

**СХІДНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ ВОЛОДИМИРА ДАЛЯ**

Факультет інженерії

Кафедра електричної інженерії

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

**до дипломного проекту
ступінь вищої освіти бакалавр**

галузі знань 14 Електрична інженерія

спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

на тему Розрахунок електричної мережі
сумарною активною потужністю 167 МВт

Виконав: студент групи ЕЕ-19да

Ліневич Артем Олексійович

(прізвище, та ініціали)

(підпис)

Керівник Мелконова І.В.

(прізвище, та ініціали)

(підпис)

Завідувача кафедри доц. Руднєв Є.С.

(прізвище, та ініціали)

(підпис)

Рецензент к.т.н. доц. Романченко О.В.

(прізвище, та ініціали)

(підпис)

Київ 2023.

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

завідувача кафедри ЕІ

доц. Руднєв Є.С.

" ____ " _____ 2023 року

**З А В Д А Н Н Я
НА ДИПЛОМНИЙ ПРОЕКТ СТУДЕНТУ**

Ліневіч Артем Олексійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту: Розрахунок електричної мережі сумарною активною потужністю 167 МВт

керівник проекту Мелконова Інна Вікторівна
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом вищого навчального закладу від від № 267/15.23-С від
16.05.2023

2. Строк подання студентом проекту 10 червня 2023 р.

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.

	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
18	84	194	85	240	140	265	73	173	124	114

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

3.2. Навантаження споживачів у максимальному режимі

	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	$\cos\varphi_4$
18	6640	40	0,861	32	0,928	46	0,928	49	0,881

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.

	Найменування вузла	Галузь	Вторинна номінальна напруга $U_{нн}$, кВ	Категорія надійності	Район по ожеледі
18	1	Машинобудування	6	II	II
	2	Легка промисловість	10	II	
	3	Машинобудування	6	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
Спецроздили	Мелконова І.В.		
Охорона праці	доц. Руднев Є. С.		

7. Календарний план виконання проекту

№	Назва етапів курсового проекту (роботи)	Строк виконання етапів проекту (роботи)	Розділ и 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.		
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. Аналіз роботи підстанції зі сторони низької напруги.		
4	РОЗРАХУНОК ОСНОВНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ. Режим максимального навантаження. Післяаварійний режим.		
5	РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ		
6	Графічна частина		
7	Оформлення проекту		
8	Захист проекту		

Студент _____

(підпис)

Керівник проекту _____

(підпис)

Дата видачі завдання ”_10_”_травня 2023р__”.

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка містить 95 стор., 20 рис., 15 табл.,
15 бібл. найм.

ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, РОЗРАХУНОК, СХЕМИ, ТРАНСФОРМАТОР, ПЕРЕРІЗИ ПРОВОДІВ, ЕКОНОМІЧНИЙ ВАРІАНТ, СПОСОБИ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ

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.

					ДБ 141.1712.21-000 ПЗ			
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.					Електрична частина електричної системи	Літ.	Лист	Листів
Перевір.	Мелконова						5	
Реценз.						СНУ, кафедра ЕІ,		
Н. Контр.								
Затверд.	Руднев							

ЗМІСТ

	Стор.
ВСТУП.....	7
1. ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	8
1.1. Коротка характеристика споживачів району.....	8
1.2. Визначення сумарного розрахункового навантаження району.....	8
1.3. Обґрунтування необхідності і вибір місця спорудження вузлової підстанції.....	9
1.4. Розробка варіантів схем електропостачання споживачів району.....	13
1.4.1. Основні вимоги до схеми мережі.....	13
1.4.2. Попереднє порівняння варіантів за натуральними показниками.....	15
2. РОЗРАХУНОК ТЕХНІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ.....	20
2.1. Наближений розрахунок потужностей і вибір номінальної напруги	20
2.2. Розрахунок перерізів проводів.....	25
2.3. Перевірка проводів за умов нагрівання.....	27
2.4. Розрахунок параметрів ліній.....	30
2.5. Перевірка схем за допустимою втратою напруги.....	31
2.6. Вибір трансформаторів на підстанціях споживачів.....	33
2.7. Розрахунок втрат потужності і електроенергії.....	36
2.7.1. Втрати потужності у лініях.....	36
2.7.2. Втрати у трансформаторах.....	38
2.7.3. Втрати в електричній мережі.....	40
3. ТЕХНІКО – ЕКОНОМІЧНЕ ПОРІВНЯННЯ ВАРІАНТІВ.....	41
3.1. Розрахунок капітальних вкладень.....	41
3.2. Розрахунок щорічних затрат.....	45
3.3. Розрахунок приведених затрат.....	47
4. КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ.....	48
4.1. Вибір компенсаційних пристроїв.....	48
4.2. Схема ділянки мережі.....	50
5. РОЗРАХУНОК ОСНОВНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ.....	52
5.1. Режим максимального навантаження.....	52
5.2. Післяаварійний режим.....	63
6. РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ.....	67
7. АНАЛІЗ ПРЕДМЕТУ ДІАГНОСТУВАННЯ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ.....	80
7.1. Проведення аналізу можливих стратегій діагностування для трансформаторів напруги.....	80
7.2. Набір параметрів для визначення поточного стану електрообладнання.....	83
8. ОХОРОНА ПРАЦІ.....	85
СПИСОК ДЖЕРЕЛ.....	92

ВСТУП

Практично вся електрична енергія виробляється, передається й доставляється споживачам спеціально створеними об'єднаннями, які називають електроенергетичними системами. Із техніко-економічних міркувань усі електростанції, що розміщені в одному регіоні, з'єднуються між собою для паралельної роботи на загальне навантаження за допомогою ЛЕП різного класу напруги. Об'єднання відрізняється спільністю режиму і безперервністю процесу виробництва, розподілу і споживання теплової і електричної енергій. Воно називається енергетичною системою. Іншими словами, енергетична система – це сукупність усіх ланок ланцюга одержання, перетворення, розподілу й використання теплової та електричної енергій. Енергосистеми, розміщені у різних економічних районах, пов'язані між собою лініями електропередач високої напруги. Це забезпечує взаємний обмін потужностями і дає такі переваги: 1) зниження сумарного максимуму; 2) зменшення сумарного резерву потужності (10 – 20 % від сумарної потужності); 3) підвищення надійності та якості енергопостачання; 4) підвищення економічності використання енергоресурсів; 5) поліпшення використання потужності ЕС (можна будувати потужні агрегати); 6) полегшення роботи систем під час сезонних змін навантаження, під час ремонту та аварій. Але в об'єднаних системах ускладнюється релейний захист, автоматика та управління режимами.

Електрична або електроенергетична система є частиною енергетичної системи. З неї видаляють теплові мережі й теплові споживачі.

Електрична система – це складний об'єкт. Складність обумовлена низкою специфічних особливостей:

- 1) постійний збіг за часом процесу вироблення, передачі й споживання електроенергії;
- 2) безперервність процесу вироблення, передачі й споживання електроенергії та необхідність у зв'язку з цим безперервного контролю за цим про-

					ДБ 141.1712.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

цесом. Процес передачі електроенергії за ланцюгом «генератор – електро-приймач» можливий лише за умови надійного електричного та магнітного зв'язку за всією довжиною цього ланцюга;

3) підвищена небезпека електричного струму для довкілля і обслуговуючого персоналу;

4) швидке проходження процесів, пов'язаних із відмовою різних елементів основного технологічного ланцюжка;

5) різноманітність функціональних систем і пристроїв, що здійснюють технологію виробництва електроенергії; управління, регулювання та контроль. Необхідність їх постійної та чіткої взаємодії;

6) віддаленість енергетичних об'єктів один від одного;

7) залежність режимів роботи електричних систем від різних випадкових факторів (погодні умови, режим роботи енергосистеми, споживачів);

8) значний обсяг робіт із ремонтно-експлуатаційного обслуговування великої кількості різноманітного обладнання

					ДБ 141.1712.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

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 пункта споживання №1. Споживана повна потужність у максимальному режимі, МВА

$$S_1 = \frac{P_1}{\cos \varphi_1} = \frac{40}{0,861} = 46,5. \quad (1.1)$$

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

$$Q_1 = \sqrt{S_1^2 - P_1^2} = (46,5^2 - 40^2)^{0,5} = 23,6. \quad (1.2)$$

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

Таблиця 1.1 – Відомості про вузли навантаження

Найменування вузла	Навантаження у максимальному режимі, $P + jQ$, МВА			Галузь промисловості	Вторинна номінальна напруга $U_{нн}$, кВ	Категорія надійності
1	40	+j	23,6	Машинобудування	6	II
2	32	+j	12,8	Легка промисловість	10	II
3	46	+j	18,5	Машинобудування	6	I
4	49	+j	26,3	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:

$$\sum_{i=1}^n P_i = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 = 40 + 32 + 46 + 49 = 167,00. \quad (1.3)$$

Розраховується сума реактивних максимальних навантажень, МВАр:

$$\sum_{i=1}^n Q_i = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 = 23,6 + 12,8 + 18,5 + 26,3 = 81,20. \quad (1.4)$$

Повне максимальне навантаження району, МВА

$$S_{\Sigma} = \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n P_i\right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n Q_i\right)^2} = (167,00^2 + 81,20^2)^{0,5} = 185,69. \quad (1.5)$$

Розраховуються втрати активної ΔP і реактивної ΔQ 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:

$$\Delta P = 0,03 \cdot \sum_{i=1}^n P_i + 0,02 \cdot S_{\Sigma} = 0,03 \cdot 167,00 + 0,02 \cdot 185,69 = 8,72. \quad (1.6)$$

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

					ДБ 141.1712.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

$$\Delta Q = 0,05 \cdot \sum_{i=1}^n Q_i + 0,1 \cdot S_{\Sigma} = 0,05 \cdot 81,20 + 0,1 \cdot 185,69 = 22,63. \quad (1.7)$$

Сумарне активне P_p розрахункове навантаження району, МВт

$$P_p = k_{\text{ум}} \cdot \sum_{i=1}^n P_i + \Delta P = k_{\text{ум}} \cdot P_{\Sigma} + \Delta P = 0,95 \cdot 167,00 + 8,72 = 167,37. \quad (1.8)$$

Сумарні реактивне Q_p розрахункові навантаження району, МВАр

$$Q_p = k_{\text{ум}} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i + \Delta Q = k_{\text{ум}} \cdot Q_{\Sigma} + \Delta Q = 0,95 \cdot 81,20 + 22,63 = 99,77. \quad (1.9)$$

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

Сумарне повне розрахункове навантаження району, МВА

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = (167,37^2 + 99,77^2)^{0,5} = 194,85. \quad (1.10)$$

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, і 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.

					ДБ 141.1712.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

Таблиця 1.2 – Розрахунок місця розташування ВП

Найменування ПС	P ,	X ,	$P \times X$,	Y ,	$P \times Y$,	$L_{nci-цн}$	$P \times l_{пс-тцн}$,
	МВт	мм	МВт·мм	мм	МВт·мм	мм	МВт·мм
1	40	85	3400	240	9600	54	2160
2	32	140	4480	265	8480	84	2688
3	46	73	3358	173	7958	35	1610
4	49	124	6076	114	5586	78	3822
Разом	167,00	-	17314	-	31624	-	10280

Координати центра електричних навантажень (ЦН) X_0 і Y_0 :

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot X_i}{\sum_{i=1}^m P_i} = 17314/167,00 = 104 \text{ мм.} \quad (1.13)$$

$$Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^m P_i} = 31624/167,00 = 189 \text{ мм.} \quad (1.14)$$

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 споживачів

Найменування підстанції і координат Розташування на місцевості	X, мм	Y, мм
Джерело живлення (ДЖ), (X_A, Y_A)	84	194
Пункт споживання №1, (X_1, Y_1)	85	240
Пункт споживання №2, (X_2, Y_2)	140	265
Пункт споживання №3, (X_3, Y_3)	73	173
Пункт споживання №4, (X_4, Y_4)	124	114
Центр електричних навантажень (ЦН), (X_0, Y_0)	104	189

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.

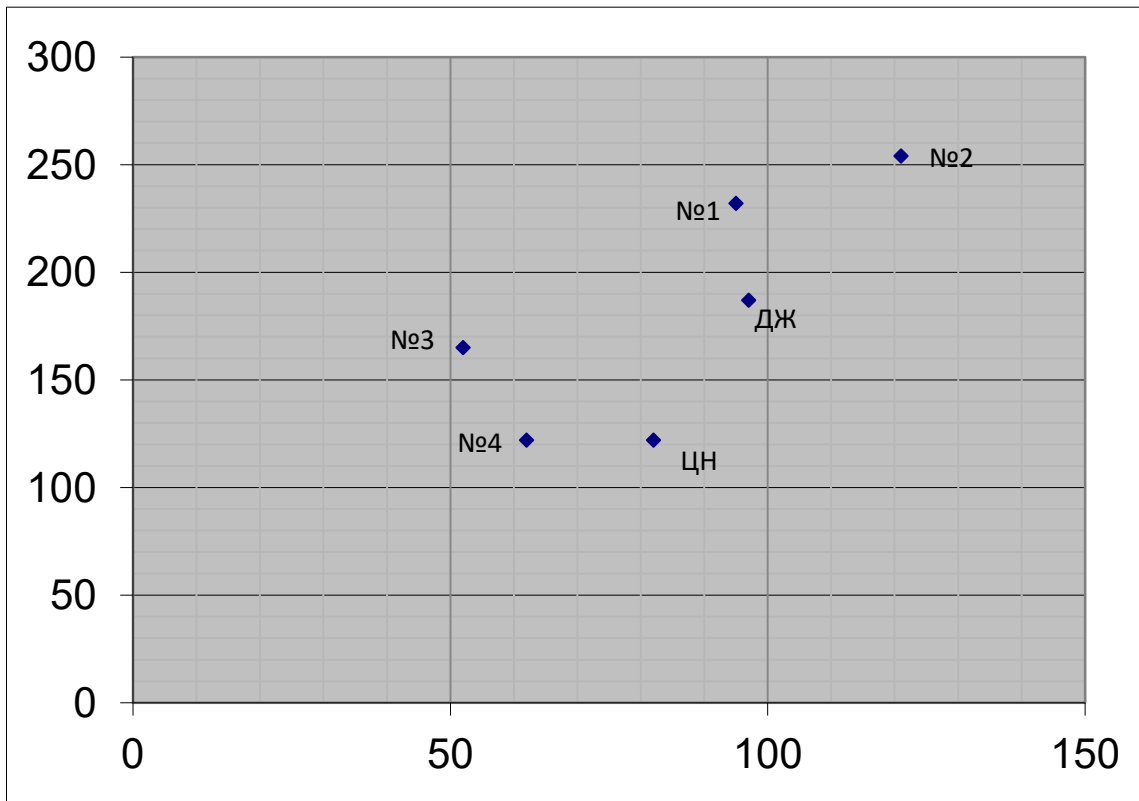


Рисунок 1.1 – План розташування на місцевості споживачів (1-4), джерела електроенергії А(ДЖ) і центра навантаження (ЦН).

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

$$L_{дж-цн} = \sqrt{(X_A - X_0)^2 + (Y_A - Y_0)^2} = ((84-104)^2 + (194-189)^2)^{0.5} = 21. \quad (1.15)$$

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

$$L_{nc1-цн} = \sqrt{(X_1 - X_0)^2 + (Y_1 - Y_0)^2} = ((85-104)^2 + (240-189)^2)^{0.5} = 54. \quad (1.16)$$

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,

$$L_{с.в.} = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot l_{i-тцн}}{\sum_{i=1}^m P_i} = 10280/167,00 = 62. \quad (1.17)$$

Розраховуємо умову (1.1)

$$\frac{L_{дж-цн}}{L_{с.в.}} = 21/62 = 0,34, \quad (1.18)$$

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

цільно споруджувати. С метою зменшення капіталовкладень у систему зовнішнього електропостачання, вузлову підстанцію ВП сполучають з найближчої до теоретичного центра навантажень підстанцією. У данному проекті 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

$$l_{A1} = \left(\sqrt{(X_A - X_1)^2 + (Y_A - Y_1)^2} \right) \cdot M = [(84-85)^2 + (194-240)^2]^{0.5} \cdot 1 = 46 \text{ км.} \quad (1.19)$$

де M - масштаб на ситуаційному плані, км/мм

Результати розрахунку приведені у табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Відстань між пунктами на місцевості

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}
46	90	24	89	60	68	132	114	152	78

1.4. Розробка варіантів схем електропостачання споживачів району

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 безперервне 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 приведе-

					ДБ 141.1712.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

ний на рис. 1.2, на якому під центром живлення (ЦЖ) розуміється або джерело живлення, або вузлова підстанція.

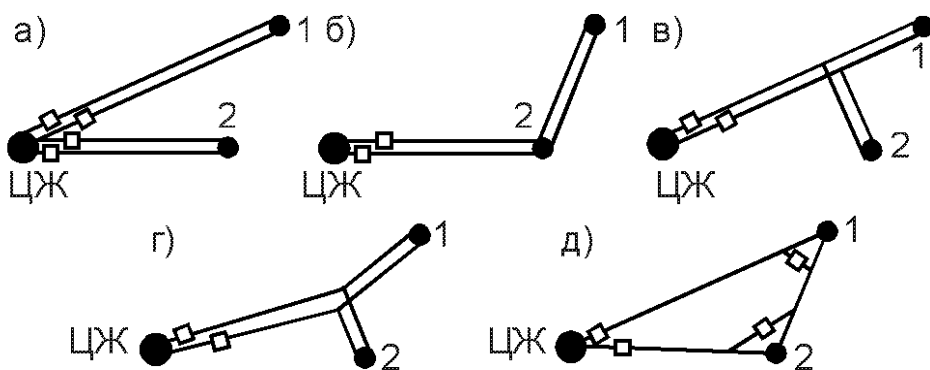


Рисунок 1.2 – Можливі схеми живлення споживачів: радіальна (а), магістральна (б), магістральна з відгалуженням (в), найкоротша (г), кільцева (д)

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 проєктована 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 вими-

качами 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.

1.4.1. Попереднє порівняння варіантів за натуральними показниками. Пункт виконується для тих груп споживачів, у яких намічене більш 2 варіантів схем електропостачання.

До натуральних показників відносять сумарна довжину ліній електропередачі і кількість вимикачів.

					ДБ 141.1712.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

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,

$$l_{\partial il \partial 1} = 1,1ml_{\partial 1} = 1,1 \cdot 1 \cdot 46 = 50,6.$$

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

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

де $k_{\partial ili}$ – 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,

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

						Лист
					ДБ 141.1712.21-000 ПЗ	19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

де n_B – кількість вимикачів у варіанті електропостачання.

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

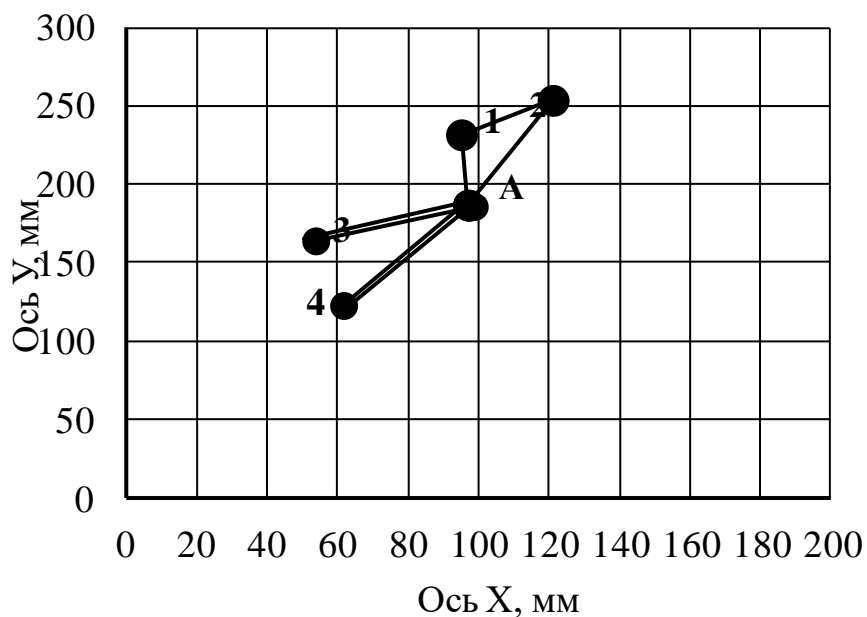


Рисунок 1.3 – Варіант “а”

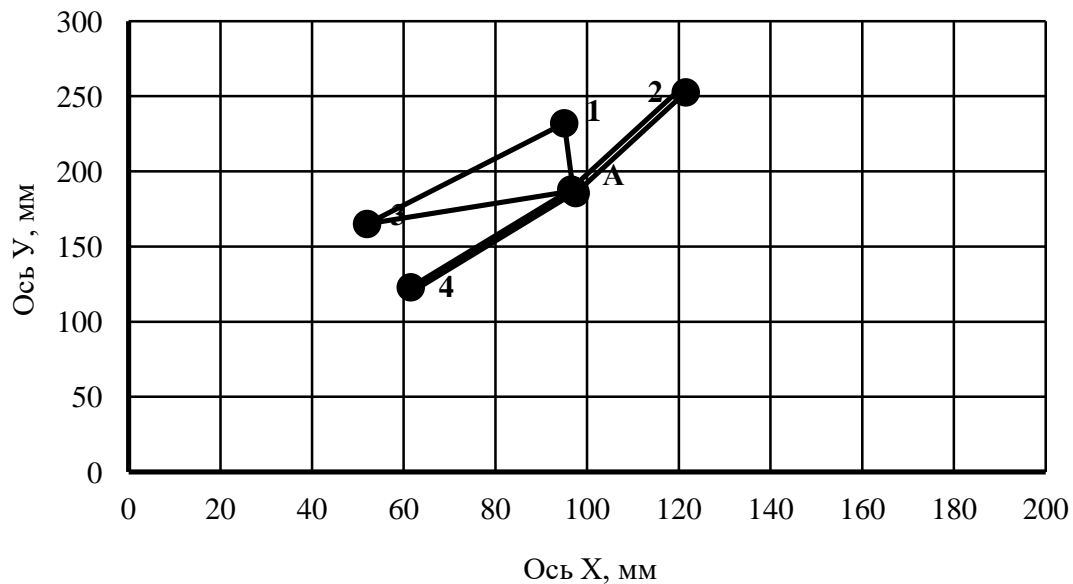


Рисунок 1.4 – Варіант “б”

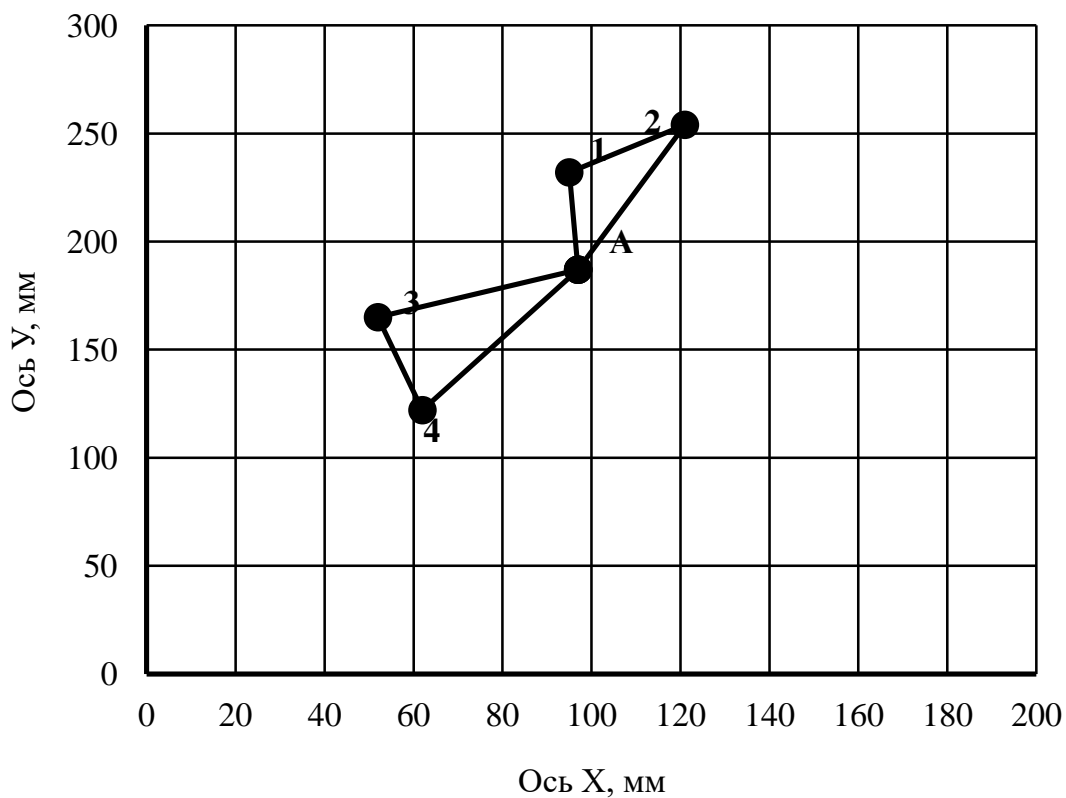


Рисунок 1.5 – Варіант “В”

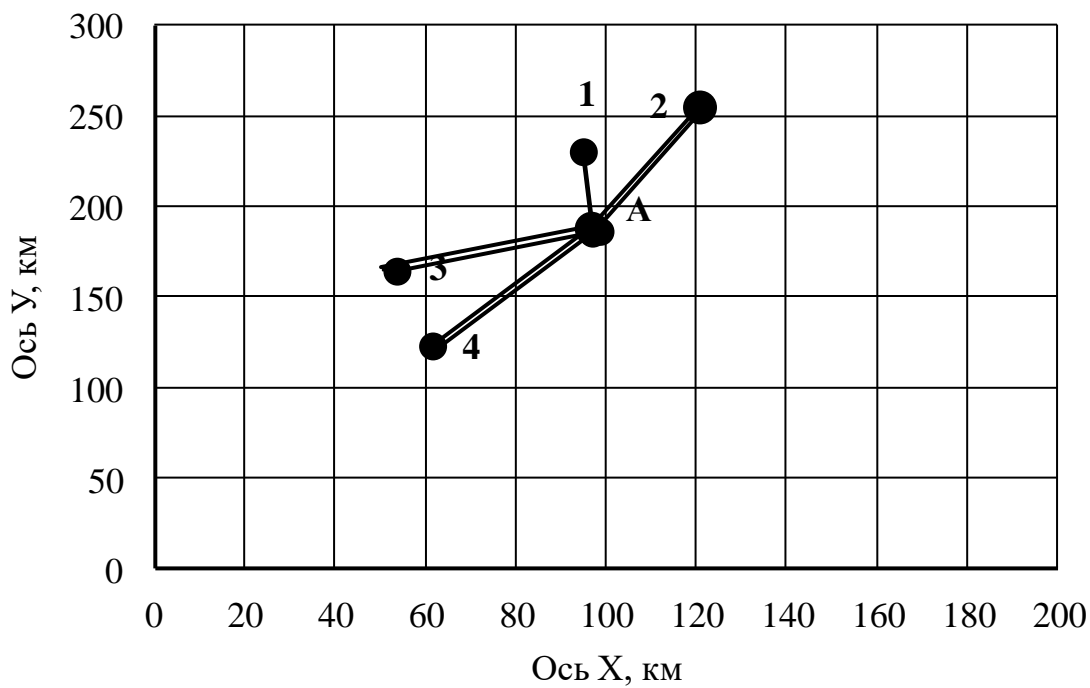


Рисунок 1.6 – Варіант “Г”

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 i 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_{Σ} , км	Кількість вимикачів у варіанті, n_B	Еквівалентна довжина ЛЕП, $L_{екв} = L_{\Sigma} + 3n_B$, км
“а”	A-1	1	46	50,6	50,6	414,4	16	462,4
	1-2	1	60	66	66			
	A-2	1	90	99	99			
	A-3	1,6	24	26,4	42,2			
	A-4	1,6	89	97,9	156,6			
“б”	A-1	1	46	50,6	50,6	466,8	16	514,8
	A-3	1	24	26,4	26,4			
	1-3	1	68	74,8	74,8			
	A-4	1,6	89	97,9	156,6			
	A-2	1,6	90	99	158,4			
“в”	A-1	1	46	50,6	50,6	425,7	16	473,7
	1-2	1	60	66	66			
	A-2	1	90	99	99			
	A-3	1	24	26,4	26,4			
	3-4	1	78	85,8	85,8			
“г”	A-1	1,6	46	50,6	81	438,2	16	486,2
	A-2	1,6	90	99	158,4			
	A-3	1,6	24	26,4	42,2			
	A-4	1,6	89	97,9	156,6			

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

					ДБ 141.1712.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

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 по формулах:

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

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:

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

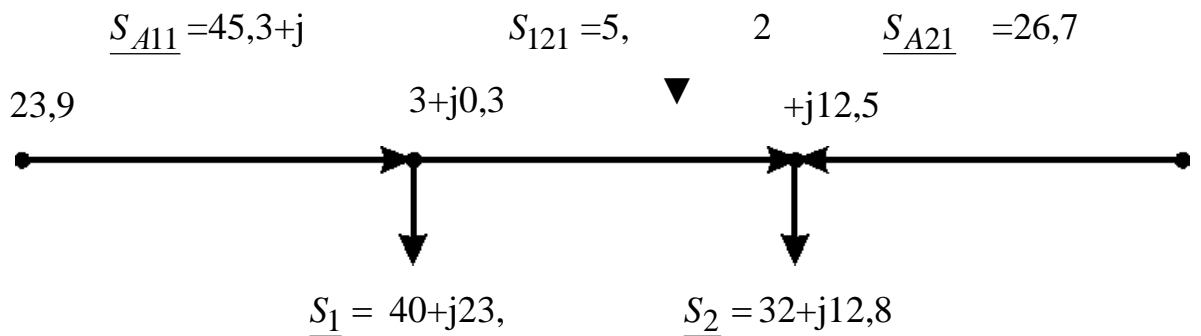
де $S_{\text{гол}1}, S_{\text{гол}2}$ - потужності на головних ділянках;

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.

										Лист
										24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						



6

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:

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

$$P_{A11} + jQ_{A11}; \quad (2.3)$$

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

$$\begin{aligned} P_{A11} &= \frac{P_1(l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + P_2 l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \frac{(40 \cdot (66,0 + 99,0) + 32 \cdot 99,0)}{50,6 + 66,0 + 99,0} = \\ &= 45,3 \text{ МВт.} \end{aligned} \quad (2.4)$$

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

$$Q_{A11} = \frac{Q_1(l_{\partial ilA12} + l_{\partial ilA2}) + Q_2 l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = (23,6 \cdot (66,0 + 99,0) + 12,8 \cdot 99,0) / (50,6 + 66,0 + 99,0) = 23,9. \quad (2.5)$$

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

$$S_{A11} = P_{A11} + jQ_{A11} = (45,3 + j23,9). \quad (2.6)$$

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

$$\begin{aligned} S_{A21} &= \frac{S_1 \cdot l_{\partial ilA1} + S_2 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \\ &= \frac{(P_1 + jQ_1) \cdot l_{\partial ilA1} + (P_2 + jQ_2) \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \\ &= \frac{P_1 \cdot l_{\partial ilA1} + P_2 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} + j \frac{Q_1 \cdot l_{\partial ilA1} + Q_2 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \\ &P_{A21} + jQ_{A21}. \end{aligned} \quad (2.7)$$

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

$$P_{A21} = \frac{P_1 \cdot l_{\partial ilA1} + P_2 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = (40 \cdot 50,6 + 32 \cdot (66,0 + 50,6)) / (50,6 + 66,0 + 99,0) = 26,7, \quad (2.8)$$

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

$$Q_{A21} = \frac{Q_1 \cdot l_{\partial ilA1} + Q_2 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = (23,6 \cdot 50,6 + 12,8 \cdot (66,0 + 50,6)) / (50,6 + 66,0 + 99,0) = 12,5, \quad (2.9)$$

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

$$S_{A21} = P_{A21} + jQ_{A21} = (26,7 + j12,5) \quad (2.10)$$

Перевірка балансом потужностей.

					ДБ 141.1712.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

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

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

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

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

Перевірка балансом активних потужностей, МВт,

$$P_{A11} + P_{A21} = 45,3 + 26,7 = 72,0. \quad P_1 + P_2 = 40 + 32 = 72,0. \quad (2.15)$$

Перевірка балансом реактивних потужностей, МВАр,

$$Q_{A1} + Q_{A2} = 23,9 + 12,5 = 36,4. \quad Q_1 + Q_2 = 23,6 + 12,8 = 36,4. \quad (2.16)$$

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,

$$P_{121} = P_{A11} - P_1 = 45,3 - 40 = 5,3. \quad (2.18)$$

Потік реактивної потужності на ділянці 1-2, МВАр,

$$Q_{121} = Q_{A11} - Q_1 = 23,9 - 23,6 = 0,3. \quad (2.19)$$

Потік повної потужності на ділянці 1-2, МВА,

$$\underline{S}_{121} = P_{121} + jQ_{121} = (5,3 + j0,3). \quad (2.20)$$

Повна потужність (потік повної потужності) для радіальної ділянки

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

2.2) і визначається, МВА:

$$\underline{S}_{A31} = \underline{S}_3 = P_{A31} + jQ_{A31} = P_3 + jQ_3 = 46 + j18,5$$

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

Повна потужність (потік повної потужності) для радіальної ділянки

A-4 (рис. 1.3, рис. 2.3), МВА,

$$\underline{S}_{A41} = \underline{S}_4 = P_{A41} + jQ_{A41} = P_4 + jQ_4 = 49 + j26,3,$$

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

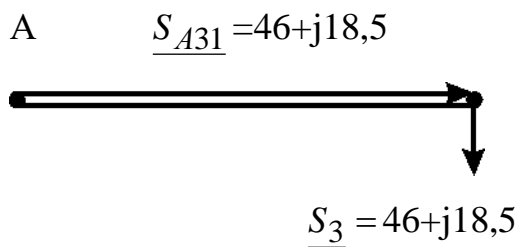


Рисунок 2.2 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-3 (варіант мережі 1)

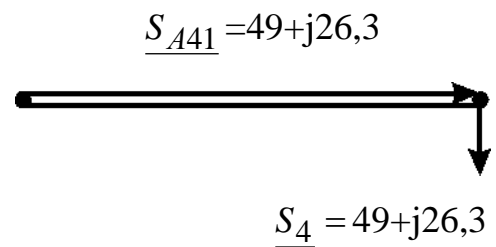


Рисунок 2.3 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-4 (варіант мережі 1)

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,

$$\underline{S}_{A12} = \underline{S}_1 = P_{A12} + jQ_{A12} = P_1 + jQ_1 = 40 + j23,6;$$

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,

$$\underline{S}_{A22} = \underline{S}_2 = P_{A22} + jQ_{A22} = P_2 + jQ_2 = 32 + j12,8;$$

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

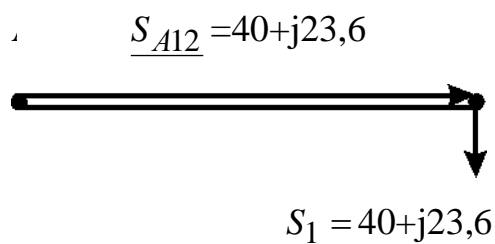


Рис.2.4. Спрощена розрахункова схема для ділянки А-1 (варіант мережі 2)

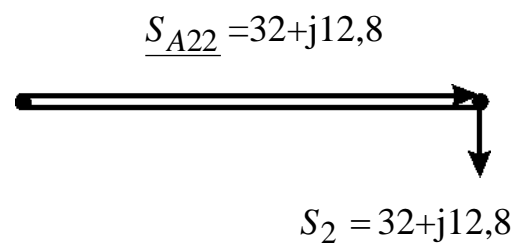
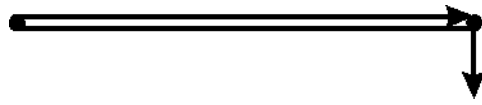


Рис. 2.5. Спрощена розрахункова схема для ділянки А-2 (варіант мережі 2)

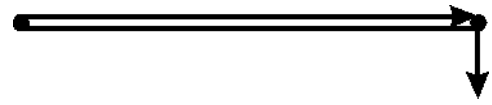
Потужності для радіальних ділянок А-3, А-4 для 2-го варіанту мережі (рис. 2.6, рис.2.7) визначаються аналогічно 1-го варіанту

$$\underline{S}_{A32} = 46 + j18,5$$

$$\underline{S}_{A42} = 49 + j26,3$$



$$\underline{S}_3 = 46 + j18,5$$



$$\underline{S}_4 = 49 + j26,3$$

Рис.2.6. Спрощена розрахункова схема для ділянки А-3 (варіант мережі 2) Рис. 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:

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

де l_{dil} - довжина ділянки ЛЕП, км;

P_{dil} потужність, що протікає на ділянці, МВт;

n - кількість рівнобіжних ланцюгів (чи ЛЕП) на ділянці.

У дипломному 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). Її 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 $U_{ном}$ в схемах зовнішнього і внутрішнього електропостачання. Якщо в схемі внутрішнього електропостачання дві номінальні напруги й обоє значення нижче $U_{ном}$ 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 реалізуємості варіанта) можуть служити переріз сталевалюмінієвих 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, $l_{\text{діл}}$, км	Активна потужність, що протікає на ділянці $P_{\text{діл}}$, МВт	Кількість ланцюгів на ділянці, n	Величина розрахункової напруги U_p , кВ	Вибрана $U_{\text{нділ}}$ кВ
1	A-1	50,6	45,3	1	121	110
	A-2	99,0	26,7	1	100	110
	1-2	66,0	5,3	1	53	110
	A-3	26,4	46	2	45	110
	A-4	97,9	49	2	86	110
2	A-1	50,6	40	2	96	110
	A-2	99,0	32	2	84	110
	A-3	26,4	46	2	82	110
	A-4	97,9	49	2	86	110

2.2. Розрахунок перерізів проводів

Згідно ПУЕ переріз проводів F , мм², 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,

$$I = \frac{S_{дiл} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n}; \quad (2.23)$$

де $S_{дiл}$ - повна потужність ділянки мережі в режимі максимальних навантажень, МВА,

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

U_n - номінальна напруга на ділянці, кВ;

n - кількість рівнобіжних ланцюгів (ЛЕП) на ділянці.

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

$$S_{A11} = \sqrt{P_{A11}^2 + Q_{A11}^2} = (45,3^2 + 23,9^2)^{1/2} = 51,2$$

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

$$I_{A11} = \frac{S_{A11} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n_{A1}} = 51,2 \cdot 10^3 / (1,73 \cdot 110 \cdot 1) = 269,0;$$

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

					ДБ 141.1712.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

Приймаємо економічну щільність струму для алюмінієвого проводу і числа годин $T_m=6640$ год/рік (вихідні данні проекту)

$$j_{ек} = 1 \quad \text{А/мм}^2.$$

Переріз проводів F , мм², на ділянці А-1 варіанту мережі 1 вибирається по економічній щільності струму $j_{ек}$:

$$F_{A11} = \frac{I_{A11}}{j_{ек}} = 269,0/1 = 269$$

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 $U_{ном} \geq 110$ 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; механічній міцності; припустимому нагріванню в післяаварійном режимі; припустимій втраті напруги в післяаварійном режимі.

					ДБ 141.1712.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

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, $U_{ноділ}$, кВ	Кількість ланцюгів на ділянці, n	Робочий струм на ділянці, I , А	Переріз провода, F , мм ²	Прийнята марка проводу	Припустимий тривалий струм А	Активний опір проводу при 20 град. С на 1 км, r_0 Ом	Реактивний опір проводу на 1 км, x_0 , Ом	Ємнісна провідність на 1 км, $b_0 \cdot 10^{-6}$, См
1	A-1	45,3	23,9	51,2	110	1	269,0	269	АС-240/32	605	0,12	0,405	2,81
	A-2	26,7	12,5	29,5	110	1	155,0	155	АС-150/24	450	0,198	0,42	2,61
	1-2	5,3	0,3	5,3	110	1	27,9	28	АС-120/19	390	0,249	0,427	2,66
	A-3	46	18,5	49,6	110	2	130,3	130	АС-120/19	390	0,249	0,427	2,66
	A-4	49	26,3	55,6	110	2	146,1	146	АС-150/24	450	0,198	0,42	2,61
2	A-1	40	23,6	46,4	110	2	121,9	122	АС-120/19	390	0,249	0,427	2,66
	A-2	32	12,8	34,5	110	2	90,6	91	АС-120/19	390	0,249	0,427	2,66
	A-3	46	18,5	49,6	110	2	130,3	130	АС-120/19	390	0,249	0,427	2,66
	A-4	49	26,3	55,6	110	2	146,1	146	АС-150/24	450	0,198	0,42	2,61

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,

$$P_{авА11} = P_1 + P_2 = 40 + 32 = 72,0.$$

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

$$Q_{авА11} = Q_1 + Q_2 = 23,6 + 12,8 = 36,4.$$

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

					ПД 001.000.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

$$S_{авА11} = \sqrt{P_{авА11}^2 + Q_{авА11}^2} = (72,0^2 + 36,4^2)^{0,5} = 80,7.$$

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

$$I_{авА11} = \frac{S_{А11} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_n} = 80,7 \cdot 10^3 / (1,73 \cdot 110) = 424 \text{ А.}$$

$$I_{авА11} = 424 \text{ А} \leq I_{доп} = 605 \text{ А.}$$

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	72,0	36,4	80,7	110	1	424	605
	А-2	Обрив	0	0,0	110	1	0	450
	1-2	32	12,8	34,5	110	1	181	390
	А-3	46	18,5	49,6	110	2	130	390
	А-4	49	26,3	55,6	110	2	146	450
2	А-1	40	23,6	46,4	110	2	122	390
	А-2	32	12,8	34,5	110	2	91	390
	А-3	46	18,5	49,6	110	2	130	390
	А-4	49	26,3	55,6	110	2	146	450

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

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

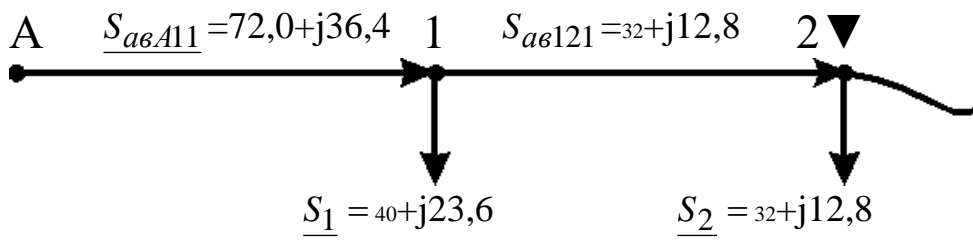


Рисунок 2.8 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-1-2-А (варіант 1) при обриві проводу на ділянці А-2

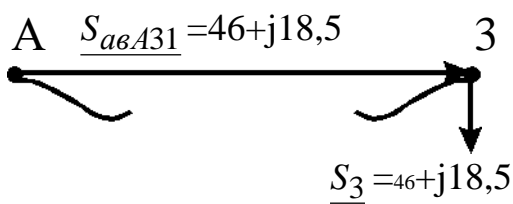


Рисунок 2.9 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-3 (варіант 1) при обриві проводу

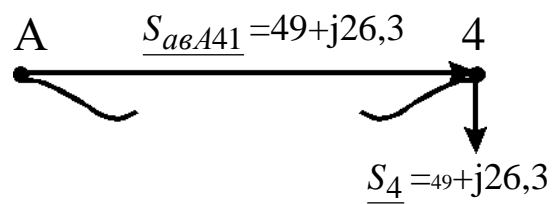


Рисунок 2.10 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-4 (варіант 1) при обриві проводу

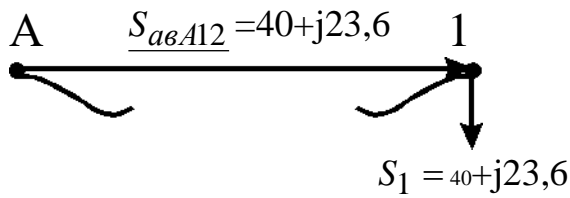


Рисунок 2.11 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-1 (варіант 2) при обриві проводу

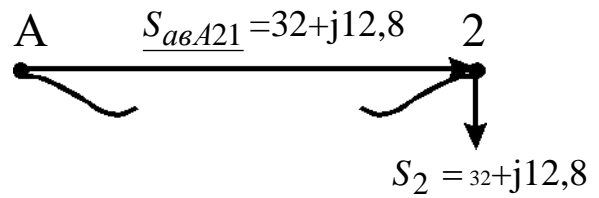


Рисунок 2.12 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-2 (варіант 2) при обриві проводу

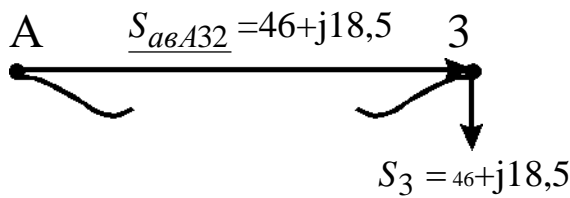


Рисунок 2.13 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-3 (варіант 2) при обриві проводу

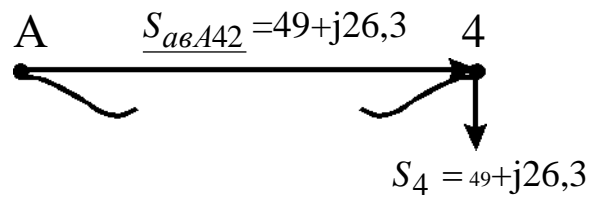


Рисунок 2.14 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-4 (варіант 2) при обриві проводу

2.4. Розрахунок параметрів ліній

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

$$R_{A11} = r_{0A1} \cdot l_{A1} = 0,120 \cdot 50,6 = 6,1. \quad (2.26)$$

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,

$$X_{A11} = x_{0A1} \cdot l_{A1} = 0,405 \cdot 50,6 = 20,5. \quad (2.27)$$

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,

$$Q_{вA1} = U_n^2 \cdot b_{0A1} \cdot l_{дiлA1} \cdot n_{A1} = 110^2 \cdot 2,81 \cdot 10^{-6} \cdot 50,6 \cdot 1 = 1,72, \quad (2.28)$$

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.

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.

					ПД 001.000.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

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, $l_{діл}$, км	Активний опір одного ланцюга ділянки, $R_{ланц}$, Ом	Реактивний опір одного ланцюга ділянки, X_i , Ом	Ємнісна провідність на 1 км, $b_0 \cdot 10^{-6}$, См	Зарядна ємна потужність ділянки лінії, Q_{ei} , МВАр
1	A-1	1	0,120	0,405	50,6	6,1	20,5	2,81	1,72
	A-2	1	0,198	0,420	99,0	19,6	41,6	2,61	3,13
	1-2	1	0,249	0,427	66,0	16,4	28,2	2,66	2,12
	A-3	2	0,249	0,427	26,4	6,6	11,3	2,66	1,70
	A-4	2	0,198	0,420	97,9	19,4	41,1	2,61	6,18
2	A-1	2	0,249	0,427	50,6	12,6	21,6	2,66	3,26
	A-2	2	0,249	0,427	99,0	24,7	42,3	2,66	6,37
	A-3	2	0,249	0,427	26,4	6,6	11,3	2,66	1,70
	A-4	2	0,198	0,420	97,9	19,4	41,1	2,61	6,18

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 післяварійному 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 про-
воду, 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 варі-
анту мережі 1, Ом,

$$R_{авА11} = \frac{R_{А11}}{n} = 6,1/1 = 6,1.$$

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

$$X_{авА11} = \frac{X_{А11}}{n} = 20,5/1 = 20,5.$$

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

$$\Delta U_{авА11} = \frac{P_{А11} \cdot R_{авА11} + Q_{авА11} \cdot X_{авА11}}{U_{ном}} = (72,0 \cdot 6,1 + 36,4 \cdot 20,5) / 110 = 10,8.$$

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

$$R_{авА11} = \frac{R_{121}}{n} = 16,4/1 = 16,4.$$

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

$$X_{ав121} = \frac{X_{А11}}{n} = 20,5/1 = 28,2.$$

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

$$\Delta U_{ав121} = \frac{P_{121} \cdot R_{ав121} + Q_{ав121} \cdot X_{ав121}}{U_{ном}} = (32 \cdot 16,4 + 12,8 \cdot 28,2) / 110 = 8,1.$$

					ПД 001.000.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

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, %,

$$\Delta U_{авА11} \% = \frac{\Delta U_{авА11}}{U_n} \cdot 100\% = 10,8 \cdot 100 / 110 = 9,8.$$

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

$$\Delta U_{ав121} \% = \frac{\Delta U_{ав121}}{U_n} \cdot 100\% = 8,1 \cdot 100 / 110 = 7,4.$$

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 %:

$$U_{авА-1-2} \% = U_{авА11} \% + U_{ав121} \% = 9,8 + 7,4 = 17,2\% > 15\% . \quad (2.32)$$

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.

					ПД 001.000.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Перевірка мереж по втраті напруги

Таблиця 2.5

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, ΔU , кВ (2.29)	Втрата напруги на ділянці, ΔU , % (2.32)	
1	A-1	АС-240/32	0,120	0,405	50,6	6,1	20,5	72,0	36,4	10,8	9,8	
	A-2	АС-150/24	0,249	0,427	99,0	Обрив						
	1-2	АС-120/11	0,249	0,427	66,0	16,4	28,2	32	12,8	8,1	7,4	
	A-3	АС-120/11	0,249	0,427	26,4	6,6	11,3	46	18,5	4,7	4,3	
	A-4	АС-150/24	0,198	0,420	97,9	19,4	41,1	49	26,3	18,5	16,8	
2	A-1	АС-120/11	0,249	0,427	50,6	12,6	21,6	40	23,6	9,2	8,4	
	A-2	АС-120/11	0,249	0,427	99,0	24,7	42,3	32	12,8	12,1	11,0	
	A-3	АС-120/11	0,249	0,427	26,4	6,6	11,3	46	18,5	4,7	4,3	
	A-4	АС-150/24	0,198	0,420	97,9	19,4	41,1	49	26,3	18,5	16,8	

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,

$$S_1 = \frac{P_1}{\cos \varphi_1} = 40 / 0,861 = 46,5 .$$

Необхідна потужність трансформатора, МВА,

$$S_{необх1} = 0,7 \cdot S_1 = 0,7 \cdot 46,5 = 32,6 .$$

По величині $S_{необх}$ вибирають трансформатори з найближчим стандартним значенням номінальної потужності $S_{нт}$. Для вузла №1 вибираємо по табл. А.7 трансформатор типу [ТРДН-40000/110](#). Номінальна потужність трансформатора

$$S_{нт1} = \quad \quad \quad 40 \quad \quad \quad \text{МВА.}$$

					ПД 001.000.000 ПЗ	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

$$\Delta S_1 = \frac{S_1 - S_{нт1}}{S_{нт1}} \cdot 100\% = (46,5 - 40) \cdot 100 / 40 = 16,3 \% \leq 40\%.$$

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.

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_n діл, кВ, табл.2.1	Вторинна номінальна напруга, $U_{нн}$, кВ, табл.1.1
1	40	23,6	46,5	32,6	110	6
2	32	12,8	34,5	24,2	110	10
3	46	18,5	49,6	34,7	110	6
4	49	26,3	55,6	38,9	110	10

U_{2ном}

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

ПД 001.000.000 ПЗ

Лист

44

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_0 , 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, ΔS_I , %
1	ТРДН-40000/110	40	115/6,3	10,5	172	36	0,65	545	1,42	34,7	260	+ 9 ×	1,78	%	16,3
2	ТРДН-25000/110	25	115/6,3	10,5	120	27	0,7	420	2,54	55,5	175	+ 9 ×	1,78	%	38,0
3	ТРДН-40000/110	40	115/6,3	10,5	172	36	0,65	545	1,42	34,7	260	+ 9 ×	1,78	%	24,0
4	ТРДН-40000/110	40	115/11	10,5	172	36	0,65	545	1,42	34,7	260	+ 9 ×	1,78	%	39,0

2.7. Розрахунок втрат потужності і електроенергії

Втрати складаються із втрат у лініях і у трансформаторах.

Втрати потужності у лініях

Втрати потужності на ділянках у лініях визначаються, МВт:

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

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.);

$R_{\text{ланці}}$ - 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,

$$S_{\text{діл1}} = \sqrt{P_{\text{діл1}}^2 + Q_{\text{діл1}}^2} = (45,3^2 + 23,9^2)^{0,5} = 51,2.$$

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

$$\Delta P_{\text{ділА1}} = \left(\frac{S_{\text{ділА1}}}{U_{\text{ділнА1}}} \right)^2 \cdot \frac{R_{\text{ланціА1}}}{n_{\text{А1}}} = (51,2/110)^2 \cdot 6,1/1 = 0,45,$$

Втрати електроенергії на ділянці мережі визначаються:

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

де τ - час максимальних втрат, годин,

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_m}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = (0,124 + 6640/10000)^2 \cdot 8760 = 5439. \quad (2.37)$$

де T_m - тривалість використання максимального навантаження ділянок мережі, годин, (вихідні данні проекту).

Для ділянки А-1 втрати електроенергії

					ПД 001.000.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

$$\Delta W_{\partial il A1} = \Delta P_{\partial il A1} \cdot \tau = 0,45 \cdot 5439 = 7190 \text{ МВт} \cdot \text{год},$$

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

Втрати у трансформаторах.

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

$$\Delta P_{c1} = n_{mp1} \cdot P_{x1} \cdot 10^{-3} = 2 \cdot 36,0 \cdot 10^{-3} = 0,072. \quad (2.38)$$

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

$$\Delta P_{m1} = \frac{1}{n_{mp1}} \cdot P_{k1} \cdot \left(\frac{S_{m1}}{S_{H1}} \right)^2 \cdot 10^{-3} = (1/2) 172,0 \cdot 10^{-3} \cdot (46,5/40,0)^2 = 0,116 \text{ МВт}, \quad (2.39)$$

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).

Сумарні втрати у трансформаторах вузла №1, МВт,

$$\Delta P_{mp1} = \Delta P_{c1} + \Delta P_{m1} = 0,072 + 0,116 = 0,188. \quad (2.40)$$

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

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

					ПД 001.000.000 ПЗ	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

τ - час максимальних втрат, годин,

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{спож}}}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = (0,124 + 6640/10000)^2 \cdot 8760 = 5439, \quad (2.42)$$

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

$$T_{\text{спож}} = T_{\text{м}} = 6640 \text{ год/рік.}$$

Втрати електроенергії в трансформаторах підстанції №1, МВт·год

$$\Delta W_{\text{тп1}} = \Delta W_{\text{с1}} + \Delta W_{\text{м1}} = \Delta P_{\text{с1}} \cdot T + \Delta P_{\text{м1}} \cdot \tau = 0,072 \cdot 8760 + 0,116 \cdot 5439 = 1261,6.$$

Розрахунок втрат у трансформаторах приведено у табл.2.13.

					ПД 001.000.000 ПЗ	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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 діля- нках мережі, $\Delta P_{діл}$, МВт	Втрати електроенергії на ділян- ках, $\Delta W_{діл}$, МВт·год	Втрати електроенергії у мережі, $\Delta W_{діл}$, МВт·год/рік
1	A-1	45,3	23,9	51,2	110	1	6,1	1,322	5,92	7190	32194
	A-2	26,7	12,5	29,5	110	1	19,6	1,410		7669	
	1-2	5,3	0,3	5,3	110	1	16,4	0,038		207	
	A-3	46	18,5	49,6	110	2	6,6	0,671		3650	
	A-4	49	26,3	55,6	110	2	19,4	2,478		13478	
2	A-1	40	23,6	46,4	110	2	12,6	1,121	5,49	6097	29833
	A-2	32	12,8	34,5	110	2	24,7	1,215		6608	
	A-3	46	18,5	49,6	110	2	6,6	0,671		3650	
	A-4	49	26,3	55,6	110	2	19,4	2,478		13478	

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, ΔP_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	46,5	40,0	36,0	172,0	0,072	0,116	0,188	0,798	1261,6	5237,0
2	34,5	25,0	27,0	120,0	0,054	0,114	0,168		1093,1	
3	49,6	40,0	36,0	172,0	0,072	0,132	0,204		1348,7	
4	55,6	40,0	36,0	172,0	0,072	0,166	0,238		1533,6	

Втрати в електричній мережі

Втрати потужності визначаються:

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

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

Втрати потужності для варіанту 1, МВт,

$$\Delta P_{мер1} = \Delta P_{дiлмер1} + \Delta P_{тр1} = 5,92 + 0,798 = 6,72. \quad (2.44)$$

Втрати потужності для варіанту 2, МВт,

$$\Delta P_{мер4} = \Delta P_{дiлмер4} + \Delta P_{тр4} = 5,49 + 0,798 = 6,29. \quad (2.45)$$

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

$$\Delta W_{мер1} = \Delta W_{дiлмер1} + \Delta W_{тр1} = 32194,00 + 5237,0 = 37431. \quad (2.46)$$

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

$$\Delta W_{мер4} = \Delta W_{дiлмер4} + \Delta W_{тр4} = 29833,00 + 5237,0 = 35070. \quad (2.47)$$

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 ΔP , зменшення втрат електроенергії ΔW , зменшення втрат напруги ΔU . Вибір потужності регламентується [4, 5]. З економічної точки зору найбільш економічною є споживана реактивна потужність вузлом навантаження $Q_{ек}$, яка визначається за формулою:

$$Q_{ек} = P \cdot tg\varphi_{ек} \quad (4.1)$$

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 $U_H=110$ кВ приймаємо

$$tg\varphi_{ек} = 0,28$$

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:

$$Q_{кпр} = Q - Q_{ек}, \quad (4.2)$$

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 компенсуючи 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 стороги 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 трьохобмотува-

льних 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 $Q_{кп}$, а встановлену $Q_{кпн}$.

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:

$$Q_{ек1} = P_1 \cdot \operatorname{tg} \varphi_{ек} = 40 \cdot 0,28 = 11,2 \text{ МВАр.}$$

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

$$Q_{кроз1} = Q_1 - Q_{ек1} = 23,6 - 11,2 = 12,4 \text{ МВАр.}$$

Вибираємо трифазні конденсаторні установки для напруги $U_{2н} = 6 \text{ кВ}$ типу КУ потужністю

$$Q_{уст1} = 0,675 \text{ МВАр.}$$

Для трансформатора типу [ТДН-16000/110](#) 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

$$n_{уст1} = 18 \text{ шт.}$$

Фактична потужність компенсуючого пристрою на підстанції №1

$$Q_{кф1} = n_{уст1} \cdot Q_{уст1} = 18 \cdot 0,675 = 12,2 \text{ МВАр.}$$

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

					ДБ 141.1610.14-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

$$\Delta Q_{крп1} = \frac{Q_{кроз1} - Q_{кф1}}{Q_{кф1}} \cdot 100\% = ((12,4 - 12,2) / 12,2) \cdot 100\% = 1,6\% \leq 5\%.$$

Реактивна потужність підстанції №1 після компенсації

$$Q_{крп1} = Q_1 - Q_{кф1} = 23,6 - 12,2 = 11,2 \text{ МВАр.}$$

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.4.1 допускаємо, що $Q_{кроз} = Q_{кф}$.

Таблиця 4.1 – Компенсація реактивної потужності

Номер підстанції	Активна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, P ,	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, $P+jQ_{крп}$, МВА
1	40	23,6	0,28	11,2	12,4	40 +j 11,2
2	32	12,8		9,0	3,8	32 +j 9,0
3	46	18,5		12,9	5,6	46 +j 12,9
4	49	26,3		13,7	12,6	49 +j 13,7

4.2. Схема ділянки мережі

На рис. 4.1 приведена структурна схема ділянки мережі з підстанцією і трансформаторами, що мають розчеплення вторинних обмоток.

На боці високої напруги при кількості трансформаторів 2 і кількості ліній, що відходять, 2 для тупикових підстанцій застосовується схема 2-х блоків "лінія - трансформатор" з вимикачами у колах трансформаторів і неавтоматичною перемичкою з боку ліній (рис.4.1). Схема економічна: на 4 приєднання застосовано 2 вимикача. Схема надійна. При відключенні лінії W1 першого блоку вимикачем Q1 разом з лінією відключається трансформатор блоку T1. Для відновлення роботи непошкодженого трансформатора T1 застосовується неавтоматична перемичка з роз'єднувачами P7 і P8, один з яких нормально включений, другий — відключений. При пошкодженні на лінії W1 відключаються вимикачі Q1 і Q3. Лінійними роз'єднувачами P3 і P5 пошкоджена лінія виводиться на ремонт. У безструмову паузу вмикається відключений роз'єднувач перемички. Після чого вмикається вимикач Q3. Живлення трансформатора T1 відновлюється по лінії W2 і неавтоматичній перемичці. При пошкодженні трансформатора T1 відключаються вимикачі Q5, Q6, Q3 і Q1. Тобто буде відключено весь блок. Але відновити роботу непошкодженої лінії W1 не можна із-за відсутності вимикача у перемичці — це недолік схеми. Але цей недолік не дуже значний, тому що пошкодження трансформатора, порівняно з пошкодженням лінії, бувають рідко. У нормальному режимі на високій і низькій напрузі блоки працюють окремо.

Згідно [2] на боці низької напруги підстанцій застосовується схема 2-х одиночних систем шин, секціонованих вимикачем (рис. 4.1). На боці низької напруги трансформатори працюють окремо. Схема економічна і надійна. Надійність електропостачання споживачів забезпечується живленням від різних секцій низької напруги B1 і B4. При пошкодженні на одній секції всі приєднання цієї секції буде відключено.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

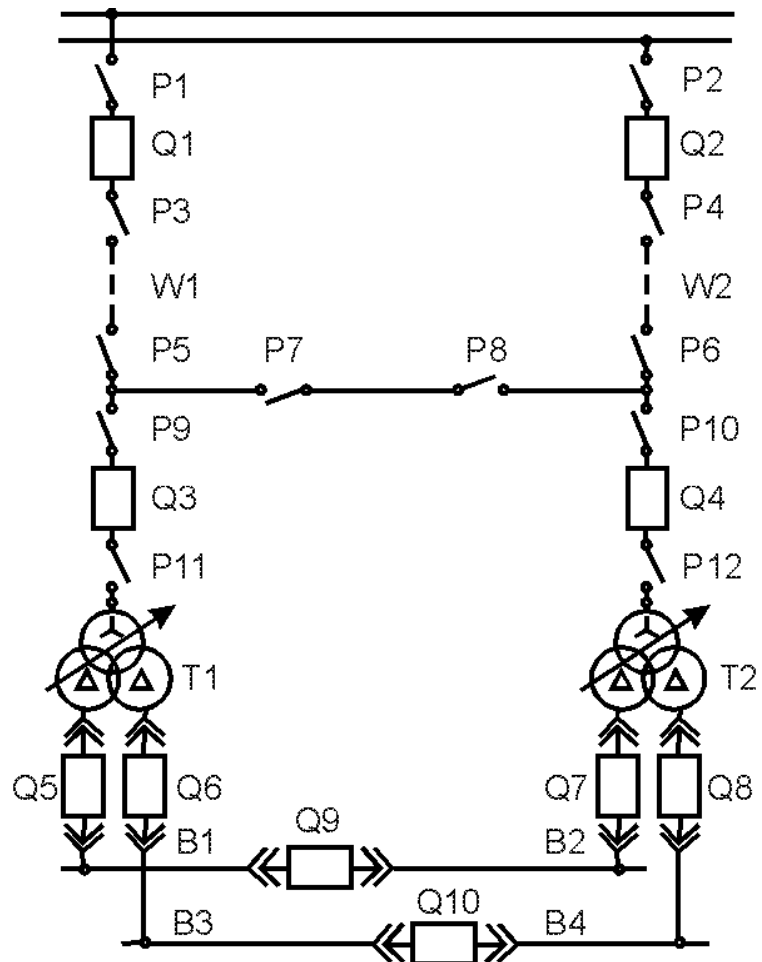


Рис. 4.1. Схема ділянки мережі

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ДБ 141.1610.14-000 ПЗ

Лист

57

РОЗДІЛ 5

РОЗРАХУНОК ОСНОВНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ

5.1. 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 двообмотувальні. 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 двообмотувальних 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. 5.1.

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

Активний опір обмоток трансформатора визначаємо, Ом:

$$R_T = \frac{P_k \cdot U_{BH}^2}{10^3 \cdot S_n^2}. \quad (5.1)$$

Реактивний опір обмоток трансформатора визначаємо, Ом:

$$X_T = \frac{U_k \cdot U_{BH}^2}{100 \cdot S_n^2}. \quad (5.2)$$

Для трансформаторів з розщепленням вторинної обмотки, Ом

$$X_T^{розч} = \frac{2U_K \cdot U_{ВН}^2}{10^2 \cdot S_H^2} \quad (5.2a)$$

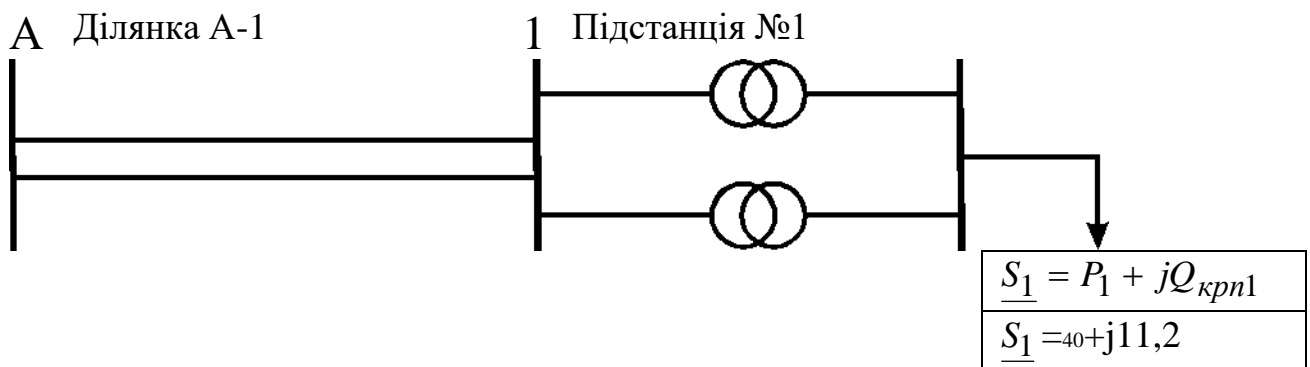


Рис. 5.2а. Схема ділянки А-1 електричної мережі

Номінальна реактивна потужність, що намагнічує трансформатор, МВАр,

$$Q_c = \frac{I_x}{100} \cdot S_H \quad (5.3)$$

Параметри також можна вибрати з літератури [7]., з табл. А.6 і 2.11.

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

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

Далі складаємо схему заміщення з приведеними навантаженнями (рис. 5.2в). 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.

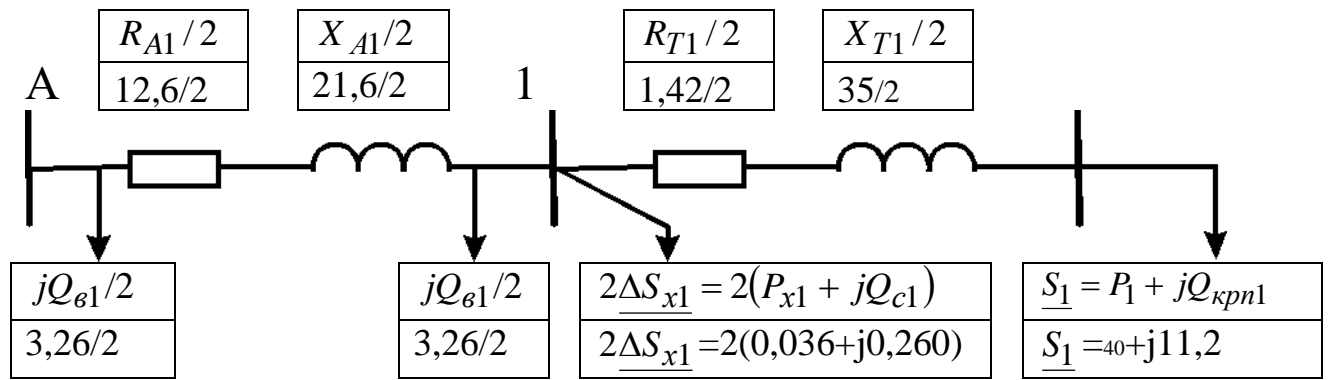


Рис. 5.26. Схема заміщення ділянки А-1 електричної мережі

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

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

$$P_{вх} = (P + \Delta P_T) = \quad (5.4)$$

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

$$Q_{вх} = (Q_{кпн} + \Delta Q_T), \quad (5.5),$$

де $Q_{кпн}$ - реактивна потужність навантаження вузла у максимальному режимі з компенсуючими пристроями (з табл.4.1)

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

$$\underline{S}_{вх} = P_{вх} + jQ_{вх} = (P_M + \Delta P_T) + j(Q_{мкпн} + \Delta Q_T), \quad (5.6)$$

де P_M - активна потужність на виході вузла нагрузки, МВт, (із табл. 4.1);

$Q_{кпн}$ - реактивна потужність на виході вузла нагрузки, МВар,

(із табл.4.1);

ΔP_T - втрати активної потужності в обмотках трансформатора, МВт;

ΔQ_T - втрати реактивної потужності в обмотках трансформатора, МВар.

Втрати активної потужності в обмотках трансформатора, МВт, визначаються:

$$\Delta P_T = \frac{P^2 + Q_{кпн}^2}{U_{вн}^2} \cdot \frac{R_T}{2}, \quad (5.7)$$

для підстанції №1

$$\Delta P_{T1} = ((40^2 + 11,2^2) / 110^2) \cdot 1,42 / 2 = 0,10 \text{ МВт.}$$

Втрати реактивної потужності в обмотках трансформатора, МВАр, визначаються:

$$\Delta Q_T = \frac{P^2 + Q_{kn}^2}{U_{вн}^2} \cdot \frac{X_T}{2}, \quad (5.8)$$

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

$$\Delta Q_{T1} = ((40^2 + 11,2^2) / 110^2) \cdot 35 / 2 = 2,50.$$

Активна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції №1 (формула 5.4), МВт

$$P_{ex1} = (P_{m1} + \Delta P_{T1}) = 40 + 0,10 = 40,20.$$

Реактивна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції №1 (5.5), МВАр,

$$Q_{ex1} = (Q_{kn1} + \Delta Q_{T1}) = 11,2 + 2,50 = 13,70.$$

Повна потужність на вході в обмотки трансформаторів для підстанції №1 визначається, МВА (5.6)

$$\underline{S}_{ex1} = P_{ex1} + jQ_{ex1} = (40,20 + j13,70).$$

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

$$P_{np} = P_{ex} + 2P_x, \quad (5.12)$$

для підстанції №1, МВт,

$$P_{np1} = P_{ex1} + 2P_{x1} = 40,20 + 2 \cdot 36,0 \cdot 10^{-3} = 40,27.$$

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

$$Q_{np} = Q_{ex} + 2Q_c \quad (5.13)$$

для підстанції №1, МВАр,

$$Q_{np1} = Q_{ex1} + 2Q_{c1} = 13,70 + 2 \cdot 260,0 \cdot 10^{-3} = 14,22.$$

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

$$\underline{S}_{np} = P_{np} + jQ_{np} = (P_{ex} + 2P_x) + j(Q_{ex} + 2Q_c) \quad (5.14)$$

для підстанції №1, МВА,

$$\underline{S}_{np1} = P_{np1} + jQ_{np1} = (40,27 + j14,22).$$

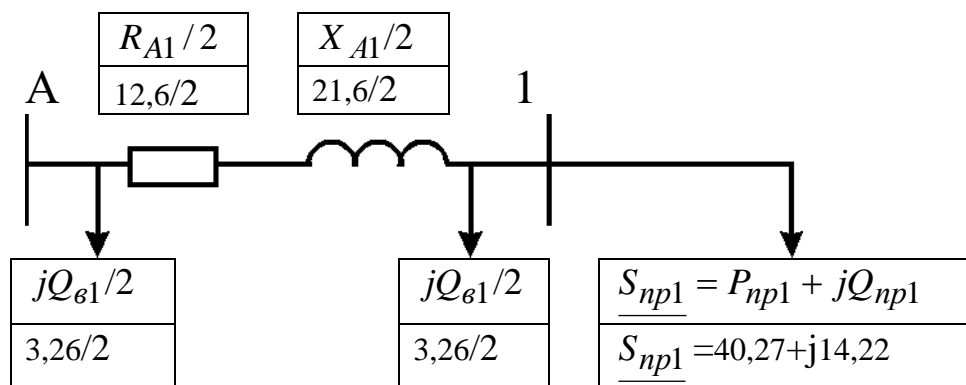


Рисунок. 5.2в. Схема заміщення ділянки А-1 с приведеними навантаженнями

В рис. 5.2в 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

$$P_p = P_{np} \quad (5.15)$$

Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції

$$Q_p = (Q_{np} - Q_e / 2) \quad (5.16)$$

для підстанції №1, МВАр,

$$Q_{p1} = Q_{np1} - Q_{e1} / 2 = 14,22 - 6,18 / 2 = 12,59.$$

Розрахункова споживана потужність вузла (підстанції)

$$\underline{S}_p = P_p + jQ_p = P_{np} + j(Q_{np} - Q_e / 2) \quad (5.17)$$

для підстанції №1, МВА,

$$\underline{S}_{p1} = P_{p1} + jQ_{p1} = (40,27 + j12,59).$$

На рис. 5.2г приведена схема заміщення ділянки А-1 з приведеними навантаженнями

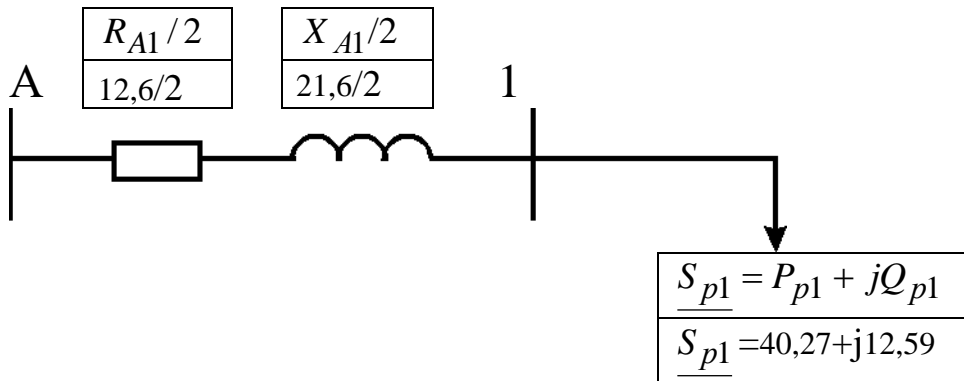


Рисунок. 5.2г. Схема заміщення ділянки А-1 з розрахунковими навантаженнями

Розрахунки для ділянок мережі зводимо до табл. 5.1. Розрахункові потужності наносять на схеми заміщення рис. 5.3 – 5.5.

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

$$S_{k1} = P_{k1} + jQ_{k1} = S_{p1} = P_{p1} + jQ_{p1} = 40,27 + j12,59 \text{ МВА} \quad (5.18)$$

Активна потужність на початку лінії визначається, МВт:

$$P_{n1} = P_{k1} + \Delta P_{A1}. \quad (5.19)$$

Реактивна потужність на початку лінії визначається, МВАр:

$$Q_{n1} = Q_{к1} + \Delta Q_{A1}, \quad (5.20)$$

Повна потужність на початку лінії визначається, МВА:

$$S_{n1} = P_{n1} + jQ_{n1}, \quad (5.21)$$

де ΔP_{A1} - втрати активної потужності у лінії на ділянці А-1, МВт;

ΔQ_{A1} - втрати реактивної потужності у лінії на ділянці А-1, МВАр.

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

$$\Delta P_{A1} = \frac{P_{к1}^2 + Q_{к1}^2}{U_n^2} \cdot \frac{R_{A1}}{n} = ((40,27^2 + 12,59^2) / 110^2) \cdot (6,1/2) = 0,45, \quad (5.22)$$

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

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

Таблиця 5.1

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)	1,42	2,54	1,42	1,42
Реактивний опір обмоток трансформатора, X_T , Ом, (5.2), (табл. 2.7)	35	56	35	35
Номінальні активні втрати у трансформаторі, P_x , МВт, (табл. 2.7)	0,036	0,027	0,036	0,036
Номінальна реактивна потужність, що намагнічує трансформатор, Q_c , кВАр, (5.3), (табл. 2.7)	0,260	0,175	0,260	0,260
Активна потужність навантаження підстанції, P , МВт, (табл. 4.1)	40	32	46	49
Реактивна потужність навантаження підстанції, Q_{kn} , МВАр, МВт, (табл. 4.1)	11,2	9,0	12,9	13,7
Втрати активної потужності в обмотках трансформатора, ΔP_T , МВт, (5.7)	0,20	0,23	0,27	0,30
Втрати реактивної потужності в обмотках трансформатора, ΔQ_T , МВАр, (5.8)	2,50	2,56	3,30	3,74
Активна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $P_{вх}$, МВт, (5.4)	40,20	32,23	46,27	49,30
Реактивна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $Q_{вх}$, МВАр, (5.5)	13,70	11,56	16,20	17,44
Активна потужність, що приведена до сторони високої напруги, P_{np} , МВт, (5.12)	40,27	32,28	46,34	49,37
Реактивна потужність, що приведена до сторони високої напруги, МВАр, Q_{np} , (5.13)	14,22	11,91	16,72	17,96
Зарядна ємна потужність ділянки, $Q_{зі}$, МВАр, (табл. 2.4)	3,26	6,37	1,70	6,18
Розрахункова активна споживана потужність підстанції, P_p , МВт, (5.15)	40,27	32,28	46,34	49,37
Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції, Q_p , МВАр, (5.16)	12,59	8,73	15,87	14,87

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

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

$$\Delta Q_{A1} = \frac{P_{\kappa 1}^2 + Q_{\kappa 1}^2}{U_n^2} \cdot \frac{X_{A1}}{n} = ((40,27^2 + 12,59^2) / 110^2) \cdot (20,5/2) = 0,93, \quad (5.23)$$

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

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

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

$$P_{n1} = P_{\kappa 1} + \Delta P_{A1} = 40,27 + j0,45 = 40,72 \quad (5.24)$$

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

$$Q_{n1} = Q_{\kappa 1} + \Delta Q_{A1} = 12,59 + j0,93 = 14,10 \quad (5.25)$$

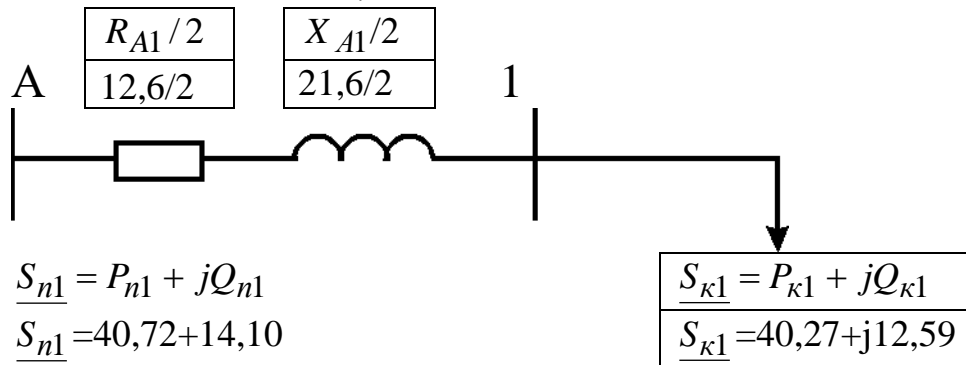


Рис. 5.2г. Схема заміщення ділянки А-1 з початковими і кінцевими навантаженнями

Результати розрахунків зводимо у табл. 5.2.

Таблиця 5.2.

Розрахунок потужностей кінця і початку ліній

Ділянка	Активна потужність кінця лінії, P_{κ} , МВт, (5.18) (табл. 5.1)	Реактивна потужність кінця лінії, Q_{κ} МВАр, (5.18) (табл. 5.1)	Кількість ланцюгів на ділянці, n , (табл. 2.4)	Активний опір одного провода ділянки, $R_{ланц}$, Ом, (табл. 2.4)	Реактивний опір одного провода ділянки, X_i , Ом, (табл. 2.4)	Втрати активної потужності у лінії на ділянці $\Delta P_{діл}$, МВт, (5.22)	Втрати реактивної потужності у лінії на ділянці $\Delta P_{діл}$, МВАр, (5.23)	Активна потужність на початку лінії, P_n , МВт, (5.19)	Реактивна потужність на початку лінії, Q_n , МВАр, (5.20)
А-1	40,27	12,59	2	12,6	21,6	0,93	1,59	41,20	14,18
А-2	32,28	8,73	2	24,7	42,3	1,14	1,95	33,42	10,68
А-3	46,34	15,87	2	6,6	11,3	0,65	1,12	46,99	16,99
А-4	49,37	14,87	2	19,4	41,1	2,13	4,52	51,50	19,39

Розрахункові потужності наносять на схеми заміщення рис. 5.3 – 5.6.

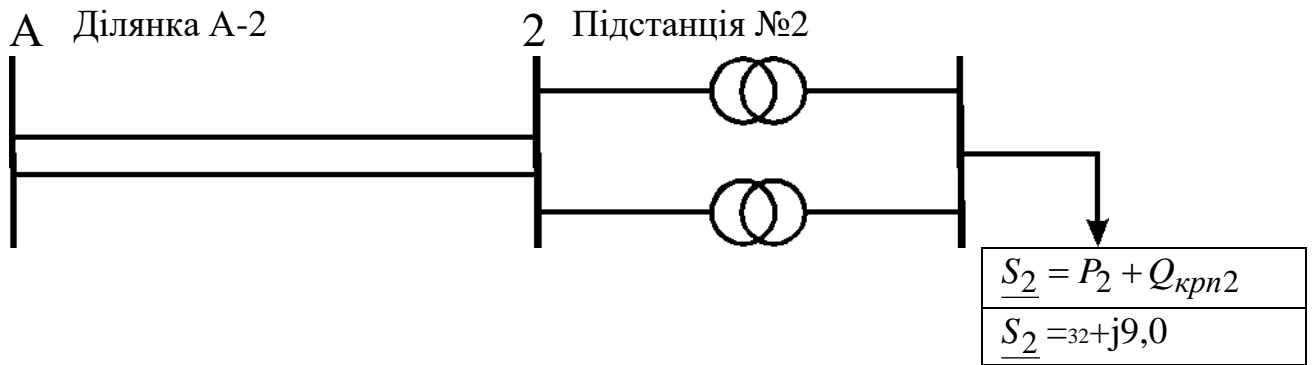


Рисунок. 5.3а. Схема ділянки А-2 електричної мережі

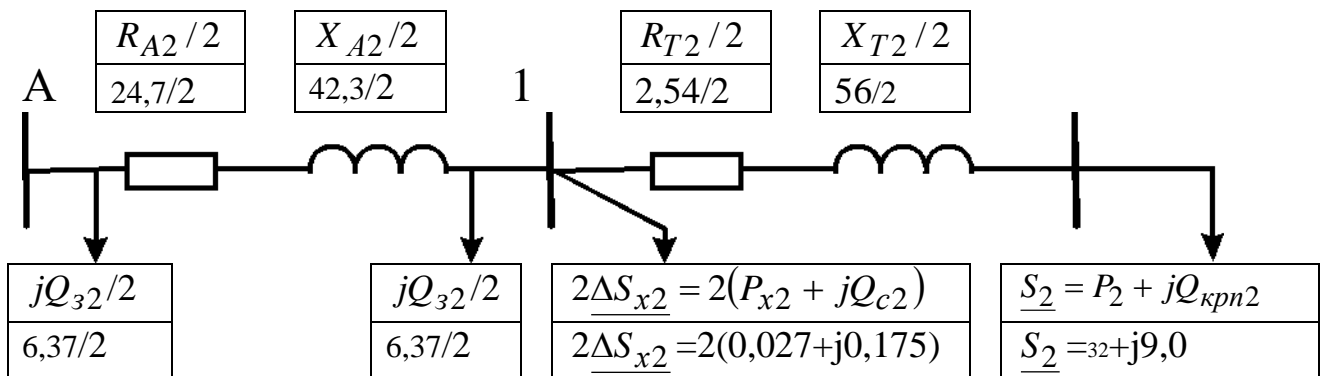


Рисунок. 5.3б. Схема заміщення ділянки А-2 електричної мережі

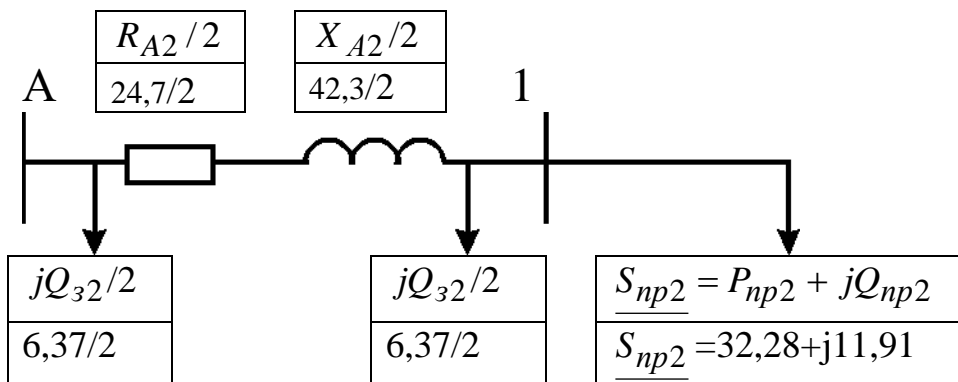


Рисунок. 5.3в. Схема заміщення ділянки А-2 с приведенними навантаженнями

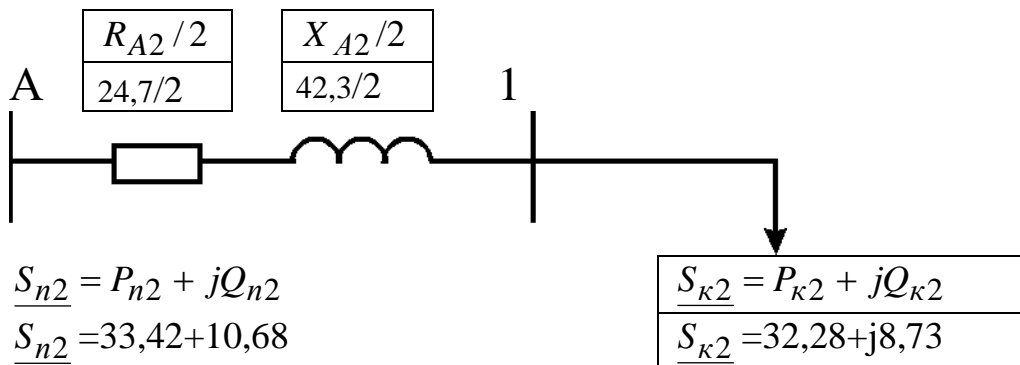


Рисунок. 5.3г. Схема заміщення ділянки А-2 з початковими і кінцевими навантаженнями

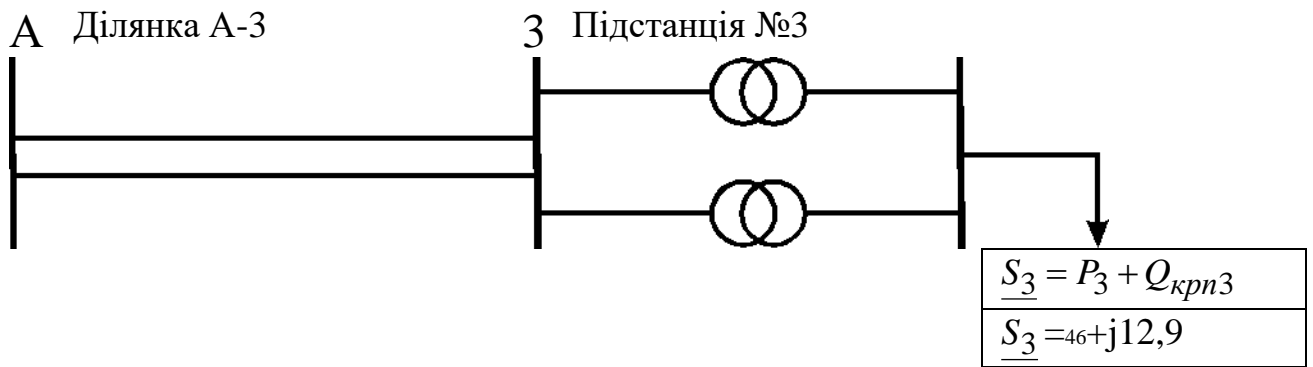


Рис.унок 5.4а. Схема ділянки А-3 електричної мережі

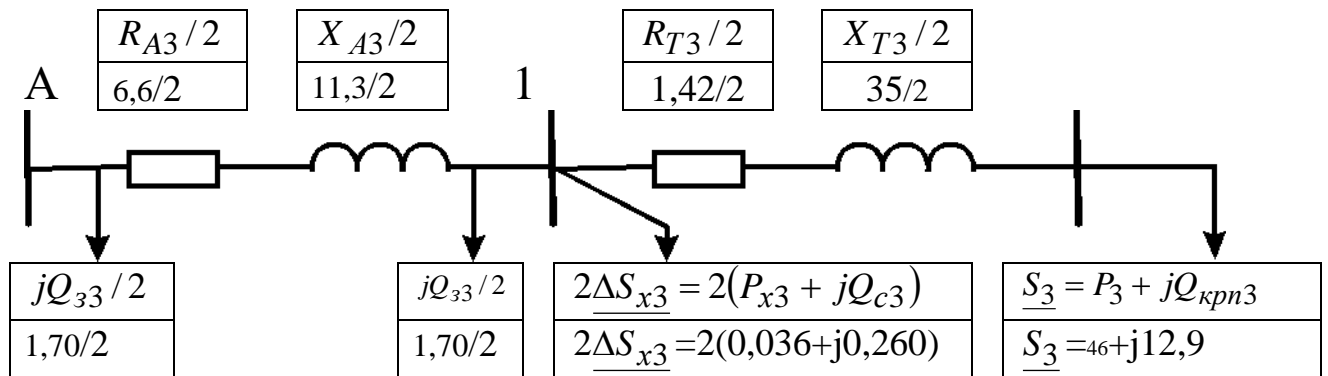


Рис. 5.4б. Схема заміщення ділянки А-3 електричної мережі

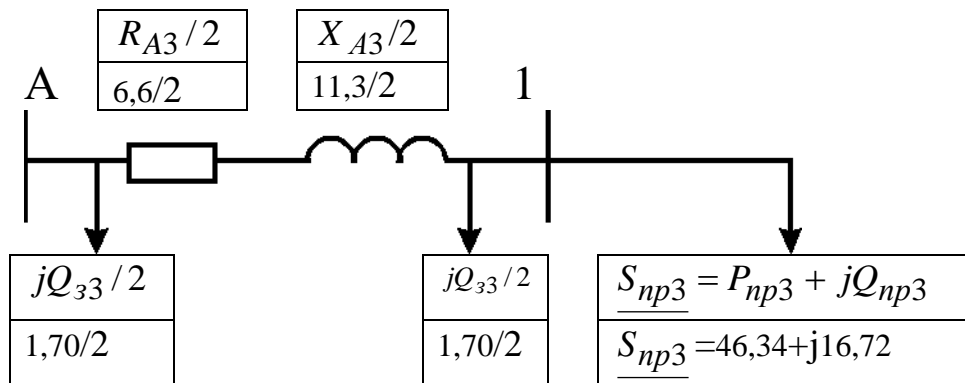


Рис. 5.4в. Схема заміщення ділянки А-3 с приведенними навантаженнями

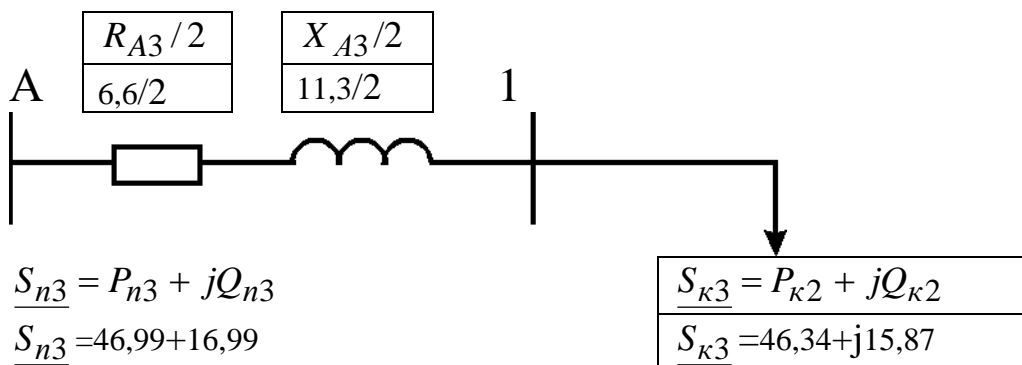


Рис. 5.4г. Схема заміщення ділянки А-3 з початковими і кінцевими навантаженнями

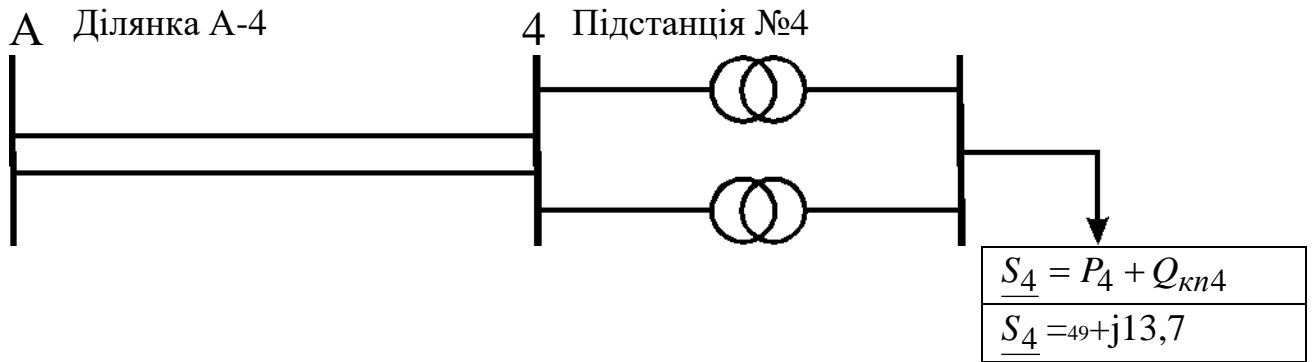


Рис. 5.5а. Схема ділянки А-4 електричної мережі

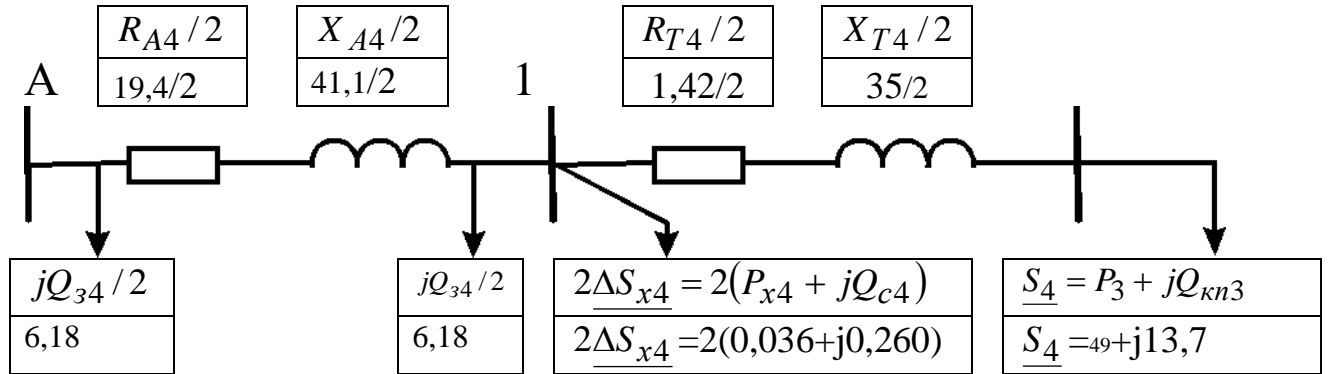


Рис. 5.5б. Схема заміщення ділянки А-4 електричної мережі

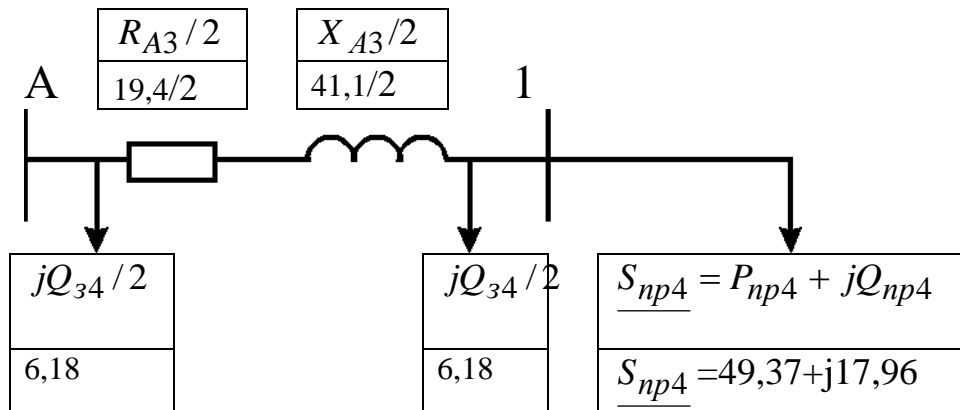


Рис. 5.5в. Схема заміщення ділянки А-4 с приведенними навантаженнями

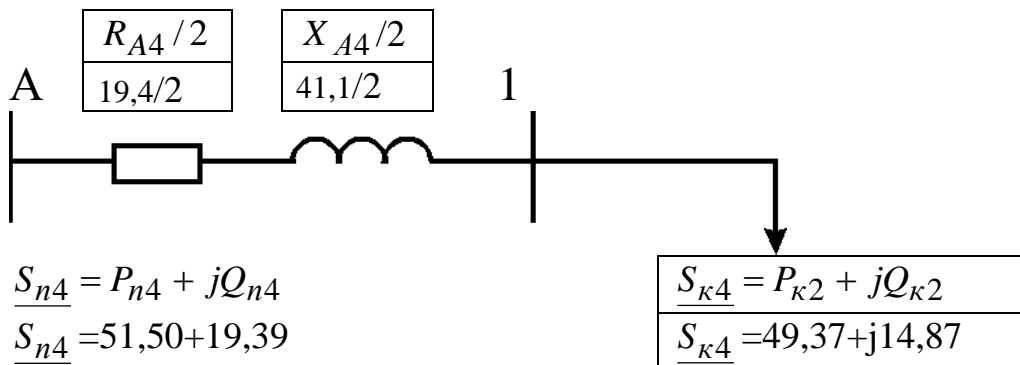


Рис. 5.5г. Схема заміщення ділянки А-4 з початковими і кінцевими навантаженнями

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

$$U_1 = U_A - \Delta U_{A1}, \quad (5.24)$$

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

Приймаємо $U_A = 115$ кВ.

Втрати напруги на ділянці А-1 ΔU_{A1} визначаються:

$$\Delta U_{A1} = \frac{P_n \cdot \frac{R_{A1}}{n} + Q_n \cdot \frac{X_{A1}}{n}}{U_{дж}} = (41,20 \cdot 12,6/2 + 14,18 \cdot 21,6/2) / 115 = 3,59 \text{ кВ}. \quad (5.25)$$

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

$$U_1 = U_{дж} - \Delta U_{A1} = 115 - 3,59 = 111,4. \quad (5.26)$$

Далі розраховуємо втрати напруги в трансформаторах підстанції за значеннями потужностей $P_{вх} + jQ_{вх}$, 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 ре-

зультаті 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

$$U_{спож1} = U_1 - \Delta U_{тр}, \quad (5.27)$$

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

$$\Delta U_{тр} = \frac{P_{вх} \cdot \frac{R_{T1}}{2} + Q_{вх} \cdot \frac{X_{T1}}{2}}{U_{вн}} = 40,20 \cdot 1,42/2 + 13,70 \cdot 35/2 / 115 = 2,44. \quad (5.28)$$

Напруга, споживана вузлом №1, кВ,

$$U_{спож1} = 111,4 - 2,44 = 109,00.$$

Результати розрахунків зводимо до табл. 5.3.

Таблиця 5.3.

Розрахунок напруг у вузлових точках мережі

Ділянка	A-1	A-2	A-3	A-4
Напруга джерела живлення, U_A , кВ	115	115	115	115
Активна потужність на початку лінії, $P_{П}$, МВт, (з табл. 5.2)	41,20	33,42	46,99	51,50
Реактивна потужність на початку лінії, $Q_{П}$, МВАр, (з табл. 5.2)	14,18	10,68	16,99	19,39
Кількість ланцюгів на ділянці, n , (табл. 2.4)	2	2	2	2
Активний опір одного провода ділянці, $R_{ланц}$, Ом, (з табл. 2.4)	12,6	24,7	6,6	19,4
Реактивний опір одного провода ділянці, X_i , Ом, (табл. 2.4)	21,6	42,3	11,3	41,1
Втрати напруги на ділянці, ΔU_{Ai} , кВ, з форм. (5.22)	3,59	5,55	2,18	7,81
Напруга вузла (на вході підстанції) U_i , кВ, з форм. (5.22)	111,4	109,5	112,8	107,2
Активна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $P_{вх}$, МВт, з форм. (5.9) і табл. 5.1	40,20	32,23	46,27а	49,30
Реактивна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $Q_{вх}$, МВАр, з форм. (5.10) і табл. 5.1	13,70	11,56	16,20	17,44
Активний опір обмоток трансформатора, R_T , Ом, з форм.(5.1) і табл. 2.7.	1,42	2,54	1,42	1,42
Реактивний опір обмоток трансформатора, X_T , Ом, з форм.(5.2) і табл. 2.7	35	56	35	35
Втрати напруги у трансформаторах підстанції, $\Delta U_{тр}$, кВ	2,44	3,31	2,88	3,09
Напруга, споживана вузлом на виході підстанції (напруга на нижчій стороні трансформаторів, приведена до вищої напруги), $U_{спож1}$, кВ	109,0	106,2	109,9	104,1

5.2. 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.5.2 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,

$$P_{p1ав} = P_{np1} = 40,27 \quad (5.29)$$

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

$$Q_{зав1} = \frac{Q_{z1}}{2} = 3,26/2 = 1,63. \quad (5.30)$$

Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції у аварійному режимі, МВАр

$$Q_{pав} = Q_{np} - \frac{Q_{зав}}{2} = 14,22 - 1,63/2 = 13,40 \quad (5.31)$$

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

$$S_{рав1} = P_{рав1} + jQ_{рав1} = (40,27 + j13,40). \quad (5.32)$$

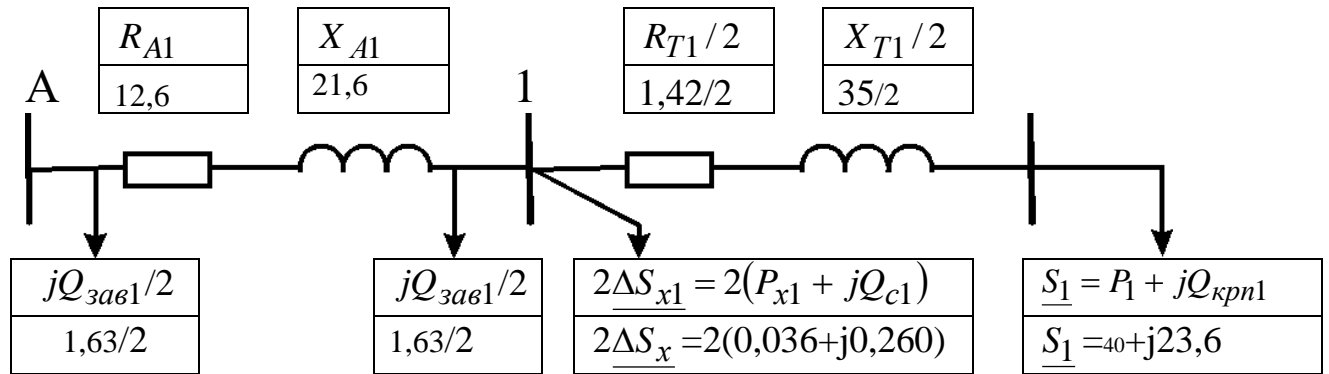


Рисунок. 5.6. Схема заміщення ділянки А-1 електричної мережі в аварійному Режимі

Розрахунок потужностей ліній у післяаварійному режимі зводимо до табл. 5.4.

Таблиця 5.4
Розрахунок потужностей кінця і початку ліній у післяаварійному режимі

Позначення параметрів (формула розрахунку, табл. вихідних даних)	Ділянка			
	А-1	А-2	А-3	А-4
Розрахункова активна потужність підстанції, $P_{авр}$, МВт, (табл.1) – активна потужність кінця лінії $P_{авк} = P_{авр}$	40,27	32,28	46,34	49,37
Реактивна потужність, що приведена до сторони високої напруги, МВАр, $Q_{пр}$, табл.1	14,22	11,91	16,72	17,96
Зарядна ємна потужність ділянки, $Q_{авз}$, МВАр, (5.30)	1,63	3,19	0,85	3,09
Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції, $Q_{авр}$, МВАр, (5.31) - реактивна потужність кінця лінії $Q_{авк} = Q_{авр}$	13,4	10,3	16,3	16,4
Активний опір одного ланцюга ділянки, $R_{ланц}$, Ом, (з табл. 2.4)	12,6	24,7	6,6	19,4
Реактивний опір одного ланцюга ділянки, X_i , Ом, (табл. 2.4)	21,6	42,3	11,3	41,1
Кількість ланцюгів на ділянці, $n_{ав}$, (табл. 2.4)	1	1	1	1
Втрати активної потужності у лінії на ділянці $\Delta P_{авділ}$, МВт, (5.22)	1,88	2,34	1,32	4,34
Втрати реактивної потужності у лінії на ділянці $\Delta Q_{авділ}$, МВт, (5.23)	3,22	4,01	2,25	9,19

Активна потужність на початку лінії, $P_{авн}$, МВт, (5.19)	42,15	34,62	47,66	53,71
Реактивна потужність на початку лінії, $Q_{авн}$, МВАр, (5.19)	16,62	14,31	18,55	25,59

Розрахунок напруг у вузлових точках приводимо у табл. 5.5.

Таблиця 5.5

Розрахунок напруг у вузлових точках у післяаварійному режимі

Ділянка	А-1	А-2	А-3	А-4
Напруга джерела живлення, U_A , кВ	115	115	115	115
Активна потужність на початку лінії, $P_{авн}$, МВт, (табл. 5.4)	42,15	34,62	47,66	53,71
Реактивна потужність на початку лінії, $Q_{авн}$, МВАр, (табл. 5.4)	16,62	14,31	18,55	25,59
Кількість ланцюгів на ділянці, $n_{ав}$	1	1	1	1
Активний опір одного ланцюга ділянці, $R_{ланц}$, Ом, (з табл. 2.4)	12,6	24,7	6,6	19,4
Реактивний опір одного ланцюга ділянці, X_i , Ом, (табл. 2.4)	21,6	42,3	11,3	41,1
Втрати напруги на ділянці, $\Delta U_{авAi}$, кВ, з форм. (5.22)	7,74	12,70	4,56	18,21
Напруга вузла (на вході підстанції) $U_{авi}$, кВ, з форм. (5.22)	107,3	102,3	110,4	96,8
Активна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $P_{аввх}$, МВт, з форм. (5.9) і табл. 5.1	40,20	32,23	46,27	49,30
Реактивна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $Q_{аввх}$, МВт, з форм. (5.10) і табл. 5.1	13,70	11,56	16,20	17,44
Активний опір обмоток трансформатора, R_T , Ом, з форм.(5.1) і табл. 2.7.	1,42	2,54	1,42	1,42
Реактивний опір обмоток трансформатора, X_T , Ом, з форм.(5.2) і табл. 2.7	35	56	35	35
Втрати напруги у трансформато-	2,44	3,31	2,88	3,09

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

рах підстанції, $\Delta U_{автр}$, кВ				
Напруга, споживана вузлом на виході підстанції (напруга на нижчій стороні трансформаторів, приведена до вищої напруги), $U_{авспі}$, кВ	104,9	99,0	107,5	93,7

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ДБ 141.1610.14-000 ПЗ

Лист

75

РОЗДІЛ 6

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.

$$U_{бмакс} = 1,05 \cdot U_{нн} \quad (6.1)$$

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

Для підстанції №1 номінальна низька $U_{нн1} = 6$ кВ.

Бажаний рівень напруги на боці низької напруги, кВ,

$$U_{бмакс1} = 1,05 \cdot U_{нн1} = 1,05 \cdot 6 = 6,30 \quad (6.2)$$

Коефіцієнт трансформації трансформатора для підстанції №1

$$k_1 = \frac{U_{вн1}}{U_{нн1}} = 110/6 = 18,33 \quad (6.3)$$

Дійсне значення напруги споживачів з боку низької напруги, кВ,

$$U_{днн1} = \frac{U_{спож1}}{k_1} = 109,00/18,33 = 5,95 \quad (6.4)$$

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

$$\Delta W_1 \% = \frac{U_{днн1} - U_{бмакс1}}{U_{нн1}} \cdot 100\% = (5,95 - 6,30) \cdot 100/6 = -5,8 \quad (6.5)$$

Для вибору стандартних відгалужень складаємо таблицю стандартних відгалужень за заданою схемою регулювання. Систему регулювання вибираємо із табл. 2.7. Система регулювання $\pm 9 \times 1,78\%$.

Приймаємо зміну напруги одного ступеня відгалуження

					ДБ 141.1610.14-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

$$k_{cm1} = 1,78 \text{ \%}.$$

Визначаємо число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН

$$\pm n_{cm} = \frac{\pm \Delta W_1 \text{ \%}}{k_{cm1}} = -5,8/1,78 = -3,26 \quad (6.6)$$

Приймаємо стандартне число і знак ступеней системи регулювання РПН

$$n_{стан1} = -3.$$

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

$$U_{стннд1} = \frac{U_{днн1}}{1 + \frac{n_{стан1} \cdot k_{cm1}}{100}} = 5,95 / ((1 + (-3) \cdot 1,78) / 100) = 6,29. \quad (6.7)$$

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

$$m_1 = \frac{U_{стннд1} - U_{бмакс1}}{U_{бмакс1}} \cdot 100\% = (6,29 - 6,30) / 6,30 = -0,16 \text{ \%}. \quad (6.8)$$

Таблиця 6.1

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)	109,00	106,20	109,90	104,10
2. Бажаний рівень напруги на боці низької напруги, $U_{бмакс1}$, кВ, (6.2)	6,30	10,50	6,30	10,50
3. Коефіцієнт трансформації трансформатора для підстанції №1, k_i , (6.3)	18,33	18,33	18,33	18,33
4. Дійсне значення напруги споживачів з боку низької напруги, $U_{днн1}$, кВ, (6.4)	5,95	9,65	6,00	9,46

4. Процент зміни витків регулювальної обмотки, ΔW_i %, (6.5)	-5,8	-8,5	-5,0	-10,4
5. Коефіцієнт ступеня відгалуження, $k_{cm i}$, %, (табл. 2.7)	1,78	1,78	1,78	1,78
6. Число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН, $n_{cm i}$, (6.6)	-3,26	-4,78	-2,81	-5,84
7. Стандартне число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН, $n_{стані}$	-3	-5	-3	-6
8. Дійсна напруга на низькому боці при вибраному положенні РПН, $U_{стннді}$, кВ, (6.7)	6,29	10,59	6,34	10,59
8. Відхилення напруг, m_i , %	-0,16	0,86	0,63	0,86
9. Допустимі відхилення напруг, $m_{доп i}$, %				

Розрахунок регулювання напруги для післяаварійного режиму приведено у табл. 6.2.

Таблиця 6.2

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), $U_{авсп i}$, кВ, (табл. 5.5)	104,90	99,00	107,50	93,70
2. Бажаний рівень напруги на боці низької напруги, $U_{бмакс i}$, кВ, (6.2)	6,30	10,50	6,30	10,50
3. Коефіцієнт трансформації трансформатора для підстанції №1, k_i , (6.3)	18,33	18,33	18,33	18,33
4. Дійсне значення напруги споживачів з боку низької напруги, $U_{авднн i}$, кВ, (6.4)	5,72	9,00	5,86	8,52
4. Процент зміни витків регулювальної обмотки, $\Delta W_{аві}$ %,	-9,7	-15,0	-7,3	-19,8

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

(6.5)				
5. Коефіцієнт ступеня відгалуження, $k_{авст i}$, %, (табл. 2.7)	1,78	1,78	1,78	1,78
6. Число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН, $n_{авст i}$, (6.6)	-5,45	-8,43	-4,10	-11,12
7. Стандартне число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН, $n_{австан i}$	-5	-8	-4	-11
8. Дійсна напруга на низькому боці при вибраному положенні РПН, $U_{авст nнд i}$, кВ, (6.7)	6,28	10,49	6,31	10,59
8. Відхилення напруг, $m_{ав i}$, %	-0,32	-0,10	0,16	0,86
9. Допустимі відхилення напруг, $m_{авдоп i}$, %				

РОЗДІЛ 7

ОХОРОНА ПРАЦІ

7.1. Норми і правила з техніки безпеки і виробничої санітарії. Інструктаж і навчання працівників правилам техніки безпеки і виробничої санітарії.

Роблячи невеличкий вступ до даного розділу, можна сказати, що забезпечення прав громадян на безпечні та нешкідливі умови праці здійснюється шляхом створення системи організації охорони праці не лише на національному, а й на виробничому рівні. Підвищення ефективності діючої системи управління охорони праці на всіх рівнях є одним із шляхів зниження виробничого травматизму та професійних захворювань, зменшення факторів шкідливого впливу на організм працюючих та скорочення кількості робочих місць зі шкідливими та важкими умовами праці.

Важливість створення системи управління охороною праці встановлюється міжнародними актами і договорами. Вона розглядається як необхідна гарантія забезпечення трудових прав працівників у сфері охорони праці. «Конвенція № 155 МОП про безпеку та гігієну праці та виробниче середовище» (1981 р.) визначила систему організації охорони праці на національному та виробничому рівні. На роботодавців покладається обов'язок надавати робочі місця, механізми та обладнання, організовувати виробничі процеси, які відповідають встановленим нормативам і не загрожують здоров'ю працюючих, вживати заходів щодо створення відповідних служб, на які покладаються комплексні функції управління охороною праці; співпрацювати з представниками працівників шляхом надання необхідної інформації, проведення консультацій з охорони праці; попереджувати виникнення виробничого травматизму та проводити розслідування й облік нещасних випадків і професій-

					ДБ 141.1610.14-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

них захворювань; проводити навчання працівників з питань охорони праці та ін.

Законодавство України відображає значну частину міжнародних стандартів з організації управління охороною праці на різних рівнях. Закон України «Про охорону праці» містить окремий розділ про організацію охорони праці, її управління на підприємствах, в установах, організаціях. Система управління охороною праці передбачає:

створення роботодавцем відповідних служб, які забезпечують вирішення конкретних питань охорони праці;

досягнення встановлених нормативів з охорони праці шляхом впровадження прогресивних технологій, додержання вимог при проектуванні, будівництві та реконструкції підприємств, об'єктів і засобів виробництва;

проведення лабораторних досліджень умов праці, атестації робочих місць на відповідність нормативним актам про охорону праці та надання пільг і компенсацій за результатами їх проведення;

проведення обов'язкових медичних оглядів певних категорій працівників, навчання з питань охорони праці з метою попередження виробничого травматизму;

усунення причин, що призводять до нещасних випадків, професійних захворювань, здійснення їх розслідування й обліку та ін.

На виробництві можуть впроваджуватися й інші заходи з організації охорони праці. Ці заходи на підприємстві, в установі та організації закріплені спеціальних нормах, закріплених в КЗпП, Законі України «Про охорону праці» та в інших нормативно правових актах держави. Ці норми, об'єднані терміном «охорона праці», включають в собі норми і правила з техніки безпеки і виробничої санітарії. Відмінність норм з техніки безпеки від норм з виробничої санітарії визначається предметом, на регулювання якого спрямовані ті чи інші норми.

Норми з техніки безпеки містять обов'язкові вимоги, яким повинно відповідати підприємство в цілому, виробничі приміщення, усі види обладнання

					ДБ 141.1610.14-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

і технологічні процеси з точки зору безпеки праці, попередження травматизму. Цими нормами передбачається встановлення різних огорожень, захисних пристроїв, проведення профілактичних випробувань, дистанційне управління, видача спеціальних індивідуальних засобів захисту, наприклад поясів, окулярів, екранів тощо.

Норми з виробничої санітарії містять обов'язкові вимоги щодо території підприємства, виробничих і побутових приміщень, робочих місць і технологічних процесів з точки зору гігієни праці і здоров'я працівників з метою попередження професійних захворювань. Вимоги в галузі виробничої санітарії стосуються розмірів, планування і конструктивних елементів виробничих будівель, вентиляції, опалення, водопостачання, каналізації, освітлення побутових приміщень, пунктів харчування, охорони праці тощо. Норми з виробничої санітарії передбачають також професії з шкідливими умовами праці, які повинні забезпечуватись спецмолоком, спецхарчуванням, спецодягом, спецвзуттям та іншими індивідуальними захисними засобами.

Не слід думати, що норми з техніки безпеки і виробничої санітарії є окремими нормативними актами. В державних міжгалузевих і галузевих нормативних актах можуть одночасно міститися й положення з техніки безпеки і норми з виробничої санітарії.

У своїй сукупності нормативні акти про охорону праці — це правила, стандарти, норми, положення, інструкції та інші документи, яким надано чинність правових норм, обов'язкових для виконання. Їх прийнято поділяти на державні міжгалузеві і галузеві норми. Постановою Кабінету Міністрів України від 2 березня 1994 р. № 135 «Про порядок опрацювання, прийняття, перегляд та скасування державних міжгалузевих і галузевих нормативних актів по охороні праці» відповідним центральним органам державного управління доручено розробляти і затверджувати конкретні документи щодо організації нормотворчого процесу, планування і фінансування робіт, визначення базових організацій, які повинні займатися нормотворчою діяльністю з питань охорони праці.

На виконання постанови Кабінету Міністрів України від 2 березня 1994 р. Комітет по нагляду за охороною праці наказом від 16 березня 1994 р. затвердив Положення про опрацювання, прийняття, перегляд та скасування державних міжгалузевих і галузевих нормативних документів «Законодавство України по охороні праці», яке є обов'язковим для виконання усіма центральними та місцевими органами державної виконавчої влади, підприємствами, установами і організаціями незалежно від форм власності.

Опрацювання проектів державних міжгалузевих і галузевих нормативних актів про охорону праці здійснюється під керівництвом і за безпосередньою участю фахівців комітету по нагляду за охороною праці або органів державного санітарного, пожежного нагляду та нагляду за ядерною і радіаційною безпекою при розробленні нормативних актів з питань, що віднесені до їх компетенції.

Координацію роботи з підготовки проектів державних міжгалузевих і галузевих нормативних актів про охорону праці покладено на Національний науково-дослідний інститут охорони праці, який надає методичну допомогу базовим організаціям міністерств і відомств, безпосередньо опрацьовує проекти нормативних актів про охорону праці.

У разі відсутності в нормативних актах, що приймаються органами державного нагляду за охороною праці, вимог, які необхідно виконувати для забезпечення техніки безпеки і виробничої санітарії на певних роботах, власник або уповноважений ним орган може вживати погоджені з органами державного нагляду за охороною праці заходи, що забезпечують безпеку праці і виробничу санітарію.

Власник зобов'язаний створити в кожному структурному підрозділі і на робочому місці умови праці з урахуванням рекомендацій нормативних актів, а також забезпечити додержання прав працівників, гарантованих законодавством про працю.

З цією метою власник забезпечує функціонування системи управління охороною праці, для чого створює відповідні служби і призначає посадових

осіб, які забезпечують вирішення конкретних питань охорони праці, затверджує інструкції про їх обов'язки, права та відповідальність за виконання покладених на них функцій; розробляє за участю профспілок і реалізує комплексні заходи для досягнення встановлених нормативів з охорони праці, впроваджує прогресивні технології, досягнення науки і техніки, засоби механізації та автоматизації виробництва, вимоги ергономіки, позитивний досвід з охорони праці; забезпечує усунення причин, що призводять до нещасних випадків, професійних захворювань; організовує проведення атестації робочих місць на відповідність нормативним актам про охорону праці в порядку і строки, що встановлюються законодавством, вживає за їх підсумками заходів щодо усунення негативних чинників; розробляє і затверджує положення, інструкції, інші нормативні акти про охорону праці, що діють у межах підприємства; здійснює постійний контроль за дотриманням працівниками правил з техніки безпеки і виробничої санітарії.

У колективному договорі передбачають забезпечення працівникам соціальних гарантій у галузі охорони праці, а також комплексні заходи щодо досягнень встановлених нормативів безпеки, гігієни праці та виробничого середовища, підвищення існуючого рівня охорони праці, запобігання випадкам виробничого травматизму і професійних захворювань.

У разі неможливості повного усунення небезпечних і шкідливих для здоров'я чинників, що визначають умови праці, власник зобов'язаний повідомити про це орган державного нагляду за охороною праці. За згодою працівників, яких це стосується, власник може звернутися до органу по охороні праці з клопотанням про встановлення необхідного строку для виконання програм щодо приведення умов праці на конкретному виробництві чи робочому місці до нормативних вимог.

Орган державного нагляду розглядає мотивування власника, визначає повноту запланованої програми робіт і за наявності підстав може прийняти рішення про встановлення виключного порядку застосування відповідного нормативу з охорони праці з визначенням строків та умов тимчасового при-

пинення чинності нормативного акта. Власник повідомляє відповідних працівників про рішення органу державного нагляду за охороною праці.

Державні міжгалузеві і галузеві нормативні акти про охорону праці є обов'язковими для виконання у виробничих лабораторіях, цехах, на ділянках та в інших місцях трудового і професійного навчання молоді, обладнаних у школах, міжшкільних комбінатах, училищах, вищих навчальних закладах, будинках самодіяльної технічної творчості тощо.

До учнів і студентів, які проходять трудове і професійне навчання (виробничу практику) на підприємстві під керівництвом його персоналу, застосовується законодавство про охорону праці в такому ж порядку, що й до працівників підприємства.

Фінансування охорони праці здійснює власник. На підприємствах, в галузях і на державному рівні у порядку, встановленому Кабінетом Міністрів України, створюються фонди охорони праці. Такі ж фонди можуть створюватися органами місцевого і регіонального самоврядування для потреб регіону.

Фонд охорони праці на підприємстві використовується тільки для виконання заходів, що забезпечують доведення умов і безпеки праці до нормативних вимог або підвищення існуючого рівня охорони праці на виробництві.

Кошти галузевих і державних фондів охорони праці витрачаються на здійснення галузевих і регіональних програм з питань охорони праці, науково-дослідних і проектно-конструкторських робіт, що виконуються в межах цих програм, на сприяння становленню і розвитку спеціалізованих підприємств та виробництва, творчих колективів, науково-дослідних центрів, експертних груп, на заохочення трудових колективів і окремих осіб, які плідно працюють над розв'язанням проблем охорони праці.

До державного, регіональних і галузевих фондів охорони праці надсилаються поряд з коштами державного чи місцевих бюджетів, відрахуваннями підприємств та іншими надходженнями кошти, одержані від застосування органами державного нагляду штрафних, санкцій до власників, а також кошти від стягнення цими органами штрафу з працівників, винних у порушенні

вимог щодо охорони праці. Працівники, на яких накладено штраф, вносять його в касу підприємства за місцем роботи.¹

У колективному договорі (угоді, трудовому договорі) сторони передбачають забезпечення працівникам соціальних гарантій у галузі охорони праці на рівні, не нижчому, ніж передбачений законодавством, їх обов'язки, а також комплексні заходи щодо досягнення встановлених нормативів безпеки, гігієни праці та виробничого середовища, підвищення існуючого рівня охорони праці, запобігання випадкам виробничого травматизму, професійних захворювань і аваріям.

Машини, механізми, устаткування, транспортні засоби і технологічні процеси, що впроваджуються у виробництво, у стандартах на які є вимоги щодо забезпечення безпеки праці, життя і здоров'я людей, повинні мати сертифікати, що засвідчують безпеку їх використання, видані у встановленому порядку.

Власник, який створив нове підприємство, зобов'язаний одержати від органів державного нагляду за охороною праці дозвіл на початок його роботи.

Забороняється застосування у виробництві шкідливих речовин, на які не розроблені гранично допустимі нормативи (концентрації), методика, засоби метрологічного контролю і які не пройшли токсикологічної експертизи.

У разі надходження на підприємство нових небезпечних речовин або наявності такої кількості небезпечних речовин, яка вимагає вжиття додаткових заходів безпеки, власник зобов'язаний завчасно повідомити про це орган державного нагляду, розробити і узгодити з ним заходи щодо захисту здоров'я та життя працівників, населення та охорони навколишнього природного середовища.

					ДБ 141.1610.14-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

На власника також покладається обов'язок за свої кошти організувати проведення попереднього (при прийнятті на роботу) і періодичних (протягом трудової діяльності) медичних оглядів працівників.

Працівники із своїх коштів ніяких витрат на заходи щодо охорони праці не несуть.

Обов'язкові медичні огляди провадяться згідно з Положенням про медичний огляд працівників певних категорій, затвердженим наказом Міністерства охорони здоров'я України від 31 березня 1994 р. № 45.

Обов'язковим медичним попереднім та періодичним оглядам підлягають працівники, які приймаються на роботу або працюють у контакті з шкідливими речовинами та несприятливими виробничими чинниками; працівники усіх професій, що , додаються до Положення про медичний огляд працівників певних категорій.

Відповідно до постанови Кабінету Міністрів України від 6 листопада 1997 р. № 1238 було запроваджено обов'язковий профілактичний наркологічний огляд працівників, які під час виконання своїх функціональних обов'язків повинні використовувати певні види сировини, речовини і матеріалів. До таких працівників належать особи, які під час роботи повинні використовувати етиловий спирт; працівники фармацевтичних підприємств, аптечних закладів; анестезіологи та інші медичні працівники закладів охорони здоров'я, які за специфікою роботи повинні використовувати фторотан і ефір; працівники підприємств, які працюють в умовах підвищеного атмосферного тиску; чергові працівники підприємств, які обслуговують, налагоджують, монтують і проводять роботи в електромережах та електроустановках під напругою 127 вольт і більше; працівники підприємств, які провадять роботи, пов'язані з використанням вибухових матеріалів; працівники транспортних засобів усіх видів транспорту тощо. Метою проведення профілактичного наркологічного огляду громадян є виявлення хворих на алкоголізм, наркоманію та токсикоманію, а також визначення наявності чи відсутності наркологічних

протипоказань до виконання функціональних обов'язків і провадження певних видів діяльності.

Інструктаж і навчання працівників правилам техніки безпеки і виробничої санітарії.

Додержання правил техніки безпеки і виробничої санітарії залежить не тільки від виконання власником або уповноваженим ним органом своїх обов'язків, а й від того, наскільки кожний працівник знає і виконує їх під час роботи. Законом України «Про охорону праці» на працівника покладається обов'язок знати і виконувати вимоги нормативних актів про охорону праці, правила поведінки з машинами, устаткуванням та іншими засобами виробництва, користуватися засобами колективного та індивідуального захисту; додержуватися зобов'язань щодо охорони праці, передбачених колективним договором та правилами внутрішнього трудового розпорядку підприємства; проходити у встановленому порядку попередні та періодичні медичні огляди; співробітничати з власником у справі організації безпечних і нешкідливих умов праці; особисто вживати посильних заходів щодо усунення будь-яких виробничих ситуацій, які створюють загрозу для працюючих.

Тому усі працівники при прийнятті на роботу і в процесі роботи проходять на підприємстві інструктаж з питань охорони праці, надання першої медичної допомоги потерпілим від нещасних випадків, правил поведінки при виникненні аварій згідно з Типовим положенням, затвердженим наказом Державного комітету України по нагляду за охороною праці від 4 квітня 1994 р. № 30 із змінами і доповненнями, внесеними наказом від 23 квітня 1997 р. № 109.

Навчання та інструктаж працівників з питань охорони праці є складовою частиною системи управління охороною праці

і провадиться з усіма працівниками в процесі їх трудової діяльності.

Перед перевіркою знань з охорони праці на підприємстві організуються заняття, лекції, семінари та консультації. Перелік питань для перевірки знань з охорони праці з урахуванням специфіки виробництва складають члени ко-

місії по перевірці знань з питань охорони праці, узгоджує служба охорони праці і затверджує керівник підприємства. У складі комісії по перевірці знань з питань охорони праці повинно бути не менше трьох осіб, які у встановленому порядку пройшли навчання та перевірку знань з питань охорони праці.

Результати перевірки знань працівників з питань охорони праці оформляються протоколом. Особам, які при перевірці знань показали задовільні результати, видаються посвідчення. Допуск до роботи осіб, які не пройшли навчання і перевірку знань, забороняється.

Відповідальність за організацію навчання і перевірку знань з охорони праці на підприємстві покладається на його керівника, а в структурних підрозділах — на керівників цих підрозділів. Контроль за навчанням і періодичністю перевірки знань з питань охорони праці здійснює служба охорони праці або працівники, на яких керівником підприємства покладені ці обов'язки.

За характером і часом проведення інструктажі з питань охорони праці поділяються на вступний, первинний, повторний, позаплановий та цільовий.

Вступний інструктаж: з питань охорони праці провадиться з усіма працівниками, які щойно прийняті на постійну чи тимчасову роботу, незалежно від їх освіти, стажу роботи за цією професією або посади; з працівниками, які перебувають у відрядженні на підприємстві і беруть безпосередню участь у виробничому процесі; з водіями транспортних засобів, які вперше в'їжджають на територію підприємства; з учнями, вихованцями та студентами, які прибули на підприємство для проходження виробничої практики; з учнями, вихованцями та студентами в навчально-виховних закладах перед початком трудового і професійного навчання в лабораторіях, майстернях, на полігонах тощо.

Вступний інструктаж проводить спеціаліст з охорони праці або особа, на яку наказом по підприємству покладено ці обов'язки, а з учнями в навчально-виховних закладах — викладач

або особа, компетентна в питаннях охорони праці, на яку покладено ці обов'язки. На великих підприємствах окремі питання вступного інструктажу можуть висвітлювати відповідні фахівці.

Інструктаж провадиться в кабінеті охорони праці або приміщенні, що спеціально для цього обладнано, з використанням сучасних технічних засобів навчання та наочних посібників за програмою, що розроблена службою охорони праці з урахуванням особливостей виробництва. Програма і тривалість інструктажу затверджуються керівником підприємства чи навчально-виховного закладу. Орієнтовний перелік для складання програми міститься в Типовому положенні.

Запис про проведення вступного інструктажу робиться в спеціальному журналі, а також у документі про прийняття працівника на роботу.

Первинний інструктаж провадиться на робочому місці до початку роботи з працівником, новоприйнятим на підприємство постійно чи тимчасово; з працівником, який переводиться з одного цеху виробництва до іншого; з працівником, який виконуватиме нову для нього роботу; з відрядженим працівником, який бере безпосередню участь у виробничому процесі на підприємстві; зі студентом, учнем чи вихованцем, який прибув на виробничу практику, перед виконанням ним нових видів робіт, перед вивченням кожної нової теми під час проведення трудового і професійного навчання в навчальних лабораторіях, класах, майстернях, на дільницях, під час проведення поза-шкільного навчання в гуртках та секціях тощо.

Первинний інструктаж провадиться індивідуально або з групою осіб спеціального фаху за програмою, складеною з урахуванням вимог відповідних актів про охорону праці, технічної документації і орієнтовного переліку питань первинного інструктажу.

Програма первинного інструктажу розробляється керівником цеху, дільниці, узгоджується із службою охорони праці і затверджується керівником підприємства, навчального закладу або їх відповідного структурного підрозділу.

Усі робітники, у тому числі випускники професійних навчальних закладів, після первинного інструктажу на робочому місці мають протягом 2—15 змін, залежно від характеру роботи та кваліфікації працівника, пройти стажування під керівництвом досвідчених, кваліфікованих робітників або спеціалістів, які призначаються наказом по підприємству. Керівник підприємства або структурного підрозділу має право звільнити від проходження стажування робітника, який має стаж роботи за своєю професією не менше трьох років, переміщується з одного цеху до іншого, де характер його роботи та тип обладнання, на якому він працюватиме, не змінюються.

Повторний інструктаж: провадиться на робочому місці з усіма працівниками: на роботах з підвищеною небезпекою — один раз у квартал, на інших роботах — один раз на півріччя. Він провадиться індивідуально або з групою працівників, які виконують однотипні роботи, за програмою первинного інструктажу в повному обсязі.

Позаплановий інструктаж провадиться з працівниками на робочому місці або в кабінеті охорони праці при введенні в дію нових або переглянутих нормативних актів про охорону праці, а також при внесенні змін та доповнень до них; при зміні технологічного процесу, зміні або модернізації устаткування, приладів та інструменту, вихідної сировини, матеріалів та інших чинників, що впливають на охорону праці; при порушенні працівником, студентом, учнем або вихованцем нормативних актів про охорону праці, що може призвести або призвело до травми, аварії чи отруєння; на вимогу працівників органу державного нагляду за охороною праці, вищої господарської організації або державної виконавчої влади у випадку, якщо виявлено незнання працівником, студентом або учнем безпечних методів, прийомів праці чи нормативних актів про охорону праці; при перерві в роботі виконаних робіт більше як на 30 календарних днів — для робіт з підвищеною небезпекою, а для решти робіт — не більше 60 днів.

Позаплановий інструктаж провадиться індивідуально або з групою працівників спільного фаху. Обсяг і зміст інструктажу визначаються в кожному

					ДБ 141.1610.14-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

окремому випадку залежно від причин і обставин, що спричинили необхідність його проведення.

Цільовий інструктаж провадиться з працівниками при виконанні разових робіт, не пов'язаних з їх безпосередніми обов'язками за фахом (навантаження, розвантаження, разові роботи за межами підприємства тощо); ліквідації аварії, стихійного лиха; проведенні робіт, на які оформляються наряд-допуск, дозвіл та інші документи; екскурсіях на підприємства; організації масових заходів з учнями та вихованцями (екскурсії, походи, спортивні змагання тощо). Проведення інструктажу фіксується нарядом-допуском або іншою документацією, що дозволяє проведення робіт.

Первинний, повторний, позаплановий і цільовий інструктажі проводить безпосередньо керівник робіт. Інструктажі завершуються перевіркою знань усним опитуванням за допомогою технічних засобів навчання, а також перевіркою набутих навичок безпечних методів праці. Знання перевіряє особа, яка проводила інструктаж.

Про проведення всіх видів інструктажу, стажування та допуску до роботи особа, яка проводила інструктаж, робить запис до журналу. При цьому обов'язкові підписи як того, кого інструктували, так і того, хто інструктував. Журнали інструктажів повинні бути пронумеровані, прошнуровані і скріплені печаткою.

В разі необхідності інструктаж і стажування працівник може проходити у встановленому порядку на іншому спорідненому за технологією підприємстві, де є необхідні для цього умови та спеціалісти. Проведена в такому випадку робота фіксується у журналі на підприємстві, де відбувався інструктаж чи стажування, а працівнику видається відповідна довідка, що додається до особистої справи працівника на підприємстві, яке його відряджало.

Примірник інструкції з охорони праці повинен бути виданий працівникові за його професією або вивішений на його робочому місці.

Посадові особи до початку виконання своїх обов'язків і періодично один раз на три роки проходять навчання і перевірку знань з питань охорони праці,

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

техногенної безпеки та надзвичайних ситуацій на виробництві. У спеціалістів виробництва перевіряються знання тих нормативних актів по охороні праці, виконання яких входить до їх службових обов'язків.

Працівники, які показали незадовільні знання, повинні протягом одного місяця пройти повторну перевірку знань з питань охорони праці, техногенної безпеки та надзвичайних ситуацій на виробництві. Особи, які й при повторній перевірці знань показали незадовільні знання, працевлаштовуються згідно з чинним законодавством.

Керівники та інші посадові особи підприємств та об'єднань чисельністю понад 500 працюючих у випадках аварії чи катастрофи можуть проходити позачергове навчання та перевірку

знань з охорони праці в науково-інформаційному та навчальному центрі охорони праці.

В усіх навчально-виховних закладах системи освіти провадиться вивчення основ охорони праці за програмами, що розробляються і затверджуються Міністерством освіти України за погодженням з Комітетом по нагляду за охороною праці. Навіть учні загальноосвітніх шкіл вивчають спеціальний курс «Охорона життя та здоров'я дітей».

На підприємствах виробничої сфери з числом працюючих понад 50 чоловік власник зобов'язаний створити службу охорони праці, діяльність якої регулюється Типовим положенням про службу охорони праці, затвердженим Державним комітетом України по нагляду за охороною праці. При кількості працюючих менше 50 чоловік функції служби охорони праці можуть виконувати у порядку сумісництва особи, які мають відповідну підготовку.

Служба охорони праці підпорядковується безпосередньо керівникові підприємства і прирівнюється до основних виробничо-технічних служб.

Спеціалісти з охорони праці мають право видавати керівникам структурних підрозділів підприємства обов'язкові для виконання приписи щодо усунення наявних недоліків; одержувати від них необхідні відомості, документацію і пояснення з питань охорони праці; вимагати відсторонення від робо-

ти осіб, які не пройшли медичного огляду, навчання, інструктажу, перевірки знань і не мають допуску до відповідних робіт або виконують нормативи з охорони праці; зупиняти роботу виробництв, дільниць, машин, механізмів, які створюють загрозу життю або здоров'ю працюючих; надсилати керівникові підприємства подання про притягнення до відповідальності працівників, які порушують вимоги щодо охорони праці. Припис спеціаліста з охорони праці може скасувати лише керівник підприємства.

Ліквідація служби охорони праці допускається лише у разі ліквідації підприємства.

7.2. Забезпечення працівників спецодягом, спецвзуттям та іншими засобами індивідуального захисту. Для створення заходів щодо охорони праці власнику або уповноваженому ним органу щорічно необхідні значні грошові та матеріальні кошти. Порядок і мета використання цих коштів визначаються в колективних договорах.

На роботах із шкідливими і небезпечними умовами праці, а також на роботах, пов'язаних із забрудненням або здійснюваних у несприятливих умовах, працівникам видаються безоплатно за встановленими нормами спеціальний одяг, спеціальне взуття та інші засоби індивідуального захисту '

Норми спецодягу складені за виробничою ознакою і розраховані на застосування незалежно від профілю та відомчої належності підприємства. Практично це означає, що на будь-якому підприємстві може бути застосована не одна, а декілька галузевих норм і залежно від того, на якому виробництві зайнятий працівник, за тією нормою йому повинні видавати спецодяг. " Спецодяг і спецвзуття, що видаються працівникам, повинні бути зручними в роботі, належної якості, відповідати вимогам державних стандартів і технічним умовам, розміру і зросту працівників. Заміна одного виду спецодягу іншим, як правило, не допускається.

Спецодяг і спецвзуття є власністю підприємства. Тому власник або уповноважений ним орган зобов'язаний організувати їх комплектування та

утримання. Видача замість спецодягу та спецвзуття матеріалу для їх виготовлення або грошових сум для їх придбання не дозволяється. У той же час власник або уповноважений ним орган повинен компенсувати працівникові витрати на придбання спецодягу та інших засобів індивідуального захисту, якщо встановлений нормами строк видачі цих засобів порушено, і працівник був змушений придбати їх за власний кошт.

У разі дострокового зношення цих засобів не з вини працівника власник або уповноважений ним орган зобов'язаний замінити їх за свій рахунок. Строки ношення спецодягу (в тому числі зимового) вираховуються з дня фактичної видачі його працівникам в календарному, а не сезонному вирахуванні.

Підприємство зобов'язане замінити або відремонтувати спецодяг і спецвзуття, яке прийшло в непридатність до закінчення встановленого строку ношення з причин, що не залежать від працівника. Така заміна здійснюється власником або уповноваженим ним органом за участю представника профспілкової організації/

Повернені працівником спецодяг і спецвзуття по закінченні строку ношення, але ще придатні для використання, мають бути відремонтовані і використані за призначенням. _Одяг, не придатний для ношення, може бути використаний для ремонту. Видача спецодягу і спецвзуття, що були у користуванні в інших працівників, можливе тільки після прання, ремонту та дезінфекції. Строки ношення такого одягу визначаються комісією.

Прання, дезінфекція і ремонт спецодягу, спецвзуття і запобіжних засобів проводиться за рахунок підприємства в період, коли працівники не зайняті на роботі (вихідний день), або під час перерви між робочими днями чи робочими змінами.

Забороняється виносити спецодяг і спецвзуття за межі підприємства. Для його збереження власник або уповноважений ним орган зобов'язаний надавати працівникам спеціально обладнані приміщення (гардеробні). У випадках, коли за умовами роботи спеціально обладнані приміщення не можуть

бути надані (на лісозаготівлі, геологорозвідувальних роботах тощо), спецодяг може перебувати у неробочий час у працівників, що повинно бути передбачено в правилах внутрішнього трудового розпорядку чи колективному договорі. Відповідальність за збереження спецодягу в цих випадках несуть самі працівники.

Теплий спецодяг і спецвзуття (костюми ватні, куртки ватні, штани, валики тощо) повинні видаватись працівникам з настанням холодної пори року. Час користування цим спецодягом (початок і кінець зимового періоду) встановлюється власником або уповноваженим ним органом спільно з профспілковою організацією з урахуванням місцевих виробничих і кліматичних умов.

Засоби індивідуального і колективного захисту видаються працівникам на час виконання тих робіт, для яких вони передбачені. Вони також можуть бути закріплені за певними робочими місцями і передаватись однією зміною іншій. У цих випадках спецодяг і засоби захисту видаються під відповідальність майстрів та інших осіб з адміністративно-технічного персоналу. Засобами захисту вважаються костюми ізолюючі, засоби захисту органів дихання, ніг, рук, голови, обличчя, очей, органів слуху, засоби захисту від падіння з висоти тощо.

Правом на одержання безоплатного спецодягу, спецвзуття і запобіжних засобів користуються також учні індивідуального і бригадного навчання, особи, які навчаються в професійних навчально-виховних закладах усіх рівнів акредитації під час виробничого навчання чи проходження практики, а також працівники, які тимчасово виконують роботу за професіями, щодо яких чинними галузевими нормами передбачене забезпечення працюючих спецодягом, спецвзуттям і захисними пристосуваннями.

На роботах, пов'язаних із забрудненням тіла, видається мило у кількості 400 грамів на місяць. При негативному впливі на шкіру людини шкідливих речовин безоплатно видаються змивачі або знешкоджуючі речовини.

Перелік робіт і професій, робота на яких дає право працівникам на одержання мила, змиваючих і знешкоджуючих речовин, встановлюється власником або уповноваженим ним органом за погодженням з профспілковим органом.

Для змивання бруду під час роботи і після її завершення повинні бути обладнані умивальники з рушниками або повітряними осушувачами рук.

Медичними установами визначений докладний перелік токсичних речовин, для нейтралізації яких працюючі повинні вживати молоко. Молоко є продуктом профілактичного харчування, який підвищує опір організму негативним чинникам виробничого середовища, нормалізує деякі обмінні процеси і функції організму. Виходячи з визначеного переліку власник підприємства або уповноважений ним орган за погодженням з профспілковим комітетом затверджує перелік професій і робіт, при виконанні яких працівникам повинно видаватись молоко.

Молоко видається робітникам і службовцям у дні, коли вони фактично виконують роботи з шкідливими умовами праці і зайняті на цих роботах не менше половини робочого дня (зміни).

За робочу зміну, незалежно від її тривалості, працівники одержують по 0,5 літра молока. У виняткових випадках натуральне молоко за погодженням з медико-санітарною частиною або місцевою санітарно-епідеміологічною станцією може бути замінено рівною кількістю кефіру, простокваші, ацидофільного молока або мацоні.

Там, де виробляються і переробляються антибіотики, замість свіжого молока повинно видаватись кисле молоко або виготовлений на основі молока колібактерин.

На роботах, пов'язаних з впливом свинця, видавати молоко не рекомендується, оскільки воно містить кальцій, що легко засвоюється. Надмірне введення в організм кальцію викликає негативну реакцію при свинцевій інтоксикації. Тому при роботі з свинцем і його сполуками замість 0,5 літра молока

повинно видаватись 8-10 грамів пектину у вигляді мармеладу або концентрату пектину з чаєм.

Студентам і аспірантам вищих навчальних закладів, аспірантам науково-дослідних установ при проходженні практики

або виконанні роботи, що дає право на одержання молока, також видається молоко за рахунок підприємств і організацій, де проходить така практика чи робота.

Молоко у зв'язку з шкідливими умовами праці видається у день роботи. Не можна видавати молоко за одну чи декілька змін наперед, а також за минулі зміни. Оскільки видача молока має цільове призначення, не можна видавати замість молока гроші або відпускати молоко додому. Робітники і службовці не одержують молока у дні їх відсутності на підприємстві незалежно від причини цієї відсутності, а також у дні роботи на інших ділянках, де видача молока не передбачена.

На роботах з особливо шкідливими умовами праці працівникам видається лікувально-профілактичне харчування. Перелік професій і посад, робота на яких дає право на безоплатне лікувально-профілактичне харчування, а також раціони і правила видачі цього харчування затверджуються в централізованому порядку. Якщо працівник відповідно до цього переліку отримує лікувально-профілактичне харчування, то молоко йому не видається, незалежно від того, чи відповідає виконувана ним робота умовам, що дають право на отримання молока.

Лікувально-профілактичне харчування видається у вигляді гарячих сніданків перед початком роботи. В окремих випадках за погодженням з лікувальним закладом допускається видача сніданків під час обідньої перерви. Працівники забезпечуються гарячими сніданками тільки під час роботи саме на особливо шкідливих роботах.

В гарячих цехах, на підземних роботах працівникам повинен бути забезпечений особливий питтєвий режим. Фізичні навантаження при роботах з високою температурою викликають активне потіння організму. Разом з потом з

					ДБ 141.1610.14-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

організму працівника виділяються солі і вітаміни. Виникає сильне почуття спраги, хочеться постійно пити. Стає нестабільним артеріальний тиск, частішає пульс, знижується працездатність.

Необмежене вживання рідини збільшує навантаження на нирки і серце. Посилюється потовиділення, що викликає ще більшу спрагу, бажання пити. Скорочення вживання води змушує серце працювати у напруженому ритмі — перекачувати кров, Що стала густою від нестачі вологи. Тому для усунення цих фізіологічних відхилень треба правильно організувати питтєвий режим.

Практикою доведено, що найраціональнішим є вживання приблизно півсклянки вологи через кожні півгодини. Такий питтєвий режим не призводить до змін у діяльності серцево-судинної системи і посиленого потовиділення, дозволяє зберегти нормальне самопочуття протягом усієї робочої зміни.

На фізіологічний стан організму, його водно-сольовий обмін і м'язову працездатність позитивний вплив справляють прісна газована вода, чай, молочна сироватка, кисле знежирене молоко, хлібний квас. На особливо жарких роботах газована вода повинна бути підсоленою, містити не більше 0,1 відсотка кухо-ної солі. Це 1 грам солі на один літр води. Постачання підсоленою газованою водою повинно проводитись з розрахунку до 5 літрів на працівника на зміну.

Цехи і виробничі ділянки, де організується постачання газованою підсоленою водою, визначаються органами санітарного нагляду за погодженням з власником або уповноваженим ним органом.

7.3. Нагляд і контроль за додержанням законодавства про охорону праці. Розслідування та облік нещасних випадків, професійних захворювань і аварій.

Нагляд і контроль за додержанням законодавства про охорону праці. Будь-яке законодавство, особливо законодавство про охорону праці, ефе-

ктивне тоді, коли воно неухильно виконується усіма зацікавленими учасниками відносин. Для здійснення цієї

мети держава уповноважила відповідні органи та інспекції, які здійснюють свої повноваження в двох правових формах: шляхом нагляду і шляхом контролю.

Під наглядом слід розуміти правову форму здійснення захисної функції по додержанню законності в трудових правовідносинах, відповідності дій власника підприємства або уповноваженого ним органу приписам трудового законодавства. Нагляд є особливою правозастосовною діяльністю. Орган, що здійснює нагляд, може вказати на допущені порушення, заявити подання щодо їх усунення, але не покарати, оскільки орган по нагляду не має відомчих повноважень щодо організації, яка перевіряється.

Контролем визнається організаційно-управлінська діяльність, що здійснюється вищими відомчими органами, профспілками, трудовими колективами, Радами народних депутатів. Контроль як перевірка дій власника або уповноваженого ним органу проводиться з точки зору не тільки відповідності цих дій трудовому законодавству, а й їх доцільності і ефективності, врахування передового досвіду організації роботи у галузі, в даній місцевості.

Хоча нагляд і контроль — різні поняття, завдання і мета їх здійснення є єдиними. Вони спрямовані на забезпечення законності, попередження правопорушень та їх усунення. Відмінність між ними в основному полягає в компетенції органів, що здійснюють ці функції, методах і формах їх роботи.

Вищим державним органом, що здійснює державне управління охороною праці, є Кабінет Міністрів України. Він розробляє і забезпечує реалізацію Національної програми поліпшення стану безпеки, гігієни праці та виробничого середовища, визначає функції загальних та галузевих міністерств щодо охорони праці та встановлює порядок створення і використання фондів охорони праці.

Міністерство праці і соціальної політики України здійснює державну експертизу умов праці, визначає порядок та проводить контроль за якістю і своєчасним проведенням атестації робочих місць щодо їх відповідності нормативним актам з охорони праці.

Державний нагляд за додержанням законодавчих та інших нормативних актів з охорони праці здійснюють органи Генеральної прокуратури України; Комітет по нагляду за охороною праці; Державний комітет України з ядерної та радіаційної безпеки України; органи державного пожежного нагляду управління пожежної охорони Міністерства внутрішніх справ України; органи та заклади санітарно-епідеміологічної служби Міністерства охорони здоров'я України.

Вищий нагляд за додержанням і правильним застосуванням законів здійснюється Генеральним прокурором України і підпорядкованими йому прокурорами.

Прокуратура здійснює свої повноваження на підставі Закону України від 5 листопада 1991 р. «Про прокуратуру» незалежно від будь-яких органів державної влади і посадових осіб. Діяльність прокуратури підконтрольна тільки Верховній Раді України.

Виконуючи функції нагляду, зокрема за точним виконанням законодавства про охорону праці, прокурор має право безперешкодно входити у державні чи громадські установи, підприємства, міністерства, відомства; мати доступ до документів і матеріалів, необхідних для проведення перевірки; вимагати для перевірки накази, розпорядження, інструкції та інші акти; одержувати інформацію про стан законності та заходи щодо її забезпечення тощо. В разі виявлення порушень закону прокурор має право опротестовувати видані акти; порушувати кримінальну справу, дисциплінарне провадження та провадження про адміністративне правопорушення; давати приписи або вносити подання про усунення порушень закону та умов, що їм сприяли.

Протест прокурора зупиняє дію опротестованого акта і підлягає обов'язковому розгляду відповідним органом або посадовою особою у десятиденний

строк після його надходження. Про наслідки розгляду протесту в цей же строк повідомляється й прокурор.

Комітет по нагляду за охороною праці підпорядкований Міністерству праці та соціальної політики України. Його очолює голова, який за посадою є заступником міністра праці та соціальної політики України. Комітет діє на підставі Положення, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 4 травня 1993 р. № 328. Він не залежить від будь-яких господарських органів, об'єднань громадян, політичних формувань, місцевих державних адміністрацій і Рад народних депутатів.

Основними завданнями Комітету по охороні праці є: комплексне управління охороною праці на державному рівні; здійснення державного нагляду за додержанням у процесі трудової діяльності вимог законодавчих і нормативних актів щодо безпеки, гігієни праці й виробничого середовища; проведення експертизи проектної документації і видача дозволів на введення в експлуатацію нових і реконструйованих підприємств, об'єктів і засобів виробництва тощо.

Для виконання своїх функцій Комітет по охороні праці створює територіальні управління та інспекції. Державний нагляд за охороною праці здійснюють державні інспектори та посадові особи комітету і територіальних управлінь, яких в Україні створено 10. Управління, в свою чергу, поділяються на інспекції по охороні праці, яких в територіальному управлінні від 9 (Карпатське територіальне управління, що об'єднує 3 області) до 31 інспекції (Донецьке територіальне управління — 1 область).

Інспекції діють на підставі Типового положення, затвердженого наказом Комітету по нагляду за охороною праці від 19 червня 1995 р. № 92. Вони мають право: безперешкодно в будь-який час проводити перевірки підконтрольних підприємств щодо дотримання законодавства та інших нормативних актів про охорону праці; отримувати від власника необхідні пояснення, матеріали та інформацію; подавати керівникам підприємств обов'язкові для виконання розпорядження про усунення порушень і недоліків у галузі охорони

					ДБ 141.1610.14-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		102

праці; зупиняти експлуатацію підприємств, об'єктів, окремих виробництв, цехів і дільниць, робочих місць та устаткування до усунення порушень вимог щодо охорони праці, що створюють загрозу життю або здоров'ю працюючих; накладати на підприємства штрафи за результатами комплексних перевірок та в разі невиконання приписів про усунення порушень і недоліків у галузі охорони праці притягати до адміністративної відповідальності працівників, винних у порушенні законодавчих та інших нормативних актів з охорони праці; надсилати власникам, керівникам підприємств подання про невідповідність окремих посадових осіб займаній посаді для вжиття заходів; перевіряти додержання встановленого порядку допуску працівників до роботи, їх інструктажу, навчання безпечним методам праці, перевірки знань з питань охорони праці; відстороняти від виконання небезпечних і спеціальних робіт осіб, які не мають на це права, та ін.

Під час виконання інспекторами своїх обов'язків власник підприємства повинен безоплатно створювати необхідні умови для їх роботи.

Інспекторські перевірки залежно від їх конкретних завдань, мети і тривалості підрозділяються на три види: оперативні, цільові та комплексні.

Оперативна перевірка — це перевірка стану і організації робіт з охорони праці, додержання вимог щодо устаткування і обладнання, технологій вимогам нормативних актів з охорони праці, що проводиться державним інспектором чи іншою посадовою особою протягом робочого дня (зміни).

Цільова перевірка — це перевірка на підприємстві конкретних питань з охорони праці, що проводиться одним чи групою інспекторів. Вона може здійснюватися протягом як одного, так і декількох днів, що необхідні для проведення перевірки.

Комплексна перевірка — це всебічна і детальна перевірка (ревізія) стану безпеки і умов праці на підприємстві. Головна її мета — оцінка ефективності системи управління охороною праці, технічного стану об'єктів підприємства, стану безпеки та умов праці, виконання законодавчих та інших нормативних актів про охорону праці.

Державний комітет України з ядерної та радіаційної безпеки на підставі Указу Президента України від 15 грудня 1994 р. включено до складу Міністерства охорони навколишнього природного середовища та ядерної безпеки України. На це міністерство покладено обов'язок здійснювати державний контроль за додержанням норм і правил ядерної та радіаційної безпеки об'єктів ядерної енергії; визначати критерії, затверджувати норми і правила з ядерної та радіаційної безпеки; здійснювати нагляд за розробленням та проведенням заходів, спрямованих на запобігання аваріям на об'єктах ядерної енергії та ін.

З метою організації та здійснення державного контролю у галузі ядерної та радіаційної безпеки у Міністерстві охорони навколишнього природного середовища і ядерної безпеки України діє Головна державна інспекція з нагляду за ядерною безпекою, яка наділена певним колом повноважень по здійсненню цього нагляду.

Державний пожежний нагляд здійснюють управління Державної пожежної охорони Міністерства внутрішніх справ України відповідно до Положення про Державну пожежну охорону, затверджене постановою Кабінету Міністрів України від 26 липня 1994 р. № 508. Органи Державного пожежного нагляду здійснюють контроль за дотриманням вимог законодавства

з питань пожежної безпеки керівниками органів державної виконавчої влади, керівниками та іншими посадовими особами підприємств, громадянами, а також виконують деякі інші покладені на них завдання.

Посадові особи Державного пожежного нагляду у разі виявлення порушення протипожежних вимог, передбачених стандартами, правилами і нормами, мають право заборонити здійснювати будівельно-монтажні роботи і вносити пропозиції про припинення фінансування цих робіт.

Прийняті рішення можуть бути оскаржені у вищому органі або у посадової особи Державного пожежного нагляду у п'ятиденний термін з дня вручення рішення. Подання скарги не припиняє виконання постанови.

Законом України від 24 лютого 1994 р. «Про забезпечення санітарного та епідеміологічного благополуччя населення» встановлено, що санітарні но-

рми, правила, гігієнічні нормативи затверджує та скасовує Головний державний санітарний лікар України.

Постановою Головного державного санітарного лікаря України від 9 березня 1995 р. затверджено перелік державних санітарних норм і правил, обов'язкових для виконання на підприємствах, незалежно від форм власності.

Відповідно до даного закону, посадовим особам органів, установ і закладів державної санітарно-епідеміологічної служби надано право обмежувати, тимчасово забороняти чи припиняти діяльність підприємств, об'єктів будь-якого призначення внаслідок невідповідності вимогам санітарних норм; вилучати з реалізації небезпечні для здоров'я продукти харчування, хімічні та радіоактивні речовини та ряд ін.

За порушення санітарного законодавства або невиконання постанов, розпоряджень, приписів, висновків органів санітарно-епідеміологічної служби на осіб, винних у вчиненні правопорушень, можуть бути накладені адміністративні штрафи.

Значні повноваження в здійсненні контролю за додержанням нормативних актів про охорону праці надані місцевим державним адміністраціям і Радам народних депутатів. Вони у межах відповідної території забезпечують реалізацію державної політики в галузі охорони праці, формують за участю профспілок програми заходів з питань безпеки, гігієни праці і виробничого середовища, що мають міжгалузеве значення, організовують в разі необхідності регіональні аварійно-рятувальні формування.

Постійний контроль за додержанням працівниками вимог нормативних актів про охорону праці покладається на власника або уповноважений ним орган. Для цієї мети на підприємствах створюються служби охорони праці, працівники якої прирівнюються до працівників основних виробничо-технічних служб.

Працівники служби з охорони праці мають право: видавати керівникам структурних підрозділів обов'язкові до виконання приписи щодо усунення наявних недоліків; одержувати від них необхідні відомості, документацію і

					ДБ 141.1610.14-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		105

пояснення з питань охорони праці; вимагати відсторонення від роботи осіб, які не пройшли медичного огляду, навчання, інструктажу, перевірки знань і не мають допуску до відповідних робіт або не виконують нормативів з охорони праці; зупиняти роботу виробництв, діляниць, машин, механізмів, устаткування та інших засобів виробництва, які створюють загрозу життю або здоров'ю працюючих; надсилати керівникові підприємства подання про притягнення до відповідальності працівників, які порушують вимоги щодо охорони праці. Припис спеціаліста з охорони праці може скасувати лише керівник підприємства.

Ліквідація служби охорони праці допускається лише у разі ліквідації підприємства.

Громадський контроль за дотриманням законодавства про охорону праці здійснюють трудові колективи через обраних ними уповноважених; професійні спілки — в особі своїх виборних органів і представників.

Уповноважені трудових колективів з питань охорони праці мають право безперешкодно перевіряти на підприємстві виконання вимог щодо охорони праці і вносити обов'язкові для розгляду власником пропозиції про усунення виявлених порушень нормативних актів з безпеки і гігієни праці.

Для виконання цих обов'язків власник за свій рахунок організовує навчання і вивільняє уповноваженого з питань охорони праці від основної роботи на передбачений колективним договором строк із збереженням за ним середнього заробітку.

Уповноважені трудовим колективом діють відповідно до Типового положення, затвердженого Державним комітетом України по нагляду за охороною праці, за погодженням з профспілками.

Професійні спілки здійснюють контроль за дотриманням власниками законодавчих та інших нормативних актів про охорону праці, створенням безпечних і нешкідливих умов праці, належного виробничого побуту для працівників і забезпеченням їх засобами колективного та індивідуального захисту.

Професійні спілки мають право безперешкодно перевіряти стан умов і безпеки праці на виробництві, виконання відповідних програм і зобов'язань колективних договорів (угод), вносити власнику, державним органам управління подання з питань охорони праці та одержувати від них аргументовану відповідь.

За порушення законодавства та інших нормативних актів про охорону праці, створення перешкод для діяльності посадових осіб органів державного нагляду за охороною праці і представників професійних спілок винні працівники притягаються до дисциплінарної, адміністративної, матеріальної, кримінальної відповідальності.

Адміністративну відповідальність можуть нести також підприємства за порушення нормативних актів про охорону праці, невиконання розпоряджень посадових осіб органів державного нагляду з питань безпеки, гігієни праці і виробничого середовища. На них може накладатися штраф, максимальний розмір якого не може перевищувати 2 відсотків місячного фонду заробітної плати підприємства.

На власника покладається також обов'язок відшкодувати збитки, завдані іншим підприємствам, громадянам і державі, на загальних підставах у зв'язку з заподіянням шкоди при порушенні вимог щодо охорони праці.

Розслідування та облік нещасних випадків, професійних захворювань і аварій. У випадку травмування працівників, професійних захворювань або аварій на виробництві власник або уповноважений ним орган повинен провести розслідування. Порядок проведення розслідування регулюється Положенням, затвердженим постановою Кабінету Міністрів України від 10 серпня 1993 р. в редакції постанови від 17 червня 1998 року № 9237.

Дія цього Положення поширюється на підприємства всіх форм власності, на громадян, у тому числі на іноземців та осіб без громадянства, які є власниками вказаних виробництв, і на кожного, хто виконує на них (підприємствах) роботу за трудовим договором або контрактом, проходить практику чи залучений працювати тут з інших підприємств. Розслідування нещасних ви-

падків (профзахворювань) з працівниками під час відрядження за кордоном та з іноземними громадянами під час їхньої праці в Україні також провадиться за цим Положенням, якщо іншого не передбачено міжнародними угодами України.

Норми Положення не поширюються на осіб, котрі працюють або проходять службу і з якими не укладаються трудові договори на підвідомчих підприємствах та у військових частинах, підрозділах Міністерства оборони України, Міністерства внутрішніх справ України, Національної гвардії України, Служби безпеки України. В них розслідування нещасних випадків погоджується з Комітетом по нагляду за охороною праці. Відповідний порядок такого розслідування щодо учнів і студентів визначається Міністерством освіти України.

Розслідуванню підлягають травми, гострі професійні захворювання та отруєння, теплові удари, опіки, обмороження, утоплення, ураження електричним струмом та блискавкою, uszkodження внаслідок аварій, пожеж, стихійного лиха (землетруси, зсуви, повені, урагани тощо), контакту з тваринами, комахами та ін.

За результатами розслідування на облік беруться нещасні випадки, які сталися: під час виконання трудових обов'язків (у тому числі під час відряджень), а також дій в інтересах підприємства без доручення власника; на робочому місці, на території підприємства або в іншому робочому місці роботи протягом робочого часу, включаючи встановлені перерви; протягом часу, необхідного для приведення в порядок знаряддя виробництва, засобів захисту, одягу перед початком або після закінчення роботи, а також для особистої гігієни; під час проїзду на роботу або з роботи транспортом підприємства або сторонньої організації, яка надала його згідно з договором (заявою), а також власним транспортом, який використовувався в інтересах виробництва; під час аварій (пожеж) і ліквідації їх наслідків на виробничих об'єктах; під час надання підприємством шефської допомоги; на транспортному засобі, стоянці транспортного засобу, в порту заходу судна, на території вахтового селища

					ДБ 141.1610.14-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		108

з працівниками, які перебували на змінному відпочинку (провідник, працівник рефрижераторної бригади, шофер-змінник, працівники морських і річкових суден, а також ті, що працюють за вахтово-експедиційним методом); у робочий час при пересуванні пішки, на громадському, власному транспортному засобі або засобі, який належить підприємству чи сторонній організації, з працівником, робота якого пов'язана з переміщенням між об'єктами обслуговування; під час пересування пішки або на транспортному засобі до місця роботи чи назад за разовим завданням власника або уповноваженого ним органу без оформлення посвідчення про відрядження.

Про нещасний випадок, внаслідок якого працівник згідно з медичним висновком втратив працездатність на один день і більше або виникла необхідність переведення його на іншу, легшу роботу терміном не менш як на один день, складається акт за формою Н-1 (Додаток 1).

Такий акт не складається і не береться на облік нещасний випадок, що стався внаслідок отруєння алкоголем і наркотичними речовинами або внаслідок їх дій, якщо це не викликано застосуванням цих речовин у виробничих процесах чи неправильним їх зберіганням і транспортуванням. Факт отруєння повинен бути письмово підтверджений висновком медичного закладу.

Про кожний нещасний випадок очевидець, працівник, який його виявив, або сам потерпілий повинен доповісти безпосередньому керівникові робіт (бригадиру, майстру) чи іншому керівникові (диспетчеру, змінному інженеру) і вжити заходів для надання долікарської допомоги. Цей керівник, у свою чергу, зобов'язаний терміново організувати медичну допомогу потерпілому та його доставку до лікувально-профілактичного закладу (медпункт, медсанчастина, поліклініка, лікарня тощо), а також повідомити про те, що сталося, керівника підрозділу підприємства, власника підприємства; зберегти до прибуття комісії з розслідування обстановку на робочому місці та устаткування у такому стані, в якому вони були на момент події, а також вжити заходів до недопущення подібних випадків у ситуації, що склалася"

Власник підприємства, одержавши повідомлення про нещасний випадок, наказом призначає комісію з розслідування у складі керівника (спеціаліста) служби охорони праці підприємства (голова комісії), керівника структурного підрозділу або головного спеціаліста. До комісії входить також представник профспілкової організації, членом якої є потерпілий, а в разі гострих професійних отруєнь — спеціаліст санепідемстанції. Якщо потерпілий не є членом профспілки, до складу комісії входить уповноважений трудового колективу з питань охорони праці.

Комісія з розслідування протягом трьох діб з моменту події зобов'язана: обстежити місце нещасного випадку, опитати очевидців і осіб, які причетні до нього, та одержати пояснення потерпілого, якщо це можливо; розглянути відповідність умов праці та засобів виробництва проекту і паспортам, а також дотримання вимог нормативно-технічної документації з експлуатації устаткування і нормативних актів з охорони праці; установити обставини і причини нещасного випадку, визначити відповідальних за це осіб, а також розробити заходи щодо запобігання подібним

випадкам; скласти акт за формою Н-1 у п'яти примірниках, в якому вказати наявність вини в нещасному випадку підприємства, потерпілого або іншої (сторонньої) особи, і надіслати його на затвердження власникові підприємства.

До акту додаються пояснення очевидців, потерпілого, а також у разі необхідності паспорти, схеми, фотографії та інші документи, що характеризують стан робочого місця із зазначенням небезпечних і шкідливих виробничих чинників, медичний висновок про наявність алкоголю в організмі потерпілого.

Нещасні випадки, що оформлені актом за формою Н-1, реєструються на підприємстві в спеціальному журналі.

Власник підприємства протягом доби після закінчення розслідування затверджує п'ять примірників акта. Акт надсилається потерпілому, або особі, яка представляє його інтереси; керівнику цеху або іншого структурного під-

					ДБ 141.1610.14-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		110

Облік нещасних випадків в цілому ведеться відділом (службою) охорони праці місцевого органу виконавчої влади за відповідними формами державної статистичної звітності за підсумками кожного кварталу і за рік.

Організація, відповідальна або зобов'язана забезпечити безпечну життєдіяльність людини на території чи об'єкті, де стався нещасний випадок, здійснює запропоновані комісією заходи щодо усунення причин подібних випадків. Про здійснення зазначених заходів керівник організації у письмовій формі повідомляє відділ (службу) охорони праці місцевого органу виконавчої влади в термін, зазначений в акті за формою НТ.

Власник або уповноважений ним орган зобов'язаний відповідно до законодавства відшкодувати працівникові шкоду, заподіяну йому каліцтвом або іншим ушкодженням здоров'я, пов'язаним з виконанням трудових обов'язків (ст. 173 КЗпП).

ВИСНОВКИ

У дипломній роботі бакалавра розроблено проект системи електропостачання промислового району.

У роботі було розраховано споживання і покриття потреб мережі в активній потужності, а також споживання і покриття потреб мережі в реактивній потужності та розрахунок пристроїв для її компенсації.

Також розглянуто чотири варіанти розвитку мережі живлення. За результатами розрахунку параметрів режимів роботи мережі, вибору й перевірки перетинів ліній, а також потужності трансформаторів на підстанціях (ПС) визначено, які з чотирьох розглянутих варіантів є сенс технічно реалізувати, таких варіантів два.

Серед конфігурацій побудови електричної мереж, які розглянуто, оптимальним за допустимими втратам напруги, за струмовими економічними інтервалами, а також за технічними показникам – є радіальна резервована мережа, що складається з дво-ланцюгових ліній. Для цього варіанту було обрано проводи типу АС-240/32, АС-150/24 та АС-120/11 та силові трансформатори ТРДН потужністю 40 МВА.

В дипломній роботі виконано уточнені розрахунки оптимального варіанту в режимі зимового максимуму, літнього мінімуму, а також після-аварійного режиму роботи мережі. Для обраного варіанту вибрано у вузлах електричної мережі 110 кВ понижувальні трансформатори, які регулюють напругу в мережі, підключеній до підстанції, зі змінним коефіцієнтом трансформації за допомогою пристроїв РПН.

Розрахунками доведено, що:

– у режимі зимового максимуму навантаження на кожній ПС необхідно залишати в роботі обидва трансформатора;

- у режимі річного мінімуму на кожного ПС є можливість залишати в роботі тільки один трансформатор;
- у найбільш важкому аварійному режимі відхилення напруги знаходиться в межах допустимого значення і необхідно залишати в роботі обидва трансформатора.

Розроблена система електропостачання є досить універсальною та легко адаптується до деяких варіацій вихідних умов. Вибір окремих заходів і протиаварійних елементів системи електропостачання промислових підприємств виконують у відповідності з технічними умовами, виданими енергопостачальною організацією та вимогами ПУЕ.

					ДБ 141.1610.14-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		115

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

12. Грибан В. Г. Охорона праці. [навч. посібник 2-е вид] / В. Г. Грибан, О. В. Негодченко. – 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. Михайлюк О. П. Пожежна безпека об'єктів підвищеної небезпеки [навч. посібник] / О. П. Михайлюк, В. В. Олійник, І. Я. Кріса, П. А. Білим, О. О.Тесленко – Х.: УЦЗУ, 2010. – 343 с