

**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 Аналіз роботи електричної мережі з метою вибору трансформаторів і
перевірка їх в режимі максимального навантаження**

Виконав: студент групи ЕЕ-19да

Рижов А.О.

(прізвище, та ініціали)

(підпис)

Керівник

доц. Філімоненко Н.М.

(прізвище, та ініціали)

(підпис)

Завідувач кафедри

доц. Руднєв Є.С.

(прізвище, та ініціали)

(підпис)

Київ 2023 р.

СХІДНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ ВОЛОДИМИРА ДАЛЯ

Факультет інженерії

Кафедра електричної інженерії

Освітньо-кваліфікаційний рівень бакалавр

Напрямок підготовки 14 «Електрична інженерія»

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ

завідувач кафедри ЕІ

доц. Руднев Є. С.

" _____ " _____ 2022 року

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

Рижов Андрій Олександрович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту Аналіз роботи електричної мережі з метою вибору

трансформаторів і перевірка їх в режимі максимального навантаження

Спеціальне питання: Розрахунок режиму максимального навантаження

керівник проекту Філімоненко Ніна Миколаївна канд. техн. наук, доцент

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

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

2. Строк подання студентом проекту _____ 10 червня 2023 р.

3. Вихідні дані 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 110 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	
90	155	77	140	77	180	72	77	150	183	

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	$\cos\varphi_4$	
T_m									
6250	27	0,86	23	0,928	23	0,928	41	0,881	

3.3. Тариф на електроенергію (b_c)..... 3,1 грн/кВт·год

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
1	Машинобудування	6	II	II
2	Вігільна галузь	6	I	
3	Машинобудування	10	II	
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 – згідно до завдання, що узгоджено з керівником.

6. Консультанти розділів проекту

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Спецроздили	доц. Філімоненко К. В.		
Охорона праці	доц. Руднєв Є. С.		

7. Календарний план виконання проекту

№	Назва етапів проекту (роботи)	Строк виконання етапів проекту (роботи)
1	ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ. Коротка характеристика споживачів району. Визначення сумарного розрахункового навантаження району. Обґрунтування необхідності і вибір місця спорудження вузлової підстанції. Розробка варіантів схем електропостачання споживачів район. Попереднє порівняння варіантів за натуральними показниками	I і II тижні
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.	II і III тижні
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.	IV тиждень
4	КОНСТРУКЦІЯ ТРАНСФОРМАТОРІВ ТА ЇХ ПАРАМЕТРИ	V тиждень
5	РОЗРАХУНОК ОСНОВНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ. Режим максимального навантаження. Післяаварійний режим	V і VI тижднів
7	ОХОРОНА ПРАЦІ	VI тиждень
8	Графічна частина	VI тиждень

Студент _____ **Рижов А.О.**

(підпис)

Керівник проекту _____ доц. **Філімоненко Н.М.**

(підпис)

Дата видачі завдання ” 16 ” травня 2023 р.

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка містить 97 стор., 29 рис., 16 табл., 17 найм. бібл.посилань

Обґрунтовано доцільну конфігурацію мережі. Вибрано номінальні напруги, перерізи проводів ліній електропередач на всіх ділянках мережі, що проектується. Визначено потужність трансформаторів підстанцій.

Обрано компенсуючі та регулюючі пристрої та місця їхнього розташування. Найбільш вигідне рішення знаходилось на основі порівняльного аналізу декількох варіантів. Було розраховано режим максимального навантаження трансформатора

КЛЮЧОВІ СЛОВА: ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, РОЗРАХУНОК МЕРЕЖІ, ЕЛЕКТРИЧНІ СХЕМИ, ТРАНСФОРМАТОР, ПЕРЕРІЗИ ПРОВОДІВ, СПОСОБИ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ

ABSTRACT

Pages – 96; Drawings – 29; Tables – 16; Sources – 15.

Approved The Network configuration. Nominal Voltages, cross-sections of Wires of Power Lines on all sections of the designed Network are selected. The Powers of The Substation Transformers are appointed. Compensating and controlling Appliances and their location are chosen.

There are the most advantageous solution for several options of The Power Network after comparative analysis. The maximum load mode of the Transformer was calculated

KEYWORDS: ELECTRIC NETWORK, ELECTRICAL LOADS CALCULATIONS, ELECTRICAL SCHEMES, TRANSFORMERS, CROSS-SECTION of WIRES, TYPES OF CONTROL of VOLTAGES

					ДБ 141.19да.007. ПЗ			
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Рижов				Аналіз роботи електричної мережі з метою вибору трансформаторів	Літ.	Лист	Листів
Перевір.	Філімоненко						5	
Реценз.						СНУ ім. В Даля, кафедра ЕІ		
Н. Контр.								
Затверд.	Рвднєв							

ЗМІСТ

	Стор.
ВСТУП.....	7
1. ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	10
1.1. Коротка характеристика споживачів району.....	10
1.2. Визначення сумарного розрахункового навантаження району.....	11
1.3. Обґрунтування необхідності і вибір місця спорудження вузлової підстанції.....	12
1.4. Розробка варіантів схем електропостачання споживачів району.....	17
2. РОЗРАХУНОК ТЕХНІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ.....	24
2.1. Наближений розрахунок потужностей і вибір номінальної напруги	24
2.2. Розрахунок перерізів проводів.....	31
2.3. Перевірка проводів за умов нагрівання.....	35
2.4. Розрахунок параметрів ліній.....	38
2.5. Перевірка схем за допустимою втратою напруги.....	39
2.6. Вибір трансформаторів на підстанціях споживачів.....	43
2.7. Розрахунок втрат потужності і електроенергії.....	46
3. КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ.....	52
4. КОНСТРУКЦІЯ ТРАНСФОРМАТОРІВ ТА ЇХ ПАРАМЕТРИ	56
4.1. Елементи конструкції силових трансформаторів.....	56
4.2. Регулювання напруги трансформаторів.....	60
4.3. Паралельна робота трансформаторів.....	65
4.4. Режими навантаження та знос ізоляції трансформаторів.....	67
5. РОЗРАХУНОК РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНОГО НАВАНТАЖЕННЯ МЕРЕЖІ.....	69
6. ОХОРОНА ПРАЦІ.....	85
6.1. Роботи на струмовідних частинах електроустановок і повітряних ліній електропередавання під наведеною напругою	85
6.2. Протипожежні вимоги до улаштування та експлуатації електроустановок.....	90
ВИСНОВКИ.....	94
СПИСОК ДЖЕРЕЛ.....	95

ВСТУП

Енергетична система (енергосистема) складається з електричних станцій, електричних мереж і споживачів електроенергії, з'єднаних між собою і пов'язаних спільністю режиму в безперервному процесі виробництва, розподілу та споживання електричної і теплової енергії, при загальному управлінні цим режимом. Електроенергетична (електрична) система це сукупність електричних частин електростанцій, електричних мереж і споживачів електроенергії, пов'язаних спільністю режиму і безперервністю процесу виробництва, розподілу і споживання електроенергії.

Електрична система - це частина енергосистеми, за винятком теплових мереж і теплових споживачів.

Електрична мережа - це сукупність електроустановок для розподілу електричної енергії, яка складається з підстанцій, розподільчих пристроїв, повітряних і кабельних ліній електропередачі. За електричної мережі здійснюється розподіл електроенергії від електростанцій до споживачів. Лінія електропередачі (повітряна або кабельна) - електроустановка, призначена для передачі електроенергії.

У нас в країні застосовуються стандартні номінальні (міжфазні) напруги - трифазного струму частотою 50 Гц в діапазоні 6-1150 кВ, а також напруги 0,66; 0,38 (0,22) кВ.

Напруга 0,22 кВ не рекомендується для знову проєктованих мереж. Для генераторів застосовують номінальні напруги 3-21 кВ.

Передача електроенергії від електростанцій по лініях електропередачі здійснюється при напругах 110-1150 кВ тобто значно перевищують напруги генераторів. Електричні підстанції застосовуються для перетворення електроенергії одного напруги в електроенергію іншої напруги. Електрична підстанція - це електроустановка, призначена для перетворення і розподілу

					ДБ 141.19да.007. ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		7

електричної енергії. Підстанції складаються з трансформаторів, збірних шин і комутаційних апаратів, а також допоміжного обладнання: пристроїв релейного захисту та автоматики, вимірювальних приладів. Підстанції призначені для зв'язку генераторів і споживачів з лініями електропередач, а також для зв'язку окремих частин електричної системи.

Класифікація електричних мереж може здійснюватися за родом струму, номінальній напрузі, виконуваних функціям, характеру споживача, конфігурації схеми мережі і т. д. За родом струму розрізняються мережі змінного і постійного струму; по напрузі: надвисокого напруги - $U_{\text{ном}} > 330$ кВ, високої напруги - $U_{\text{ном}} = 3 \div 220$ кВ, низької напруги - $U_{\text{ном}} < 1$ кВ за конфігурації схеми мережі діляться на замкнуті і розімкнуті.

По виконуваних функцій будемо розрізняти системоутворюючі, що живлять і розподільні мережі. Системоутворюючі мережі напругою 330-1150 кВ здійснюють функції формування об'єднаних енергосистем, об'єднуючи потужні електростанції і забезпечуючи їх функціонування як єдиного об'єкта управління, і одночасно забезпечують передачу електроенергії від потужних електростанцій. Системоутворюючі мережі здійснюють системні зв'язки, тобто зв'язку дуже великої довжини між енергосистемами. Режимом системоутворюючих мереж управляє диспетчер об'єднаного диспетчерського управління (ОДУ). В ОДУ входить кілька районних енергосистем - районних енергетичних управлінь (РЕУ).

Живильні мережі призначені для передачі електроенергії від підстанцій системоутворюючою мережі і частково від шин 110-220 кВ електростанцій до центрів живлення (ЦЖ) розподільних мереж - районним підстанцій, Живильні мережі зазвичай замкнуті. Як правило, напруга цих мереж раніше було 110-220 кВ. У міру зростання щільності навантажень, потужності електростанцій і протяжності електричних мереж збільшується напруга розподільних мереж. Так, останнім часом напруга живлять мереж іноді буває 330-500 кВ.

					ДБ 141.19да.007. ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		8

Районна підстанція має зазвичай вища напруга 110-220 кВ і нижча напруга 6-35 кВ. На цій підстанції встановлюють трансформатори, що дозволяють регулювати під навантаженням напруга на шинах нижчої напруги. Ці шини - ЦЖ розподільної мережі, яка приєднана до них.

Мережі U=220 кВ зазвичай адміністративно підпорядковуються РЕУ. Їх режимом управляє диспетчер РЕУ.

Розподільна мережа призначена для передачі електроенергії на невеликі відстані від шин нижчого напруги районних підстанцій до промислових, міських, сільським споживачам. такі розподільні мережі зазвичай розімкнуті або працюють в розімкнутому режимі. Розрізняють розподільні мережі високого ($U_{ном} > 1$ кВ) і низького ($U_{ном} < 1$ кВ) напруги. У свою чергу за характером споживача розподільні мережі підрозділяються на промислові, міські та сільського призначення. Раніше такі розподільні мережі виконувалися з напругою 35 кВ і нижче, а в даний час - до ПО і навіть 220 кВ. переважне поширення в розподільних мережах має напруга 10 кВ, мережі 6 кВ застосовуються при наявності на підприємствах значного навантаження електродвигунів з номінальною напругою 6 кВ.

Напруга 35 кВ широко використовується для створення центрів живлення мереж 6 і 10 кВ в основному в сільській місцевості. Передача електроенергії на напрузі 35 кВ безпосередньо споживачам, тобто трансформація 35 / 0,4 кВ, використовується рідше.

Для електропостачання великих промислових підприємств і великих міст здійснюється глибокий введення високої напруги, тобто спорудження підстанцій з первинним напругою 110-500 кВ поблизу центрів навантажень.

Мережі внутрішнього електропостачання великих міст - це мережі ПО кВ, а в окремих випадках до них відносяться глибокі вводи 220/10 кВ. Мережі сільськогосподарського призначення в даний час виконують на напругу 0,4-110 кВ, а також на 220 кВ при великій протяжності сільських ліній.

					ДБ 141.19да.007. ПЗ	Лист
						9
Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 1

ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

1.1 Коротка характеристика споживачів району

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

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

$$S_1 = \frac{P_1}{\cos\varphi_1} = 27/0,86 = 31,4. \quad (1.1)$$

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

$$Q_1 = \sqrt{S_1^2 - P_1^2} = (31,4^2 - 27^2)^{0,5} = 16,0. \quad (1.2)$$

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

Таблиця 1.1 – Відомості про вузли навантаження

Найменування вузла	Навантаження у максимальному режимі, $P + jQ$, МВА			Галузь промисловості	Вторична номінальна напруга $U_{нн}$, кВ	Категорія надійності
1	27	+j	16,0	Машинобудування	6	II
2	23	+j	9,2	Вугільна галузь	6	I
3	23	+j	9,2	Машинобудування	10	II
4	41	+j	22,0	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:

$$\sum_{i=1}^n P_i = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 = 27 + 23 + 23 + 41 = 114,00. \quad (1.3)$$

Розраховується сума реактивних максимальних навантажень, МВАр:

$$\sum_{i=1}^n Q_i = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 = 16,0 + 9,2 + 9,2 + 22,0 = 56,40. \quad (1.4)$$

Повне максимальне навантаження району, МВА

$$S_{\Sigma} = \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n P_i\right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n Q_i\right)^2} = (114,00^2 + 56,40^2)^{0,5} = 127,19. \quad (1.5)$$

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:

$$\Delta P = 0,03 \cdot \sum_{i=1}^n P_i + 0,02 \cdot S_{\Sigma} = 0,03 \cdot 114,00 + 0,02 \cdot 127,19 = 5,96. \quad (1.6)$$

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

					ДБ 141.19да.007. ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		11

$$\Delta Q = 0,05 \cdot \sum_{i=1}^n Q_i + 0,1 \cdot S_{\Sigma} = 0,05 \cdot 56,40 + 0,1 \cdot 127,19 = 15,54. \quad (1.7)$$

Сумарне активне P_p розрахункове навантаження району, МВт

$$P_p = k_{\text{ум}} \cdot \sum_{i=1}^n P_i + \Delta P = k_{\text{ум}} \cdot P_{\Sigma} + \Delta P = 0,95 \cdot 114,00 + 5,96 = 114,26. \quad (1.8)$$

Сумарні реактивне Q_p розрахункові навантаження району, МВАр

$$Q_p = k_{\text{ум}} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i + \Delta Q = k_{\text{ум}} \cdot Q_{\Sigma} + \Delta Q = 0,95 \cdot 56,40 + 15,54 = 69,12. \quad (1.9)$$

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

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = (114,26^2 + 69,12^2)^{0,5} = 133,54. \quad (1.10)$$

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 :

					ДБ 141.19да.007. ПЗ	Лист
						12
Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		

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

де P_i – активна потужність вузлів навантаження ВН, МВт;

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

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

Вузлову підстанцію ВП доцільно споруджувати, якщо виконується умова:

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

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

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

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

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

де P_i – активна потужність вузлів навантаження ВН, МВт;

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

Розрахунки доцільно занести в табл.1.2.

						ДБ 141.19да.007. ПЗ	Лист
							13
Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата			

Таблиця 1.2 – Розрахунок місця розташування ВП

Найменування ПС	$P,$	$X,$	$P \times X,$	$Y,$	$P \times Y,$	$L_{псі-цн}$	$P \times l_{пс-тцн},$
	МВт	мм	МВт·мм	мм	МВт·мм	мм	МВт·мм
1	27	77	2079	140	3780	27	729
2	23	77	1771	180	4140	38	874
3	23	72	1656	77	1771	80	1840
4	41	150	6150	183	7503	58	2378
Разом	114,00	-	11656	-	17194	-	5821

Координати центра електричних навантажень (ЦН) X_0 і Y_0 :

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot X_i}{\sum_{i=1}^m P_i} = 11656/114,00 = 102 \text{ мм.} \quad (1.13)$$

$$Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^m P_i} = 17194/114,00 = 151 \text{ мм.} \quad (1.14)$$

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

Таблиця 1.3 – Координати розташування об'єктів

Найменування підстанції і координат Розташування на місцевості	X, мм	Y, мм
Джерело живлення (ДЖ), (X_A, Y_A)	90	155
Пункт споживання №1, (X_1, Y_1)	77	140
Пункт споживання №2, (X_2, Y_2)	77	180
Пункт споживання №3, (X_3, Y_3)	72	77
Пункт споживання №4, (X_4, Y_4)	150	183
Центр електричних навантажень (ЦН), (X_0, Y_0)	102	151

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.

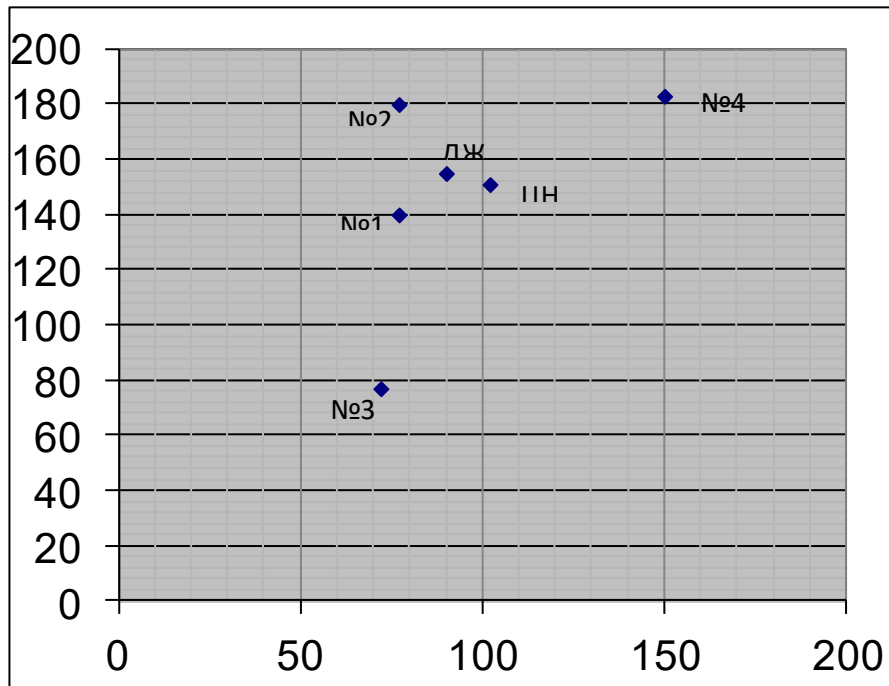


Рисунок 1.1 – План розташування на місцевості споживачів (1-4), джерела електроенергії А(ДЖ) і центра навантаження (ЦН).

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

$$L_{дж-цн} = \sqrt{(X_A - X_0)^2 + (Y_A - Y_0)^2} = ((90-102)^2 + (155-151)^2)^{0,5} = 13. \quad (1.15)$$

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

$$L_{нс1-цн} = \sqrt{(X_1 - X_0)^2 + (Y_1 - Y_0)^2} = ((77-102)^2 + (140-151)^2)^{0,5} = 27. \quad (1.16)$$

Результати розрахунку відстаней від пунктів споживання №2 ($L_{нс2-цн}$), №3 ($L_{нс3-цн}$), №4 ($L_{нс4-цн}$) до центра електричних навантажень ЦН приведені в табл. 1.2.

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

$$L_{с.в.} = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot l_{i-тцн}}{\sum_{i=1}^m P_i} = 5821/114,00=51. \quad (1.17)$$

Розраховуємо умову (1.1)

$$\frac{L_{дж-цн}}{L_{с.в.}} = 13/51=0,25, \quad (1.18)$$

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

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

$$\sqrt{l_{A1}} = \left(\sqrt{(X_A - X_1)^2 + (Y_A - Y_1)^2} \right) \cdot M = [(90-77)^2 + (155-140)^2]^{0,5} \cdot 1 = 20 \text{ км.} \quad (1.19)$$

де M - масштаб на ситуаційному плані, км/мм

Результати розрахунку приведені у табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Відстань між пунктами на місцевості, км

l_{A1}	l_{A2}	l_{A3}	l_{A4}	l_{12}	l_{13}	l_{14}	l_{23}	l_{24}	l_{34}
20	28	80	66	40	63	85	103	73	132

1.4 Розробка варіантів схем електропостачання споживачів району

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

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

Мінімально необхідне резервування визначається категорією надійності електроприймачив. 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

					ДБ 141.19да.007. ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		17

(із двостороннім живленням чи кільцеві). Приклад конфігурацій мережі приведений на рис. 1.2, на якому під центром живлення (ЦЖ) розуміється або джерело живлення, або вузлова підстанція.

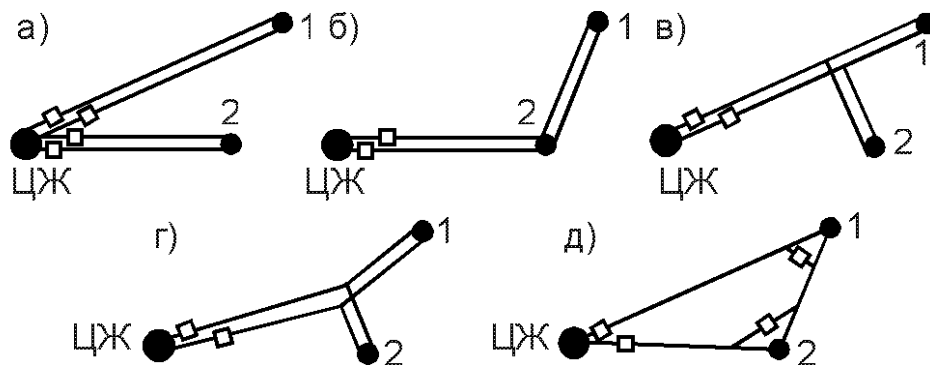


Рисунок 1.2 – Можливі схеми живлення споживачів: радіальна (а), магістральна (б), магістральна з відгалуженням (в), найкоротша (г), кільцева (д)

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

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

с вимикачами в ланцюгах трансформаторів (чи ліній), якщо 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 вимикачами чи віддільниками і короткозамикачами в ланцюгах трансформаторів у залежності від району по ожеледі.

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

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

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

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

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

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

					ДБ 141.19да.007. ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		19

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

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,

$$l_{\partial il \partial 1} = 1,1ml_{\partial 1} = 1,1 \cdot 1 \cdot 20 = 22,0.$$

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

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

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

Для кільцевих схем електропостачання застосовуються одноланцюгові опори, тому $k_{\text{дїл}} = 1$. В магістральних схемах при живленні тільки споживачів II категорії надійності використовуються двохланцюгові опори ($k_{\text{дїл}} = 1,6$), а при живленні споживачів тільки I категорії, або одночасно I і II категорій ЛЕП виконуються на одноланцюгових опорах, але дві лінії ($k_{\text{дїл}} = 2$).

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,

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

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

					ДБ 141.19да.007. ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		20

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

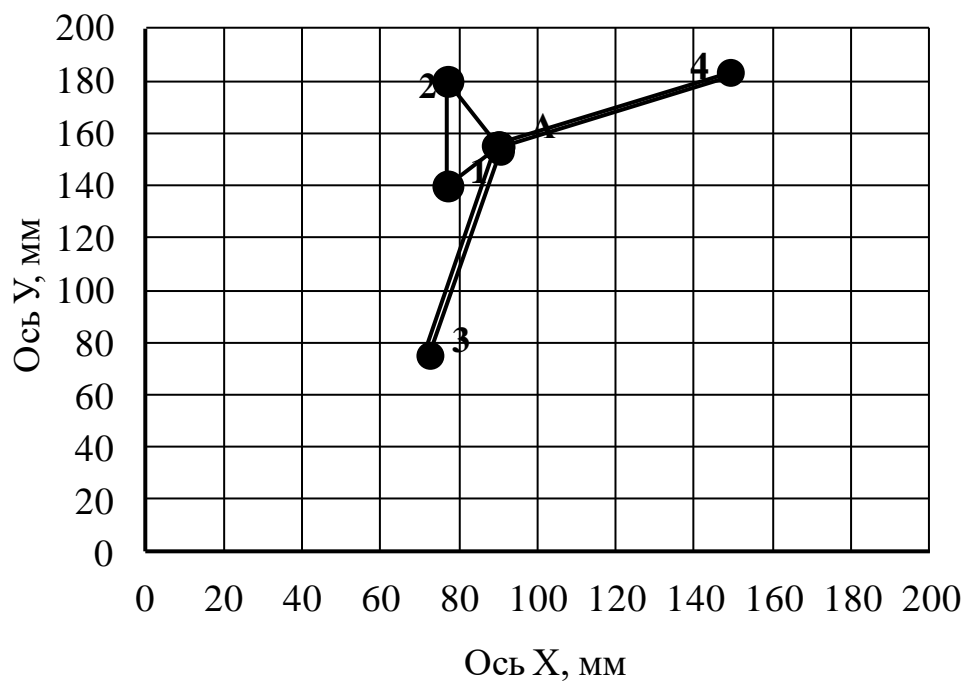


Рисунок 1.3 – Варіант “а”

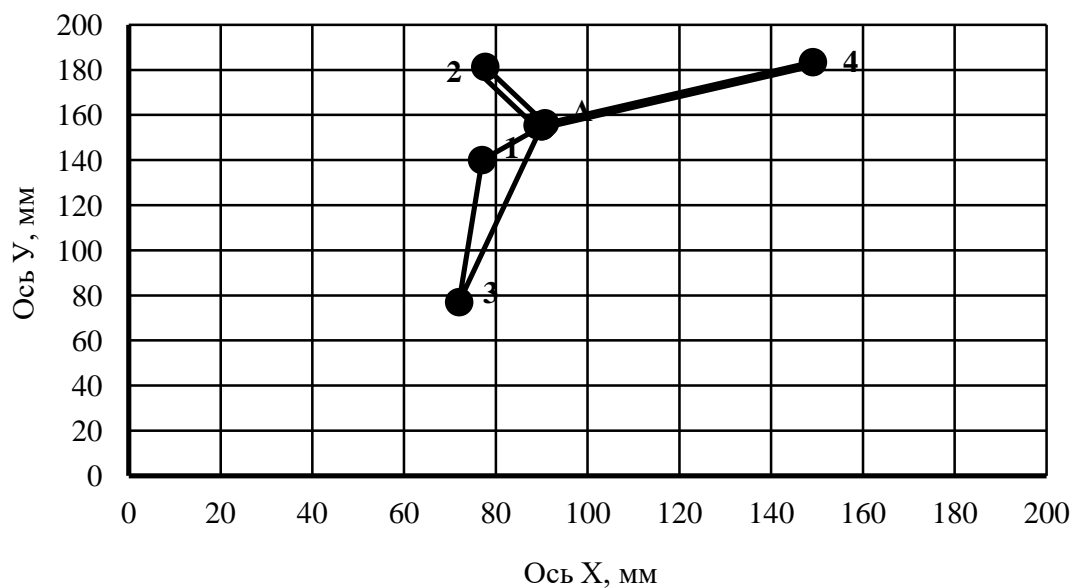


Рисунок 1.4 – Варіант “б”

Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата

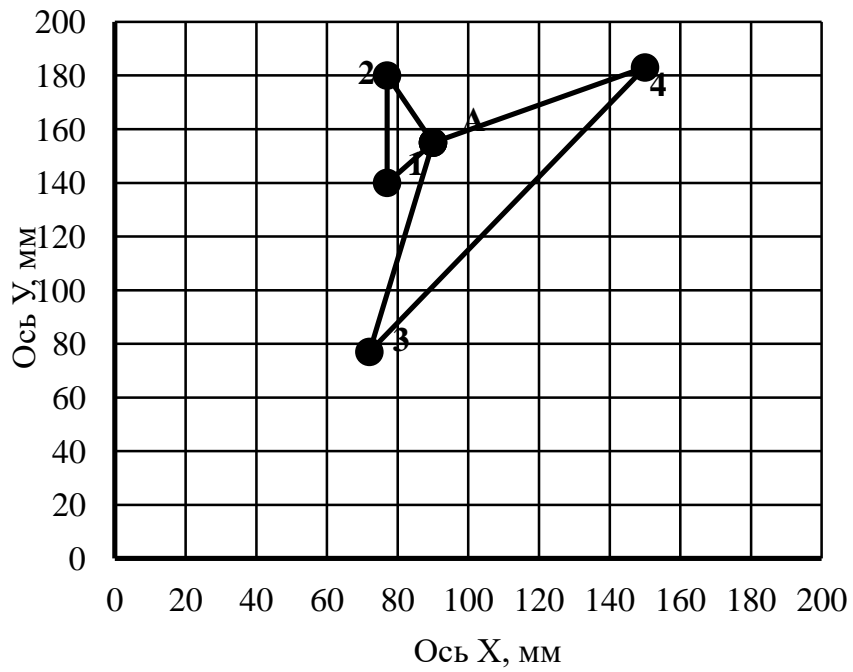


Рисунок 1.5 – Варіант “В”

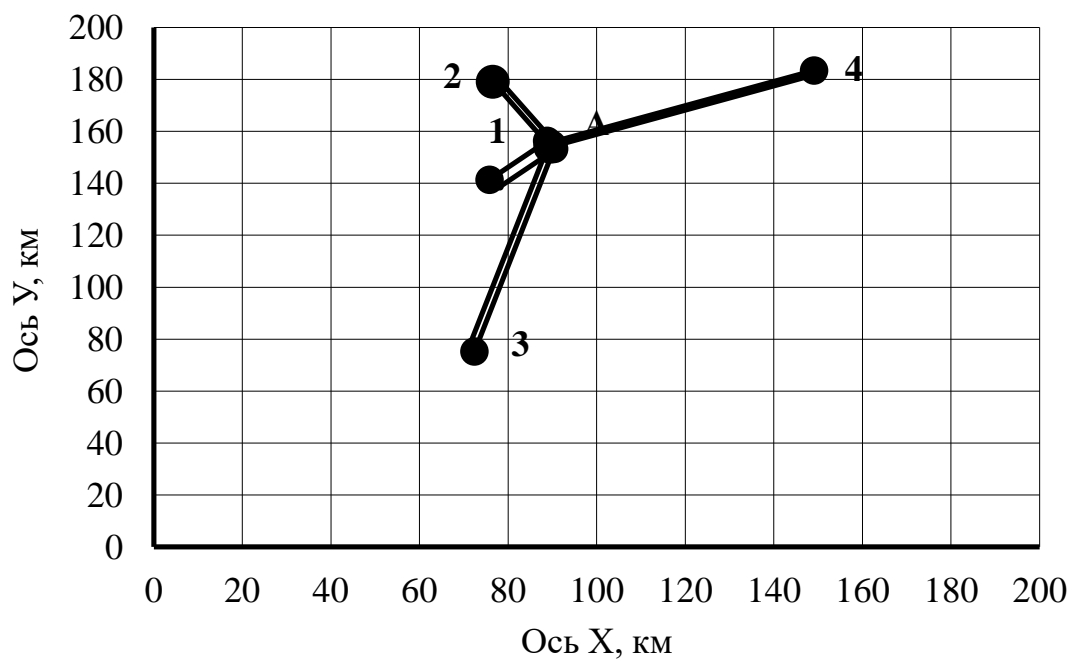


Рисунок 1.5 – Варіант “Г”

Результати розрахунку натуральних показників приводяться в табл.1.3.

Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата

Таблиця 1.3 – Порівняння варіантів електропостачання по натуральним показникам

Варіант	Ділянка	Коефіцієнт, що враховує конструктивний тип опір і кількість ліній $k_{ділі}$	Відстані на плані між пунктами споживання, l_i , мм	Довжина ділянок, $l_{ділі} = 1,1ml_i$, км	Еквівалентна довжина ділянок, $l_{екві} = k_{ділі} \times l_{ділі}$, км	Сумарна довжина ЛЕП, L_{Σ} , км	Кількість вимикачів у варіанті, n_B	Еквівалентна довжина ЛЕП, $L_{екв} = L_{\Sigma} + 3n_B$, км
“а”	A-1	1	20	22	22	353,8	9	380,8
	1-2	1	40	44	44			
	A-2	1	28	30,8	30,8			
	A-3	1,6	80	88	140,8			
	A-4	1,6	66	72,6	116,2			
“б”	A-1	1	20	22	22	344,8	9	371,8
	A-3	1	80	88	88			
	1-3	1	63	69,3	69,3			
	A-4	1,6	66	72,6	116,2			
	A-2	1,6	28	30,8	49,3			
“в”	A-1	1	20	22	22	402,6	9	429,6
	1-2	1	40	44	44			
	A-2	1	28	30,8	30,8			
	A-3	1	80	88	88			
	3-4	1	132	145,2	145,2			
	A-4	1	66	72,6	72,6			
“г”	A-1	1,6	20	22	35,2	341,5	9	368,5
	A-2	1,6	28	30,8	49,3			
	A-3	1,6	80	88	140,8			
	A-4	1,6	66	72,6	116,2			

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.

					ДБ 141.19да.007. ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		24

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

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

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

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

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

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

Правильність виконаного розрахунку підтверджується перевіркою балансу потужностей:

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

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

S_i - навантаження i -го вузла споживання.

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

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

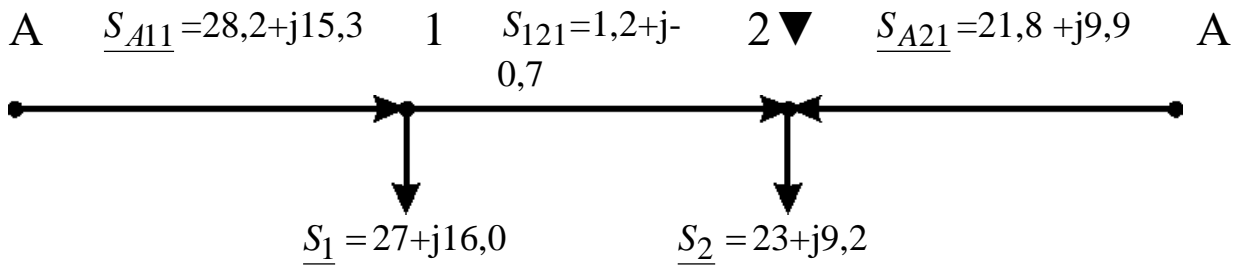


Рисунок 2.1 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-1-2-А (варіант мережі 1)

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

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

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

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

$$\begin{aligned} P_{A11} &= \frac{P_1(l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + P_2 l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = (27 \cdot (44,0 + 30,8) + 23 \cdot 30,8) / \\ &/(22,0 + 44,0 + 30,8) = 28,2 \text{ МВт}. \end{aligned} \quad (2.4)$$

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

$$Q_{A11} = \frac{Q_1(l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + Q_2 l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = (16,0 \cdot (44,0 + 30,8) + 9,2 \cdot 30,8) / (22,0 + 44,0 + 30,8) = 15,3. \quad (2.5)$$

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

$$\underline{S}_{A11} = P_{A11} + jQ_{A11} = (28,2 + j15,3). \quad (2.6)$$

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

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

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

$$P_{A21} = \frac{P_1 \cdot l_{\partial ilA1} + P_2 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = (27 \cdot 22,0 + 23 \cdot (44,0 + 22,0)) / (22,0 + 44,0 + 30,8) = 21,8, \quad (2.8)$$

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

$$Q_{A21} = \frac{Q_1 \cdot l_{\partial ilA1} + Q_2 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = (16,0 \cdot 22,0 + 9,2 \cdot (44,0 + 22,0)) / (22,0 + 44,0 + 30,8) = 9,9, \quad (2.9)$$

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

$$\underline{S}_{A21} = P_{A21} + jQ_{A21} = (21,8 + j9,9) \quad (2.10)$$

Перевірка балансом потужностей.

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

					ДБ 141.19да.007. ПЗ	Лист
						27
Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		

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

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

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

Перевірка балансом активних потужностей, МВт,

$$P_{A11} + P_{A21} = 28,2 + 21,8 = 50,0. \quad P_1 + P_2 = 27 + 23 = 50,0. \quad (2.15)$$

Перевірка балансом реактивних потужностей, МВАр,

$$Q_{A1} + Q_{A2} = 15,3 + 9,9 = 25,2. \quad Q_1 + Q_2 = 16,0 + 9,2 = 25,2 \quad (2.16)$$

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,

$$P_{121} = P_{A11} - P_1 = 28,2 - 27 = 1,2. \quad (2.18)$$

Потік реактивної потужності на ділянці 1-2, МВАр,

$$Q_{121} = Q_{A11} - Q_1 = 15,3 - 16,0 = -0,7. \quad (2.19)$$

Потік повної потужності на ділянці 1-2, МВА,

$$\underline{S}_{121} = P_{121} + jQ_{121} = (1,2 + j-0,7). \quad (2.20)$$

Повна потужність (потік повної потужності) для радіальної ділянки

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

2.2) і визначається, МВА:

$$\underline{S}_{A31} = \underline{S}_3 = P_{A31} + jQ_{A31} = P_3 + jQ_3 = 23 + j9,2$$

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

Повна потужність (потік повної потужності) для радіальної ділянки А-4 (рис. 1.3, рис. 2.3), МВА,

$$\underline{S}_{A41} = \underline{S}_4 = P_{A41} + jQ_{A41} = P_4 + jQ_4 = 41 + j22,0,$$

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

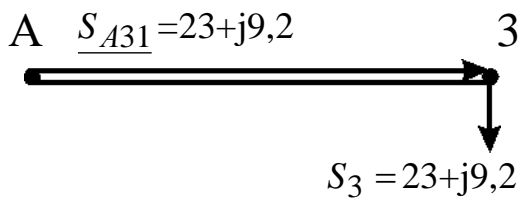


Рисунок 2.2 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-3 (варіант мережі 1)

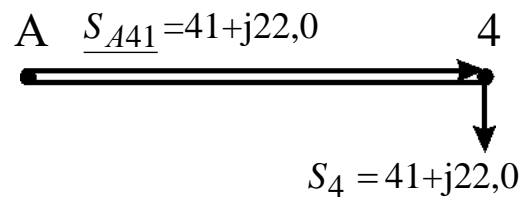


Рисунок 2.3 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-4 (варіант мережі 1)

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,

$$\underline{S}_{A12} = \underline{S}_1 = P_{A12} + jQ_{A12} = P_1 + jQ_1 = 27 + j16,0;$$

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,

$$\underline{S}_{A22} = \underline{S}_2 = P_{A22} + jQ_{A22} = P_2 + jQ_2 = 23 + j9,2;$$

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

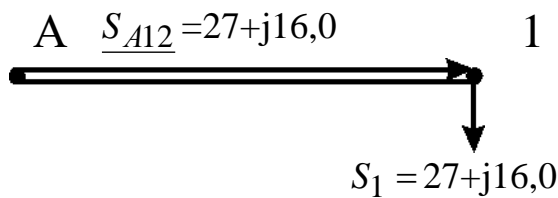


Рисунок 2.4 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-1(варіант мережі 2)

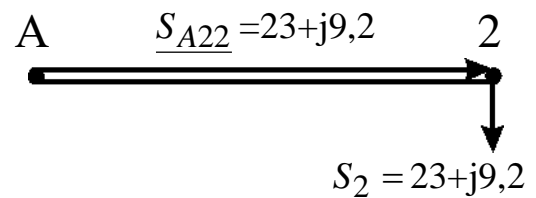


Рисунок 2.5 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-2 (варіант мережі 2)

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

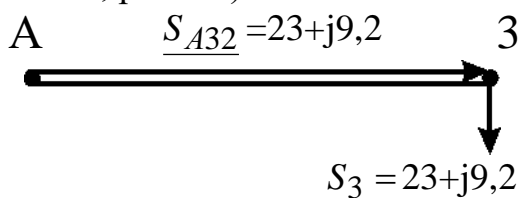


Рисунок 2.6 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-3 (варіант мережі 2)

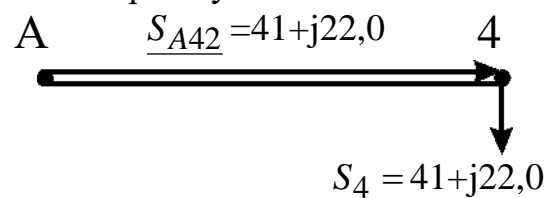


Рисунок 2.7 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-4 (варіант мережі 2)

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

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

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

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

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

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

За результатами розрахунків виконується аналіз і приймаються остаточні значення $U_{\text{ном}}$ в схемах зовнішнього і внутрішнього електропостачання. Якщо в схемі внутрішнього електропостачання дві номінальні напруги й обоє значення нижче $U_{\text{ном}}$ в схемі зовнішнього електропостачання, то в схемі внутрішнього електропостачання варто прийняти одну ступінь напруги - більш високу. У цьому випадку вузлова підстанція ВП виходить знижувальної. 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-розподільної). При однакових значеннях

						ДБ 141.19да.007. ПЗ	Лист
							30
Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата			

номінальних напруг в схемах внутрішнього і зовнішнього електропостачання ВП буде розподільною.

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

Таблиця 2.1 – Вибір номінальної напруги в схемах

Варіант	Ділянка	Довжина ділянки, $l_{діл}$, км	Активна потужність, що протікає на ділянці $P_{діл}$, МВт	Кількість ланцюгів на ділянці, n	Величина розрахункової напруги U_p , кВ	Вибрана $U_{нділ}$ кВ
1	A-1	22,0	28,2	1	94	110
	A-2	30,8	21,8	1	85	110
	1-2	44,0	1,2	1	35	110
	A-3	88,0	23	2	32	110
	A-4	72,6	41	2	72	110
2	A-1	22,0	27	2	87	110
	A-2	30,8	23	2	67	110
	A-3	88,0	23	2	64	110
	A-4	72,6	41	2	72	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,

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

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

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

U_n - номінальна напруга на ділянці, кВ;

n – кількість рівнобіжних ланцюгів (ЛЕП) на ділянці.

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

$$S_{A11} = \sqrt{P_{A11}^2 + Q_{A11}^2} = (28,2^2 + 15,3^2)^{1/2} = 32,1$$

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

$$I_{A11} = \frac{S_{A11} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n_{A1}} = 32,1 \cdot 10^3 / (1,73 \cdot 110 \cdot 1) = 168,7;$$

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

Приймаємо економічну щільність струму для алюмінієвого проводу і числа годин $T_m = 6250$ год/рік (вихідні данні проекту)

$$j_{\text{ек}} = 1 \text{ А/мм}^2.$$

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

					ДБ 141.19да.007. ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		32

$$F_{A11} = \frac{I_{A11}}{j_{ек}} = 168,7/1 = 169$$

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 сталю-алюмінієвих 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 141.19да.007. ПЗ	Лист
						33
Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.2 – Розрахунок перерізів по економічній щільності струму

Варіант	Ділянка мережі	Активна потужність ділянки, $P_{діл}$, МВт	Реактивна потужність ділянки, $Q_{діл}$, МВАр	Повна потужність ділянки, $S_{діл}$, МВА	Номінальна напру-га, $U_{нділ}$, кВ	Кількість ланцюгів на ділянці, n	Робочий струм на ділянці, I , А	Переріз провуда, F , мм ²	Прийнята марка провуда	Припустимий тривалий струм А	Активний опір провуда при 20 град. С на 1 км, r_0 Ом	Реактивний опір провуда на 1 км, x_0 , Ом	Ємнісна провідність на 1 км, $b_0 \cdot 10^{-6}$, См
1	A-1	28,2	15,3	32,1	110	1	168,7	169	АС-185/29	510	0,162	0,413	2,75
	A-2	21,8	9,9	23,9	110	1	125,6	126	АС-150/24	450	0,198	0,42	2,66
	1-2	1,2	-0,7	1,4	110	1	7,4	7	АС-70/11	265	0,428	0,444	2,55
	A-3	23	9,2	24,8	110	2	65,2	65	АС-70/11	265	0,428	0,444	2,55
	A-4	41	22,0	46,5	110	2	122,2	122	АС-120/11	390	0,249	0,427	2,66
2	A-1	27	16,0	31,4	110	2	82,5	83	АС-95/11	330	0,306	0,434	2,61
	A-2	23	9,2	24,8	110	2	65,2	65	АС-70/11	265	0,428	0,444	2,55
	A-3	23	9,2	24,8	110	2	65,2	65	АС-70/11	265	0,428	0,444	2,55
	A-4	41	22,0	46,5	110	2	122,2	122	АС-120/11	390	0,249	0,427	2,66

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,

$$P_{авА11} = P_1 + P_2 = 27 + 23 = 50,0.$$

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

$$Q_{авА11} = Q_1 + Q_2 = 16,0 + 9,2 = 25,2.$$

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

$$S_{авА11} = \sqrt{P_{авА11}^2 + Q_{авА11}^2} = (50,0^2 + 25,2^2)^{0,5} = 56,0.$$

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

					ДБ 141.19да.007. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		35

$$I_{авA11} = \frac{S_{A11} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_n} = 56,0 \cdot 10^3 / (1,73 \cdot 110) = 294 \text{ А.}$$

$$I_{авA11} = 294 \text{ А} \leq I_{доп} = 510 \text{ А.}$$

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	A-1	50,0	25,2	56,0	110	1	294	510
	A-2	Обрив	0	0,0	110	1	0	450
	1-2	23	9,2	24,8	110	1	130	265
	A-3	23	9,2	24,8	110	2	65	265
	A-4	41	22,0	46,5	110	2	122	390
2	A-1	27	16,0	31,4	110	2	83	330
	A-2	23	9,2	24,8	110	2	65	265
	A-3	23	9,2	24,8	110	2	65	265
	A-4	41	22,0	46,5	110	2	122	390

Всі марки проводів умовам нагрівання задовольняють. Якщо на якій-небудь ділянці мережі післяаварійний струм перевищує довгостроково припустимий, то на цій ділянці варто збільшити переріз проводу до виконання умови $I_{ав} \leq I_{доп}$.

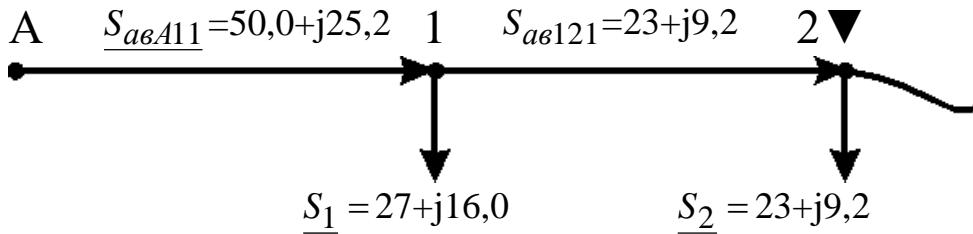


Рисунок 2.8 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-1-2-А (варіант 1) при обриві провода на ділянці А-2

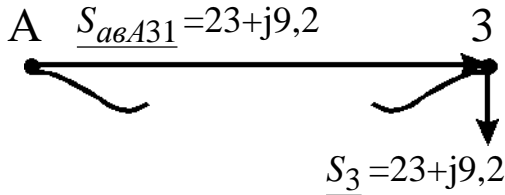


Рисунок 2.9 – Розрахункова- схема для післяаварійного режиму ділянки А-3 (варіант 1) при обриві провода

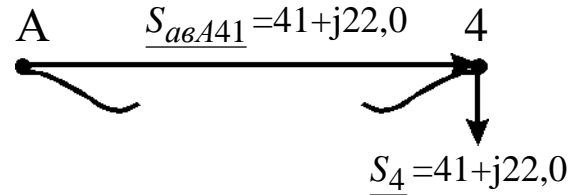


Рисунок 2.10 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-4 (варіант 1) при обриві провода

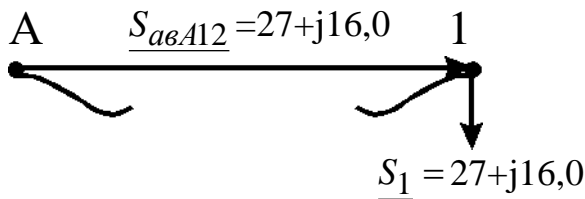


Рисунок 2.11 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-1 (варіант 2) при обриві провода

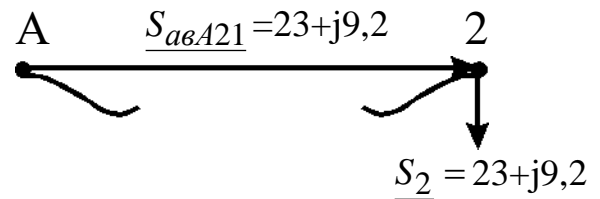


Рисунок 2.12 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-2 (варіант 2) при обриві провода

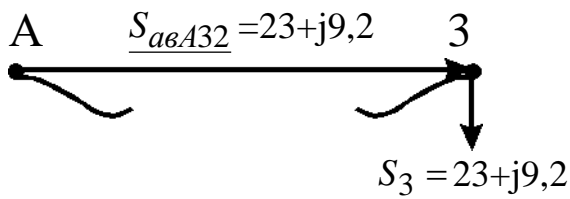


Рисунок 2.13 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-3 (варіант 2) при обриві провода

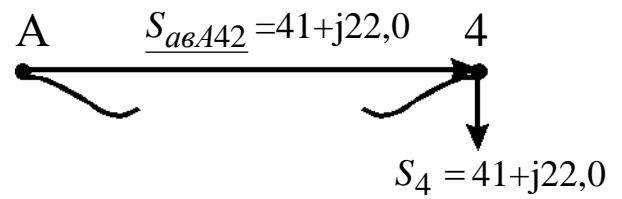


Рисунок 2.14 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-4 (варіант 2) при обриві провода

2.4 Розрахунок параметрів ліній

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

$$R_{A11} = r_{0A1} \cdot l_{A1} = 0,162 \cdot 22,0 = 3,6. \quad (2.26)$$

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,

$$X_{A11} = x_{0A1} \cdot l_{A1} = 0,413 \cdot 22,0 = 9,1. \quad (2.27)$$

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,

$$Q_{eA1} = U_n^2 \cdot b_{0A1} \cdot l_{dilA1} \cdot n_{A1} = 110^2 \cdot 2,75 \cdot 10^{-6} \cdot 22,0 \cdot 1 = 0,73, \quad (2.28)$$

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

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

Таблиця 2. 4 – Розрахунок параметрів ліній

Варіант	Ділянка мережі	Кількість ланцюгів на ділянці, n , (табл. 2.1)	Активний опір проводу при 20 град. С на 1 км, r_0 Ом	Реактивний опір проводу на 1 км, x_0 , Ом	Довжина ділянки, l_{dil} , км	Активний опір одного ланцюга ділянки, $R_{ланц}$, Ом	Реактивний опір одного ланцюга ділянці, X_i , Ом	Ємнісна провідність на 1 км, $b_0 \cdot 10^{-6}$, См	Зарядна ємна потужність ділянки лінії, Q_{ei} , МВАр
1	А-1	1	0,162	0,413	22,0	3,6	9,1	2,75	0,73
	А-2	1	0,198	0,420	30,8	6,1	12,9	2,66	0,99
	1-2	1	0,428	0,444	88,0	37,7	39,1	2,55	2,72
	А-3	2	0,428	0,444	72,6	31,1	32,2	2,55	4,48
	А-4	2	0,249	0,427	22,0	5,5	9,4	2,66	1,42
2	А-1	2	0,306	0,434	22,0	6,7	9,5	2,61	1,39
	А-2	2	0,428	0,444	30,8	13,2	13,7	2,55	1,90
	А-3	2	0,428	0,444	72,6	31,1	32,2	2,55	4,48
	А-4	2	0,249	0,427	22,0	5,5	9,4	2,66	1,42

Изм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------

2.5 Перевірка схем за допустимою втратою напруги

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

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

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

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

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

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

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

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

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

					ДБ 141.19да.007. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		39

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

$$R_{авА11} = \frac{R_{А11}}{n} = 3,6/1 = 3,6.$$

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

$$X_{авА11} = \frac{X_{А11}}{n} = 9,1/1 = 9,1.$$

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

$$\Delta U_{авА11} = \frac{P_{А11} \cdot R_{авА11} + Q_{авА11} \cdot X_{авА11}}{U_{ном}} = (50,0 \cdot 3,6 + 25,2 \cdot 9,1) / 110 = 3,7.$$

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

$$R_{авА11} = \frac{R_{121}}{n} = 37,7/1 = 37,7.$$

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

$$X_{ав121} = \frac{X_{А11}}{n} = 9,1/1 = 39,1.$$

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

$$\Delta U_{ав121} = \frac{P_{121} \cdot R_{ав121} + Q_{ав121} \cdot X_{ав121}}{U_{ном}} = (23 \cdot 37,7 + 9,2 \cdot 39,1) / 110 = 11,2.$$

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:

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

					ДБ 141.19да.007. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		40

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

$$\Delta U_{авА11} \% = \frac{\Delta U_{авА11}}{U_n} \cdot 100\% = 3,7 \cdot 100 / 110 = 3,4.$$

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

$$\Delta U_{ав121} \% = \frac{\Delta U_{ав121}}{U_n} \cdot 100\% = 11,2 \cdot 100 / 110 = 10,2.$$

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 %:

$$U_{авА-1-2} \% = U_{авА11} \% + U_{ав121} \% = 3,4 + 10,2 = 13,6\% > 15\%. \quad (2.32)$$

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.

					ДБ 141.19да.007. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		41

Таблиця 2.5 – Перевірка мереж по втраті напруги

Варіант	Ділянка мережі	Марка проводу	Активний опір проводу при 20 град. С на 1 км, r_0 Ом (табл.. 2.4)	Реактивний опір проводу на 1 км, x_0 , Ом, (табл.. 2.4)	Довжина ділянки, $l_{діл}$ км (табл.. 2.4)	Активний опір одного ланцюга ділянки, $R_{ланц}$, Ом (табл.. 2.4)	Реактивний опір одного ланцюга ділянки, X_i , Ом (табл.. 2.4)	Активна потужність на ділянці, $P_{діл}$, МВт (табл.. 2.3)	Реактивна потужність на ділянці, $Q_{діл}$, МВАр, (табл.. 2.3)	Втрага напруги на ділянці, ΔU , кВ (2.29)	Втрага напруги на ділянці, ΔU , % (2.32)	
1	A-1	АС-185/29	0,162	0,413	22,0	3,6	9,1	50,0	25,2	3,7	3,4	
	A-2	АС-150/24	0,198	0,420	30,8	Обрив						
	1-2	АС-70/11	0,428	0,444	44,0	18,8	19,5	23	9,2	5,6	5,1	
	A-3	АС-70/11	0,428	0,444	88,0	37,7	39,1	23	9,2	11,2	10,2	
	A-4	АС-120/11	0,249	0,427	72,6	18,1	31,0	41	22,0	12,9	11,7	
2	A-1	АС-95/11	0,306	0,434	22,0	6,7	9,5	27	16,0	3,0	2,7	
	A-2	АС-70/11	0,428	0,444	30,8	13,2	13,7	23	9,2	3,9	3,5	
	A-3	АС-70/11	0,428	0,444	88,0	37,7	39,1	23	9,2	11,2	10,2	
	A-4	АС-120/11	0,249	0,427	72,6	18,1	31,0	41	22,0	12,9	11,7	

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,

$$S_1 = \frac{P_1}{\cos\varphi_1} = 27/0,86 = 31,4.$$

Необхідна потужність трансформатора, МВА,

$$S_{необх1} = 0,7 \cdot S_1 = 0,7 \cdot 31,4 = 22,0.$$

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-25000/110](#). Номінальна потужність трансформатора

$$S_{нт1} = 25 \text{ МВА.}$$

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

					ДБ 141.19 да.007. ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		43

Величина перевантаження визначається в аварійному режимі:

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

Для вузла №1 величина перевантаження в аварійному режимі

$$\Delta S_1 = \frac{S_1 - S_{нм1}}{S_{нм1}} \cdot 100\% = (31,4 - 25) \cdot 100 / 25 = 25,6 \% \leq 40\%.$$

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

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

$U_{2ном}$,

Таблиця 2.6 - Результати розрахунку при виборі трансформаторів

Найменування вузла	Активна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, P , МВт, табл.1.1	Реактивна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, Q , МВАр, табл.1.1	Повна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, S , МВА	Необхідна потужність трансформатора, $S_{необ}$, МВА	Стандартна напруга ділянки, що живить трансформатор, $U_{діль}$, кВ, табл.2.1	Вторинна номінальна напруга, $U_{нн}$, кВ, табл.1.1 $U_{2ном}$, кВ
1	27	16,0	31,4	22,0	110	6
2	23	9,2	24,8	17,4	110	6
3	23	9,2	24,8	17,4	110	10
4	41	22,0	46,5	32,6	110	10

Таблиця 2.7

Таблиця 2.7 – Вибір трансформаторів

Найменування вузла	Трансформатор	Номинальна потужність, S_n , МВА	Середня номінальна напруга, кВ	Напруга короткого замикання U_K , %	Втрати короткого замикання P_K , кВт	Втрати холостого ходу P_x , кВт	Струм холостого ходу, I_x , %	Розрахункова вартість, тис. грн.	Активний опір трансформатора, R_T , Ом	Реактивний опір трансформатора, X_T , Ом	Реактивна потужність трансформатора, що намагнічує, Q_c , квар	Границі регулювання напруги, %			Величина перевантаження трансформатора в аварійному режимі,
1	ТРДН-25000/110	25	115/6,3	10,5	129	27	0,7	420	2,54	55,5	175	+ 9 ×	1,78	%	25,6
2	ТРДН-25000/110	25	115/6,3	10,5	129	27	0,7	420	2,54	55,5	175	+ 9 ×	1,78	%	-0,8
3	ТРДН-25000/110	25	115/10,5	10,5	129	27	0,7	420	2,54	55,5	175	+ 9 ×	1,78	%	-0,8
4	ТРДН-40000/110	40	115/10,5	10,5	172	36	0,65	545	1,42	34,7	260	+ 9 ×	1,78	%	16,3

2.7. Розрахунок втрат потужності і електроенергії

Втрати складаються із втрат у лініях і у трансформаторах.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$S_{\text{ділі1}} = \sqrt{P_{\text{ділі1}}^2 + Q_{\text{ділі1}}^2} = (28,2^2 + 15,3^2)^{0,5} = 32,1.$$

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

$$\Delta P_{\text{діліА1}} = \left(\frac{S_{\text{діліА1}}}{U_{\text{ділнА1}}} \right)^2 \cdot \frac{R_{\text{ланцА1}}}{n_{\text{А1}}} = (32,1/110)^2 \cdot 3,6/1 = 0,12,$$

Втрати електроенергії на ділянці мережі визначаються:

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

де τ - час максимальних втрат, годин,

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_m}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = (0,124 + 6250/10000)^2 \cdot 8760 = 4914. \quad (2.37)$$

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

Для ділянки А-1 втрати електроенергії

					ДБ 141.19да.007. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		46

$$\Delta W_{\text{дiлA1}} = \Delta P_{\text{дiлA1}} \cdot \tau = 0,12 \cdot 4914 = 1509 \text{ МВт}\cdot\text{год},$$

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

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

$$\Delta P_{c1} = n_{mp1} \cdot P_{x1} \cdot 10^{-3} = 2 \cdot 27,0 \cdot 10^{-3} = 0,054. \quad (2.38)$$

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

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

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

$$\Delta P_{M1} = \frac{1}{n_{mp1}} \cdot P_{K1} \cdot \left(\frac{S_{M1}}{S_{H1}} \right)^2 \cdot 10^{-3} = (1/2) \cdot 129,0 \cdot 10^{-3} \cdot (31,4/25,0)^2 = 0,102 \text{ МВт}, \quad (2.39)$$

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).

					ДБ 141.19да.007. ПЗ	Лист
						47
Изм.	Лист	№ доквм.	Підпис	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 ділянках мережі, $\Delta P_{діл}$, МВт	Втрати електроенергії на ділянках, $\Delta W_{діл}$, МВт·год	Втрати електроенергії у мережі, $\Delta W_{діл}$, МВт·год/рік
1	A-1	28,2	15,3	32,1	110	1	3,6	0,307	1,88	1509	9248
	A-2	21,8	9,9	23,9	110	1	6,1	0,288		1415	
	1-2	1,2	-0,7	1,4	110	1	37,7	0,006		29	
	A-3	23	9,2	24,8	110	2	31,1	0,790		3882	
	A-4	41	22,0	46,5	110	2	5,5	0,491		2413	
2	A-1	27	16,0	31,4	110	2	6,7	0,273	1,89	1342	9283
	A-2	23	9,2	24,8	110	2	13,2	0,335		1646	
	A-3	23	9,2	24,8	110	2	31,1	0,790		3882	
	A-4	41	22,0	46,5	110	2	5,5	0,491		2413	

Сумарні втрати у трансформаторах вузла №1, МВт,

$$\Delta P_{mp1} = \Delta P_{c1} + \Delta P_{m1} = 0,054 + 0,102 = 0,156. \quad (2.40)$$

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

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

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

τ - час максимальних втрат, годин,

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{спож}}}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = (0,124 + 6250/10000)^2 \cdot 8760 = 4914, \quad (2.42)$$

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

$$T_{\text{спож}} = T_m = 6250 \text{ год/рік.}$$

Втрати електроенергії в трансформаторах підстанції №1, МВт·год

$$\Delta W_{mp1} = \Delta W_{c1} + \Delta W_{m1} = \Delta P_{c1} \cdot T + \Delta P_{m1} \cdot \tau = 0,054 \cdot 8760 + 0,102 \cdot 4914 = 974,3.$$

Розрахунок втрат у трансформаторах приведено у табл.2.13.

					ДБ 141.19да.007. ПЗ	Лист
						49
Изм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		

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	31,4	25,0	27,0	129,0	0,054	0,102	0,156	0,578	974,3	3740,2
2	24,8	25,0	27,0	129,0	0,054	0,063	0,117		782,6	
3	24,8	25,0	27,0	129,0	0,054	0,063	0,117		782,6	
4	46,5	40,0	36,0	172,0	0,072	0,116	0,188		1200,7	

2.7.3. Втрати в електричній мережі визначаються:

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

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

Втрати потужності для варіанту 1, МВт,

$$\Delta P_{мер1} = \Delta P_{дільмер1} + \Delta P_{тр1} = 1,88 + 0,578 = 2,46. \quad (2.44)$$

Втрати потужності для варіанту 2, МВт,

$$\Delta P_{мер4} = \Delta P_{дільмер4} + \Delta P_{тр4} = 1,89 + 0,578 = 2,47. \quad (2.45)$$

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

$$\Delta W_{мер1} = \Delta W_{дільмер1} + \Delta W_{тр1} = 9248,00 + 3740,2 = 12988. \quad (2.46)$$

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

$$\Delta W_{мер4} = \Delta W_{дільмер4} + \Delta W_{тр4} = 9283,00 + 3740,2 = 13023. \quad (2.47)$$

РОЗДІЛ 3

КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

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:

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

де P - максимальне значення активної потужності вузла навантаження;

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

Для мережі $U_H=110$ кВ приймаємо

$$tg \varphi_{ек} = 0,28$$

Для отримання економічного значення $tg \varphi_{ек}$ в мережі, що проектується, треба установити компенсуючі пристрої (КП) біля споживачів (на підстанціях) на стороні низької напруги. Реактивна потужність компенсуючих пристроїв КП визначається за формулою:

$$Q_{кпр} = Q - Q_{ек}, \quad (3.2)$$

де Q - максимальне значення реактивної потужності вузла навантаження.

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

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

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

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

У випадку $Q_{кпр} \leq Q_{кп \text{ min}}$, 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 кожну секцію шин 6-10 кВ підстанції ПС, тобто кількість однотипних КП повинна бути кратна 2 при двохобмотувальних чи трьохобмотувальних трансформаторах, чи автотрансформаторах, встановлюваних на підстанції ПС (наприклад, типу ТМ, ТМН, ТДН, ТДТН, АТДЦТН), і кратно 4 – при трансформаторах з розщепленою обмоткою нижчої напруги (типу ТРДН).

У подальших розрахунках варто враховувати не розрахункову потужність компенсуючих пристроїв $Q_{кп}$, 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:

$$Q_{ек1} = P_1 \cdot \operatorname{tg} \varphi_{ек} = 27 \cdot 0,28 = 7,6 \text{ МВАр.}$$

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

$$Q_{кроз1} = Q_1 - Q_{ек1} = 16,0 - 7,6 = 8,4 \text{ МВАр.}$$

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

$$Q_{уст1} = 0,675 \text{ МВАр.}$$

Для трансформатора типу **ТРДН-25000/110** двох обмоточного без розщеплення вторинної обмотки (відсутня буква Р у позначенні типу) кількість установок повинна бути кратна 2 (два трансформатори на підстанції). Тому вибираємо кількість конденсаторних установок для підстанції №1

$$n_{уст1} = 12 \text{ шт.}$$

Фактична потужність компенсуючого пристрою на підстанції №1

$$Q_{кф1} = n_{уст1} \cdot Q_{уст1} = 12 \cdot 0,675 = 8,1 \text{ МВАр.}$$

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

$$\Delta Q_{кп1} = \frac{Q_{кроз1} - Q_{кф1}}{Q_{кф1}} \cdot 100\% = ((8,4 - 8,1) / 8,1) \cdot 100\% = 3,7\% \leq 5\%.$$

Реактивна потужність підстанції №1 після компенсації

$$Q_{кпн1} = Q_1 - Q_{кф1} = 16,0 - 8,1 = 7,6 \text{ МВАр.}$$

					ДБ 141.19да.007. ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		54

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 $Q_{кпрнсум}$ не перевищувала 5%. При такому виборі (наборі) компенсуючих пристроїв у табл.3.1 допускаємо, що $Q_{кроз} = Q_{кф}$.

Таблиця 3.1 – Компенсація реактивної потужності

Номер підстанції	Активна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, P , МВА	Реактивна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, Q , МВАр	Економічне значення тангенса, $tg\phi_{ек}$	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	27	16,0	0,28	7,6	8,4	27 +j 7,6
2	23	9,2		6,4	2,8	23 +j 6,4
3	23	9,2		6,4	2,8	23 +j 6,4
4	41	22,0		11,5	10,5	41 +j 11,5

РОЗДІЛ 4

КОНСТРУКЦІЯ ТРАНСФОРМАТОРІВ ТА ЇХ ПАРАМЕТРИ

4.1 Елементи конструкції силових трансформаторів

Головними конструктивними елементами силового трансформатора є наступні: магнітопровід, обмотки, система регулювання напруги, вводи ВН та НН, бак, система охолодження та ін. (рис. 4.1) [1-10].

Магнітна система трансформатора (магнітопровід) є його конструктивною основою і служить для локалізації в ній основного (робочого) магнітного поля.

Магнітопроводи силових трансформаторів виготовляються із холоднокатаної анізотропної електротехнічної сталі товщиною 0,35; 0,30 і 0,27 мм з електроізоляційним термостійким покриттям з товщиною 0,005 мм (на сторону) і коефіцієнтом заповнення 0,94-0,96. Основними типами магнітопроводів силових трансформаторів є стержневий, бронестержневий та броньовий. У стержньовому магнітопроводі ярма з'єднують кінці різних стержнів і кожне ярмо розташовується тільки з боку торців стержнів і обмоток трансформатора.

При цьому по ярму проходить магнітний потік, що дорівнює потоку стержня. Даний тип магнітопроводу набув переважного застосування. Це пов'язано з тим, що обмотки силових трансформаторів звичайно мають циліндричну форму і переріз стержнів прагнуть наблизити до кола. У сучасних трансформаторах потужністю 25-80 000 кВ·А число ступенів у перерізі стержня коливається від 5 до 16. При цьому коефіцієнт заповнення кола становить 0,89-0,92. Для зменшення втрат і струму холостого ходу загальний переріз ярма вибирають на 25% більшим перерізу стержня.

					ДБ 141.19да.007. ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докum.	Підпис	Дата		56

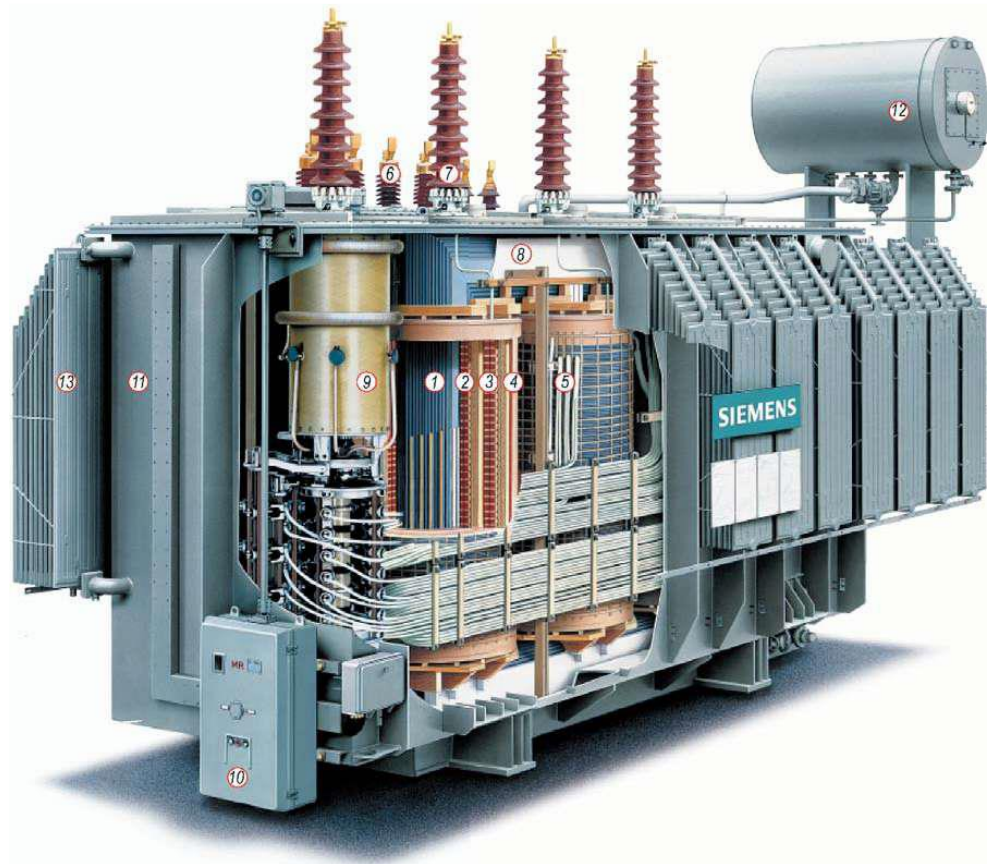


Рисунок 4.1 – Основні конструктивні елементи силового трифазного трансформатора:

1 – шихтований 35х стержневий магнітопровід; 2 – обмотка НН; 3 – обмотка ВН; 4 – регулювальна обмотка; 5 – виводи обмотки регулювальної обмотки; 6 – ввід (ізолятор) НН; 7 – ввід (ізолятор) ВН; 8 – ярмова балка; 9 – перемикач пристрою РПН; 10 – електропривод пристрою РПН 11 – бак трансформатора; 12 – розширювальний бак; 13 – радіатори

Обмотки є найважливішим елементом трансформатора. Термін служби трансформатора завжди визначається строком служби його обмоток. За розташуванням на стержні обмотки підрозділяють на концентричні (рис. 4.2, а) та почергові (рис. 4.2, б).

Основним елементом кожної обмотки є виток, що складається з одного або кількох паралельних провідників. Сукупність витків утворює котушку.

Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

зонтоподібного ребра надається така форма, при якій краплі води не можуть на ній утримуватися. При такій конструкції збільшується шлях поверхневого розряду і електрична міцність вводу.

Вводи на напругу 110 кВ і вище підрозділяють на оливобар'єрні і паперово-оливні. У оливобар'єрних основна ізоляція – трансформаторна олива, розділена на шари паперово-бакелітовими циліндрами із зрівняльними обкладками з алюмінієвої фольги. У паперово-оливних вводах основна ізоляція – кабельний папір, щільно намотаний на мідну (або латунну) трубу. Папір просочений трансформаторною оливою і розділений на шари зрівняльними обкладками з фольги. Вводи заповнюються дегазованим трансформаторним оливою, ізольованою від оливи бака і атмосферного повітря (герметизовані вводи).

Для контролю за роботою трансформатора передбачені контрольно-вимірювальні та захисні прилади. До контрольно-вимірювальних приладів відносяться оливоказівник та термометри, а до захисних – реле зниження рівня оливи та газове реле. Оливоказівник встановлюють на розширювачі, а термометр – на кришці баку.

На потужних трансформаторах застосовуються системи моніторингу технічного стану, що призначені для безперервного контролю та аналізу їх технічного стану. Вони дають можливість аналізувати параметри стану основних підсистем трансформатора, формувати комплексний висновок про стан трансформатора на основі контролю технічного стану оливоповнених вводів, зміни геометрії обмоток, стану РПН, температурних режимів роботи, вологості та газовмісту оливи; реєстрації перенапруг і імпульсних струмових впливів на обмотки трансформатора та ін. Застосування таких систем дозволяє істотно підвищити надійність роботи сучасних силових трансформаторів, особливістю яких є високі питомі електромагнітні, теплові та механічні навантаження.

					ДБ 141.19да.007. ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		59

4.2 Регулювання напруги трансформаторів

Необхідна умова забезпечення технічно допустимих режимів роботи в електромережах – це регулювання напруги. Яке в певній мірі дозволяє компенсувати зміну втрат напруги, які автоматично виникають при зміні графіків навантаження. Регулювання напруги трансформаторів здійснюється шляхом зміни числа витків їх вторинної обмотки:

$$E_2 = 4,44\omega_2 f \Phi_m ,$$

де f – частота струму мережі; ω_2 – кількість витків вторинної обмотки; Φ_m – основний магнітний потік.

Для цього обмотки трансформаторів виконують з певною кількістю відгалужень, кожне з яких відповідає певній кількості витків. При перемиканні відгалужень обмотки, вторинна напруга змінюється ступінчасто.

У силових оливних трансформаторах перемикання регулювальних відгалужень здійснюється спеціальними перемикаючими пристроями. Перемикаючий пристрій – це комутаційний виріб, що містить велику кількість різних за призначенням контактів і деталей ізоляції, механізм привода та інших допоміжні частини. Його встановлюють всередині трансформатора з виводом привода на кришку або бічну стінку банка.

Пристрій перемикання, його привод та система керування утворюють систему регулювання напруги трансформатора. Системи регулювання напруги силових трансформаторів підрозділяють на три основних типи: механічні, тиристорно-механічні та безконтактні.

На сьогодні, в силових трансформаторах на основі механічних перемикаючих пристроїв найбільшого розповсюдження отримали два типи систем регулювання напруги: ПБЗ (перемикання без збудження) та РПН (регулювання під навантаженням).

					ДБ 141.19да.007. ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		60

РПН та ПБЗ встановлюються в обмотці ВН трансформатора, так як при меншому струмі навантаження, незважаючи на високу напругу, пристрій регулювання отримується більш економічним у порівнянні з пристроєм перемикачів на стороні НН.

Найбільше значення на сьогодні має регулювання напруги за допомогою системи РПН – перемикачів під навантаженням контактними пристроями, що забезпечують обмеження струму в контурах регулювання та гасіння дуги при перемикачів регульовальних відгалужень обмоток (рис. 4.3).



Рисунок 4.3 – Система РПН серії RS 9.3 (блок керування не показаний, виробник HYUNDAI)

Такі системи встановлюються в трансформаторах з номінальною потужністю від 1000 кВ·А. Із збільшенням напруги й потужності трансформатора економічна ефективність застосування РПН підвищується.

Основний діапазон рівнів напруги для РПН складає 35-330 кВ. При потужності понад 100 МВ·А РПН виконують на напругу 110 кВ і вище, причому в цьому діапазоні потужностей і напруги широко застосовуються окремі регулювальні автотрансформатори.

Трансформатори з РПН мають у обмотці ВН велике число регулювальних відгалужень, що виконуються з невеликим кроком – 1,0-1,5%, при загальній зоні регулювання $\pm(10-20)\%$. Особливістю РПН є те, що перехід з одного відгалуження на інше відбувається без розриву кола струму, тому в проміжному положенні перемикачі виявляються ввімкненими на два сусідніх відгалуження обмотки, а отже, частина обмотки між ними буде замкнена накоротко. Для обмеження струму КЗ застосовують струмообмежуючі реактори або резистори.

Конструкція перемикаючого пристрою типу UBBRT (виробник АВВ) представлена на рис. 4.4. При роботі пристрою РПН на його контактах виникає дуга. Щоб уникнути забруднення трансформаторної оливи перемикач розміщується у власному резервуарі, всередині бака трансформатора. РПН типу UB працюють за принципом селекторного перемикачання. Обладнання, необхідне для роботи РПН, розміщується в корпусі селекторного перемикача – циліндрі з посиленого скловолокном пластику 8. У верхній частині циліндра є металевий фланець 9, а в нижній частині – закрите металево дно 1. Приведення в рух валу селекторного перемикача 3 здійснюється від окремого приводного механізму, який кріпиться з боку бака трансформатора і з'єднується з допомогою приводних валів і конічних редукторів 11. РПН складається з трьох однакових однофазних пристроїв, що встановлені в корпусі селекторного перемикача. Кожний однофазний містить селекторний перемикач і дугогасні контакти.

контактів. Переривання струму відбувається між нерухомим і рухомим перемикаючими контактами. У процесі роботи струм проводиться по чистій поверхні міді або срібла, на якій не виникає дуга.

Струмообмежувальні резистори $R1$ виконані з проводу, що спірально намотаний на ізолювану бобіну. Вони з'єднуються між рухомим головним контактом і дугогасними контактами.

Вибірник призначений для реверсу регульовальної обмотки або для зміни з'єднання при регулюванні в режимі «грубо – точно». Одна фаза вибірника складається з рухомого контакту $б$ і трьох нерухомих контактів 7 . Рухомий контакт закріплений зверху на осі приводного валу 3 . Струм проводиться за допомогою чотирьох контактних пальців рухомого контактів. Вибірник не бере участі в перериванні струму під час перемикання.

На рис. 4. 5 показана принципова схема фази пристрою РПН із застосуванням активних струмообмежуючих опорів $R1$ та $R2$.

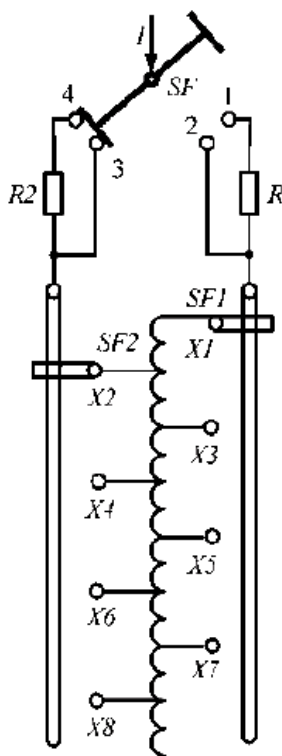


Рисунок 4.5 – Схема регулювання напруги фази пристрою РПН з використанням активних опорів

При положенні перемикачів, що показано на рис. 4.5, трансформатор працює на відгалуженні $X2$. При переході на відгалуження $X1$ спочатку перемикач $SF1$ переводиться в положення роботи на відгалуженні $X1$, а потім перемикач SF за допомогою відповідного механізму швидко перемикається в положення, в якому приєднується до контактів 1 та 2. Послідовність розмикання контактів 3 і 4 та замикання контактів 1 і 2 розраховується так, щоб коло робочого струму I не розривається.

Швидко, впродовж часток секунди, перемикання необхідне для запобігання перегріву опорів $R1$ і $R2$.

4.3 Паралельна робота трансформаторів

Паралельною називають роботу двох або більше трансформаторів за схемою вмикання, при якій їх первинні обмотки підключені до загальної первинної мережі (первинні шини), а вторинні обмотки – до загальної вторинної мережі (вторинні шини). Слід відрізнити паралельну роботу трансформаторів від сумісної, коли ввімкнена лише одна сторона на загальні шини.

Паралельна робота декількох трансформаторів має наступний ряд технічних та економічних переваг у порівнянні з роботою одного потужного трансформатора [5,6,10]:

-вища надійність електропостачання, так як відмова одного з трансформаторів не знеструмлює споживачів, а його навантаження може бути тимчасово повністю або частково компенсоване трансформаторами, що залишилися в роботі;

- резервна потужність трансформаторів при їх паралельному вмиканні значно менша, ніж при живленні споживачів від одного потужного трансформатора;

					ДБ 141.19да.007. ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докum.	Підпис	Дата		65

- у періоди зменшеного навантаження, наприклад, впродовж доби, в енергосистемі на трансформаторних підстанціях частина трансформаторів може бути відключена, що забезпечить більш економічний режим роботи ПС, за рахунок зменшення втрат холостого ходу трансформаторів та їх завантаження на максимальний ККД;

- поступовий розвиток підстанцій. При підключенні нових споживачів електричної енергії збільшення потужності ПС може бути виконано додатковим вмиканням одного або декількох трансформаторів на паралельну роботу. Це особливо важливо для районних знижуючих підстанцій, що постачають енергією великі промислові райони, які постійно розвиваються.

При паралельній роботі двохобмоткових трансформаторів навантаження між ними буде розподілюватися рівномірно лише при виконанні таких умов:

а) рівність коефіцієнтів трансформації рівнів лінійної напруги:

$$k_{m1} = k_{m2} = \dots = k_{m,n}; \quad (3.15)$$

б) рівність напруги короткого замикання трансформаторів:

$$u_{к1} = u_{к2} = \dots = u_{к,n}; \quad (3.16)$$

в) схеми та групи з'єднання обмоток трансформаторів повинні бути однакові.

Паралельна робота трансформаторів з відношенням номінальних потужностей більше 3-х не рекомендується [1,4,5].

Невиконання умов паралельної роботи призводить нерівномірного завантаження трансформаторів або появу зрівняльних струмів $I_{зр}$ вже у режимі холостого ходу. Ці струми циркулюють по замкнених контурах, що утворені вторинними обмотками паралельно включених трансформаторів та провідниками спільних шин.

Якщо умова рівності коефіцієнтів трансформації не виконується у їх вторинних обмотках виникне зрівняльний струм, який перевантажить трансформатор з меншим значенням k_m .

4.4 Режими навантаження та знос ізоляції трансформаторів

Тривала експлуатація силових трансформаторів можлива лише за умови визначення технічно обґрунтованих режимів навантаження з точки зору допустимих температур і термічного зношення.

Передбачуваний нормальний термін служби трансформатора – це деяка умовна величина, що приймається для безперервного постійного навантаження при нормальній температурі охолодного середовища та за номінальних умов експлуатації. Навантаження і (або) температура охолодного середовища, які перевищують номінальні, викликають прискорене зношення ізоляції.

Дійсний термін служби трансформатора значною мірою залежить від виняткових впливів, таких як перенапруги, короткі замикання в мережі та аварійні перевантаження. Ймовірність безвідмовної роботи при таких впливах, залежить від:

- амплітуди і тривалості впливу;
- конструкції трансформатора;
- температури різних частин трансформатора;
- вмісту вологи в ізоляції та оливі;
- вмісту кисню та інших газів в ізоляції та оливі;
- кількості, розміру та виду частинок домішок;
- підвищених навантажень, що обмежує можливості їх використання.

Перевантаження трансформатора – це навантаження, при якому розрахунковий знос ізоляції обмоток, що відповідає усталеному перевищенню температури, переважає знос, що відповідає номінальному режиму роботи.

Небезпека передчасної відмови може виникнути внаслідок короткочасних впливів або тривалих впливів загального погіршення стану трансформатора протягом багатьох років.

					ДБ 141.19да.007. ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		67

Режим навантажень з циклічними змінами (як правило, цикл дорівнює добі), який визначають з урахуванням середнього значення зношення протягом тривалості циклу. Режим циклічних навантажень може бути режимом систематичних навантажень або режимом тривалих аварійних перевантажень:

а) режим систематичних навантажень – це режим, протягом частини циклу якого температура охолодного середовища може бути вищою і струм навантаження перевищує номінальний, проте з точки зору термічного зношення таке навантаження еквівалентне навантаженню при номінальній температурі охолодного середовища.

Це досягається за рахунок зниження температури охолодного середовища або струму навантаження протягом решти частини циклу;

б) режим навантаження, що виникає внаслідок тривалого виходу з ладу деяких елементів мережі, які можуть бути відновлені тільки після досягнення сталого значення перевищення температури Чутливість трансформатора до навантажень, вищих за номінальні залежить від його потужності. Трансформатори великої потужності можуть бути менш стійкими до перевантажень, ніж трансформатори меншої потужності.

					ДБ 141.19да.007. ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		68

РОЗДІЛ 5

РОЗРАХУНОК ОСНОВНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ

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

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

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 схема заміщення трансформатора (приведена на рис. 5.1.) і вихідна схема в однолінійному виконанні (рис. 5.2а). Трансформатори з розщепленою обмоткою низької напруги вводяться в схему як звичайні двохобмотувальні. На схемі вказується довжина кожної ЛЕП, марка проводу і кількість ланцюгів, тип і кількість трансформаторів на ПС, навантаження вузлів у режимі максимальних навантажень після установки компенсаційних пристроїв КП.

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

					ДБ 141.19да.007. ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		69

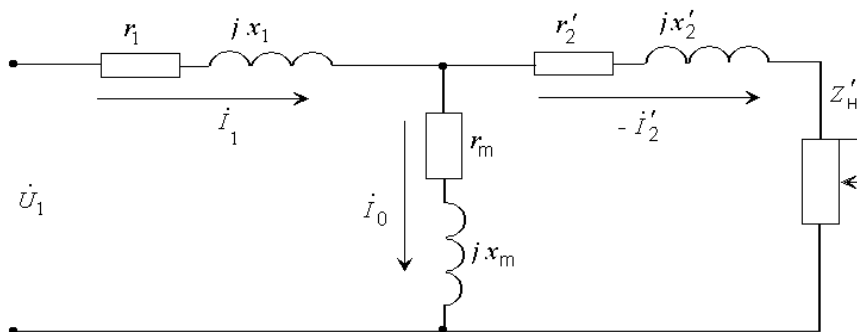


Рисунок 5.1 – Схема заміщення трансформатора

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

Активний опір обмоток трансформатора визначаємо, Ом:

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

Реактивний опір обмоток трансформатора визначаємо, Ом:

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

Для трансформаторів з розчепленням вторинної обмотки, Ом

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

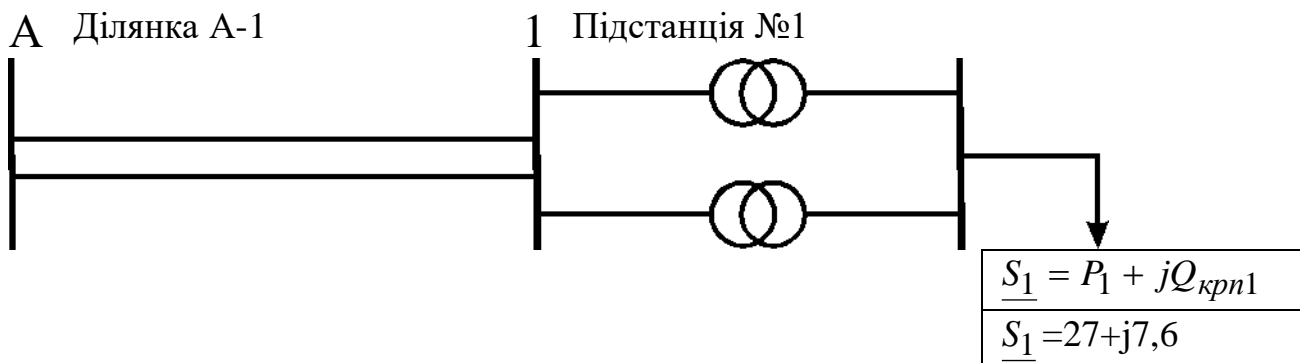


Рисунок 5.2а – Схема ділянки А-1 електричної мережі

Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

Номинальна реактивна потужність, що намагнічує трансформатор, МВАр,

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

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

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

Далі складаємо схему заміщення з приведеними навантаженнями (рис. 5.2б). Приведеним навантаженням називається навантаження споживачів (навантаження підключено до шин низької напруги НН підстанцій) з урахуванням втрат потужності в обмотках трансформаторів (що називаються навантажувальними) і втрат потужності холостого ходу трансформаторів підстанції.

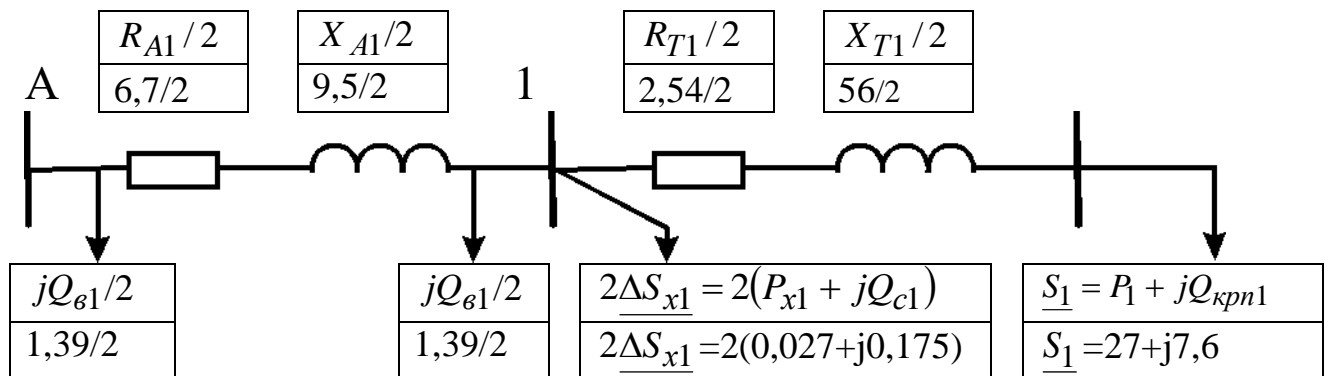


Рисунок 5.2б – Схема заміщення ділянки А-1 електричної мережі

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

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

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

$$P_{ex1} = (P_{m1} + \Delta P_{T1}) = 27 + 0,08 = 27,17.$$

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

$$Q_{ex1} = (Q_{kn1} + \Delta Q_{T1}) = 7,6 + 1,82 = 9,42.$$

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

$$\underline{S}_{ex1} = P_{ex1} + jQ_{ex1} = (27,17 + j9,42).$$

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

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

для підстанції №1, МВт,

$$P_{np1} = P_{ex1} + 2P_{x1} = 27,17 + 2 \cdot 27,0 \cdot 10^{-3} = 27,22.$$

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

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

для підстанції №1, МВАр,

$$Q_{np1} = Q_{ex1} + 2Q_{c1} = 9,42 + 2 \cdot 175,0 \cdot 10^{-3} = 9,77.$$

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,

$$\underline{S}_{np1} = P_{np1} + jQ_{np1} = (27,22 + j9,77).$$

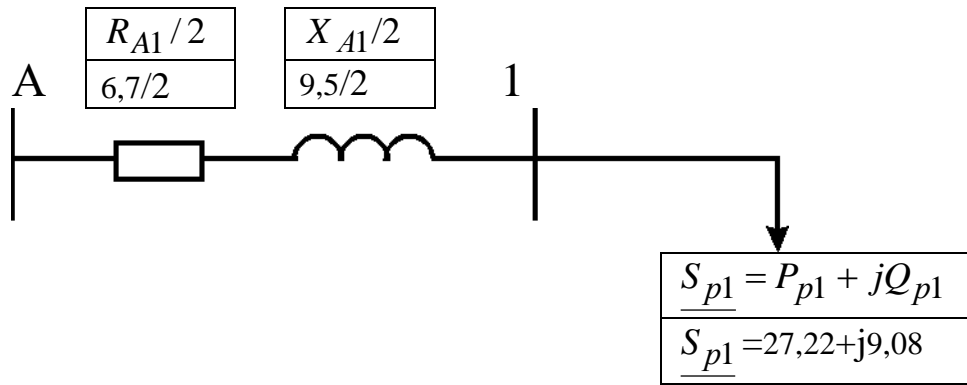


Рисунок 5.2г – Схема заміщення ділянки А-1 з розрахунковими навантаженнями

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_{κ}) і потужності з урахуванням втрат у лініях (на початку лінії S_n).

Для ділянки А-1

$$S_{\kappa 1} = P_{\kappa 1} + jQ_{\kappa 1} = S_{p1} = P_{p1} + jQ_{p1} = 27,22 + j9,08 \text{ МВА} \quad (5.18)$$

Активна потужність на початку лінії визначається, МВт:

$$P_{n1} = P_{\kappa 1} + \Delta P_{A1}. \quad (5.19)$$

Реактивна потужність на початку лінії визначається, МВАр:

$$Q_{n1} = Q_{\kappa 1} + \Delta Q_{A1}, \quad (5.20)$$

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

$$\Delta P_{A1} = \frac{P_{\kappa 1}^2 + Q_{\kappa 1}^2}{U_n^2} \cdot \frac{R_{A1}}{n} = ((27,22^2 + 9,08^2) / 110^2) \cdot (3,6/2) = 0,12, \quad (5.22)$$

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

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

Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

$$\Delta Q_{A1} = \frac{P_{\kappa 1}^2 + Q_{\kappa 1}^2}{U_H^2} \cdot \frac{X_{A1}}{n} = ((27,22^2 + 9,08^2) / 110^2) \cdot (9,1/2) = 0,23, \quad (5.23)$$

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:

$$P_{n1} = P_{\kappa 1} + \Delta P_{A1} = 27,22 + j0,12 = 27,34 \quad (5.24)$$

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

$$Q_{n1} = Q_{\kappa 1} + \Delta Q_{A1} = 9,08 + j0,23 = 9,39 \quad (5.25)$$

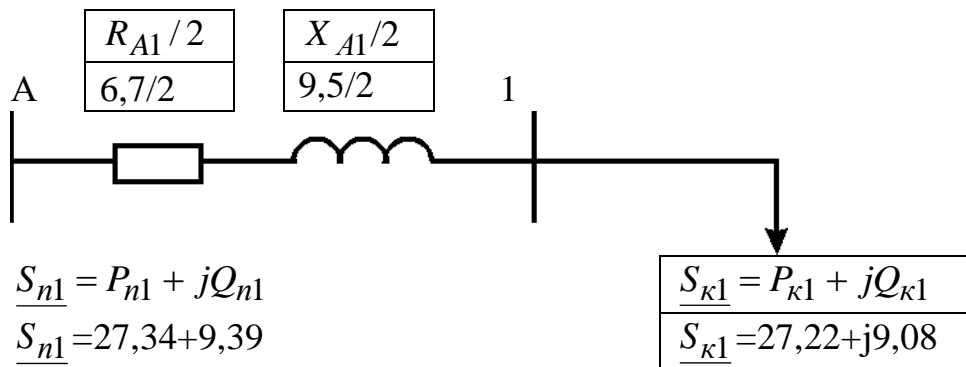


Рисунок 5.2г – Схема заміщення ділянки А-1 з початковими і кінцевими навантаженнями

Результати розрахунків зводимо у табл. 5.2.

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)	2,54	2,54	2,54	1,42
Реактивний опір обмоток трансформатора, X_T , Ом, (5.2), (табл. 2.7)	56	56	56	35
Номінальні активні втрати у трансформаторі, P_x , МВт, (табл. 2.7)	0,027	0,027	0,027	0,036
Номінальна реактивна потужність, що намагнічує трансформатор, Q_c , кВАр, (5.3), (табл. 2.7)	0,175	0,175	0,175	0,260
Активна потужність навантаження підстанції, P , МВт, (табл. 4.1)	27	23	23	41

Реактивна потужність навантаження підстанції, $Q_{кп}$, МВАр, МВт, (табл. 4.1)	7,6	6,4	6,4	11,5
Втрати активної потужності в обмотках трансформатора, ΔP_T , МВт, (5.7)	0,17	0,12	0,12	0,21
Втрати реактивної потужності в обмотках трансформатора, ΔQ_T , МВАр, (5.8)	1,82	1,32	1,32	2,62
Активна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $P_{вх}$, МВт, (5.4)	27,17	23,12	23,12	41,21
Реактивна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $Q_{вх}$, МВАр, (5.5)	9,42	7,72	7,72	14,12
Активна потужність, що приведена до сторони високої напруги, $P_{нр}$, МВт, (5.12)	27,22	23,17	23,17	41,28
Реактивна потужність, що приведена до сторони високої напруги, МВАр, $Q_{нр}$, (5.13)	9,77	8,07	8,07	14,64
Зарядна ємна потужність ділянки, $Q_{зі}$, МВАр, (табл. 2.4)	1,39	1,90	4,48	1,42
Розрахункова активна споживана потужність підстанції, P_p , МВт, (5.15)	27,22	23,17	23,17	41,28
Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції, Q_p , МВАр, (5.16)	9,08	7,12	5,83	13,93

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

Таблиця 5.2 – Розрахунок потужностей кінця і початку ліній

Ділянка	Активна потужність кінця лінії, P_k , МВт, (5.18) (табл. 5.1)	Реактивна потужність кінця лінії, Q_k , МВАр, (5.18) (табл. 5.1)	Кількість ланцюгів на ділянці, n , (табл. 2.4)	Активний опір одного про вода ділянки, $R_{ланц}$, Ом, (табл. 2.4)	Реактивний опір одного про вода ділянки, X_i , Ом, (табл. 2.4)	Втрати активної потужності у лінії на ділянці ΔP_{div} , МВт, (5.22)	Втрати реактивної потужності у лінії на ділянці ΔP_{div} , 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	27,22	9,08	2	6,7	9,5	0,23	0,32	27,45	9,40
А-2	23,17	7,12	2	13,2	13,7	0,32	0,33	23,49	7,45
А-3	23,17	5,83	2	31,1	32,2	0,73	0,76	23,90	6,59
А-4	41,28	13,93	2	5,5	9,4	0,43	0,74	41,71	14,67

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

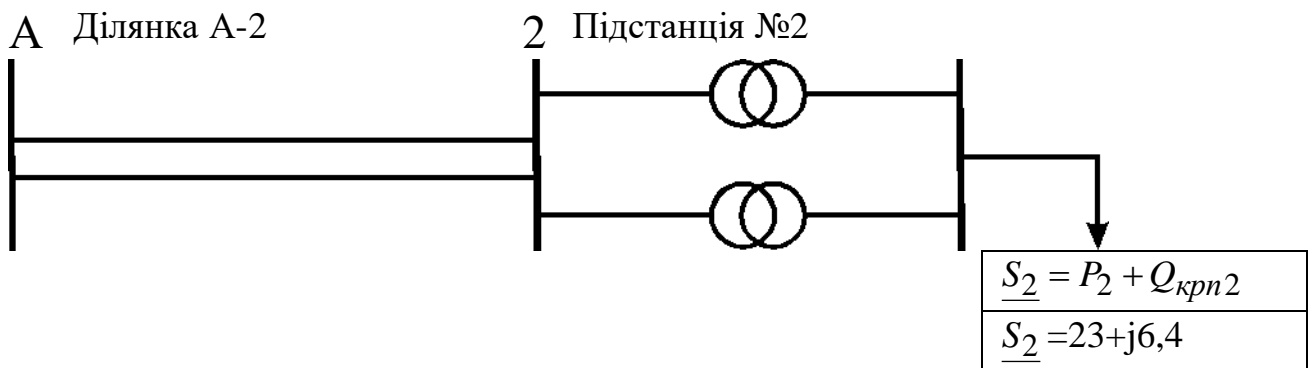


Рисунок 5.3а – Схема ділянки А-2 електричної мережі

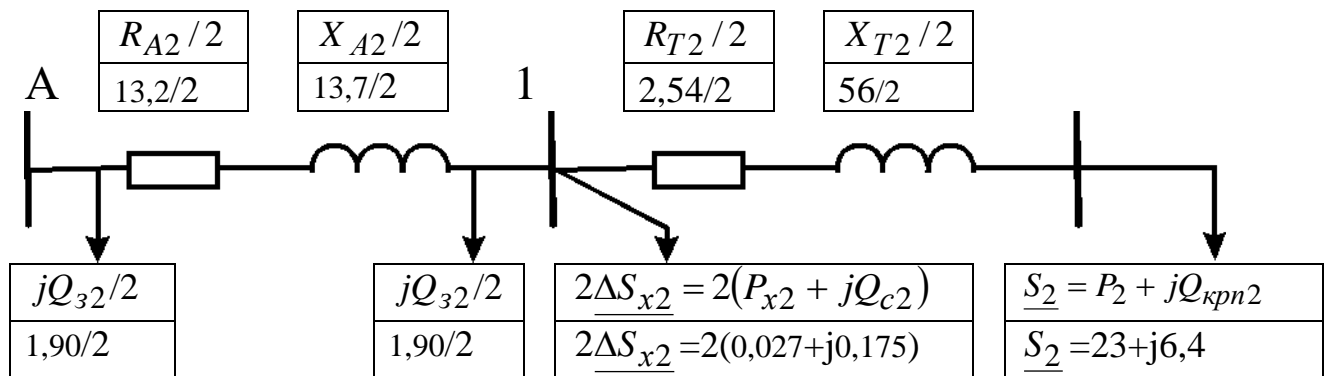


Рисунок 5.3б – Схема заміщення ділянки А-2 електричної мережі

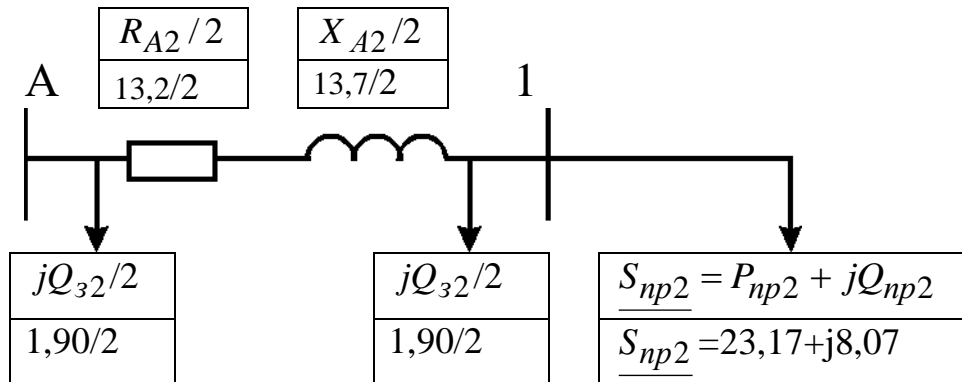
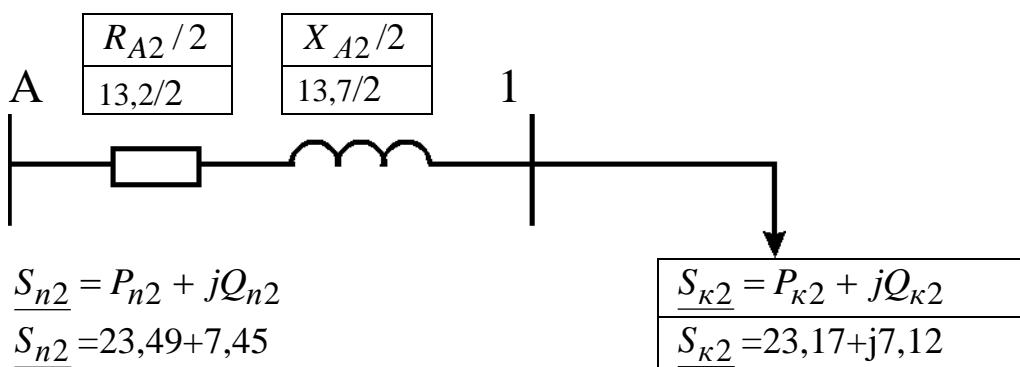


Рисунок 5.3в – Схема заміщення ділянки А-2 с приведенными навантаженнями



Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

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

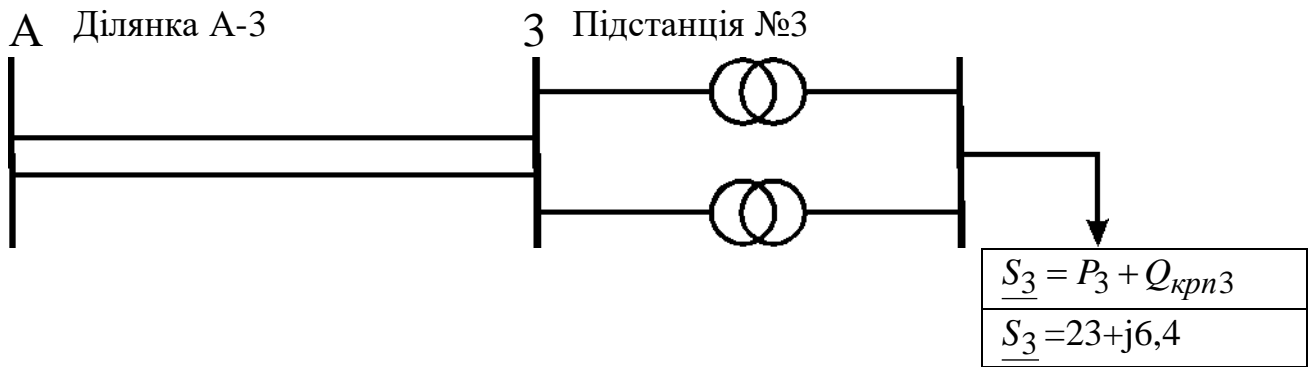


Рисунок 5.4а – Схема ділянки А-3 електричної мережі

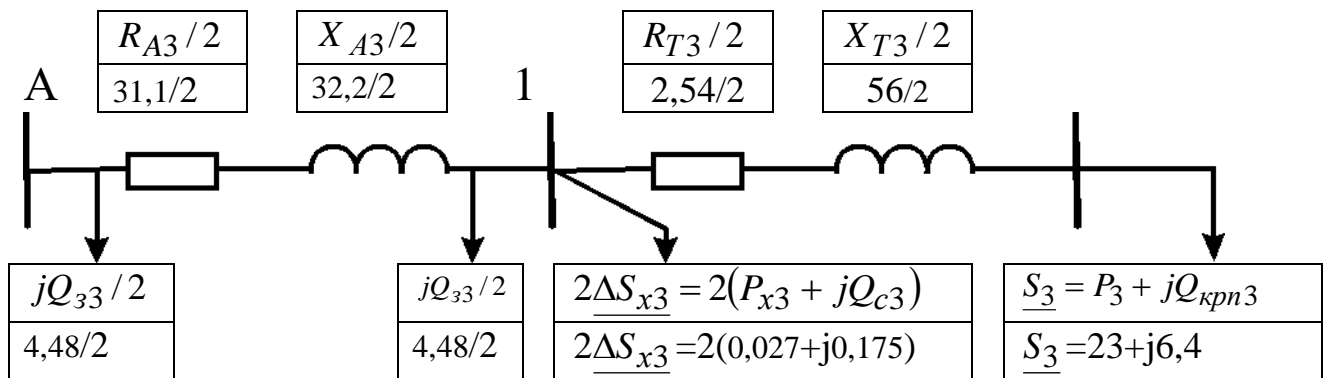


Рисунок 5.4б – Схема заміщення ділянки А-3 електричної мережі

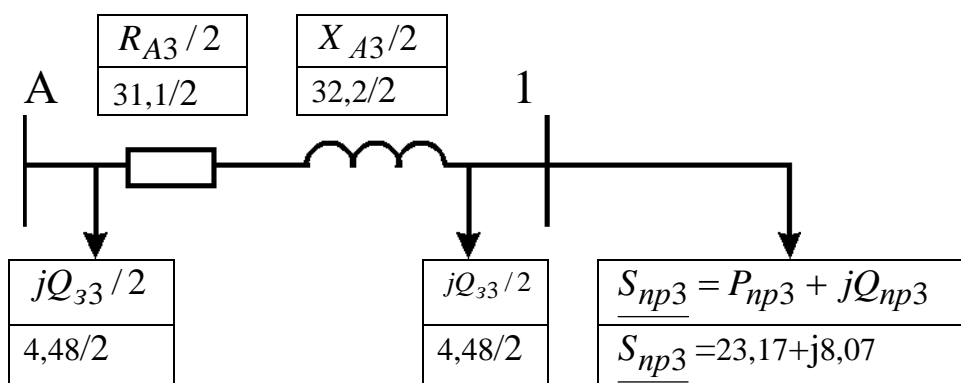


Рисунок 5.4в – Схема заміщення ділянки А-3 с приведенними навантаженнями

Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

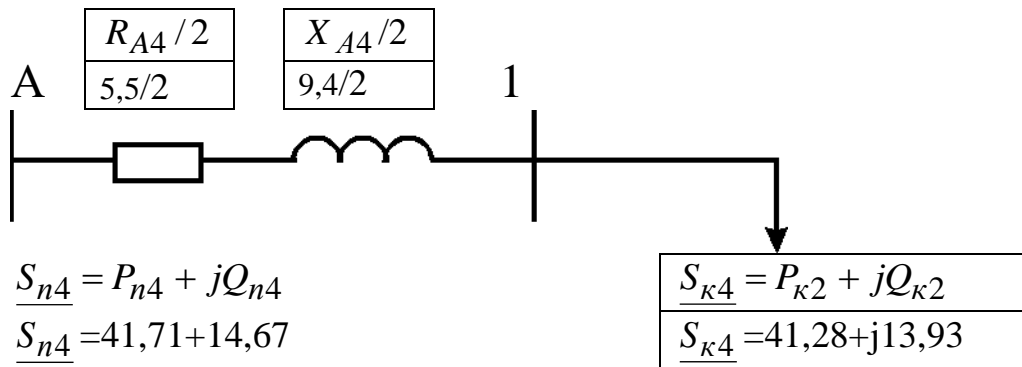


Рисунок 5.5г – Схема заміщення ділянки А-4 з початковими і кінцевими навантаженнями

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 $U_n = 35$ кВ $U_{дж}$ приймається 38,5 кВ; для мережі з $U_n = 110$ кВ $U_A = 115$ кВ.

Приймаємо $U_A = 115$ кВ.

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

$$\Delta U_{A1} = \frac{P_n \cdot \frac{R_{A1}}{n} + Q_n \cdot \frac{X_{A1}}{n}}{U_{дж}} = \frac{(27,45 \cdot 6,7/2 + 9,40 \cdot 9,5/2)}{115} = 1,19 \text{ кВ}. \quad (5.25)$$

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

$$U_1 = U_{дж} - \Delta U_{A1} = 115 - 1,19 = 113,8. \quad (5.26)$$

РОЗДІЛ 6

ОХОРОНА ПРАЦІ

6.1 Роботи на струмовідних частинах електроустановок і повітряних ліній електропередавання під наведеною напругою

До робіт на струмовідних частинах електроустановок під наведеною напругою мають допускатись особи, які пройшли спеціальне навчання методам безпечного виконання таких робіт, з перевіркою знань, записом у посвідченні про надання права на їх проведення.

Члени бригади (за винятком водіїв машин та механізмів) повинні мати групу з електробезпеки не нижче III.

6.1.2. Працівники, які обслуговують електроустановки і ПЛ, повинні знати перелік ПЛ та лінійного обладнання електростанцій та підстанцій, що перебувають під наведеною напругою після їх вимкнення.

6.1.3. Із числа ПЛ, що перебувають під наведеною напругою, слід визначити вимірюваннями або розрахунками лінії, під час вимкнення і заземлення яких по кінцях (в РУ) і на місці виконання робіт на заземлювачі залишається потенціал наведеної напруги понад 42В за найбільшого робочого струму діючих ПЛ. В подальшому вимірювання або розрахунки слід виконувати під час зміни режиму, схеми мережі.

6.1.4. Під час роботи в зоні слабкої дії наведеної напруги лінія має бути заземленою в РУ електростанції і підстанції.

6.1.5. Роботи в зоні сильної дії наведеної напруги слід виконувати без заземлення ПЛ в РУ електростанцій і підстанцій. Виняток становлять роботи, які виконують:

					ДБ 141.19да.007. ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		85

встановленням базового заземлення на ділянці виконання робіт. Під час роботи на ділянці сумісного проходження ПЛ базове заземлення треба встановлювати не далі як за 1 км від робочого місця, а на ділянці одиночного проходження лінії – його можна розташувати довільно в межах цієї ділянки. Не допускається встановлювати базове заземлення на опорі, на якій виконуються роботи.

6.1.10. Встановлення та зняття базового заземлення виконується із заземлюванням проводів всіх фаз на контур заземлення опори, а в випадку відсутності такого контуру – на груповий заземлювач. Залежно від місцевих умов допускається встановлювати та знімати базове заземлення без заземлення ПЛ в РУ електростанції (підстанції) із записом в оперативному журналі або тимчасовим заземленням ПЛ в цих РУ. Встановлення та зняття базового заземлення має виконувати керівник робіт з двома членами бригади з групами IV і III.

В рядку “Окремі вказівки” наряду необхідно вказати розрахункові рівні наведеної напруги до встановлення базового заземлення та після підготовки робочого місця.

Базове заземлення встановлюється перед початком підготовчих робіт і знімається після повного закінчення робіт та зняття робочих заземлень.

6.1.11. В зоні сильної дії наведеної напруги, під час сумісного проходження ПЛ, роботи треба виконувати на одній або двох суміжних опорах та прольоті між ними. В разі сумісного проходження ПЛ в зоні сильної дії наведеної напруги допускається одночасне проведення робіт кількома бригадами, коли довжина ділянки робіт не перевищує 2 км, за умови виконання вимог пункту 6.1.61 цих Правил.

За необхідності перевищення зазначеної довжини ділянки робіт, ПЛ має бути поділена на електрично не зв'язані між собою ділянки зі встановленням на кожній з них базового заземлення.

					ДБ 141.19да.007. ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		87

Під час виконання таких робіт на ділянці одиночного проходження лінії, а також усіх видів робіт в зоні слабкої дії наведеної напруги довжина ділянки, на якій провадяться роботи, не обмежується.

Суміщення робіт в зоні сильної дії наведеної напруги на ділянках сумісного та одиночного проходження допускається тільки за умови розділення лінії на електрично незв'язані ділянки.

6.1.12. В разі проходження ПЛ на ділянці одиночного прямування на території різних підприємств на кожній ділянці робіт повинне встановлюватися своє базове заземлення.

6.1.13. Перед початком робіт під наведеною напругою мають бути вирівняні потенціали проводу, опор та їх елементів, монтажних канатів, машин і механізмів через заземлення їх на загальний заземлювач. У цьому випадку провід слід заземлювати в останню чергу – після монтажу такелажної схеми на землі та її заземлення. Розбирати такелажну схему необхідно у зворотній послідовності.

6.1.14. Роботи, пов'язані з дотиком до проводу, опущеного на землю, мають проводитися із застосуванням електрозахисних засобів або з металевого майданчика, який з'єднаний з проводом для вирівнювання потенціалів. Забороняється входити на майданчик або сходити з нього, а також подавати металеві предмети, стоячи на землі без діелектричного взуття.

6.1.15. Перед тим як розрізати провід, його необхідно заземлити з обох боків від місця розриву на контур заземлення опори або, під час виконання таких робіт в прольоті – на загальний груповий заземлювач, на який мають заземлюватись також монтажні канати, машини та механізми.

6.1.16. Під час наближення до заземлювача на відстань менше 3 м для захисту від напруги кроку після заземлення проводу на місці робіт необхідно взувати діелектричне взуття.

6.1.17. Під час монтажу та заміни проводів під наведеною напругою всі роботи, пов'язані з дотиком до проводу, машин та механізмів, мають

виконуватися із заземленням їх на місці робіт та застосуванням електрозахисних засобів. Перед розкочуванням заземлювати провід безпосередньо біля барабану не вимагається.

6.1.18. Підіймання та опускання проводу має проводитись із заземленням його на кожній опорі, де здійснюється монтаж, за умови, що довжина ділянки не перевищує 2 км. Натягування та візування проводу треба виконувати із заземленням його на анкерній опорі, через яку здійснюється натягування.

6.1.19. Перекладання проводу із розкочувальних роликів в затискачі має виконуватись після заземлення його на місці робіт або на сусідній опорі. Для проводу, який лежить на металевих роликах або у підтримувальних затискачах, достатньо заземлити їх на контур заземлення опори, а за наявності природного контакту між ними встановлення додаткового заземлення на місці робіт не вимагається.

Суміжний анкерний проліт, в якому перекладання проводу вже закінчено, слід вважати таким, що перебуває під напругою.

6.1.20. До роботи зі з'єднання проводів в петлях анкерних опор ПЛ 110 кВ і вище їх слід закріплювати за проводи або за натяжні ізолювальні підвіски (але не ближче, ніж за четвертий ізолятор від траверси), а на ПЛ 35 кВ і нижче – тільки за проводи.

6.1.21. Починати з'єднувати проводи у прольоті анкерних опор можна тільки після повного припинення робіт в суміжних анкерних прольотах і зняття з них всіх заземлень. Лінія має бути заземлена в одному місці – на анкерній опорі, де провадяться роботи, із заземленням кінців з'єднувальних

проводів на контур заземлення опори. Перед установленням заземлень треба дотримуватись підвищеної обережності і не наближатись до незаземлених проводів через наявність на них наведеного електростатичного потенціалу.

6.1.22. Роботи на обладнанні електростанцій і підстанцій, яке перебуває під наведеною напругою, необхідно виконувати із встановленням на спуски

проводів з боку ПЛ по одному переносному заземленню або з вмиканням заземлювальних ножів на обхідному роз'єднувачі, якщо на ньому не виконуються роботи. Встановлення та зняття переносних заземлень необхідно виконувати за умови ввімкнення заземлювальних ножів у бік лінії.

6.1.23. Під час роботи в електроустановках під наведеною напругою із застосуванням телескопічних вишок та гідропідйомників робочий майданчик має бути з'єднаний із заземленим на місці робіт проводом-перемичкою з гнучкого мідного проводу за допомогою спеціальної штанги, а сам механізм має бути заземлений на загальний з проводом заземлювач. Перетин перемички та заземлювального провідника має бути не менше 25 мм². Механізми повинні мати інвентарні заземлювачі, на робочих майданчиках мають бути позначені місця для приєднання перемичок, які мають бути ретельно очищені від фарби, іржі та забруднення.

6.2 Протипожежні вимоги до улаштування та експлуатації електроустановок.

Велика кількість пожеж виникає внаслідок несправності та порушень правил експлуатації електротехнічних, електронагрівальних приладів, пристроїв та устаткування. В більшості такі пожежі виникають як результат коротких замикань в електричних ланцюгах; перегріву та загорання речовин і матеріалів, розташованих у безпосередній близькості від нагрітого електроустаткування; струмових перевантажень проводів та електричних машин; великих перехідних опорів тощо.

Електроустановки повинні відповідати вимогам ПУЕ, ПБЕ, Правил безпечної експлуатації електроустановок споживачів, Правил технічної експлуатації електроустановок споживачів, ППБУ та інших нормативних документів, затверджених у встановленому порядку.

					ДБ 141.19да.007. ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		90

Керівник (власник) зобов'язаний забезпечити своєчасне технічне обслуговування та належну експлуатацію електроустановок.

Особа, призначена відповідальною за їх протипожежний стан, зобов'язана:

- організовувати і проводити профілактичний огляд та планово - попереджувальні ремонти електрообладнання і електромереж, а також своєчасне усунення порушень, які можуть призвести до пожежі;
- забезпечувати правильність застосування електрообладнання, кабелів, електропроводок залежно від класу пожеж - та вибухонебезпечних зон і умов навколишнього середовища, а також справний стан апаратів захисту від перевантажень тощо;
- організовувати навчання та інструктажі чергового персоналу з питань пожежної безпеки під час експлуатації електроустановок.

Електродвигуни, світильники, проводи та розподільні пристрої треба регулярно, не рідше одного разу на місяць, а в зачинених приміщеннях - щотижня, очищати від пилу.

З метою запобігання виникнення пожежі не дозволяється:

- проходження зовнішніх електропроводок над горючими покрівлями, штабелями лісу і т.п.;
- прокладення електричних проводів і кабелів транзитом через складські приміщення, пожежонебезпечні та вибухо - небезпечні зони;
- експлуатації електропроводів з пошкодженою або зношеною ізоляцією;
- застосування саморобних подовжувачів, саморобного електронагрівального обладнання;
- користування пошкодженими електровиробами (розетками, вимикачами і т. п.);
- застосування в пожежно небезпечних загонах світильників з лампами розжарювання без захисного суцільного скла (ковпаків);

					ДБ 141.19да.007. ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докum.	Підпис	Дата		91

При виборі електричного обладнання для встановлення у вибухопожежонебезпечних зонах беруть до уваги категорію і групу вибухонебезпечної суміші. У вибухопожежонебезпечних зонах використовується електрообладнання закритого типу. Вся електропроводка повинна мати подвійну ізоляцію.

Пускову апаратуру, магнітні пускачі для вибухонебезпечних зон класів В-0, В-І, В-20, В-21 необхідно виносити за їхні межі.

Електропроводку у вибухонебезпечних приміщеннях необхідно прокладати у сталевих трубах (може використовуватись броньований кабель). Світильники для цих класів приміщень також мусять бути вибухозахищеними.

Переносні споживачі електроенергії обладнують гнучким кабелем з мідними жилами з урахуванням їх захисту від можливих пошкоджень.

Заборонено використовувати у пожежовибухонебезпечних приміщеннях, архівах, музеях, інших аналогічних об'єктах електронагрівальні прилади.

Категорії вибухопожежної небезпеки приміщень, відповідні класи їх мають позначатися на спеціальних табличках, які розміщують на вхідних дверях.

					ДБ 141.19да.007. ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		93

ВИСНОВКИ

У роботі бакалавра виконано аналіз роботи електричної мережі з метою вибору трансформаторів і перевірка їх в режимі максимального навантаження.

У процесі роботи виконано наступне:

1. 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.

2. 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.

3. Встановлено, що серед конфігурацій побудови електричної мережі, обрано найбільш раціональну за допустимими втратам напруги, а також за технічними показниками мережі.

4. Розглянуто конструкцію трансформатора та з'ясовано що режим навантаження суттєво впливає на знос ізоляції трансформатора та, таким чином, на термін його експлуатації. Перевантаження трансформатора суттєво зменшує термін його експлуатації

5. В бакалаврській роботі виконано уточнені розрахунки режиму максимального навантаження мережі. Розрахунками доведено, що у режимі зимового максимуму навантаження на кожній ПС необхідно залишати в роботі обидва трансформатора;

Розроблена система електропостачання є досить універсальною та відповідає технічним умовам, виданими енергопостачальною організацією та вимогами ПУЕ.

					ДБ 141.19да.007. ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		94

СПИСОК ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок Х.: Вид5во «Форт», 2017. – 760 с.
2. Мілих В. І. Електропостачання промислових підприємств : Підручник для студентів електромеханічних спеціальностей / В. І. Мілих, Т. П. Павленко. – Харків : ФОП Панов А. М., 2016. – 272 с.
3. Бурбело М. Й. Системи електропостачання. Елементи теорії та приклади розрахунків [навч. посібник] / М. Й. Бурбело, О. О. Бірюков, Л. М. Мельничук. – Вінниця : ВНТУ, 2011. – 204 с.
4. Василега П. О. Електропостачання [навч. посібн.] / П. О. Василега. – Суми: ВТД «Університетська книга», 2008. – 415с.
5. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання / [Орлович А.Ю., Плєшков П.Г., Козловський О.А., Співак О.В., Котиш А.І., Величко Т.В.]; М-во освіти і науки України, Центральноукр. нац. техн. ун-т. – Кропивницький : Видавець Лисенко В.Ф., 2019. – 272 с.
6. Лук'яненко Ю. В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні [навч. посібник] / Ю. В. Лук'яненко., Ж. І. Остапчук, В. В. Кулик. – Вінниця: ВДТУ, 2002. – 116 с.
7. Шестеренко В. С. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств [Підручн.] / В. С. Шестеренко. – Вінниця: Нова Книга, 2004. – 656с.
8. Коменда Т. І. Електропостачальні системи та їх проектування . Коспект лекцій для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / уклад. Т. І. Коменда., Н. В. Коменда. – Луцьк: Луцький НТУ, 2016. – 190 с.

					ДБ 141.19да.007. ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		95

9. Маліновський А. А., Хохулін Б. К. Основи електроенергетики та електропостачання. Підручник. Друге видання, перероблене і доповнене. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2009. 436

10. Трансформатори силові. Типова інструкція з експлуатації: СОУ 40.1521677681507:2009 / М-во палива та енергетики України. – Офіц. вид. – К.: ГРІФРЕ: М5во палива та енергетики України, 2009. – 111 с.

11. Кучанський В.В. Заходи та технічні засоби підвищення ефективності режимів роботи магістральних електричних мереж : монографія / В.В. Кучанський, Д.О. Малахатка. — Вінниця : ГО «Європейська наукова платформа», 2021. — 120 с.

12. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів. Наказ Мінпаливенерго від 25.07.2006 р. №258 – Київ.: 2006. – 181 с.

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

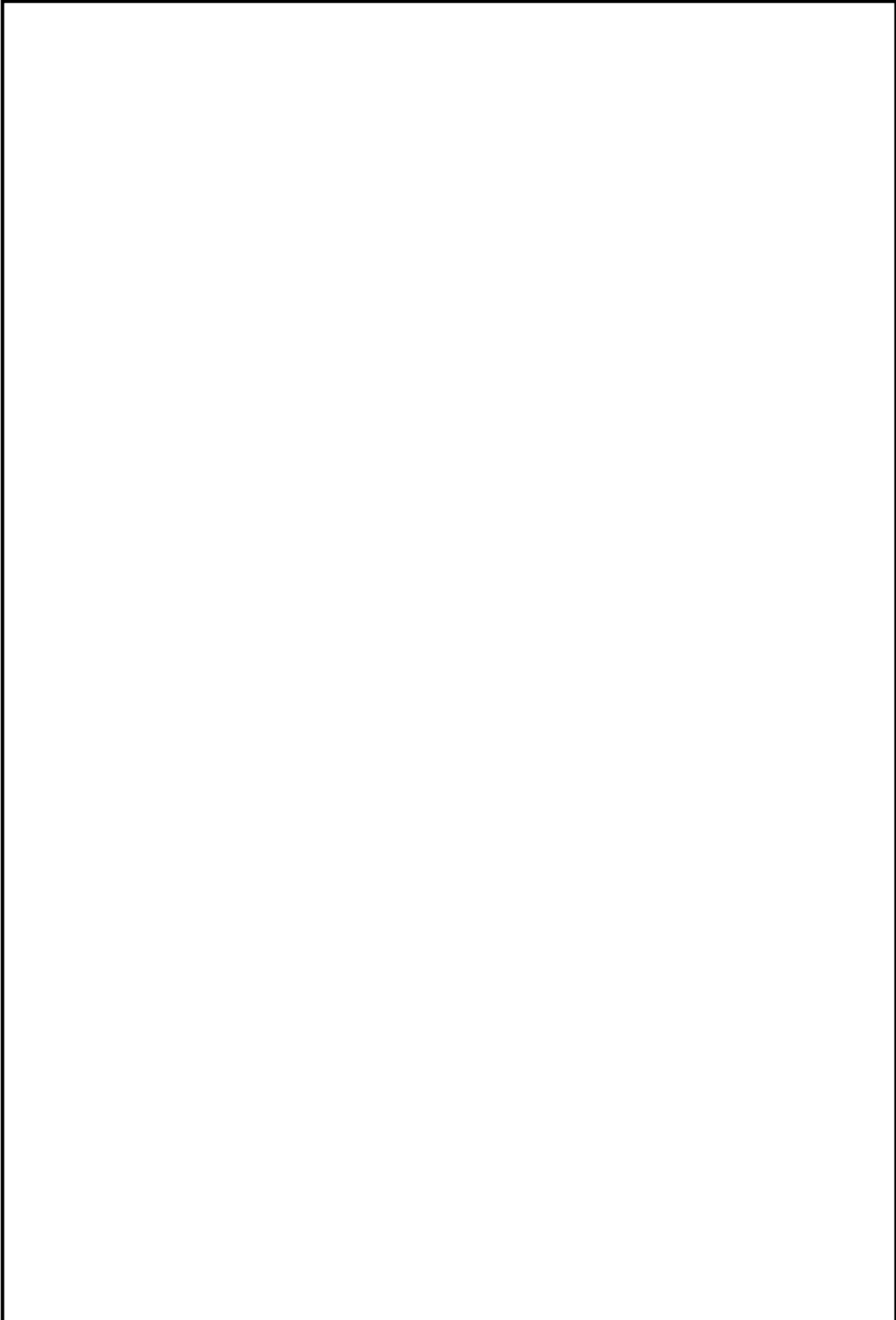
14. Грибан В. Г. Охорона праці. [навч. посібник 2-е вид] / В. Г. Грибан, О. В. Негодченко. – К.: Центр учбової літератури, 2011. – 280 с.

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

16. 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.

17. 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.

						ДБ 141.19да.007. ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата			96



					ДБ 141.19да.007. ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		97

