

**СХІДНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ ВОЛОДИМИРА ДАЛЯ**

Факультет інженерії

Кафедра електричної інженерії

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

**до дипломного проекту
ступінь вищої освіти бакалавр**

галузі знань 14 електрична інженерія

спеціальності 141 електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

на тему Розрахунок технічних показників електричної мережі, що живить район з промислово- сільськогосподарським виробництвом

Виконав: студент групи ЕЕ-19дб

Козакевич Д. В.

(підпис)

Керівник доц. Руднєв Є. С.

(підпис)

Завідувач кафедри

доц. Руднєв Є. С.

(підпис)

Київ 2023

Східноукраїнський національний університет імені Володимира Даля

(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет Інженерії

Кафедра Електричної інженерії

Ступінь вищої освіти бакалавр

Галузь знань 14 Електрична інженерія
(шифр і назва)

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

завідувач кафедри ЕІ

доц. Руднев Є. С.

" ____ " _____ 2023 року

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

Козакевичу Данилові Валерійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту Розрахунок технічних показників електричної мережі, що
живить район з промислово- сільськогосподарським виробництвом

керівник проекту Руднев Євген Сергійович 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 данні до проекту.

3.1. Географічне розташування джерела і вузлів навантаження на плані місцевості. Координати (X, Y) джерела живлення і пунктів споживання електроенергії щодо умовного початку координат. Джерелом живлення є електростанція з розподільними пристроями напругою 35-150 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
125	175	115	211	144	216	138	248	103	164

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	5	0,795	3	0,810	6	0,81	3	0,81	

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

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

Найменування вузла	Галузь	Вторинна номінальна напруга $U_{нн}$, кВ	Категорія надійності	Район по ожеледі
1	Сільське господарство	6	II	I
2	Сільське господарство	10	II	
3	Машинобудування	6	I	
4	Машинобудування	10	I	

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

4.1. Розробка варіантів схем електропостачання вузлів навантаження і вибір найбільш економічного за умовами мінімуму зведених затрат.

4.2. Вибір раціонального рівня напруги у схемі електропостачання.

4.3. Розрахунок режимів максимального навантаження і післяаварійних.

4.4. Регулювання напруги у мережі.

5. Перелік графічного матеріалу – згідно до завдання.

6. Консультанти розділів проекту

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Спецрозділи	доц. Руднєв Є. С.		
Охорона праці	доц. Руднєв Є. С.		

7. Календарний план виконання проекту

№	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів проекту
1	ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ. Коротка характеристика споживачів району. Визначення сумарного розрахункового навантаження району. Обґрунтування необхідності і вибір місця спорудження вузлової підстанції. Розробка варіантів схем електропостачання споживачів район.	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	РОЗРАХУНОК ОСНОВНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ. Режим максимального навантаження. Післяаварійний режим.	V тиждень
5	Охорона праці	VI тиждень
6	Графічна частина	VI тиждень
7	Оформлення проекту	VII тиждень

Студент **Козакевич Д. В.** (підпис)

Керівник проекту **доц. Руднєв Є. С.** (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.

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

ABSTRACT

Pages – 97; Drawings –29; Tables – 16; Sources – 17.

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.

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

					РБ 141.19дб.002 ПЗ			
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Козакевич				Розрахунок технічних показників електричної мережі	Літ.	Лист	Листів
Перевір.	Рвднєв						5	
Реценз.						СНУ ім. Даля, каф. ЕІ		
Н. Контр.								
Затверд.	Рвднєв							

ЗМІСТ

		Стор.
	ВСТУП.....	7
1.	ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	12
1.1.	Коротка характеристика споживачів району.....	12
1.2.	Визначення сумарного розрахункового навантаження району.....	13
1.3.	Обґрунтування необхідності і вибір місця спорудження вузлової підстанції.....	14
1.4.	Розробка варіантів схем електропостачання споживачів району.....	19
2.	РОЗРАХУНОК ТЕХНІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ.....	26
2.1.	Наближений розрахунок потужностей і вибір номінальної напруги	26
2.2.	Розрахунок перерізів проводів.....	33
2.3.	Перевірка проводів за умов нагрівання.....	37
2.4.	Розрахунок параметрів ліній.....	40
2.5.	Перевірка схем за допустимою втратою напруги.....	41
2.6.	Вибір трансформаторів на підстанціях споживачів.....	44
2.7.	Розрахунок втрат потужності і електроенергії.....	49
3.	КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ.....	55
3.1.	Актуальність застосування конденсаторних батарей.....	55
3.2.	Проблема компенсації реактивної потужності.....	57
3.3.	Способи компенсації реактивної потужності.....	60
3.4.	Способи компенсації реактивної потужності.....	65
3.5.	Способи компенсації реактивної потужності.....	67
4.	РОЗРАХУНОК РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНОГО НАВАНТАЖЕННЯ	72
5.	ОХОРОНА ПРАЦІ.....	88
5.1	Встановлення заземлень. Загальні вимоги	88
5.2	Встановлення заземлень в електроустановках підстанцій і в розподільчих устаткуваннях	89
5.3	Пожежна безпека при експлуатації трансформаторів, автотрансформаторів, компенсуювальних реакторів.....	91
	ВИСНОВКИ	95
	СПИСОК ЛІТЕРАТУРНИХ ПОСИЛАНЬ	96

ВСТУП

Електропостачанням називається забезпечення споживачів електричною енергією.

Сукупність електроустановок, що призначені для забезпечення споживачів електричною енергією, називається *електропостачальною системою*.

Електропостачальною системою напругою до 1000 В називається електропостачальна система, елементи якої розраховано на роботу з напругою до 1000 В.

Електропостачальною системою напругою понад 1000 В називається електропостачальна система, елементи якої розраховано на роботу з напругою понад 1000 В.

Електропостачальною системою з глибоким вводом називається електропостачальна система, у якій напруга 35 кВ і вище якомога ближче підводиться до споживача.

Централізованою електропостачальною системою називається електропостачальна система, джерелом енергії якої є енергетична система.

Енергетичною системою (енергосистемою) називається сукупність електростанцій, електричних і теплових мереж що з'єднані між собою і зв'язані спільністю режимів у безперервному процесі виробництва, перетворення і розподілу електричної енергії і теплоти при загальному керуванні цим процесом.

Електричною частиною енергосистеми називається сукупність електроустановок електричних станцій і електричних мереж енергосистеми.

Електроенергетичною системою називається електрична частина енергосистеми і споживачі електричної енергії, що від неї живляться, які

					РБ 141.19дб.002 ПЗ	Лист
						7
Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		

об'єднані спільністю процесів виробництва, перетворення, розподілу і споживання електричної енергії.

Електроустановками називається сукупність машин, апаратів, ліній і допоміжного обладнання, призначених для виробництва, перетворення, трансформації, передачі, розподілу електричної енергії і перетворення її на інший вид енергії. Згідно з ПУЕ електроустановки за умовами електробезпеки поділяються на електроустановки до 1 кВ і електроустановки понад 1 кВ.

Відкритими, або зовнішніми, електроустановками називають електроустановки, що незахищені приміщенням від атмосферних впливів. Електроустановки, які захищені лише навісом, огорожею із сітки і т.п. визначаються як зовнішні.

Закритими, або внутрішніми, електроустановками називаються електроустановки, які розміщені в середині будівлі, що захищає їх від атмосферних впливів.

Електроприміщенням називають приміщення або відгороджені, наприклад, сітками, частини приміщення, що доступні лише для кваліфікованого обслуговуючого персоналу, в яких розміщені електроустановки.

Електричною мережею називається сукупність електроустановок для пересилання і розподілу електричної енергії, що складається з підстанцій, розподільних пристроїв, струмопроводів, повітряних і кабельних ліній електропередачі, що працюють на певній території.

Низьковольтною електричною мережею називається сукупність електроустановок номінальною напругою до 1000 В, призначених для пересилання та (чи) розподілу електричної енергії.

Приймачем електричної енергії (електроприймачем) називається електричний апарат, агрегат, механізм, що призначений для перетворення електричної енергії на інший вид енергії.

					РБ 141.19дб.002 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		8

Незалежним джерелом живлення електроприймача або групи електроприймачів називається джерело живлення, на якому зберігається напруга в межах» що регламентуються ПУЭ для пі- сляаварійного режиму, при зникненні його на іншому або інших джерелах живлення цих електроприймачів.

До числа незалежних джерел живлення ПУЭ відносить дві секції або систему шин однієї або двох електростанцій і підстанцій при одночасному дотриманні таких двох умов:

- кожна із секцій або систем шин, у свою чергу, може мати живлення від незалежного джерела живлення;
- секції (система) шин не зв'язані між собою або мають зв'язок, що автоматично вимикається при порушенні нормальної роботи однієї із секцій (систем) шин.

Лінією електропередачі (ЛЕП) називається елемент електропостачальної системи, призначений для пересилання та розподілу електричної енергії без зміни її параметрів.

ЛЕП поділяються на:

- *повітряні*, у яких електрична енергія пересилається по проводах, що підтримуються над землею за допомогою опор та ізоляторів;
- *кабельні*, що виконуються одним або кількома кабелями, прокладеними безпосередньо в землі, у кабельних каналах, трубах, на кабельних конструкціях, а також у воді чи відкрито;
- *повітрянокабельні*, що виконані повітряним кабелем - електротехнічною конструкцією, яка складається із скручених між собою ізольованих струмопровідних жил у загальній оболонці чи без неї або яка має додатково линву в середині цієї оболонки або поза нею, чи разом в одному пучку з ізольованими струмопровідними жилами, скрученими відносно линви. Повітряні кабелі підвішуються на опорах полегшеного типу.

					РБ 141.19дб.002 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		9

ПУЕ [1] встановлює терміни та визначення стосовно енергосистем електропостачання загального призначення:

- *електропостачальною системою загального призначення* називається сукупність електроустановок та електричних пристроїв енергопостачальної організації, призначених для забезпечення електричною енергією споживачів (приймачів електричної енергії);
- *електричною мережею загального призначення* називається електрична мережа енергопостачальної організації, призначена для пересилання електричної енергії різним споживачам (приймачам) електричної енергії;
- *споживачем електричної енергії* називається юридична або фізична особа, що здійснює використання електричної енергії.
- Основними складовими частинами електропостачальної системи є: електростанції, підвищувальні та понижувальні підстанції, розподільні мережі.

На *електростанції* електроенергія виробляється на генераторній напрузі 10 кВ. Незначна частина цієї енергії використовується споживачами власних потреб електростанцій, як високовольтними, так і низьковольтними.

Понижувальна трансформаторна підстанція власних потреб, що встановлена на електростанції, забезпечує пониження генераторної напруги до номінального значення напруги низьковольтних споживачів власних потреб. Високовольтні споживачі власних потреб отримують живлення на генераторній напрузі. Можливі випадки, коли електроенергія на генераторній напрузі пересилається безпосередньо і стороннім споживачам, що знаходяться неподалік від електростанції.

Більша ж частина електроенергії, що виробляється на електростанції, після трансформації на *підвищувальних підстанціях* передається на напрузі 110 кВ в енергосистему.

Районні понижувальні підстанції забезпечують трансформацію напруги з 110 кВ до 10 і 35 кВ та розподіл електроенергії між населеними пунктами, міськими та сільськими районами, підприємствами тощо.

					РБ 141.19дб.002 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		10

Понижувальні підстанції населених пунктів, міських та сільських районів, підприємств і т.п. забезпечують зниження напруги до номінальних значень як окремих високовольтних та низьковольтних приймачів, так і груп приймачів і (чи) споживачів електричної енергії.

Розподільні мережі забезпечують розподіл та пересилання електричної енергії до окремих приймачів та електроспоживачів.

					РБ 141.19дб.002 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		11

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

$$S_1 = \frac{P_1}{\cos\varphi_1} = 5/0,795 = 6,3. \quad (1.1)$$

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

$$Q_1 = \sqrt{S_1^2 - P_1^2} = (6,3^2 - 5^2)^{0,5} = 3,8. \quad (1.2)$$

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

Таблиця 1.1 – Відомості про вузли навантаження

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

$$\sum_{i=1}^n P_i = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 = 5 + 3 + 6 + 3 = 17,00. \quad (1.3)$$

Розраховується сума реактивних максимальних навантажень, МВАр:

$$\sum_{i=1}^n Q_i = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 = 3,8 + 2,2 + 4,3 + 2,2 = 12,50. \quad (1.4)$$

Повне максимальне навантаження району, МВА

$$S_{\Sigma} = \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n P_i\right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n Q_i\right)^2} = (17,00^2 + 12,50^2)^{0,5} = 21,10. \quad (1.5)$$

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:

$$\Delta P = 0,03 \cdot \sum_{i=1}^n P_i + 0,02 \cdot S_{\Sigma} = 0,03 \cdot 17,00 + 0,02 \cdot 21,10 = 0,93. \quad (1.6)$$

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

					РБ 141.19дб.002 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		13

$$\Delta Q = 0,05 \cdot \sum_{i=1}^n Q_i + 0,1 \cdot S_{\Sigma} = 0,05 \cdot 12,50 + 0,1 \cdot 21,10 = 2,74. \quad (1.7)$$

Сумарне активне P_p розрахункове навантаження району, МВт

$$P_p = k_{\text{ум}} \cdot \sum_{i=1}^n P_i + \Delta P = k_{\text{ум}} \cdot P_{\Sigma} + \Delta P = 0,95 \cdot 17,00 + 0,93 = 17,08. \quad (1.8)$$

Сумарні реактивне Q_p розрахункові навантаження району, МВАр

$$Q_p = k_{\text{ум}} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i + \Delta Q = k_{\text{ум}} \cdot Q_{\Sigma} + \Delta Q = 0,95 \cdot 12,50 + 2,74 = 14,62. \quad (1.9)$$

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

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = (17,08^2 + 14,62^2)^{0,5} = 22,48. \quad (1.10)$$

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 :

					РБ 141.19дб.002 ПЗ	Лист
						14
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.

					РБ 141.19дб.002 ПЗ	Лист
						15
Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.2 – Розрахунок місця розташування ВП

Найменуван. 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	5	115	575	211	1055	13	65
2	3	144	432	216	648	18	54
3	6	138	828	248	1488	33	198
4	3	103	309	164	492	58	174
Разом	17,00	-	2144	-	3683	-	491

Координати центра електричних навантажень (ЦН) X_0 і Y_0 :

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot X_i}{\sum_{i=1}^m P_i} = 2144/17,00 = 126 \text{ мм.} \quad (1.13)$$

$$Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^m P_i} = 3683/17,00 = 217 \text{ мм.} \quad (1.14)$$

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)	125	175
Пункт споживання №1, (X_1, Y_1)	115	211
Пункт споживання №2, (X_2, Y_2)	144	216
Пункт споживання №3, (X_3, Y_3)	138	248
Пункт споживання №4, (X_4, Y_4)	103	164
Центр електричних навантажень (ЦН), (X_0, Y_0)	126	217

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.

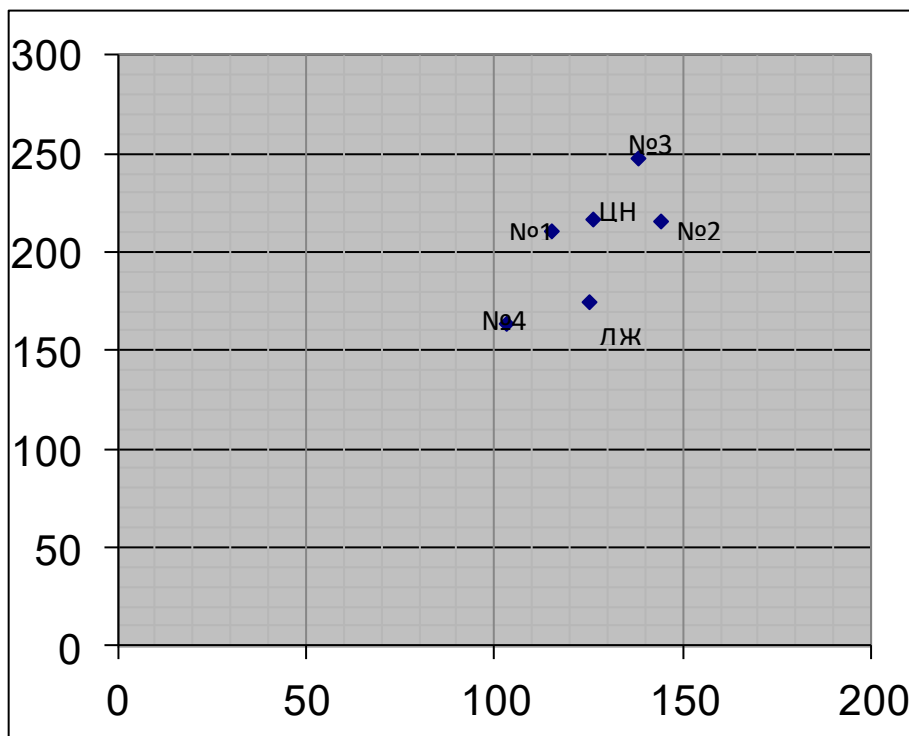


Рисунок 1.1 – План розташування на місцевості споживачів (1-4), джерела електроенергії А(ДЖ) і центра навантаження (ЦН).

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

$$L_{дж-цн} = \sqrt{(X_A - X_0)^2 + (Y_A - Y_0)^2} = ((125-126)^2 + (175-217)^2)^{0.5} = 42. \quad (1.15)$$

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

$$L_{нс1-цн} = \sqrt{(X_1 - X_0)^2 + (Y_1 - Y_0)^2} = ((115-126)^2 + (211-217)^2)^{0.5} = 13. \quad (1.16)$$

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,

$$L_{\text{с.в.}} = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot l_{i-\text{ТЦН}}}{\sum_{i=1}^m P_i} = 491/17,00 = 29. \quad (1.17)$$

Розраховуємо умову (1.1)

$$\frac{L_{\text{ДЖ-ЦН}}}{L_{\text{с.в.}}} = 42/29 = 1,45, \quad (1.18)$$

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

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

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

$$\sqrt{l_{A1}} = \left(\sqrt{(X_A - X_1)^2 + (Y_A - Y_1)^2} \right) \cdot M = [(125-115)^2 + (175-211)^2]^{0,5} \cdot 1 = 37 \text{ км.} \quad (1.19)$$

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}
37	45	74	25	29	44	49	33	66	91

1.4 Розробка варіантів схем електропостачання споживачів району

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

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

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

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

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

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

					РБ 141.19дб.002 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		19

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

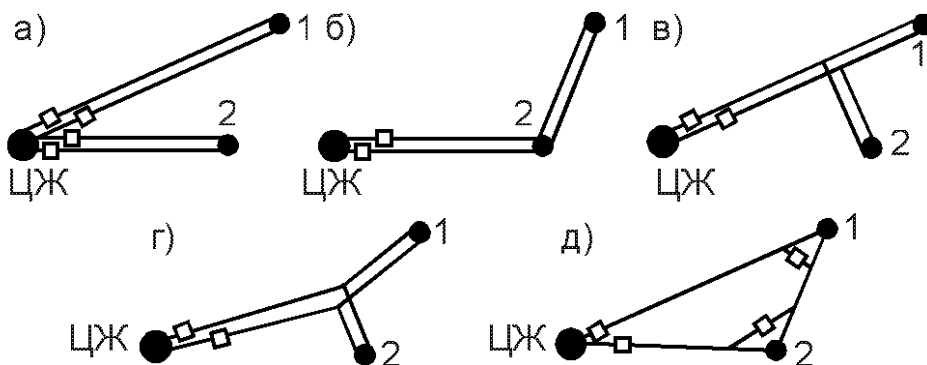


Рисунок 1.2 – Можливі схеми живлення споживачів: радіальна (а), магістральна (б), магістральна з відгалуженням (в), найкоротша (г), кільцева (д)

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

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

із вимикачами в ланцюгах трансформаторів (чи ліній), якщо проєктована мережа знаходиться в IV чи особливому районі по ожеледі;

із 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):

					РБ 141.19дб.002 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		21

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

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,

$$l_{\partial il \partial 1} = 1,1ml_{\partial 1} = 1,1 \cdot 1 \cdot 37 = 40,7.$$

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.

					РБ 141.19дб.002 ПЗ	Лист
						22
Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		

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

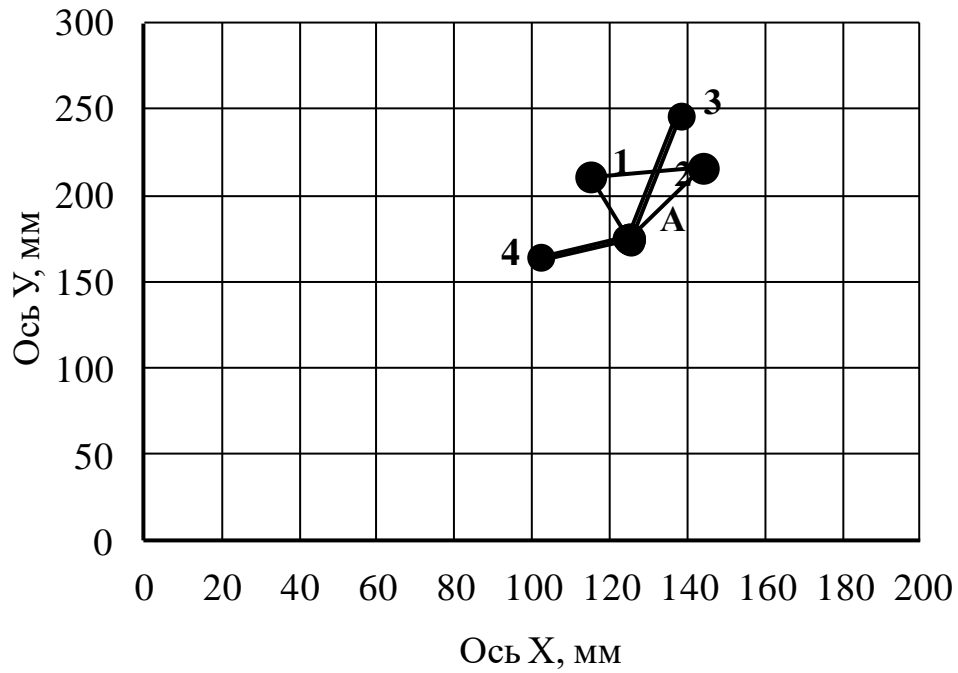


Рисунок 1.3 – варіант “а”

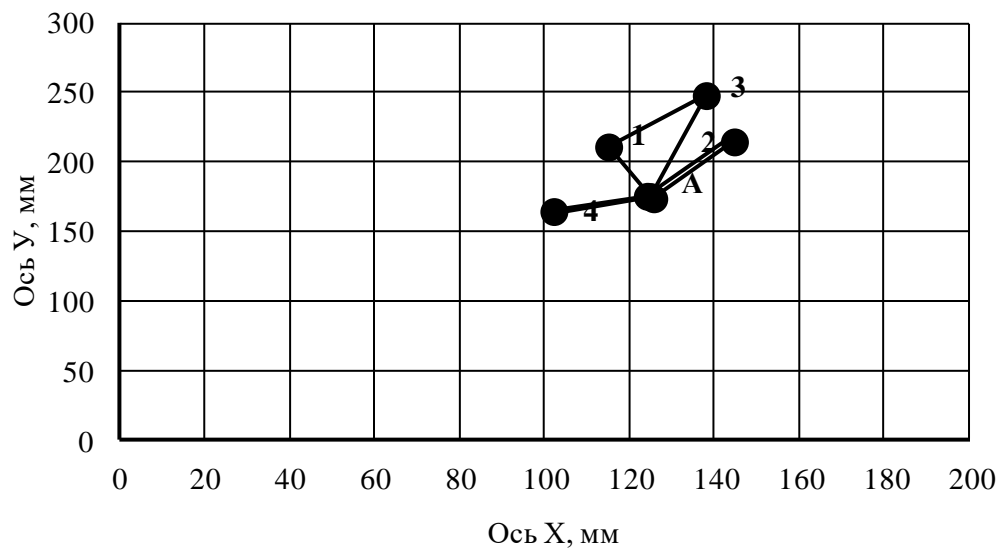


Рисунок 1.4 – варіант “б”

Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата

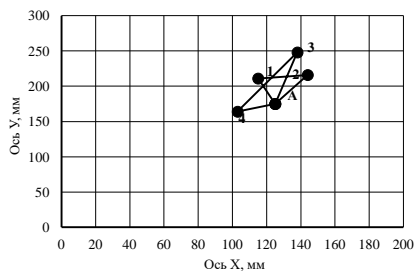


Рисунок 1.5 – варіант “В”

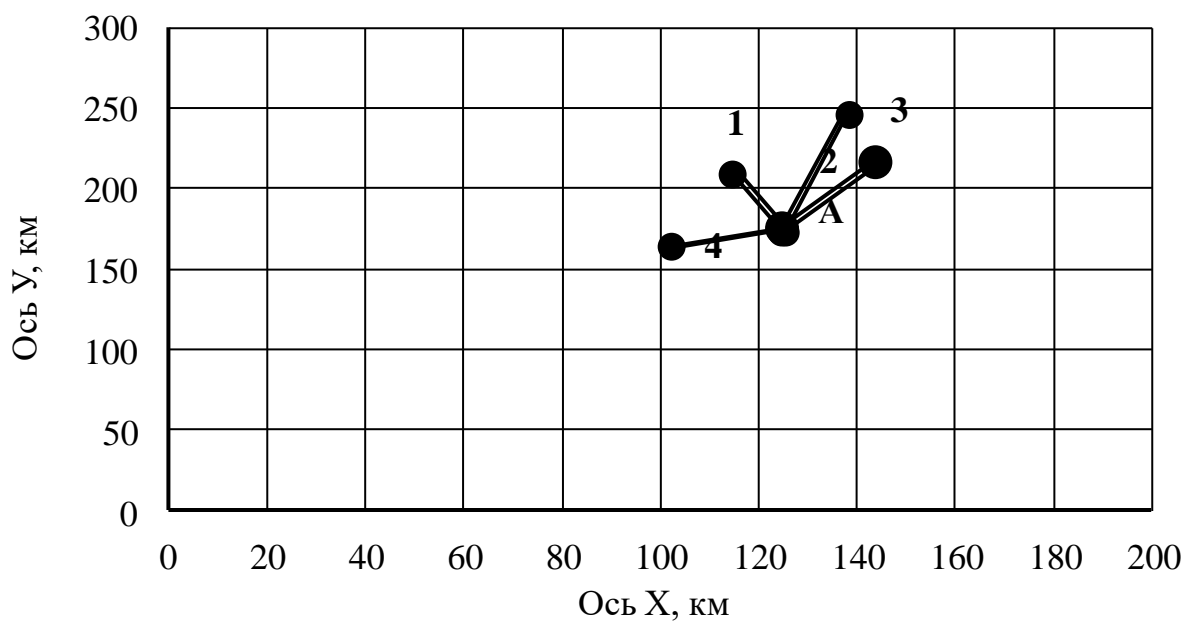


Рисунок 1. – варіант “Г”

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	37	40,7	40,7	296,3	9	323,3
	1-2	1	29	31,9	31,9			
	A-2	1	45	49,5	49,5			
	A-3	1,6	74	81,4	130,2			
	A-4	1,6	25	27,5	44			
“б”	A-1	1	37	40,7	40,7	293,7	9	320,7
	A-3	1	74	81,4	81,4			
	1-3	1	44	48,4	48,4			
	A-4	1,6	25	27,5	44			
	A-2	1,6	45	49,5	79,2			
“в”	A-1	1	37	40,7	40,7	331,1	9	358,1
	1-2	1	29	31,9	31,9			
	A-2	1	45	49,5	49,5			
	A-3	1	74	81,4	81,4			
	3-4	1	91	100,1	100,1			
	A-4	1	25	27,5	27,5			
“г”	A-1	1,6	37	40,7	65,1	318,5	9	345,5
	A-2	1,6	45	49,5	79,2			
	A-3	1,6	74	81,4	130,2			
	A-4	1,6	25	27,5	44			

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.

					РБ 141.19дб.002 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		26

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

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

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

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

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

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

Правильність виконаного розрахунку підтверджується перевіркою балансу потужностей:

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

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

S_i - навантаження i -го вузла споживання.

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

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

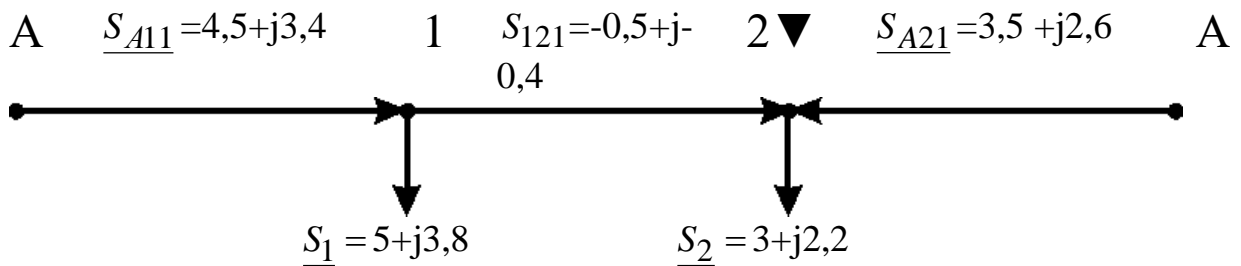


Рисунок 2.1 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-1-2-А (варіант мережі 1)

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

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

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

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

$$\begin{aligned} P_{A11} &= \frac{P_1(l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + P_2 l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = (5 \cdot (31,9 + 49,5) + 3 \cdot 49,5) / \\ &/(40,7 + 31,9 + 49,5) = 4,5 \text{ МВт.} \end{aligned} \quad (2.4)$$

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

$$Q_{A11} = \frac{Q_1(l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + Q_2 l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \frac{(3,8 \cdot (31,9 + 49,5) + 2,2 \cdot 49,5)}{(40,7 + 31,9 + 49,5)} = 3,4. \quad (2.5)$$

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

$$S_{A11} = P_{A11} + jQ_{A11} = (4,5 + j3,4). \quad (2.6)$$

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

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

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

$$P_{A21} = \frac{P_1 \cdot l_{\partial ilA1} + P_2 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \frac{(5 \cdot 40,7 + 3 \cdot (31,9 + 40,7))}{(40,7 + 31,9 + 49,5)} = 3,5, \quad (2.8)$$

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

$$Q_{A21} = \frac{Q_1 \cdot l_{\partial ilA1} + Q_2 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \frac{(3,8 \cdot 40,7 + 2,2 \cdot (31,9 + 40,7))}{(40,7 + 31,9 + 49,5)} = 2,6, \quad (2.9)$$

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

$$S_{A21} = P_{A21} + jQ_{A21} = (3,5 + j2,6) \quad (2.10)$$

Перевірка балансом потужностей.

					РБ 141.19дб.002 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		29

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

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

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

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

Перевірка балансом активних потужностей, МВт,

$$P_{A11} + P_{A21} = 4,5 + 3,5 = 8,0. \quad P_1 + P_2 = 5 + 3 = 8,0. \quad (2.15)$$

Перевірка балансом реактивних потужностей, МВАр,

$$Q_{A1} + Q_{A2} = 3,4 + 2,6 = 6,0. \quad Q_1 + Q_2 = 3,8 + 2,2 = 6,0 \quad (2.16)$$

Потік повної потужності на ділянці 1-2

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

Потік активної потужності на ділянці 1-2, МВт,

$$P_{121} = P_{A11} - P_1 = 4,5 - 5 = -0,5. \quad (2.18)$$

Потік реактивної потужності на ділянці 1-2, МВАр,

$$Q_{121} = Q_{A11} - Q_1 = 3,4 - 3,8 = -0,4. \quad (2.19)$$

Потік повної потужності на ділянці 1-2, МВА,

$$\underline{S}_{121} = P_{121} + jQ_{121} = (-0,5 + j-0,4). \quad (2.20)$$

Повна потужність (потік повної потужності) для радіальної ділянки

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

2.2) і визначається, МВА:

$$\underline{S}_{A31} = \underline{S}_3 = P_{A31} + jQ_{A31} = P_3 + jQ_3 = 6 + j4,3$$

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,

$$\underline{S}_{A41} = \underline{S}_4 = P_{A41} + jQ_{A41} = P_4 + jQ_4 = 3 + j2,2,$$

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

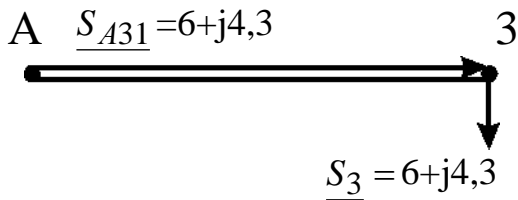


Рисунок 2.2 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-3 (варіант мережі 1)

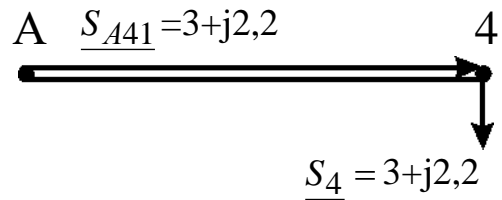


Рисунок 2.3 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-4 (варіант мережі 1)

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,

$$\underline{S}_{A12} = \underline{S}_1 = P_{A12} + jQ_{A12} = P_1 + jQ_1 = 5 + j3,8;$$

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

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

$$\underline{S}_{A22} = \underline{S}_2 = P_{A22} + jQ_{A22} = P_2 + jQ_2 = 3 + j2,2;$$

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

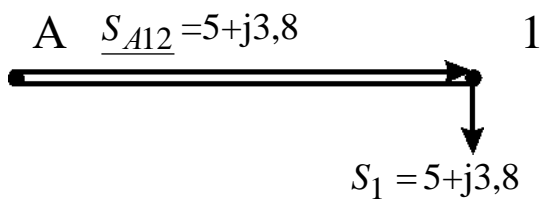


Рисунок 2.4 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-1 (варіант мережі 2)

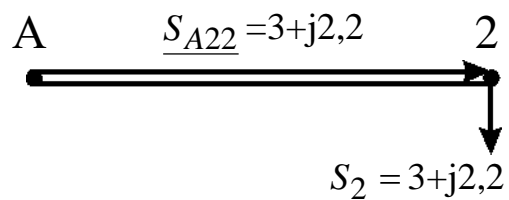


Рисунок 2.5 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-2 (варіант мережі 2)

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

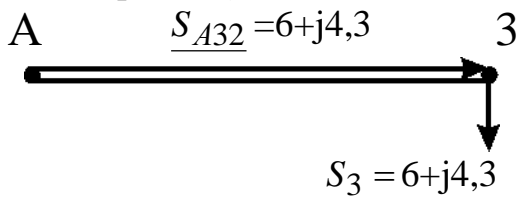


Рисунок 2.6 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-3 (варіант мережі 2)

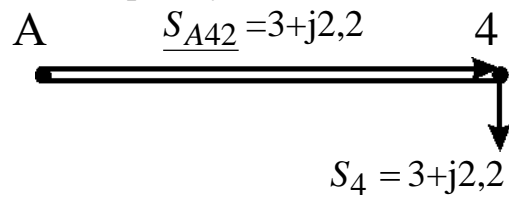


Рисунок 2.7 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-4 (варіант мережі 2)

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

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

напруг (ВП буде знижувально-розподільної). При однакових значеннях номінальних напруг в схемах внутрішнього і зовнішнього електропостачання ВП буде розподільною.

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

Таблиця 2.1 – Вибір номінальної напруги в схемах

Варіант	Ділянка	Довжина ділянки, l_{dil} , км	Активна потужність, що протікає на ділянці P_{dil} , МВт	Кількість ланцюгів на ділянці, n	Величина розрахункової напруги U_p , кВ	Вибрана U_{ndil} кВ
1	A-1	40,7	4,5	1	46	35
	A-2	49,5	3,5	1	45	35
	1-2	31,9	-0,5	1	21	35
	A-3	81,4	6	2	23	35
	A-4	27,5	3	2	49	35
2	A-1	40,7	5	2	31	35
	A-2	49,5	3	2	39	35
	A-3	81,4	6	2	37	35
	A-4	27,5	3	2	49	35

2.2 Розрахунок перерізів проводів

Згідно ПУЕ переріз проводів F , мм², вибирається по економічній щільності струму $j_{ек}$:

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

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

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

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

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

U_n - номінальна напруга на ділянці, кВ;

n - кількість рівнобіжних ланцюгів (ЛЕП) на ділянці.

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

$$S_{A11} = \sqrt{P_{A11}^2 + Q_{A11}^2} = (4,5^2 + 3,4^2)^{1/2} = 5,6$$

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

$$I_{A11} = \frac{S_{A11} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n_{A1}} = 5,6 \cdot 10^3 / (1,73 \cdot 35 \cdot 1) = 92,5;$$

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

Приймаємо економічну щільність струму для алюмінієвого проводу і числа годин $T_m = 5580$ год/рік (вихідні данні проекту)

$$j_{ек} = 1 \text{ А/мм}^2.$$

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

					РБ 141.19дб.002 ПЗ	Лист
						34
Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		

$$F_{A11} = \frac{I_{A11}}{j_{ек}} = 92,5/1 = 93$$

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.

Перевірка марок сталюалюмінієвих проводів по механічній міцності повинна вироблятися з урахуванням області їхнього застосування по ПУЕ в залежності від відношення реальних перетинів алюмінієвої (А) і сталевий (С) частин проводу і товщини стінки ожеледі. Товщина стінки ожеледі приводиться в [1] 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.

					РБ 141.19дб.002 ПЗ	Лист
						35
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, $U_{нділь}$ 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	4,5	3,4	5,6	35	1	92,5	93	АС-95/16	330	0,306	0,421	2,61
	A-2	3,5	2,6	4,4	35	1	72,7	73	АС-95/16	330	0,306	0,421	2,61
	1-2	-0,5	-0,4	0,6	35	1	9,9	10	АС-70/11	265	0,428	0,444	2,55
	A-3	6	4,3	7,4	35	2	61,1	61	АС-70/11	265	0,428	0,444	2,55
	A-4	3	2,2	3,7	35	2	30,6	31	АС-70/11	265	0,428	0,444	2,55
2	A-1	5	3,8	6,3	35	2	52,0	52	АС-70/11	265	0,428	0,444	2,55
	A-2	3	2,2	3,7	35	2	30,6	31	АС-70/11	265	0,428	0,444	2,55
	A-3	6	4,3	7,4	35	2	61,1	61	АС-70/11	265	0,428	0,444	2,55
	A-4	3	2,2	3,7	35	2	30,6	31	АС-70/11	265	0,428	0,444	2,55

2.3 Перевірка проводів за умов нагрівання

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

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

$$I_{ав} < I_{дон} \quad (2.25)$$

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

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

$$P_{авА11} = P_1 + P_2 = 5 + 3 = 8,0.$$

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

$$Q_{авА11} = Q_1 + Q_2 = 3,8 + 2,2 = 6,0.$$

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

$$S_{авА11} = \sqrt{P_{авА11}^2 + Q_{авА11}^2} = (8,0^2 + 6,0^2)^{0,5} = 10,0.$$

					РБ 141.19дб.002 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		37

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

$$I_{авА11} = \frac{S_{А11} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_n} = 10,0 \cdot 10^3 / (1,73 \cdot 35) = 165 \text{ А.}$$

$$I_{авА11} = 165 \text{ А} \leq I_{доп} = 330 \text{ А.}$$

Результати перевірки за нагріванням приводяться в табл. 2.3

Таблиця 2.3 – Перевірка прийнятих марок проводів по нагріванню

Варіант	Ділянка мережі	Активна потужність ділянки, $P_{діл}$, МВт, табл.2.2	Реактивна потужність ділянки, $Q_{діл}$, МВАр, табл.2.2	Повна потужність ділянки, $S_{діл}$, МВА, табл.2.2	Номінальна напруга, U_n , кВ, табл.2.1	Кількість ланцюгів на ділянці, n	Аварійний струм на ділянці, $I_{ав}$, А, формула (2.23) при $n=1$	Допустимий струм, $I_{доп}$, А, табл.2.2
1	А-1	8,0	6,0	10,0	35	1	165	330
	А-2	Обрив	0	0,0	35	1	0	330
	1-2	3	2,2	3,7	35	1	61	265
	А-3	6	4,3	7,4	35	2	61	265
	А-4	3	2,2	3,7	35	2	31	265
2	А-1	5	3,8	6,3	35	2	52	265
	А-2	3	2,2	3,7	35	2	31	265
	А-3	6	4,3	7,4	35	2	61	265
	А-4	3	2,2	3,7	35	2	31	265

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

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

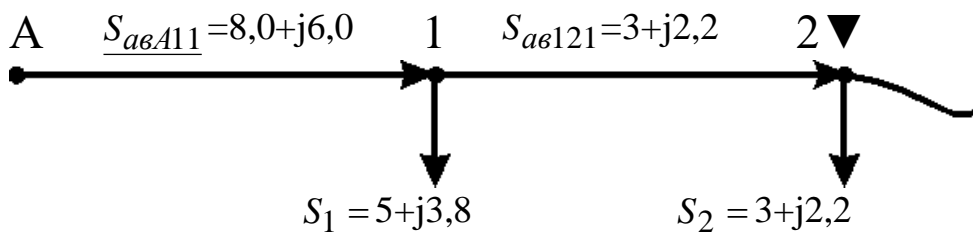


Рисунок 2.8 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-1-2-А (варіант 1) при обриві проводу на ділянці А-2

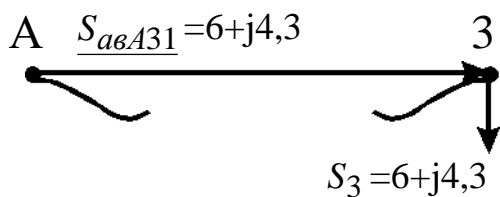


Рисунок 2.9 – Розрахункова- схема для післяаварійного режиму ділянки А-3 (варіант 1) при обриві проводу

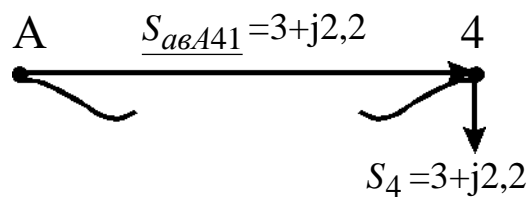


Рисунок 2.10 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-4 (варіант 1) при обриві проводу

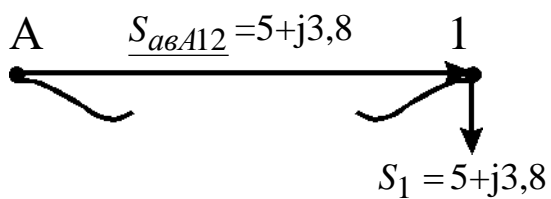


Рисунок 2.11 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-1 (варіант 2) при обриві проводу

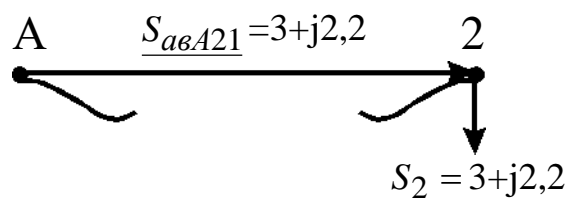


Рисунок 2.12 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-2 (варіант 2) при обриві проводу

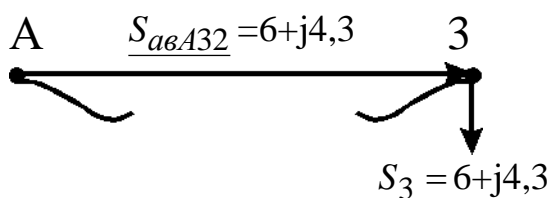


Рисунок 2.13 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-3 (варіант 2) при обриві проводу

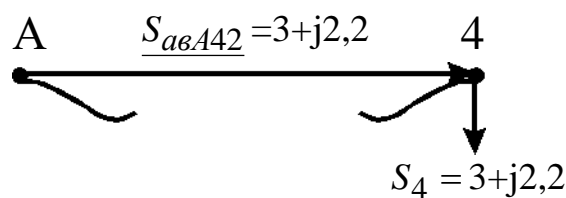


Рисунок 2.14 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-4 (варіант 2) при обриві проводу

Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата

2.4 Розрахунок параметрів ліній

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

$$R_{A11} = r_{0A1} \cdot l_{A1} = 0,306 \cdot 40,7 = 12,5. \quad (2.26)$$

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

l_{A1} - довжина ділянки А-1, км.

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

$$X_{A11} = x_{0A1} \cdot l_{A1} = 0,421 \cdot 40,7 = 17,1. \quad (2.27)$$

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,

$$Q_{вA1} = U_n^2 \cdot b_{0A1} \cdot l_{дiлA1} \cdot n_{A1} = 35^2 \cdot 2,61 \cdot 10^{-6} \cdot 40,7 \cdot 1 = 0,13, \quad (2.28)$$

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.

					РБ 141.19дб.002 ПЗ	Лист
						40
Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		

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, $l_{діль}$, км	Активний опір одного ланцюга ділянки, $R_{ланц}$, Ом	Реактивний опір одного ланцюга ділянки, X_i , Ом	Ємнісна провідність на 1 км, $b_0 \cdot 10^{-6}$, См	Зарядна ємна потужність ділянки лінії, $Q_{бі}$, МВАр
1	A-1	1	0,306	0,421	40,7	12,5	17,1	2,61	0,13
	A-2	1	0,306	0,421	49,5	15,1	20,8	2,61	0,16
	1-2	1	0,428	0,444	81,4	34,8	36,1	2,55	0,25
	A-3	2	0,428	0,444	27,5	11,8	12,2	2,55	0,17
	A-4	2	0,428	0,444	40,7	17,4	18,1	2,55	0,25
2	A-1	2	0,428	0,444	40,7	17,4	18,1	2,55	0,25
	A-2	2	0,428	0,444	49,5	21,2	22,0	2,55	0,31
	A-3	2	0,428	0,444	27,5	11,8	12,2	2,55	0,17
	A-4	2	0,428	0,444	40,7	17,4	18,1	2,55	0,25

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 дипломному 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,:

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

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

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

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

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

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

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

$$R_{\text{авА11}} = \frac{R_{\text{А11}}}{n} = 12,5/1 = 12,5.$$

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

$$X_{\text{авА11}} = \frac{X_{\text{А11}}}{n} = 17,1/1 = 17,1.$$

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

					РБ 141.19дб.002 ПЗ	Лист
						42
Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		

$$\Delta U_{авА11} = \frac{P_{А11} \cdot R_{авА11} + Q_{авА11} \cdot X_{авА11}}{U_{ном}} = (8,0 \cdot 12,5 + 6,0 \cdot 17,1) / 35 = 5,8.$$

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

$$R_{авА11} = \frac{R_{121}}{n} = 34,8 / 1 = 34,8.$$

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

$$X_{ав121} = \frac{X_{А11}}{n} = 17,1 / 1 = 36,1.$$

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

$$\Delta U_{ав121} = \frac{P_{121} \cdot R_{ав121} + Q_{ав121} \cdot X_{ав121}}{U_{ном}} = (3 \cdot 34,8 + 2,2 \cdot 36,1) / 35 = 5,3.$$

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

Втрати напруги в % визначаються:

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

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

$$\Delta U_{авА11} \% = \frac{\Delta U_{авА11}}{U_n} \cdot 100\% = 5,8 \cdot 100 / 35 = 16,6.$$

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

$$\Delta U_{ав121} \% = \frac{\Delta U_{ав121}}{U_n} \cdot 100\% = 5,3 \cdot 100 / 35 = 15,1.$$

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

					РБ 141.19дб.002 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		43

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 %:

$$U_{авА-1-2} \% = U_{авА11} \% + U_{ав121} \% = 16,6 + 15,1 = 31,7\% > 15\%. \quad (2.32)$$

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.

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.

					РБ 141.19дб.002 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		44

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, $l_{дл}$ 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, $P_{дл}$, МВт (табл.. 2.3)	Реактивна потужність на ділянці, $Q_{дл}$, МВАр, (табл.. 2.3)	Втрата напруги на ділянці, ΔU , кВ (2.29)	Втрата напруги на ділянці, ΔU , % (2.32)	
1	A-1	АС-120/19	0,306	0,421	40,7	12,5	17,1	8,0	6,0	5,8	16,6	
	A-2	АС-70/11	0,306	0,421	49,5	Обрив						
	1-2	АС-70/11	0,428	0,444	81,4	34,8	36,1	3	2,2	5,3	15,1	
	A-3	АС-120/19	0,428	0,444	27,5	11,8	12,2	6	4,3	3,5	10,0	
	A-4	АС-70/11	0,428	0,444	40,7	17,4	18,1	3	2,2	2,6	7,4	
2	A-1	АС-70/11	0,428	0,444	49,5	21,2	22,0	5	3,8	5,4	15,4	
	A-2	АС-70/11	0,428	0,444	81,4	34,8	36,1	3	2,2	5,3	15,1	
	A-3	АС-70/11	0,428	0,444	27,5	11,8	12,2	6	4,3	3,5	10,0	
	A-4	АС-70/11	0,428	0,444	40,7	17,4	18,1	3	2,2	2,6	7,4	

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

$$S_1 = \frac{P_1}{\cos\varphi_1} = 5/0,795 = 6,3.$$

Необхідна потужність трансформатора, МВА,

$$S_{необх1} = 0,7 \cdot S_1 = 0,7 \cdot 6,3 = 4,4.$$

По величині $S_{необх}$ вибирають трансформатори з найближчим стандартним значенням номінальної потужності $S_{нт}$. Для вузла №1 вибираємо по табл. А.7 трансформатор типу **ТМН-6300/35**. Номінальна потужність трансформатора

$$S_{нт1} = 6,3 \text{ МВА.}$$

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

Величина перевантаження визначається в аварійному режимі:

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

Для вузла №1 величина перевантаження в аварійному режимі

$$\Delta S_1 = \frac{S_1 - S_{нт1}}{S_{нт1}} \cdot 100\% = (6,3 - 6,3) \cdot 100/6,3 = 0,0 \% \leq 40\%.$$

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

					РБ 141.19дб.002 ПЗ	Лист
						46
Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		

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 ділянці, що живить трансформатор, $U_{ноін}$, кВ, табл.2.1	Вторинна номінальна напруга, $U_{нн}$, кВ, табл.1.1 $U_{2ном}$, кВ
1	5	3,8	6,3	4,4	35	6
2	3	2,2	3,7	2,6	35	10
3	6	4,3	7,4	5,2	35	6
4	3	2,2	3,7	2,6	35	10

Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------

Таблиця 2.7

Вибір трансформаторів

Найменування вузла	Трансформатор	Номінальна потужність, S_n , МВА	Середня номінальна напруга, кВ	Напруга короткого замикання U_k , %	Втрати короткого замикання P_k , кВт	Втрати холостого ходу, P_x , кВт	Струм холостого ходу, I_x , %	Розрахункова вартість, тис. грн.	Активний опір трансформатора, R_T , Ом	Реактивний опір трансформатора, X_T , Ом	Реактивна потужність трансформатора, що намагнічує, Q_c , квар	Границі регулювання напруги, %			Величина перевантаження трансформатора в аварійному режимі,
1	ТМН-6300/35	6,3	35/6,3	7,5	46,7	6,7	1,0	270	1,44	14,6	56,7	± 6×	1,5	%	0,0
2	ТМН-4000/35	4,0	35/11	7,5	33,5	5,1	1,1	270	2,6	23	40	± 6×	1,5	%	-7,5
3	ТМН-6300/35	6,3	35/6,3	7,5	46,7	6,7	1,0	270	1,44	14,6	56,7	± 6×	1,5	%	17,5
4	ТМН-4000/35	4,0	35/11	7,5	33,5	5,1	1,1	270	2,6	23	40	± 6×	1,5	%	-7,5

РБ 141.19ДБ.002 ПЗ

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,

$$S_{\text{діл1}} = \sqrt{P_{\text{діл1}}^2 + Q_{\text{діл1}}^2} = (4,5^2 + 3,4^2)^{0,5} = 5,6.$$

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

$$\Delta P_{\text{ділА1}} = \left(\frac{S_{\text{ділА1}}}{U_{\text{ділнА1}}} \right)^2 \cdot \frac{R_{\text{ланцА1}}}{n_{\text{А1}}} = (5,6/35)^2 \cdot 12,5/1 = 0,14,$$

Втрати електроенергії на ділянці мережі визначаються:

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

де τ - час максимальних втрат, годин,

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_m}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = (0,124 + 5580/10000)^2 \cdot 8760 = 4074. \quad (2.37)$$

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

Для ділянки А-1 втрати електроенергії

					РБ 141.19дб.002 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		49

$$\Delta W_{\partial il A1} = \Delta P_{\partial il A1} \cdot \tau = 0,14 \cdot 4074 = 1304 \text{ МВт} \cdot \text{год},$$

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,

$$\Delta P_{c1} = n_{mp1} \cdot P_{x1} \cdot 10^{-3} = 2 \cdot 6,7 \cdot 10^{-3} = 0,013. \quad (2.38)$$

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

$$\Delta P_{M1} = \frac{1}{n_{mp1}} \cdot P_{K1} \cdot \left(\frac{S_{M1}}{S_{H1}} \right)^2 \cdot 10^{-3} = (1/2) 46,7 \cdot 10^{-3} \cdot (6,3/6,3)^2 = 0,023 \text{ МВт}, \quad (2.39)$$

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).

					РБ 141.19дб.002 ПЗ	Лист
						50
Ізм.	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	4,5	3,4	5,6	35	1	12,5	0,320	0,93	1304	3790
	A-2	3,5	2,6	4,4	35	1	15,1	0,239		974	
	1-2	-0,5	-0,4	0,6	35	1	34,8	0,010		41	
	A-3	6	4,3	7,4	35	2	11,8	0,264		1076	
	A-4	3	2,2	3,7	35	2	17,4	0,097		395	
2	A-1	5	3,8	6,3	35	2	17,4	0,282	0,76	1149	3101
	A-2	3	2,2	3,7	35	2	21,2	0,118		481	
	A-3	6	4,3	7,4	35	2	11,8	0,264		1076	
	A-4	3	2,2	3,7	35	2	17,4	0,097		395	

Сумарні втрати у трансформаторах вузла №1, МВт,

$$\Delta P_{mp1} = \Delta P_{c1} + \Delta P_{m1} = 0,013 + 0,023 = 0,036. \quad (2.40)$$

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,

$$\tau = (0,124 + \frac{T_{спож}}{10000})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 5580/10000)^2 \cdot 8760 = 4074, \quad (2.42)$$

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

$$T_{спож} = T_m = 5580 \text{ год/рік.}$$

Втрати електроенергії в трансформаторах підстанції №1, МВт·год

$$\Delta W_{mp1} = \Delta W_{c1} + \Delta W_{m1} = \Delta P_{c1} \cdot T + \Delta P_{m1} \cdot \tau = 0,013 \cdot 8760 + 0,023 \cdot 4074 = 207,6.$$

Розрахунок втрат у трансформаторах приведено у табл.2.13.

					РБ 141.19дб.002 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ доквм.	Подпис	Дата		52

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	6,3	6,3	6,7	46,7	0,013	0,023	0,036	0,129	207,6	741,0
2	3,7	4,0	5,1	33,5	0,010	0,014	0,024		144,6	
3	7,4	6,3	6,7	46,7	0,013	0,032	0,045		244,2	
4	3,7	4,0	5,1	33,5	0,010	0,014	0,024		144,6	

2.7.3. Втрати в електричній мережі визначаються:

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

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

Втрати потужності для варіанту 1, МВт,

$$\Delta P_{мер1} = \Delta P_{дiлмер1} + \Delta P_{тр1} = 0,93 + 0,129 = 1,06. \quad (2.44)$$

Втрати потужності для варіанту 2, МВт,

$$\Delta P_{мер4} = \Delta P_{дiлмер4} + \Delta P_{тр4} = 0,76 + 0,129 = 0,89. \quad (2.45)$$

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

$$\Delta W_{мер1} = \Delta W_{дiлмер1} + \Delta W_{тр1} = 3790,00 + 741,0 = 4531. \quad (2.46)$$

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

$$\Delta W_{мер4} = \Delta W_{дiлмер4} + \Delta W_{тр4} = 3101,00 + 741,0 = 3842. \quad (2.47)$$

РОЗДІЛ 3

КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

3.1 Актуальність застосування конденсаторних батарей

Застосування конденсаторних установок на промислових підприємствах для компенсації реактивної потужності на сьогоднішній день зумовлюється:

- зростанням вартості електроенергії та збільшенням її частки в собівартості продукції,
- потребою економії електроенергії в електричних мережах,
- погіршенням якості електроенергії та електромагнітної сумісності електрообладнання внаслідок дедалі ширшого застосування спотворюючих навантажень,
- введенням нових стимулювальних та зобов'язувальних Державних будівельних норм України як для діючих, так і щойно проєктованих підприємств [12, 13].

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 .

3.1.1 Споживачі реактивної потужності. Споживачами реактивної потужності на підприємствах є [4-7]:

- асинхронні двигуни (за номінального навантаження $\cos\varphi\approx 0,7$);
- асинхронні двигуни (у разі неповного навантаження $\cos\varphi\approx 0,5$);
- випрямні електролізні установки ($\cos\varphi\approx 0,6$);
- печі електродугові ($\cos\varphi\approx 0,6$);
- індукційні печі ($\cos\varphi\approx 0,2\div 0,6$);
- водяні насоси ($\cos\varphi\approx 0,8$);
- компресори ($\cos\varphi\approx 0,7$);
- верстати ($\cos\varphi\approx 0,5$);
- зварювальні трансформатори ($\cos\varphi\approx 0,4$);
- лампи денного світла ($\cos\varphi\approx 0,5\div 0,6$).

3.1.2. Виробництвами-споживачами реактивної потужності є [4-7]:

- м'ясопереробне – $\cos\varphi\approx 0,6\div 0,7$;
- хлібопекарське – $\cos\varphi\approx 0,6\div 0,7$;
- лісопильне – $\cos\varphi\approx 0,55\div 0,65$;
- молочне – $\cos\varphi\approx 0,6\div 0,8$;
- механічно-обробне – $\cos\varphi\approx 0,5\div 0,6$;
- авторемонтне – $\cos\varphi\approx 0,7\div 0,8$;
- пивоварний завод – $\cos\varphi\approx 0,6$;
- цементний завод – $\cos\varphi\approx 0,7$;
- деревообробне підприємство – $\cos\varphi\approx 0,6$;
- гірничий розріз – $\cos\varphi\approx 0,6$;
- сталеливарний завод – $\cos\varphi\approx 0,6$;
- тютюнова фабрика – $\cos\varphi\approx 0,8$;
- порт – $\cos\varphi\approx 0,5$.

3.2 Проблема компенсації реактивної потужності

Проблема компенсації реактивної потужності виникла одночасно із застосуванням на практиці змінного трифазного струму. Інженерна думка вела пошук альтернативних локальних джерел реактивної енергії, які звільнили б електричну систему хоча б частково від генерації і транспортування по лініях реактивної потужності [4-7].

На сьогодні для потреб виробництва як локальні джерела реактивної енергії використовують такі технічні засоби [4-7]:

- синхронні двигуни;
- синхронні компенсатори;
- конденсаторні батареї.

Повернувшись до аналізу фізичних явищ, що протікають у схемі з паралельно під'єднаними котушкою індуктивності L та конденсатора ємністю C , доходимо до висновку, що у схемі відбувається почергове перетікання струму (реактивної енергії) від котушки до конденсатора і навпаки. Інакше кажучи, індуктивний струм котушки та ємнісний струм конденсатора перебувають у протифазі. Отже, відбувається розвантаження мережі від реактивної енергії і функції її постачання бере на себе конденсатор (рис. 3.1) [4-7].

На підставі сказаного можна зробити висновок, що поняття компенсації реактивної потужності є відносним і воно стосується виключно мережі, з якої таким чином обмежується споживання реактивної енергії. Щодо самих об'єктів, то потрібна для їх функціонування реактивна потужність генерується з локальних пристроїв – компенсаторів, якими крім конденсаторів, можуть бути синхронний двигун чи синхронний компенсатор.

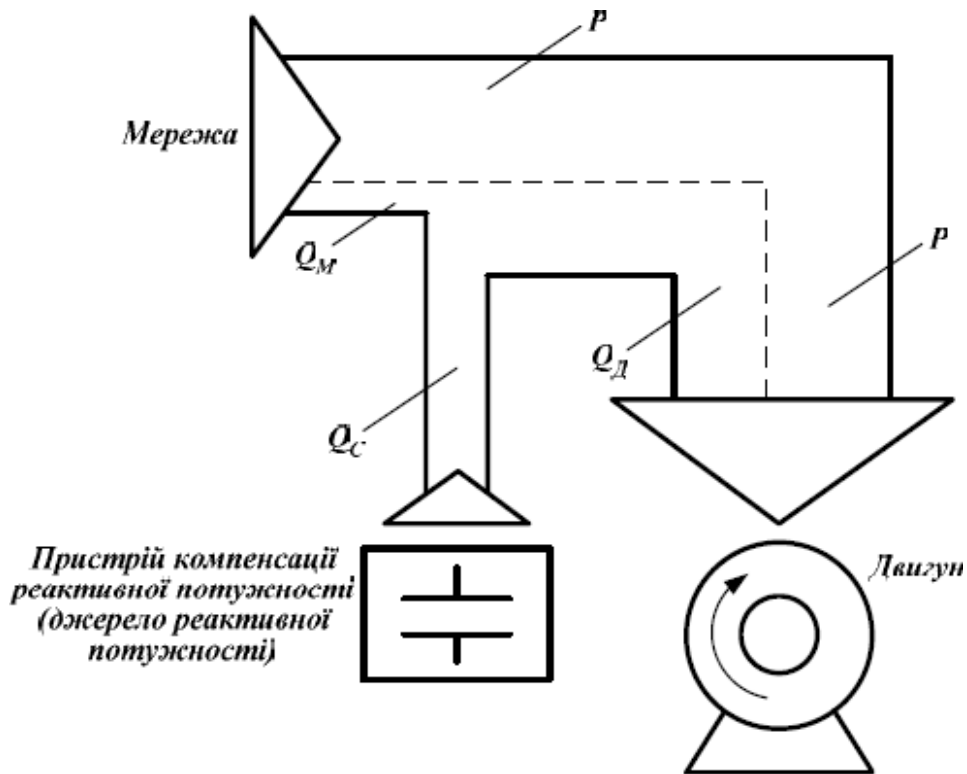


Рис.3.1 - Діаграма компенсації реактивної потужності:

P – активна потужність;

Q_M – реактивна потужність мережі;

Q_C – реактивна потужність пристрою компенсації; Q_D – реактивна потужність двигуна

Синхронний двигун, у випадку перезбудження, веде себе стосовно до мережі як ємність, тобто реактивна складова його струму випереджує напругу на кут $\varphi = \pi/2$.

Синхронний компенсатор – це той же перезбуджений двигун, що працює без або з незначним навантаженням.

P – активна потужність;

Q_M – реактивна потужність мережі;

Q_C – реактивна потужність пристрою компенсації; Q_D – реактивна потужність двигуна

Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата

Синхронний двигун, у випадку перезбудження, веде себе стосовно до мережі як ємність, тобто реактивна складова його струму випереджує напругу на кут $\varphi = \pi/2$.

Синхронний компенсатор – це той же перезбуджений двигун, що працює без або з незначним навантаженням.

Результат компенсації реактивної потужності [4-7]:

- зменшення споживання реактивної потужності з мережі і, тим самим, пониження оплати за її генерацію і постачання;
- зменшення втрат активної потужності й енергії в системі електропостачання підприємства, що знижує загальне споживання електроенергії і оплату за неї;
- зменшення потужності підстанцій і перерізу кабельних ліній, що понижує їхню вартість;
- дозволяє збільшити пропускну спроможність системи електропостачання споживача, що дає змогу під'єднувати додаткові навантаження без збільшення вартості мереж;
- дозволяє уникнути глибоких провалів напруги на лініях електропостачання віддалених споживачів (водозабірні свердловини, кар'єрні екскаватори з електроприводом, будмайданчики);
- максимально використовувати потужність автономних дизель-генераторів (суднові електроустановки, електропостачання геологічних партій, установок розвідувального буріння тощо);
- полегшити пуск і роботу двигунів (при індивідуальній компенсації);
- поліпшити якість електроенергії за рахунок збільшення рівнів напруги у вузлах мережі.

Компенсація реактивної потужності є одним з найдоступніших, ефективних і простих способів енергозбереження і зниження собівартості продукції, що випускається.

За оцінками, середньостатистичні втрати електроенергії в мережах споживача лежать в межах 8÷16%. Однією з основних причин таких втрат як і раніше залишається недостатній рівень компенсації реактивних навантажень за допомогою компенсуючих пристроїв.

3.3 Способи компенсації реактивної потужності

Компенсація реактивної потужності може бути [4-7]:

- природною компенсацією без застосування спеціальнихкомпенсуючих пристроїв;
- штучною компенсацією із застосуванням спеціальнихкомпенсуючих пристроїв.

3.3.1. Природна компенсація реактивної потужності не вимагає великих матеріальних витрат і повинна проводитися на підприємствах в першу чергу. До природної компенсації відносяться:

- впорядкування й автоматизація технологічного процесу, які призначені для вирівнювання графіка навантаження й поліпшення енергетичного режиму устаткування (рівномірне розташування навантажень за фазами, зсув часу обідніх перерв окремих цехів і дільниць, переведення енергоємних крупних електричних приймачів на роботу поза годинами максимуму роботи енергосистеми тощо);
- створення раціональної схеми електропостачання за рахунок зменшення кількості ступенів трансформації;
- заміна трансформаторів й іншого електроустаткування старих конструкцій на нові досконаліші, з меншими втратами на перемагнічування;
- заміна малозавантажених трансформаторів і двигунів трансформаторами і двигунами меншої потужності та їх повне завантаження;
- заміна асинхронних електродвигунів синхронними, яка

допустима за умовами роботи електропривода;

- обмеження тривалості неробочого ходу двигунів і зварювальних трансформаторів, скорочення тривалості і розсередження під час пуску крупних електричних споживачів;

- підвищення якості ремонту електродвигунів (недопустимі обточування ротора, зменшення кількості провідників в пазу, розточування пазів, випалювання обмотки);

- вимикання при малому навантаженні (наприклад, в нічний час, у вихідні і святкові дні) частини силових трансформаторів.

3.3.2. Технічні засоби компенсації реактивної потужності

Синхронні двигуни

Синхронні двигуни можуть використовуватись для різноманітних виробничих механізмів і робочих машин: компресорів, насосів, вентиляторів, газодувок, вугільних та інших млинів, дробарок, вальцювальних станів тощо.

При струмі збудження більшому від номінального значення, синхронні двигуни можуть виробляти реактивну потужність. Головне чим відрізняються синхронні двигуни від асинхронних є те, що магнітне поле, необхідне для роботи синхронного двигуна, створюється окремим джерелом постійного струму (збудником). Внаслідок цього синхронний двигун в нормальному режимі роботи майже не споживає з мережі реактивної потужності, необхідної для створення головного магнітного потоку, а в режимі перезбуджування, тобто при роботі з випереджувальним коефіцієнтом потужності, може генерувати ємнісну потужність в мережу.

Синхронні двигуни, що випускаються промисловістю, розраховані на випереджувальний коефіцієнт потужності $\cos\varphi = 0,9$ і при номінальному активному навантаженні і номінальній напрузі можуть виробляти номінальну реактивну потужність:

$$Q_{ном} \approx 0,5P_{ном}.$$

Перевагою синхронних двигунів, які використовуються для компенсації реактивної потужності, в порівнянні з конденсаторними батареями є можливість плавного регулювання реактивної потужності, що генерується.

Їх недолік – активні втрати на генерацію реактивної потужності є більші, ніж для конденсаторних батарей, оскільки залежать від квадрата потужності синхронного двигуна.

Зазвичай, в системах електропостачання промислових підприємств конденсаторні батареї компенсують основну реактивну потужність, а синхронні двигуни знижують її в години пік.

Синхронні компенсатори

Синхронні компенсатори є різновидом синхронних двигунів.

Компенсатори є синхронними двигунами полегшеної конструкції без чи з незначним навантаженням на валу. Вони мають обмежене застосування в мережах промислових підприємств і лише у ряді випадків використовуються для поліпшення показників якості напруги у потужних споживачів з різкозмінним ударним навантаженням (дугові печі, вальцювальні стани) .

Недоліки:

- значна вартість;
- великі питомі втрати активної потужності;
- складність експлуатації, яка пов'язана з необхідністю побудови приміщення, налагодження олійного господарства, наявності циркуляції води для охолоджувачів, а при водневому охолодженні – наявності відповідного складного газового господарства;
- недостатня швидкість регулювання в системах електропостачання з ударними навантаженнями (прокатні реверсивні стани);
- для найпотужніших синхронних компенсаторів існують проблеми з передаванням реактивної потужності через третинні обмотки автотрансформаторів.

Конденсаторні батареї

Сутність компенсації реактивної потужності за допомогою конденсаторних батарей дає рис.3.2 [4-7].

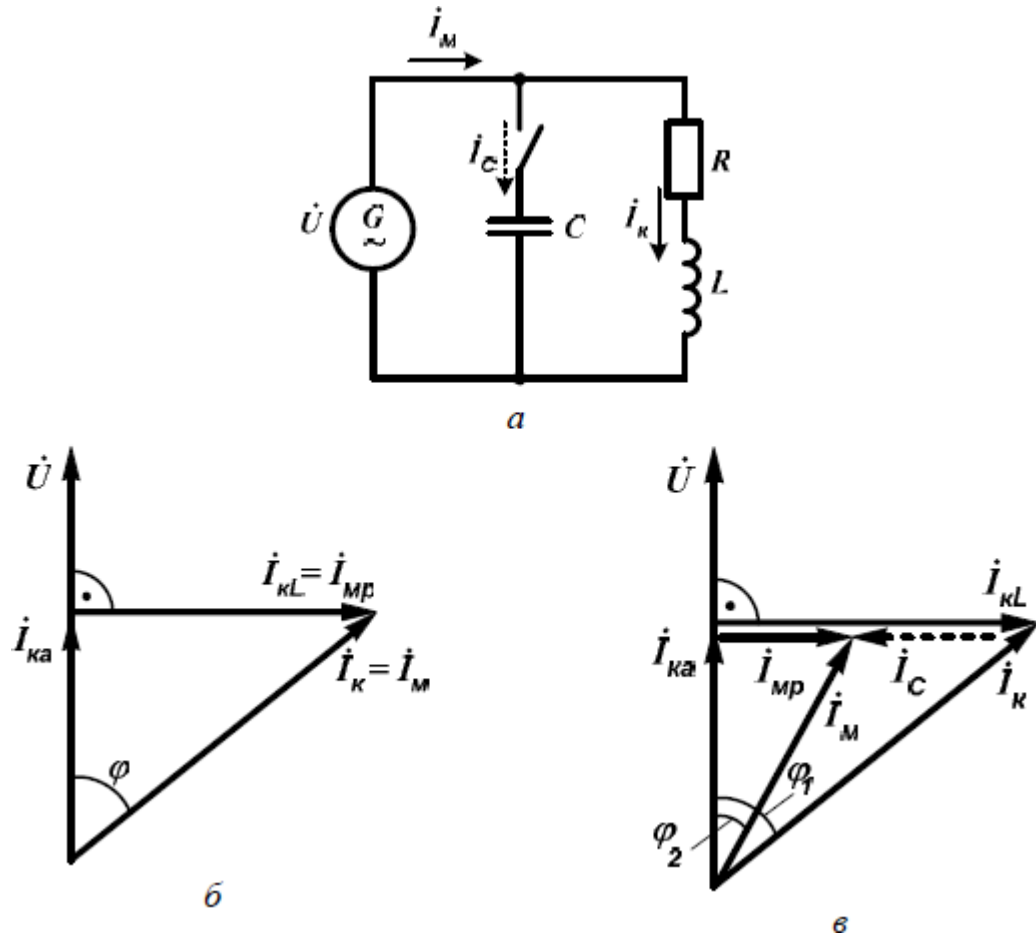


Рис.3.2 - Електрична схема (а), її векторна діаграма за відсутності ємності С (б) та векторна діаграма при компенсації реактивної потужності (в):

I_M – струм мережі;

I_K – струм котушки;

I_{Ka} , I_{KL} – активна та реактивна складові струму котушки; I_{MP} – реактивна складова струму мережі;

I_C – струм конденсатора.

Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата

За відсутності компенсаційної ємності C струм котушки I_k є також струмом мережі I_m , тобто $I_k = I_m$ (рис.1.2, б). Активна складова струму I_{ka} відповідає активній потужності P , а реактивна I_{kL} – реактивній потужності Q_L , яка є також реактивною потужністю мережі :

$$Q_M = Q_L.$$

Після компенсації, тобто після під'єднання паралельно до навантаження конденсатора, ємність якого визначає струм I_C і, відповідно, ємнісну потужність Q_C , сумарний реактивний струм (реактивний струм мережі) буде $I_{mp} = I_{kL} - I_C$ (рис.1.2, в) і, відповідно, реактивна потужність, що надходить з мережі знизиться на Q_C :

$$Q_M = Q_L - Q_C.$$

Зниження реактивної складової потужності мережі Q_M при тій же реактивній потужності P підвищує коефіцієнт потужності споживача:

$$\cos\varphi_2 > \cos\varphi_1, \text{ оскільки } \varphi_2 < \varphi_1.$$

Отже, внаслідок компенсації є можливість при цьому ж перерізі проводів підвищити пропускну спроможність мережі за активною потужністю.

Переваги та недоліки конденсаторних батарей.

Переваги, які посприяли широкому застосуванню конденсаторів для компенсації реактивної потужності порівняно з іншими технічними засобами:

- незначні питомі втрати активної потужності (до 0,5 Вт/кВАр);
 - відсутність обертових частин;
 - простота монтажу й експлуатації;
 - відносно невисока вартість, мала маса, відсутність шуму під час роботи;
 - можливість підбору практично будь-якої необхідної потужності компенсації;
- можливість установки біля окремих груп споживачів.

- Недоліки конденсаторних батарей:
- небезпека виникнення пожеж,
- наявність залишкового заряду, що підвищує небезпеку при обслуговуванні;
- чутливість до перенапруг і кидків струму;
- можливість тільки покрокового, а не плавного регулювання потужності.

3.4 Способи компенсації реактивної потужності

Вибір устаткування для компенсації реактивної потужності залежить від типу під'єднання його до мережі. Розрізняють два типи компенсації реактивної потужності – індивідуальну (місцеву) і централізовану (загальну). У першому випадку паралельно до навантаження під'єднують один або декілька (батарей) конденсаторів, у другому – деяка кількість конденсаторів (батарей) під'єднується до головного розподільного щита [4-7].

3.4.1. Індивідуальна компенсація (рис. 3.3) – найпростіший і найдешевший спосіб компенсації реактивної потужності.

Кількість конденсаторів (конденсаторних батарей) відповідає кількості навантажень і кожний конденсатор розташований безпосередньо біля відповідного навантаження (поряд з двигуном). Така компенсація добра тільки для постійних навантажень (наприклад, один або декілька асинхронних двигунів з постійним моментом на валу), тобто там, де реактивна потужність кожного з навантажень (в увімкненому стані) у часі змінюється незначно і для її компенсації не потрібна зміна номіналів під'єднаних конденсаторних батарей.

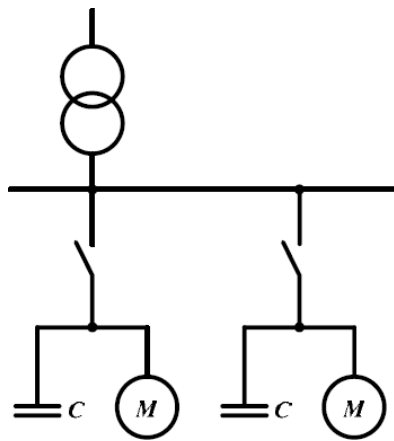


Рис. 3.3 – Індивідуальна компенсація

Тому індивідуальна компенсація, зважаючи на незмінний рівень реактивної потужності навантаження і відповідної реактивної потужності компенсаторів, називається інакше нерегульованою.

3.4.2. Централізована компенсація (рис.3.4) – компенсація реактивної потужності за допомогою однієї установки, увімкненої до головного розподільного щита, потужність якої регулюється.

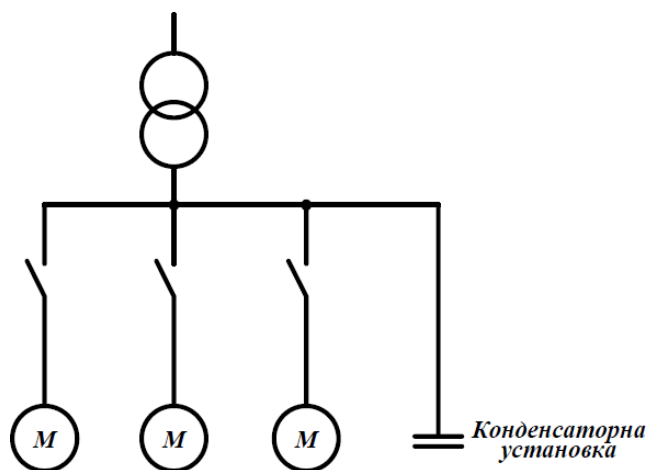


Рис. 13.4 – Централізована компенсація

Застосовується в системах з великою кількістю споживачів (навантажень), що мають великий розкид коефіцієнта потужності протягом доби, тобто для змінного навантаження (наприклад, декілька двигунів, розміщених на одному підприємстві, які вмикаються по чергово). У таких

Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата

системах індивідуальна компенсація неприйнятна, оскільки, по-перше, стає дуже дорогою (при великій кількості устаткування встановлюється, відповідно, велика кількість конденсаторів), і, по-друге, виникає ймовірність перекомпенсації.

У разі централізованої компенсації конденсаторна установка оснащується спеціалізованими контролером – автоматичним регулятором реактивної потужності та комутаційно-захисною апаратурою (контакторами, автоматичними вимикачами, запобіжниками). При відхиленні значення коефіцієнта потужності $\cos\varphi$ від заданого значення регулятор вмикає або вимикає визначені конденсаторні батареї (компенсація здійснюється покроково).

Отже, контроль здійснюється автоматично, а потужність увімкнених конденсаторів відповідає споживаній в даний конкретний момент часу реактивної потужності, що виключає генерацію реактивної потужності в мережу і появу в мережі перенапруг.

3.5 Способи компенсації реактивної потужності

Якщо ми візьмемо до уваги завдання бакалаврської роботи та характер споживачів, то найкращім способом компенсації реактивної потужності є використання централізованої компенсації на підстанціях.

Вибір потужності регламентується [4- 7]. 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 φ , що задається для енергосистеми в залежності від вищої напруги мережі. Для живильної напруги 35 кВ $tg\varphi_{ек}=0,23$; 110 кВ – $tg\varphi_{ек}=0,28$; 220 кВ – $tg\varphi_{ек}=0,32$.

Для мережі $U_H=35$ кВ приймаємо

$$\operatorname{tg} \varphi_{ек} = 0,23$$

Для отримання економічного значення $\operatorname{tg} \varphi_{ек}$ 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

$$U_{2H}=6 \text{ кВ} - 0,3; 0,4; 0,45; 0,675; 0,9; 1,125; 1,35; 1,8; 2,7 \text{ МВАр};$$

$$\text{при } U_{2H}=10 \text{ кВ} - 0,4; 0,45; 0,675; 0,9; 1,125; 1,35; 1,8; 2,7 \text{ МВАр}.$$

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

Визначивши розрахункове значення потужності компенсуючих пристроїв $Q_{кпр}$, необхідно підібрати комплектні конденсаторні установки для її реалізації, або визначити кількість окремих конденсаторів, якими розрахункова потужність компенсуючих пристроїв КП може бути реалізована. Якщо підстанція 2-х трансформаторна, то при виборі комплектних КП необхідно пам'ятати, що вони повинні бути рознесені на підстанції на дві секції шин зі стороги низької напруги 6-10 кВ, тобто їхня кількість повинна

бути кратна двом. При визначенні кількості окремих конденсаторів число їх повинне бути кратне 6, тому що вони будуть рівномірно рознесені по фазах і по секціях шин.

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

$$Q_{ек1} = P_1 \cdot \operatorname{tg} \varphi_{ек} = 5 \cdot 0,23 = 1,2 \text{ МВАр.}$$

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

$$Q_{кроз1} = Q_1 - Q_{ек1} = 3,8 - 1,2 = 2,6 \text{ МВАр.}$$

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

$$Q_{уст1} = 0,675 \text{ МВАр.}$$

Для трансформатора типу ТМН-6300/35 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

$$n_{уст1} = 4 \text{ шт.}$$

Фактична потужність компенсуючого пристрою на підстанції №1

$$Q_{кф1} = n_{уст1} \cdot Q_{уст1} = 4 \cdot 0,675 = 2,7 \text{ МВАр.}$$

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

$$\Delta Q_{кп1} = \frac{Q_{кроз1} - Q_{кф1}}{Q_{кф1}} \cdot 100\% = ((2,6 - 2,7) / 2,7) \cdot 100\% = -3,7\% \leq 5\%.$$

Реактивна потужність підстанції №1 після компенсації

$$Q_{крп1} = Q_1 - Q_{кф1} = 3,8 - 2,7 = 1,4 \text{ МВАр.}$$

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

Із джерел [4-7,11,13], підбираємо компенсуючі пристрої із конденсаторних батарей і конденсаторів таким чином, що різниця між потрібною 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 , МВт	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, $Q_{крос} = Q_{факт}$, МВАр	Активна і реактивна потужності навантаження вузла у максимальному режимі, $P+jQ_{крп}$, МВА
1	5	3,8	0,23	1,4	2,4	5 +j 1,4
2	3	2,2		0,8	1,4	3 +j 0,8
3	6	4,3		1,7	2,6	6 +j 1,7
4	3	2,2		0,8	1,4	3 +j 0,8

Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------

РОЗДІЛ 4

РОЗРАХУНОК РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНОГО НАВАНТАЖЕННЯ

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

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

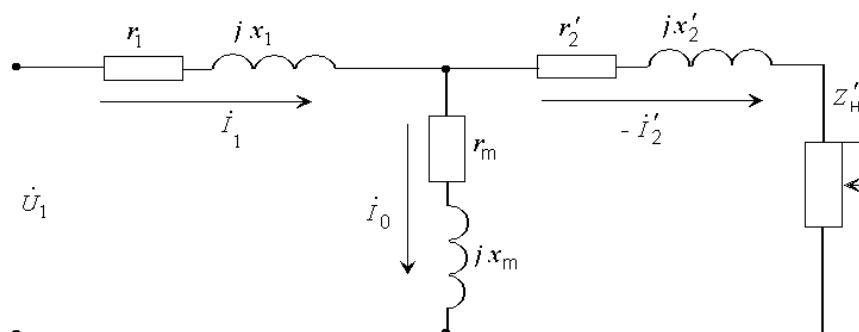


Рисунок 4.1 – Схема заміщення трансформатора

Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата

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

Активний опір обмоток трансформатора визначаємо, Ом:

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

Реактивний опір обмоток трансформатора визначаємо, Ом:

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

Для трансформаторів з розчепленням вторинної обмотки, Ом

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

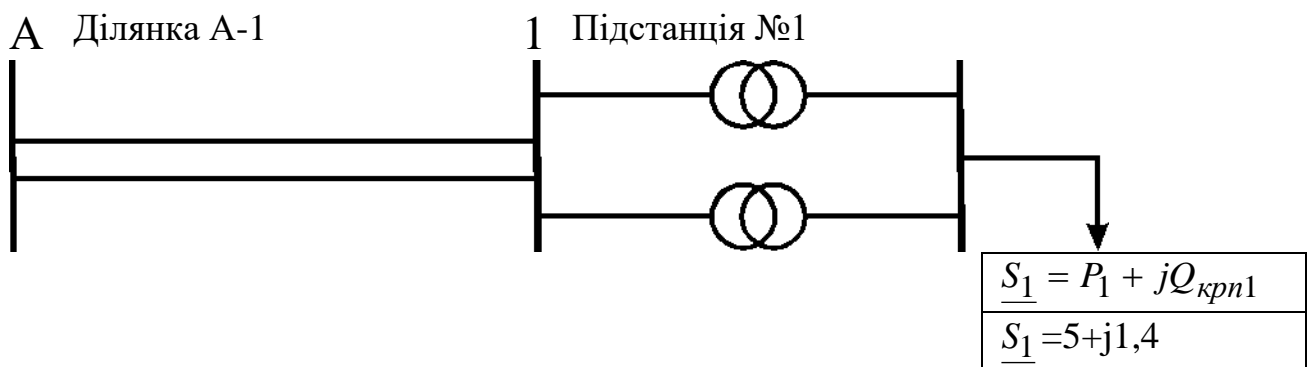


Рисунок 4.1а – Схема ділянки А-1 електричної мережі

Номинальна реактивна потужність, що намагнічує трансформатор, МВАр,

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

Складемо початкову схему заміщення. Замість ємнісної провідності введемо зарядну потужність лінії. В схемі заміщення трансформатора замість

Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата

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

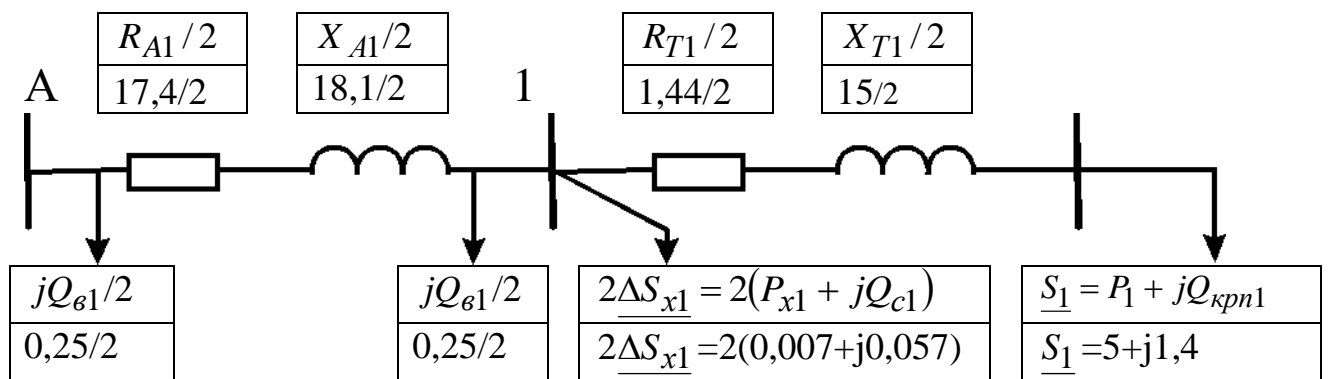


Рисунок 4.2б – Схема заміщення ділянки А-1 електричної мережі

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$Q_{\text{кпн}}$ - реактивна потужність на виході вузла навантаження, МВАр, (із табл.3.1);

ΔP_T - втрати активної потужності в обмотках трансформатора, МВт;

ΔQ_T - втрати реактивної потужності в обмотках трансформатора, МВАр.

Втрати активної потужності в обмотках трансформатора, МВт, визначаються:

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

для підстанції №1

$$\Delta P_{T1} = ((5^2 + 1,4^2) / 35^2) \cdot 1,44 / 2 = 0,02 \text{ МВт.}$$

Втрати реактивної потужності в обмотках трансформатора, МВАр, визначаються:

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

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

$$\Delta Q_{T1} = ((5^2 + 1,4^2) / 35^2) \cdot 15 / 2 = 0,17.$$

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

$$P_{\text{вх1}} = (P_{M1} + \Delta P_{T1}) = 5 + 0,02 = 5,03.$$

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

$$Q_{\text{вх1}} = (Q_{\text{кпн1}} + \Delta Q_{T1}) = 1,4 + 0,17 = 1,57.$$

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

$$\underline{S}_{\text{вх1}} = P_{\text{вх1}} + jQ_{\text{вх1}} = (5,03 + j1,57).$$

Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата

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

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

для підстанції №1, МВт,

$$P_{np1} = P_{ex1} + 2P_{x1} = 5,03 + 2 \cdot 6,7 \cdot 10^{-3} = 5,04.$$

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

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

для підстанції №1, МВАр,

$$Q_{np1} = Q_{ex1} + 2Q_{c1} = 1,57 + 2 \cdot 56,7 \cdot 10^{-3} = 1,68.$$

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

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

для підстанції №1, МВА,

$$\underline{S}_{np1} = P_{np1} + jQ_{np1} = (5,04 + j1,68).$$

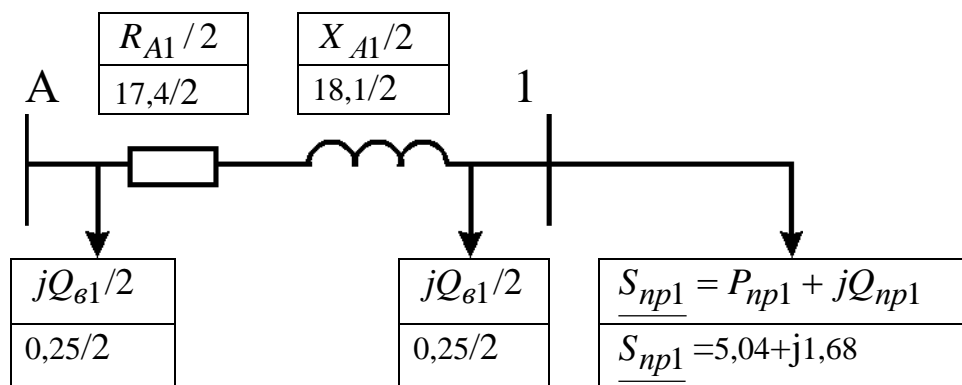


Рисунок 4.2в – Схема заміщення ділянки А-1 з приведеними навантаженнями

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

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

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

Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції

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

для підстанції №1, МВАр,

$$Q_{p1} = Q_{np1} - Q_{\epsilon 1} / 2 = 1,68 - 0,25 / 2 = 1,56.$$

Розрахункова споживана потужність вузла (підстанції)

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

для підстанції №1, МВА,

$$\underline{S}_{p1} = P_{p1} + jQ_{p1} = (5,04 + j1,56).$$

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

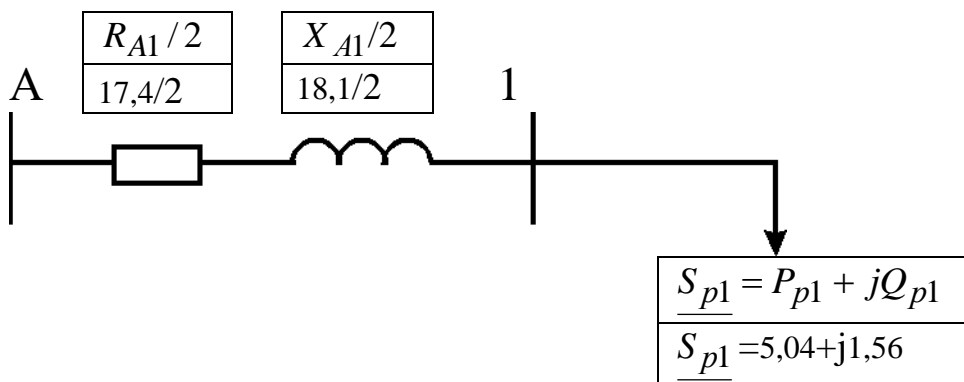


Рисунок 4.2г – Схема заміщення ділянки А-1 з розрахунковими навантаженнями

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

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

Для ділянки А-1

$$S_{k1} = P_{k1} + jQ_{k1} = S_{p1} = P_{p1} + jQ_{p1} = 5,04 + j1,56 \text{ МВА} \quad (4.18)$$

Активна потужність на початку лінії визначається, МВт:

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

Реактивна потужність на початку лінії визначається, МВАр:

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

Повна потужність на початку лінії визначається, МВА:

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

де 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

$$\Delta P_{A1} = \frac{P_{k1}^2 + Q_{k1}^2}{U_H^2} \cdot \frac{R_{A1}}{n} = ((5,04^2 + 1,56^2) / 35^2) \cdot (12,5/2) = 0,14, \quad (4.22)$$

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

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

$$\Delta Q_{A1} = \frac{P_{k1}^2 + Q_{k1}^2}{U_H^2} \cdot \frac{X_{A1}}{n} = ((5,04^2 + 1,56^2) / 35^2) \cdot (17,1/2) = 0,20, \quad (5.23)$$

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:

$$P_{n1} = P_{k1} + \Delta P_{A1} = 5,04 + j0,14 = 5,18 \quad (4.24)$$

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

$$Q_{n1} = Q_{k1} + \Delta Q_{A1} = 1,56 + j0,20 = 1,75 \quad (4.25)$$

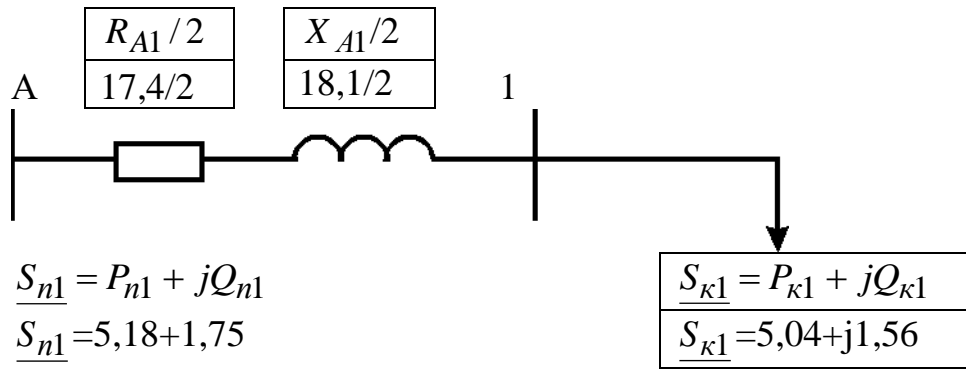


Рисунок 5.2г – Схема заміщення ділянки А-1 з початковими і кінцевими навантаженнями

Результати розрахунків зводимо у табл. 4.2.

Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата

Таблиця 4.1 – Розрахунок параметрів схеми заміщення трансформаторів

Позначення параметрів (формула розрахунку, табл. вихідних даних)	Підстанція №1	Підстанція №2	Підстанція №3	Підстанція №4
Активний опір обмоток трансформатора, R_T , Ом, (5.1), (табл. 2.7)	1,44	2,60	1,44	2,60
Реактивний опір обмоток трансформатора, X_T , Ом, (5.2), (табл. 2.7)	15	23	15	23
Номінальні активні втрати у трансформаторі, P_x , МВт, (табл. 2.7)	0,007	0,005	0,007	0,005
Номінальна реактивна потужність, що намагнічує трансформатор, Q_c , кВАр, (5.3), (табл. 2.7)	0,057	0,040	0,057	0,040
Активна потужність навантаження підстанції, P , МВт, (табл. 4.1)	5	3	6	3
Реактивна потужність навантаження підстанції, Q_{kn} , МВАр, МВт, (табл. 4.1)	1,4	0,8	1,7	0,8
Втрати активної потужності в обмотках трансформатора, ΔP_T , МВт, (5.7)	0,03	0,02	0,05	0,02
Втрати реактивної потужності в обмотках трансформатора, ΔQ_T , МВАр, (5.8)	0,17	0,09	0,24	0,09
Активна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, P_{ex} , МВт, (5.4)	5,03	3,02	6,05	3,02
Реактивна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, Q_{ex} , МВАр, (5.5)	1,57	0,89	1,94	0,89
Активна потужність, що приведена до сторони високої напруги, P_{np} , МВт, (5.12)	5,04	3,03	6,06	3,03
Реактивна потужність, що приведена до сторони високої напруги, МВАр, Q_{np} , (5.13)	1,68	0,97	2,05	0,97
Зарядна ємна потужність ділянки, Q_{zi} , МВАр, (табл. 2.4)	0,25	0,31	0,17	0,25
Розрахункова активна споживана потужність підстанції, P_p , МВт, (5.15)	5,04	3,03	6,06	3,03
Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції, Q_p , МВАр, (5.16)	1,56	0,82	1,97	0,85

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

					РБ 141.19дб.002 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		80

Таблиця 4.2 – Розрахунок потужностей кінця і початку ліній

Ділянка	Активна потужність кінця лінії, P_k , МВт, (5.18) (табл. 5.1)	Реактивна потужність кінця лінії, Q_k , МВАр, (5.18) (табл. 5.1)	Кількість ланцюгів на ділянці, n , (табл. 2.4)	Активний опір одного проваду ділянці, $R_{ланц}$, Ом, (табл. 2.4)	Реактивний опір одного проваду ділянці, X_i , Ом, (табл. 2.4)	Втрати активної потужності у лінії на ділянці $\Delta P_{діл}$, МВт, (5.22)	Втрати реактивної потужності у лінії на ділянці $\Delta P_{діл}$, МВт, (5.23)	Активна потужність на початку лінії, P_n , МВт, (5.19)	Реактивна потужність на початку лінії, Q_n , МВАр, (5.20)
A-1	5,04	1,56	2	17,4	18,1	0,20	0,21	5,24	1,77
A-2	3,03	0,82	2	21,2	22,0	0,09	0,09	3,12	0,91
A-3	6,06	1,97	2	11,8	12,2	0,20	0,20	6,26	2,17
A-4	3,03	0,85	2	17,4	18,1	0,07	0,07	3,10	0,92

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

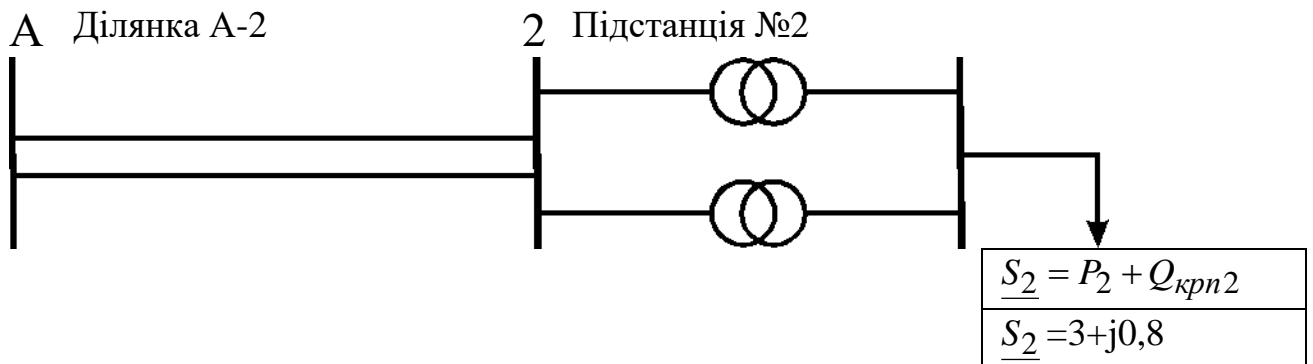


Рисунок 4.3а – Схема ділянки А-2 електричної мережі

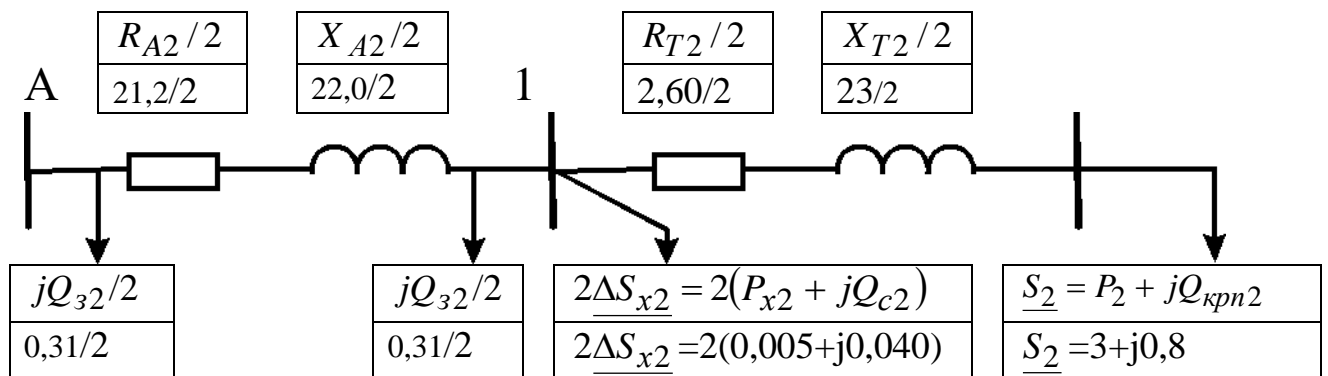


Рисунок 4.3б – Схема заміщення ділянки А-2 електричної мережі

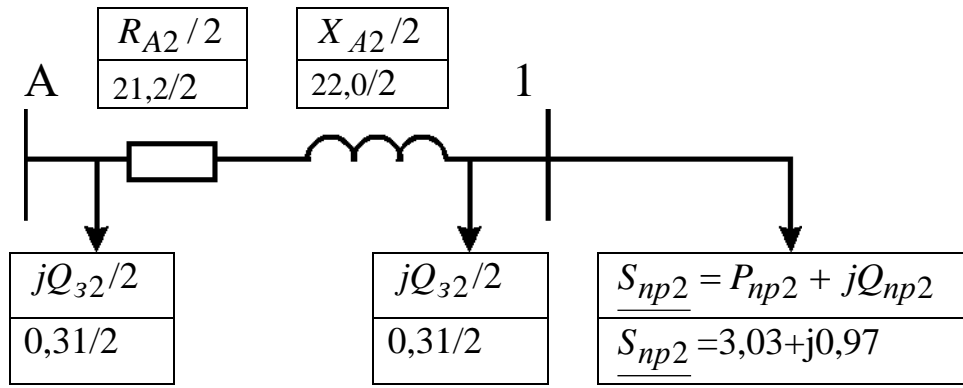


Рисунок 4.3в – Схема заміщення ділянки А-2 с приведенними навантаженнями

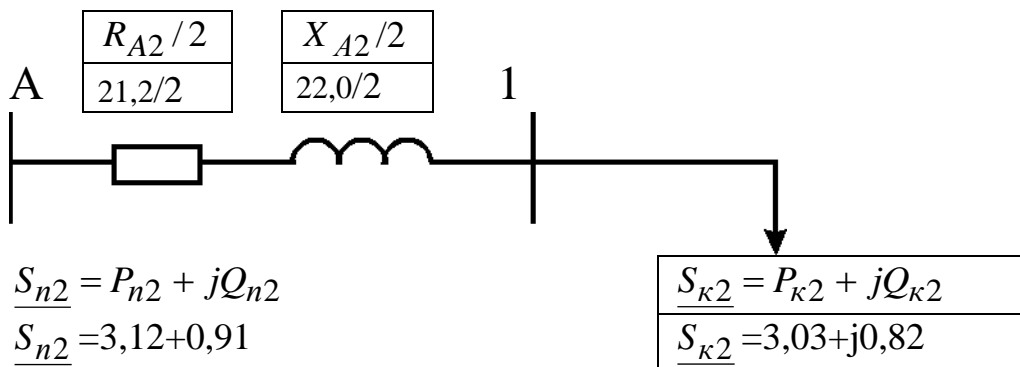


Рисунок 4.3г – Схема заміщення ділянки А-2 з початковими і кінцевими навантаженнями

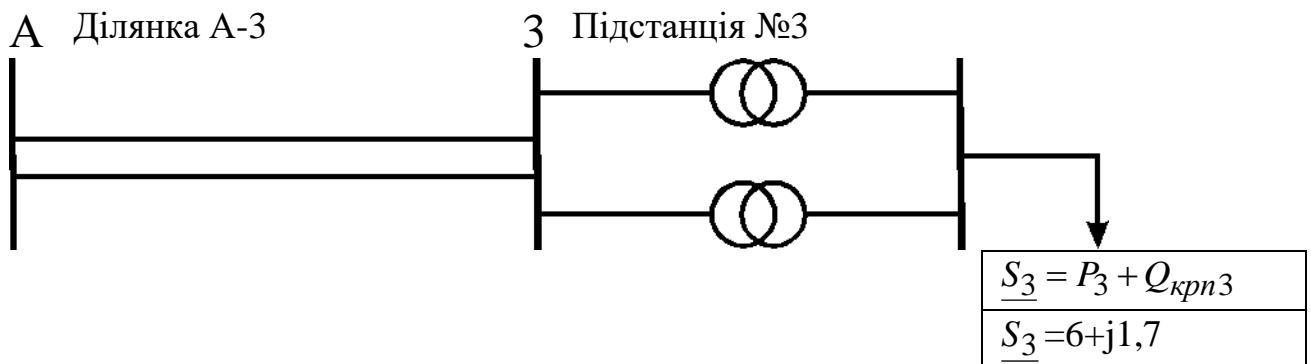


Рисунок 4.4а – Схема ділянки А-3 електричної мережі

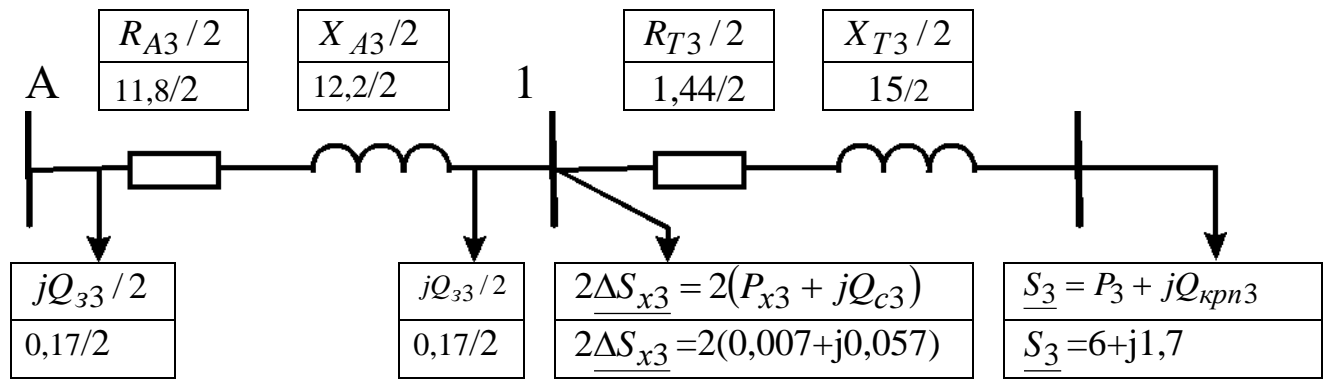


Рисунок 4.4б – Схема заміщення ділянки А-3 електричної мережі

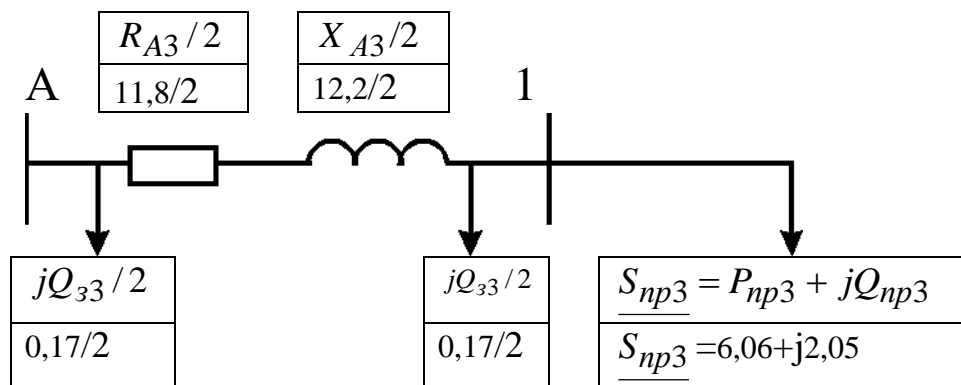


Рисунок 4.4в – Схема заміщення ділянки А-3 с приведенними навантаженнями

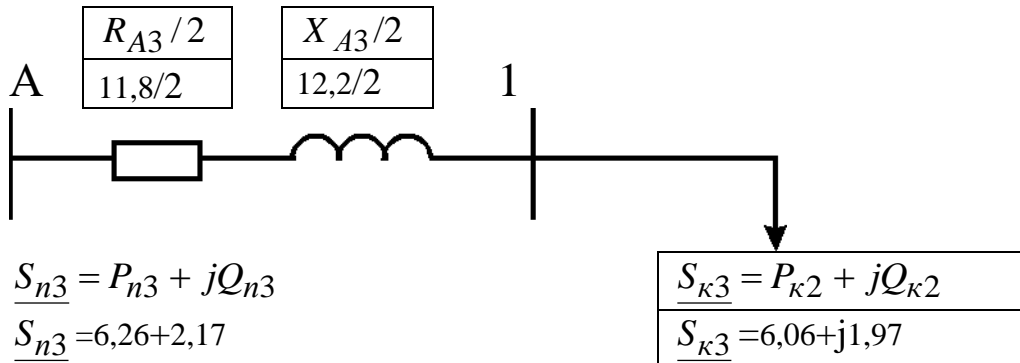


Рисунок 4.4г – Схема заміщення ділянки А-3 з початковими і кінцевими навантаженнями

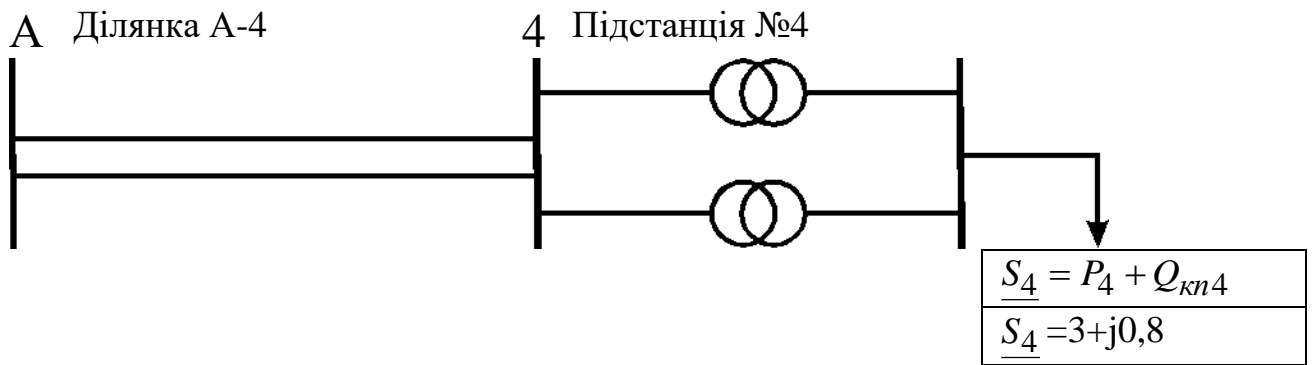


Рисунок 4.5а – Схема ділянки А-4 електричної мережі

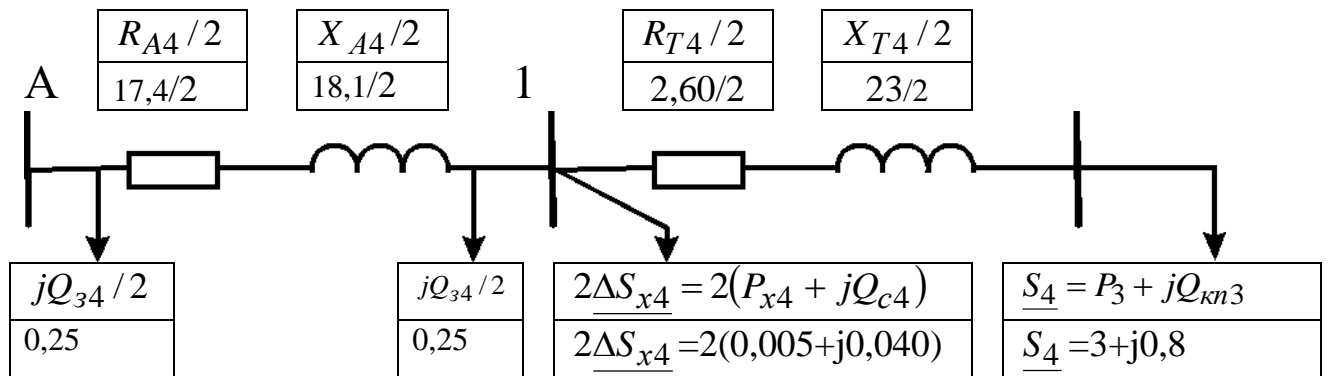


Рисунок 4.5б – Схема заміщення ділянки А-4 електричної мережі

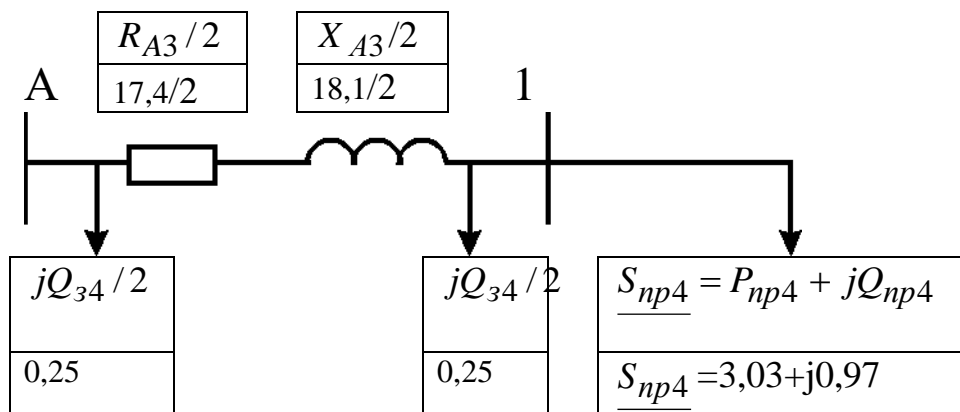


Рисунок 4.5в – Схема заміщення ділянки А-4 с приведенними навантаженнями

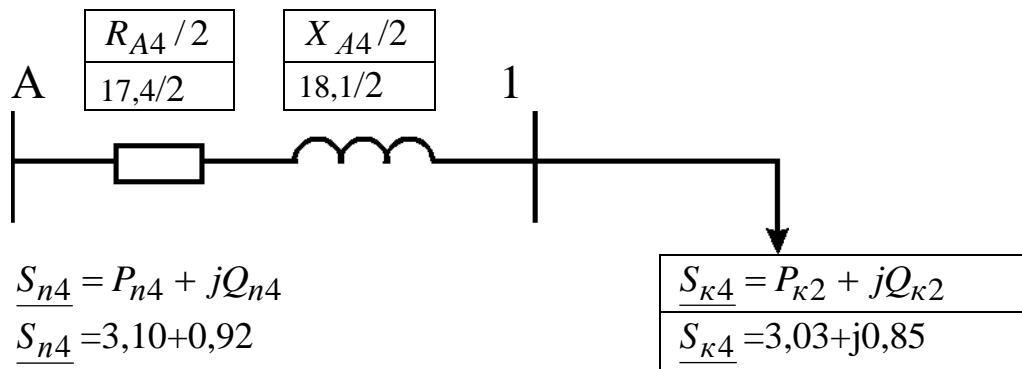


Рисунок 4.5г – Схема заміщення ділянки А-4 з початковими і кінцевими навантаженнями

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

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

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

Приймаємо $U_A = 38,5$ кВ.

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

$$\Delta U_{A1} = \frac{P_n \cdot \frac{R_{A1}}{n} + Q_n \cdot \frac{X_{A1}}{n}}{U_{дж}} = \frac{(5,24 \cdot 17,4/2 + 1,77 \cdot 18,1/2)}{38,5} = 1,60 \text{ кВ.} \quad (4.25)$$

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

$$U_1 = U_{дж} - \Delta U_{A1} = 38,5 - 1,60 = 36,9. \quad (4.26)$$

Далі розраховуємо втрати напруги в трансформаторах підстанції за значеннями потужностей $P_{вх} + jQ_{вх}$, які беремо із табл. 5.1, і еквівалентним

значенням двох опорів трансформаторів $R_{Текв} = \frac{R_T}{2}$ і $X_{Текв} = \frac{X_T}{2}$. У результаті визначаються напруги на нижчій стороні трансформаторів, приведені до їхньої вищої напруги.

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

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

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

$$\Delta U_{тр} = \frac{P_{вх} \cdot \frac{R_{T1}}{2} + Q_{вх} \cdot \frac{X_{T1}}{2}}{U_{вн}} = 5,03 \cdot 1,44/2 + 1,57 \cdot 15/2 / 38,5 = 0,44. \quad (4.28)$$

Напруга, споживана вузлом №1, кВ,

$$U_{спож1} = 36,9 - 0,44 = 36,50.$$

Результати розрахунків зводимо до табл. 4.3.

Таблиця 4.3 – Розрахунок напруг у вузлових точках мережі

Ділянка	A-1	A-2	A-3	A-4
Напруга джерела живлення, U_A , кВ	38,5	38,5	38,5	38,5
Активна потужність на початку лінії, P_L , МВт, (з табл. 4.2)	5,24	3,12	6,26	3,10
Реактивна потужність на початку лінії, Q_L , МВАр, (з табл. 4.2)	1,77	0,91	2,17	0,92
Кількість ланцюгів на ділянці, n , (табл. 2.4)	2	2	2	2
Активний опір одного провода ділянці, $R_{ланц}$, Ом, (з табл. 2.4)	17,4	21,2	11,8	17,4
Реактивний опір одного провода ділянці, X_i , Ом, (табл. 2.4)	18,1	22,0	12,2	18,1
Втрати напруги на ділянці, ΔU_{Ai} , кВ, з форм. (4.22)	1,60	1,12	1,30	0,92
Напруга вузла (на вході підстанції) U_i , кВ, з форм. (4.22)	36,9	37,4	37,2	37,6
Активна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $P_{вх}$, МВт, з форм. (4.9) і табл. 4.1	5,03	3,02	6,05а	3,02
Реактивна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $Q_{вх}$, МВАр, з форм. (4.10) і табл. 5.1	1,57	0,89	1,94	0,89
Активний опір обмоток трансформатора, R_T , Ом, з форм.(4.1) і табл. 2.7.	1,44	2,60	1,44	2,60
Реактивний опір обмоток трансформатора, X_T , Ом, з форм.(5.2) і табл. 2.7	15	23	15	23
Втрати напруги у трансформаторах підстанції, $\Delta U_{тр}$, кВ	0,44	0,40	0,54	0,40
Напруга, споживана вузлом на виході підстанції (напруга на нижчій стороні трансформаторів, приведена до вищої напруги), $U_{спож1}$, кВ	36,5	37,0	36,7	37,2

Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------

РОЗДІЛ 5

ОХОРОНА ПРАЦІ

5.1 Встановлення заземлень. Загальні вимоги

Встановлювати заземленим на струмовідні частини необхідно безпосередньо після перевірки відсутності напруги.

Переносні заземлення спочатку треба приєднати до заземлювального пристрою, а потім, після перевірки відсутності напруги, встановити на струмовідні частини.

Знімати переносне заземлення необхідно в зворотній послідовності: спочатку зняти його зі струмовідних частин, а потім від заземлювального пристрою.

Встановлення і зняття переносних заземлень слід виконувати в діелектричних рукавичках із застосуванням в електроустановках понад 1000 В ізолювальної штанги. Закріплювати затискачі переносних заземлень слід цією ж штангою або безпосередньо руками в діелектричних рукавичках.

Забороняється користуватися для заземлення провідниками, не призначеними для цього, а також - приєднувати заземлення за допомогою скручування.

5.2 Встановлення заземлень в електроустановках підстанцій і в розподільчих устаткуваннях

В електроустановках понад 1000 В заземлювати слід струмовідні частини всіх фаз (полюсів) відключеної для робіт дільниці з усіх боків, з яких може бути подана напруга, за винятком відключених для робіт збірних шин, на які достатньо встановити одне заземлення.

Під час робіт на відключеному лінійному роз'єднувачі на проводи спусків з боку ПЛ, незалежно від наявності заземлювальних ножів, має бути встановлене таке додаткове заземлення, яке не порушується під час виконання операцій з роз'єднувачем.

Заземлені струмовідні частини мають бути відокремлені від струмовідних частин, що перебувають під напругою, видимим розривом (вимкненими вимикачами, роз'єднувачами, відокремлювана ми або вимикачами навантаження, знятими запобіжниками, демонтованими шинами або проводами). Безпосередньо на робочому місці заземлення додатково встановлюється в тих випадках, коли ці частини можуть опинитися під наведеною напругою (потенціалом), яка може викликати ураження струмом, або коли на них може бути подана напруга понад 42 В змінного і 110 В постійного струму), від стороннього джерела.

В ЗРУ переносні заземлення встановлюються на струмовідні частини в призначених для цього місцях. Ці місця очищуються від фарби і облямовуються чорними смугами. В ЗРУ і ВРУ місця приєднання переносних заземлень до магістралей заземлень або до заземлених конструкцій мають бути очищені від фарби і пристосовані для закріплення.

В електроустановках, конструкція яких така, що встановлення заземлень небезпечне (наприклад, в деяких розподільчих скринях, КРУ окремих типів, збірках з вертикальним розташуванням фаз), під час

підготовки робочого місця слід вжити додаткових заходів безпеки, що перешкоджають помилковому поданню напруги до місця роботи: приводи і вимкнені апарати замикаються на замок; на ножі або верхні контакти роз'єднувачів рубильників, автоматів тощо встановлюються гумові ковпаки або спеціальні накладки з ізоляційних матеріалів; запобіжники, ввімкнені послідовно з комутаційними апаратами, знімаються. Ці технічні заходи мають бути вказані в місцевій інструкції з експлуатації. В разі неможливості вжиття зазначених додаткових заходів мають бути від'єднанні кінці лінії живлення - в РУ, на щиті, збірці або безпосередньо на місці роботи. Список таких електроустановок визначається і затверджується особою, відповідальною за електрогосподарство.

Встановлення заземлення не потрібне під час роботи на електроустаткуванні, якщо від нього з усіх боків від'єднанні шипи, проводи та кабелі, якими може бути подана напруга; якщо на нього не може бути подана напруга зворотною трансформацією або від стороннього джерела і за умови, що на цьому устаткуванні не наводиться напруга. Кінці під'єднаних кабелів в цьому разі мають бути замкнені накоротко і заземлені.

Під час робіт в РУ встановлювати заземлення на протилежних кінцях ліній, що живлять це РУ, не потрібно, крім випадків, коли під час проведення робіт необхідно знімати заземлення з виводів ліній.

В електроустановках до 1000 В під час робіт на збірних шинах РУ, щитів, збірок напруга з шин має бути знята і шини (за винятком шин, що виконані ізольованим проводом) мають бути заземленими. Необхідність і можливість встановлення заземлення на приєднання цих РУ, щитів, збірок і підключеного до них устаткування визначає особа, яка видає наряд (розпорядження).

В електроустановках напругою до 1000 В всі операції зі встановлення і зняття заземлень дозволяється виконувати одній особі з групою III з числа оперативних чи оперативно-ремонтних працівників. Встановлення переносних заземлень у цьому випадку проводиться з землі за умови

					РБ 141.19дб.002 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		90

застосування спеціальної ізолювальної штанги, якою можна не тільки встановлювати, але і закріплювати ці заземлення.

В електроустановках напругою понад 1000 В:

- вмикати заземлювальні ножі дозволяється одній особі з групою IV з оперативних чи оперативно-ремонтних працівників;

- встановлювати і знімати переносні заземлення мають два працівники з оперативних чи оперативно-ремонтних працівників з групами IV і III. Другий працівник з групою III може бути зі складу ремонтних, в цьому разі він повинен пройти інструктаж і ознайомитися зі схемою електроустановки;

- вимикати заземлювальні ножі може працівник з групою III із оперативних чи оперативно-ремонтних працівників.

Допускається тимчасове зняття заземлень, встановлених під час підготовки робочого місця, якщо це вимагається характером робіт, що виконуються. Тимчасове зняття і повторне встановлення заземлень виконується оперативним працівником чи (під його наглядом) членом бригади з групою III. Дозвіл на тимчасове зняття заземлень, в також на виконання цих операцій керівником робіт, слід обумовлювати в рядку наряду "Окремі вказівки" з записом про те, де і з якою метою мають бути зняті заземлення.

5.3 Пожежна безпека при експлуатації трансформаторів, автотрансформаторів, компенсуювальних реакторів

1) Пожежна безпека в разі експлуатації трансформаторів, автотрансформаторів і компенсуювальних реакторів забезпечується:

- підтриманням у справному стані пристроїв охолодження, регулювання і захисту обладнання;

- дотриманням температурних режимів;

– наявністю та підтримуванням у справному стані і в постійній готовності автоматичних систем пожежогасіння та мастилоприймальних пристроїв.

2) Мастилоприймальні пристрої під трансформаторами і реакторами, маслопроводи або спеціальні дренажі мають підтримуватися у справному стані для запобігання розтіканню мастила в разі аварії та потраплянню його в кабельні канали та інші споруди.

3) Для трансформаторів (реакторів) потужністю до 10 МВ·А допускається виконання маслоприймачів без відведення мастила. Мастилоприймачі мають бути заглиблено, розраховані на повний об'єм мастила, що вміщується над ним в обладнанні, та закриватися металевими ґратами, зверху на які повинен бути насипаний завтовшки 0,25 м шар чистого гравію або шар промитого гравійного щебеню, або шар непористого щебеню іншої породи фракцією від 40 до 70 мм.

4) Гравійна засипка, яка розміщується в маслоприймальних чашах, повинна утримуватися в чистоті й не рідше ніж 1 раз на рік промиватися.

5) У разі значної забрудненості гравійної засипки або появи на ній рослинності вона повинна бути замінена.

6) Одночасно з промиванням гравійної засипки слід випробовувати пропускну здатність мастиловідводів і стаціонарну систему пожежогасіння (за її наявності).

7) У разі виявлення протікання мастила потрібно негайно вжити заходів щодо виявлення та усунення причини, запобігання новим проявам (підтяжка болтових з'єднань, заварювання тріщин).

8) Незаглиблений мастилоприймач потрібно виконувати у вигляді бортових огорож мастило наповненого електроустаткування на довжину усього периметра гравійної засипки без розривів. Висота бортових огорож повинна бути не менше ніж 0,25 м і не більше ніж 0,5 м над рівнем

навколишнього планування землі згідно з вимогами пункту 4.2.67 Глави 4.2 ПУЕ-2014 «Розподільчі установки та підстанції напругою понад 1 кВ», затверджених наказом Міністерства енергетики України від 22 серпня 2014 року за № 598.

У місцях викочування трансформаторів і реакторів бортове огороження повинні перешкоджати розтіканню мастила і виготовлятися з матеріалу, який легко демонтується в разі ремонту, а потім встановлюється на своє місце.

9) Забороняється використовувати (приспосовувати) стінки кабельних каналів як бортове огороження мастилоприймачів трансформа

10) Вводи кабельних ліній у шафи управління, захисту й автоматики, а також розгалужувальні (з'єднувальні) коробки на трансформаторах і реакторах старанно ущільнюються негорючими матеріалами.

11) Аварійні ємності для приймання мастила від трансформаторів і мастильних реакторів повинні перевірятися не рідше ніж 2 рази на рік, а також після сильних дощів, розтавання снігу або гасіння пожежі.

12) У мастилоприймачах без відведення мастила повинні передбачатися пристрої для відкачування і контролю наявності мастила та води.

За наявності води проводиться її відкачування, про що слід внести запис до оперативного журналу. Стаціонарні рівнеміри повинні утримуватися у справному стані.

13) Перевірка роботи стаціонарної установки пожежогасіння і повноти зрошення проводиться під час планових вимкнень на 8 годин і більше, а також ремонтів.

Результати випробувань записуються в оперативний журнал, дефекти - у журнал дефектів.

Система трубопроводів стаціонарної установки пожежогасіння фарбується в червоний колір.

14) Горловина вихлопної труби трансформатора не повинна бути скерована на обладнання, встановлене ближче ніж за 30 м, а також місця проходу персоналу. У разі потреби встановлюються відбійні щити.

Матеріал і влаштування мембрани на вихлопній трубі повинні відповідати технічним вимогам.

Забороняється використовувати для цього матеріали, які не передбачені заводом-виробником.

Під час огляду трансформатора потрібно контролювати цілісність мембрани.

15) У разі виникнення пожежі на заземленому трансформаторі (реакторі) він повинен бути негайно вимкнений із мережі усіх напруг, якщо не вимкнувся через дію релейного захисту. Персонал повинен проконтролювати включення стаціонарної установки пожежогасіння (за її наявності), викликати підрозділ ОРСЦЗ й далі діяти за оперативним планом пожежогасіння (карткою).

16) Забороняється в разі пожежі на трансформаторі (реакторі) зливати мастило з корпусу, бо це може призвести до поширення вогню на обмотки, а також ускладнить гасіння пожежі.

17) Гасіння пожеж на трансформаторах проводиться згідно з інструкцією на даний об'єкт.

18) У місцях встановлення пожежної техніки треба обладнати й позначити місця її заземлення.

Місця заземлення пересувної пожежної техніки визначаються спеціалістами, які обслуговують об'єкт, разом із представниками ОРСЦЗ та позначаються знаком заземлення.

19) Трансформатори мають бути обладнані стаціонарними автоматичними установками пожежогасіння відповідно до додатку 8 цих Правил, з урахуванням вимог НАПБ В.01.056-2013/111 та НАПБ 05.0 32-2002 «Інструкція з протипожежного захисту розподільних пристроїв підстанцій та трансформаторів».

ВИСНОВКИ

У дипломній роботі бакалавра розроблено проект технічних показників електричної мережі, що живить район з промислово - сільськогосподарським виробництвом.

У процесі роботи виканано 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 мереж, обрано найбільш раціональну за допустимими втратам напруги, , а також за технічними показникам мережа.

4. Розглянуто проблеми компенсації реактивної потужності та проведено розрахунок потужності конденсаторних батарей, які забезпечують необхідний економічне значення тангенса φ . Для живильної напруги 35 кв $tg \varphi_{ек} = 0,23$;

5. Розрахунками доведено, що у режимі зимового максимуму навантаження на кожній ПС необхідно залишати в роботі обидва трансформатора.

Розроблена система електропостачання відповідає технічним умовам, виданими завданням на бакалаврську роботу та вимогами ПУЕ.

					РБ 141.19дб.002 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		95

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., Плешков 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.

Ізм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата

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.

