_{p1} = P_{p1} + jQ_{p1} = 4,09 + j1,71 \text{ МВА} \quad (4.18)$$

Активна потужність на початку лінії визначається, МВт:

$$P_{n1} = P_{k1} + \Delta P_{A1}. \quad (4.19)$$

Реактивна потужність на початку лінії визначається, МВАр:

$$Q_{n1} = Q_{k1} + \Delta Q_{A1}, \quad (4.20)$$

Повна потужність на початку лінії визначається, МВА:

$$S_{n1} = P_{n1} + jQ_{n1}, \quad (4.21)$$

де  $\Delta P_{A1}$  - втрати активної потужності у лінії на ділянці А-1, МВт;

$\Delta Q_{A1}$  - втрати реактивної потужності у лінії на ділянці А-1, МВАр.

Втрати активної потужності у лінії на ділянці А-1, МВт

$$\Delta P_{A1} = \frac{P_{k1}^2 + Q_{k1}^2}{U_n^2} \cdot \frac{R_{A1}}{n} = ((4,09^2 + 1,71^2) / 35^2) \cdot (13,5/2) = 0,11, \quad (4.22)$$

де  $R_{A1}$  - активний опір одного провода ділянці, Ом, (з табл. 2.4,  $R_{\text{ланц}}$ )

$n$  - кількість ланцюгів на ділянці (з табл. 2.4).

$$\Delta Q_{A1} = \frac{P_{\kappa 1}^2 + Q_{\kappa 1}^2}{U_n^2} \cdot \frac{X_{A1}}{n} = ((4,09^2 + 1,71^2) / 35^2) \cdot (18,5 / 2) = 0,15, \quad (5.23)$$

де  $R_{A1}$  - активний опір одного провода ділянці, Ом, (з табл. 2.4,  $R_{\text{ланц}}$ )

$n$  - кількість ланцюгів на ділянці (з табл. 2.4).

Активна потужність на початку лінії А-1 визначається, МВт:

$$P_{n1} = P_{\kappa 1} + \Delta P_{A1} = 4,09 + j0,11 = 4,20 \quad (4.24)$$

Рактивна потужність на початку лінії А-1 визначається, МВАр:

$$Q_{n1} = Q_{\kappa 1} + \Delta Q_{A1} = 1,71 + j0,15 = 1,86 \quad (4.25)$$

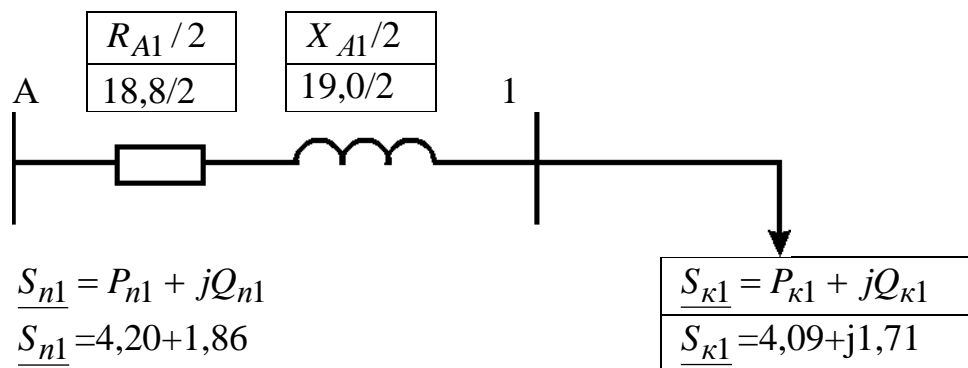


Рисунок 4.2г – Схема заміщення ділянки А-1 з початковими і кінцевими навантаженнями

Результати розрахунків зводимо у табл. 4.2.

Таблиця 4.1 – Розрахунок параметрів схеми заміщення трансформаторів

Позначення параметрів (формула розрахунку, табл. вихідних даних)	Підстанція №1	Підстанція №2	Підстанція №3	Підстанція №4
Активний опір обмоток трансформатора, $R_T$ , Ом, (5.1), (табл. 2.7)	2,54	2,54	2,54	1,42
Реактивний опір обмоток трансформатора, $X_T$ , Ом, (5.2), (табл. 2.7)	56	56	56	35
Номінальні активні втрати у трансформаторі, $P_x$ , МВт, (табл. 2.7)	0,027	0,027	0,027	0,036
Номінальна реактивна потужність, що намагнічує трансформатор, $Q_c$ , кВАр, (5.3), (табл. 2.7)	0,175	0,175	0,175	0,260
Активна потужність навантаження підстанції, $P$ , МВт, (табл. 4.1)	4	3	6	5
Реактивна потужність навантаження підстанції, $Q_{kn}$ , МВАр, МВт, (табл. 4.1)	1,1	0,8	1,7	1,4
Втрати активної потужності в обмотках трансформатора, $\Delta P_T$ , МВт, (5.7)	0,04	0,02	0,08	0,03
Втрати реактивної потужності в обмотках трансформатора, $\Delta Q_T$ , МВАр, (5.8)	0,39	0,22	0,89	0,39
Активна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $P_{вх}$ , МВт, (5.4)	4,04	3,02	6,08	5,03
Реактивна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $Q_{вх}$ , МВАр, (5.5)	1,49	1,02	2,59	1,79
Активна потужність, що приведена до сторони високої напруги, $P_{np}$ , МВт, (5.12)	4,09	3,07	6,13	5,10
Реактивна потужність, що приведена до сторони високої напруги, МВАр, $Q_{np}$ , (5.13)	1,84	1,37	2,94	2,31
Зарядна ємна потужність ділянки, $Q_{zi}$ , МВАр, (табл. 2.4)	0,27	0,47	0,19	0,27
Розрахункова активна споживана потужність підстанції, $P_p$ , МВт, (5.15)	4,09	3,07	6,13	5,10
Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції, $Q_p$ , МВАр, (5.16)	1,71	1,14	2,85	2,18

Втрати реактивної потужності у лінії на ділянці А-1, МВАр

Таблиця 4.2 – Розрахунок потужностей кінця і початку ліній

Ділянка	Активна потужність кінця лінії, $P_k$ , МВт, (5.18) (табл. 5.1)	Реактивна потужність кінця лінії, $Q_k$ МВАр, (5.18) (табл. 5.1)	Кількість ланцюгів на ділянці, $n$ , (табл. 2.4)	Активний опір одного про вододілянці, $R_{ланц}$ , Ом, (табл. 2.4)	Реактивний опір одного про вододілянці, $X_i$ , Ом, (табл. 2.4)	Втрати активної потужності у лінії на ділянці $\Delta P_{дiл}$ , МВт, (5.22)	Втрати реактивної потужності у лінії на ділянці $\Delta Q_{дiл}$ , МВт, (5.23)	Активна потужність на початку лінії, $P_n$ , МВт, (5.19)	Реактивна потужність на початку лінії, $Q_n$ , МВАр, (5.20)
A-1	4,09	1,71	2	18,8	19,0	0,15	0,15	4,24	1,86
A-2	3,07	1,14	2	32,0	32,3	0,14	0,14	3,21	1,28
A-3	6,13	2,85	2	13,2	13,3	0,25	0,25	6,38	3,10
A-4	5,10	2,18	2	18,8	19,0	0,24	0,24	5,34	2,42

Розрахункові потужності наносять на схеми заміщення рис. 4.3 – 4.6.

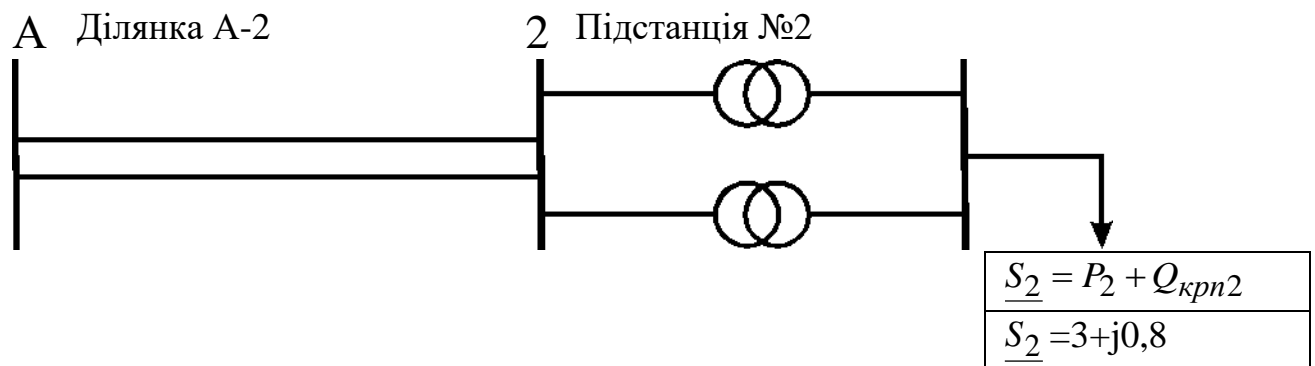


Рисунок 4.3а – Схема ділянки А-2 електричної мережі

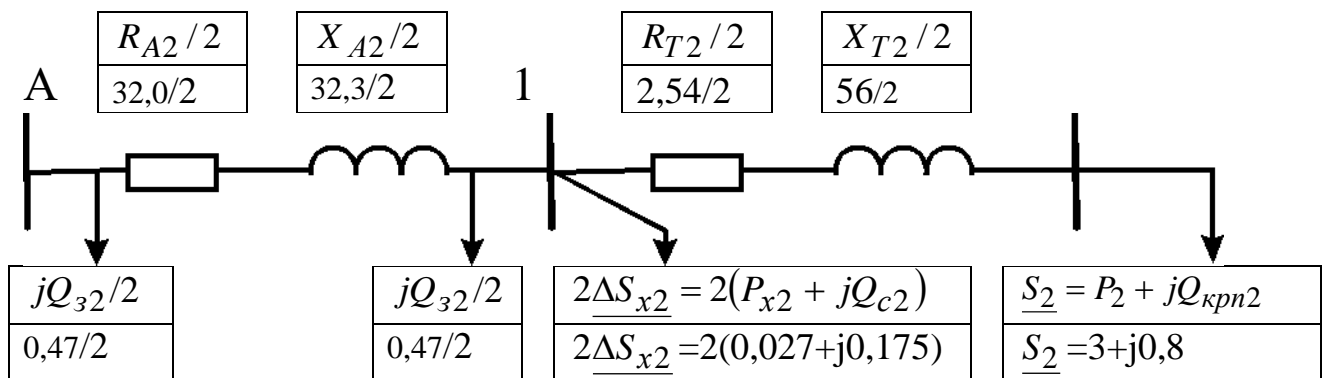


Рисунок 4.3б – Схема заміщення ділянки А-2 електричної мережі

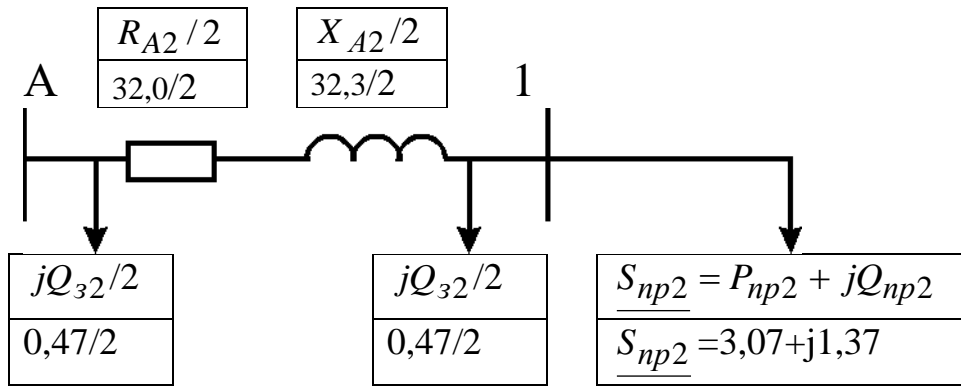


Рисунок 4.3в – Схема заміщення ділянки А-2 з приведеними навантаженнями

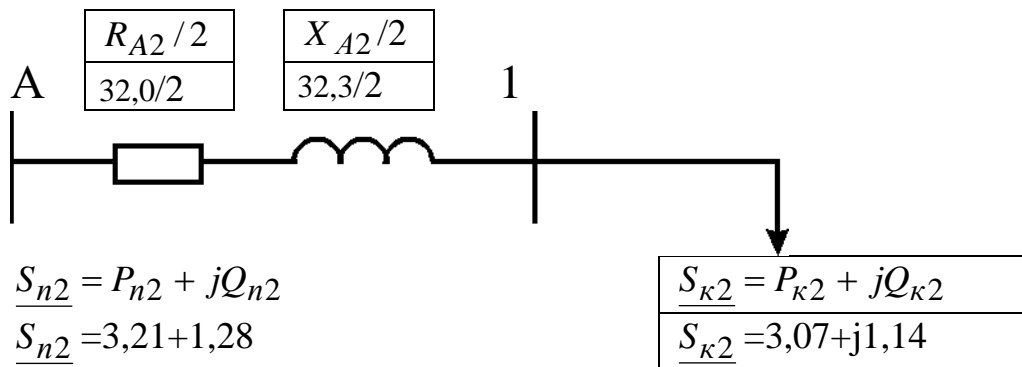


Рисунок 4.3г – Схема заміщення ділянки А-2 з початковими і кінцевими навантаженнями

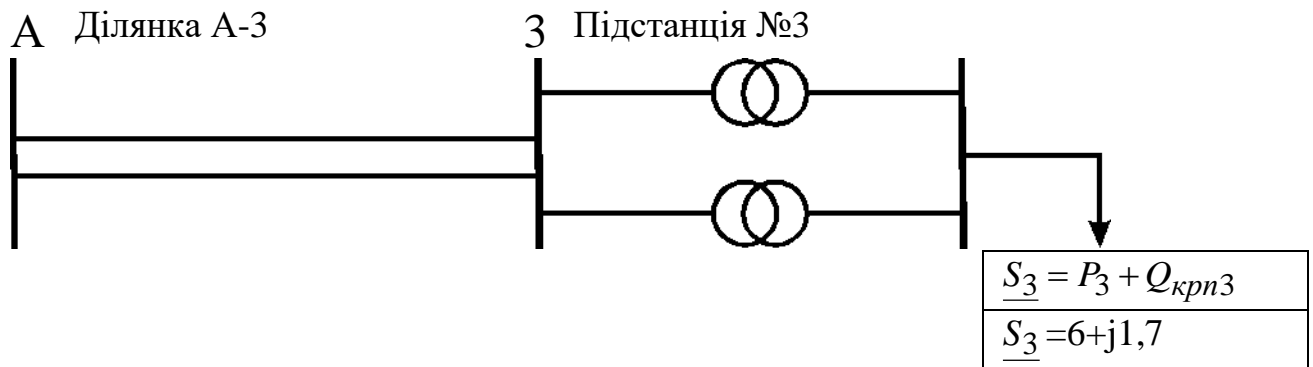


Рисунок 4.4а – Схема ділянки А-3 електричної мережі

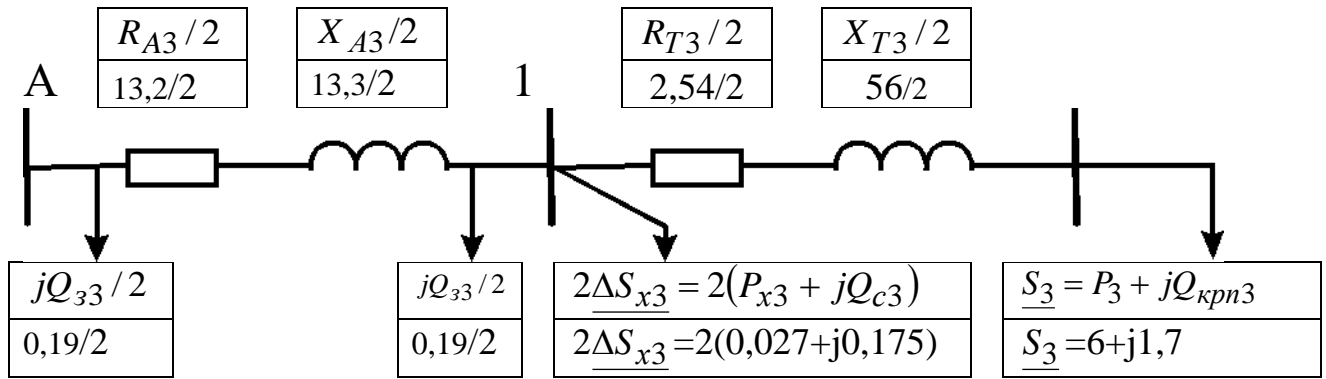


Рисунок 4.4б – Схема заміщення ділянки А-3 електричної мережі

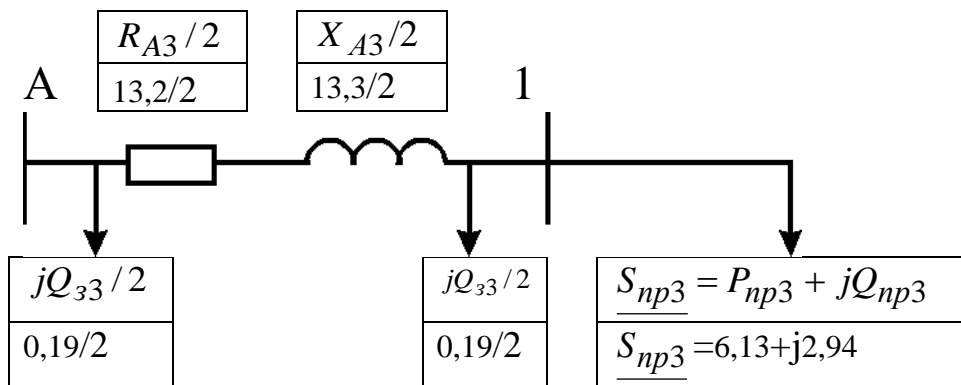


Рисунок 4.4в – Схема заміщення ділянки А-3 з приведеними навантаженнями

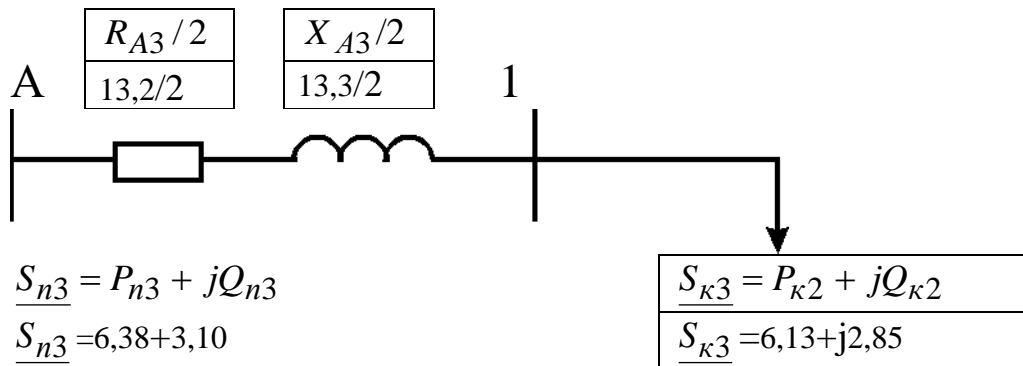


Рисунок 4.4г – Схема заміщення ділянки А-3 з початковими і кінцевими навантаженнями

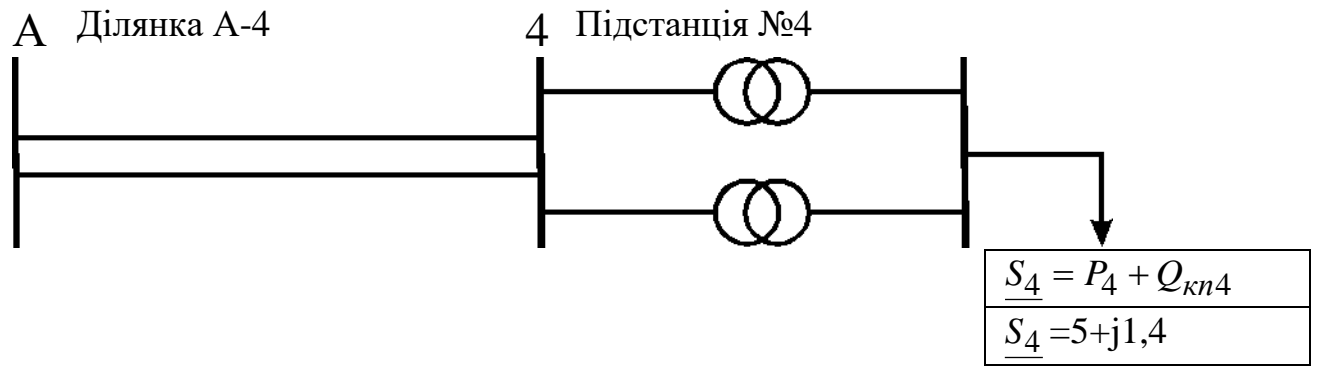


Рисунок 4.5а – Схема ділянки А-4 електричної мережі

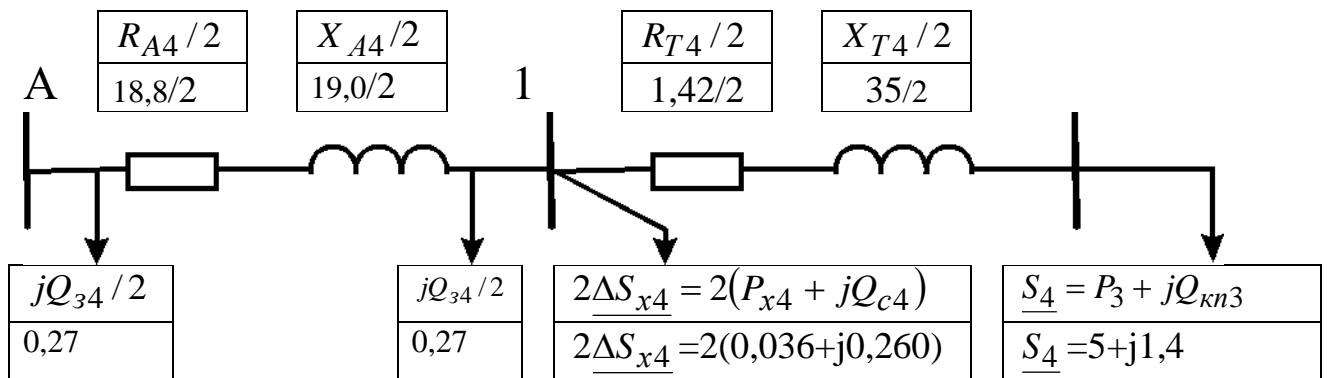


Рисунок 4.5б – Схема заміщення ділянки А-4 електричної мережі

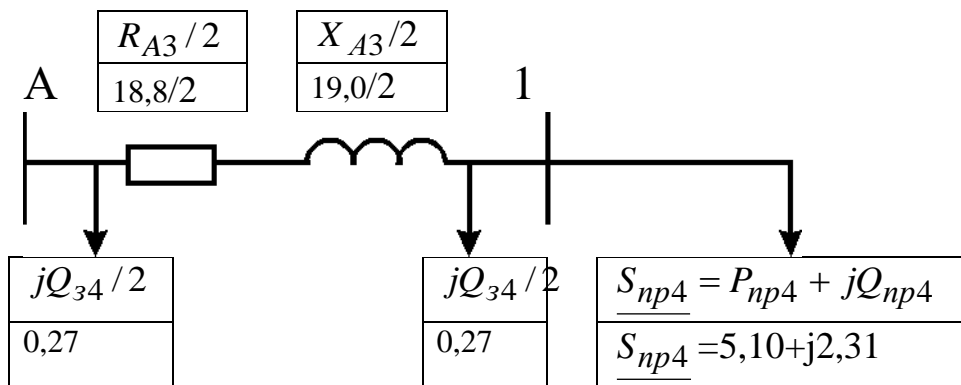


Рисунок 4.5в – Схема заміщення ділянки А-4 с приведенними навантаженнями



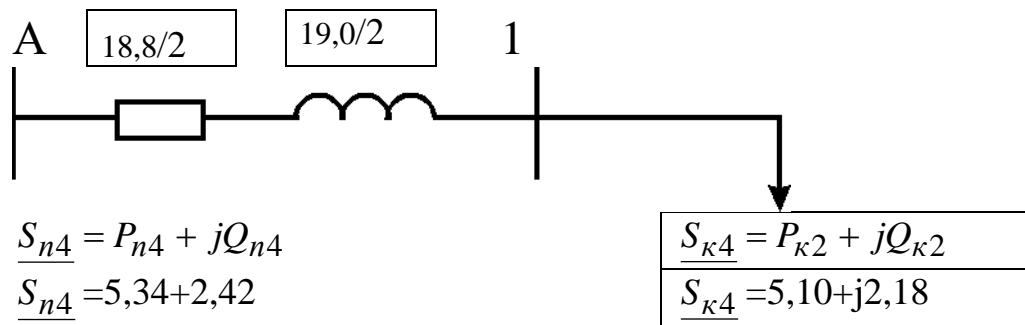


Рисунок 4.5г – Схема заміщення ділянки А-4 з початковими і кінцевими навантаженнями

Розрахунок напруг у вузлових точках мережі виконується за формулами (5.24), (5.25). Наприклад, для ділянки А-1

$$U_1 = U_A - \Delta U_{A1}, \quad (4.24)$$

де  $U_A$  - напруга джерела живлення, для мережі з номінальною напругою  $U_n = 35$  кВ  $U_{дж}$  приймається 38,5 кВ; для мережі з  $U_n = 110$  кВ  $U_A = 115$  кВ.

Приймаємо  $U_A = 38,5$  кВ.

Втрати напруги на ділянці А-1  $\Delta U_{A1}$  визначаються:

$$\Delta U_{A1} = \frac{P_n \cdot \frac{R_{A1}}{n} + Q_n \cdot \frac{X_{A1}}{n}}{U_{дж}} = \frac{(4,24 \cdot 18,8/2 + 1,86 \cdot 19,0/2)}{38,5} = 1,49 \text{ кВ.} \quad (4.25)$$

Напруга вузла 1 (на вході підстанції №1) визначається, кВ:

$$U_1 = U_{дж} - \Delta U_{A1} = 38,5 - 1,49 = 37,0. \quad (4.26)$$

Далі розраховуємо втрати напруги в трансформаторах підстанції за значеннями потужностей  $P_{vx} + jQ_{vx}$ , які беремо із табл. 5.1, і еквівалентним значенням двох опорів трансформаторів  $R_{Текв} = \frac{R_T}{2}$  і  $X_{Текв} = \frac{X_T}{2}$ . У



результаті визначаються напруги на нижчій стороні трансформаторів, приведені до їхньої вищої напруги.

Напруга, споживана вузлом №1 (на виході підстанції №1 з урахуванням втрат напруги у трансформаторах, це напруга на нижчій стороні трансформаторів, приведена до їхньої вищої напруги) визначається за формулою

$$U_{\text{спож1}} = U_1 - \Delta U_{\text{тр}}, \quad (4.27)$$

де -  $\Delta U_{\text{тр}}$  - втрати напруги у трансформаторах підстанції, кВ.

$$\Delta U_{\text{тр}} = \frac{P_{\text{вх}} \cdot \frac{R_{T1}}{2} + Q_{\text{вх}} \cdot \frac{X_{T1}}{2}}{U_{\text{вн}}} = 4,04 \cdot 2,54/2 + 1,49 \cdot 56/2 / 38,5 = 1,34. \quad (4.28)$$

Напруга, споживана вузлом №1, кВ,

$$U_{\text{спож1}} = 37,0 - 1,34 = 35,70.$$

Результати розрахунків зводимо до табл. 4.3.

Таблиця 4.3 – Розрахунок напруг у вузлових точках мережі

Ділянка	A-1	A-2	A-3	A-4
Напруга джерела живлення, $U_A$ , кВ	38,5	38,5	38,5	38,5
Активна потужність на початку лінії, $P_{П}$ , МВт, (з табл. 4.2)	4,24	3,21	6,38	5,34
Реактивна потужність на початку лінії, $Q_{П}$ , МВАр, (з табл. 4.2)	1,86	1,28	3,10	2,42
Кількість ланцюгів на ділянці, $n$ , (табл. 2.4)	2	2	2	2
Активний опір одного провода ділянці, $R_{ланц}$ , Ом, (з табл. 2.4)	18,8	32,0	13,2	18,8
Реактивний опір одного провода ділянці, $X_i$ , Ом, (табл. 2.4)	19,0	32,3	13,3	19,0
Втрати напруги на ділянці, $\Delta U_{Ai}$ , кВ, з форм. (4.22)	1,49	1,87	1,63	1,90
Напруга вузла (на вході підстанції) $U_i$ , кВ, з форм. (4.22)	37,0	36,6	36,9	36,6
Активна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $P_{вх}$ , МВт, з форм. (4.9) і табл. 4.1	4,04	3,02	6,08a	5,03
Реактивна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $Q_{вх}$ , МВАр, з форм. (4.10) і табл. 5.1	1,49	1,02	2,59	1,79
Активний опір обмоток трансформатора, $R_T$ , Ом, з форм.(4.1) і табл. 2.7.	2,54	2,54	2,54	1,42
Реактивний опір обмоток трансформатора, $X_T$ , Ом, з форм.(5.2) і табл. 2.7	56	56	56	35
Втрати напруги у трансформаторах підстанції, $\Delta U_{тр}$ , кВ	1,34	0,93	2,29	1,00
Напруга, споживана вузлом на виході підстанції (напруга на нижчій стороні трансформаторів, приведена до вищої напруги), $U_{спож1}$ , кВ	35,7	35,7	34,6	35,6

## 4.2. Післяаварійний режим

Розрахунок ведеться для найбільш важких режимів. Для замкнутої електричної мережі це обрив ділянки з найбільшою потужністю, для розімкнутої дволанцюгової лінії – обрив одного ланцюга. Потужність споживачів, кількість трансформаторів на підстанціях такі, як і в режимі максимального навантаження, тому і потужність у схемі заміщення трансформаторів будуть такими ж, як у максимальному режимі.

Для розімкнутої дволанцюгової лінії при обриві одного ланцюга змінюється величина зарядної потужності цієї лінії  $jQ_{zi}$  (вона зменшується вдвічі і становить  $jQ_{заві} = jQ_{zi}/2$ , тому підлягає уточненню розрахункова потужність підстанції, де відбулось відключення лінії. Також активний  $R_{Ai}$  і індуктивний опір  $X_{Ai}$  ділянки А-1 збільшується вдвічі (так як струм ділянки тече в аварійному режимі не по двом ланцюгам, а по одному ланцюгу) Наприклад, для ділянки А-1 схема заміщення на рис.4.2 перетворюється у схему рис. 5.6. Різниця при аварійному режимі - заміна  $jQ_{zi}/2$  на  $jQ_{заві}/2$ ,  $R_{A1}/2$  на  $R_{A1}$  і  $X_{A1}/2$  на  $X_{A1}$ . Це також стосується і інших ділянок: А-2, А-3, А-4.

У аварійному режимі розрахункова активна споживана потужність підстанції (наприклад, №1), МВт,

$$P_{p1ав} = P_{np1} = 4,09 \quad (4.29)$$

Зарядна потужність ділянки А-1 в аварійному режимі (при обриві одного ланцюга), МВАр,

$$Q_{зав1} = \frac{Q_{z1}}{2} = 0,27/2 = 0,14. \quad (4.30)$$

Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції у аварійному режимі, МВАр

$$Q_{pав} = Q_{np} - \frac{Q_{зав}}{2} = 1,84 - 0,14/2 = 1,80 \quad (4.31)$$

Розрахункова повна споживана потужність вузла (підстанції №1) у аварійному режимі, МВА

$$\underline{S}_{pав1} = P_{pав1} + jQ_{pав1} = (4,09 + j1,80). \quad (4.32)$$

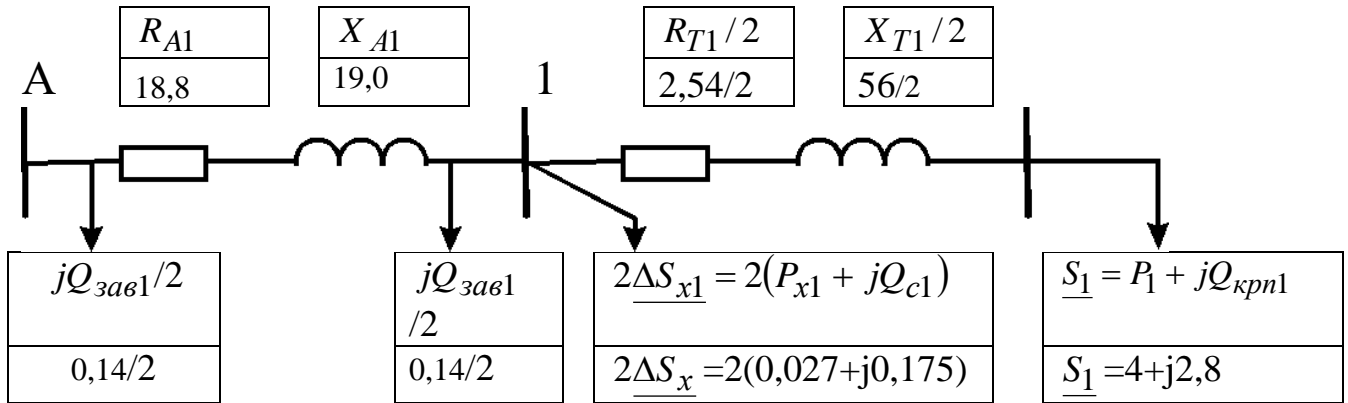


Рис. 4.6. Схема заміщення ділянки А-1 електричної мережі в аварійному режимі

Розрахунок потужностей ліній у післяаварійному режимі зводимо до табл. 4.4.

Таблиця 4.4 – Розрахунок потужностей кінця і початку ліній у післяаварійному режимі

Позначення параметрів (формула розрахунку, табл. вихідних даних)	Ділянка			
	A-1	A-2	A-3	A-4
Розрахункова активна потужність підстанції, $P_{авр}$ , МВт, (табл.1) – активна потужність кінця лінії $P_{авк} = P_{авр}$	4,09	3,07	6,13	5,10
Реактивна потужність, що приведена до сторони високої напруги, МВАр, $Q_{пр}$ , табл.1	1,84	1,37	2,94	2,31
Зарядна ємна потужність ділянки, $Q_{авз}$ , МВАр, (4.30)	0,14	0,24	0,10	0,14
Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції, $Q_{авр}$ , МВАр, (4.31) - реактивна потужність кінця лінії $Q_{авк} = Q_{авр}$	1,8	1,3	2,9	2,2
Активний опір одного ланцюга ділянки, $R_{ланц}$ , Ом, (з табл. 2.4)	18,8	32,0	13,2	18,8
Реактивний опір одного ланцюга ділянки, $X_i$ , Ом, (табл. 2.4)	19,0	32,3	13,3	19,0
Кількість ланцюгів на ділянці, $n_{ав}$ , (табл. 2.4)	1	1	1	1
Втрати активної потужності у лінії на ділянці $\Delta P_{авділ}$ , МВт, (4.22)	0,31	0,29	0,50	0,47
Втрати реактивної потужності у лінії на ділянці $\Delta Q_{авділ}$ , МВт, (4.23)	0,31	0,29	0,50	0,48
Активна потужність на початку лінії, $P_{авп}$ , МВт, (4.19)	4,40	3,36	6,63	5,57
Реактивна потужність на початку лінії, $Q_{авп}$ , МВАр, (4.19)	2,11	1,59	3,40	2,68

Розрахунок напруг у вузлових точках приводимо у табл. 4.5.

Таблиця 4.5 – Розрахунок напруг у вузлових точках у післяаварійному режимі

Ділянка	A-1	A-2	A-3	A-4
Напруга джерела живлення, $U_A$ , кВ	38,5	38,5	38,5	38,5
Активна потужність на початку лінії, $P_{avn}$ , МВт, (табл. 4.4)	4,40	3,36	6,63	5,57
Реактивна потужність на початку лінії, $Q_{avn}$ , МВАр, (табл. 5.4)	2,11	1,59	3,40	2,68
Кількість ланцюгів на ділянці, $n_{av}$	1	1	1	1
Активний опір одного ланцюга ділянці, $R_{ланц}$ , Ом, (з табл. 2.4)	18,8	32,0	13,2	18,8
Реактивний опір одного ланцюга ділянці, $X_i$ , Ом, (табл. 2.4)	19,0	32,3	13,3	19,0
Втрати напруги на ділянці, $\Delta U_{avAi}$ , кВ, з форм. (5.22)	3,19	4,13	3,45	4,04
Напруга вузла (на вході підстанції) $U_{avi}$ , кВ, з форм. (4.22)	35,3	34,4	35,1	34,5
Активна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $P_{аввх}$ , МВт, з форм. (4.9) і табл. 4.1	4,04	3,02	6,08	5,03
Реактивна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $Q_{аввх}$ , МВАр, з форм. (4.10) і табл. 5.1	1,49	1,02	2,59	1,79
Активний опір обмоток трансформатора, $R_T$ , Ом, з форм.(4.1) і табл. 2.7.	2,54	2,54	2,54	1,42
Реактивний опір обмоток трансформатора, $X_T$ , Ом, з форм.(4.2) і табл. 2.7	56	56	56	35
Втрати напруги у трансформаторах підстанції, $\Delta U_{автр}$ , кВ	1,34	0,93	2,29	1,00
Напруга, споживана вузлом на виході підстанції (напруга на нижчій стороні трансформаторів, приведена до вищої напруги), $U_{авспі}$ , кВ	34,0	33,5	32,8	33,5

## РОЗДІЛ 5

### РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ

У данному проекті використовується зустрічне регулювання напруги під навантаженням. Розраховується для режиму максимального навантаження і для післяаварійних. Виконуємо розрахунок регулювання напруги на підстанції №1 (як приклад) для режиму максимального навантаження. Розрахунки для інших підстанцій приведено в табл.6.1.

Бажані рівні напруги на боці низької напруги визначаються для максимального режиму навантаження.

$$U_{\text{бмакс}} = 1,05 \cdot U_{\text{нн}} \quad (5.1)$$

де  $U_{\text{нн}}$  - Вторинна номінальна напруга, кВ

Для підстанції №1 номінальна низька  $U_{\text{нн1}} = 10$  кВ.

Бажаний рівень напруги на боці низької напруги, кВ,

$$U_{\text{бмакс1}} = 1,05 \cdot U_{\text{нн1}} = 1,05 \cdot 10 = 10,50 \quad (5.2)$$

Коефіцієнт трансформації трансформатора для підстанції №1

$$k_1 = \frac{U_{\text{вн1}}}{U_{\text{нн1}}} = 35/10 = 3,50 \quad (5.3)$$

Дійсне значення напруги споживачів з боку низької напруги, кВ,

$$U_{\text{днн1}} = \frac{U_{\text{спож1}}}{k_1} = 35,70/3,50 = 10,20 \quad (5.4)$$

Для регулювання дійсних напруг до рівня бажаних здійснюємо перемикання робочих відгалужень регулювальної обмотки трансформатора, для чого розраховуємо процент зміни витків цієї обмотки, %,:

$$\Delta W_1 \% = \frac{U_{\text{днн1}} - U_{\text{бмакс1}}}{U_{\text{нн1}}} \cdot 100\% = (10,20 - 10,50) \cdot 100 / 10 = -3,0 \quad (5.5)$$

Для вибору стандартних відгалужень складаємо таблицю стандартних відгалужень за заданою схемою регулювання. Систему регулювання вибираємо із табл. 2.7. Система регулювання  $\pm 6 \times 1,5\%$ .

Приймаємо зміну напруги одного ступеня відгалуження

$$k_{\text{см1}} = 1,5 \quad \%$$

Визначаємо число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН

$$\pm n_{\text{см}} = \frac{\pm \Delta W_1 \%}{k_{\text{см1}}} = -3,0 / 1,5 = -2,00 \quad (5.6)$$

Приймаємо стандартне число і знак ступеней системи регулювання РПН

$$n_{\text{стан1}} = -2.$$

Визначаємо дійсну напругу на низькому боці при вибраному положенні РПН, кВ:

$$U_{\text{стннд1}} = \frac{U_{\text{днн1}}}{1 + \frac{n_{\text{стан1}} \cdot k_{\text{см1}}}{100}} = 10,20 / ((1 + (-2) \cdot 1,5) / 100) = 10,52. \quad (5.7)$$

Порівнюємо одержану напругу з бажаною, для чого відзначаємо відхилення напруг:

$$m_1 = \frac{U_{\text{стннд1}} - U_{\text{бмакс1}}}{U_{\text{бмакс1}}} \cdot 100\% = (10,52 - 10,50) / 10,50 = 0,19 \%. \quad (5.8)$$



Таблиця 5.1 – Регулювання напруги у максимальному режимі

Позначення параметрів (формула розрахунку, табл. вихідних даних)	Підстанція			
	№1	№2	№3	№4
1. Напруга, споживана вузлом на виході підстанції №1 (напруга на нижчій стороні трансформаторів, приведена до вищої напруги), $U_{cni}$ , кВ, (табл. 5.3)	35,70	35,70	34,60	35,60
2. Бажаний рівень напруги на боці низької напруги, $U_{бмаксі}$ , кВ, (5.2)	10,50	6,30	10,50	10,50
3. Коефіцієнт трансформації трансформатора для підстанції №1, $k_i$ , (5.3)	3,50	3,50	3,50	3,50
4. Дійсне значення напруги споживачів з боку низької напруги, $U_{днні}$ , кВ, (5.4)	10,20	6,12	9,89	10,17
4. Процент зміни витків регулювальної обмотки, $\Delta W_i$ %, (6.5)	-3,0	-3,0	-6,1	-3,3
5. Коефіцієнт ступеня відгалуження, $k_{cmi}$ , %, (табл. 2.7)	1,5	1,50	1,50	1,50
6. Число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН, $n_{cmi}$ , (5.6)	-2,00	-2,00	-4,07	-2,20
7. Стандартне число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН, $n_{стані}$	-2	-2	-4	-2
8. Дійсна напруга на низькому боці при вибраному положенні РПН, $U_{стннді}$ , кВ, (5.7)	10,52	6,31	10,52	10,48
8. Відхилення напруг, $m_i$ , %	0,19	0,16	0,19	-0,19
9. Допустимі відхилення напруг, $m_{допi}$ , %				

Розрахунок регулювання напруги для післяаварійного режиму приведено у табл. 5.2.

Таблиця 5.2 – Регулювання напруги у післяаварійному режимі

Позначення параметрів (формула розрахунку, табл. вихідних даних)	Підстанція			
	№1	№2	№3	№4
1. Напруга, споживана вузлом на виході підстанції №1 (напруга на нижчій стороні трансформаторів, приведена до вищої напруги), $U_{авспі}$ , кВ, (табл. 5.5)	34,00	33,50	32,80	33,50
2. Бажаний рівень напруги на боці низької напруги, $U_{бмаксі}$ , кВ, (6.2)	10,50	6,30	10,50	10,50
3. Коефіцієнт трансформації трансформатора для підстанції №1, $k_i$ , (6.3)	3,50	3,50	3,50	3,50
4. Дійсне значення напруги споживачів з боку низької напруги, $U_{авднні}$ , кВ, (6.4)	9,71	5,75	9,37	9,57
4. Процент зміни витків регулювальної обмотки, $\Delta W_{аві}\%$ , (6.5)	-7,9	-9,2	-11,3	-9,3
5. Коефіцієнт ступеня відгалуження, $k_{авст і}$ , %, (табл. 2.7)	1,5	1,50	1,50	1,50
6. Число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН, $n_{австі}$ , (6.6)	-5,27	-6,13	-7,53	-6,20
7. Стандартне число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН, $n_{австані}$	-5	-6	-8	-6
8. Дійсна напруга на низькому боці при вибраному положенні РПН, $U_{австннді}$ , кВ, (6.7)	10,50	6,32	10,65	10,52
8. Відхилення напруг, $m_{аві}$ , %	0,00	0,32	1,43	0,19
9. Допустимі відхилення напруг, $m_{авдопі}$ , %				

## РОЗДІЛ 6

### СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

#### 6.1 Функції електричних апаратів

Поняття «електричний апарат» охоплює широке коло пристроїв, які здійснюють різноманітні дії, пов'язані з комутацією електричних кіл, керуванням обладнанням, контролем параметрів технологічних процесів, обмеженням надструмів і перенапруг у мережах живлення, та захистом людей, майна й довкілля в процесі виробництва, транспортування, перетворення, розподілення та споживання електричної енергії. Отже, комутація, керування, контроль, обмеження та захист зазначених об'єктів і є основними функціями електричних апаратів.

Кінцевою дією будь-якого електричного апарата є вмикання або вимикання струму в електричному колі за допомогою комутаційного елемента, яким може бути контакт, що замикається або розмикається, або напівпровідниковий пристрій, що змінює свій опір під дією зовнішнього впливу.

Комутація електричних кіл контактами (рис. 6.1-а) в електромеханічних апаратах здійснюється їх замиканням (зближенням й визначеним натисненням) та розмиканням (віддаленням на визначену відстань). Пристрої, позначення яких зображено на рис. 6.1-б ... 6.1-є, застосовуються у напівпровідникових апаратах. У даному посібнику розглядаються, переважно, електромеханічні апарати з контактними комутаційними елементами.

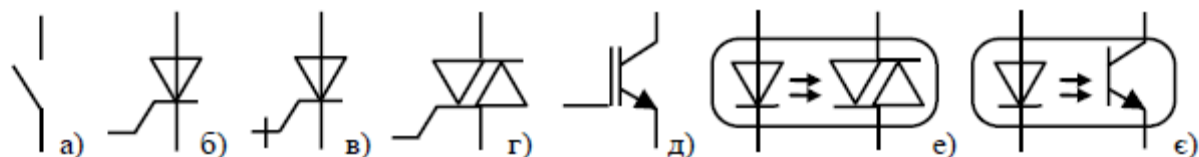


Рисунок 6.1 – Комутаційні елементи електричних апаратів:

а – контакт; б – одноопераційний тиристор; в – двоопераційний тиристор; г – симістор; д – інтегрований біполярний транзистор з ізольованим затвором (IGBT транзистор); е – оптосимістор; є – оптотранзистор

Типові схеми комутації електричних кіл однополюсними, двополюсними, триполюсними та чотириполюсними апаратами з контактними комутаційними елементами зображені на рис. 6.2.

В однополюсних апаратах (рис. 6.2-а) приєднання навантаги до живлення здійснюється через контактний елемент до лінійного провідника (line conductor) та так звану безперервну нейтраль (uninterrupted neutral) – струмопровідну гілку, приєднану безпосередньо до нейтрального провідника (N conductor) розподільного пристрою, від якого живиться навантага. До речі, майже усі електропобутові пристрої (appliance) приєднуються до живлення саме так. Металеві корпуси усіх електроустановок з міркувань безпеки мають бути надійно приєднані до захисного уземлювального провідника (PE провідника). На виробничих, торгівельних та інших підприємствах таке приєднання згідно до вимог ПУЕ здійснюється повсюдно, а для житлових та аналогічних помешкань вимоги щодо застосування трипровідних однофазних ліній живлення з'явилися нещодавно, тому вони є обов'язковими лише для новобудов. Практично уземлення побутових приладів здійснюється завдяки застосуванню триполюсних розеток, до яких від розподільного щитка мають бути підведені три провідники, один з яких – захисний PE провідник. Крім того, побутові прилади мають бути оснащені спеціальними трипровідними вилками, провідники до яких підключені так, що при введенні вилки у розетку

металевий корпус приладу автоматично приєднується до захисного провідника.

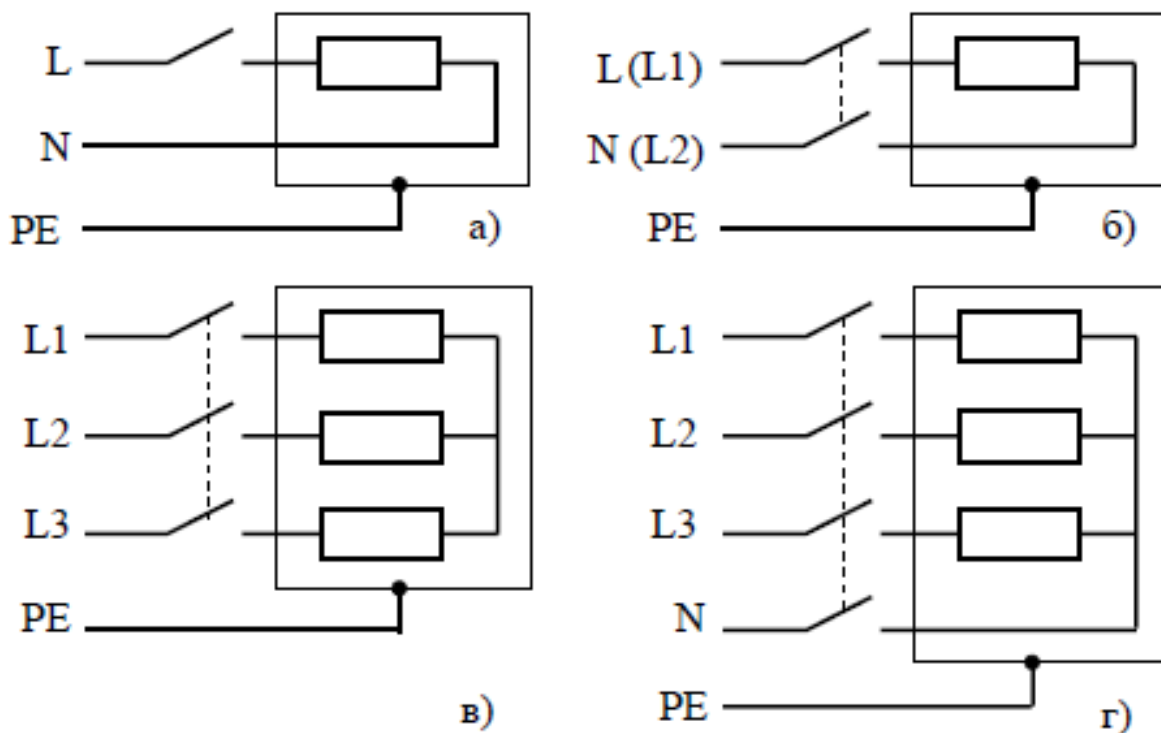


Рисунок 6.2 – Комутація електричних кіл електричними апаратами:  
а – однополюсним; б – двополюсним; в – триполюсним; г – чотириполюсним

Комутація однофазних навантаг двополюсними апаратами (рис. 6.2-б) здійснюється в мережах постійного струму для полегшення умов гасіння електричної дуги, що виникає на контактах при їх розмиканні, а також з міркувань безпеки в мережах постійного та змінного струму – при розмиканні контактів навантага від'єднується від живлення як з боку лінійного, так і з боку нейтрального провідника.

Комутація трифазних асинхронних двигунів з короткозамкненим ротором ((squirrel) cage induction motor) здійснюється триполюсними апаратами (рис. 6.2-в), оскільки спільна точка з'єднання обмоток зазвичай не виводиться на клемну коробку двигуна.

Комутацію трифазних навантаг зі спільною нейтраллю з міркувань безпеки бажано здійснювати чотириполюсним апаратом (рис. 6.2-г) – при розмиканні контактів навантага повністю від’єднується від живлення.

## **6.2 Головне коло, коло керування, допоміжне коло, полюс та порт**

До складу комутаційного апарата крім головного кола (main circuit of a switching device), тобто сукупності струмопровідних частин, що входять до кола, яке апарат має замикати та розмикати за своїм основним призначенням, можуть входити також коло керування та допоміжні кола.

Колом керування комутаційного апарата (control circuit of a switching device) називають сукупність його струмопровідних частин (крім головного кола), що входять до кола, яке має застосовуватися для забезпечення апаратом виконання операцій замикання та/або розмикання у головному колі апарата.

Допоміжним колом комутаційного апарата (auxiliary circuit of a switching device) називають сукупність його струмопровідних частин, призначених для застосування у будь-яких колах, крім головного кола та кола керування.

Схема на рис. 6.3 ілюструє поняття головного кола, кола керування та допоміжного кола електричного апарата. На схемі позначено: 1 – електричний апарат з контактами 2, 3, 4 та 5, комутація яких здійснюється за допомогою електромагнітного актуатора, заживлення або знеживлення котушки 6 якого забезпечується за допомогою контакту 7. Призначенням апарата є вмикання та вимикання контактами 2 та 3 навантаги 8, контакт 4 призначений для виконання допоміжних функцій (вмикає сигнальну лампу 9), а контакт 5 здійснює комутації в колі керування.

Отже, частини апарата, які є частинами електричного кола навантаги, а саме контакти 2 та 3 з відповідними терміналами (на схемі показані у вигляді кружків) та провідники, що з’єднують контакти з терміналами, складають головне коло апарата (виділені червоним кольором).

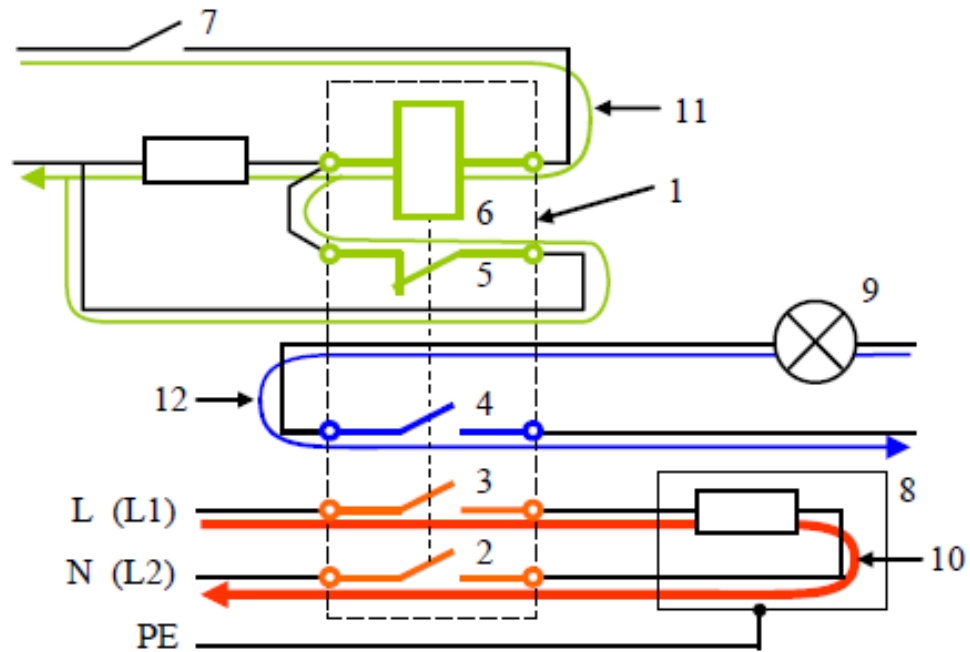


Рисунок 6.3 – Головне коло (10), коло керування (11) та допоміжне коло (12) електричного апарата

Частини апарата, які входять до електричного кола керування 11 цього апарата, а саме котушка 6, а також контакт 5 з відповідними терміналами та провідниками складають коло керування апарата (виділені зеленим кольором).

Частини апарата, які входять до допоміжного електричного кола 12, а саме контакт 4 з відповідними терміналами та провідниками складають допоміжне коло апарата (виділені синім кольором).

Полюс комутаційного апарата (pole of a switching device) – це його частина, яка пов'язана тільки з однією електрично незалежною гілкою головного кола та не містить частин, призначених для спільного монтажу та оперування всіма полюсами разом. До складу полюсу входять його термінали (вхідний та вихідний), головні контакти, струмопровідні деталі (жорсткі та гнучкі), які з'єднують контакти з терміналами, а також усі елементи (струмопровідні та ізоляційні), що відносяться до відповідної гілки головного кола.

На рис. 6.4 зображено апарати з різною кількістю полюсів – двополюсний вимикач-роз'єднувач (рис. 6.4-а), триполюсний запобіжник-вимикач-роз'єднувач (рис. 6.4-б) та блок з трьох однополюсних запобіжників-вимикачів-роз'єднувачів (рис. 6.4-в).

Вхідні термінали (до них приєднуються провідники, з'єднані з джерелом живлення) усіх полюсів апарата утворюють вхідний порт (port), а вихідні термінали (до них приєднуються провідники, з'єднані з відповідними терміналами навантаги) усіх полюсів апарата утворюють вихідний порт. У деяких апаратах вхідний та вихідний порти можна міняти місцями, а для деяких апаратів це неможливо робити. Про можливість або неможливість зміни місць портів має свідчити маркування терміналів. На рис. 6.4-а верхні термінали мають цифрове позначення «1» та «3», а нижні термінали – «2» та «4». Це означає, що джерело живлення має бути підключено до верхніх, а навантага – до нижніх терміналів. Отже верхні термінали даного апарата утворюють вхідний порт, а нижні термінали – вихідний порт. Правила маркування терміналів стандартизовані (ІЕС 60947-1, Annex L).

Апарати, зображені на рис. 6.4-б та 6.4-в, монтуються безпосередньо на збірних шинах розподільного пристрою, відтак їх вхідні термінали розташовані на задній поверхні корпусу. Вихідні термінали цих апаратів розташовані під ізоляційними кришками, розташованими в нижніх частинах корпусів.

Хоча апарат, зображений на рис. 6.4-в, складається з трьох окремих полюсів, його не варто вважати триполюсним, адже полюси не поєднані так, щоб оперувати разом.



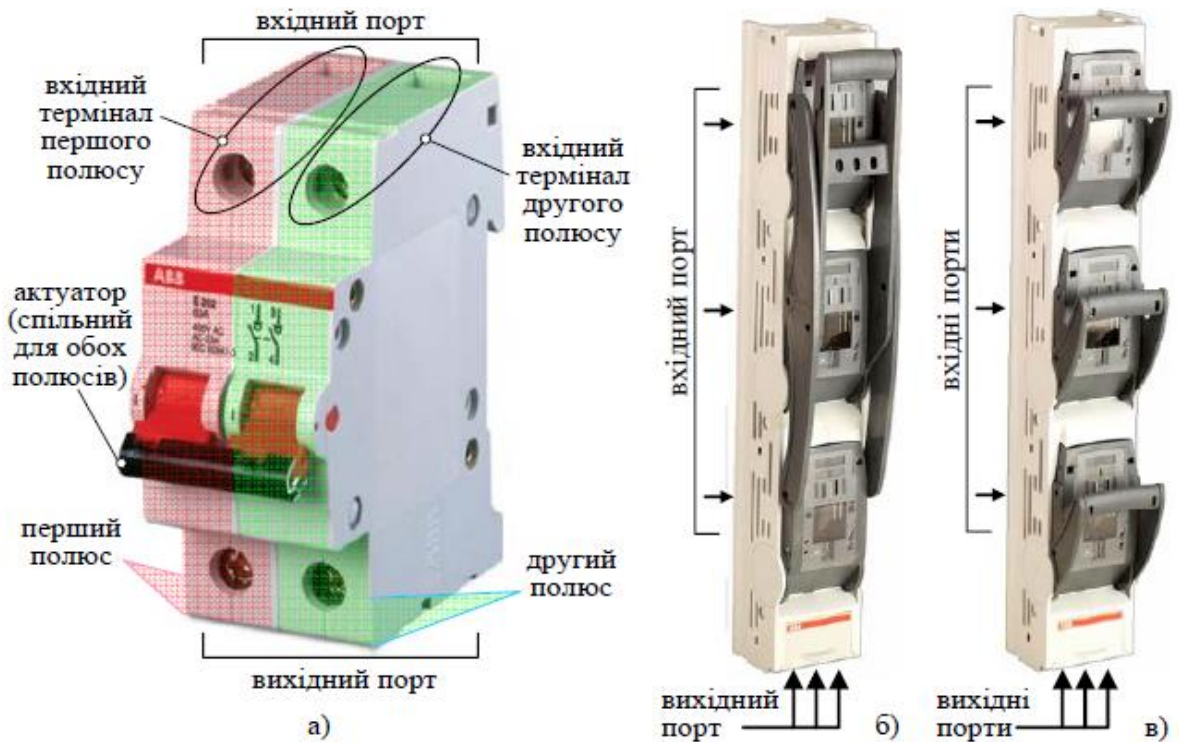


Рисунок 6.4 – Комутаційні апарати з різною кількістю полюсів:  
 а – двополюсний апарат; б – триполюсний апарат; в – блок з трьох однополюсних апаратів

### 6.3 Контакти електричних апаратів

Поняття контакту комутаційного апарата (contact of a mechanical switching device) в ІЕV визначається як сукупність струмопровідних частин, призначених для встановлення безперервності електричного кола, коли вони (ці частини) стикаються, та які впродовж свого відносного переміщення під час спрацьовування розмикають або замикають коло, або, у випадку шарнірних та ковзних контактів, підтримують безперервність кола. Ілюстрація до цього визначення наведена на рис. 6.5.

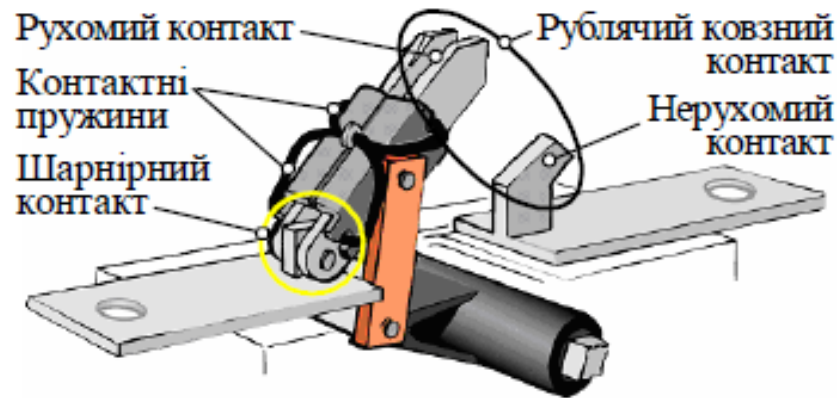


Рисунок 6.5 – Контакти електричного апарата: рублячий ковзний контакт забезпечує замикання та розмикання кола та підтримує його безперервність у замкненому стані завдяки верхній контактній пружині, а шарнірний контакт завдяки нижній контактній пружині забезпечує підтримку безперервності кола

Дане поняття поширюють й на ті апарати, які не мають комутаційних елементів (запобіжники, обмежувачі імпульсних виплесків, вимірювальні трансформатори тощо), якщо врахувати, що безперервність електричних кіл підтримують також струмопровідні частини апаратів, які призначені для їх приєднання до зовнішніх кіл, тобто струмопровідні частини терміналів. Саме цьому, як вже зазначалося, в англійській науково-технічній літературі не застосовуються звичні для нас терміни «контактний апарат» (contact switching devise) або «безконтактний апарат» (contactless switching devise), а вживаються терміни, які показують, у який спосіб забезпечується комутація електричних кіл – «механічний комутаційний апарат» (mechanical switching devise) та «напівпровідниковий комутаційний апарат» (semiconductor switching devise).

Контакт апарата, який здійснює комутації головного кола та призначений у замкненому положенні проводити його струм, називають головним контактом (main contact). Отже, апарат, електрична схема якого зображена на рис. 1.6, має два головних контакти, а саме контакти 2 та 3.

Контакт 5, що входить до кола керування комутаційного апарата та механічно приводиться у дію цим апаратом, називають контактом керування (control contact). Контакт 7 – це також контакт керування, але він є частиною не апарата 1, а іншого комутаційного апарата, отже він є стороннім контактом керування.

Контакт 4, що входить до допоміжного кола та механічно приводиться у дію комутаційним апаратом, називають допоміжним контактом (auxiliary contact).

Контакт керування або допоміжний контакт, який є замкненим, коли головні контакти комутаційного апарата є замкненими, та розімкненим, коли вони розімкнені, називають а-контактом або замикальним контактом (a-contact; make contact). Контакт керування або допоміжний контакт, який є розімкненим, коли головні контакти комутаційного апарата є замкненими, та замкненим, коли головні контакти розімкнені, називають b-контактом або розмикальним контактом (b-contact; break contact). Контакт 4 на рис. 6.3 є а – контактом, контакт 5 – b-контактом.

У міжнародних стандартах застосовуються також альтернативні терміни «normally open contact» (нормально розімкнений контакт) замість «make contact» та «normally closed contact» (нормально замкнений контакт) замість «break contact».

В апаратах низької напруги з робочими струмами понад 1000 А (так звані багатоамперні апарати) та у деяких різновидах апаратів середньої та високої напруги (у тому числі із меншими робочими струмами) крім головних контактів, призначених проводити робочі струми у замкненому стані, у головних колах застосовують додаткові – дугогасні контакти (arcing contact), на яких встановлюється електрична дуга при розмиканні електричного кола. Дугогасний контакт завжди є електрично паралельним головному контакту, причому конструкція контактної системи побудована таким чином, що дугогасний контакт замикається раніше та розмикається пізніше головного

контакту. В переважній більшості комутаційних апаратів їх головні контакти виконують функції й дугогасних контактів.

Застосування окремих головних та дугогасних контактів в багатоамперних апаратах низької напруги пояснюється тим, що контактні накладки їх головних контактів, з метою зменшення опору та нагрівання, виготовляють із срібла або з металокерамічних композицій на основі срібла. Срібло – матеріал дорогоцінний, до того ж недостатньо дугостійкий (температура топлення –  $960^{\circ}\text{C}$ ), а відтак схильний до швидкого зносу під дією дуги. Дугогасні контакти виготовляють з більш дугостійких матеріалів – міді або спеціальних металокерамічних композицій. У замкненому стані головні та дугогасні контакти з'єднані паралельно, тому, завдяки низькому опору срібла, практично весь струм тече через головні контакти. При здійсненні операції вимикання першим розмикається головний контакт (ГК), але електрична дуга на ньому не виникає (отже, головний контакт захищається від дугового зносу), тому що струм перетікає у коло дугогасного контакту (ДК), а вже після розмикання ДК саме на ньому встановлюється дуга, яка, завдяки електродинамічним силам, пересувається у дугогасну камеру апарата, де і згасає (рис. 6.6-а).

Застосування окремих головних та дугогасних контактів в апаратах середньої (рис. 6.6-б) та високої напруги з гасінням дуги в середовищі елегазу (шестифтористої сірки – SF<sub>6</sub>) пояснюється особливостями процесів гасіння електричної дуги в цих апаратах.

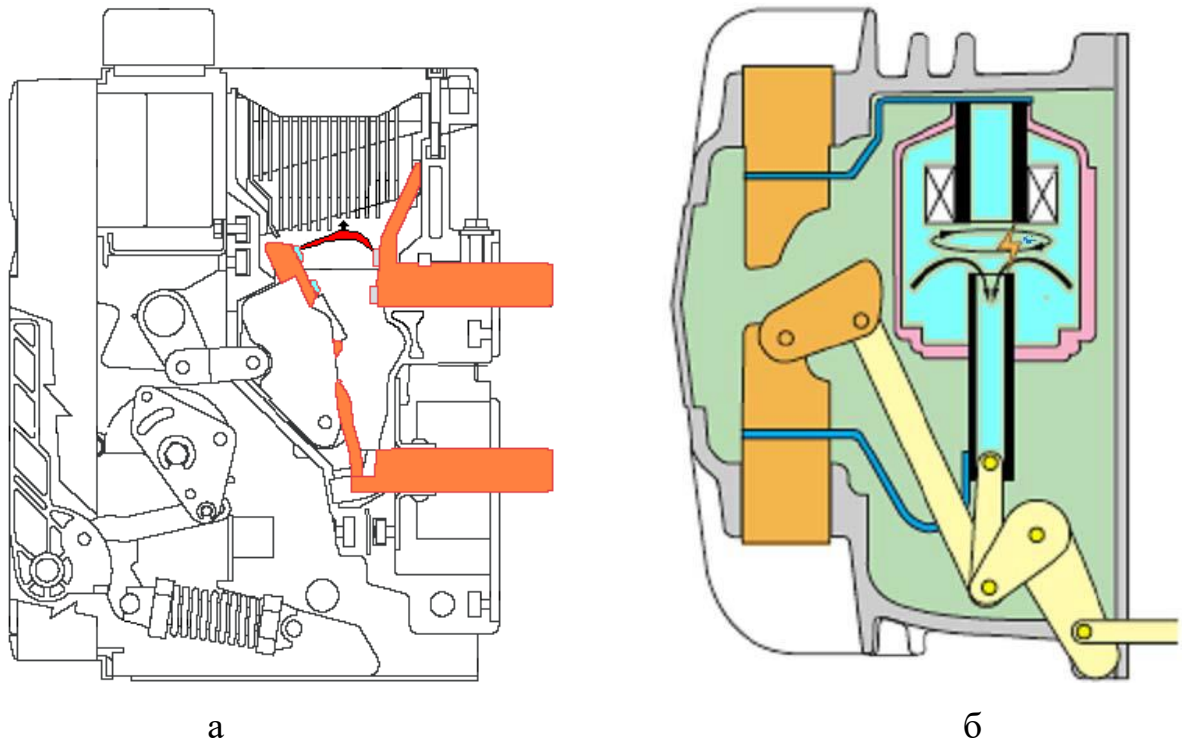


Рисунок 6.6 – Перерізи полюсів багатоамперного селективного відмикача низької напруги (а) та елегазового відмикача середньої напруги (б) з головними (ГК) та дугогасними (ДК) контактами

Будь-який контакт комутаційного апарата – головний, керування, допоміжний – складається з декількох частин, які теж називають контактами або контакт-деталлями (contact (piece)). Одна з таких частин утворює рухомий контакт (moving contact), інша – нерухомий контакт (fixed contact) – див. рис. 6.5. В електричних апаратах застосовується багато різновидів контактів, пов'язаних з особливостями відносного пересування контакт-деталей – стикові контакти (butt contact), ковзні контакти (sliding contact), роликові контакти (rolling contact) тощо та контактних з'єднань, до яких відносять контакти та провідники, які підтримують безперервність електричних кіл та не розмикаються під час роботи апарата – жорсткі з'єднання (rigid connection), гнучкі з'єднання (flexible connection) тощо. На рис. 6.7 зображені фрагменти деяких комутаційних апаратів з контактами різних типів, а також деякі контактні з'єднання.

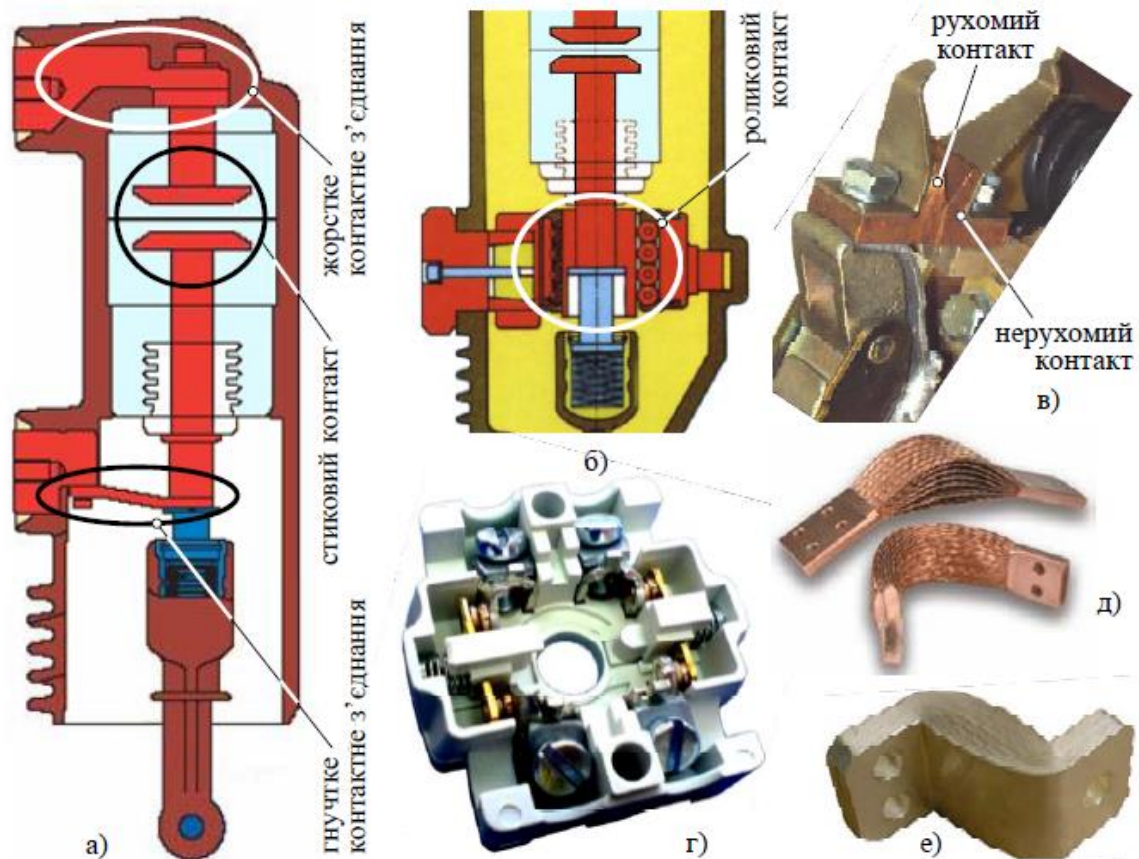


Рисунок 6.7 – Фрагменти електричних апаратів з контактами різних типів: а – полюс вакуумного відмикача середньої напруги з жорстким та гнучким контактними з'єднаннями; б – фрагмент полюсу потужного вакуумного відмикача середньої напруги з роликівими контактами замість гнучкого контактного з'єднання; в – стиковий контакт кулачкового контролера (аналогічні контакти застосовують у контакторах); г – місткові контакти поворотного кулачкового перемикача (аналогічні контакти застосовують також у інших електричних апаратах); д – гнучкі з'єднання, які застосовуються в апаратах низької напруги (зокрема, у контакторах) для з'єднання рухомих контактів з виводами (termination) апарата; е – гнучкі з'єднання, які застосовуються в вакуумних відмикачах середньої напруги

Термін «контакт» застосовують не тільки до сукупності струмопровідних частин, які, стикаючись, утворюють струмопровідний шлях, а й до стану цієї сукупності струмопровідних частин, додаючи до позначення «контакт» специфікатор «електричний» (electric contact). Цей стан може бути

охарактеризований тим, наскільки добре контакт проводить електричний струм, тобто опором, який створює контакт. В IEV зазначений опір визначається як контактний опір (contact resistance).

Контактний опір утворюється внаслідок двох причин:

1) звуження або стягування ліній струму в зоні стикання деталей, що контактують,

2) наявності оксидних, сульфідних та інших плівок в зоні контактування.

Вплив стягування ліній струму (рис. 6.8-а) на контактний опір пояснюється тим, що за рахунок шорсткості поверхонь контактування (навіть таких, які на перший погляд здаються ідеально гладкими) реальна площа контактування на один-два порядки менше уявної площі контактування. Вплив на контактний опір плівок мікронної товщини пояснюється тим, що ці плівки мають дуже великий питомий опір (resistivity;  $\rho$ ), який на багато порядків (до  $10^{15}$ ) перевищує питомий опір чистих металів.

Контактний опір дуже сильно залежить від контактного натиснення (contact force). Наприклад, контактний опір між терміналами полюсу вакуумного відмикача (див. рис. 6.7-а) при контактному натисненні 4000 Н не повинен перевищувати 11 мкОм, а контактний опір між виводами мініатюрного електромагнітного реле може сягати одиниць Ом (при контактному натисненні порядку 10 мН). Такий сильний вплив контактного натиснення на контактний опір пояснюється тим, що реально контактування відбувається через мікроскопічні горбки на поверхнях контактів (рис. 6.8-б), тому при збільшенні контактного натиснення  $F$  ці горбки сплющуються, фактична площа контактування збільшується, а плівки руйнуються.

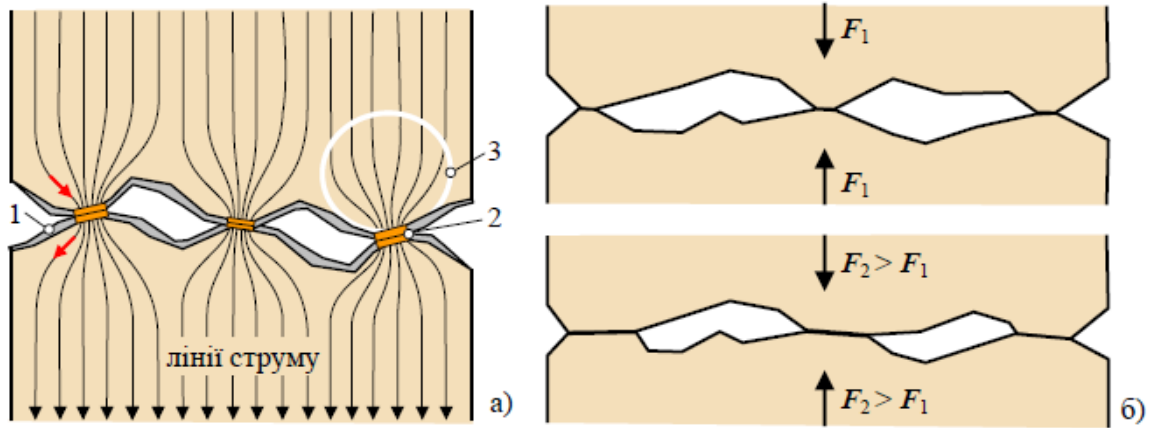


Рисунок 6.8 – Перетікання струму з однієї контактуючої деталі у іншу (а) та зміна розмірів площинок контактування внаслідок зміни контактного натиснення (б)

1 – плівка на поверхні контактів;

2 – площинка металевої провідності з тонкими плівками;

3 – зона стягування ліній струму поблизу однієї площинки контактування

На перший погляд, опір порядку 10 мкОм здається нехтовно малим, але номінальний струм цього полюсу, який має працювати у безперервному режимі, дорівнює 3150 А. Отже розсіювана потужність (power loss) у полюсі становить  $3150^2 \cdot 10 \cdot 10^{-6} \approx 100$  Вт. Розміри полюсу дозволяють розсіювати таку потужність, не викликаючи неприпустимих температур (на терміналах полюсу згідно з ІЕС 60694 температура не повинна перевищувати 90°C). Але треба враховувати, що зазначений полюс вакуумного відмикача має витримувати струм короткого замикання 40 кА впродовж 3 секунд. Енергія, яка за цей час виділиться у полюсі, становить  $10 \cdot 10^{-6} \cdot (40 \cdot 10^3)^2 \cdot 3 = 16$  кВт  $\cdot 3$  с = 48 кДж. Оскільки розміри зони стягування складають частки міліметра, матеріал контактів у цій зоні нагрівається дуже швидко, температура сягає точки топлення й після припинення проходження струму короткого замикання розтоплений матеріал твердіє, отже контакти приварюються. Привід апарата має бути побудований так, щоб він був здатний виконати операцію вимикання й розірвати контакти, що приварилися.



Зварюванню контактів сприяє також ефект відкидання контактів при коротких замиканнях, внаслідок дії електродинамічних сил в зоні стягування ліній струму. Електродинамічними називають сили, які виникають між провідниками зі струмами. Якщо струми течуть в одному напрямі, провідники притягуються, якщо струми течуть у протилежних напрямках, то провідники відштовхуються один від одного. В зоні контактування струми в контактуючих деталях частково течуть у протилежних напрямках (див. рис. 6.8-а), відтак ці контакти відштовхуються. Значення електродинамічних сил стають відчутними при струмах порядку тисяч Ампер та більше, коли ці сили сягають десятків, сотень й навіть тисяч Ньютон. Отже електродинамічне відкидання контактів має суттєве значення лише при коротких замиканнях. Відкидання контактів супроводжується виникненням електричної дуги, яка розтоплює контактний матеріал в зоні стягування, а після остаточного замикання контактів розтоплений матеріал твердіє, й контакти приварюються. Для зменшення сил приварювання контактів у деяких випадках збільшують контактні натиснення до значень, які перевищують можливі сили відкидання, або застосовують електродинамічні компенсатори, зокрема паралельні контактні ножі у роз'єднувачах, які притягаються один до одного, оскільки струми в них течуть в одному напрямі, компенсуючи відкидання контактів.

Зварювання контактів може відбутися й за відсутності короткого замикання, зокрема в контакторах та пускачах, які здійснюють прямий пуск електродвигунів. Якщо при виконанні операції замикання спостерігаються відскоки або деренчання (bounce) контактів, то кожний відскік супроводжується виникненням потужної електричної дуги, адже пусковий струм двигуна у 6 ... 7 разів перевищує робоче значення (коли двигун набере обороти). Відтак контакти можуть приваритися, як і при електродинамічному відкиданні контактів. Відскоки контактів, а відтак і сила їх приварювання зменшуються при зменшенні маси контактів та швидкості їх руху в момент замикання, а також при збільшенні сили контактного натиснення. Ці фактори враховуються в реальних конструкціях апаратів.

До матеріалів стикових контактів комутаційних апаратів та апаратів керування висуваються такі вимоги: висока механічна зносостійкість; висока електрична зносостійкість; висока стійкість до зварювання; висока електропровідність; висока теплопровідність; низький та стабільний контактний опір; низька схильність до взаємодії з хімічно-активними складовими атмосфери – двоокисом вуглецю, сірководнем, двоокисом сірки, аміаком, киснем тощо; забезпечення надійного кріплення до контактотримача зварюванням, пайкою чи заклепуванням; низька вартість при заданому рівні надійності.

Перерахованим вимогам не може задовольнити жодний з чистих металів. Зокрема, мідь, яку можна було б вважати ідеальним контактним матеріалом, якби не схильність до окислення, внаслідок чого на поверхні утворюються плівки з надзвичайно високим опором, що збільшує контактний опір, а відтак сприяє неприпустимому перегріванню або навіть порушенню контакту. Тому в сучасній апаратурі мідні контакти замінюються композиційними на основі міді. Тим не менш, мідь має широке застосування в комутаційних апаратах з ручним керуванням, які працюють із значними механічними зусиллями та з ковзанням робочих поверхонь.

Суттєво меншу хімічну активність порівняно з міддю має срібло, тому опір контактів, виготовлених із срібла, є відносно стабільним. Незважаючи на високу вартість, срібло застосовується в контактах як домінуючий компонент у композиціях з іншими металами та їх сполуками.

Застосування методів порошкової металургії дозволяє створити так звані металокерамічні контакти, тобто контакти, виготовлені методом твердофазного спікання суміші порошків різних металів та окисів, підібраних у певних пропорціях. Відповідний підбір інгредієнтів дозволяє отримати металокерамічні контакти, які у певній мірі задовольняють більшості суперечливих вимог до стикових контактів комутаційних апаратів та апаратів керування й долають недоліки стопів: невелику міцність, схильність до зварювання, сульфідну корозію.

Технологія виготовлення металокерамічних контактів передбачає такі етапи:

- 1) змішування (віброзмішування) порошків у заданих пропорціях;
- 2) пресування;
- 3) спікання при температурі, яка є меншою за температури топлення компонентів;
- 4) опресовування та повторне спікання з метою ущільнення й надання контактам остаточної форми.

Основними перевагами металокерамічних контактів перед контактами, виготовленими з чистих металів та стопів є майже повна безвідходність та можливість отримувати властивості контактних матеріалів, які є неприбутними чистим металам та стопам.

Серед найбільш розповсюджених металокерамічних композицій слід зазначити такі:

- А10 –  $85,0 \pm 0,5\%$  срібла, решта – окис кадмію (у ГОСТ 19725 наводиться лише позначення для дрібнодисперсної композиції – А10м);
- А30 –  $70,0 \pm 0,5\%$  срібла, решта – нікель, а також модифікації: дрібнодисперсна композиція А30м та композиція А30мд, яка передбачає подвійне спікання.

Контакт марки КМК-А30 має високу електроерозійну стійкість (в порівнянні зі сріблом) і низький стабільний перехідний опір. Дрібнодисперсний контактний матеріал з розміром частинок 1 мкм (КМК-А30м) має електроерозійну стійкість в 1,5 ... 2 рази вищу ніж матеріал з частинками 10 ... 100 мкм (КМК-А30). Основний недолік контактів марки КМК-А30 – низька стійкість до зварювання. Для збільшення стійкості до зварювання при перевантаженнях та струмах короткого замикання контакти марок КМК-А30м використовують в автоматичних відмикачах у парі з контактами КМК-А41 ( $97 \pm 0,5\%$  срібла, решта – графіт).

В контакторах як на рухомих, так і на нерухомих контактах донедавна широко застосовувалася металокерамічна композиція марки КМК-А10 (85%

срібла та 15% оксиду кадмію), яка має унікальну дугогасну здатність, стабільність контактного опору, а також відносно високу стійкість до ерозії та зварювання.

Високі дугогасні властивості цієї композиції зумовлені низькою температурою сублімації CdO, яка становить 700°C і є нижчою за температуру топлення срібла – 960,5°C, внаслідок чого при високих температурах, зумовлених електричною дугою, з контактів виділяються великі об'єми кисню і парів кадмію, які й забезпечують гасіння дуги.

Стабільність контактного опору забезпечується низькою термічною стійкістю CdO, в результаті контактні поверхні виявляються вільними від накопичень оксидів. Нажаль, цей чудовий контактний матеріал є дуже токсичним і входить до переліку матеріалів, не рекомендованих до застосування європейською Директивою 2002/95/EU (RoHS directive – Restriction of Hazardous Substances) та низькою вітчизняних нормативних документів. Зокрема, Державні санітарні правила та норми ДСанПіН 2.2.7. 029-99 відносять кадмій до речовин I-го класу небезпеки (надзвичайно небезпечних речовин).

Численні дослідження, проведені науковцями у різних країнах, показали можливість застосування в електричних контактах замість оксиду кадмію оксидів інших металів, серед яких особливу увагу привертає екологічно безпечний оксид олова. Композиції срібла з кількістю оксиду олова (SnO<sub>2</sub>) 8%, 10% та 12% маси в останні роки знаходять все більш широке застосування як контактні матеріали для низьковольтних комутаційних апаратів.

## РОЗДІЛ 7

### ОХОРОНА ПРАЦІ

#### 7.1. Статична електрика та захист від неї

*Статична електрика* – особливий вид зарядів, що виникають при терті двох діелектриків або діелектрика і провідника. При терті двох діелектриків на одному з них, що має вищі діелектричні характеристики, виникає позитивний, а на іншому, з іншими діелектричними властивостями, - негативний заряд. Такі заряди виникають при терті твердих діелектриків (пластмаси, синтетичні і вовняні тканини, гумові матеріали, суха деревина, сухе зерно, папір тощо), рідких (нафтопродукти, спирти, етиловий ефір тощо) і газоподібних (сухе повітря та газоподібні суміші тощо). Ці заряди можуть виникати при заправці незаземлених резервуарів і цистерн рідкими діелектриками, транспортуванні нафтопродуктів по гумових шлангах, перевезенні бензину в незаземлених автоцистернах і зливанні з них, випусканні повітря чи газів з ресиверів або пневмосистем, пневмотранспортуванні сухого зерна, борошна, механічній обробці пластмаси, терті гумових шин об асфальт та в інших випадках.

Заряди статичної електрики мають властивості накопичуватися на окремих об'єктах. Так, при заповненні бензином резервуара методом падаючого струменя заряд може досягти 18000-20000 В, а на тілі людини, ізольованої від підлоги, 7000 В і більше. Нагромадження заряду призводить до іскрових розрядів.

Іскрові розряди статичної електрики пожежо- і вибухонебезпечні. Іскра від потенціалу на тілі людини може досягти 2,5-7,9 мДж, що достатньо для спалаху багатьох речовин (парів ацетону, метану, оксиду вуглецю і інших).

Згідно з Правилами захисту від статичної електрики електростатична безпека вважається задовільною, якщо максимальна енергія зарядів не перевищує 40% мінімальної енергії спалаху речовини.

Іскрові розряди статичної електрики викликають відчуття уколу чи незначного поштовху, які самі по собі не становлять небезпеки для людини, оскільки сила струму дуже мала. Однак, враховуючи несподіваність такого розряду, у людини може виникнути переляк, що може призвести за небезпечних обставин до нещасного випадку.

Систематичний вплив статичної електрики на тіло людини викликає порушення фізіологічних процесів, функціональні розлади центральної нервової системи, органів кровообігу. Відповідно до ГОСТ 12.10.4584 гранична допустима напруженість електричного поля на робочих місцях не повинна перевищувати 60 кВ/м, якщо час впливу не перевищує 1 години.

Основні засоби захисту від статичної електрики полягають у відведенні зарядів у землю (заземлення цистерни з паливом, компресорних та котельних установок, трубопроводів), запобіганні виникненню та накопиченню статичної електрики, її нейтралізації.

Зменшенню заряду статичної електрики сприяє: підвищення вологості повітря до 70%, напилення на діелектричній поверхні електропровідних плівок, добавка до нафтопродуктів спеціальних присадок (АСП-1, СИГБОЛ та ін.), що знижують електричний опір у 1000 разів і більше.

Графіт, сажа, металевий порошок, що додаються до виготовлення гуми, знижують заряди статичної електрики. В окремих випадках статичну електрику нейтралізують за допомогою спеціальних приладів - іонізаторів.

Працюючим у вибухонебезпечних приміщеннях рекомендується користуватись антистатичним взуттям, їм забороняється носити синтетичний одяг; підлогу таких приміщень вкривають антистатиками.

## 7.2 Атмосферна електрика та захист від неї

*Атмосферна електрика* – особливий вид електричних зарядів, що нагромаджуються і розподіляються на хмарах внаслідок аеродинамічних і термічних процесів в атмосфері.

*Блискавка* – електричний розряд в атмосфері між зарядженими хмарою і землею, між хмарами, що мають різнойменний заряд. Довжина каналу блискавки може досягти кількох кілометрів з потенціалом від  $10^6$  до  $10^9$  В. Внаслідок розряду на землю по каналу блискавки протікає струм силою до 230-250 кА, створюючи температуру більш як 30 000 °С. Такі розряди мають високу пожежну небезпеку. Щосекунди земну кулю уражують в середньому більше 100 блискавок. Питома вага пожеж, що виникають від ураження блискавками, складає біля 1%. Розрізняють первинні (прямий удар) і вторинні прояви блискавки.

*Прямий удар блискавки* – це безпосередня дія блискавки на будівлю, споруду, тварину, людину, дерево, що супроводжується електричним, тепловим та механічним ефектами.

*Вторинний прояв* характеризується появою наведених потенціалів під час близьких розрядів блискавки на металевих елементах конструкцій, в незамкнених металевих контурах, які можуть викликати іскріння всередині будівель, споруд і тим самим ініціювати пожежу чи вибух.

*Блискавкозахист* – це система захисних заходів від блискавок, які гарантують безпеку людей, збереження будівель і споруд, обладнання та матеріалів від вибухів, загорання й руйнування. Найпростішими і надійними способами захисту від блискавки є створення блискавковідводів (гromовідводів). Вони бувають стержневі, тросові (антени), сітчасті і комбіновані.

За рівнем блискавкозахисту будівлі і споруди поділяються на три категорії, що визначається, головним чином, класом вибухонебезпечності згідно з ПУЕ.

До *першої категорії* належать будівлі та споруди з вибухонебезпечними зонами класів В-0, В-1, В-20, В-21. В них зберігаються чи знаходяться легкозаймісті та горючі речовини, здатні утворювати газо-, пило-, пароподібні суміші, які можуть вибухнути за наявності іскри.

*Друга категорія* включає будівлі та споруди (класи В-2 В-21), в яких пароподібні суміші можуть з'явитися лише у разі аварії чи порушення технологічного процесу. Сюди же належать склади з вибухонебезпечними матеріалами, горючими та легкозаймистими рідинами.

До *третьої категорії* належать будівлі та споруди з пожежонебезпечними зонами класів П-1, П-2 та П-2а, зовнішні технологічні установки, відкриті склади горючих речовин, димові труби підприємств і котельних, башти та вишки різного призначення висотою 15 м і більше.

Будівлі та споруди першої і другої категорій необхідно захищати як від прямих ударів блискавки, так і від вторинних її проявів; третьої - як правило, лише від прямих ударів блискавки.

Будь-який блискавковідвід складається з блискавкоприймача, який безпосередньо сприймає удар блискавки; несучої опори, на якій розташовують блискавкоприймач; струмопроводу, яким струм блискавки стікає на землю; заземлювача, який забезпечує розтікання струму блискавки в землі.

Блискавкоприймачі виготовляють зі сталі довжиною 1-1,5 м і площею поперечного розрізу не менше 100 мм<sup>2</sup>.

Струмопроводи виготовляють зі сталюго дроту діаметром не менше 6 мм.

Заземлювачі роблять з металевих труб, кутників або стержнів аналогічно до заземлювачів електроустановок.

Зона захисту громовідводу - це частина простору, всередині якого будівлі, споруди та інші об'єкти захищені від ударів блискавки з певним



рівнем надійності 95% (тип Б) і понад 99% (тип А). Розкид зони захисту блискавковідводу визначають за спеціальними формулами.

Захист від електростатичної індукції (вторинний прояв блискавки) здійснюється приєднанням устаткування до заземлювача для відведення електростатичних зарядів в землю. Захист від занесення високих потенціалів у будівлю здійснюється приєднанням до заземлювача металоконструкцій. Перемички між металоконструкціями в місцях їхнього зближення менше ніж на 10 см зварюють, щоб уникнути проявів електромагнітної індукції та іскри.

Заходи безпеки при проявах атмосферної електрики здійснюються таким чином:

- у приміщенні: зачинити кватирки і вікна; відімкнути непотрібне освітлення і радіотрансляційну мережу; не перебувати поруч із трубами центрального опалення, заземлення, телефоном (ближче 1 м);
- поза приміщенням: не шукати укриття поруч з лінією електропередач, місцями розміщення блискавковідводів і високих поодиноких дерев, спорудами, щитовими і трансформаторними підстанціями;
- не перебувати у водоймах під час грози;
- не їздити верхи і т. п.

### **7.3 Інструктажі з питань пожежної безпеки**

1) За призначенням та часом проведення інструктажі з питань пожежної безпеки поділяються на вступний, первинний, повторний, позаплановий та цільовий.

2) Вступний протипожежний інструктаж проводиться з усіма працівниками, які щойно прийняті на роботу (постійну або тимчасову), а також з особами, які прибули на підприємство у відрядження, на виробничу практику (навчання) і мають брати безпосередню участь у виробничому процесі.

Вступний протипожежний інструктаж проводиться на підставі чинних на підприємстві правил, інструкцій та інших нормативних актів з питань пожежної безпеки у спеціально обладнаному для цього приміщенні фахівцем, на якого наказом покладені ці обов'язки.

Програму для проведення вступного протипожежного інструктажу затверджує керівник енергетичного підприємства.

3) Первинний протипожежний інструктаж проводиться безпосередньо на робочому місці до початку виробничої діяльності працівника.

Його повинні проходити:

усі новоприйняті на роботу (постійну чи тимчасову);

працівники, переведені з інших структурних підрозділів чи виробничих дільниць;

особи, які прибули на підприємство у відрядження і мають брати безпосередню участь у виробничому процесі;

працівники сторонніх організацій, які будуть виконувати на підприємстві будівельно-монтажні, ремонтні або інші роботи;

студенти під час виробничої практики (навчання).

Програму проведення первинного протипожежного інструктажу затверджує керівник відповідного структурного підрозділу і погоджують з начальником служби пожежної безпеки (начальником служби охорони праці та пожежної безпеки).

4) Повторний протипожежний інструктаж проводиться на робочому місці з усіма працівниками не менше ніж один раз на рік за примірним переліком питань, з якими треба ознайомити працівників під час проведення вступного та первинного протипожежних інструктажів.

5) Позаплановий протипожежний інструктаж проводиться з працівниками на робочому місці або у спеціально відведеному для цього приміщенні:

у разі введення в дію нових нормативних актів з питань пожежної безпеки (норм, правил, інструкцій, положень тощо) або внесення змін та доповнень до них;

у разі зміни технологічного процесу, застосування нового або заміни чи модернізації наявного пожежонебезпечного обладнання;

на вимогу посадових осіб, які мають відповідні повноваження щодо здійснення контролю за діяльністю підприємства у сфері пожежної безпеки, якщо виявлено незадовільне знання працівниками правил пожежної безпеки на робочому місці, невміння діяти у разі пожежі та користуватися первинними засобами пожежогасіння;

в інших випадках за відповідними розпорядчими документами.

6) Позаплановий протипожежний інструктаж проводиться індивідуально або з групою працівників споріднених спеціальностей (видів робіт). Обсяг та зміст інструктажу визначаються в кожному випадку окремо залежно від причин, що зумовили потребу його проведення.

7) Цільовий протипожежний інструктаж проводиться з працівниками перед виконанням ними разових (тимчасових) пожежонебезпечних робіт (зварювальних, розігрівальних та інших), у разі ліквідації аварії, стихійного лиха.

8) Первинний, повторний, позаплановий та цільовий протипожежні інструктажі проводяться безпосередньо посадовими особами або фахівцями, які пройшли навчання і перевірку знань з питань пожежної безпеки, а також за потреби начальником служби пожежної безпеки (начальником служби охорони праці та пожежної безпеки).

9) Первинний, повторний та позаплановий протипожежні інструктажі завершуються перевіркою знань. Перевірку знань здійснює особа, яка проводила інструктаж.

10) Проведення протипожежних інструктажів може здійснюватись разом із відповідними інструктажами з охорони праці.

Про проведення усіх видів протипожежних інструктажів, окрім цільового, у спеціальних журналах робляться записи (окремо від інструктажів з питань охорони праці) за підписами осіб, з якими проводився інструктаж, і тих, хто його проводив. Форму журналу реєстрації інструктажів з питань пожежної безпеки наведено у додатку 1 до цих Правил.

У разі організації вогневих робіт запис про проведення цільового протипожежного інструктажу робиться в документі, що дозволяє виконання робіт (в наряді-допуску на вогневі роботи тощо).

## ВИСНОВКИ

В ході виконання дипломного проекту були розраховані основні режими роботи мережі сумарною активною потужністю 18 МВт.

При розробці варіантів розвитку в першу чергу були розглянуті конфігурації типових схем, що включають розімкнуті радіальні і розгалужені схеми, схеми з двостороннім живленням і кільцеві, складнозамкнуті схеми. У техніко-економічному порівнянні варіантів розвитку мережі беруть участь тільки такі варіанти схем мереж, в яких споживачі забезпечуються електроенергією необхідної якості при заданому ступеню надійності, тобто допустимі за технічними вимогами варіанти. На цій підставі обґрунтована доцільна конфігурація мережі.

Був визначений попередній розподіл потужності в режимі максимального навантаження. Це необхідно для вибору номінальної напруги в схемах електропостачання споживчих підстанцій і вибору перерізів проводів на ділянках проектованої мережі.

Обрані трансформатори та визначена потужність трансформаторів підстанцій.

Одним з найбільш ефективних заходів для зменшення втрат потужності є компенсація реактивної потужності, коли джерела реактивної потужності встановлюються поблизу споживачів. Керуючись цим вибрані компенсуючі і регулюючі пристрої і місця їхнього розташування.

Найбільш вигідне рішення знаходилося на основі порівняння ряду варіантів.

## СПИСОК ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок / 5-е вид. переробл. й доповн. – Харків: Форт, 2017. – 760 с.
2. Мілих В.І. Електропостачання промислових підприємств : Підручник для студентів електромеханічних спеціальностей / В.І. Мілих, Т.П. Павленко. – Харків : ФОП Панов А. М., 2016. – 272 с.
3. Бурбело, М. Й. Системи електропостачання. Елементи теорії та приклади розрахунків : навчальний посібник / М. Й. Бурбело, О. О. Бірюков, Л. М. Мельничук – Вінниця : ВНТУ, 2011. – 204 с.
- 4.Справочник по проектированию электрических сетей /под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. :ЭНАС, 2012. – 376 с. : ил.
5. Козирський В.В. Електропостачання агропромислового комплексу : підруч. / Козирський В.В., Каплун В.В., Волошин С.М. – К. : Аграрна освіта, 2011. – 448 с.
6. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Навчальний посібник. – Вінниця: ВДТУ, 2002. – 116 с.
7. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования :учеб. пособие для вузов / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 2009. –608 с.
8. Електропостачальні системи та їх проектування [Текст]: Конспект лекцій для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / уклад. Т.І. Коменда., Н.В. Коменда. – Луцьк: Луцький НТУ, 2016. – 190 с.
10. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів. Наказ Мінпаливенерго від 25.07.2006 р. №258 – Київ.: 2006. – 181 с.

11. Настанова з проектування систем електропостачання промислових підприємств. ДСТУ НБВ.2.5-80:2015 Київ Мінрегіон 2016. – 83 с.

12. Грибан В. Г., Негодченко О. В. Охорона праці. Навч. посіб. 2\_ге вид.– К.: Центр учбової літератури, 2011. – 280 с.

13. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів. ДНАОП 0.00–1.21–98. – Київ: Державний комітет України по нагляду за охороною праці, 1998. – 91 с.

14. Правила пожежної безпеки в компаніях, на підприємствах та в організаціях енергетичної галузі України. НАПБ В.01.034-2005/111. – Київ: Затверджені наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 26 вересня 2018 року N 491. – 90 с.

15. О.П. Михайлюк, В.В. Олійник, І.Я. Кріса, П.А. Білим, О.О.Тесленко Пожежна безпека об'єктів підвищеної небезпеки: Навчальний посібник. – Х.: УЦЗУ, 2010. - 343 с.





Джерело живлення

