

**СХІДНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
ІМЕНІ ВОЛОДИМИРА ДАЛЯ**

**Факультет інженерії**

**Кафедра електричної інженерії**

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА**

до кваліфікаційної роботи бакалавра  
освітньо-кваліфікаційного рівня бакалавр

галузі знань 14 електрична інженерія

зі спеціальності 141 електроенергетика, електротехніка та  
електромеханіка

на тему Керування режимами споживання електричної потужності в  
електроенергетичній системі

Виконав: студент групи ЕСЕ-19да  
Ємельянов О. С.

\_\_\_\_\_  
(підпис)

Керівник  
доц. Філімоненко К. В.

\_\_\_\_\_  
(підпис)

Завідувач кафедри  
доц. Руднев Є. С.

\_\_\_\_\_  
(підпис)

Київ

2023

СХІДНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
ІМЕНІ ВОЛОДИМИРА ДАЛЯ

Факультет інженерії  
Кафедра електричної інженерії  
Освітньо-кваліфікаційний рівень бакалавр  
Напрямок підготовки 14 «Електрична інженерія»  
Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

завідувач кафедри  
доц. Руднев Є.С.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2023 року

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

Ємельянову Олександрю Сергійовичу

1. Тема проекту Керування режимами споживання електричної потужності в електроенергетичній системі

Спец. завдання Регулювання напруги у режимах максимального навантаження та післяаварійному

Керівник проекту доц. Філімоненко Костянтин Вадимович, к.т.н.  
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

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

2. Строк подання студентом проекту 10 червня 2023 р.

5. Вихідні данні до проекту.

5.1. 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 – 330 кВ.

№ варіанта	Координати X (мм), Y(мм) розташування джерела живлення і підстанцій споживачів									
	Джерело живлення (ДЖ),		Пункт споживання №1		Пункт споживання №2		Пункт споживання №3		Пункт споживання №4	
	$X_A$	$Y_A$	$X_1$	$Y_1$	$X_2$	$Y_2$	$X_3$	$Y_3$	$X_4$	$Y_4$
	150	150	170	147	192	120	187	85	147	165

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

5.2. Навантаження споживачів у максимальному режимі

№ варіанта	Тривалість використання максимального навантаження ділянок мережі, годин/рік	Максимальні навантаження Р (Мвт) и cosφ (о.е.) споживачів							
		Пункт споживання №1		Пункт споживання №2		Пункт споживання №3		Пункт споживання №4	
		$P_1$	$\cos \varphi_1$	$P_2$	$\cos \varphi_2$	$P_3$	$\cos \varphi_3$	$P_4$	$\cos \varphi_4$
	$T_m$								
	5040	24	0,923	20	0,848	20	0,848	42	0,849

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

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

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

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

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

6.2. Вибір раціонального рівня напруги у схемі електропостачання.

6.3. Розрахунок режимів максимального навантаження і післяаварійних.

6.4. Регулювання напруги у мережі.

7. Перелік графічного матеріалу (з точним визначенням обов'язкових креслень).

7.1. Принципова схема електропостачання (один лист формату А3).

## 8. Консультанти розділів проекту

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

Дата видачі завдання 16 травня 2023 р.

## 9. Календарний план виконання проекту

№	Назва етапів проекту (роботи)	Строк виконання етапів проекту	Розділ и
1	ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ. Коротка характеристика споживачів району. Визначення сумарного розрахункового навантаження району. Обґрунтування необхідності і вибір місця спорудження вузлової підстанції. Розробка варіантів схем електропостачання споживачів район. Попереднє порівняння варіантів за натуральними показниками	I і II тижні	
2	РОЗРАХУНОК ТЕХНІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ. Наближений розрахунок потужностей і вибір номінальної напруги. Розрахунок перерізів проводів. Перевірка проводів за умов нагрівання. Розрахунок параметрів ліній. Перевірка схем за допустимою втратою напруги. Вибір трансформаторів на підстанціях споживачів. Розрахунок втрат потужності і електроенергії.	II і III тижні	
3	КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ.	IV тиждень	
4	РОЗРАХУНОК ОСНОВНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ. Режим максимального навантаження. Післяаварійний режим.	V тиждень	
5	РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ	V тиждень	
6	ОХОРОНА ПРАЦІ	VI тиждень	
7	Графічна частина	VII тиждень	

Студент \_\_\_\_\_ **Ємельянов О. С.**  
(підпис)

Керівник проекту \_\_\_\_\_ доц. **Філімоненко К.В.**  
(підпис)

Дата видачі завдання " 16 " травня 2023

## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка містить 93 стор., 26 рис., 19 табл., 15 бібл. найм.

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

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

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

## ABSTRACT

Pages – 93; Drawings – 26; Tables – 19; Sources – 15

Approved The Network configuration. Nominal Voltages, cross-sections of Wires of Power Lines on all sections of the designed Network are selected. The Powers of The Substation Transformers are appointed. Compensating and controlling Appliances and their location are chosen. There are the most advantageous solution for several options of The Power Network after comparative analysis.

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

					РБ.141.19да.001 ПЗ			
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Ємельянов				<i>Керування режимами споживання електричної потужності системи</i>	Літ.	Лист	Листів
Перевір.	Філімоненко						5	
Реценз.						СНУ ім. Даля каф.ЕІ		
Н. Контр.								
Затверд.	Руднєв							

## ЗМІСТ

		Стор.
	ВСТУП.....	7
1.	ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	11
1.1.	Коротка характеристика споживачів району.....	11
1.2.	Визначення сумарного розрахункового навантаження району.....	12
1.3.	Обґрунтування необхідності і вибір місця спорудження вузлової підстанції.....	13
1.4.	Розробка варіантів схем електропостачання споживачів району.....	18
2.	РОЗРАХУНОК ТЕХНІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ.....	25
2.1.	Наближений розрахунок потужностей і вибір номінальної напруги	25
2.2.	Розрахунок перерізів проводів.....	32
2.3.	Перевірка проводів за умов нагрівання.....	36
2.4.	Розрахунок параметрів ліній.....	39
2.5.	Перевірка схем за допустимою втратою напруги.....	40
2.6.	Вибір трансформаторів на підстанціях споживачів.....	44
2.7.	Розрахунок втрат потужності і електроенергії.....	47
3.	КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ.....	53
4.	РОЗРАХУНОК ОСНОВНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ.....	57
4.1.	Режим максимального навантаження.....	57
4.2.	Післяаварійний режим.....	73
5.	РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ.....	77
6.	ОХОРОНА ПРАЦІ.....	81
6.1	Роботи з вимірювальними приладами, пристроями реєстрозахисту, автоматики, телемеханіки і зв'язку, з електролічильниками.....	81
6.2	Вимикання (зняття папруги).....	82
6.3	Перевірка відсутності напруги.....	84
6.4	Пожежна безпека у машинних залах та котельних відділеннях електростанцій .....	87
	ВИСНОВКИ.....	91
	СПИСОК ДЖЕРЕЛ.....	92

## ВСТУП

Передача електричної енергії від джерела живлення (електростанції) і розподіл її між споживачами здійснюються за допомогою електричних мереж. Таким чином, електрична мережа поєднує для спільної роботи електростанцію і споживачі електроенергії. Електричні мережі складаються з ліній електропередач (повітряних і кабельних) та підстанцій. До мереж відносяться також електропровідники, виконані ізольованими проводами або кабелями з гумовою ізоляцією малих перерізів (до 16 мм<sup>2</sup>), і струмопроводи, виконані оголеними провідниками різного профілю у тунелях, галереях, опорних конструкціях і т.п.

Одним із показників, що характеризує мережі, є рід струму, відповідно до якого розрізняють електричні мережі змінного і постійного струму. Електричні мережі характеризуються номінальною напругою. Розрізняють низьковольтні (з номінальною напругою 1000 В і нижче) та високовольтні мережі (з номінальною напругою, що перевищує 1000 В). Іноді електричні мережі підрозділяють на місцеві (номінальна напруга 35 кВ і нижче) та районні (номінальна напруга 110 кВ і вище). Останнім часом така класифікація замінюється іншою, більш точною: місцеві мережі відносять до числа розподільних, а районні - до числа живильних. Сукупність живильних ліній (ЖЛ) становить живильну мережу (ЖМ), розподільні лінії (РЛ) утворюють розподільну мережу (РМ).

За надійністю електропостачання розрізняють мережі розімкнуті й замкнуті. До розімкнутих відносяться мережі, утворені лініями, навантаження яких можуть одержувати енергію тільки з однієї сторони. Замкнуті мережі - мережі, по яких можна здійснювати електропостачання споживачів не менш, ніж із двох сторін В якості джерел живлення цих мереж

					РБ.141.19да.001 ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		7

можуть служити електростанції або шини підстанцій, яки у свою чергу зв'язані мережею з електростанціями системи.

Крім електричних мереж загального призначення, за допомогою яких здійснюється електропостачання різних електроприймачів, мережі можуть мати спеціалізований характер. Таким чином, є мережі зв'язку, тягові мережі електровозного транспорту, мережі пересувних електроустановок і т.п.

Основними вимогами, що ставляться до електричної мережі, є:

- пожежна безпека - проводи повинні вибиратися відповідно до пропускної здатності за нагріванням при нормальному й аварійному режимах;

- технічна доцільність - проводи повинні вибиратися за припустимою втратою напруги в них при нормальному й аварійному режимах;

- економічність - повинні вибиратися найбільш доцільні з економічної точки зору тип і переріз проводу, що задовольняють першим двом умовам;

- механічна міцність - вплив зовнішніх факторів не повинен викликати появи небезпечних напружень у матеріалі проводів. На механічну міцність розраховують тільки повітряні лінії.

Для зовнішнього електропостачання застосовуються повітряні і кабельні лінії. Повітряними лініями електричних мереж називаються лінії електропередачі, розташовані на відкритому повітрі.

Основні елементи повітряних ліній: 1 - провід; 2 - ізолятори, 3 - грозозахисний трос, 4 - тросостійка, 5 - траверси опори, 6 – стовбур (стійка) опори, 7 - фундаменти опори. Призначення грозозахисного тросу полягає в екрануванні (захисті) проводів від влучання в них розряду блискавки. Конструктивна частина повітряної лінії характеризується довжиною проміжного й анкерного прольотів, типами застосованих для її спорудження опор, їхніми габаритними розмірами, марками проводів і грозозахисного тросу.

Струмопроводи застосовують при напругах до 35 кВ для передачі значних потужностей в одному напрямку на відносно невеликі відстані

					РБ.141.19да.001 ПЗ	Лист
						8
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		



(близько 2 км - при напрузі 6 кВ і 3 км - при напрузі 10 кВ). Перевагою струмопроводів у порівнянні з кабельними лініями є економія ізоляційних матеріалів, а також економія свинцю й алюмінію, що йдуть на оболонку кабелю, при одночасному підвищенні надійності живлення споживачів. При застосуванні струмопроводів необхідно, однак, враховувати порівняно високу вартість їхньої будівельної частини. Крім того, варто пам'ятати, що значний реактивний опір струмопроводів приводить до зниження рівня напруги споживачів і збільшенню коливань напруги при ударних навантаженнях. Для запобігання несиметричності напруг повинні застосовуватися, як правило, струмопроводи із симетричним розташуванням фаз.

У конструктивному відношенні струмопроводи розділяють на тверді й гнучкі. Тверді струмопроводи при напрузі 6-35 кВ виконують із алюмінієвих шин різних профілів, закріплених на підвісних ізоляторах, а також з алюмінієвих труб і інших профілів, змонтованих на опорних або підвісних ізоляторах. Для підвищення електродинамічної стійкості рекомендується застосовувати тверді струмопроводи з алюмінієвих сплавів електротехнічного призначення. Недоліками твердих струмопроводів змонтованих на опорних ізоляторах є більша вартість і менша надійність, обумовлені більшою кількістю опорних ізоляторів. Раціональною конструкцією твердого симетричного струмопровода є струмопровід, кожна фаза якого виконана із двох алюмінієвих шин коробчастого перерізу. Шини окремих фаз кріпляться на загальній сталевій конструкції за допомогою розташованих під кутом  $120^\circ$  один відносно одного опорних ізоляторів. Струмопровід підвішується на ізоляторах у підземних тунелях, закритих естакадах або галереях, відкрито на кронштейнах, укріплених уздовж зовнішніх стін будинків, або на спеціальних опорах. Відкрита прокладка твердих струмопроводів з їхнім кріпленням на спеціальних опорах і особливо на стінах протяжних виробничих будинків і опорних конструкцій

					РБ.141.19да.001 ПЗ	Лист
						9
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

технологічних естакад значно дешевша й більш надійна, ніж закрита прокладка у тунелях і галереях.

Гнучкі струмопроводи напругою 6-35 кВ виконують оголеними проводами великих перерізів або з гнучких алюмінієвих труб, підвішених за допомогою ізоляторів на залізобетонних або металевих опорах. Перевагою гнучких струмопроводів у порівнянні із твердими є менше число ізоляторів, перекриття яких може бути причиною аварії.

Тверді струмопроводи напругою до 1000 В виконують із алюмінієвих шин у вигляді комплектного шинопроводу (три- або чотирипровідного). Шинопроводи прокладають у виробничих приміщеннях безпосередньо по фермах або на підвісках по колонах і по стінах на кронштейнах, на стійках. Відстань між точками кріплення шино про воду не повинна перевищувати 3 м.

					РБ.141.19да.001 ПЗ	Лист
						10
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

# РОЗДІЛ 1

## ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

### 1.1 Коротка характеристика споживачів району

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

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

$$S_1 = \frac{P_1}{\cos\varphi_1} = 24/0,923 = 26,0. \quad (1.1)$$

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

$$Q_1 = \sqrt{S_1^2 - P_1^2} = (26,0^2 - 24^2)^{0,5} = 10,0. \quad (1.2)$$

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

Таблиця 1.1 – Відомості про вузли навантаження

Найменування вузла	Навантаження у максимальному режимі, $P + jQ$ , МВА			Галузь промисловості	Вторична номінальна напруга $U_{нн}$ , кВ	Категорія надійності
1	24	+j	10,0	Машинобудування	6	II
2	20	+j	12,5	Машинобудування	10	II
3	20	+j	12,5	Машинобудування	6	I
4	42	+j	26,1	Металургія	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:

$$\sum_{i=1}^n P_i = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 = 24 + 20 + 20 + 42 = 106,00. \quad (1.3)$$

Розраховується сума реактивних максимальних навантажень, МВАр:

$$\sum_{i=1}^n Q_i = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 = 10,0 + 12,5 + 12,5 + 26,1 = 61,10. \quad (1.4)$$

Повне максимальне навантаження району, МВА

$$S_{\Sigma} = \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n P_i\right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n Q_i\right)^2} = (106,00^2 + 61,10^2)^{0,5} = 122,35. \quad (1.5)$$

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

$$\Delta P = 0,03 \cdot \sum_{i=1}^n P_i + 0,02 \cdot S_{\Sigma} = 0,03 \cdot 106,00 + 0,02 \cdot 122,35 = 5,63. \quad (1.6)$$

					РБ.141.19да.001 ПЗ	Лист
						12
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

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

$$\Delta Q = 0,05 \cdot \sum_{i=1}^n Q_i + 0,1 \cdot S_{\Sigma} = 0,05 \cdot 61,10 + 0,1 \cdot 122,35 = 15,29. \quad (1.7)$$

Сумарне активне  $P_p$  розрахункове навантаження району, МВт

$$P_p = k_{ум} \cdot \sum_{i=1}^n P_i + \Delta P = k_{ум} \cdot P_{\Sigma} + \Delta P = 0,95 \cdot 106,00 + 5,63 = 106,33. \quad (1.8)$$

Сумарні реактивне  $Q_p$  розрахункові навантаження району, МВАр

$$Q_p = k_{ум} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i + \Delta Q = k_{ум} \cdot Q_{\Sigma} + \Delta Q = 0,95 \cdot 61,10 + 15,29 = 73,34. \quad (1.9)$$

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

Сумарне повне розрахункове навантаження району, МВА

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = (106,33^2 + 73,34^2)^{0,5} = 129,17. \quad (1.10)$$

### 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.141.19да.001 ПЗ	Лист
						13
Зм.	Лист	№ докум.	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.141.19да.001 ПЗ	Лист
						14
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Найменування ПС	$P,$	$X,$	$P \times X,$	$Y,$	$P \times Y,$	$L_{псі-цн}$	$P \times l_{пс-тцн},$
	МВт	мм	МВт·мм	мм	МВт·мм	мм	МВт·мм
1	24	170	4080	147	3528	10	240
2	20	192	3840	120	2400	29	580
3	20	187	3740	85	1700	55	1100
4	42	147	6174	165	6930	35	1470
Разом	106,00	-	17834	-	14558	-	3390

Таблиця 1.2 – Розрахунок місця розташування ВП

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

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot X_i}{\sum_{i=1}^m P_i} = 17834/106,00 = 168 \text{ мм.} \quad (1.13)$$

$$Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^m P_i} = 14558/106,00 = 137 \text{ мм.} \quad (1.14)$$

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), $(X_A, Y_A)$	150	150
Пункт споживання №1, $(X_1, Y_1)$	170	147

Пункт споживання №2, $(X_2, Y_2)$	192	120
Пункт споживання №3, $(X_3, Y_3)$	187	85
Пункт споживання №4, $(X_4, Y_4)$	147	165
Центр електричних навантажень (ЦН), $(X_0, Y_0)$	168	137

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.

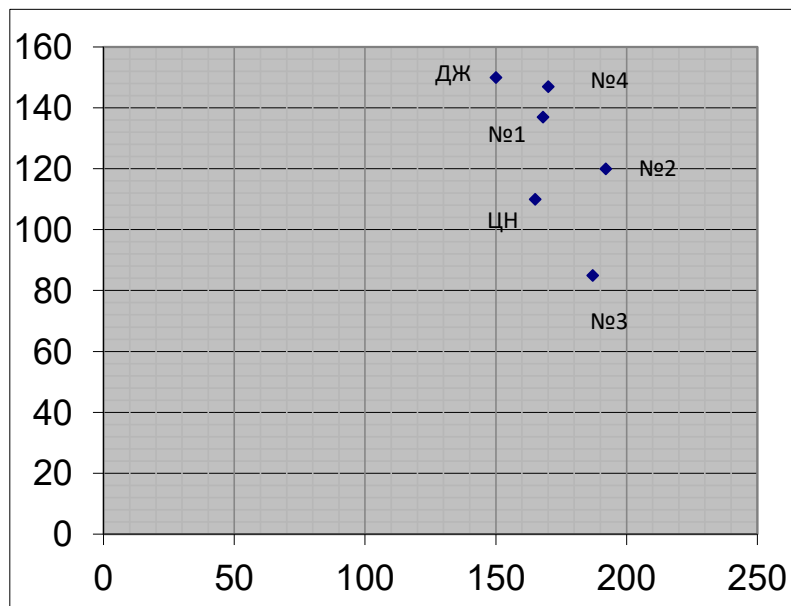


Рисунок 1.1 – План розташування на місцевості споживачів (1-4), джерела електроенергії А(ДЖ) і центра навантаження (ЦН).

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

$$L_{дж-цн} = \sqrt{(X_A - X_0)^2 + (Y_A - Y_0)^2} = ((150-168)^2 + (150-137)^2)^{0.5} = 22. \quad (1.15)$$

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



$$L_{nc1-цн} = \sqrt{(X_1 - X_0)^2 + (Y_1 - Y_0)^2} = ((170-168)^2 + (147-137)^2)^{0,5} = 10. \quad (1.16)$$

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

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

$$L_{с.в.} = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot l_{i-тцн}}{\sum_{i=1}^m P_i} = 3390/106,00 = 32. \quad (1.17)$$

Розраховуємо умову (1.1)

$$\frac{L_{дж-цн}}{L_{с.в.}} = 22/32 = 0,69, \quad (1.18)$$

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

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

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

$$\backslash l_{A1} = \left( \sqrt{(X_A - X_1)^2 + (Y_A - Y_1)^2} \right) \cdot M = [(150-170)^2 + (150-147)^2]^{0,5} \cdot 1 = 20 \text{ км}. \quad (1.19)$$

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

Результати розрахунку приведені у табл. 1.4.

					РБ.141.19да.001 ПЗ	Лист
						17
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.4 – Відстань між пунктами на місцевості, км

$l_{A1}$	$l_{A2}$	$l_{A3}$	$l_{A4}$	$l_{12}$	$l_{13}$	$l_{14}$	$l_{23}$	$l_{24}$	$l_{34}$
20	52	75	15	35	64	29	35	64	89

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

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

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

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

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

У проектній практиці для побудови раціональної конфігурації мережі застосовують поваріантний метод, при якому для заданого розташування споживачів намічається кілька варіантів і з них на основі техніко-економічного порівняння вибирається кращий. За умовами надійності в одну

електрически зв'язану мережу допускається поєднувати 6 - 3 споживача напругою 35 - 220 кВ (менше число відноситься до вищої напруги).

Для забезпечення необхідної надійності електропостачання районів з переважними навантаженнями I і II категорії можна використовувати розімкнуті резервовані мережі (радіальні, магістральні, магістральні з відгалуженнями, у тому числі, найкоротші мережі) чи прості замкнуті мережі (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.

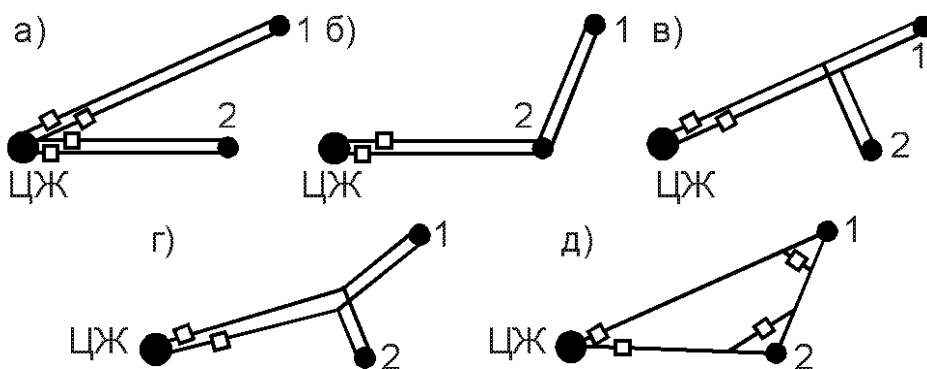


Рисунок 1.2 – Можливі схеми живлення споживачів: радіальна (а), магістральна (б), магістральна з відгалуженням (в), найкоротша (г), кільцева (д)

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

замкнених схемах мережі, для розподільного пристрою РП приймається схема “місток”:

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

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

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

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

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

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

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

					РБ.141.19да.001 ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		20

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, обміркованої по прямої лінії на плані району):

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

де  $m$  – прийнятий масштаб, км/мм;

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

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

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

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

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

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

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

					РБ.141.19да.001 ПЗ	Лист
						21
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

При порівнянні варіантів за натуральними показниками приймається, що вартість одного вимикача в 3 рази більше вартості одного кілометра ЛЕП. Тоді еквівалентна довжина ЛЕП ( $L_{екв}$ ) по варіанту електропостачання обчислюється, км,

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

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

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

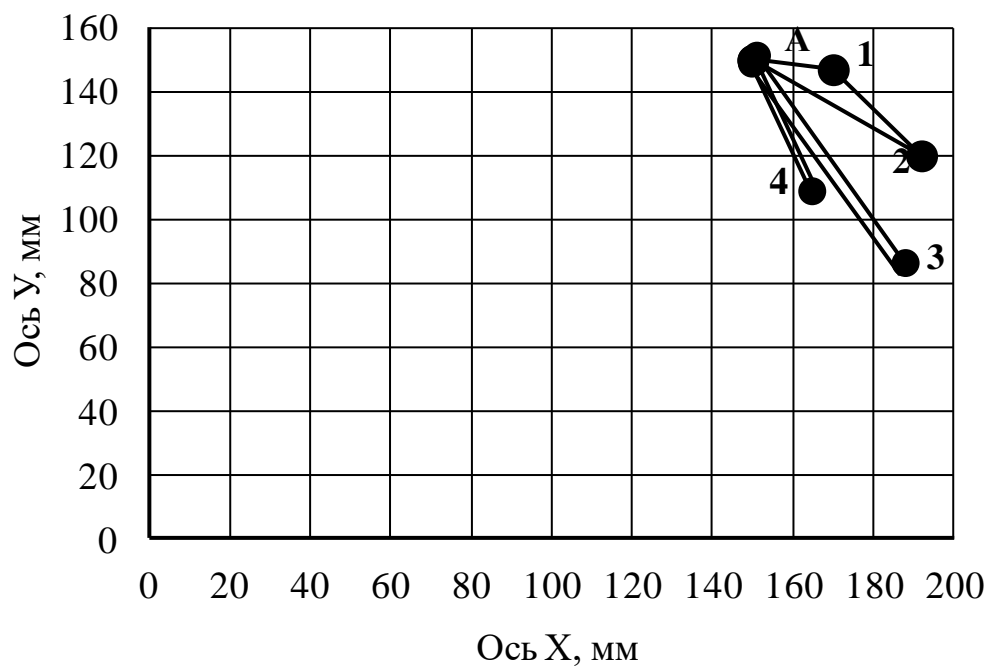


Рисунок 1.3 – Варіант “а”

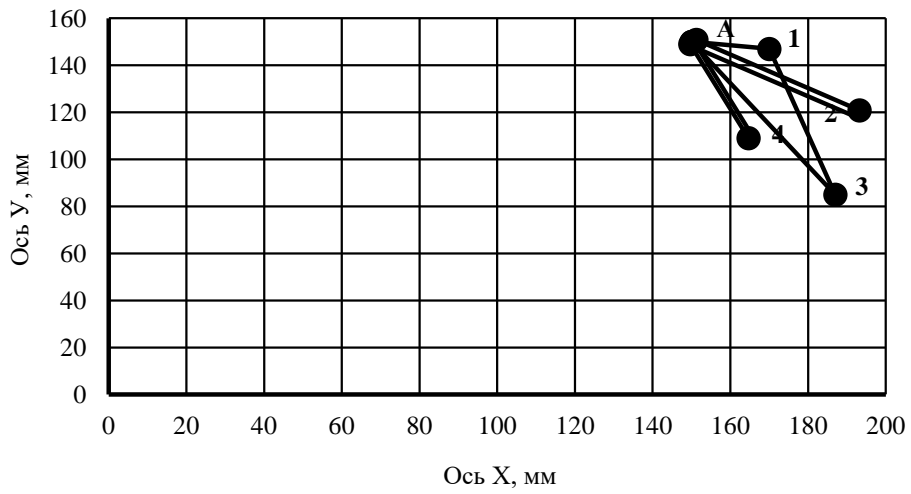


Рисунок 1.4 – Варіант “Б”

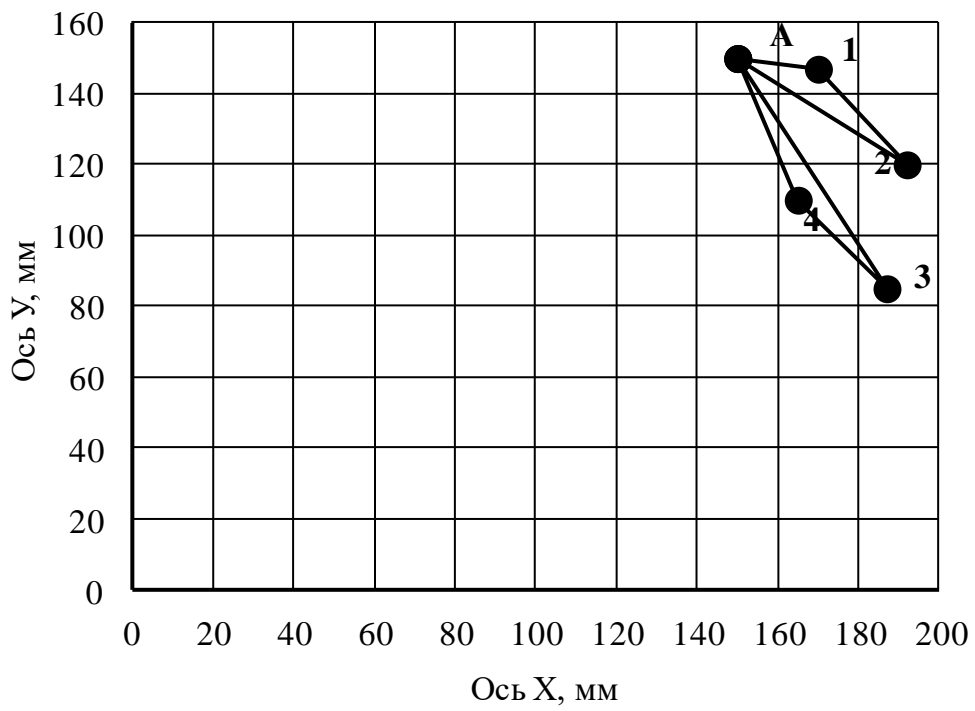


Рисунок 1.5 – Варіант “В”

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

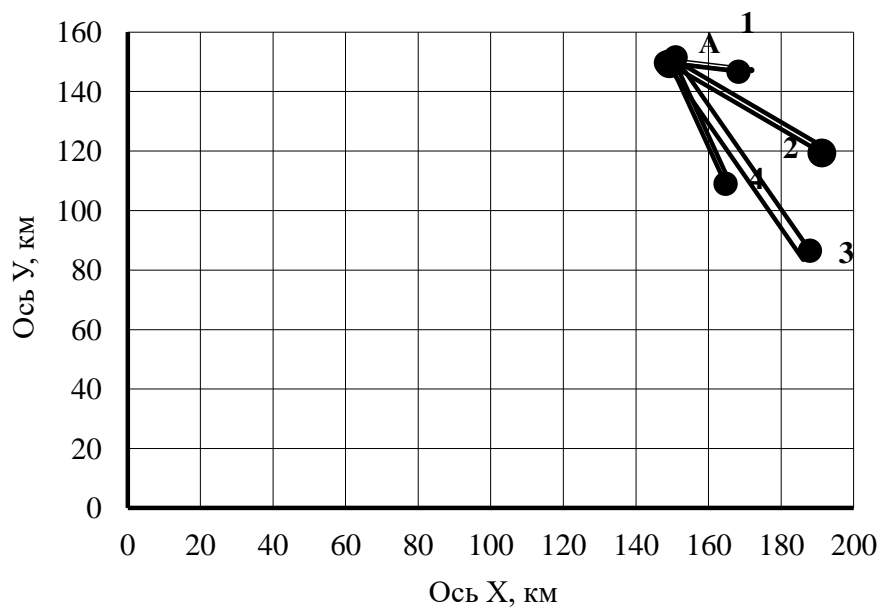


Рисунок 1.6 – Варіант “Г”

Результати розрахунку натуральних показників приводяться в табл.1.3.

Таблиця 1.3 – Порівняння варіантів електропостачання по натуральним показникам

Варіант	Ділянка	Коефіцієнт, що враховує конструктивний тип опір і кількість ліній $k_{ділі}$	Відстані на плані між пунктами споживання, $l_i$ , мм	Довжина ділянок, $l_{ділі} = 1,1ml_i$ , км	Еквівалентна довжина ділянок, $l_{екві} = k_{ділі} \times l_{ділі}$ , км	Сумарна довжина ЛЕП, $L_{\Sigma}$ , км	Кількість вимикачів у варіанті, $n_B$	Еквівалентна довжина ЛЕП, $L_{екв} = L_{\Sigma} + 3n_B$ , км
“а”	A-1	1	20	22	22	276,1	9	303,1
	1-2	1	35	38,5	38,5			
	A-2	1	52	57,2	57,2			



	A-3	1,6	75	82,5	132			
	A-4	1,6	15	16,5	26,4			
“б”	A-1	1	20	22	22	292,8	9	319,8
	A-3	1	75	82,5	82,5			
	1-3	1	64	70,4	70,4			
	A-4	1,6	15	16,5	26,4			
	A-2	1,6	52	57,2	91,5			
“в”	A-1	1	20	22	22	314,6	9	341,6
	1-2	1	35	38,5	38,5			
	A-2	1	52	57,2	57,2			
	A-3	1	75	82,5	82,5			
	3-4	1	89	97,9	97,9			
	A-4	1	15	16,5	16,5			
“г”	A-1	1,6	20	22	35,2	285,1	9	312,1
	A-2	1,6	52	57,2	91,5			
	A-3	1,6	75	82,5	132			
	A-4	1,6	15	16,5	26,4			

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

## РОЗДІЛ 2

### РОЗРАХУНОК ТЕХНІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ

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

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

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

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

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

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

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

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

					РБ.141.19да.001 ПЗ	Лист
						26
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

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.

					РБ.141.19да.001 ПЗ	Лист
						27
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

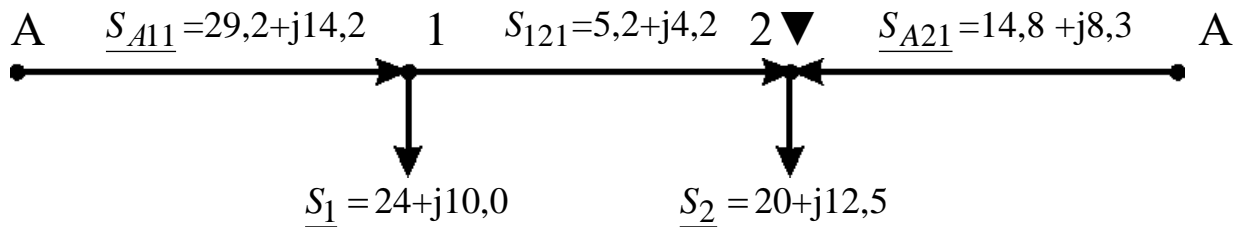


Рисунок 2.1 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-1-2-А (варіант мережі 1)

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,

$$\begin{aligned} P_{A11} &= \frac{P_1(l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + P_2 l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = (24 \cdot (38,5 + 57,2) + 20 \cdot 57,2) / \\ &/(22,0 + 38,5 + 57,2) = 29,2 \text{ МВт}. \end{aligned} \quad (2.4)$$

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

$$Q_{A11} = \frac{Q_1(l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + Q_2 l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = (10,0 \cdot (38,5 + 57,2) + 12,5 \cdot 57,2) / (22,0 + 38,5 + 57,2) = 14,2. \quad (2.5)$$

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

$$S_{A11} = P_{A11} + jQ_{A11} = (29,2 + j14,2). \quad (2.6)$$

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,

$$P_{A21} = \frac{P_1 \cdot l_{\partial ilA1} + P_2 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = (24 \cdot 22,0 + 20 \cdot (38,5 + 22,0)) / (22,0 + 38,5 + 57,2) = 14,8, \quad (2.8)$$

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

$$Q_{A21} = \frac{Q_1 \cdot l_{\partial ilA1} + Q_2 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = (10,0 \cdot 22,0 + 12,5 \cdot (38,5 + 22,0)) / (22,0 + 38,5 + 57,2) = 8,3, \quad (2.9)$$

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

$$S_{A21} = P_{A21} + jQ_{A21} = (14,8 + j8,3) \quad (2.10)$$

Перевірка балансом потужностей.

$$S_{A11} + S_{A21} = S_1 + S_2 \quad (2.11)$$

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

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

					РБ.141.19да.001 ПЗ	Лист
						29
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

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

Перевірка балансом активних потужностей, МВт,

$$P_{A11} + P_{A21} = 29,2 + 14,8 = 44,0. \quad P_1 + P_2 = 24 + 20 = 44,0. \quad (2.15)$$

Перевірка балансом реактивних потужностей, МВАр,

$$Q_{A1} + Q_{A2} = 14,2 + 8,3 = 22,5. \quad Q_1 + Q_2 = 10,0 + 12,5 = 22,5 \quad (2.16)$$

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,

$$P_{121} = P_{A11} - P_1 = 29,2 - 24 = 5,2. \quad (2.18)$$

Потік реактивної потужності на ділянці 1-2, МВАр,

$$Q_{121} = Q_{A11} - Q_1 = 14,2 - 10,0 = 4,2. \quad (2.19)$$

Потік повної потужності на ділянці 1-2, МВА,

$$\underline{S}_{121} = P_{121} + jQ_{121} = (5,2 + j4,2). \quad (2.20)$$

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:

$$\underline{S}_{A31} = \underline{S}_3 = P_{A31} + jQ_{A31} = P_3 + jQ_3 = 20 + j12,5$$

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,

$$\underline{S}_{A41} = \underline{S}_4 = P_{A41} + jQ_{A41} = P_4 + jQ_4 = 42 + j26,1,$$

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

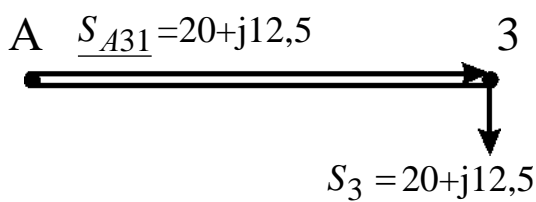


Рисунок 2.2 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-3

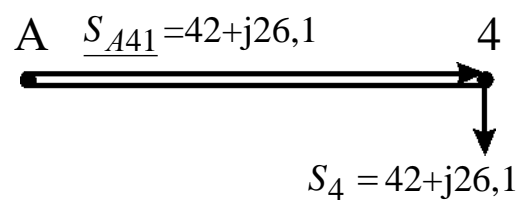


Рисунок 2.3 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-4

(варіант мережі 1)

(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,

$$\underline{S}_{A12} = \underline{S}_1 = P_{A12} + jQ_{A12} = P_1 + jQ_1 = 24 + j10,0;$$

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

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

$$\underline{S}_{A22} = \underline{S}_2 = P_{A22} + jQ_{A22} = P_2 + jQ_2 = 20 + j12,5;$$

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

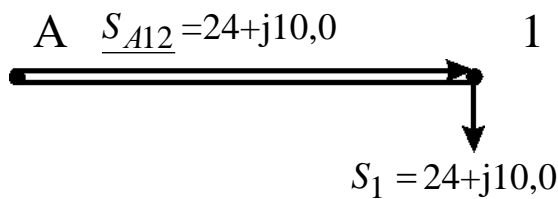


Рисунок 2.4 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-1 (варіант мережі 2)

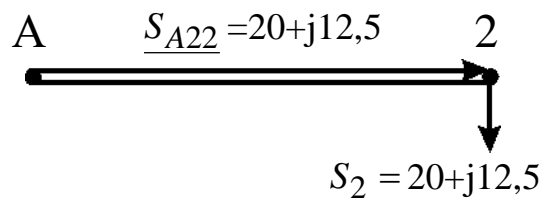


Рисунок 2.5 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-2 (варіант мережі 2)

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

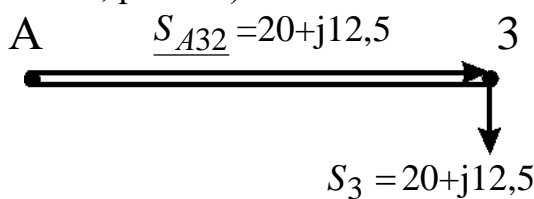


Рисунок 2.6 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-3 (варіант мережі 2)

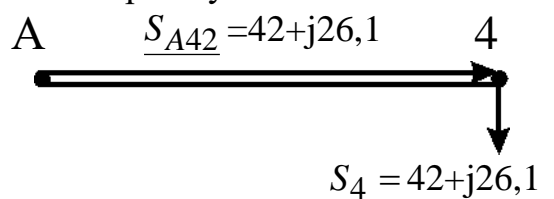


Рисунок 2.7 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-4 (варіант мережі 2)

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

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

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

					РБ.141.19да.001 ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		32



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

Таблиця 2.1 – Вибір номінальної напруги в схемах

Варіант	Ділянка	Довжина ділянки, $l_{дiл}$ , км	Активна потужність, що протікає на ділянці $P_{дiл}$ , МВт	Кількість ланцюгів на ділянці, $n$	Величина розрахункової напруги $U_p$ , кВ	Вибрана $U_{ндiл}$ кВ
1	A-1	22,0	29,2	1	96	110
	A-2	57,2	14,8	1	74	110
	1-2	38,5	5,2	1	48	110
	A-3	82,5	20	2	39	110
	A-4	16,5	42	2	68	110
2	A-1	22,0	24	2	81	110
	A-2	57,2	20	2	63	110
	A-3	82,5	20	2	64	110
	A-4	16,5	42	2	68	110

## 2.2. Розрахунок перерізів проводів

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

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

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

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

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,

$$S_{A11} = \sqrt{P_{A11}^2 + Q_{A11}^2} = (29,2^2 + 14,2^2)^{1/2} = 32,5$$

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

$$I_{A11} = \frac{S_{A11} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n_{A1}} = 32,5 \cdot 10^3 / (1,73 \cdot 110 \cdot 1) = 170,8;$$

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

Приймаємо економічну щільність струму для алюмінієвого проводу і числа годин  $T_m = 5040$  год/рік (вихідні данні проекту)

$j_{ек} =$	1	А/мм <sup>2</sup> .
------------	---	---------------------

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

$$F_{A11} = \frac{I_{A11}}{j_{ек}} = 170,8 / 1 = 171$$

Отримані значення перерізів проводів округляють до найближчих стандартних (табл. А.5). При застосуванні залізобетонних опор марки

проводів ЛЕП 35 кВ повинні укладатися в межі АС-95/16 – АС-150/24, ЛЕП 110 кВ – у межі АС-70/11 – АС-240/32, ЛЕП 220 кВ – у межі АС-240/32 – АС-500/64.

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

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

Результати розрахунку перерізів проводів приводяться в табл. 2.2.

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

					РБ.141.19да.001 ПЗ	Лист
						35
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.2 – Розрахунок перерізів по економічній щільності струму

Варіант	Ділянка мережі	Активна потужність ділянки, $P_{діл}$ , МВт	Реактивна потужність ділянки, $Q_{діл}$ , МВАр	Повна потужність ділянки, $S_{діл}$ , МВА	Номінальна напру-га, $U_{нділ}$ , кВ	Кількість ланцюгів на ділянці, $n$	Робочий струм на ділянці, $I$ , А	Переріз провoda, $F$ , мм <sup>2</sup>	Прийнята марка провoda	Припустимий тривалий струм А	Активний опір провoda при 20 град. С на 1 км, $r_0$ Ом	Реактивний опір провoda на 1 км, $x_0$ , Ом	Ємнісна провідність на 1 км, $b_0 \cdot 10^{-6}$ , См
1	A-1	29,2	14,2	32,5	110	1	170,8	171	АС-185/29	510	0,162	0,413	2,75
	A-2	14,8	8,3	17,0	110	1	89,3	89	АС-95/16	330	0,306	0,434	2,61
	1-2	5,2	4,2	6,7	110	1	35,2	35	АС-70/11	265	0,428	0,444	2,55
	A-3	20	12,5	23,6	110	2	62,0	62	АС-70/11	265	0,428	0,444	2,55
	A-4	42	26,1	49,4	110	2	129,8	130	АС-150/24	450	0,198	0,42	2,7
2	A-1	24	10,0	26,0	110	2	68,3	68	АС-70/11	265	0,428	0,444	2,55
	A-2	20	12,5	23,6	110	2	62,0	62	АС-70/11	265	0,428	0,444	2,55
	A-3	20	12,5	23,6	110	2	62,0	62	АС-70/11	265	0,428	0,444	2,55
	A-4	42	26,1	49,4	110	2	129,8	130	АС-150/24	450	0,198	0,42	2,7

### 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,

$$P_{авА11} = P_1 + P_2 = 24 + 20 = 44,0.$$

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

$$Q_{авА11} = Q_1 + Q_2 = 10,0 + 12,5 = 22,5.$$

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

$$S_{авА11} = \sqrt{P_{авА11}^2 + Q_{авА11}^2} = (44,0^2 + 22,5^2)^{0,5} = 49,4.$$

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

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

$$I_{авA11} = \frac{S_{A11} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_n} = 49,4 \cdot 10^3 / (1,73 \cdot 110) = 260 \text{ А.}$$

$$I_{авA11} = 260 \text{ А} \leq I_{доп} = 510 \text{ А.}$$

Результати перевірки за нагріванням приводяться в табл. 2.3

Таблиця 2.3 – Перевірка прийнятих марок проводів по нагріванню

Варіант	Ділянка мережі	Активна потужність ділянки, P <sub>діл</sub> , МВт, табл.2.2	Реактивна потужність ділянки, Q <sub>діл</sub> , МВАр, табл.2.2	Повна потужність ділянки, S <sub>діл</sub> , МВА, табл.2.2	Номінальна напруга, U <sub>n</sub> , кВ, табл.2.1	Кількість ланцюгів на ділянці, n	Аварійний струм на ділянці, I <sub>ав</sub> , А, формула (2.23) при n=1	Допустимий струм, I <sub>доп</sub> , А, табл.2.2
1	A-1	44,0	22,5	49,4	110	1	260	510
	A-2	Обрив	0	0,0	110	1	0	330
	1-2	20	12,5	23,6	110	1	124	265
	A-3	20	12,5	23,6	110	2	62	265
	A-4	42	26,1	49,4	110	2	130	450
2	A-1	24	10,0	26,0	110	2	68	265
	A-2	20	12,5	23,6	110	2	62	265
	A-3	20	12,5	23,6	110	2	62	265
	A-4	42	26,1	49,4	110	2	130	450

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

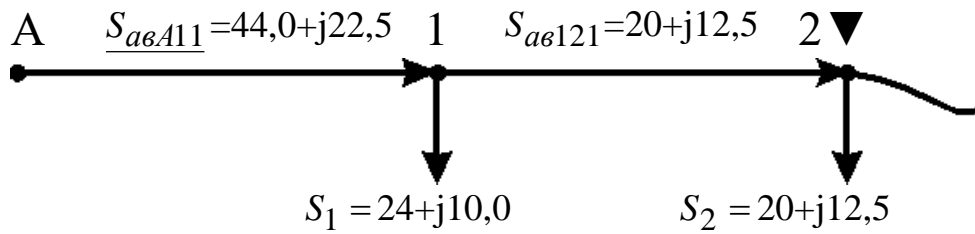


Рисунок 2.8 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-1-2-А (варіант 1) при обриві провода на ділянці А-2

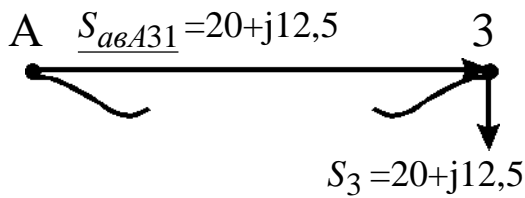


Рисунок 2.9 – Розрахункова- схема для післяаварійного режиму ділянки А-3 (варіант 1) при обриві провода

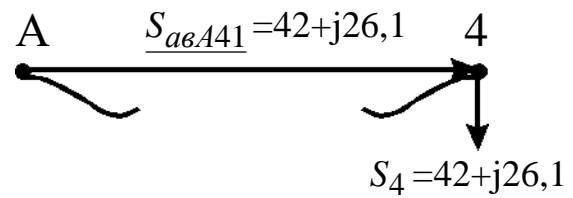


Рисунок 2.10 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-4 (варіант 1) при обриві провода

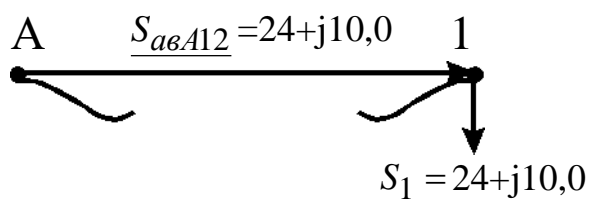


Рисунок 2.11 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-1 (варіант 2) при обриві провода

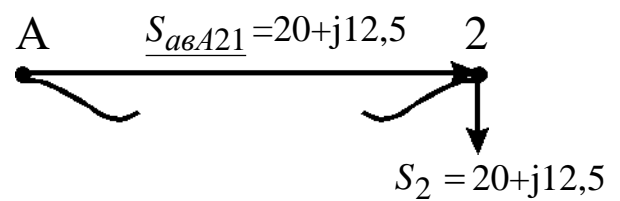


Рисунок 2.12 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-2 (варіант 2) при обриві провода

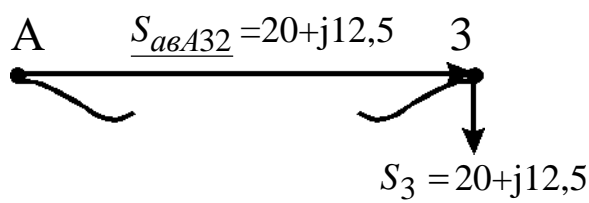


Рисунок 2.13 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-3 (варіант 2) при обриві провода

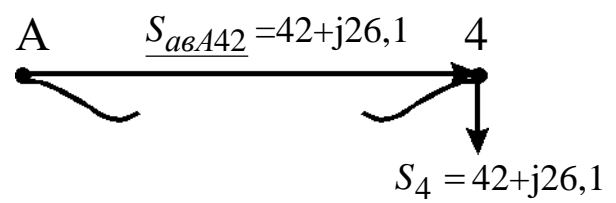


Рисунок 2.14 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-4 (варіант 2) при обриві провода

Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата

## 2.4. Розрахунок параметрів ліній

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

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

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

$l_{A1}$  - довжина ділянки А-1, км.

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

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

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

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

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

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

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

Таблиця 2. 4 – Розрахунок параметрів ліній

Варіант	Ділянка мережі	Кількість ланцюгів на ділянці, $n$ , (табл. 2.1)	Активний опір проводу при 20 град. С на 1 км, $r_0$ Ом	Реактивний опір проводу на 1 км, $x_0$ , Ом	Довжина ділянки, $l_{dil}$ , км	Активний опір одного ланцюга ділянки, $R_{ланц}$ , Ом	Реактивний опір одного ланцюга ділянки, $X_i$ , Ом	Ємнісна провідність на 1 км, $b_0 \cdot 10^{-6}$ , См	Зарядна ємна потужність ділянки лінії, $Q_{ei}$ , МВАр
1	A-1	1	0,162	0,413	22,0	3,6	9,1	2,75	0,73
	A-2	1	0,306	0,434	57,2	17,5	24,8	2,61	1,81
	1-2	1	0,428	0,444	82,5	35,3	36,6	2,55	2,55
	A-3	2	0,428	0,444	16,5	7,1	7,3	2,55	1,02
	A-4	2	0,198	0,420	22,0	4,4	9,2	2,70	1,44
2	A-1	2	0,428	0,444	22,0	9,4	9,8	2,55	1,36
	A-2	2	0,428	0,444	57,2	24,5	25,4	2,55	3,53
	A-3	2	0,428	0,444	16,5	7,1	7,3	2,55	1,02
	A-4	2	0,198	0,420	22,0	4,4	9,2	2,70	1,44

Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата
------	------	----------	--------	------



## 2.5. Перевірка схем за допустимою втратою напруги

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

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

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

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

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

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

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

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

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

					ПД 001.000.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		41

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

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

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

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

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

$$\Delta U_{авА11} = \frac{P_{А11} \cdot R_{авА11} + Q_{авА11} \cdot X_{авА11}}{U_{ном}} = (44,0 \cdot 3,6 + 22,5 \cdot 9,1) / 110 = 3,3.$$

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

$$R_{авА11} = \frac{R_{121}}{n} = 35,3/1 = 35,3.$$

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

$$X_{ав121} = \frac{X_{А11}}{n} = 9,1/1 = 36,6.$$

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

$$\Delta U_{ав121} = \frac{P_{121} \cdot R_{ав121} + Q_{ав121} \cdot X_{ав121}}{U_{ном}} = (20 \cdot 35,3 + 12,5 \cdot 36,6) / 110 = 10,6.$$

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:

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

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

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

$$\Delta U_{авА11} \% = \frac{\Delta U_{авА11}}{U_H} \cdot 100\% = 3,3 \cdot 100 / 110 = 3,0.$$

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

$$\Delta U_{ав121} \% = \frac{\Delta U_{ав121}}{U_H} \cdot 100\% = 10,6 \cdot 100 / 110 = 9,6.$$

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

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

$$U_{авА-1-2} \% = U_{авА11} \% + U_{ав121} \% = 3,0 + 9,6 = 12,6\% > 15\%. \quad (2.32)$$

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

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

					ПД 001.000.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		43

Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата

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, $l_{дiл}$ 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, $P_{дiл}$ , МВт (табл.. 2.3)	Реактивна потужність на ділянці, $Q_{дiл}$ , МВАр, (табл.. 2.3)	Втрага напруги на ділянці, $\Delta U$ , кВ (2.29)	Втрага напруги на ділянці, $\Delta U$ , % (2.32)
1	A-1	АС-185/29	0,162	0,413	22,0	3,6	9,1	44,0	22,5	3,3	3,0
	A-2	АС-95/16	0,306	0,434	57,2	Обрив					
	1-2	АС-70/11	0,428	0,444	82,5	35,3	36,6	20	12,5	10,6	9,6
	A-3	АС-70/11	0,428	0,444	16,5	7,1	7,3	20	12,5	2,1	1,9
	A-4	АС-150/24	0,198	0,420	22,0	4,4	9,2	42	26,1	3,9	3,5
2	A-1	АС-70/11	0,428	0,444	57,2	24,5	25,4	24	10,0	7,7	7,0
	A-2	АС-70/11	0,428	0,444	82,5	35,3	36,6	20	12,5	10,6	9,6
	A-3	АС-70/11	0,428	0,444	16,5	7,1	7,3	20	12,5	2,1	1,9
	A-4	АС-150/24	0,198	0,420	22,0	4,4	9,2	42	26,1	3,9	3,5

## 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.

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

$$S_1 = \frac{P_1}{\cos \varphi_1} = 24 / 0,923 = 26,0.$$

Необхідна потужність трансформатора, МВА,

$$S_{необх1} = 0,7 \cdot S_1 = 0,7 \cdot 26,0 = 18,2.$$

По величині  $S_{необх}$  вибирають трансформатори з найближчим стандартним значенням номінальної потужності  $S_{нт}$ . Для вузла №1 вибираємо по табл. А.7 трансформатор типу [ТРДН-25000/110](#). Номінальна потужність трансформатора

$$S_{нт1} = 25 \text{ МВА.}$$

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

					ПД 001.000.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		45

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

$$\Delta S_1 = \frac{S_1 - S_{нт1}}{S_{нт1}} \cdot 100\% = (26,0 - 25) \cdot 100 / 25 = 4,0 \% \leq 40\%.$$

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

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

$U_{2ном}$ ,

Таблиця 2.6 - Результати розрахунку при виборі трансформаторів

Найменування вузла	Активна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, $P$ , МВт, табл.1.1	Реактивна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, $Q$ , МВАр, табл.1.1	Повна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, $S$ , МВА	Необхідна потужність трансформатора, $S_{необ}$ , МВА	Стандартна напруга ділянки, що живить трансформатор, $U_{дів}$ , кВ, табл.2.1	Вторинна номінальна напруга, $U_{нн}$ , кВ, табл.1.1 $U_{2ном}$ , кВ
1	24	10,0	26,0	18,2	110	6
2	20	12,5	23,6	16,5	110	10
3	20	12,5	23,6	16,5	110	6
4	42	26,1	49,5	34,7	110	10

Таблиця 2.7

## Вибір трансформаторів

Найменування вузла															
Трансформатор															
Номінальна потужність, $S_n$ , МВА															
Середня номінальна напруга, кВ															
Напруга короткого замикання $U_K$ , %															
Втрати короткого замикання $P_K$ , кВт															
Втрати холостого ходу $P_x$ , кВт															
Струм холостого ходу, $I_x$ , %															
Розрахункова вартість, тис. грн.															
Активний опір трансформатора, $R_T$ , Ом															
Реактивний опір трансформатора, $X_T$ , Ом															
Реактивна потужність трансформатора, що намагнічує, $Q_c$ , квар															
Границі регулювання напруги, %															
Величина перевантаження трансформатора в аварійному режимі,															
1	ТРДН-25000/110	25	115/6,3	10,5	129	27	0,7	420	2,54	55,5	175	± 9 ×	1,78	%	4,0
2	ТРДН-25000/110	25	115/6,3	10,5	129	27	0,7	420	2,54	55,5	175	± 9 ×	1,78	%	-5,6
3	ТРДН-25000/110	25	115/10,5	10,5	129	27	0,7	420	2,54	55,5	175	± 9 ×	1,78	%	-5,6
4	ТРДН-40000/110	40	115/10,5	10,5	172	36	0,65	545	1,42	34,7	260	± 9 ×	1,78	%	23,8

## 2.7. Розрахунок втрат потужності і електроенергії

Втрати складаються із втрат у лініях і у трансформаторах.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$S_{\text{ділі1}} = \sqrt{P_{\text{ділі1}}^2 + Q_{\text{ділі1}}^2} = (29,2^2 + 14,2^2)^{0,5} = 32,5.$$

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

$$\Delta P_{\text{діліА1}} = \left( \frac{S_{\text{діліА1}}}{U_{\text{ділнА1}}} \right)^2 \cdot \frac{R_{\text{ланцА1}}}{n_{\text{А1}}} = (32,5/110)^2 \cdot 3,6/1 = 0,10,$$

Втрати електроенергії на ділянці мережі визначаються:

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

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

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{\text{м}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = (0,124 + 5040/10000)^2 \cdot 8760 = 3455. \quad (2.37)$$

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

Для ділянки А-1 втрати електроенергії

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



$$\Delta W_{\partial ilA1} = \Delta P_{\partial ilA1} \cdot \tau = 0,10 \cdot 3455 = 1085 \text{ МВт}\cdot\text{год},$$

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

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

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

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

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

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

$$\Delta P_{M1} = \frac{1}{n_{mp1}} \cdot P_{K1} \cdot \left( \frac{S_{M1}}{S_{H1}} \right)^2 \cdot 10^{-3} = (1/2) \cdot 129,0 \cdot 10^{-3} \cdot (26,0/25,0)^2 = 0,070 \text{ МВт}, \quad (2.39)$$

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).

					ПД 001.000.000 ПЗ	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	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	29,2	14,2	32,5	110	1	3,6	0,314	1,47	1085	5079
	A-2	14,8	8,3	17,0	110	1	17,5	0,418		1444	
	1-2	5,2	4,2	6,7	110	1	35,3	0,131		453	
	A-3	20	12,5	23,6	110	2	7,1	0,163		563	
	A-4	42	26,1	49,4	110	2	4,4	0,444		1534	
2	A-1	24	10,0	26,0	110	2	9,4	0,263	1,43	909	4955
	A-2	20	12,5	23,6	110	2	24,5	0,564		1949	
	A-3	20	12,5	23,6	110	2	7,1	0,163		563	
	A-4	42	26,1	49,4	110	2	4,4	0,444		1534	

Сумарні втрати у трансформаторах вузла №1, МВт,

$$\Delta P_{mp1} = \Delta P_{c1} + \Delta P_{m1} = 0,054 + 0,070 = 0,124. \quad (2.40)$$

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

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

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

$\tau$  - час максимальних втрат, годин,

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{спож}}}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = (0,124 + 5040/10000)^2 \cdot 8760 = 3455, \quad (2.42)$$

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

$$T_{\text{спож}} = T_m = 5040 \text{ год/рік.}$$

Втрати електроенергії в трансформаторах підстанції №1, МВт·год

$$\Delta W_{mp1} = \Delta W_{c1} + \Delta W_{m1} = \Delta P_{c1} \cdot T + \Delta P_{m1} \cdot \tau = 0,054 \cdot 8760 + 0,070 \cdot 3455 = 714,9.$$

Розрахунок втрат у трансформаторах приведено у табл.2.13.

					ПД 001.000.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дата		51

Таблиця 2.9 – Розрахунок втрат потужності у трансформаторах

Найменування вузла	Споживана повна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, $S$ , МВА	Номінальна потужність трансформатора у вузлі по каталогу, $S_n$ , МВА,	Номінальні втрати холостого ходу у трансформаторі, $P_{xx}$ , кВт	Номінальні втрати короткого замикання у трансформаторі, $P_{кз}$ , кВт	Втрати потужності в сталі трансформаторів вузла, $\Delta P_{ст}$ , МВт	Втрати потужності в міді трансформаторів вузла, $\Delta P_m$ , МВт	Сумарні втрати потужності в трансформаторах вузла, $\Delta P_{тр}$ , МВт	Сумарні втрати потужності в трансформаторах мережі, $\Delta P_{трмер}$ , МВт	Сумарні втрати електроенергії в трансформаторах вузла, $\Delta W_{тр}$ , МВт.год./рік	Сумарні втрати електроенергії в трансформаторах мережі, $\Delta W_{трмер}$ , МВт.год./рік
1	26,0	25,0	27,0	129,0	0,054	0,070	0,124	0,550	714,9	3141,7
2	23,6	25,0	27,0	129,0	0,054	0,057	0,111		670,0	
3	23,6	25,0	27,0	129,0	0,054	0,057	0,111		670,0	
4	49,5	40,0	36,0	172,0	0,072	0,132	0,204		1086,8	

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,

$$\Delta P_{мер1} = \Delta P_{дiлмер1} + \Delta P_{тр1} = 1,47 + 0,550 = 2,02. \quad (2.44)$$

Втрати потужності для варіанту 2, МВт,

$$\Delta P_{мер4} = \Delta P_{дiлмер4} + \Delta P_{тр4} = 1,43 + 0,550 = 1,98. \quad (2.45)$$

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

$$\Delta W_{мер1} = \Delta W_{дiлмер1} + \Delta W_{тр1} = 5079,00 + 3141,7 = 8221. \quad (2.46)$$

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

$$\Delta W_{мер4} = \Delta W_{дiлмер4} + \Delta W_{тр4} = 4955,00 + 3141,7 = 8097. \quad (2.47)$$

## РОЗДІЛ 3

### КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

#### 4.1. Вибір компенсаційних пристроїв

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

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

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

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

Для мережі  $U_H=110$  кВ приймаємо

$$tg \varphi_{ек} = 0,28$$

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

					РБ.141.19да.001 ПЗ	Лист
зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		54

$$Q_{кпр} = Q - Q_{ек}, \quad (3.2)$$

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

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

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

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

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

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

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

Таким чином, потужність компенсуючих пристроїв КП розподіляється нарівно на кожну секцію шин 6-10 кВ підстанції ПС, тобто кількість однотипних КП повинна бути кратна 2 при двообмотувальних чи трьохобмотувальних трансформаторах, чи автотрансформаторах, встановлюваних на підстанції ПС (наприклад, типу ТМ, ТМН, ТДН, ТДТН,

АТДЦТН), і кратно 4 – при трансформаторах з розщепленою обмоткою нижчої напруги (типу ТРДН).

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

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:

$$Q_{ек1} = P_1 \cdot \operatorname{tg} \varphi_{ек} = 24 \cdot 0,28 = 6,7 \text{ МВАр.}$$

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

$$Q_{кроз1} = Q_1 - Q_{ек1} = 10,0 - 6,7 = 3,3 \text{ МВАр.}$$

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

$$Q_{уст1} = 0,40 \text{ МВАр.}$$

Для трансформатора типу ТРДН-25000/110 двох обмоточного з розщеплення вторинної обмотки кількість установок повинна бути кратно 4 (два трансформатори на підстанції). Тому вибираємо кількість конденсаторних установок для підстанції №1

$$n_{уст1} = 8 \text{ шт.}$$

Фактична потужність компенсуючого пристрою на підстанції №1

$$Q_{кф1} = n_{уст1} \cdot Q_{уст1} = 8 \cdot 0,4 = 3,2 \text{ МВАр.}$$

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

$$\Delta Q_{кп1} = \frac{Q_{кроз1} - Q_{кф1}}{Q_{кф1}} \cdot 100\% = \frac{(3,3 - 3,2)}{3,2} \cdot 100\% = 3,1\% \leq 5\%.$$

Реактивна потужність підстанції №1 після компенсації



$$Q_{крп1} = Q_1 - Q_{кф1} = 10,0 - 3,2 = 6,7 \text{ МВАр.}$$

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

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

Таблиця 3.1 – Компенсація реактивної потужності

Номер підстанції	Активна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, $P$ , МВА	Реактивна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, $Q$ , МВАр	Економічне значення тангенса, $tg\phi_{ек}$	Економічна реактивна потужність у вузлі навантаження, $Q_{ек}$ , МВАр	Реактивна потужність компенсуючих пристроїв, $Q_{кроз} = Q_{факт}$ , МВАр	Активна і реактивна потужності навантаження вузла у максимальному режимі, $P+jQ_{крп}$ , МВА
1	24	10,0	0,28	6,7	3,3	24 +j 6,7
2	20	12,5		5,6	6,9	20 +j 5,6
3	20	12,5		5,6	6,9	20 +j 5,6
4	42	26,1		11,8	14,3	42 +j 11,8

## РОЗДІЛ 4

### РОЗРАХУНОК ОСНОВНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ

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

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

#### 4.1 Режим максимального навантаження

Розрахунок починають зі складання схем заміщення, опорів та провідностей. Для ліній (ділянок) ці параметри визначені, вони приведені у табл. 2.12. Схема заміщення трансформатора приведена на рис. 4.1. 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.

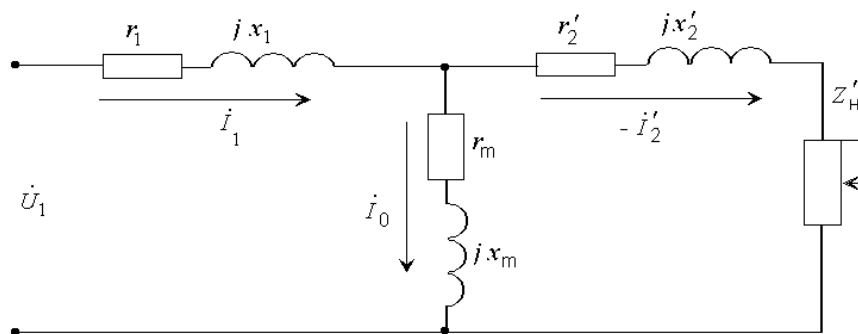


Рисунок 4.1 – Схема заміщення трансформатора

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

Активний опір обмоток трансформатора визначаємо, Ом:

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

Реактивний опір обмоток трансформатора визначаємо, Ом:

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

Для трансформаторів з розчепленням вторинної обмотки, Ом

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

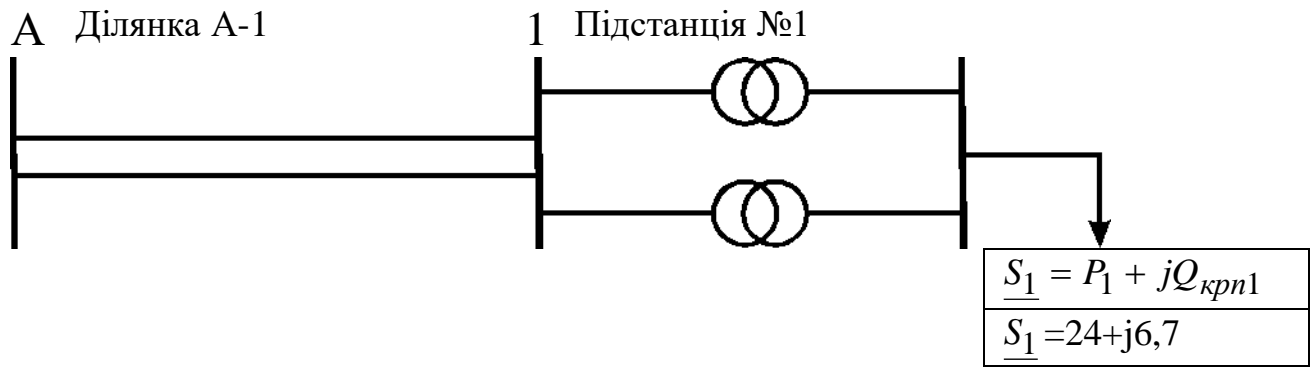


Рисунок 4.2а – Схема ділянки А-1 електричної мережі

Номінальна реактивна потужність, що намагнічує трансформатор, МВАр,

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

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

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

Далі складаємо схему заміщення з приведеними навантаженнями (рис. 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.

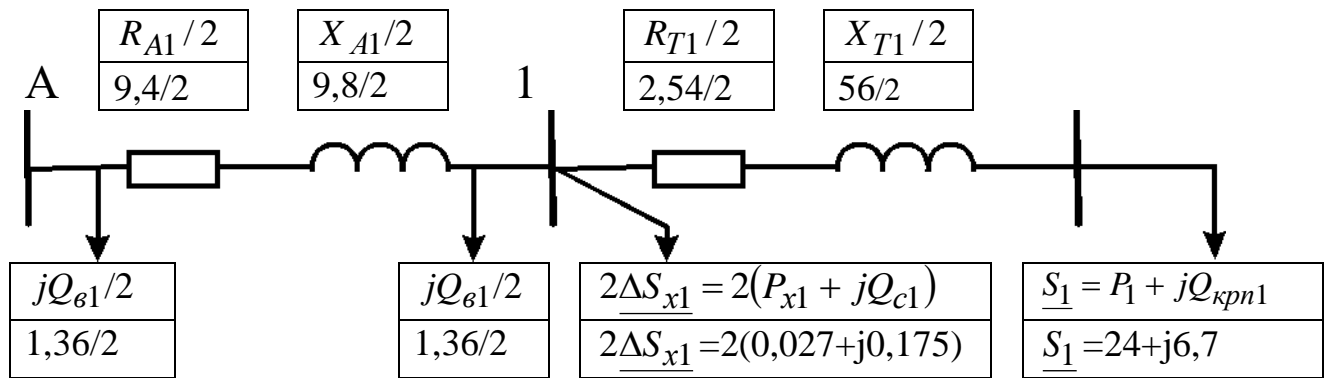


Рисунок 4.2б – Схема заміщення ділянки А-1 електричної мережі

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Втрати активної потужності в обмотках трансформатора, МВт, визначаються:

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

для підстанції №1

$$\Delta P_{T1} = ((24^2 + 6,7^2) / 110^2) \cdot 2,54 / 2 = 0,07 \text{ МВт.}$$

Втрати реактивної потужності в обмотках трансформатора, МВАр, визначаються:

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

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

$$\Delta Q_{T1} = ((24^2 + 6,7^2) / 110^2) \cdot 56 / 2 = 1,44.$$

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

$$P_{ex1} = (P_{m1} + \Delta P_{T1}) = 24 + 0,07 = 24,13.$$

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

$$Q_{ex1} = (Q_{kn1} + \Delta Q_{T1}) = 6,7 + 1,44 = 8,14.$$

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

$$\underline{S}_{ex1} = P_{ex1} + jQ_{ex1} = (24,13 + j8,14).$$

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

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

для підстанції №1, МВт,

$$P_{np1} = P_{ex1} + 2P_{x1} = 24,13 + 2 \cdot 27,0 \cdot 10^{-3} = 24,18.$$

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

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

для підстанції №1, МВАр,

$$Q_{np1} = Q_{ex1} + 2Q_{c1} = 8,14 + 2 \cdot 175,0 \cdot 10^{-3} = 8,49.$$

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,

$$\underline{S}_{np1} = P_{np1} + jQ_{np1} = (24,18 + j8,49).$$

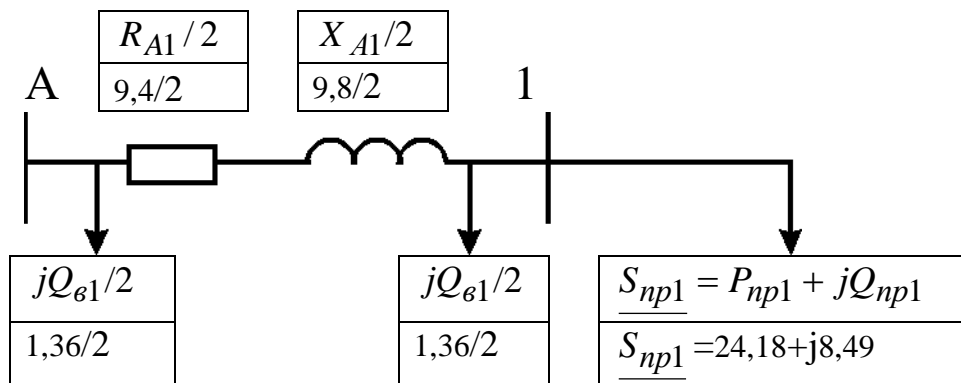


Рисунок 4.2в – Схема заміщення ділянки А-1 с приведеними навантаженнями

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

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

для підстанції №1, МВАр,

$$Q_{p1} = Q_{np1} - Q_{e1} / 2 = 8,49 - 1,44 / 2 = 7,81.$$

Розрахункова споживана потужність вузла (підстанції)

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

для підстанції №1, МВА,

$$\underline{S}_{p1} = P_{p1} + jQ_{p1} = (24,18 + j7,81).$$

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

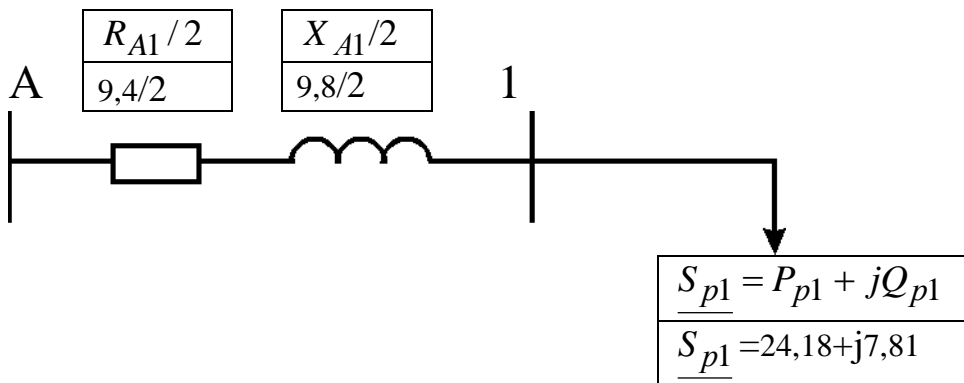


Рисунок 4.2г – Схема заміщення ділянки А-1 з розрахунковими навантаженнями

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

$$S_{k1} = P_{k1} + jQ_{k1} = S_{p1} = P_{p1} + jQ_{p1} = 24,18 + j7,81 \text{ МВА} \quad (4.18)$$

Активна потужність на початку лінії визначається, МВт:

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

Реактивна потужність на початку лінії визначається, МВАр:

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

Повна потужність на початку лінії визначається, МВА:

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

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

зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата
-----	------	----------	--------	------



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

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

$$\Delta P_{A1} = \frac{P_{к1}^2 + Q_{к1}^2}{U_H^2} \cdot \frac{R_{A1}}{n} = ((24,18^2 + 7,81^2) / 110^2) \cdot (3,6/2) = 0,10, \quad (4.22)$$

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

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

$$\Delta Q_{A1} = \frac{P_{к1}^2 + Q_{к1}^2}{U_H^2} \cdot \frac{X_{A1}}{n} = ((24,18^2 + 7,81^2) / 110^2) \cdot (9,1/2) = 0,25, \quad (5.23)$$

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:

$$P_{n1} = P_{к1} + \Delta P_{A1} = 24,18 + j0,10 = 24,28 \quad (4.24)$$

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

$$Q_{n1} = Q_{к1} + \Delta Q_{A1} = 7,81 + j0,25 = 8,05 \quad (4.25)$$

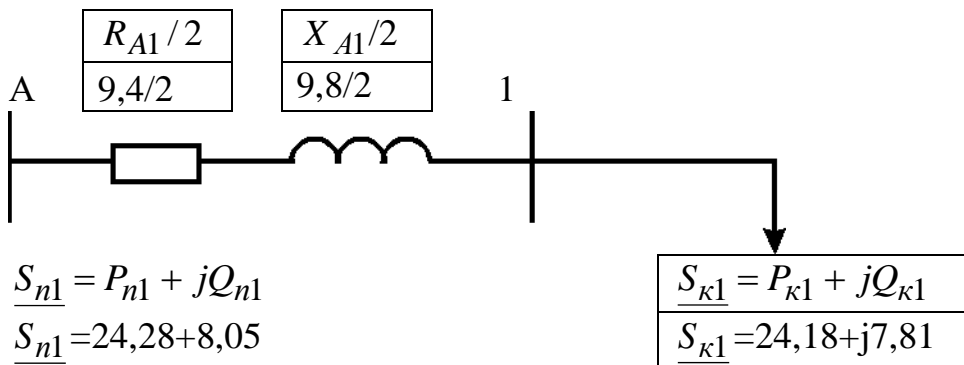


Рисунок 5.2г – Схема заміщення ділянки А-1 з початковими і кінцевими навантаженнями

Результати розрахунків зводимо у табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Розрахунок параметрів схеми заміщення трансформаторів

Позначення параметрів (формула розрахунку, табл. вихідних даних)	Підстанція №1	Підстанція №2	Підстанція №3	Підстанція №4
Активний опір обмоток трансформатора, $R_T$ , Ом, (5.1), (табл. 2.7)	2,54	2,54	2,54	1,42
Реактивний опір обмоток трансформатора, $X_T$ , Ом, (5.2), (табл. 2.7)	56	56	56	35
Номінальні активні втрати у трансформаторі, $P_x$ , МВт, (табл. 2.7)	0,027	0,027	0,027	0,036
Номінальна реактивна потужність, що намагнічує трансформатор, $Q_c$ , кВАр, (5.3), (табл. 2.7)	0,175	0,175	0,175	0,260
Активна потужність навантаження підстанції, $P$ , МВт, (табл. 4.1)	24	20	20	42
Реактивна потужність навантаження підстанції, $Q_{kn}$ , МВАр, МВт, (табл. 4.1)	6,7	5,6	5,6	11,8
Втрати активної потужності в обмотках трансформатора, $\Delta P_T$ , МВт, (5.7)	0,13	0,09	0,09	0,22
Втрати реактивної потужності в обмотках трансформатора, $\Delta Q_T$ , МВАр, (5.8)	1,44	1,00	1,00	2,75
Активна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $P_{вх}$ , МВт, (5.4)	24,13	20,09	20,09	42,22
Реактивна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $Q_{вх}$ , МВАр, (5.5)	8,14	6,60	6,60	14,55
Активна потужність, що приведена до сторони високої напруги, $P_{np}$ , МВт, (5.12)	24,18	20,14	20,14	42,29
Реактивна потужність, що приведена до сторони високої напруги, МВАр, $Q_{np}$ , (5.13)	8,49	6,95	6,95	15,07
Зарядна ємна потужність ділянки, $Q_{zi}$ , МВАр, (табл. 2.4)	1,36	3,53	1,02	1,44
Розрахункова активна споживана потужність підстанції, $P_p$ , МВт, (5.15)	24,18	20,14	20,14	42,29
Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції, $Q_p$ , МВАр, (5.16)	7,81	5,19	6,44	14,35

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

зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	РБ.141.19да.001 ПЗ	Лист
						66

Таблиця 4.2 – Розрахунок потужностей кінця і початку ліній

Ділянка	Активна потужність кінця лінії, $P_k$ , МВт, (5.18) (табл. 5.1)	Реактивна потужність кінця лінії, $Q_k$ , МВАр, (5.18) (табл. 5.1)	Кількість ланцюгів на ділянці, $n$ , (табл. 2.4)	Активний опір одного про вода ділянці, $R_{ланц}$ , Ом, (табл. 2.4)	Реактивний опір одного про вода ділянці, $X_i$ , Ом, (табл. 2.4)	Втрати активної потужності у лінії на ділянці $\Delta P_{дiл}$ , МВт, (5.22)	Втрати реактивної потужності у лінії на ділянці $\Delta R_{дiл}$ , МВт, (5.23)	Активна потужність на початку лінії, $P_n$ , МВт, (5.19)	Реактивна потужність на початку лінії, $Q_n$ , МВАр, (5.20)
А-1	24,18	7,81	2	9,4	9,8	0,25	0,26	24,43	8,07
А-2	20,14	5,19	2	24,5	25,4	0,44	0,45	20,58	5,64
А-3	20,14	6,44	2	7,1	7,3	0,13	0,13	20,27	6,57
А-4	42,29	14,35	2	4,4	9,2	0,36	0,76	42,65	15,11

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

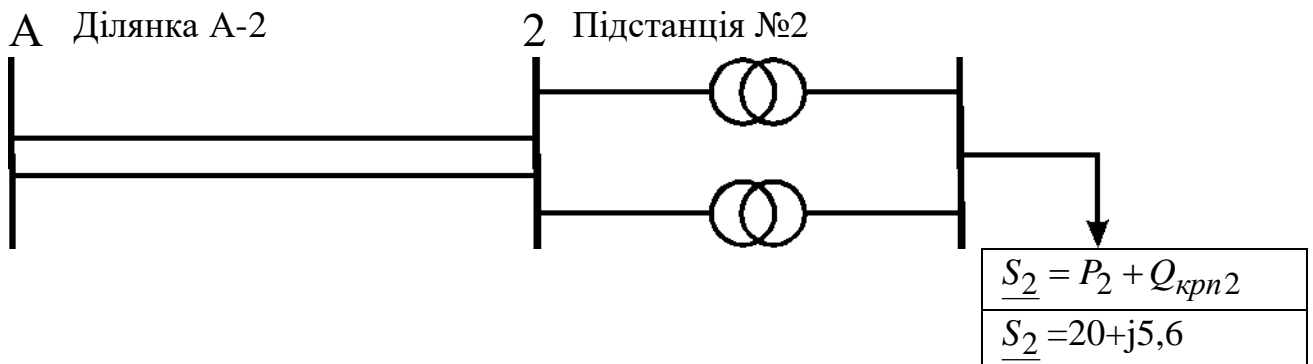


Рисунок 4.3а – Схема ділянки А-2 електричної мережі

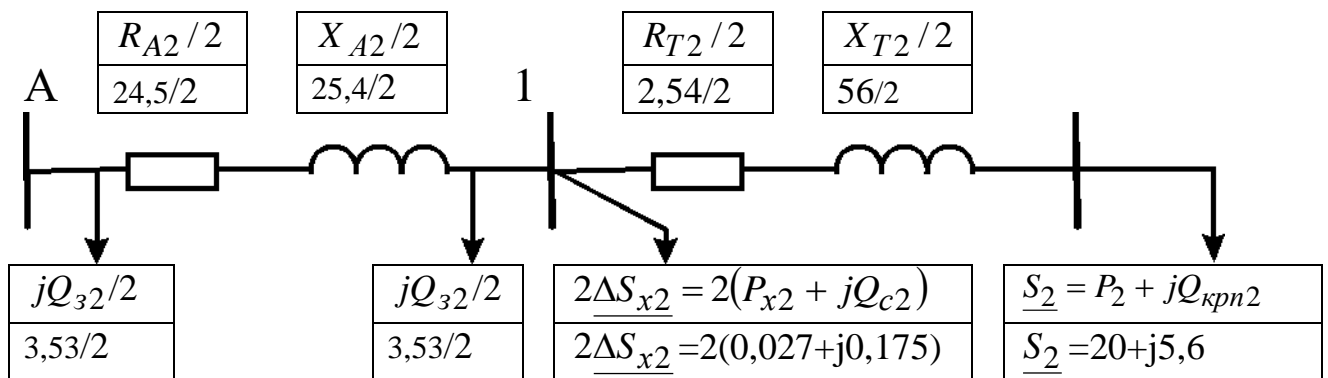


Рисунок 4.3б – Схема заміщення ділянки А-2 електричної мережі

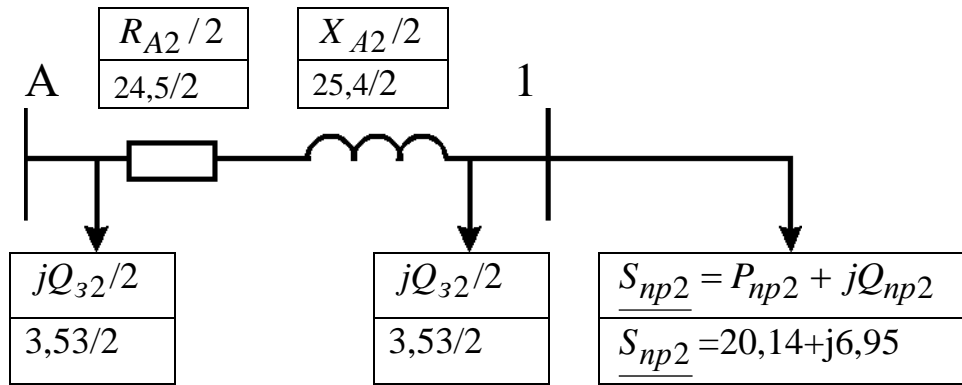


Рисунок 4.3в – Схема заміщення ділянки А-2 с приведеними навантаженнями

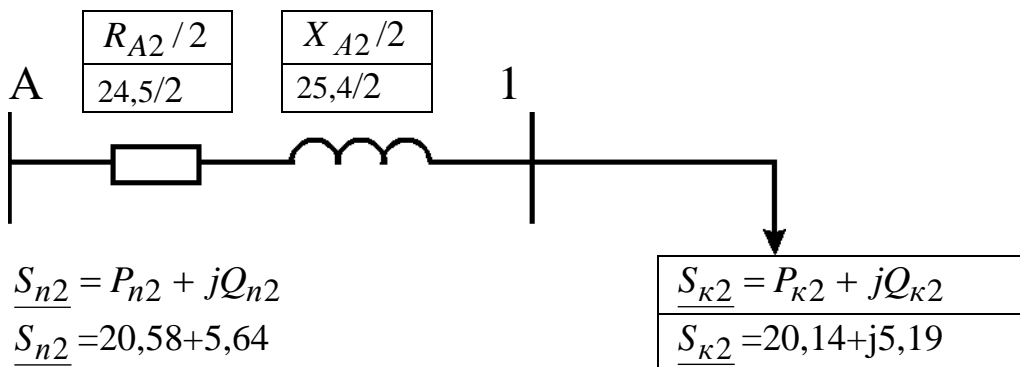


Рисунок 4.3г – Схема заміщення ділянки А-2 з початковими і кінцевими навантаженнями

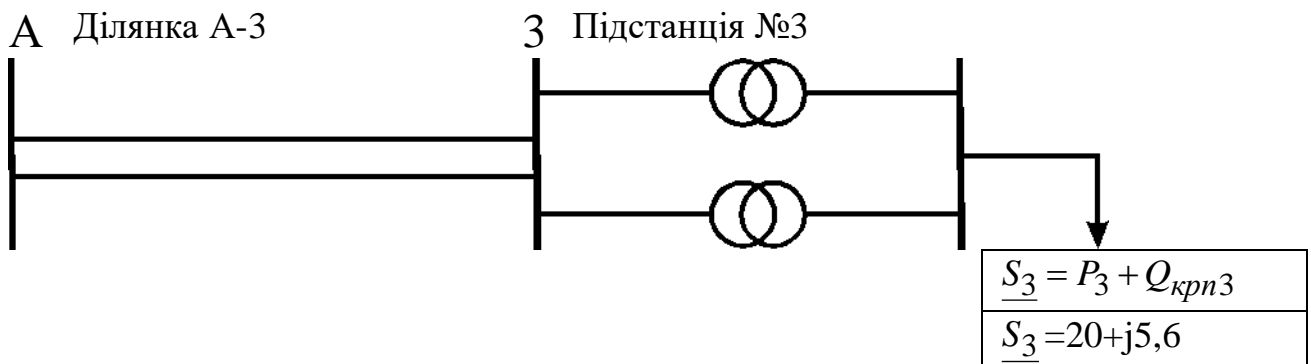


Рисунок 4.4а – Схема ділянки А-3 електричної мережі

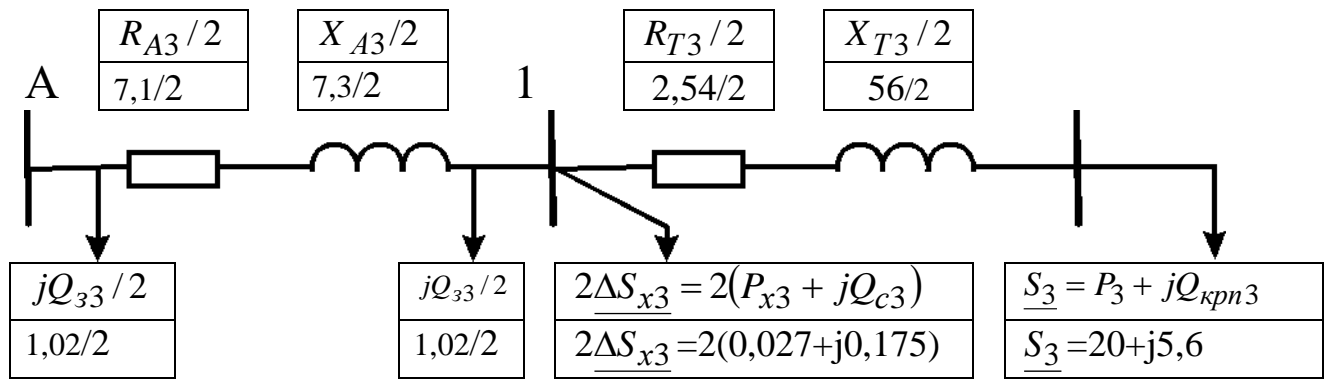


Рисунок 4.4б – Схема заміщення ділянки А-3 електричної мережі

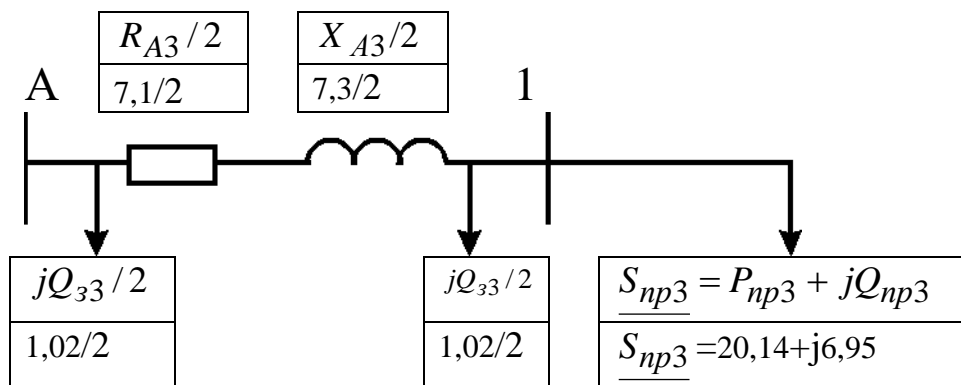


Рисунок 4.4в – Схема заміщення ділянки А-3 с приведенними навантаженнями

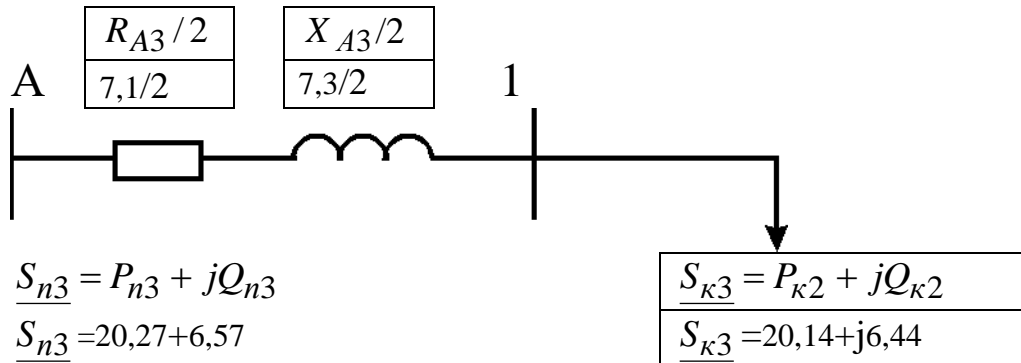


Рисунок 4.4г – Схема заміщення ділянки А-3 з початковими і кінцевими навантаженнями

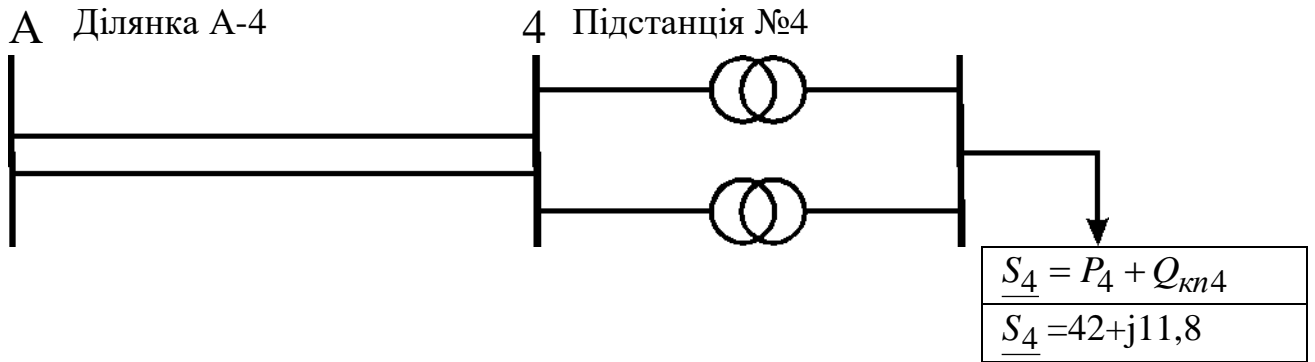


Рисунок 4.5а – Схема ділянки А-4 електричної мережі

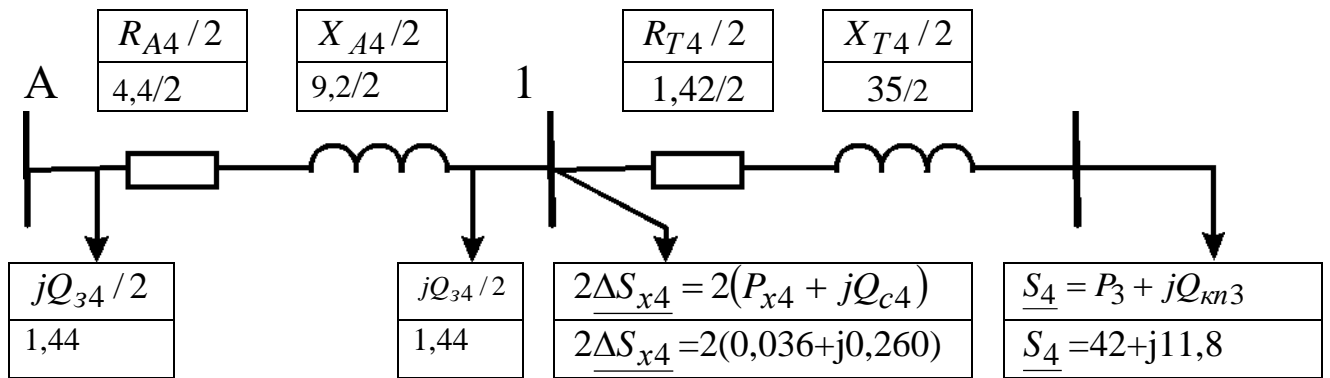


Рисунок 4.5б – Схема заміщення ділянки А-4 електричної мережі

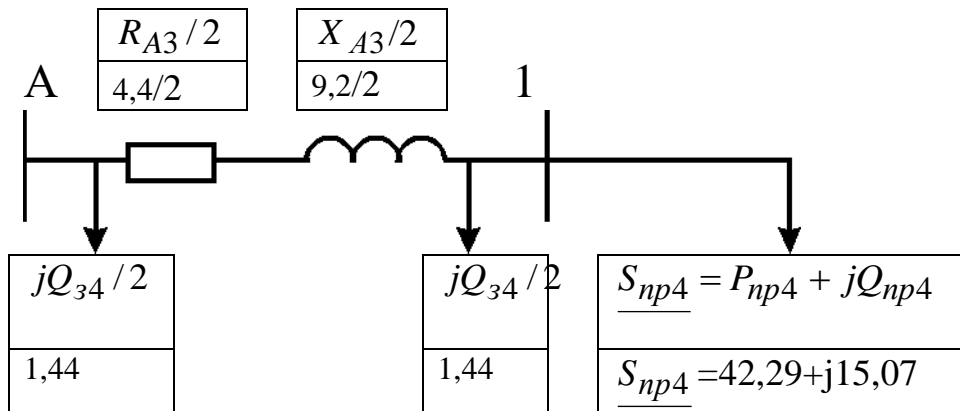


Рисунок 4.5в – Схема заміщення ділянки А-4 с приведенними навантаженнями

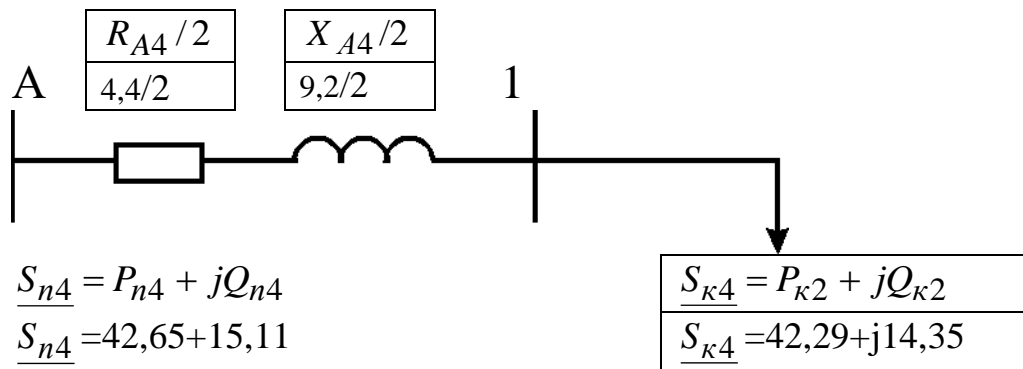


Рисунок 4.5г – Схема заміщення ділянки А-4 з початковими і кінцевими навантаженнями

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

Приймаємо  $U_A = 115$  кВ.

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

$$\Delta U_{A1} = \frac{P_n \cdot \frac{R_{A1}}{n} + Q_n \cdot \frac{X_{A1}}{n}}{U_{дж}} = (24,43 \cdot 9,4/2 + 8,07 \cdot 9,8/2) / 115 = 1,34 \text{ кВ.} \quad (4.25)$$

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

$$U_1 = U_{дж} - \Delta U_{A1} = 115 - 1,34 = 113,7. \quad (4.26)$$

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

зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата
-----	------	----------	--------	------

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.

$$\Delta U_{тр} = \frac{P_{вх} \cdot \frac{R_{T1}}{2} + Q_{вх} \cdot \frac{X_{T1}}{2}}{U_{вн}} = 24,13 \cdot 2,54/2 + 8,14 \cdot 56/2 / 115 = 2,35. \quad (4.28)$$

Напруга, споживана вузлом №1, кВ,

$$U_{спож1} = 113,7 - 2,35 = 111,40.$$

Результати розрахунків зводимо до табл. 4.2.

					РБ.141.19да.001 ПЗ	Лист
зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		72



Таблиця 4.2 – Розрахунок напруг у вузлових точках мережі

Ділянка	A-1	A-2	A-3	A-4
Напруга джерела живлення, $U_A$ , кВ	115	115	115	115
Активна потужність на початку лінії, $P_L$ , МВт, (з табл. 4.2)	24,43	20,58	20,27	42,65
Реактивна потужність на початку лінії, $Q_L$ , МВАр, (з табл. 4.2)	8,07	5,64	6,57	15,11
Кількість ланцюгів на ділянці, $n$ , (табл. 2.4)	2	2	2	2
Активний опір одного провода ділянці, $R_{ланц}$ , Ом, (з табл. 2.4)	9,4	24,5	7,1	4,4
Реактивний опір одного провода ділянці, $X_i$ , Ом, (табл. 2.4)	9,8	25,4	7,3	9,2
Втрати напруги на ділянці, $\Delta U_{Ai}$ , кВ, з форм. (4.22)	1,34	2,82	0,83	1,42
Напруга вузла (на вході підстанції) $U_i$ , кВ, з форм. (4.22)	113,7	112,2	114,2	113,6
Активна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $P_{вх}$ , МВт, з форм. (4.9) і табл. 4.1	24,13	20,09	20,09а	42,22
Реактивна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $Q_{вх}$ , МВАр, з форм. (4.10) і табл. 5.1	8,14	6,60	6,60	14,55
Активний опір обмоток трансформатора, $R_T$ , Ом, з форм.(4.1) і табл. 2.7.	2,54	2,54	2,54	1,42
Реактивний опір обмоток трансформатора, $X_T$ , Ом, з форм.(5.2) і табл. 2.7	56	56	56	35
Втрати напруги у трансформаторах підстанції, $\Delta U_{тр}$ , кВ	2,35	1,91	1,91	2,59
Напруга, споживана вузлом на виході підстанції (напруга на нижчій стороні трансформаторів, приведена до вищої напруги), $U_{спож1}$ , кВ	111,4	110,3	112,3	111,0

зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата
-----	------	----------	--------	------

## 5.2. Післяаварійний режим

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

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

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

$$P_{p1ав} = P_{np1} = 24,18 \quad (4.29)$$

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

$$Q_{zав1} = \frac{Q_{z1}}{2} = 1,36/2 = 0,68. \quad (4.30)$$

Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції у аварійному режимі, МВАр

$$Q_{pав} = Q_{np} - \frac{Q_{zав}}{2} = 8,49 - 0,68/2 = 8,20 \quad (4.31)$$

зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата
-----	------	----------	--------	------

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

$$\underline{S}_{pав1} = P_{pав1} + jQ_{pав1} = (24,18 + j8,20). \quad (4.32)$$

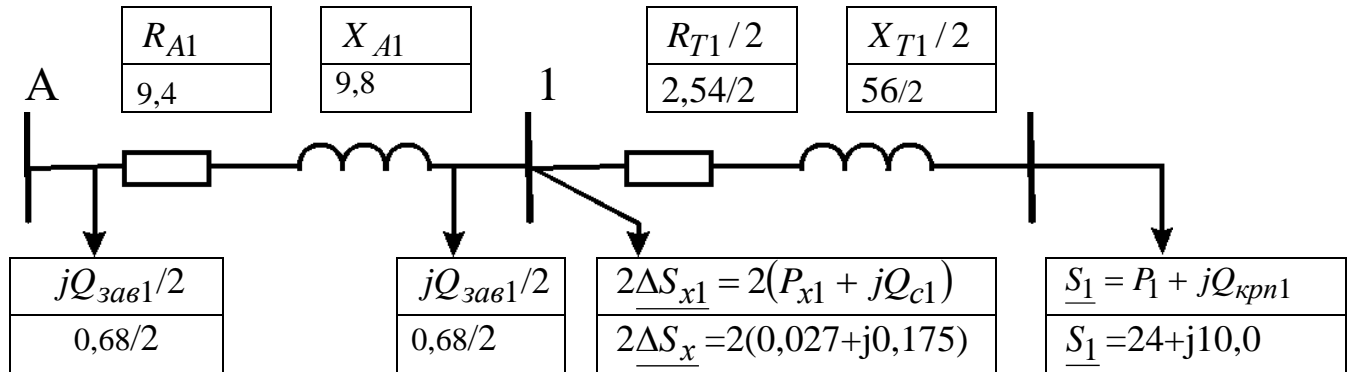


Рис. 4.6. Схема заміщення ділянки А-1 електричної мережі в аварійному режимі

Розрахунок потужностей ліній у післяаварійному режимі зводимо до табл. 4.3.

Таблиця 4.3 – Розрахунок потужностей кінця і початку ліній у післяаварійному режимі

Позначення параметрів (формула розрахунку, табл. вихідних даних)	Ділянка			
	А-1	А-2	А-3	А-4
Розрахункова активна потужність підстанції, $P_{авр}$ , МВт, (табл.1) – активна потужність кінця лінії $P_{авк} = P_{авр}$	24,18	20,14	20,14	42,29
Реактивна потужність, що приведена до сторони високої напруги, МВАр, $Q_{пр}$ , табл.1	8,49	6,95	6,95	15,07
Зарядна ємна потужність ділянки, $Q_{авз}$ , МВАр, (4.30)	0,68	1,77	0,51	0,72
Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції, $Q_{авр}$ , МВАр, (4.31) - реактивна потужність кінця лінії $Q_{авк} = Q_{авр}$	8,2	6,1	6,7	14,7
Активний опір одного ланцюга ділянки, $R_{ланц}$ , Ом, (з табл. 2.4)	9,4	24,5	7,1	4,4
Реактивний опір одного ланцюга ділянки, $X_i$ , Ом, (табл. 2.4)	9,8	25,4	7,3	9,2
Кількість ланцюгів на ділянці, $n_{ав}$ , (табл. 2.4)	1	1	1	1
Втрати активної потужності у лінії на ділянці $\Delta P_{авділ}$ , МВт, (4.22)	0,51	0,90	0,26	0,73
Втрати реактивної потужності у лінії на ділянці $\Delta Q_{авділ}$ , МВт, (4.23)	0,53	0,93	0,27	1,52
Активна потужність на початку лінії, $P_{авп}$ , МВт, (4.19)	24,69	21,04	20,40	43,02
Реактивна потужність на початку лінії, $Q_{авп}$ , МВАр, (4.19)	8,73	7,03	6,97	16,22

Розрахунок напруг у вузлових точках приводимо у табл. 4.4.

Таблиця 4.4 – Розрахунок напруг у вузлових точках у післяаварійному режимі

Ділянка	A-1	A-2	A-3	A-4
Напруга джерела живлення, $U_A$ , кВ	115	115	115	115
Активна потужність на початку лінії, $P_{avn}$ , МВт, (табл. 4.4)	24,69	21,04	20,40	43,02
Реактивна потужність на початку лінії, $Q_{avn}$ , МВАр, (табл. 5.4)	8,73	7,03	6,97	16,22
Кількість ланцюгів на ділянці, $n_{av}$	1	1	1	1
Активний опір одного ланцюга ділянці, $R_{ланц}$ , Ом, (з табл. 2.4)	9,4	24,5	7,1	4,4
Реактивний опір одного ланцюга ділянці, $X_i$ , Ом, (табл. 2.4)	9,8	25,4	7,3	9,2
Втрати напруги на ділянці, $\Delta U_{авAi}$ , кВ, з форм. (5.22)	2,76	6,04	1,70	2,94
Напруга вузла (на вході підстанції) $U_{авi}$ , кВ, з форм. (4.22)	112,2	109,0	113,3	112,1
Активна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $P_{аввх}$ , МВт, з форм. (4.9) і табл. 4.1	24,13	20,09	20,09	42,22
Реактивна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $Q_{аввх}$ , МВАр, з форм. (4.10) і табл. 5.1	8,14	6,60	6,60	14,55
Активний опір обмоток трансформатора, $R_T$ , Ом, з форм.(4.1) і табл. 2.7.	2,54	2,54	2,54	1,42
Реактивний опір обмоток трансформатора, $X_T$ , Ом, з форм.(4.2) і табл. 2.7	56	56	56	35
Втрати напруги у трансформаторах підстанції, $\Delta U_{автр}$ , кВ	2,35	1,91	1,91	2,59
Напруга, споживана вузлом на виході підстанції (напруга на нижчій стороні трансформаторів, приведена до вищої напруги), $U_{авспi}$ , кВ	109,9	107,1	111,4	109,5

зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата
-----	------	----------	--------	------

## РОЗДІЛ 5

### РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ

У данному проекті використовується зустрічне регулювання напруги під навантаженням. Розраховується для режиму максимального навантаження і для післяаварійних. Виконуємо розрахунок регулювання напруги на підстанції №1 (як приклад) для режиму максимального навантаження. Розрахунки для інших підстанцій приведено в табл.5.1.

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

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

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

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

Бажаний рівень напруги на боці низької напруги, кВ,

$$U_{бмакс1} = 1,05 \cdot U_{нн1} = 1,05 \cdot 6 = 6,30 \quad (5.2)$$

Коефіцієнт трансформації трансформатора для підстанції №1

$$k_1 = \frac{U_{вн1}}{U_{нн1}} = 110/6 = 18,33 \quad (5.3)$$

Дійсне значення напруги споживачів з боку низької напруги, кВ,

$$U_{днн1} = \frac{U_{спож1}}{k_1} = 111,40/18,33 = 6,08 \quad (5.4)$$

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

					РБ.141.19да.001 ПЗ	Лист
зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		78

$$\Delta W_1 \% = \frac{U_{днн1} - U_{бмакс1}}{U_{нн1}} \cdot 100\% = (6,08 - 6,30) \cdot 100 / 6 = -3,7 \quad (5.5)$$

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

Приймаємо зміну напруги одного ступеня відгалуження

$$k_{см1} = 1,78 \quad \%$$

Визначаємо число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН

$$\pm n_{см} = \frac{\pm \Delta W_1 \%}{k_{см1}} = -3,7 / 1,78 = -2,08 \quad (5.6)$$

Приймаємо стандартне число і знак ступеней системи регулювання РПН

$$n_{стан1} = -2.$$

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

$$U_{стннд1} = \frac{U_{днн1}}{1 + \frac{n_{стан1} \cdot k_{см1}}{100}} = 6,08 / ((1 + (-2) \cdot 1,78) / 100) = 6,30. \quad (5.7)$$

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

$$m_1 = \frac{U_{стннд1} - U_{бмакс1}}{U_{бмакс1}} \cdot 100\% = (6,30 - 6,30) / 6,30 = 0,00 \quad \%. \quad (5.8)$$

Таблиця 5.1 – Регулювання напруги у максимальному режимі

Позначення параметрів (формула розрахунку, табл. вихідних даних)	Підстанція			
	№1	№2	№3	№4
1. Напруга, споживана вузлом на виході підстанції №1 (напруга на нижчій стороні трансформаторів, приведена до вищої напруги), $U_{cni}$ , кВ, (табл. 5.3)	111,40	110,30	112,30	111,00
2. Бажаний рівень напруги на боці низької напруги, $U_{бмаксі}$ , кВ, (5.2)	6,30	10,50	6,30	10,50
3. Коефіцієнт трансформації трансформатора для підстанції №1, $k_i$ , (5.3)	18,33	18,33	18,33	18,33
4. Дійсне значення напруги споживачів з боку низької напруги, $U_{днні}$ , кВ, (5.4)	6,08	10,03	6,13	10,09
4. Процент зміни витків регулювальної обмотки, $\Delta W_i\%$ , (6.5)	-3,7	-4,7	-2,8	-4,1
5. Коефіцієнт ступеня відгалуження, $k_{cm i}$ , %, (табл. 2.7)	1,78	1,78	1,78	1,78
6. Число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН, $n_{cmi}$ , (5.6)	-2,08	-2,64	-1,57	-2,30
7. Стандартне число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН, $n_{стані}$	-2	-3	-2	-2
8. Дійсна напруга на низькому боці при вибраному положенні РПН, $U_{стннді}$ , кВ, (5.7)	6,30	10,60	6,36	10,46
8. Відхилення напруг, $m_i$ , %	0,00	0,95	0,95	-0,38
9. Допустимі відхилення напруг, $m_{допi}$ , %				

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



Таблиця 5.2 – Регулювання напруги у післяварійному режимі

Позначення параметрів (формула розрахунку, табл. вихідних даних)	Підстанція			
	№1	№2	№3	№4
1. Напруга, споживана вузлом на виході підстанції №1 (напруга на нижчій стороні трансформаторів, приведена до вищої напруги), $U_{авсн1}$ , кВ, (табл. 5.5)	109,90	107,10	111,40	109,50
2. Бажаний рівень напруги на боці низької напруги, $U_{бмакс1}$ , кВ, (6.2)	6,30	10,50	6,30	10,50
3. Коефіцієнт трансформації трансформатора для підстанції №1, $k_i$ , (6.3)	18,33	18,33	18,33	18,33
4. Дійсне значення напруги споживачів з боку низької напруги, $U_{авднн1}$ , кВ, (6.4)	6,00	9,74	6,08	9,95
4. Процент зміни витків регулювальної обмотки, $\Delta W_{ав1}$ %, (6.5)	-5,0	-7,6	-3,7	-5,5
5. Коефіцієнт ступеня відгалуження, $k_{авст i}$ , %, (табл. 2.7)	1,78	1,78	1,78	1,78
6. Число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН, $n_{авст1}$ , (6.6)	-2,81	-4,27	-2,08	-3,09
7. Стандартне число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН, $n_{австн1}$	-3	-4	-2	-3
8. Дійсна напруга на низькому боці при вибраному положенні РПН, $U_{австнн1}$ , кВ, (6.7)	6,34	10,49	6,30	10,51
8. Відхилення напруг, $m_{ав1}$ , %	0,63	-0,10	0,00	0,10
9. Допустимі відхилення напруг, $m_{авдоп1}$ , %				

зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата
-----	------	----------	--------	------

## РОЗДІЛ 6

### ОХОРОНА ПРАЦІ

#### 6.1 Порядок підготовки робочого місця

Для підготовки робочого місця до роботи, яка вимагає зняття напруги, слід вжити у вказаному порядку таких технічних заходів:

- здійснити необхідні відключення і вжити заходів, що перешкоджають помилковому або самочинному ввімкненню комутаційної апаратури;
- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційною апаратурою;
- перевірити відсутність напруги на струмовідних частинах, які слід заземлити для захисту людей від ураження електричним струмом;
- встановити заземлення (ввімкнути заземлювальні ножі, встановити переносні заземлення);
- обгородити, за необхідності, робочі місця або струмовідні частини, що залишилися під напругою, і вивісити на огороженнях плакати безпеки. Залежно від місцевих умов, струмовідні частини обгородити до чи після їх заземлення.

Під час оперативного обслуговування електроустановки двома і більше працівниками в зміну перелічені в цьому пункті заходи мають виконувати два працівники. В разі одноособового обслуговування їх може виконувати одна особа, крім накладання переносних заземлень і здійснення перемикань, що проводяться на двох і більше приєднаннях в електроустановках напругою понад 1000 В. які не мають діючих пристроїв блокування роз'єднувачів від неправильних дій.

					РБ.141.19да.001 ПЗ	Лист
зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		82

## 6.2 Вимикання (зняття папруги)

В разі роботи на струмовідних частинах, що потребують зняття напруги, повинні бути вимкнені:

- струмовідні частини, на яких буде виконуватися робота;
- необгороджені струмовідні частини, до яких можливе наближення людей, або ремонтного оснащення та інструменту, механізмів і вантажопідіймальних машин на відстань, меншу від зазначеної в таблиці 2.3.

Під час роботи на вимкненій ПЛ, коли не виключена можливість наближення елементів цієї ПЛ на відстані, менші від зазначених в третій графі таблиці 2.3, до струмовідних частин інших ПЛ, що перебувають під напругою, останні мають бути вимкнені. ПЛЗ, радіо, підвішені спільно з ПЛ, що ремонтується, також мають бути вимкнені.

Якщо зазначені в цьому пункті струмовідні частини не можуть бути вимкнені, то вони мають бути обгороджені.

В електроустановках понад 1000 В з кожного з боків, з яких комутаційним апаратом може бути подана напруга на робоче місце, має бути видимий розрив, утворений від'єднанням або зняттям шин і проводів, відключенням роз'єднувачів, зняттям запобіжників, а також відключенням від кремлювачів і вимикачів навантаження, за винятком тих, у котрих автоматичне ввімкнення здійснюється пружинами, що встановлені на самих апаратах.

Трансформатори напруги та силові трансформатори, пов'язані з виділеною для робіт ділянкою електроустановки, мають бути вимкнені також і з боку напруги до 1000 В задля унеможливлення зворотної трансформації.

Під час підготовки робочого місця після вимкнення роз'єднувачів і вимикачів навантаження з ручним управлінням необхідно візуально

впевнитися в їх вимкненому положенні і відсутності шунтувальних перемичок.

В електроустановках напругою понад 1000 В для запобігання помилковому або самочинному ввімкненню комутаційних апаратів, котрими може бути подана напруга до місця роботи, слід вжити таких заходів:

- у роз'єднувачів, відокремлювань, вимикачів навантаження ручні приводи у вимкненому положенні замкнути механічним замком;
- у роз'єднувачів, керування якими здійснюється оперативною штангою, стаціонарні огороження слід замкнути механічним замком;
- у приводів комутаційних апаратів, що мають дистанційне керування, слід відключити кола силові та керування, а у пневматичних приводів і, окрім того, на трубопроводі, що підводить стиснене повітря - зачинити і замкнути на механічний замок засувку, а стиснене повітря - випускати, випускні клапани залишити у відкритому положенні;
- у вантажних та пружинних приводів вантаж або пружини, що їх вмикають, слід привести в неробочий стан.

Заходи із запобігання помилковому вмиканню комутаційних апаратів КРУ з викотними візками мають бути здійснені у відповідності до вимог цих Правил.

В електроустановках напругою від 6 до 10 кВ з однополюсними роз'єднувачами для запобігання їх помилковому ввімкненню дозволяється встановлювати на ножі спеціальні ізоляційні накладки.

В електроустановках до 1000 В з усіх боків струмовідних частин, на яких буде проводитися робота, напруга має бути знята відключенням комутаційних апаратів з ручним приводом, а за наявності в схемі запобіжників - зняттям останніх. В разі відсутності в схемі запобіжників запобігання помилковому ввімкненню комутаційних апаратів мають бути забезпечені такими заходами, як замикання рукояток або дверцят шафи, закриття кнопок, встановлення між контактами комутаційного апарату

ізолювальних накладок тощо. У разі зняття напруги комутаційним апаратом з дистанційним керуванням необхідно відключити вмикальну котушку.

Якщо дозволяє конструктивне виконання апаратів і характер роботи, то перелічені вище заходи можуть бути замінені розшиновкою або від'єднанням кінців кабелю, проводів від комутаційного апарата чи від устаткування, на якому слід провадити роботу.

Розшиновку чи від'єднання кабелю під час підготовки робочого місця може виконувати ремонтний працівник, що має групу Ш, під наглядом чергового або оперативно-ремонтного працівника. З найближчих до робочого місця струмовідних частин, доступних для дотику, необхідно зняти напругу або обгородити ці частини.

Вимкнене положення комутаційних апаратів де 1000 В з недоступними для огляду контактами (автомати невкочуваного типу, пакетні вимикачі, рубильники у закритому виконанні тощо) визначається перевіркою відсутності напруги на їхніх затискачах чи на шинах, що відходять, проводах або затискачах устаткування, яке вмикається цими комутаційними апаратами.

### **6.3 Перевірка відсутності напруги**

Перевіряти відсутність напруги необхідно покажчиком напруги заводського виготовлення, справність якого перед застосуванням слід перевірити за допомогою призначених для цього спеціальних приладів або наближенням до струмовідних частин, розташованих поблизу, які явно перебувають під напругою.

В електроустановках напругою понад 1000 В користуватися покажчиком напруги необхідно в діелектричних рукавичках.

Якщо покажчик напруги падав або був підданий механічний ударам, то користуватися ним без повторної перевірки забороняється.

					РБ.141.19да.001 ПЗ	Лист
зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		85

У ВРУ напругою до 220 кВ перевіряти відсутність напруги показчиком дозволяється тільки в суху погоду.

Під час туману, дощу, снігопаду відсутність напруги допускається перевіряти ретельним простежуванням схеми в на турі. У цьому випадку відсутність напруги на лінії, що відходить, підтверджується оперативними працівниками.

Якщо під час перевірки схеми будуть помічені ознаки наявності напруги (корона на ошиновці та іншому устаткуванні, або іскріння під час комутації роз'єднувачів), то схему слід перевірити повторно, про свої зауваження щодо стану устаткування повідомити оперативних працівників.

Перевірку відсутності напруги на відключеному устаткуванні повинен провадити допускар після вивішення попереджувальних плакатів.

Перевірку відсутності напруги слід провадити між усіма фазами та між кожною фазою і землею, а також кожною фазою і нульовим проводом, а на вимикачі і роз'єднувачі - на всіх шести вводах, затискачах.

Якщо на місці робіт є розрив електричного кола, то відсутність напруги перевіряється на струмовідних частинах з обох боків розриву.

Постійні обгородження знімаються або відкриваються безпосередньо перед перевіркою відсутності напруги.

Перевіряти відсутність напруги вивіренням схеми у натурі дозволяється у ВРУ, КРУ і КТП зовнішньої установки, а також на ПЛ під час туману, дощу, снігопаду у випадку відсутності спеціальних показників напруги.

Під час вивірення схеми у натурі відсутність напруги вв вводах ПЛ і КЛ підтверджується черговим, в оперативному управлінні якого перебувають лінії.

На ПЛ вивірення схеми у натурі полягає в перевірці напрямку і зовнішніх ознак лінії, а також позначень на опорах, які мають відповідати диспетчерським найменуванням ліній.

					РБ.141.19да.001 ПЗ	Лист
зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		86

Перевіряти відсутність напруги в електроустановках підстанцій та в РУ дозволяється одному працівнику зі складу оперативних або оперативно-ремонтних працівників з групою ту в електроустановках понад 1000 В і з групою Ш - в установках до 1000 В.

На ПЛ перевірку відсутності напруги мають виконувати два працівники: на ПЛ напругою понад 1000 В з групами не нижче IV і Ш, на ПЛ напругою до 1000 В - з групою Ш.

На дерев'яних та залізобетонних опорах напругою від 6 до 20 кВ, а також під час роботи з телескопічної вишки в разі перевірки відсутності напруги показчиком, заснованим на принципі проходження ємнісного струму, має бути забезпечена його необхідна чутливість. Для цього показчик необхідно заземлити проводом з поперечним перерізом не менше 4 мм<sup>2</sup>, якщо інше не вимагається заводською інструкцією.

На ПЛ в разі підвішування проводів на різних рівнях перевіряти відсутність напруги показчиком і встановлювати заземлення слід пофазно знизу догори, починаючи з нижнього проводу. В разі горизонтального підвішування перевірку слід починати з найближчого проводу.

В електроустановках напругою до 1000 В із заземленою нейтраллю в разі застосування двополюсного показчика перевіряти відсутність напруги потрібно як між фазами, так і між кожною фазою та зануленим корпусом устаткування або нульовим проводом. Допускається застосовувати попередньо перевірений вольтметр. Користуватися "контрольними" лампами забороняється.

Пристрої, що сигналізують про відключений стан апаратів, блокувальні пристрої, постійно ввімкні вольтметри тощо є тільки допоміжними засобами, на підставі показань або дії яких не допускається робити висновки про відсутність напруги.

Показання сигнальних пристроїв про наявність напруги є безумовною ознакою неприпустимості наближення до даного устаткування.

					РБ.141.19да.001 ПЗ	Лист
зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		87

## 6.4 Пожежна безпека у машинних залах та котельних відділеннях електростанцій

Будівельні конструкції машинних залів та котельних відділень електростанцій повинні відповідати II ступеню вогнестійкості відповідно до таблиці 4 ДБН В.1.1.7-2016.

У покриттях головних корпусів електростанцій треба застосовувати тільки негорючий утеплювач.

Товщина захисного шару гравію повинна бути 10 мм, на покритті із застосуванням металевого профільованого настилу (у разі нахилу покрівлі до 12,5%) і на покрівлях, заповнених водою, – 20 мм.

Пустоти ребер профільованого настилу заповнюються на довжину 250 мм негорючим матеріалом (мінеральною ватою тощо) у місцях прилягання настилу до стін, деформаційних швів, стінок ліхтарів, а також з кожного боку гребеня покрівлі і розжолобка.

У фундаментах турбогенераторів і синхронних компенсаторів не може бути замкнених просторів, в яких можливе накопичення водню. За наявності об'ємів, обмежених будівельними конструкціями (балки, ригелі тощо), в яких можливе накопичення водню, з найбільш високих точок цих об'ємів забезпечується вільний вихід водню на поверхню шляхом закладання труб та іншими конструктивними рішеннями.

У покриттях машзалів головних корпусів теплових електростанцій, в місцях найвищих відміток, слід передбачати світлоаераційні ліхтарі і дефлектори. Діаметр внутрішнього отвору дефлекторів не може бути меншим ніж 300 мм.

У будівлях головних корпусів електростанцій не допускається розміщувати виробництва категорії А, Б і В, якщо вони не пов'язані безпосередньо з основним технологічним процесом виробництва.

У стінах будівель електростанцій не дозволяються віконні і вентиляційні прорізи в місцях встановлення мастилонаповнених

					РБ.141.19да.001 ПЗ	Лист
зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		88



трансформаторів, розташованих на відстані менше ніж 10 м від стіни і ближче ніж 5 м від контуру проекції трансформатора на цю стіну.

Блокові щити керування електростанціями слід передбачати в головних корпусах, а центральні щити керування, як правило, в окремих або прибудованих до головного корпусу електростанції будівлях.

Облицювання горючими матеріалами поверхні будівельних конструкцій в приміщеннях ГЩК, ЦЩК, БЩК та інших приміщень щитів керування заборонено.

У зовнішніх стінах котельних і турбінних відділень електростанцій, які працюють на твердому, рідкому чи газоподібному паливі, слід передбачити легкоскидні огорожувальна конструкції, площа яких повинна становити не менше ніж  $0,05 \text{ м}^2$  на  $1 \text{ м}^3$  об'єму приміщення, відповідно до вимог СНіП 2.09.02- 85 \*, але площею не менше ніж 30% площі найбільшої стіни. Використання армованого скла, склоблоків, склопакетів, склопрофіліту для цих конструкцій не допускається. Конструкції повинні бути травмобезпечними. Віконні прорізи слід обладнувати пристроями для запобігання розкиданню скла, не порушуючи вимог щодо евакуації людей у разі пожежі або заповнювати конструкції травмобезпечним матеріалом, що буде підтверджено вибухотехнічною лабораторією. Опір теплопередачі конструкції повинен відповідати ДБН В.2.6-31 та ДБН В.2.6-33. Легкоскидні конструкції мають бути виконані за нормативно-технічною документацією, яка повинна бути узгоджена у відповідних Державних органах виконавчої влади. Маса легкоскидних огорожувальних конструкцій не повинна бути більше ніж  $70 \text{ кг/м}^2$ .

Зовнішні сталеві пожежні сходи мають бути на фасадах головних корпусів електростанцій на відстані не менше ніж 20 м від місць розміщення трансформаторів або іншого електротехнічного обладнання, яке перебуває під високою напругою.

Для кабельних трас на естакадах і в будівлях з кількістю силових кабелів 10 і більше, та контрольних - 50 і більше, розташованих на висоті 2,5

м і вище від основних відміток обслуговування, треба передбачати майданчики з негорючих матеріалів.

Заборонено розміщення приміщень для зберігання масла над кабельними спорудами, акумуляторними і щитовими приміщеннями, а також під ними.

У місцях проходження трубопроводів для аварійного скидання пари через покрівлю будівель від горючих і важкогорючих матеріалів покрівлі до зовнішньої поверхні цих трубопроводів виконується протипожежна переділка із негорючих матеріалів не менше ніж 0,5 м.

Клас вогнестійкості проходок електричних кабелів та інженерного обладнання будинків через огорожувальні конструкції або протипожежної перешкоди має бути не меншим, ніж нормована межа вогнестійкості цієї огорожувальної конструкції або протипожежної перешкоди за ознаками E (показник втрати цілісності) та I (показник втрати теплоізоляційної спроможності).

У машзалах та котельних відділеннях кількість горючих речовин і матеріалів має бути мінімальною, що потрібно для технологічного процесу.

У машзалах та котельних відділеннях не допускається розміщувати обладнання, яке не стосується технології цих приміщень.

Прокладання транзитних трубопроводів з горючими і легкозаймистими рідинами та газами через машинне відділення не допускається.

Гарячі трубопроводи повинні мати теплову негорючу ізоляцію.

Теплова ізоляція основних трубопроводів за температури теплоносія вище ніж 100 °С на ділянках поверхні, яка міститься поблизу маслопроводів, мазутопроводів, проти їх фланцевих з'єднань, поблизу кабельних ліній повинна мати металеві та інші водонепрохідні негорючі покриття.

У машзалі та котельному відділенні мають бути пожежні кран-комплекти.

Машзали та котельні відділення електростанцій обладнуються автоматичними системами охолодження ферм, балок покриття незалежно від наявності вогнезахисного покриття цих ферм і балок.

Машзали електростанцій та турбогенератори обладнуються автоматичними системами пожежної сигналізації та пожежогасіння незалежно від площі та категорії за вибухопожежонебезпекою.

Машзали експлуатуються згідно з вимогами ПТЕ та НАПБ В.01.061-2011/111. У них дотримується протипожежний режим, який установлений загальнооб'єктовою інструкцією з пожежної безпеки.

Освітлювальна та силова електромережа машинних залів та котельних відділень повинні відповідати вимогам ПУЕ.

Первинні засоби пожежогасіння розташовуються в машинному залі та котельному відділенні на освітлених легкодоступних місцях, але не перекриваючи проходів і проїздів.

Забороняється перекривати доступ до первинних засобів пожежогасіння та пожежних кранів.

Первинні засоби пожежогасіння передаються оперативним персоналом за зміною в повному комплекті, згідно із затвердженим керівником цеху переліком, про що робиться запис в оперативному журналі.

У машзалі та котельному відділенні пролиті горючі та змащувальні рідини треба негайно прибрати і підлогу витерти насухо.

У разі виникнення пожежі в машзалі та котельному відділенні або на допоміжному обладнанні, яка загрожує нагріву несучих металевих конструкцій покриття, вживаються заходи з їх охолодження з дотриманням вимог безпеки персоналу.

Такі заходи передбачаються в оперативному плані пожежогасіння.

## ВИСНОВКИ

У роботі бакалавра розроблено проект керування режимами максимального навантаження та аварійного режиму роботи в електроенергетичній системі електропостачання промислового району.

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

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

- серед конфігурацій побудови електричної мереж, які розглянуто, найбільш вдалим за допустимими втратам напруги, за струмовими економічними інтервалами, а також за технічними показникам – є радіальна резервована мережа, що складається з дво-ланцюгових ліній. для цього варіанту було обрано проводи типу АС з перерізом від 70 і 185 мм<sup>2</sup> та силові трансформатори трдн потужністю 25 і 40 МВА.

- розраховані режими максимального навантаження а також післяаварійний.

- розраховано регулювання напруг трансформаторів для режима максимального навантаження і для післяаварійних.

- система електропостачання, яку розроблено, є досить універсальною та легко адаптується до деяких варіацій вихідних умов. Вибір окремих заходів і протиаварійних елементів системи електропостачання промислових підприємств виконано згідно до вимог ПУЕ.

## СПИСОК ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ

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

					РБ.141.19да.001 ПЗ	Лист
зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		93

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

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

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

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

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

					РБ.141.19да.001 ПЗ	Лист
зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		94

