

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка містить 107 стор., 41 рис., 22 табл., 15 бібл. найм.

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

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

ЗМІСТ

	Стор.
ВСТУП.....	7
1 ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	10
1.1 Коротка характеристика споживачів району.....	10
1.2 Визначення сумарного розрахункового навантаження району.....	11
1.3 Обґрунтування необхідності і вибір місця спорудження вузлової підстанції.....	12
1.4 Розробка варіантів схем електропостачання споживачів району.....	17
2 РОЗРАХУНОК ТЕХНІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ.....	24
2.1 Наближений розрахунок потужностей і вибір номінальної напруги	24
2.2 Розрахунок перерізів проводів.....	31
2.3 Перевірка проводів за умов нагрівання.....	35
2.4 Розрахунок параметрів ліній.....	38
2.5 Перевірка схем за допустимою втратою напруги.....	39
2.6 Вибір трансформаторів на підстанціях споживачів.....	43
2.7 Розрахунок втрат потужності і електроенергії.....	47
3 КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ.....	53
3.1 Вибір компенсаційних пристроїв.....	53
3.2 Схема ділянки мережі.....	56
4 РОЗРАХУНОК ОСНОВНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ.....	57
4.1 Режим максимального навантаження.....	57
4.2 Післяаварійний режим.....	73
5 РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ.....	77
6 СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА	82
6.1 Технічні та технологічні проблеми електромережевого комплексу.....	82

6.2	Будова ПЛЕП.....	84
6.3	Експлуатація ПЛЕП.....	86
6.4	Втрати енергії в електричних мережах	90
6.5	Якість електричної енергії	93
6.6	Системоутворюючі, живлячі й розподільні мережі.....	94
7	ОХОРОНА ПРАЦІ.....	97
7.1	Вимоги до умов праці.....	97
7.2	Заходи пожежної безпеки	99
7.3	Вимоги безпеки під час виконання робіт.....	100
	ВИСНОВКИ.....	103
	СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	104
	Додаток А.....	107

ВСТУП

Одним із найважливіших елементів системи електропостачання є лінії електропередач (ЛЕП). Розрізняють два типи ЛЕП: кабельні та повітряні. Повітряні лінії електропередач мають велику протяжність у всьому світі та є основним способом передачі електричної енергії на далекі відстані. Повітряні ЛЕП (ПЛ) діляться по струму, що застосовується на лінії змінного і постійного струму, за призначенням на наддалекі (граничні для зв'язку енергосистем), магістральні (призначені для передачі енергії від електростанцій великим споживачам), розподільні та підводні. Також є класифікація за напругою. По напрузі ПЛ поділяються на низьковольтні (до 1000) і високовольтні (понад 1000). Найбільшого поширення набули високовольтні лінії змінного струму, що працюють на напругах 35-110 кВ. Такі лінії використовуються для забезпечення енергією таких великих споживачів, як міста та об'єкти промисловості.

Завданням даної роботи є проектування високовольтної ПЛ, призначеної для електропостачання великого споживача (промислового підприємства) із заданими параметрами навантаження. Метою даної роботи є розрахунок і підбір оптимальних матеріалів для будівництва і розподілу ПЛ, виходячи з параметрів потужності, що передається, і відстані, на яку цю потужність потрібно передати, також необхідно враховувати особливості географічного положення проекрованої ЛЕП, так як вони мають істотний вплив на роботу ЛЕП. Крім всіх інших перерахованих вище вимог необхідно домогтися певної якості енергії, що передається на стадії проектування.

Електричні повітряні лінії (ПЛЕП) призначені для передачі та розподілу електричної енергії по проводам, розташованим на відкритому повітрі та прикріпленим до різних опорних конструкцій. Повітряні лінії електропередачі можуть бути з напругою до 1 кВ включно і вище 1 кВ (3, 6, 10 к і вище за шкалою стандартних напруг).

Повітряні лінії складаються з наступних основних конструктивних елементів: опор різного типу для підвіски дротів та грозозахисних тросів; проводів різних конструкцій і перерізів передачі їх електричного струму; грозозахисних тросів для захисту ліній від грозових розрядів; ізоляторів, зібраних у гірлянди, для ізоляції дротів від заземлених частин опори; лінійної арматури для кріплення проводів та тросів до ізоляторів та опор, а також для з'єднання проводів та тросів; заземлювальних пристроїв для відведення струмів грозових розрядів або короткого замикання в землю.

Проектування та спорудження ПЛЕП ведеться відповідно до ПУЕ. Вибір перетинів проводів ПЛ здійснюється на основі економічних критеріїв з урахуванням технічних обмежень. Порівнянні варіанти повинні бути приведені до однакового енергетичного ефекту і забезпечувати необхідну надійність електропостачання споживачів в вузлах навантаження відповідно до їх розподілу на категорії. Проектування будівельних конструкцій опор та фундаментів проводиться на підставі БНіП. ПУЕ встановлюють вимоги до ліній з різною напругою виходячи з їх призначення: чим вище напруга, що передаються, і потужність лінії, тим більший збиток приносить її пошкодження, тому до ліній з вищою напругою пред'являються і більш суворі вимоги.

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

$$S_1 = \frac{P_1}{\cos \varphi_1} = \text{Ошибка! Источник ссылки не найден./Ошибка! Источник ссылки не найден.} = 18,4. \quad (1.1)$$

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

$$Q_1 = \sqrt{S_1^2 - P_1^2} = (18,4^2 - \text{Ошибка! Источник ссылки не найден.}^2)^{0,5} = 7,1. \quad (1.2)$$

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

Таблиця 1.1 – Відомості про вузли навантаження

Найменування вузла	Навантаження у максимальному режимі, $P + jQ$, МВА	Галузь промисловості	Вторинна номінальна напруга $U_{нн}$, кВ	Категорія надійності

1	Ошибк а! Источн ик ссылк и не найден .	+j	7,1	Машинобудування	Ошибк а! Источн ик ссылки не найден.	II
2	Ошибк а! Источн ик ссылк и не найден .	+j	6,2	Легка промисловість	Ошибк а! Источн ик ссылки не найден.	I
3	Ошибк а! Источн ик ссылк и не найден .	+j	12,0	Машинобудування	Ошибк а! Источн ик ссылки не найден.	I
4	Ошибк а! Источн ик ссылк и не найден .	+j	8,7	Машинобудування	Ошибк а! Источн ик ссылки не найден.	I

1.2. Визначення сумарного розрахункового навантаження району

Як розрахункові навантаження на цьому етапі проектування приймаються максимальні навантаження, зазначені в завданні на дипломний 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:

$$\sum_{i=1}^n P_i = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 = \text{Ошибка! Источник ссылки не найден.} + \text{Ошибка! Источник ссылки не найден.} + \text{Ошибка! Источник ссылки не найден.} + \text{Ошибка! Источник ссылки не найден.} = 71,00.$$

Ошибка! Источник ссылки не найден. + Ошибка! Источник ссылки не найден. + Ошибка! Источник ссылки не найден. + Ошибка! Источник ссылки не найден. = 71,00.

(1.3)

Розраховується сума реактивних максимальних навантажень, МВАр:

$$\sum_{i=1}^n Q_i = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 = 7,1 + 6,2 + 12,0 + 8,7 = 34,00. \quad (1.4)$$

Повне максимальне навантаження району, МВА

$$S_{\Sigma} = \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n P_i\right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n Q_i\right)^2} = (71,00^2 + 34,00^2)^{0,5} = 78,72. \quad (1.5)$$

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

$$\Delta P = 0,03 \cdot \sum_{i=1}^n P_i + 0,02 \cdot S_{\Sigma} = 0,03 \cdot 71,00 + 0,02 \cdot 78,72 = 3,70. \quad (1.6)$$

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

$$\Delta Q = 0,05 \cdot \sum_{i=1}^n Q_i + 0,1 \cdot S_{\Sigma} = 0,05 \cdot 34,00 + 0,1 \cdot 78,72 = 9,57. \quad (1.7)$$

Сумарне активне P_p розрахункове навантаження району, МВт

$$P_p = k_{\text{у.м.}} \cdot \sum_{i=1}^n P_i + \Delta P = k_{\text{у.м.}} \cdot P_{\Sigma} + \Delta P = 0,95 \cdot 71,00 + 3,70 = 71,15. \quad (1.8)$$

Сумарні реактивне Q_p розрахункові навантаження району, МВАр

$$Q_p = k_{\text{у.м.}} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i + \Delta Q = k_{\text{у.м.}} \cdot Q_{\Sigma} + \Delta Q = 0,95 \cdot 34,00 + 9,57 = 41,87. \quad (1.9)$$

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

Сумарне повне розрахункове навантаження району, МВА

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = (71,15^2 + 41,87^2)^{0,5} = 82,56. \quad (1.10)$$

1.3. Обґрунтування необхідності і вибір місця спорудження вузлової підстанції

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

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

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

де P_i – активна потужність вузлів навантаження ВН, МВт ;

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

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

Вузлову підстанцію ВП доцільно споруджувати, якщо виконується умова:

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

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

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

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

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

де P_i – активна потужність вузлів навантаження ВН, МВт ;

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

Розрахунки доцільно занести в табл.1.2.

Таблиця 1.2 – Розрахунок місця розташування ВП

Наименование ПС	P ,	X ,	$P \times X$,	Y ,	$P \times Y$,	$L_{псi-цн}$	$P \times l_{пс-тцн}$,
	МВт	мм	МВт·мм	мм	МВт·мм	мм	МВт·мм
1	Ошибка! Источник ссылки не найдены.	Ошибка! Источник ссылки не найдены.	1632	Ошибка! Источник ссылки не найдены.	3910	58	986
2	Ошибка! Источник ссылки не найдены.	Ошибка! Источник ссылки не найдены.	1310	Ошибка! Источник ссылки не найдены.	2410	77	770
3	Ошибка! Источник ссылки не найдены.	Ошибка! Источник ссылки не найдены.	2400	Ошибка! Источник ссылки не найдены.	4560	26	780
4	Ошибка! Источник ссылки не найдены.	Ошибка! Источник ссылки не найдены.	1470	Ошибка! Источник ссылки не найдены.	1344	77	1078
Разом	71.00	-	6812	-	12224	-	3614

Координати центра електричних навантажень (ЦН) X_0 і Y_0 :

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot X_i}{\sum_{i=1}^m P_i} = 6812/71,00 = 96 \text{ мм.} \quad (1.13)$$

$$Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^m P_i} = 12224/71,00 = 172 \text{ мм.} \quad (1.14)$$

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)	Ошибка! Источник ссылки не найден.	Ошибка! Источник ссылки не найден.
Пункт споживання №1, (X_1, Y_1)	Ошибка! Источник ссылки не найден.	Ошибка! Источник ссылки не найден.
Пункт споживання №2, (X_2, Y_2)	Ошибка! Источник ссылки не найден.	Ошибка! Источник ссылки не найден.
Пункт споживання №3, (X_3, Y_3)	Ошибка! Источник ссылки не найден.	Ошибка! Источник ссылки не найден.
Пункт споживання №4, (X_4, Y_4)	Ошибка!	Ошибка!

	Источник ссылки не найден.	Источник ссылки не найден.
Центр електричних навантажень (ЦН), (X_0, Y_0)	96	172

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 - **Ошибка! Источник ссылки не найден.** км/мм.

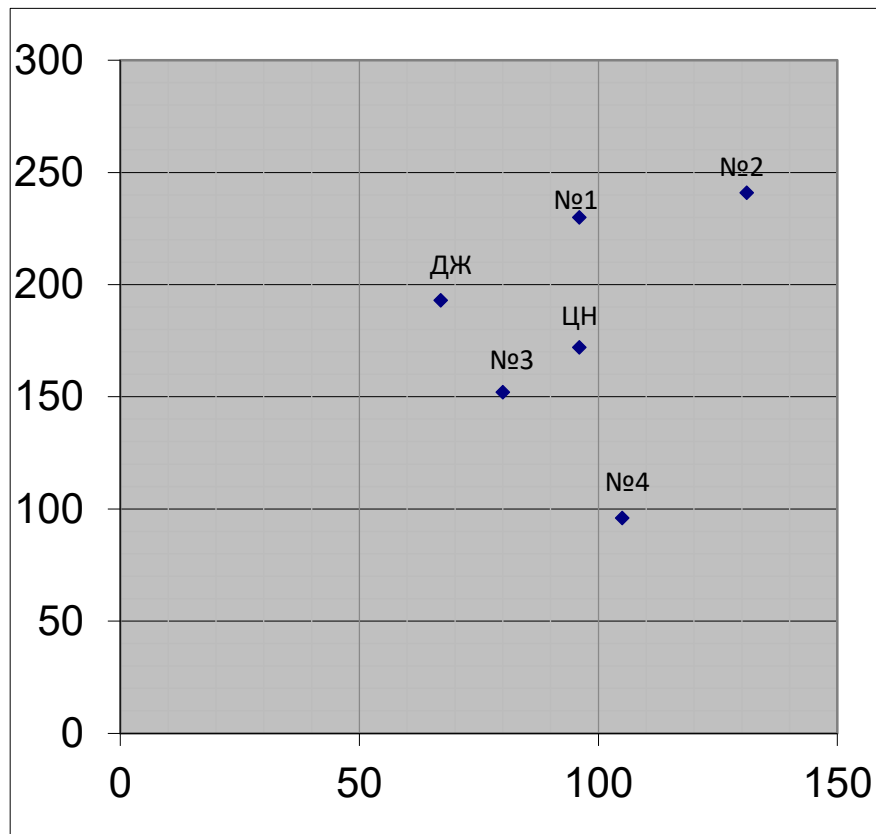


Рисунок 1.1 – План розташування на місцевості споживачів (1-4), джерела електроенергії А(ДЖ) і центра навантаження (ЦН).

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

$$L_{дж-цн} = \sqrt{(X_A - X_0)^2 + (Y_A - Y_0)^2} = ((\text{Ошибка! Источник ссылки не найден.}-96)^2 + (\text{Ошибка! Источник ссылки не найден.}-172)^2)^{0,5} = 36. \quad (1.15)$$

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

$$L_{nc1-цн} = \sqrt{(X_1 - X_0)^2 + (Y_1 - Y_0)^2} = ((\text{Ошибка! Источник ссылки не найден.}-96)^2 + (\text{Ошибка! Источник ссылки не найден.}-172)^2)^{0,5} = 58. \quad (1.16)$$

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,

$$L_{с.в.} = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot l_{i-тцн}}{\sum_{i=1}^m P_i} = 3614/71,00 = 51. \quad (1.17)$$

Розраховуємо умову (1.1)

$$\frac{L_{дж-цн}}{L_{с.в.}} = 36/51 = 0,71, \quad (1.18)$$

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

$$\sqrt{l_{A1}} = \left(\sqrt{(X_A - X_1)^2 + (Y_A - Y_1)^2} \right) \cdot M = [(\text{Ошибка! Источник ссылки не найден.} - \text{Ошибка! Источник ссылки не найден.})^2 + (\text{Ошибка! Источник ссылки не найден.} - \text{Ошибка! Источник ссылки не найден.})^2]^{0,5} \cdot \text{Ошибка! Источник ссылки не найден.} = 47 \text{ км. (1.19)}$$

де M - масштаб на ситуаційному плані, км/мм

Результати розрахунку приведені у табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Відстань між пунктами на місцевості, км

l_{A1}	l_{A2}	l_{A3}	l_{A4}	l_{12}	l_{13}	l_{14}	l_{23}	l_{24}	l_{34}
47	80	43	104	37	80	134	103	147	61

1.4. Розробка варіантів схем електропостачання споживачів району

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

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

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

Електроприймачи II категорії також рекомендується забезпечувати електроенергією від двох незалежних, що взаємно резервують джерела живлення ДЖ. Для них допустима перерва в електропостачанні на час

включення резервного живлення черговим чи персоналом виїзної оперативної бригади.

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

Для забезпечення необхідної надійності електропостачання районів з переважними навантаженнями I і II категорії можна використовувати розімкнуті резервовані мережі (радіальні, магістральні, магістральні з відгалуженнями, у тому числі, найкоротші мережі) чи прості замкнуті мережі (із двостороннім живленням чи кільцеві). Приклад конфігурацій мережі приведені на рис. 1.2, на якому під центром живлення (ЦЖ) розуміється або джерело живлення, або вузлова підстанція.

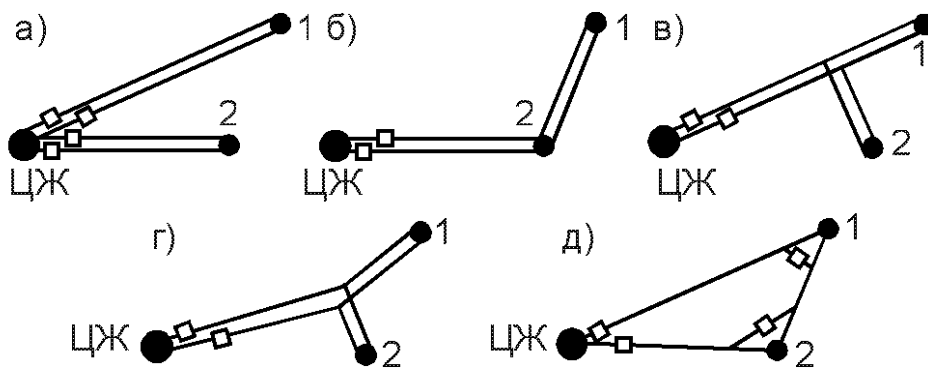


Рисунок 1.2 – Можливі схеми живлення споживачів: радіальна (а), магістральна (б), магістральна з відгалуженням (в), найкоротша (г), кільцева (д)

Слід зазначити, що ЛЕП, що виконані на дволанцюгових опорах, не забезпечують необхідної надійності електропостачання споживачів I

категорії в умовах IV і особливого району по ожеледі, тому що при ушкодженні можлива повна перерва в живленні. Тому ЛЕП для живлення таких споживачів виконують на одноланцюгових опорах.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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,

$$l_{\text{дiл} \partial 1} = 1,1ml_{\partial 1} = 1,1 \cdot \text{Ошибка! Источник ссылки не найден.} \cdot 47 = 51,7.$$

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

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

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

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

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

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

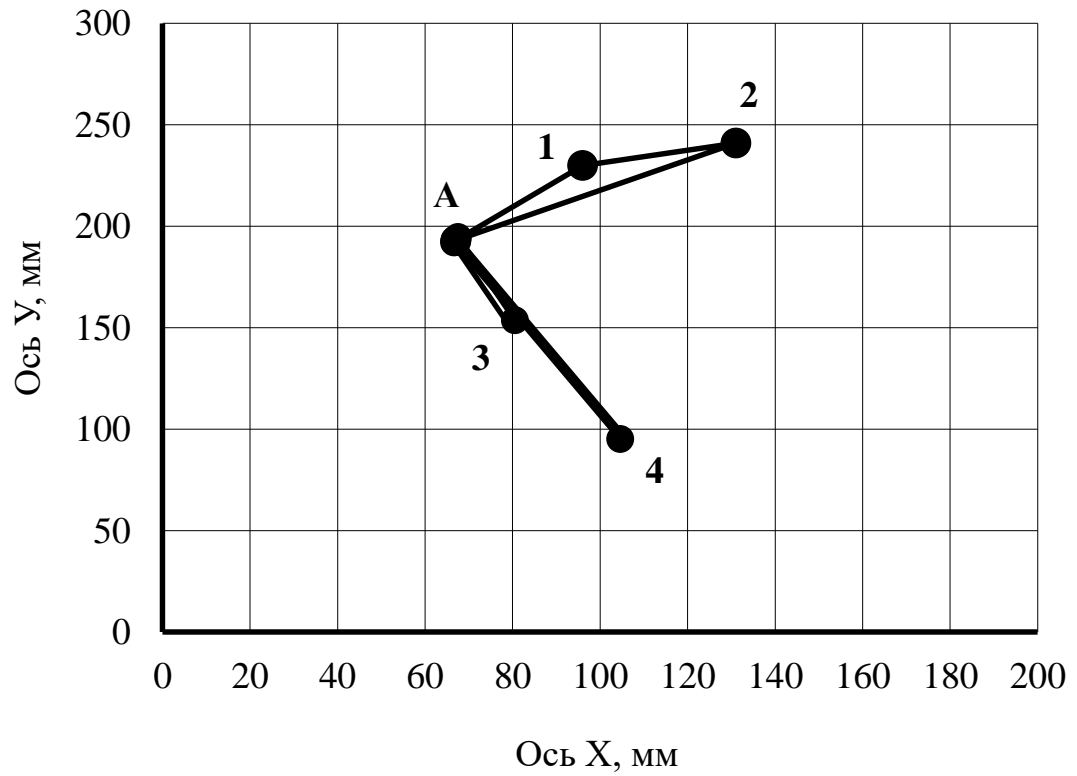


Рисунок 1.3 – Варіант “а”

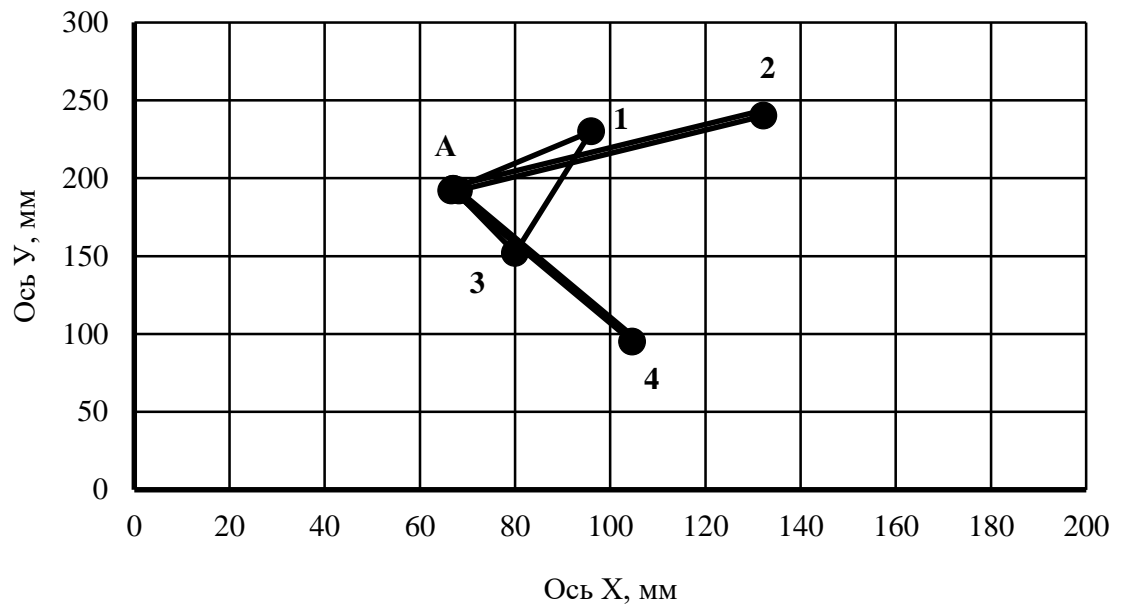


Рисунок 1.4 – Варіант “б”

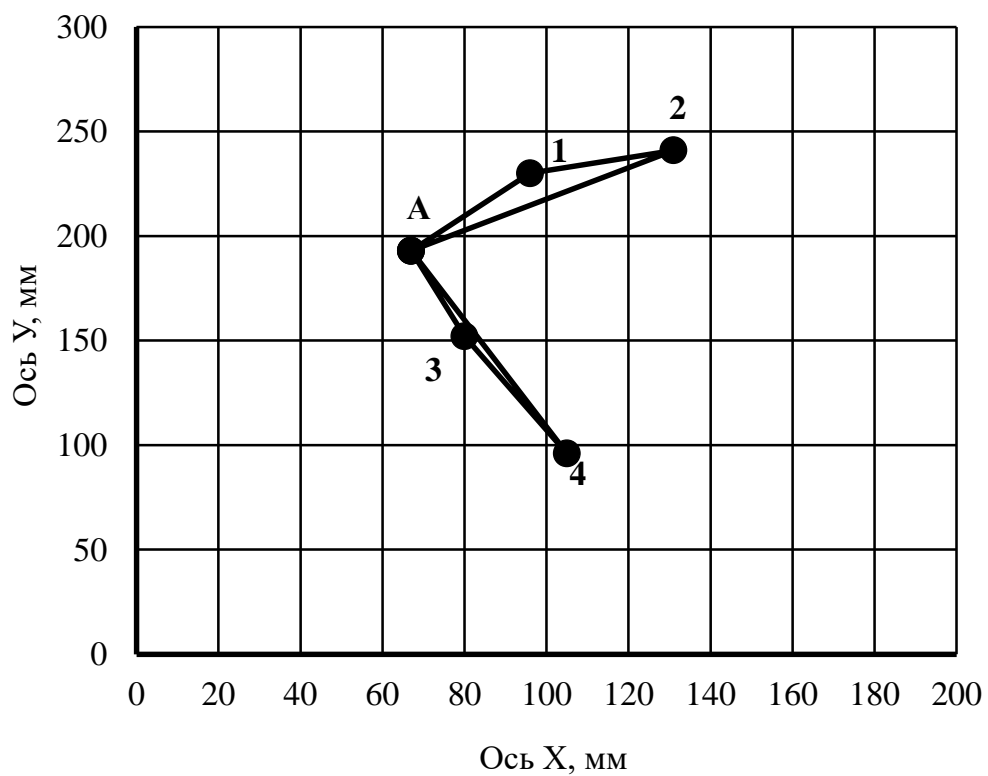


Рисунок 1.5 – Варіант “В”

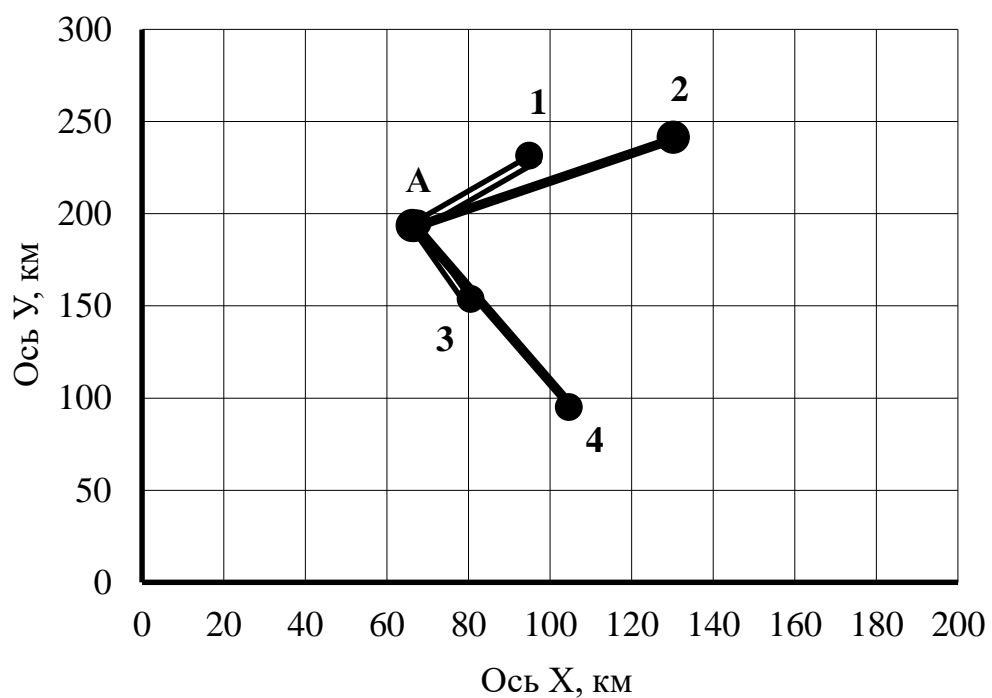


Рисунок 1. – Варіант “Г”

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_{Σ} , км	Кількість вимикачів у варіанті, n_B	Еквівалентна довжина ЛЕП, $L_{екв} = L_{\Sigma} + 3n_B$, км
“а”	A-1	1	47	51,7	51,7	439,1	9	466,1
	1-2	1	37	40,7	40,7			
	A-2	1	80	88	88			
	A-3	1,6	43	47,3	75,7			
	A-4	1,6	104	114,4	183			
“б”	A-1	1	47	51,7	51,7	510,8	9	537,8
	A-3	1	43	47,3	47,3			
	1-3	1	80	88	88			
	A-4	1,6	104	114,4	183			
	A-2	1,6	80	88	140,8			
“в”	A-1	1	47	51,7	51,7	409,2	9	436,2
	1-2	1	37	40,7	40,7			
	A-2	1	80	88	88			
	A-3	1	43	47,3	47,3			
	3-4	1	61	67,1	67,1			
	A-4	1	104	114,4	114,4			
“г”	A-1	1,6	47	51,7	82,7	482,2	9	509,2
	A-2	1,6	80	88	140,8			
	A-3	1,6	43	47,3	75,7			
	A-4	1,6	104	114,4	183			

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 порівно, хоча секційні вимикачі на стороні низької напруги підстанцій у нормальному режимі відключені;

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Правильність виконаного розрахунку підтверджується перевіркою балансу потужностей:

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

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

S_i - навантаження i -го вузла споживання.

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

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

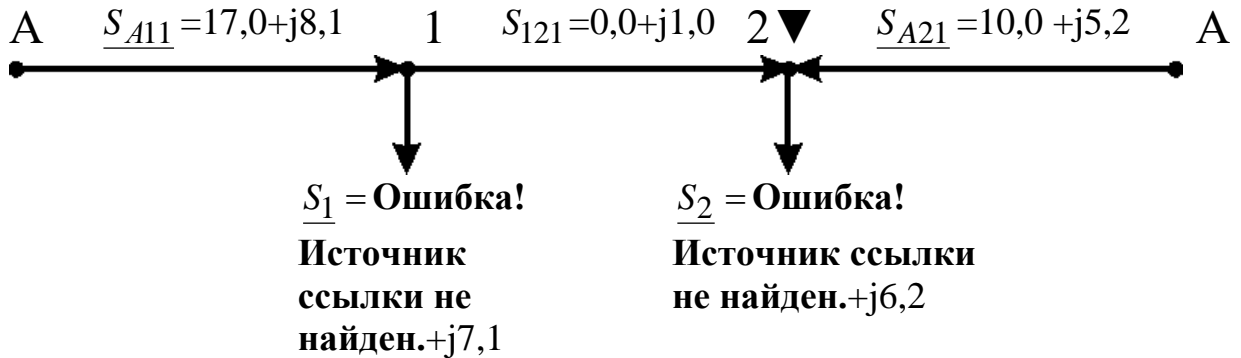


Рисунок 2.1 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-1-2-А (варіант мережі 1)

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

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

$$\begin{aligned} \underline{S}_{A11} &= \frac{\underline{S}_1 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + \underline{S}_2 \cdot l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \\ &= \frac{(P_{m1} + jQ_{m1}) \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + (P_{m2} + jQ_{m2}) \cdot l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \\ &= \frac{P_1(l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + P_2 l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} + j \frac{Q_1(l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + Q_2 l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \\ &P_{A11} + jQ_{A11}; \end{aligned} \quad (2.3)$$

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

$$P_{A11} = \frac{P_1(l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + P_2 l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = (\text{Ошибка! Источник ссылки не найден.} \cdot (40,7 + 88,0) + \text{Ошибка! Источник ссылки не найден.} \cdot 88,0) / (51,7 + 40,7 + 88,0) = 17,0 \text{ МВт.} \quad (2.4)$$

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

$$Q_{A11} = \frac{Q_1(l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + Q_2 l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = (7,1 \cdot (40,7 + 88,0) + 6,2 \cdot 88,0) / (51,7 + 40,7 + 88,0) = 8,1. \quad (2.5)$$

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

$$\underline{S}_{A11} = P_{A11} + jQ_{A11} = (17,0 + j8,1). \quad (2.6)$$

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

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

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

$$P_{A21} = \frac{P_1 \cdot l_{\partial ilA1} + P_2 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = (\text{Ошибка! Источник ссылки не найден.} \cdot 51,7 + \text{Ошибка! Источник ссылки не найден.} \cdot (40,7 + 51,7)) / (51,7 + 40,7 + 88,0) = 10,0, \quad (2.8)$$

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

$$Q_{A21} = \frac{Q_1 \cdot l_{\text{дiлA1}} + Q_2 \cdot (l_{\text{дiл12}} + l_{\text{дiлA1}})}{l_{\text{дiлA1}} + l_{\text{дiл12}} + l_{\text{дiлA2}}} = (7,1 \cdot 51,7 + 6,2 \cdot (40,7 + 51,7)) / (51,7 + 40,7 + 88,0) = 5,2, \quad (2.9)$$

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

$$\underline{S}_{A21} = P_{A21} + jQ_{A21} = (10,0 + j5,2) \quad (2.10)$$

Перевірка балансом потужностей.

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

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

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

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

Перевірка балансом активних потужностей, МВт,

$$P_{A11} + P_{A21} = 17,0 + 10,0 = 27,0. \quad P_1 + P_2 = \text{Ошибка! Источник ссылки не найден.} = 27,0. \quad (2.15)$$

Перевірка балансом реактивних потужностей, МВАр,

$$Q_{A1} + Q_{A2} = 8,1 + 5,2 = 13,3. \quad Q_1 + Q_2 = 7,1 + 6,2 = 13,3 \quad (2.16)$$

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,

$$P_{121} = P_{A11} - P_1 = 17,0 - \text{Ошибка! Источник ссылки не найден.} = 0,0. \quad (2.18)$$

Потік реактивної потужності на ділянці 1-2, МВАр,

$$Q_{121} = Q_{A11} - Q_1 = 8,1 - 7,1 = 1,0. \quad (2.19)$$

Потік повної потужності на ділянці 1-2, МВА,

$$\underline{S}_{121} = P_{121} + jQ_{121} = (0,0 + j1,0). \quad (2.20)$$

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:

$$\underline{S}_{A31} = \underline{S}_3 = P_{A31} + jQ_{A31} = P_3 + jQ_3 = \text{Ошибка! Источник ссылки не найден.} + j12,0$$

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,

$$\underline{S}_{A41} = \underline{S}_4 = P_{A41} + jQ_{A41} = P_4 + jQ_4 = \text{Ошибка! Источник ссылки не найден.} + j8,7,$$

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

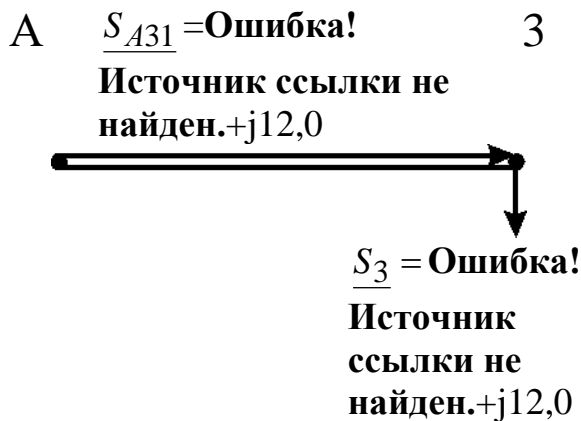


Рисунок 2.2 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-3 (варіант мережі 1)

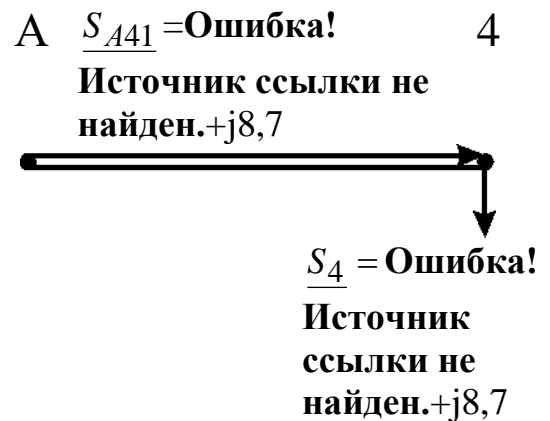


Рисунок 2.3 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-4 (варіант мережі 1)

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

$$\underline{S}_{A12} = \underline{S}_1 = P_{A12} + jQ_{A12} = P_1 + jQ_1 = \text{Ошибка! Источник ссылки не найден.} + j7,1;$$

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,

$$\underline{S}_{A22} = \underline{S}_2 = P_{A22} + jQ_{A22} = P_2 + jQ_2 = \text{Ошибка! Источник ссылки не найден.} + j6,2;$$

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

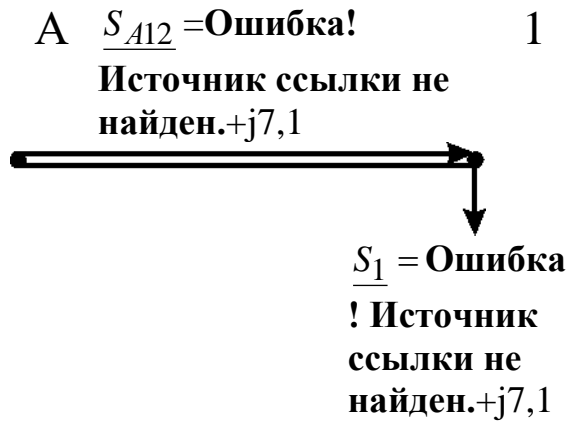


Рисунок 2.4 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-1 (варіант мережі 2)

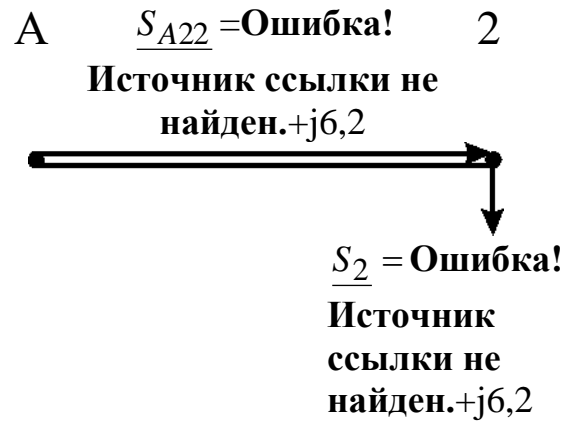


Рисунок 2.5 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-2 (варіант мережі 2)

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

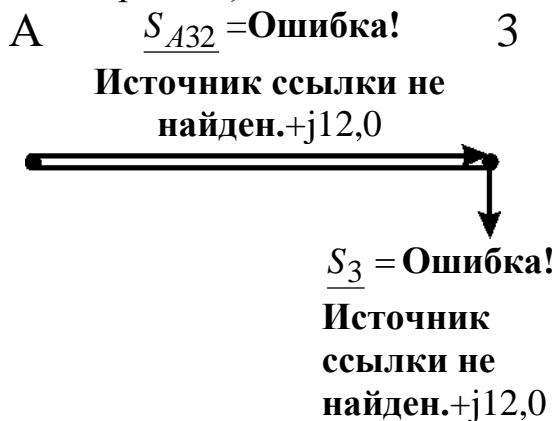


Рисунок 2.6 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-3 (варіант мережі 2)

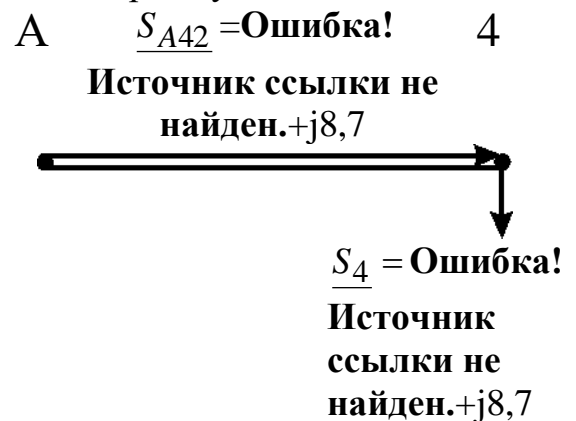


Рисунок 2.7 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-4 (варіант мережі 2)

Оптимальна величина номінальної напруги мережі може бути визначена лише шляхом техніко-економічних розрахунків варіантів з різними номінальними напругами. Однак у ряді випадків (у тому числі в даному

дипломному проєкті) досить обмежитися вибором величини раціональної напруги. Величина напруги (кВ) може бути визначена по формулі Стіла:

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

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

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

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

У дипломному 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 знижувальною. Якщо ж у схемі внутрішнього електропостачання дві номінальні напруги і величина одного з них дорівнює $U_{\text{ном}}$ в схемі зовнішнього електропостачання, то варто прийняти обох напруг (ВП буде знижувально-розподільною). При однакових значеннях

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

Як критерій прийнятності намічених номінальних напруг (критерію реалізуєності варіанта) можуть служити переріз 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, $l_{діл}$, км	Активна потужність, що протікає на ділянці $P_{діл}$, МВт	Кількість ланцюгів на ділянці, n	Величина розрахункової напруги U_p , кВ	Вибрана $U_{нділ}$ кВ
1	A-1	51,7	17,0	1	78	35
	A-2	88,0	10,0	1	68	35
	1-2	40,7	0,0	1	28	35
	A-3	47,3	Ошибка! Источник ссылки не найден.	2	28	35
	A-4	114,4	Ошибка! Источник ссылки не найден.	2	74	35
2	A-1	51,7	Ошибка! Источник ссылки не найден.	2	65	35
	A-2	88,0	Ошибка! Источник ссылки не найден.	2	59	35
	A-3	47,3	Ошибка! Источник ссылки не найден.	2	56	35

	A-4	114,4	Ошибка! Источник ссылки не найден.	2	74	35
--	-----	-------	---	---	----	----

2.2. Розрахунок перерізів проводів

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

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

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

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

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

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

U_n - номінальна напруга на ділянці, кВ;

n - кількість рівнобіжних ланцюгів (ЛЕП) на ділянці.

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

$$S_{A11} = \sqrt{P_{A11}^2 + Q_{A11}^2} = (17,0^2 + 8,1^2)^{1/2} = 18,8$$

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

$$I_{A11} = \frac{S_{A11} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n_{A1}} = 18,8 \cdot 10^3 / (1,73 \cdot 35 \cdot 1) = 310,5;$$

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

Приймаємо економічну щільність струму для алюмінієвого проводу і числа годин T_m = **Ошибка! Источник ссылки не найден.** год/рік (вихідні данні проекту)

$$j_{ек} = 1 \text{ А/мм}^2.$$

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

$$F_{A11} = \frac{I_{A11}}{j_{ек}} = 310,5/1 = 311$$

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; механічної міцності; припустимому нагріванню в післяаварійном режимі; припустимій втраті напруги в післяаварійном режимі.

Таблиця 2.2 – Розрахунок перерізів по економічній щільності струму

Варіант	Ділянка мережі	Активна потужність ділянки, $P_{діл}$, МВт	Реактивна потужність ділянки, $Q_{діл}$, МВАр	Повна потужність ділянки, $S_{діл}$, МВА	Номінальна напру-га, $U_{нділ}$, кВ	Кількість ланцюгів на ділянці, n	Робочий струм на ділянці, I , А	Переріз провoda, F , мм ²	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	17,0	8,1	18,8	35	1	310,5	311	АС-240/32	605	0,12	0,405	2,81
	A-2	10,0	5,2	11,3	35	1	186,6	187	АС-185/29	510	0,162	0,413	2,75
	1-2	0,0	1,0	1,0	35	1	16,5	17	АС-70/11	265	0,428	0,444	2,55
	A-3	Оши бка! Исто чник ссыл ки не найд ен.	12,0	32,3	35	35	2	266,7	267	АС-240/32	605	0,12	0,405

	A-4	Ошибка! Источник ссылки не найден.	8,7	16,5	35	2	136,3	136	AC-150/24	450	0,198	0,42	2,7
2	A-1	Ошибка! Источник ссылки не найден.	7,1	18,4	35	2	151,9	152	AC-150/24	450	0,198	0,42	2,7
	A-2	Ошибка! Источник ссылки не найден.	6,2	11,8	35	2	97,4	97	AC-95/16	330	0,306	0,434	2,61

	А-3	Ошибка! Источник ссылки не найден.	12,0	32,3	35	2	266,7	267	АС-240/32	605	0,12	0,405	2,81
	А-4	Ошибка! Источник ссылки не найден.	8,7	16,5	35	2	136,3	136	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,

$$P_{авА11} = P_1 + P_2 = \text{Ошибка! Источник ссылки не найден.} + \text{Ошибка!}$$

$$\text{Источник ссылки не найден.} = 27,0.$$

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

$$Q_{авА11} = Q_1 + Q_2 = 7,1 + 6,2 = 13,3.$$

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

$$S_{авА11} = \sqrt{P_{авА11}^2 + Q_{авА11}^2} = (27,0^2 + 13,3^2)^{0,5} = 30,1.$$

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

$$I_{авА11} = \frac{S_{А11} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_n} = 30,1 \cdot 10^3 / (1,73 \cdot 35) = 497 \text{ А.}$$

$$I_{авА11} = 497 \text{ А} \leq I_{доп} = 605 \text{ А.}$$

Результати перевірки за нагріванням приводяться в табл. 2.3

Таблиця 2.3 – Перевірка прийнятих марок проводів по нагріванню

Варіант	Ділянка мережі	Активна потужність ділянки, $P_{діл}$, МВт, табл.2.2	Реактивна потужність ділянки, $Q_{діл}$, МВАр, табл.2.2	Повна потужність ділянки, $S_{діл}$, МВА, табл.2.2	Номінальна напруга, U_n , кВ, табл.2.1	Кількість ланцюгів на ділянці, n	Аварійний струм на ділянці, $I_{ав}$, А, формула (2.23) при $n=1$	Допустимий струм, $I_{доп}$, А, табл.2.2
1	А-1	27,0	13,3	30,1	35	1	497	605
	А-2	Обрив	0	0,0	35	1	0	510
	1-2	Ошиб ка! Источ ник ссылк и не найдет н.	6,2	11,8	35	1	195	265

	A-3	Ошибка! Источник ссылки и не найдены.	12,0	32,3	35	2	267	605
	A-4	Ошибка! Источник ссылки и не найдены.	8,7	16,5	35	2	136	450
2	A-1	Ошибка! Источник ссылки и не найдены.	7,1	18,4	35	2	152	450

	A-2	Ошиб ка! Источ ник ссылк и не наjde н.	6,2	11,8	35	2	97	330
	A-3	Ошиб ка! Источ ник ссылк и не наjde н.	12,0	32,3	35	2	267	605
	A-4	Ошиб ка! Источ ник ссылк и не наjde н.	8,7	16,5	35	2	136	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 $I_{ав} \leq I_{дон}$.

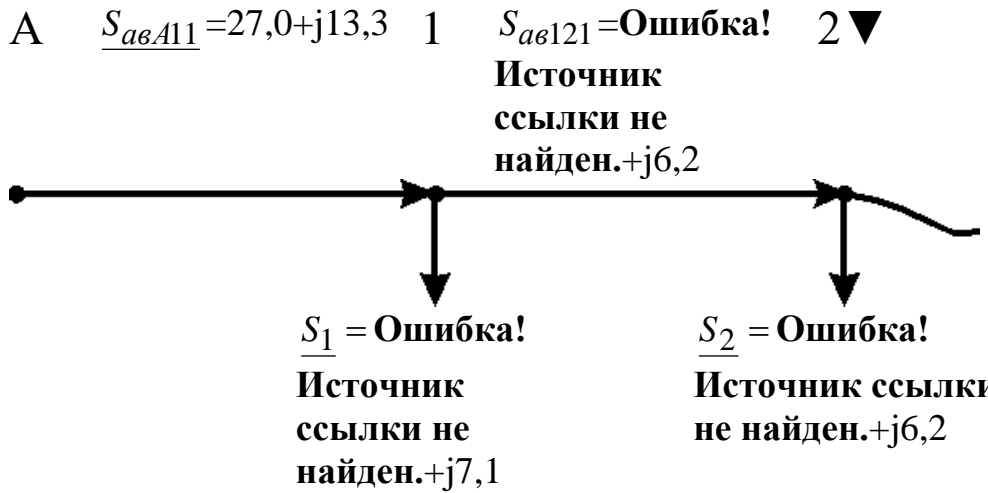


Рисунок 2.8 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-1-2-А (варіант 1) при обриві провода на ділянці А-2

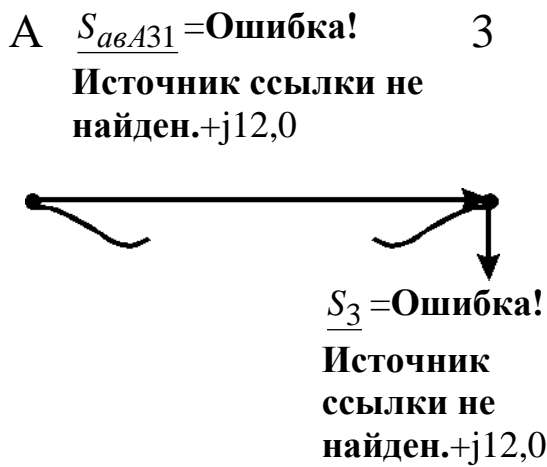


Рисунок 2.9 – Розрахункова- схема для післяаварійного режиму ділянки А-3 (варіант 1) при обриві провода

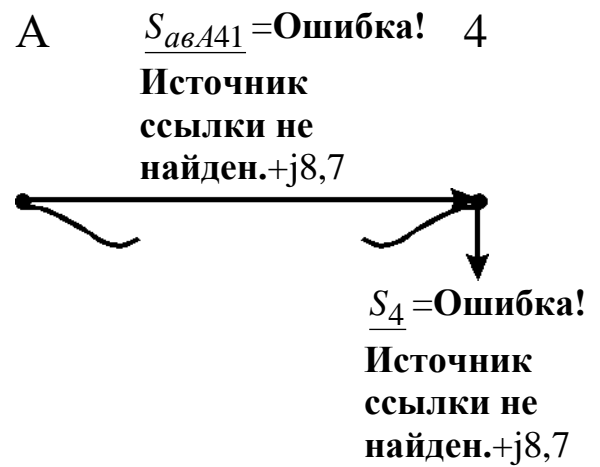


Рисунок 2.10 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-4 (варіант 1) при обриві провода

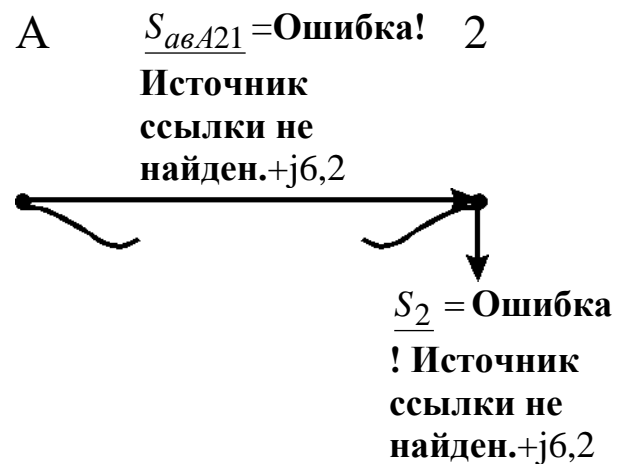


Рисунок 2.11 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-1 (варіант 2) при обриві провода

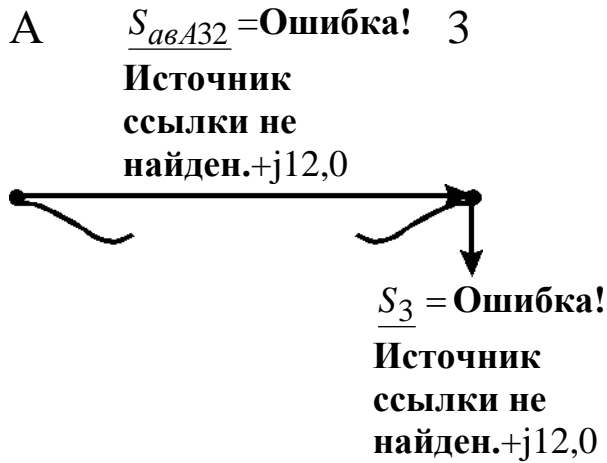


Рисунок 2.13 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-3 (варіант 2) при обриві провода

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

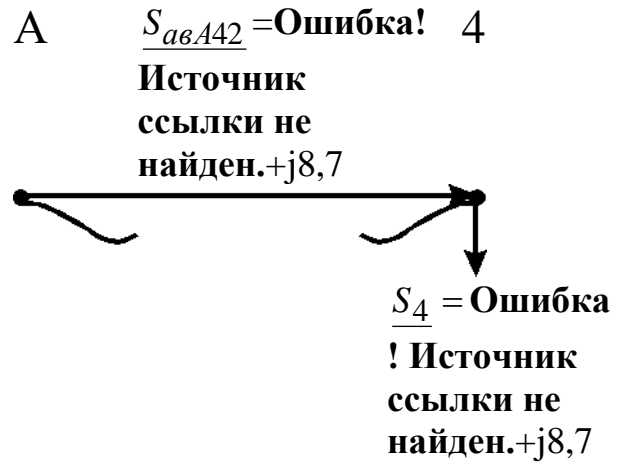


Рисунок 2.14 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-4 (варіант 2) при обриві провода

2.4. Розрахунок параметрів ліній

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

$$R_{A11} = r_{0A1} \cdot l_{A1} = 0,120 \cdot 51,7 = 6,2. \quad (2.26)$$

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

l_{A1} - довжина ділянки А-1, км.

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

$$X_{A11} = x_{0A1} \cdot l_{A1} = 0,405 \cdot 51,7 = 20,9. \quad (2.27)$$

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

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

$$Q_{вA1} = U_n^2 \cdot b_{0A1} \cdot l_{дiлA1} \cdot n_{A1} = 35^2 \cdot 2,81 \cdot 10^{-6} \cdot 51,7 \cdot 1 = 0,18, \quad (2.28)$$

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, $l_{дiл}$, км	Активний опір одного ланцюга ділянки, $R_{ланц}$, Ом	Реактивний опір одного ланцюга ділянці, X_i , Ом	Ємнісна провідність на 1 км, $b_0 \cdot 10^{-6}$, См	Зарядна ємна потужність ділянки лінії, $Q_{єi}$, МВАр
1	A-1	1	0,120	0,405	51,7	6,2	20,9	2,81	0,18
	A-2	1	0,162	0,413	88,0	14,3	36,3	2,75	0,30
	1-2	1	0,428	0,444	47,3	20,2	21,0	2,55	0,15
	A-3	2	0,120	0,405	114,4	13,7	46,3	2,81	0,79
	A-4	2	0,198	0,420	51,7	10,2	21,7	2,70	0,34
2	A-1	2	0,198	0,420	51,7	10,2	21,7	2,70	0,34
	A-2	2	0,306	0,434	88,0	26,9	38,2	2,61	0,56
	A-3	2	0,120	0,405	114,4	13,7	46,3	2,81	0,79
	A-4	2	0,198	0,420	51,7	10,2	21,7	2,70	0,34

2.5. Перевірка схем за допустимою втратою напруги

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$R_{авА11} = \frac{R_{А11}}{n} = 6,2/1 = 6,2.$$

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

$$X_{авА11} = \frac{X_{А11}}{n} = 20,9/1 = 20,9.$$

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

$$\Delta U_{авА11} = \frac{P_{А11} \cdot R_{авА11} + Q_{авА11} \cdot X_{авА11}}{U_{ном}} = (27,0 \cdot 6,2 + 13,3 \cdot 20,9) / 35 = 12,7.$$

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

$$R_{авА11} = \frac{R_{121}}{n} = 20,2/1 = 20,2.$$

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

$$X_{ав121} = \frac{X_{А11}}{n} = 20,9/1 = 21,0.$$

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

$$\Delta U_{ав121} = \frac{P_{121} \cdot R_{ав121} + Q_{ав121} \cdot X_{ав121}}{U_{ном}} = (\text{Ошибка! Источник ссылки$$

не найден.} \cdot 20,2 + 6,2 \cdot 21,0) / 35 = 9,5.

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

Втрати напруги в % визначаються:

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

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

$$\Delta U_{авА11} \% = \frac{\Delta U_{авА11}}{U_H} \cdot 100\% = 12,7 \cdot 100 / 35 = 36,3.$$

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

$$\Delta U_{ав121} \% = \frac{\Delta U_{ав121}}{U_H} \cdot 100\% = 9,5 \cdot 100 / 35 = 27,1.$$

Якщо втрата напруги в схемі перевищує припустиму величину, то в цій схемі на одному чи декількох ділянках варто збільшити переріз проводу. Якщо ця міра не приводить до бажаного результату, то варто прийняти у варіанті більш високу ступінь напруги, чи переглянути прийнятий варіант 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 %:

$$U_{авА-1-2} \% = U_{авА11} \% + U_{ав121} \% = 36,3 + 27,1 = 63,4\% > 15\%. \quad (2.32)$$

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

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

Таблиця 2.5 - Перевірка мереж по втраті напруги

Варіант	Ділянка мережі	Марка проводу	Активний опір проводу при 20 град. С на 1 км, r_0 Ом (табл.. 2.4)	Реактивний опір проводу на 1 км, x_0 , Ом, (табл.. 2.4)	Довжина ділянки, $l_{діл}$ км (табл.. 2.4)	Активний опір одного ланцюга ділянки, $R_{ланц}$, Ом (табл.. 2.4)	Реактивний опір одного ланцюга ділянки, X_i , Ом (табл.. 2.4)	Активна потужність на ділянці, $P_{діл}$, МВт (табл.. 2.3)	Реактивна потужність на ділянці, $Q_{діл}$, МВАр, (табл.. 2.3)	Втрата напруги на ділянці, ΔU , кВ (2.29)	Втрата напруги на ділянці, ΔU , % (2.32)
1	A-1	АС-240/32	0,120	0,405	51,7	6,2	20,9	27,0	13,3	12,7	36,3
	A-2	АС-150/24	0,162	0,413	88,0	Обрив					
	1-2	АС-70/11	0,428	0,444	47,3	20,2	21,0	Ошибк а! Источн ик ссылки не найден.	6,2	9,5	27,1

	A-3	AC-95/16	0,120	0,405	114,4	13,7	46,3	Ошибка! Источник ссылки не найден.	12,0	27,6	78,9
	A-4	AC-150/24	0,198	0,420	51,7	10,2	21,7	Ошибка! Источник ссылки не найден.	8,7	9,5	27,1
2	A-1	AC-95/16	0,198	0,420	88,0	17,4	37,0	Ошибка! Источник ссылки не найден.	7,1	16,0	45,7
	A-2	AC-95/16	0,306	0,434	47,3	14,5	20,5	Ошибка! Источник ссылки не найден.	6,2	7,8	22,3

	A-3	AC-95/16	0,120	0,405	114,4	13,7	46,3	Ошибка! Источник ссылки не найден.	12,0	27,6	78,9
	A-4	AC-150/24	0,198	0,420	51,7	10,2	21,7	Ошибка! Источник ссылки не найден.	8,7	9,5	27,1

2.6. Вибір трансформаторів на підстанціях споживачів

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

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

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

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

$$S_1 = \frac{P_1}{\cos \varphi_1} = \text{Ошибка! Источник ссылки не найден./Ошибка!}$$

$$\text{Источник ссылки не найден.} = 18,4.$$

Необхідна потужність трансформатора, МВА,

$$S_{необх1} = 0,7 \cdot S_1 = 0,7 \cdot 18,4 = 12,9.$$

По величині $S_{необх}$ вибирають трансформатори з найближчим стандартним значенням номінальної потужності $S_{нт}$. Для вузла №1 вибираємо по табл. А.7 трансформатор типу [ТДНС-16000/35](#). Номінальна потужність трансформатора

$$S_{нт1} = 16 \text{ МВА.}$$

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

Величина перевантаження визначається в аварійному режимі:

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

Для вузла №1 величина перевантаження в аварійному режимі

$$\Delta S_1 = \frac{S_1 - S_{нт1}}{S_{нт1}} \cdot 100\% = (18,4 - 16) \cdot 100 / 16 = 15,0 \% \leq 40\%.$$

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, $U_{діл}$, кВ, табл.2.1
Вторинна номінальна напруга, $U_{вт}$, кВ, табл.1.1 $U_{2ном}$, кВ

1	Ошибка! Источник ссылки не найден.	7,1	18,4	12,9	35	Оши бка! Исто чник ссыл ки не найд ен.
2	Ошибка! Источник ссылки не найден.	6,2	11,8	8,3	35	Оши бка! Исто чник ссыл ки не найд ен.
3	Ошибка! Источник ссылки не найден.	12,0	32,3	22,6	35	Оши бка! Исто чник ссыл ки не найд ен.
4	Ошибка! Источник ссылки не найден.	8,7	16,5	11,6	35	Оши бка! Исто чник ссыл ки не найд ен.

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_s , квар	Границі регулювання напруги, %		Величина перевантаження трансформатора в аварійному режимі, ΔS_T , %	
1	ТРДНС-25000/35	25	36,75/6,3	9,5	115	18	0,55	385	0,25	5,1	125	$\pm 8 \times$	1,5	%	-26,4
2	ТДНС-16000/35	16	36,75/6,3	10,0	85	21	0,6	306	0,45	8,4	88	$\pm 8 \times$	1,5	%	-26,3
3	ТРДНС-32000/35	32	36,75/10,5	11,5	145	25	0,5	430	0,19	4,8	144	$\pm 8 \times$	1,5	%	0,9
4	ТДНС-16000/35	16	36,75/6,3	10,0	85	21	0,6	306	0,45	8,4	88	$\pm 8 \times$	1,5	%	3,1

2.7. Розрахунок втрат потужності і електроенергії

Втрати складаються із втрат у лініях і у трансформаторах.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$S_{\text{діл1}} = \sqrt{P_{\text{діл1}}^2 + Q_{\text{діл1}}^2} = (17,0^2 + 8,1^2)^{0,5} = 18,8.$$

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

$$\Delta P_{\text{ділА1}} = \left(\frac{S_{\text{ділА1}}}{U_{\text{ділнА1}}} \right)^2 \cdot \frac{R_{\text{ланцА1}}}{n_{\text{А1}}} = (18,8/35)^2 \cdot 6,2/1 = 0,82,$$

Втрати електроенергії на ділянці мережі визначаються:

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

де τ - час максимальних втрат, годин,

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{м}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = (0,124 + \text{Ошибка! Источник ссылки не найден.}/10000)^2 \cdot 8760 = 5550. \quad (2.37)$$

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

Для ділянки А-1 втрати електроенергії

$$\Delta W_{\text{дiлA1}} = \Delta P_{\text{дiлA1}} \cdot \tau = 0,82 \cdot 5550 = 9929 \text{ МВт}\cdot\text{год},$$

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,

$$\Delta P_{c1} = n_{mp1} \cdot P_{x1} \cdot 10^{-3} = 2 \cdot 18,0 \cdot 10^{-3} = 0,036. \quad (2.38)$$

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

$$\Delta P_{m1} = \frac{1}{n_{mp1}} \cdot P_{k1} \cdot \left(\frac{S_{m1}}{S_{n1}} \right)^2 \cdot 10^{-3} = (1/2) \cdot 115,0 \cdot 10^{-3} \cdot (18,4/25,0)^2 = 0,031 \text{ МВт}, \quad (2.39)$$

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_{n1} - номінальна потужність трансформатора для вузла №1 по каталогу, МВА, (табл. 2.7).

Таблиця 2.8 – Розрахунок втрат потужності на ділянках у лініях

Варіант	Ділянка мережі	Активна потужність ділянки, $P_{діл}$, МВт, (табл. 2.6)	Реактивна потужність ділянки, $Q_{діл}$, МВАр, (табл. 2.6)	Повна потужність ділянки, $S_{діл}$, МВА, (табл. 2.6)	Номінальна напруга, U_n , кВ, (табл. 2.1)	Кількість ланцюгів на ділянці, n , (табл. 2.1)	Активний опір одного ланцюга на ділянці, $R_{ланц}$, Ом, (табл. 2.4)	Втрати потужності на ділянці, $\Delta P_{діл}$, МВт	Втрати потужності на всіх ділянках мережі, $\Delta P_{діл}$, МВт	Втрати електроенергії на ділянках, $\Delta W_{діл}$, МВт·год	Втрати електроенергії у мережі, $\Delta W_{діл}$, МВт·год/рік
1	A-1	17,0	8,1	18,8	35	1	6,2	1,789	10,26	9929	56960
	A-2	10,0	5,2	11,3	35	1	14,3	1,491		8275	
	1-2	0,0	1,0	1,0	35	1	20,2	0,016		89	
	A-3	Ошибка! Источники ссылки не найдены.	12,0	32,3	35	2	13,7	5,834		32379	
	A-4	Ошибка! Источники ссылки не найдены.	8,7	16,5	35	2	10,2	1,133		6288	

2	A-1	Ошибка! Источни к ссылки не найден.	7,1	18,4	35	2	10,2	1,410	9,91	7826	54979
	A-2	Ошибка! Источни к ссылки не найден.	6,2	11,8	35	2	26,9	1,529		8486	
	A-3	Ошибка! Источни к ссылки не найден.	12,0	32,3	35	2	13,7	5,834		32379	
	A-4	Ошибка! Источни к ссылки не найден.	8,7	16,5	35	2	10,2	1,133		6288	

Сумарні втрати у трансформаторах вузла №1, МВт,

$$\Delta P_{mp1} = \Delta P_{c1} + \Delta P_{m1} = 0,036 + 0,031 = 0,067. \quad (2.40)$$

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

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

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

τ - час максимальних втрат, годин,

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{спож}}}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = (0,124 + \text{Ошибка! Источник ссылки не найден.}/10000)^2 \cdot 8760 = 5550, \quad (2.42)$$

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

$$T_{\text{спож}} = T_m = \text{Ошибка! Источник ссылки не найден.} \text{ год/рік.}$$

Втрати електроенергії в трансформаторах підстанції №1, МВт·год

$$\Delta W_{mp1} = \Delta W_{c1} + \Delta W_{m1} = \Delta P_{c1} \cdot T + \Delta P_{m1} \cdot \tau = 0,036 \cdot 8760 + 0,031 \cdot 5550 = 487,4.$$

Розрахунок втрат у трансформаторах приведено у табл.2.13.

Таблиця 2.9 – Розрахунок втрат потужності у трансформаторах

Найменування вузла	Споживана повна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, S , МВА	Номінальна потужність трансформатора у вузлі по каталогу, S_n , МВА,	Номінальні втрати холостого ходу у трансформаторі, P_{xx} , кВт	Номінальні втрати короткого замикання у трансформаторі, $P_{кз}$, кВт	Втрати потужності в сталі трансформаторів вузла, $\Delta P_{ст}$, МВт	Втрати потужності в міді трансформаторів вузла, ΔP_m , МВт	Сумарні втрати потужності в трансформаторах вузла, $\Delta P_{тр}$, МВт	Сумарні втрати потужності в трансформаторах мережі, $\Delta P_{трмер}$, МВт	Сумарні втрати електроенергії в трансформаторах вузла, $\Delta W_{тр}$, МВт·год./рік	Сумарні втрати електроенергії в трансформаторах мережі, $\Delta W_{трмер}$, МВт·год./рік
1	18,4	25,0	18,0	115,0	0,036	0,031	0,067	0,357	487,4	2440,4
2	11,8	16,0	21,0	85,0	0,042	0,023	0,065		495,6	
3	32,3	32,0	25,0	145,0	0,050	0,074	0,124		848,7	
4	16,5	16,0	21,0	85,0	0,042	0,045	0,087		617,7	

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,

$$\Delta P_{мер1} = \Delta P_{дiлмер1} + \Delta P_{тр1} = 10,26 + 0,357 = 10,62. \quad (2.44)$$

Втрати потужності для варіанту 2, МВт,

$$\Delta P_{мер4} = \Delta P_{дiлмер4} + \Delta P_{тр4} = 9,91 + 0,357 = 10,27. \quad (2.45)$$

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

$$\Delta W_{мер1} = \Delta W_{дiлмер1} + \Delta W_{тр1} = 56960,00 + 2440,4 = 59400. \quad (2.46)$$

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

$$\Delta W_{мер4} = \Delta W_{дiлмер4} + \Delta W_{тр4} = 54979,00 + 2440,4 = 57419. \quad (2.47)$$

РОЗДІЛ 3

КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

3.1. Вибір компенсаційних пристроїв

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

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

де P - максимальне значення активної потужності вузла навантаження;

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

Для мережі $U_H=35$ кВ приймаємо

$$tg\varphi_{ек} = 0,23$$

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

$$Q_{кпр} = Q - Q_{ек}, \quad (3.2)$$

де Q - максимальне значення реактивної потужності вузла навантаження.

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

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

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

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

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

Визначивши розрахункове значення потужності компенсуючих пристроїв $Q_{кпр}$, необхідно підібрати комплектні конденсаторні установки для її реалізації, або визначити кількість окремих конденсаторів, якими розрахункова потужність 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 сторогу низької напруги 6-10 кВ, тобто їхня кількість повинна бути кратна двом. При визначенні кількості окремих конденсаторів число їх повинне бути кратне 6, тому що вони будуть рівномірно рознесені по фазах і по секціях шин.

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

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

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

$$Q_{ек1} = P_1 \cdot \operatorname{tg} \varphi_{ек} = \text{Ошибка! Источник ссылки не найден.} \cdot 0,23 = 3,9$$

МВАр.

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

$$Q_{кроз1} = Q_1 - Q_{ек1} = 7,1 - 3,9 = 3,2 \text{ МВАр.}$$

Вибираємо трифазні конденсаторні установки для напруги $U_{2н} = \text{Ошибка! Источник ссылки не найден.}$ кВ типу КУ потужністю

$$Q_{уст1} = 0,4 \text{ МВАр.}$$

Для трансформатора типу [ТДНС-16000/35](#) двох обмоточного без розщеплення вторинної обмотки (відсутня буква Р у позначенні типу) кількість установок повинна бути кратно 2 (два трансформатори на підстанції). Тому вибираємо кількість конденсаторних установок для підстанції №1

$$n_{уст1} = 8 \text{ шт.}$$

Фактична потужність компенсуючого пристрою на підстанції №1

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

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

$$\Delta Q_{кп1} = \frac{Q_{кроз1} - Q_{кф1}}{Q_{кф1}} \cdot 100\% = ((3,2-3,2)/3,2) \cdot 100\% = 0,0\% \leq 5\%.$$

Реактивна потужність підстанції №1 після компенсації

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

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 $Q_{кроз} = Q_{кф}$.

Таблиця3.1 – Компенсація реактивної потужності

Номер підстанції	Активна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, P , МВт	Реактивна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, Q , МВАр	Економічне значення тангенса, $tg\phi_{ек}$	Економічна реактивна потужність у вузлі навантаження, $Q_{ек}$, МВАр	Реактивна потужність компенсуючих пристроїв, $Q_{кроз} = Q_{факт}$, МВАр	Активна і реактивна потужності навантаження вузла у максимальному режимі, $P+j Q_{крп}$, МВА
1	Ошибка! Источник ссылки не найден.	7,1	0,28	4,8	2,3	Ошибка! Источник ссылки не найден. +j 4,8
2	Ошибка! Источник ссылки	6,2		2,8	3,4	Ошибка! Источник ссылки +j 2,8

	не найдено.					не найдено.		
3	Ошибка! Источник ссылки не найдено.	12,0		8,4	3,6	Ошибка! Источник ссылки не найдено.	+j	8,4
4	Ошибка! Источник ссылки не найдено.	8,7		3,9	4,8	Ошибка! Источник ссылки не найдено.	+j	3,9

РОЗДІЛ 4

РОЗРАХУНОК ОСНОВНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ

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

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

4.1. Режим максимального навантаження

Розрахунок починають зі складання схем заміщення, опорів та провідностей. Для ліній (ділянок) ці параметри визначені, вони приведені у

табл. 2.12. Спочатку зображується вихідна схема в однолінійному виконанні (рис. 4.2а). Трансформатори з розщепленою обмоткою низької напруги вводяться в схему як звичайні двохобмотувальні. На схемі вказується довжина кожної ЛЕП, марка проводу і кількість ланцюгів, тип і кількість трансформаторів на ПС, навантаження вузлів у режимі максимальних навантажень після установки компенсаційних пристроїв КП.

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

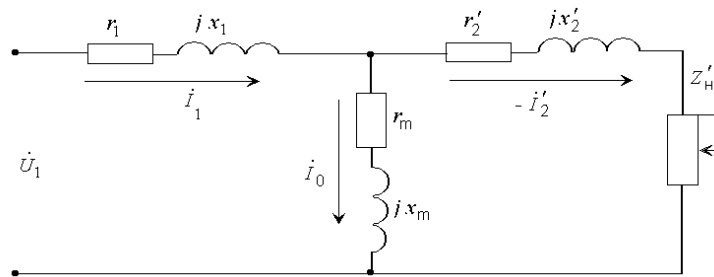


Рисунок 4.1 – Схема заміщення трансформатора

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

Активний опір обмоток трансформатора визначаємо, Ом:

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

Реактивний опір обмоток трансформатора визначаємо, Ом:

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

Для трансформаторів з розчепленням вторинної обмотки, Ом

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

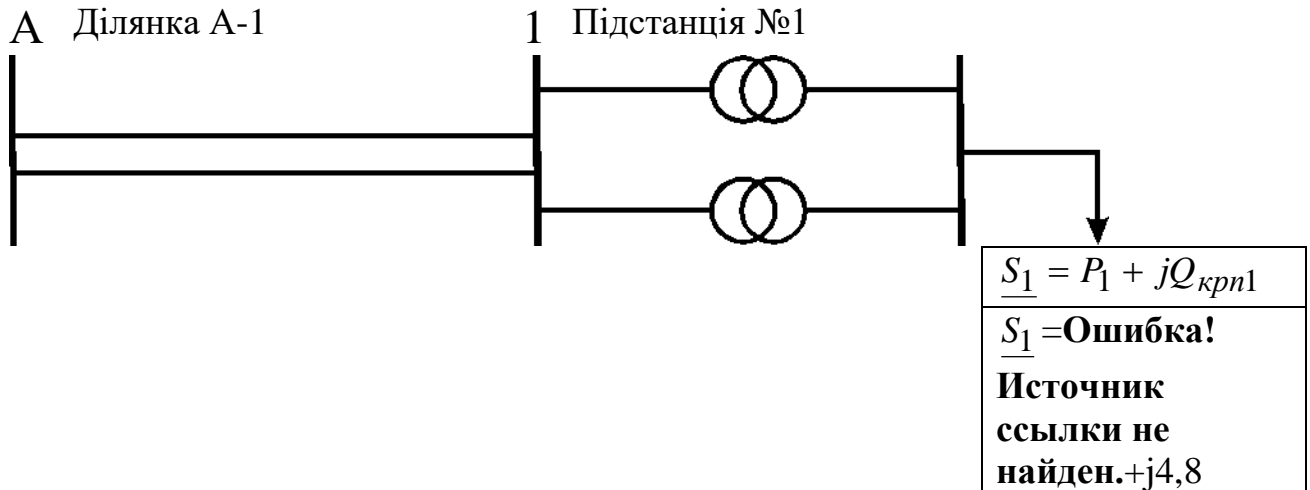


Рисунок 4.1а – Схема ділянки А-1 електричної мережі

Номінальна реактивна потужність, що намагнічує трансформатор, МВАр,

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

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.

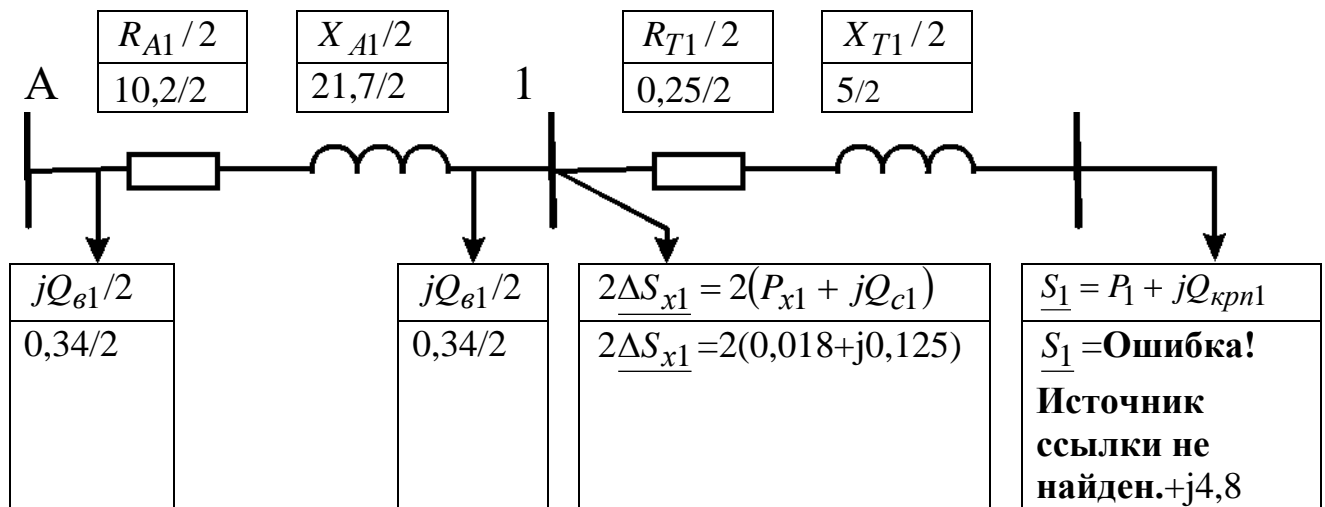


Рисунок 4.2б – Схема заміщення ділянки А-1 електричної мережі

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:

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

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);

ΔP_T - втрати активної потужності в обмотках трансформатора, МВт;

ΔQ_T - втрати реактивної потужності в обмотках трансформатора, МВар.

Втрати активної потужності в обмотках трансформатора, МВт, визначаються:

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

для підстанції №1

$\Delta P_{T1} = ((\text{Ошибка! Источник ссылки не найден.}^2 + 4,8^2) / 35^2) \cdot 0,25 / 2 = 0,03$
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,

$$\Delta Q_{T1} = ((\text{Ошибка! Источник ссылки не найден.}^2 + 4,8^2) / 35^2) \cdot 5 / 2 = 0,64.$$

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

$$P_{вх1} = (P_{м1} + \Delta P_{T1}) = \text{Ошибка! Источник ссылки не найден.} + 0,03 = 17,06.$$

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

$$Q_{вх1} = (Q_{kn1} + \Delta Q_{T1}) = 4,8 + 0,64 = 5,44.$$

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

$$\underline{S}_{вх1} = P_{вх1} + jQ_{вх1} = (17,06 + j5,44).$$

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

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

для підстанції №1, МВт,

$$P_{np1} = P_{ex1} + 2P_{x1} = 17,06 + 2 \cdot 18,0 \cdot 10^{-3} = 17,10.$$

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

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

для підстанції №1, МВАр,

$$Q_{np1} = Q_{ex1} + 2Q_{c1} = 5,44 + 2 \cdot 125,0 \cdot 10^{-3} = 5,69.$$

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,

$$\underline{S}_{np1} = P_{np1} + jQ_{np1} = (17,10 + j5,69).$$

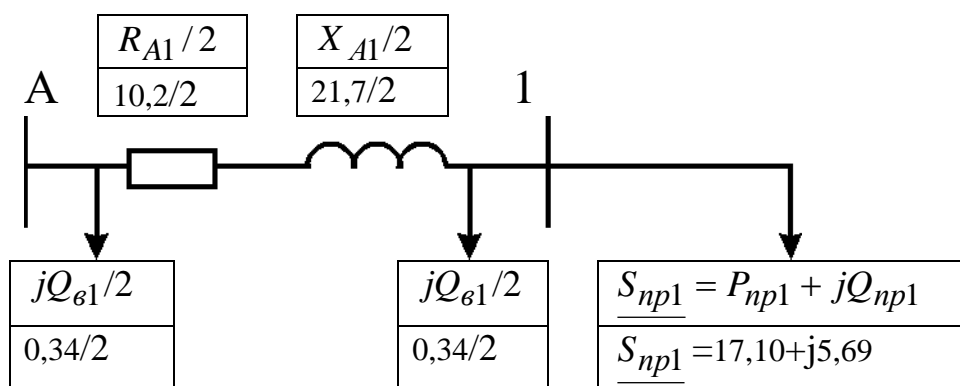


Рисунок 4.2в – Схема заміщення ділянки А-1 с приведеними навантаженнями

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

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

для підстанції №1, МВАр,

$$Q_{p1} = Q_{np1} - Q_{g1} / 2 = 5,69 - 0,34 / 2 = 5,52.$$

Розрахункова споживана потужність вузла (підстанції)

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

для підстанції №1, МВА,

$$\underline{S}_{p1} = P_{p1} + jQ_{p1} = (17,10 + j5,52).$$

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

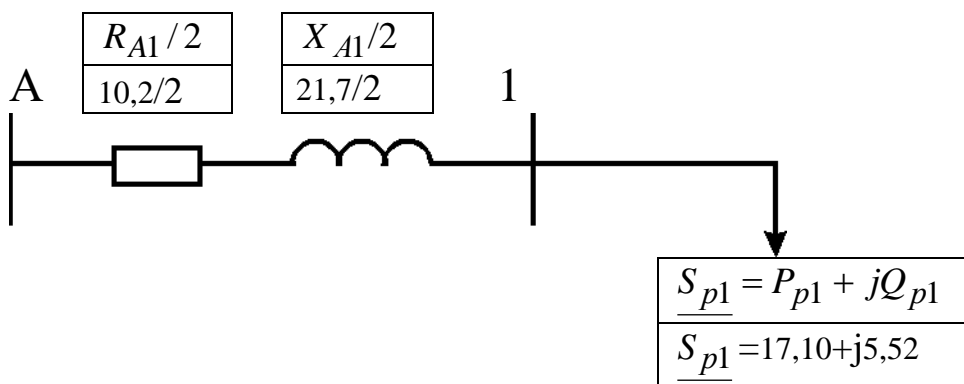


Рисунок 4.2г – Схема заміщення ділянки А-1 з розрахунковими навантаженнями

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

$$S_{k1} = P_{k1} + jQ_{k1} = S_{p1} = P_{p1} + jQ_{p1} = 17,10 + j5,52 \text{ МВА} \quad (4.18)$$

Активна потужність на початку лінії визначається, МВт:

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

Реактивна потужність на початку лінії визначається, МВАр:

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

Повна потужність на початку лінії визначається, МВА:

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

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

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

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

$$\Delta P_{A1} = \frac{P_{k1}^2 + Q_{k1}^2}{U_H^2} \cdot \frac{R_{A1}}{n} = ((17,10^2 + 5,52^2)/35^2) \cdot (6,2/2) = 0,82, \quad (4.22)$$

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

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

$$\Delta Q_{A1} = \frac{P_{k1}^2 + Q_{k1}^2}{U_H^2} \cdot \frac{X_{A1}}{n} = ((17,10^2 + 5,52^2)/35^2) \cdot (20,9/2) = 1,34, \quad (5.23)$$

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

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

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

$$P_{n1} = P_{k1} + \Delta P_{A1} = 17,10 + j0,82 = 17,97 \quad (4.24)$$

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

$$Q_{n1} = Q_{k1} + \Delta Q_{A1} = 5,52 + j1,34 = 8,29 \quad (4.25)$$

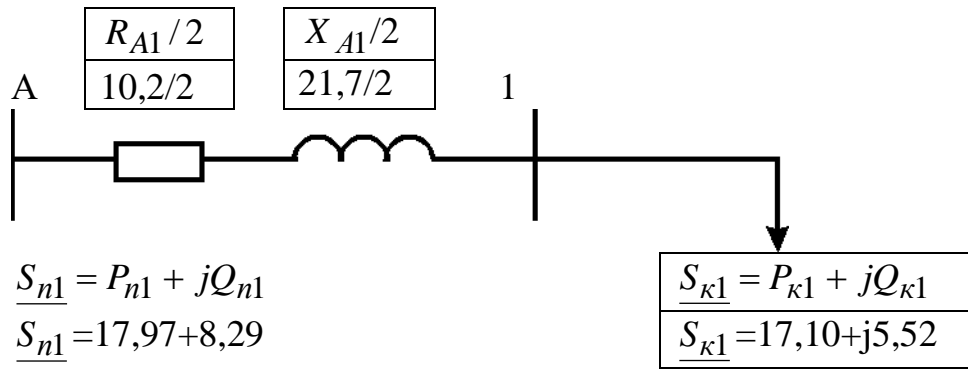


Рисунок 4.2г – Схема заміщення ділянки А-1 з початковими і кінцевими навантаженнями

Результати розрахунків зводимо у табл. 4.2.

Таблиця 4.1 – Розрахунок параметрів схеми заміщення трансформаторів

Позначення параметрів (формула розрахунку, табл. вихідних даних)	Підстанція №1	Підстанція №2	Підстанція №3	Підстанція №4
Активний опір обмоток трансформатора, R_T , Ом, (5.1), (табл. 2.7)	0,25	0,45	0,19	0,45
Реактивний опір обмоток трансформатора, X_T , Ом, (5.2), (табл. 2.7)	5	8	5	8
Номінальні активні втрати у трансформаторі, P_x , МВт, (табл. 2.7)	0,018	0,021	0,025	0,021
Номінальна реактивна потужність, що намагнічує трансформатор, Q_c , кВАр, (5.3), (табл. 2.7)	0,125	0,088	0,144	0,088
Активна потужність навантаження підстанції, P , МВт, (табл. 4.1)	Ошибк а! Источни к ссылки не найден.	Ошибк а! Источни к ссылки не найден.	Ошибк а! Источни к ссылки не найден.	Ошиб ка! Источ ник ссылк и не найд ен.
Реактивна потужність навантаження підстанції, Q_{kn} , МВАр, МВт, (табл. 4.1)	4,8	2,8	8,4	3,9
Втрати активної потужності в обмотках трансформатора, ΔP_T , МВт, (5.7)	0,06	0,04	0,15	0,08
Втрати реактивної потужності в обмотках трансформатора, ΔQ_T , МВАр, (5.8)	0,64	0,35	1,98	0,69
Активна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $P_{вх}$, МВт, (5.4)	17,06	10,04	30,15	14,08
Реактивна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $Q_{вх}$, МВАр, (5.5)	5,44	3,15	10,38	4,59
Активна потужність, що приведена до сторони високої напруги, P_{np} , МВт, (5.12)	17,10	10,08	30,20	14,12
Реактивна потужність, що приведена до сторони високої напруги, МВАр, Q_{np} , (5.13)	5,69	3,33	10,67	4,77
Зарядна ємна потужність ділянки, Q_{zi} , МВАр, (табл. 2.4)	0,34	0,56	0,79	0,34
Розрахункова активна споживана потужність	17,10	10,08	30,20	14,12

підстанції, P_p , МВт, (5.15)				
Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції, Q_p , МВАр, (5.16)	5,52	3,05	10,28	4,60

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

Таблиця 4.2 – Розрахунок потужностей кінця і початку ліній

Ділянка	Активна потужність кінця лінії, P_k , МВт, (5.18) (табл. 5.1)	Реактивна потужність кінця лінії, Q_k , МВАр, (5.18) (табл. 5.1)	Кількість ланцюгів на ділянці, n , (табл. 2.4)	Активний опір одного провода ділянці, $R_{лани}$, Ом, (табл. 2.4)	Реактивний опір одного провода ділянці, X_i , Ом, (табл. 2.4)	Втрати активної потужності у лінії на ділянці $\Delta P_{дйл}$, МВт, (5.22)	Втрати реактивної потужності у лінії на ділянці $\Delta P_{дйл}$, МВАр, (5.23)	Активна потужність на початку лінії, P_n , МВт, (5.19)	Реактивна потужність на початку лінії, Q_n , МВАр, (5.20)
А-1	17,10	5,52	2	10,2	21,7	1,34	2,86	18,44	8,38
А-2	10,08	3,05	2	26,9	38,2	1,22	1,73	11,30	4,78
А-3	30,20	10,28	2	13,7	46,3	5,69	19,23	35,89	29,51
А-4	14,12	4,60	2	10,2	21,7	0,92	1,95	15,04	6,55

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

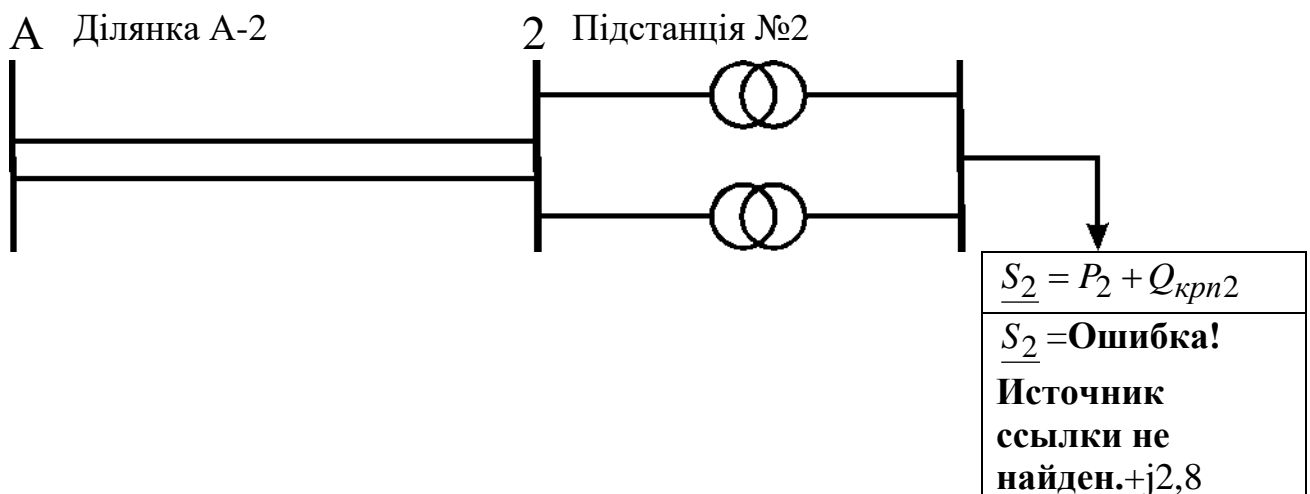


Рисунок 4.3а – Схема ділянки А-2 електричної мережі

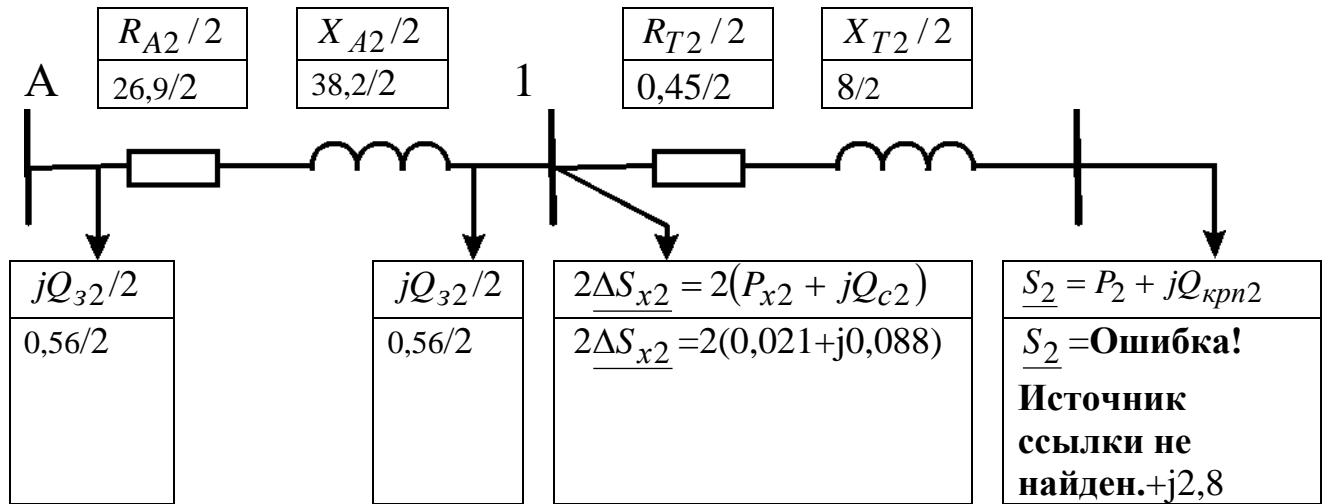


Рисунок 4.3б – Схема заміщення ділянки А-2 електричної мережі

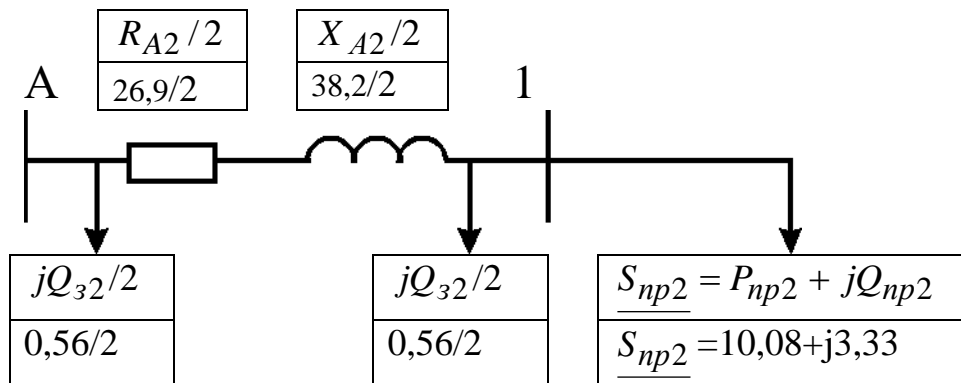


Рисунок 4.3в – Схема заміщення ділянки А-2 с приведенними навантаженнями

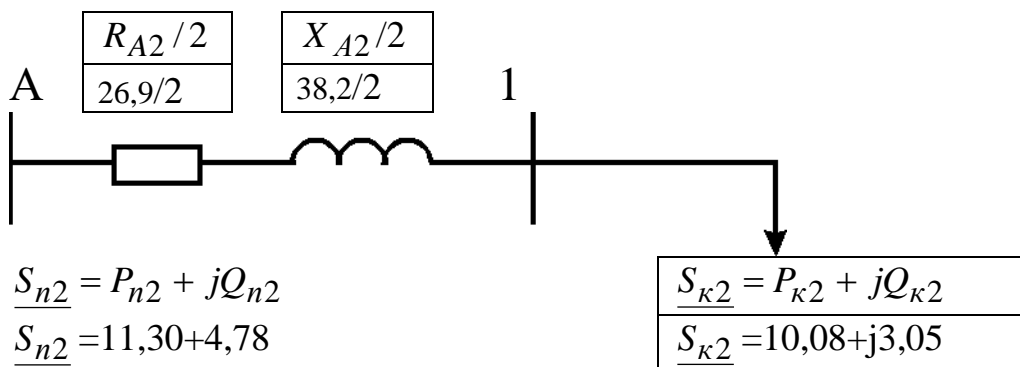
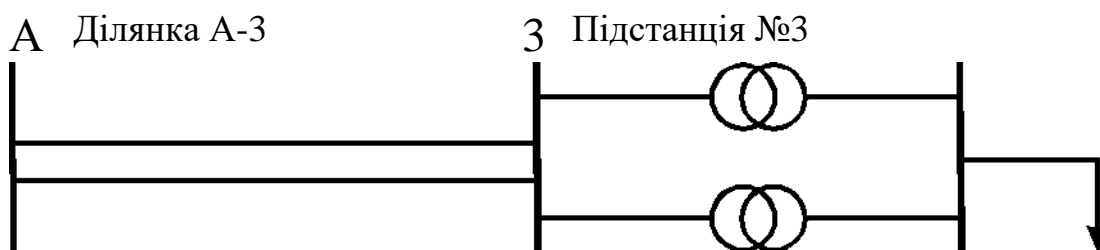


Рисунок 4.3г – Схема заміщення ділянки А-2 з початковими і кінцевими навантаженнями



$\underline{S}_3 = P_3 + Q_{крп3}$
$\underline{S}_3 = \text{Ошибка!}$
Источник ссылки не найден.+j8,4

Рисунок 4.4а – Схема ділянки А-3 електричної мережі

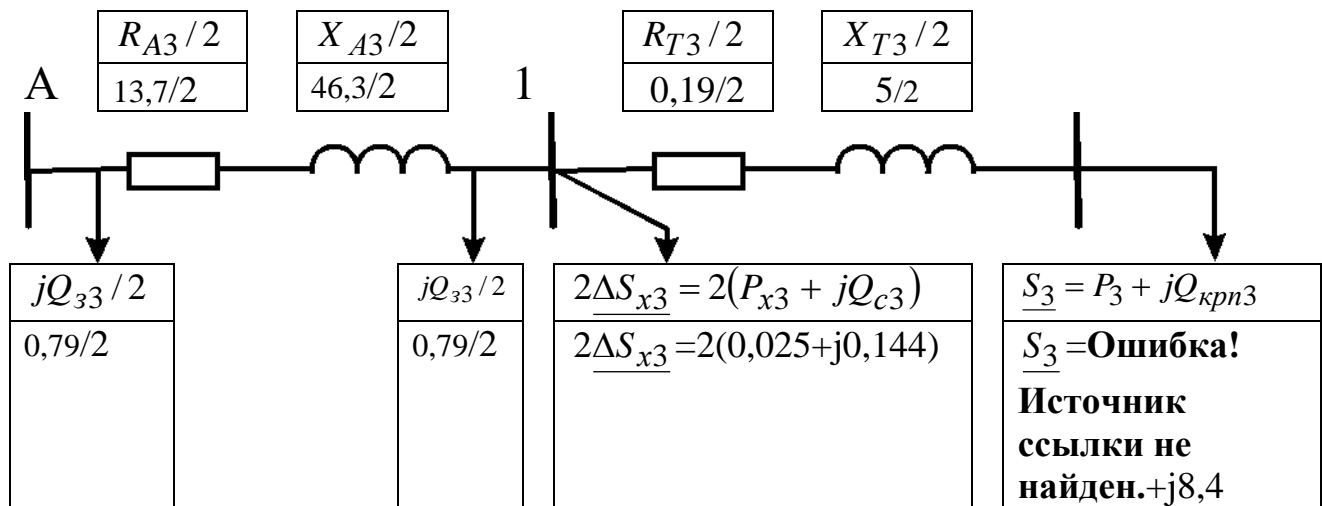


Рисунок 4.4б – Схема заміщення ділянки А-3 електричної мережі

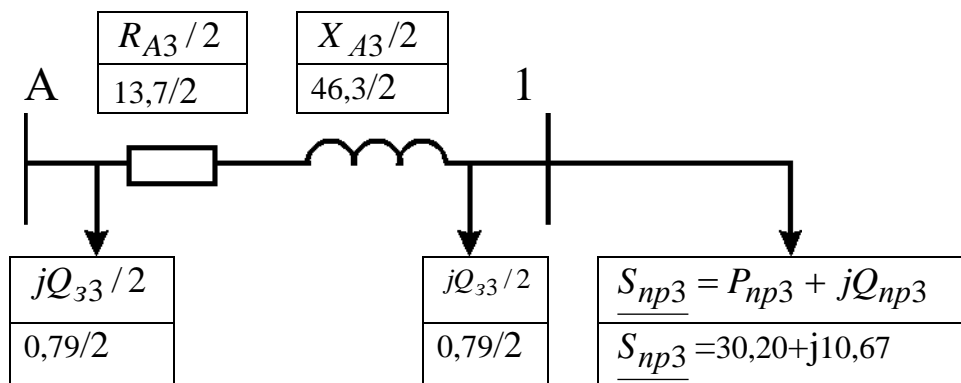


Рисунок 4.4в – Схема заміщення ділянки А-3 с приведенными навантаженнями



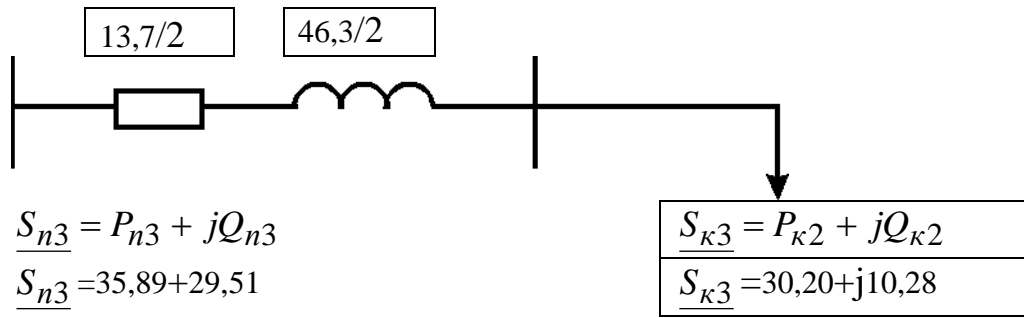


Рисунок 4.4г – Схема заміщення ділянки А-3 з початковими і кінцевими навантаженнями

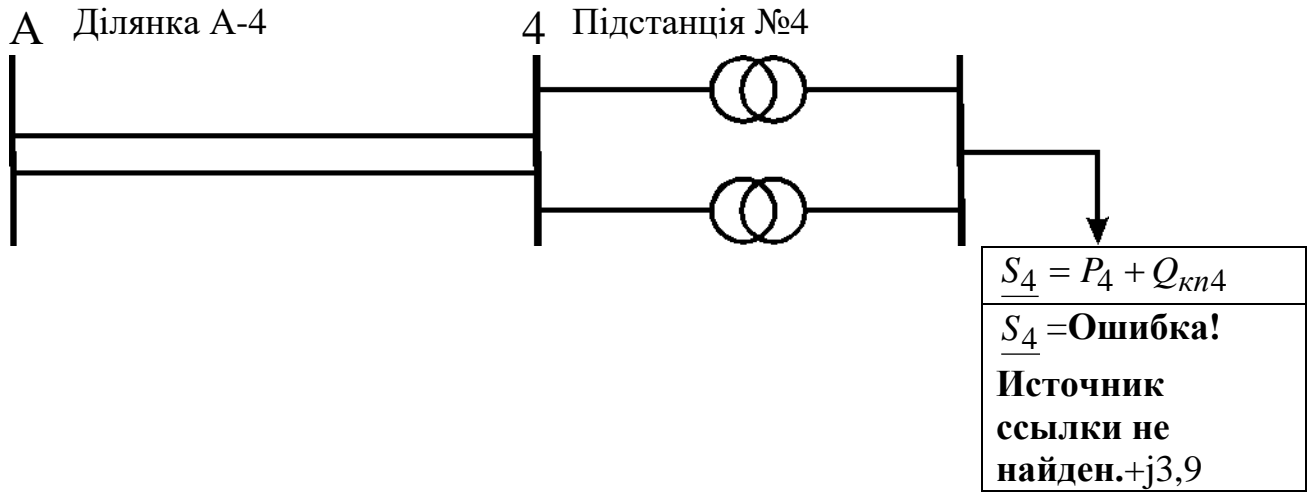


Рисунок 4.5а – Схема ділянки А-4 електричної мережі

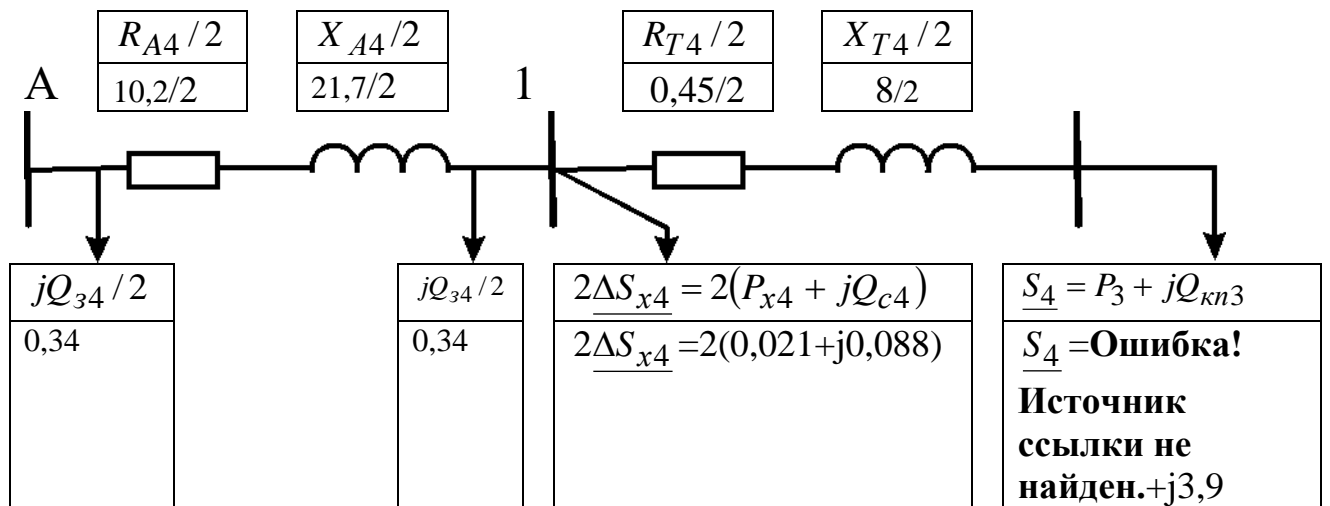


Рисунок 4.5б – Схема заміщення ділянки А-4 електричної мережі

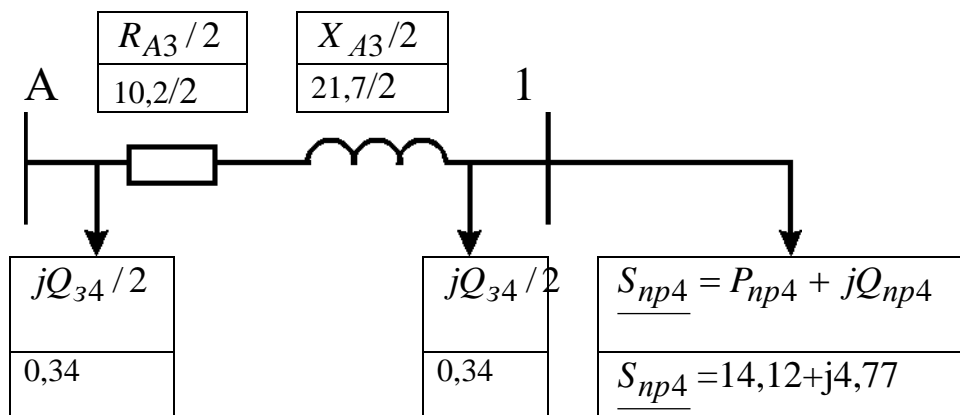


Рисунок 4.5в – Схема заміщення ділянки А-4 с приведенными навантаженнями

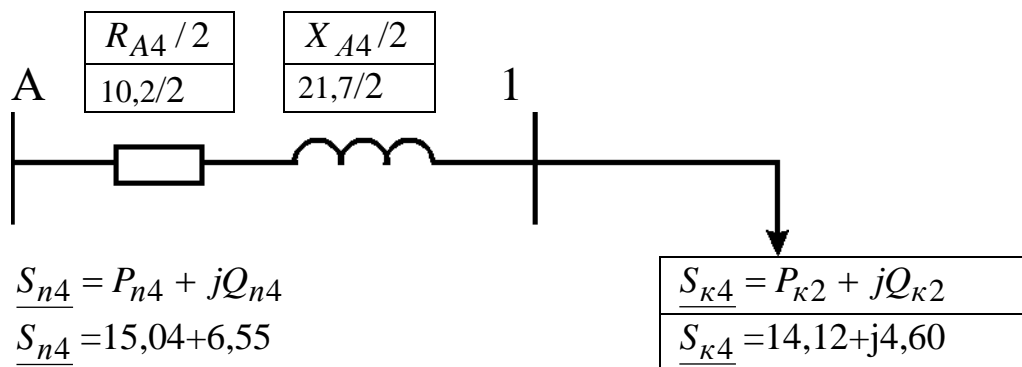


Рисунок 4.5г – Схема заміщення ділянки А-4 з початковими і кінцевими навантаженнями

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

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

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

Приймаємо $U_A = 38,5$ кВ.

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

$$\Delta U_{A1} = \frac{P_n \cdot \frac{R_{A1}}{n} + Q_n \cdot \frac{X_{A1}}{n}}{U_{дж}} = (18,44 \cdot 10,2/2 + 8,38 \cdot 21,7/2) / 38,5 = 4,80 \text{ кВ.} \quad (4.25)$$

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

$$U_1 = U_{\partial ж} - \Delta U_{A1} = 38,5 - 4,80 = 33,7. \quad (4.26)$$

Далі розраховуємо втрати напруги в трансформаторах підстанції за значеннями потужностей $P_{вх} + jQ_{вх}$, які беремо із табл. 5.1, і еквівалентним значенням двох опорів трансформаторів $R_{Текв} = \frac{R_T}{2}$ і $X_{Текв} = \frac{X_T}{2}$. У результаті визначаються напруги на нижчій стороні трансформаторів, приведені до їхньої вищої напруги.

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

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

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

$$\Delta U_{тр} = \frac{P_{вх} \cdot \frac{R_{T1}}{2} + Q_{вх} \cdot \frac{X_{T1}}{2}}{U_{вн}} = 17,06 \cdot 0,25/2 + 5,44 \cdot 5/2 / 38,5 = 0,45. \quad (4.28)$$

Напруга, споживана вузлом №1, кВ,

$$U_{спож1} = 33,7 - 0,45 = 33,30.$$

Результати розрахунків зводимо до табл. 4.3.

Таблиця 4.3 – Розрахунок напруг у вузлових точках мережі

Ділянка	A-1	A-2	A-3	A-4
Напруга джерела живлення, U_A , кВ	38,5	38,5	38,5	38,5
Активна потужність на початку лінії, P_L , МВт, (з табл. 4.2)	18,44	11,30	35,89	15,04
Реактивна потужність на початку лінії, Q_L , МВАр, (з табл. 4.2)	8,38	4,78	29,51	6,55
Кількість ланцюгів на ділянці, n , (табл. 2.4)	2	2	2	2
Активний опір одного провода ділянці, $R_{ланц}$, Ом, (з табл. 2.4)	10,2	26,9	13,7	10,2
Реактивний опір одного провода ділянці, X_i , Ом, (табл. 2.4)	21,7	38,2	46,3	21,7
Втрати напруги на ділянці, ΔU_{Ai} , кВ, з форм. (4.22)	4,80	6,32	24,13	3,84
Напруга вузла (на вході підстанції) U_i , кВ, з форм. (4.22)	33,7	32,2	14,4	34,7
Активна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $P_{вх}$, МВт, з форм. (4.9) і табл. 4.1	17,06	10,04	30,15а	14,08
Реактивна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $Q_{вх}$, МВАр, з форм. (4.10) і табл. 5.1	5,44	3,15	10,38	4,59
Активний опір обмоток трансформатора, R_T , Ом, з форм.(4.1) і табл. 2.7.	0,25	0,45	0,19	0,45
Реактивний опір обмоток трансформатора, X_T , Ом, з форм.(5.2) і табл. 2.7	5	8	5	8
Втрати напруги у трансформаторах підстанції, $\Delta U_{тр}$, кВ	0,45	0,42	0,82	0,62
Напруга, споживана вузлом на виході підстанції (напруга на нижчій стороні трансформаторів, приведена до вищої напруги), $U_{спож1}$, кВ	33,3	31,8	13,6	34,1

4.2. Післяаварійний режим

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

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

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

$$P_{p1ав} = P_{np1} = 17,10 \quad (4.29)$$

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

$$Q_{зав1} = \frac{Q_{z1}}{2} = 0,34/2 = 0,17. \quad (4.30)$$

Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції у аварійному режимі, МВАр

$$Q_{pав} = Q_{np} - \frac{Q_{зав}}{2} = 5,69 - 0,17/2 = 5,60 \quad (4.31)$$

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

$$\underline{S}_{pав1} = P_{pав1} + jQ_{pав1} = (17,10 + j5,60). \quad (4.32)$$

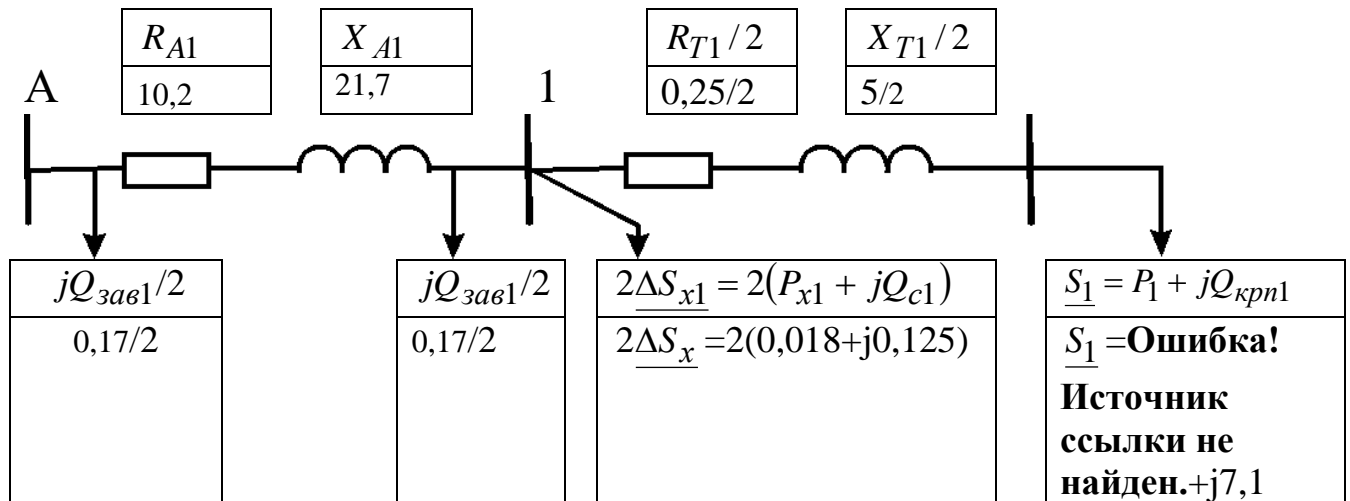


Рис. 4.6. Схема заміщення ділянки А-1 електричної мережі в аварійному режимі

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

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

Позначення параметрів (формула розрахунку, табл. вихідних даних)	Ділянка			
	A-1	A-2	A-3	A-4
Розрахункова активна потужність підстанції, $P_{авр}$, МВт, (табл.1) – активна потужність кінця лінії $P_{авк} = P_{авр}$	17,10	10,08	30,20	14,12
Реактивна потужність, що приведена до сторони високої напруги, МВАр, $Q_{пр}$, табл.1	5,69	3,33	10,67	4,77
Зарядна ємна потужність ділянки, $Q_{авз}$, МВАр, (4.30)	0,17	0,28	0,40	0,17
Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції, $Q_{авр}$, МВАр, (4.31) - реактивна потужність кінця лінії $Q_{авк} = Q_{авр}$	5,6	3,2	10,5	4,7
Активний опір одного ланцюга ділянки, $R_{ланц}$, Ом, (з табл. 2.4)	10,2	26,9	13,7	10,2
Реактивний опір одного ланцюга ділянки, X_i , Ом, (табл. 2.4)	21,7	38,2	46,3	21,7
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)	2,70	2,46	11,43	1,84
Втрати реактивної потужності у лінії на ділянці $\Delta Q_{авділ}$, МВт, (4.23)	5,74	3,49	38,64	3,92
Активна потужність на початку лінії, $P_{авп}$, МВт, (4.19)	19,80	12,54	41,63	15,96
Реактивна потужність на початку лінії, $Q_{авп}$, МВАр, (4.19)	11,34	6,69	49,14	8,62

Розрахунок напруг у вузлових точках приводимо у табл. 4.5.

Таблиця 4.5 – Розрахунок напруг у вузлових точках у післяаварійному режимі

Ділянка	A-1	A-2	A-3	A-4
Напруга джерела живлення, U_A , кВ	38,5	38,5	38,5	38,5
Активна потужність на початку лінії, P_{avn} , МВт, (табл. 4.4)	19,80	12,54	41,63	15,96
Реактивна потужність на початку лінії, Q_{avn} , МВАр, (табл. 5.4)	11,34	6,69	49,14	8,62
Кількість ланцюгів на ділянці, n_{av}	1	1	1	1
Активний опір одного ланцюга ділянці, $R_{ланц}$, Ом, (з табл. 2.4)	10,2	26,9	13,7	10,2
Реактивний опір одного ланцюга ділянці, X_i , Ом, (табл. 2.4)	21,7	38,2	46,3	21,7
Втрати напруги на ділянці, ΔU_{avAi} , кВ, з форм. (5.22)	11,64	15,40	73,91	9,09
Напруга вузла (на вході підстанції) U_{avi} , кВ, з форм. (4.22)	26,9	23,1	-35,4	29,4
Активна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $P_{аввх}$, МВт, з форм. (4.9) і табл. 4.1	17,06	10,04	30,15	14,08
Реактивна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $Q_{аввх}$, МВАр, з форм. (4.10) і табл. 5.1	5,44	3,15	10,38	4,59
Активний опір обмоток трансформатора, R_T , Ом, з форм.(4.1) і табл. 2.7.	0,25	0,45	0,19	0,45
Реактивний опір обмоток трансформатора, X_T , Ом, з форм.(4.2) і табл. 2.7	5	8	5	8
Втрати напруги у трансформаторах підстанції, $\Delta U_{автр}$, кВ	0,45	0,42	0,82	0,62
Напруга, споживана вузлом на виході підстанції (напруга на нижчій стороні трансформаторів, приведена до вищої напруги), $U_{авспі}$, кВ	26,5	22,7	-36,2	28,8

РОЗДІЛ 5

РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ

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

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

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

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

Для підстанції №1 номінальна низька $U_{\text{нн1}} = \text{Ошибка! Источник ссылки не найден.}$ кВ.

Бажаний рівень напруги на боці низької напруги, кВ,

$$U_{\text{бмакс1}} = 1,05 \cdot U_{\text{нн1}} = 1,05 \cdot \text{Ошибка! Источник ссылки не найден.} = 10,50 \quad (5.2)$$

Коефіцієнт трансформації трансформатора для підстанції №1

$$k_1 = \frac{U_{\text{вн1}}}{U_{\text{нн1}}} = 35 / \text{Ошибка! Источник ссылки не найден.} = 3,50 \quad (5.3)$$

Дійсне значення напруги споживачів з боку низької напруги, кВ,

$$U_{\text{днн1}} = \frac{U_{\text{спож1}}}{k_1} = 33,30 / 3,50 = 9,51 \quad (5.4)$$

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

$$\Delta W_1 \% = \frac{U_{днн1} - U_{бмакс1}}{U_{нн1}} \cdot 100\% = (9,51 - 10,50) \cdot 100 / \text{Ошибка! Источник ссылки не найден.} = -9,9 \quad (5.5)$$

Для вибору стандартних відгалужень складаємо таблицю стандартних відгалужень за заданою схемою регулювання. Систему регулювання вибираємо із табл. 2.7. Система регулювання $\pm 8 \times 1,5\%$.

Приймаємо зміну напруги одного ступеня відгалуження

$$k_{см1} = 1,5 \quad \%$$

Визначаємо число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН

$$\pm n_{см} = \frac{\pm \Delta W_1 \%}{k_{см1}} = -9,9 / 1,5 = -6,60 \quad (5.6)$$

Приймаємо стандартне число і знак ступеней системи регулювання РПН

$$n_{стан1} = -7.$$

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

$$U_{стннд1} = \frac{U_{днн1}}{1 + \frac{n_{стан1} \cdot k_{см1}}{100}} = 9,51 / ((1 + (-7) \cdot 1,5) / 100) = 10,63. \quad (5.7)$$

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

$$m_1 = \frac{U_{стннд1} - U_{бмакс1}}{U_{бмакс1}} \cdot 100\% = (10,63 - 10,50) / 10,50 = 1,24 \quad \%. \quad (5.8)$$

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)	33,30	31,80	13,60	34,10
2. Бажаний рівень напруги на боці низької напруги, $U_{бмаксі}$, кВ, (5.2)	10,50	6,30	10,50	10,50
3. Коефіцієнт трансформації трансформатора для підстанції №1, k_i , (5.3)	3,50	3,50	3,50	3,50
4. Дійсне значення напруги споживачів з боку низької напруги, $U_{днні}$, кВ, (5.4)	9,51	5,45	3,89	9,74
4. Процент зміни витків регулювальної обмотки, $\Delta W_i\%$, (6.5)	-9,9	-14,2	-66,1	-7,6
5. Коефіцієнт ступеня відгалуження, k_{cmi} , %, (табл. 2.7)	1,5	1,50	1,50	1,50
6. Число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН, n_{cmi} , (5.6)	-6,60	-9,47	-44,07	-5,07
7. Стандартне число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН, $n_{стані}$	-7	-9	-44	-5
8. Дійсна напруга на низькому боці при вибраному положенні	10,63	6,30	11,44	10,53

РПН, $U_{стннді}$, кВ, (5.7)				
8. Відхилення напруг, m_i , %	1,24	0,00	8,95	0,29
9. Допустимі відхилення напруг, $m_{допi}$, %				

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

Таблиця 5.2 – Регулювання напруги у післяаварійному режимі

Позначення параметрів (формула розрахунку, табл. вихідних даних)	Підстанція			
	№1	№2	№3	№4
1. Напруга, споживана вузлом на виході підстанції №1 (напруга на нижчій стороні трансформаторів, приведена до вищої напруги), $U_{авспі}$, кВ, (табл. 5.5)	26,50	22,70	-36,20	28,80
2. Бажаний рівень напруги на боці низької напруги, $U_{бмаксі}$, кВ, (6.2)	10,50	6,30	10,50	10,50
3. Коефіцієнт трансформації трансформатора для підстанції №1, k_i , (6.3)	3,50	3,50	3,50	3,50
4. Дійсне значення напруги споживачів з боку низької напруги, $U_{авдніі}$, кВ, (6.4)	7,57	3,89	-10,34	8,23
4. Процент зміни витків регулювальної обмотки, $\Delta W_{аві}\%$, (6.5)	-29,3	-40,2	-208,4	-22,7
5. Коефіцієнт ступеня відгалуження, $k_{авст i}$, %, (табл. 2.7)	1,5	1,50	1,50	1,50
6. Число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН, $n_{австi}$, (6.6)	-19,53	-26,80	-138,93	-15,13
7. Стандартне число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН, $n_{австані}$	-20	-27	-139	-15

8. Дійсна напруга на низькому боці при вибраному положенні РПН, $U_{австннді}$, кВ, (6.7)	10,81	6,54	9,53	10,62
8. Відхилення напруг, $m_{аві}$, %	2,95	3,81	-9,24	1,14
9. Допустимі відхилення напруг, $m_{авдопі}$, %				

РОЗДІЛ 6

СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

6.1 Основні терміни і визначення

Когенерація – процес спільного виробництва двох видів енергії, найчастіше теплової і електричної (назву утворено від слів Комбінована ГЕНЕРАЦІЯ).

Калорія – традиційна позасистемна одиниця вимірювання, що дорівнює енергії, необхідній для нагрівання 1 г води на 1° С. $1 \text{ кал} = 4,2 \text{ Дж} = 1,17 \cdot 10^{-3} \text{ кВт} \cdot \text{год}$.

Теплова електростанція (ТЕС) – електростанція, що виробляє електричну енергію внаслідок перетворення хімічної енергії палива в механічну енергію обертання валу генератора.

Теплоелектроцентрально (ТЕЦ) – різновид теплової електростанції, яка виробляє не тільки електроенергію, але і теплову енергію в централізованих системах теплозабезпечення (пара і гаряча вода).

Цикл Ренкіна – термодинамічний цикл перетворення тепла в роботу водяною парою. Складається з чотирьох фаз:

- 1) нагрівання води з подальшим її випаровуванням за постійного тиску,
- 2) розширення пари в турбіні,
- 3) конденсація відпрацьованої пари з відведенням теплоти водою,
- 4) стискання утвореної води до початкового тиску.

Цикл Стірлінга – термодинамічний цикл, який описує робочий цикл машини Стірлінга. Машина Стірлінга складається з робочого тіла,

холодильника, нагівача і регенератора. Цикл Стірлінга складається з чотирьох фаз:

1) ізотермічне розширення робочого тіла з підводом тепла від нагівача,

2) відведення тепла від робочого тіла до регенератора за умови постійного об'єму робочого тіла,

3) ізотермічне стиснення робочого тіла з відведення тепла до холодильника,

4) нагрівання робочого тіла з підводом тепла від регенератора за умови постійного об'єму робочого тіла.

Рекуперація – повернення частини енергії для повторного використання у тому ж технологічному процесі.

6.2 Структура енергоспоживання України

Більша половина енергії в Україні генерується на ТЕС і ТЕЦ, що працюють на викопних джерелах енергії: вугіллі, газі, мазуті. Окрім них у виробництві енергії беруть участь гідро-електростанції (ГЕС), гідроакумулювальні електростанції (ГАЕС), атомні електростанції (АЕС).

Сумарну кількість електро- і теплоенергії, яку вироблено у 2011 р. різними видами станцій показано на діаграмах рис. 6.1 і 6.2.

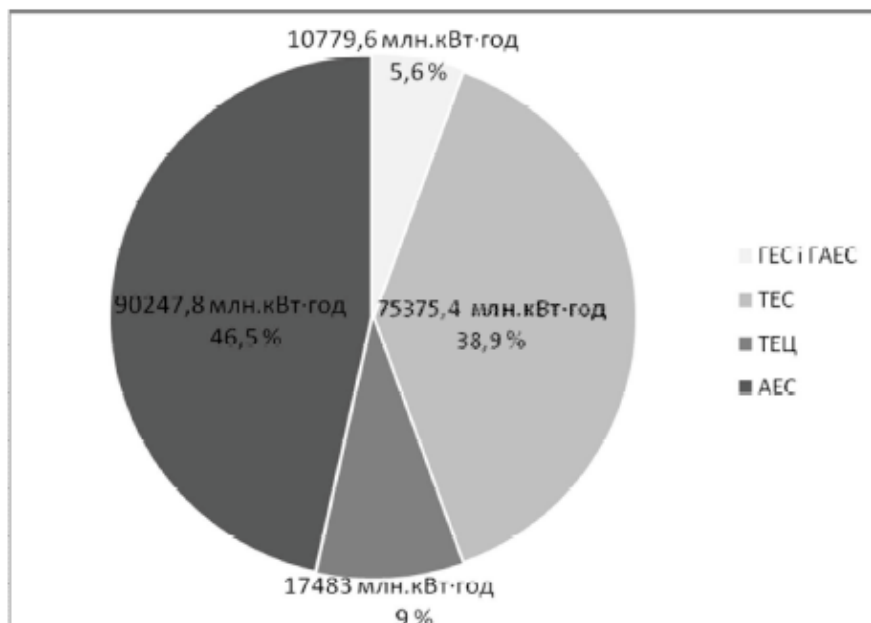


Рисунок 6.1 – Електроенергія, вироблена у 2011 р. в Україні

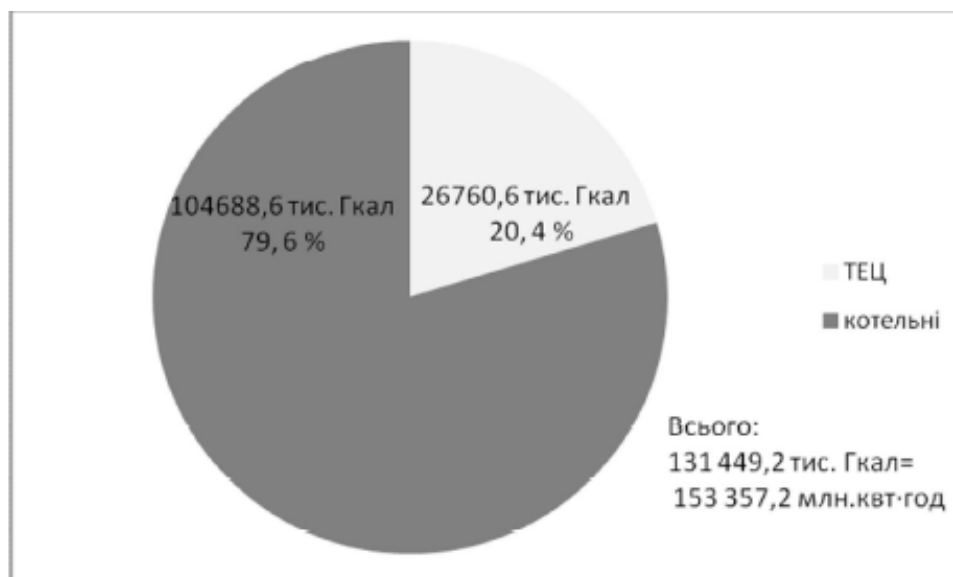


Рисунок 6.2 – Теплоенергія, вироблена у 2011 р. в Україні

З наведених даних можна зробити висновок, що майже половину електричної і всю теплову енергію (біля 245 000 млн. кВт·год) виробляють спалюванням викопних джерел енергії. Для генерування такої кількості енергії, не враховуючи втрати, необхідно 21,1 млн. т. нафти або 24,5 млн. м3

газу чи 28,5 млн. тонн вугілля. Необхідно зауважити, що для генерування електричної енергії переважно використовують ТЕС, а для генерування теплової енергії – котельні. В даному випадку це є малоефективним, тому що ККД ТЕС не перевищує 40%, тобто менше половини теплової енергії палива перетворюється на електричну енергію. ТЕЦ дозволяє ефективніше використовувати енергію згорання палива: окрім електричної енергії, вона генерує і теплову енергію.

Установки такого типу називають когенераційними. На рис. 6.3 показано ефективність використання палива за умови окремого виробництва теплової і електричної енергії і за умови їх суміщеного виробництва ТЕЦ. З наведених даних видно, що за необхідності генерування теплової і електричної енергії використання ТЕЦ зменшує втрати енергії більше ніж в 2 рази. За нинішнього енергоспоживання в Україні, використання ТЕЦ замість ТЕС дозволило б генерувати всю необхідну теплову енергію без використання котелень. Малий обсяг використання ТЕЦ пов'язаний з необхідністю підтримки у належному стані мережі тепlopостачання, що за великої потужності ТЕЦ становить декілька сотень кілометрів (наприклад у Києві – 899 км). Тому такі ТЕЦ доцільно будувати лише поблизу великих міст. Для інших територій доцільно використовувати міні-ТЕЦ, потужність яких не перевищує (20-30) МВт.

Основою міні-ТЕЦ є газопоршневі або газотурбінні електростанції, що працюють на природному газі. Причиною використання газу є його більша повнота згорання і екологічність у порівнянні з іншими видами органічного палива.

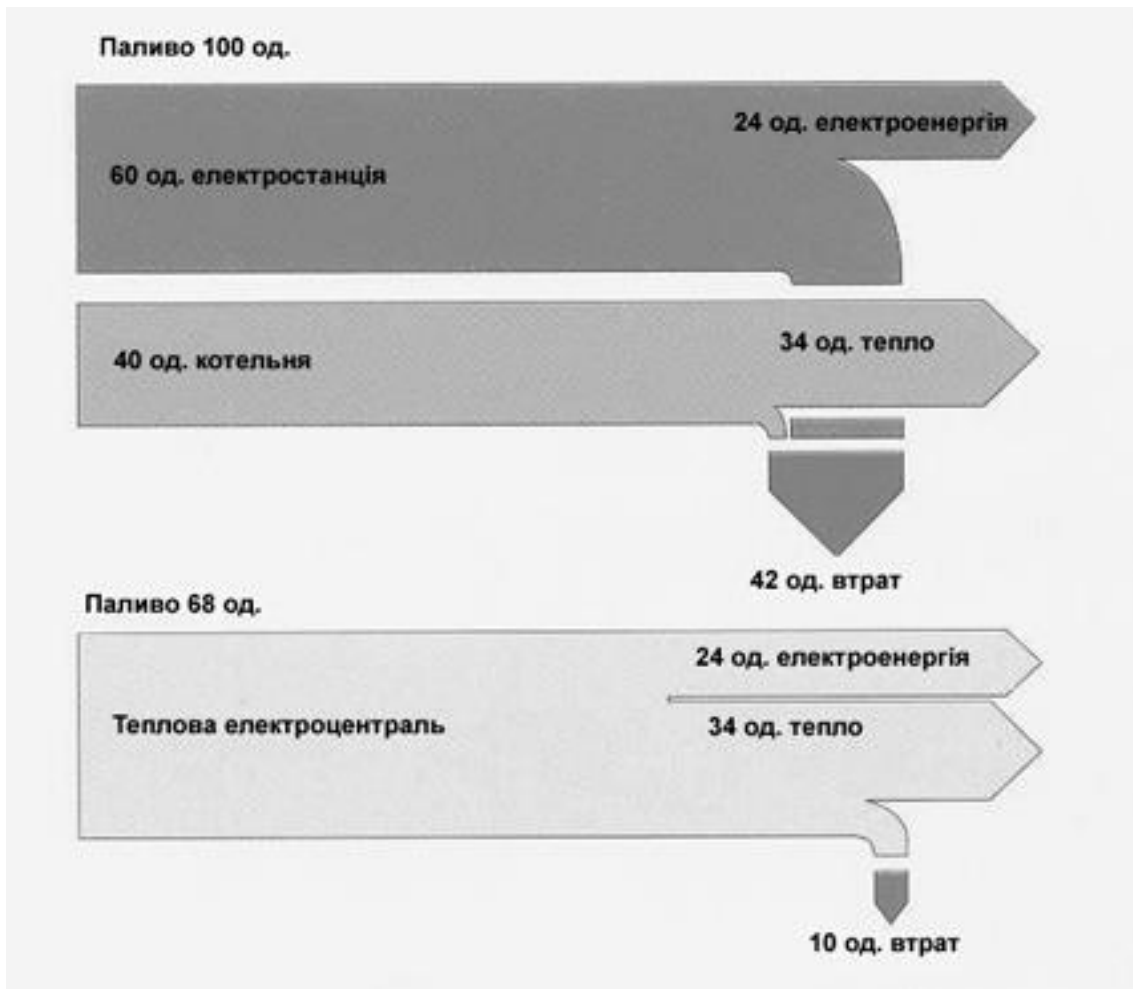


Рисунок 6.3 – Ефективність використання ТЕЦ

У зв'язку з підвищенням ціни на природний газ як паливо для ТЕЦ доцільно використовувати вугілля. У цьому разі для зменшення шкідливих викидів використовують спеціальну суміш мілко подрібненого вугілля і води.

Основні переваги водовугільної суміші:

- зниження витрат палива у порівнянні з мазутом і газом;
- зниження викиду шкідливих викидів у порівнянні з вугіллям;
- технологічність використання вугілля в рідкій формі.

Слід зазначити, що для використання водовугільної суміші необхідно повністю переобладнати ТЕЦ і створити нові потужності для подрібнення вугілля, що потребує значних капіталовкладень.

Останнім часом окрім викопних видів палива для генерації теплової і електричної енергії все більше використовують біопаливо. Виробництво енергії з біомаси розділяють на процеси із замкненим і розімкненим тепловим циклом.

Розімкнені цикли використовують для спалювання газоподібного або рідкого палива у двигунах внутрішнього згоряння і газових турбінах. У цьому випадку паливо спалюють безпосередньо в двигуні або камері згоряння газотурбінної установки.

В системах із замкненим тепловим циклом процеси спалювання палива і генерації енергії розділено: енергія гарячих газів спочатку передається теплоносію, який використовують у вторинному циклі. В цьому випадку в двигун подають чистий теплоносій, що усуває пошкодження двигуна небажаними домішками.

У зв'язку з тим, що під час спалювання біопалива утворюються гази, які можуть пошкодити двигун, в основному використовують установки із замкненим циклом, а саме:

1. Парові турбіни з використанням циклу Ренкіна. У цій установці як робоче тіло використовують воду, яка випаровується під тиском і перегрівається.

2. Парові двигуни з циклом Ренкіна з перегрівом або без перегріву.

3. Парові турбіни з обмеженим циклом Ренкіна (ОЦР), в яких використовують органічне робоче тіло (масло).

4. Двигуни Стірлінга (газові двигуни з непрямим спалюванням палива), які працюють на основі періодичного теплообміну між димовими газами і газоподібним робочим тілом (повітря, гелій, водень).

Сучасні технології дозволяють проектувати установки в широкому діапазоні теплової потужності – від декількох кіловат (двигуни Стірлінга) до декількох сотень мегават (парові турбіни).

Разом з процесами із замкненим циклом в установках на біопаливі використовують деякі процеси із розімкненим циклом:

1. Газові турбіни зі спалюванням біомаси під високим тиском, в яких газ розширюється і виводиться в атмосферу.

2. Газові турбіни зі спалюванням біомаси за атмосферного тиску, в яких газ розширюється з подальшим охолодженням і стисненням газу з подальшим його відводом у атмосферу.

6.3 Парові турбіни із розімкненим циклом

Потужність парових турбін складає 0.3-500 МВт.

Виробництво електроенергії паровими турбінами є розвинутою технологією, яку використовують в ТЕС і ТЕЦ. Парова турбіна із розімкненим циклом – це тепловий двигун, в якому потенціальна енергія стисненої і нагрітої водяної пари перетворюється в кінетичну, яка в свою чергу виробляє механічну енергію на валу. Потік водяної пари надходить через направляючі на криволінійні лопатки, що закріплені на роторі, і обертає ротор. В парових турбінах використовують цикл Ренкіна.

Загальний вид парової турбіни показано на рис. 6.4, схему технологічного циклу – на рис. 6.5.

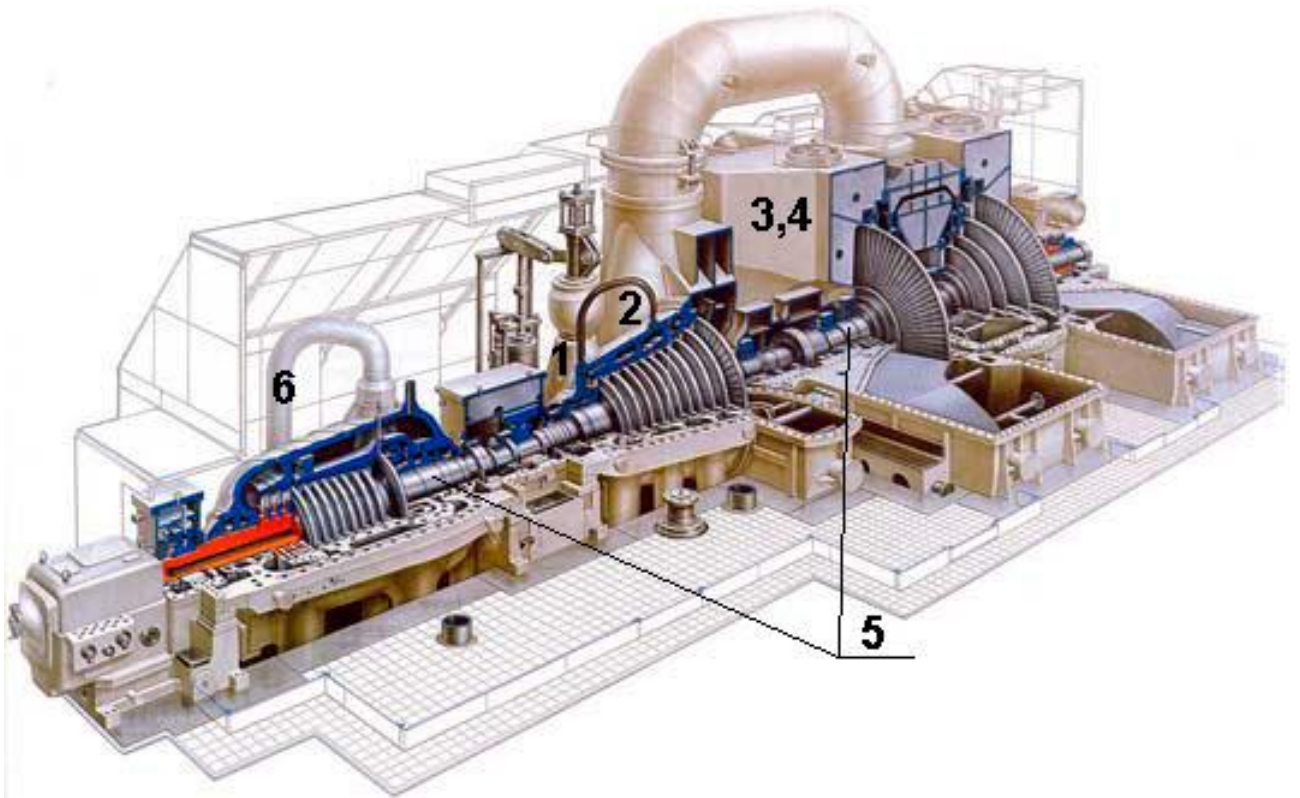


Рисунок 6.4 – Загальний вигляд парової турбіни:

1 – насос, 2 – нагрівач, 3 – котел, 4 – випаровувач, 5 – турбіна,
6 – відвідний трубопровід конденсатора

Фази технологічного циклу парової турбіни:

- 1-2 – підвищення тиску води насосом;
- 2-3 – нагрівання води до температури випаровування у нагрівачі;
- 3-4 – випаровування води в котлі;
- 4-5 – перегрівання пари у перегрівачі;
- 5-6 – розширення пари в паровій турбіні;
- 6-1 – конденсація пари, утилізація пари в конденсаторі.

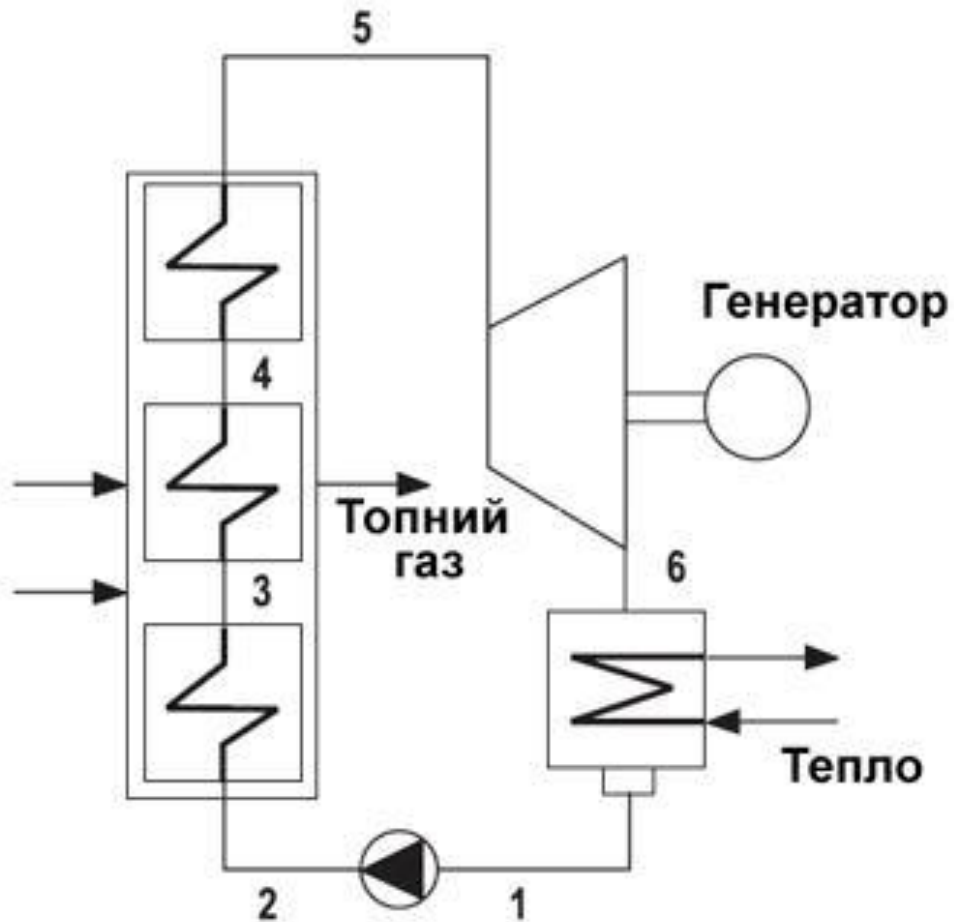


Рисунок 6.5 – Технологічний цикл парової турбіни

6.4 Парові поршневі двигуни

Парові двигуни, рис. 6.6, мають потужність 50 кВт – 2 МВт. Тому їх використовують у малопотужних установках, де парову турбіну встановлювати недоцільно. Парові поршневі двигуни мають модульну конструкцію: в різних схемах двигунів кількість поршнів може бути у межах 1-6. Залежно від параметрів пари використовують одно- або багатоступеневе її розширення.

Типові значення ККД генерування електроенергії одноступеневих двигунів є у межах (6-10) %, багатоступеневих – (12-20) %. За аналогічних параметрів пари ККД поршневих двигунів має таке ж значення, як і у парових турбін.

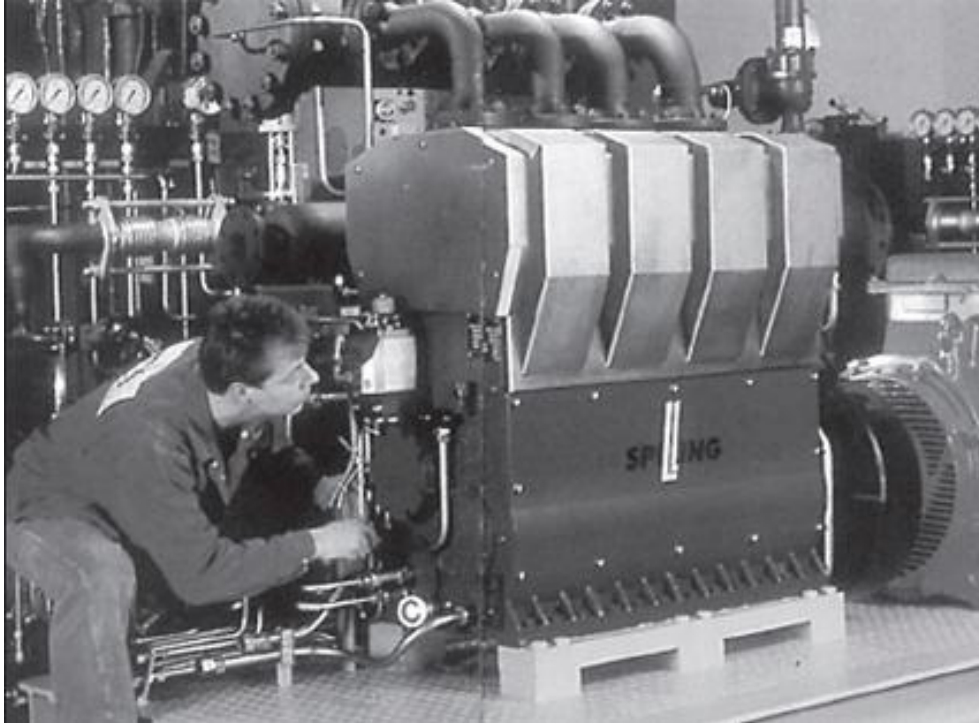


Рисунок 6.6 – Паровий поршневий двигун

У парових двигунах, що працюють на перегрітій парі в режимі когенерації, технологічний цикл аналогічний паровій турбіні рис. 6.4. Суттєвим недоліком парових поршневих двигунів є необхідність додавання мастила перед подаванням пари у двигун. У нових конструкціях двигунів цей недолік усунуто. В порівнянні з паровими турбінами парові двигуни мають переваги і недоліки, які наведено в табл. 6.1.

Таблиця 6.1 – Переваги і недоліки парових двигунів

Переваги	Недоліки
1. Придатні для використання за низької потужності	1. Низька межа максимальної вихідної потужності (до 2 МВт)
2. Працюють з насиченою парою	2. Значні витрати на техобслуговування і ремонт
3. Мають високий ККД за неповного навантаження	3. Високий рівень шуму і вібрації
4. Модульна конструкція дозволяє ефективно працювати за різного тиску пари	4. Необхідність додавати мастило перед подаванням пари у двигун (в нових моделях двигунів цей недолік усунено)

6.5 Установки з обмеженим циклом Ренкіна

Обмежений цикл Ренкіна (ОЦР) подібний до стандартного циклу Ренкіна. Суттєвою відмінністю є використання органічного робочого тіла (силіконової олії), що дозволяє експлуатувати її за відносно низьких температур (від 70 °С до 300 °С). Одну з можливих конструкцій когенератора на основі ОЦР показано на рис. 6.7.

В установках з ОЦР застосовують процес із замкненим циклом. Органічне робоче тіло випаровується, піддається частковому перегріванню термоолією і потім розширюється в осьовій турбіні, яка безпосередньо з'єднана з асинхронним генератором. Потім олію пропускають через регенератор, де відбувається рекуперація тепла, і подають у конденсатор. Конденсація робочого тіла відбувається за температури, яка дозволяє нагрівати воду до температури 80-100 °С. Цикл ОЦР є замкненим, тому втрати теплоносія відсутні, що визначає низький рівень експлуатаційних витрат. Технологічний цикл установок з ОЦР показано на рис. 6.8.

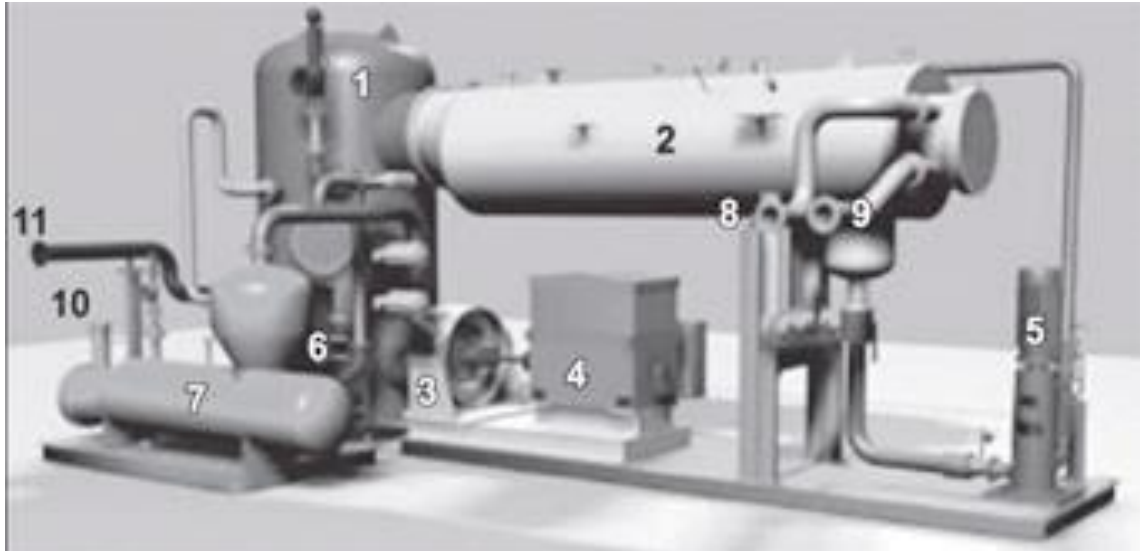


Рисунок 6.7 – Когенератор на основі ОЦР:

1 – регенератор, 2 – конденсатор, 3 – турбіна, 4 – електрогенератор,
 5 – циркуляційний насос, 6 – підігрівач, 7 – випаровувач,
 8,9 – впуск і випуск гарячої води, 10,11 – впуск і випуск масла

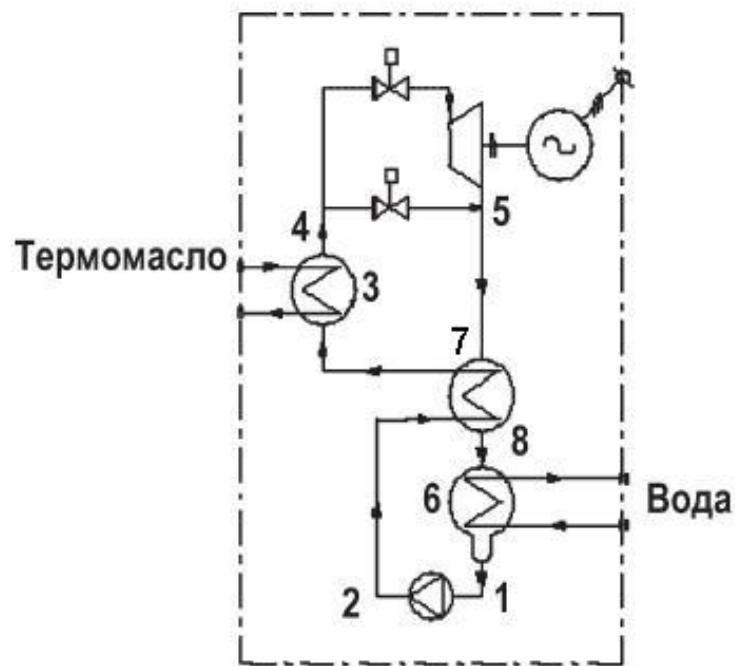


Рисунок 6.8 – Технологічний цикл установок з ОЦР:

1 – насос, 2 – трубопровід між насосом і випаровувачем , 3 – випаровувач,
 4 – трубопровід між випаровувачем і турбіною, 5 – турбіна, 6 – конденсатор,
 7 – регенератор, 8 – трубопровід між регенератором і конденсатором

У випаровувачі 3 органічне робоче тіло випаровується після додавання термоолії (3-4). Пар робочого тіла розширюється (4-5) у турбіні і після охолодження в регенераторі (5-9) конденсується в конденсаторі (6). Теплота конденсації передається воді системи опалення. Процес ОЦР завершується після підвищення тиску (1-2), підігріву (2-8) і подачі робочого тіла у випаровувач (8-3). В табл. 6.2 наведено переваги і недоліки установок з ОЦР.

Таблиця 6.2 – Переваги і недоліки установок з ОЦР

Переваги	Недоліки
1. Висока надійність технології	1. Великі початкові капіталовкладення
2. Високий рівень керованості та автоматизації	2. Органічне термомасло є токсичною і вогнебезпечною речовиною
3. Можливість утилізації низькотемпературного тепла (технологічні стоки)	
4. Низькі витрати на обслуговування і ремонт	

6.6 Турбіни із замкненим циклом

Конструкція турбін із замкненим циклом аналогічна турбінам із розімкненим циклом. Однак у турбінах із замкненим циклом теплота передається стиснутому повітрю високотемпературним теплообмінником.

Перед наступним стисканням газ охолоджується в теплообміннику. На рис. 6.9 показано технологічний цикл роботи турбіни з триступневим розширенням і двоступневим стисненням і процесом рекуперації.

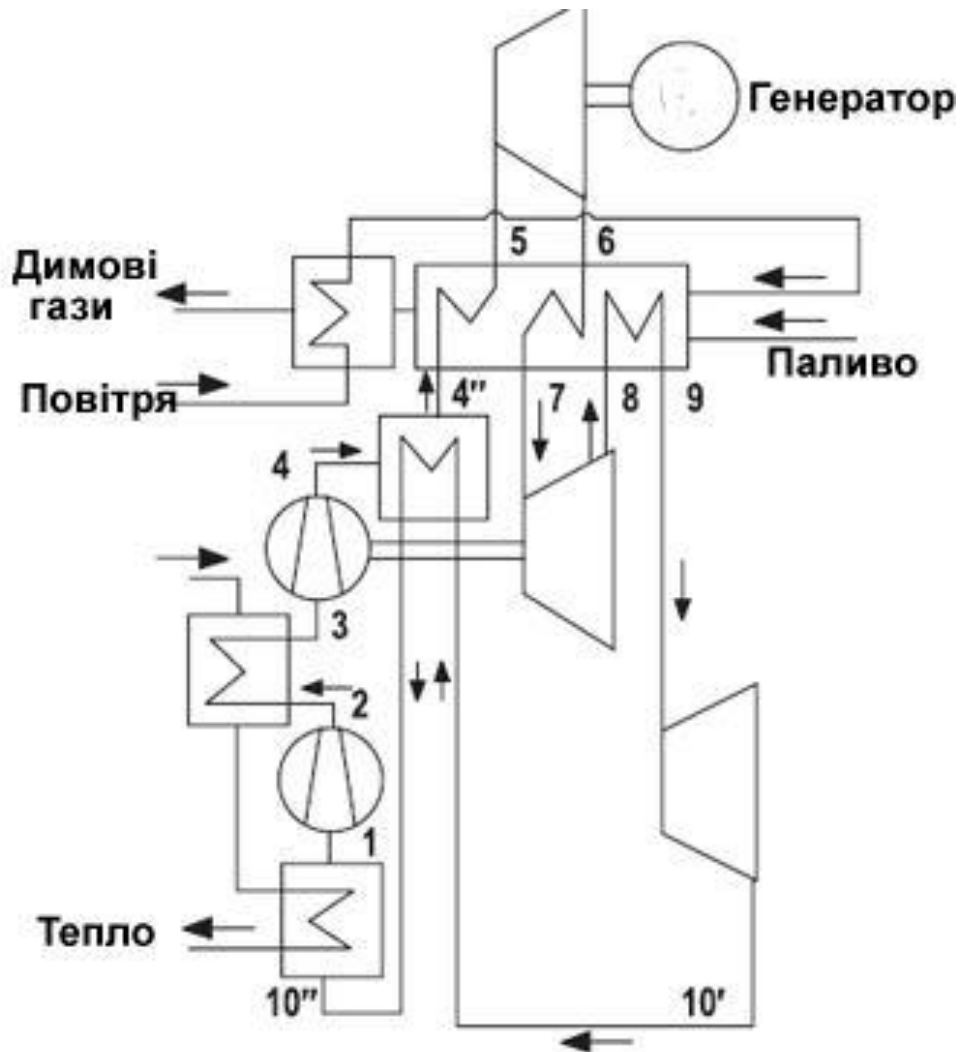


Рисунок 6.9 – Технологічний цикл роботи турбіни із замкненим циклом

Технологічний цикл складається з наступних фаз:

- 1-2 – стиснення повітря у ланці 1 компресора;
- 2-3 – проміжне охолодження повітря в охолоджувачі;
- 3-4 – стиснення повітря у ланці 2 компресора;
- 4-4'' – рекуперація тепла в рекуператорі;
- 4''-5 – підігрів повітря у топці;
- 5-6 – розширення повітря у турбіні 1;
- 6-7 – підігрів повітря у топці;
- 7-8 – розширення повітря у турбіні 2;
- 8-9 – підігрів повітря у топці;
- 9-10 – розширення повітря у турбіні 3;

$10 \cdot 10''$ – рекуперація тепла в рекуператорі;

$10'' - 1$ – подача тепла в теплообмінник.

Однією з проблем застосування турбін із замкненим циклом є експлуатація високотемпературного теплообмінника. Цей пристрій працює в режимі високих температур (до $1000\text{ }^{\circ}\text{C}$) в агресивному середовищі.

6.7 Двигуни Стірлінга

Двигуни Стірлінга використовують в установках малої потужності до 100 кВт. Вони працюють за замкненим циклом, в якому газоподібне робоче тіло по чергові стискається в холодній камері і розширюється в гарячій. Перевага двигунів Стірлінга у порівнянні з двигунами внутрішнього згоряння полягає у тому, що подавання тепла у цикл здійснюють не шляхом спалювання палива всередині циліндра двигуна, а із зовнішнього джерела через теплообмінник, як у паровому котлі. На рис. 6.10 показано схему установки з двигуном Стірлінга.

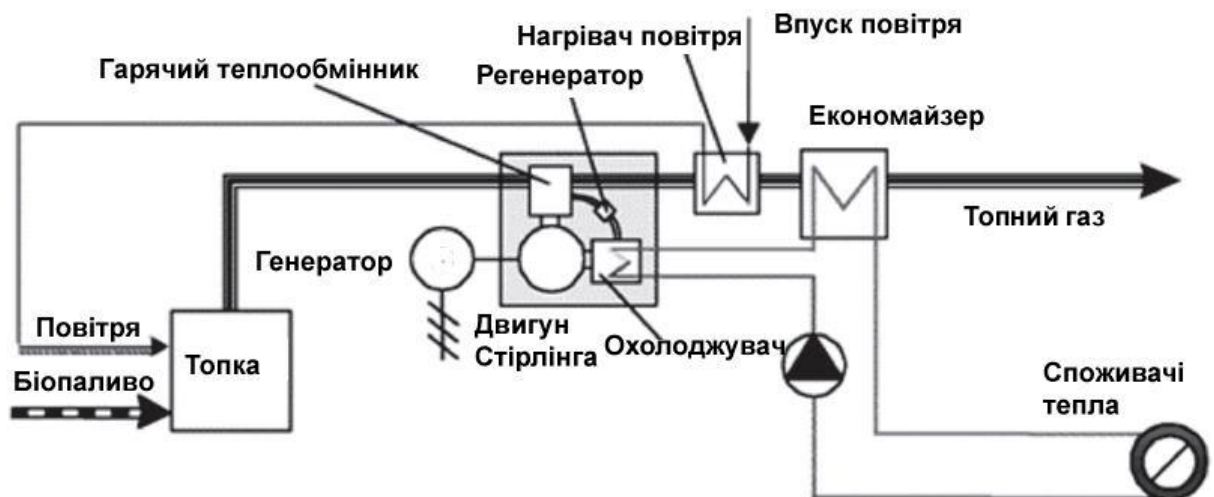


Рисунок 6.10 – Схема установки з двигуном Стірлінга

Через високу температуру теплообмінника і можливість забруднення каналів двигуна золою і аерозолями, які утворилися після спалювання

деревини, двигуни Стірлінга для біопалива відрізняються від їх аналогів, що працюють на газі.

В цілому когенераційні установки на біопаливі мають широкий діапазон вихідних потужностей від десятків кіловат до десятків мегават. Експлуатація цих установок подібна до їх аналогів на природному газі. У зв'язку з більшою зольністю біопалива і наявністю аерозолів когенераційні установки на біопаливі мають певні конструктивні відмінності, що перешкоджають їх засміченню.

Особливістю описаних технологій виробництва електричної і теплової енергії є багаторазове перетворення енергії з одного виду в інший: енергія хімічного зв'язку палива → тепла енергія → механічна енергія → електрична енергія. Зрозуміло, що кожне перетворення енергії супроводжується втратами. Тому ККД генерації електричного виду енергії, який в багатьох випадках є цільовим, складає 12-30 %.

Існують ефективніші методи перетворення енергії, наприклад електрохімічний, який дозволяє отримувати теплову і електричну енергію безпосередньо з хімічної реакції окислення водню H_2 , метану CH_4 , метанолу CH_3OH , оксиду вуглецю CO . Пристрої, в яких здійснюється хімічна реакція, називають паливними елементами.

6.8 Паливні елементи

Паливні елементи (ПЕ) як і інші хімічні джерела струму (ХДС) складаються з двох електродів: аноду і катоду, між якими є електроліт. На відміну від інших типів ХДС ПЕ є джерелом не тільки електричної, а і теплової енергії. Тому ПЕ використовують у когенераційних установках. ПЕ мають порівняно високий ККД для електричної енергії, який складає (40-60)%.

Сумарний ККД ПЕ може досягати 90 %. Додатковою перевагою ПЕ у порівнянні з установками спалювання палива є відсутність рухомих механічних частин, що збільшує їх надійність і зменшує габарити. Принцип дії ПЕ пояснено на елементі з протонообмінною мембраною, рис. 6.11.

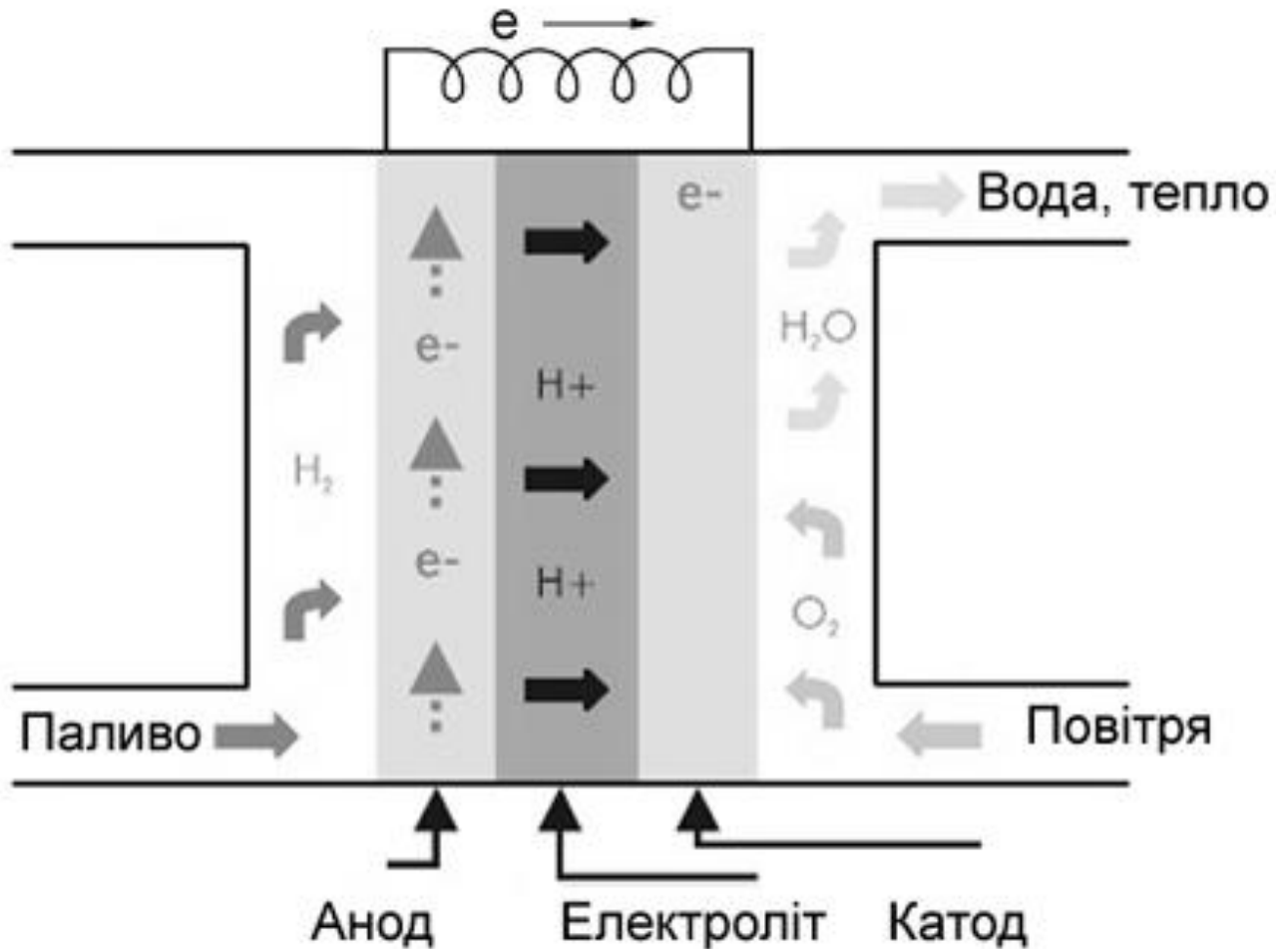
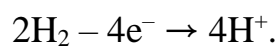
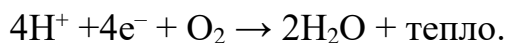


Рисунок 6.11 – Паливний елемент з протонообмінною мембраною

Вказаний тип ПЕ працює таким чином: водень, який потрапляє в ПЕ, розкладається під дією каталізатора на іони водню H^+ і електрони. Після цього в дію вступає спеціальна мембрана, яка пропускає іони водню H^+ і затримує електрони:



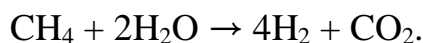
Таким чином на аноді накопичується надлишок електронів, які за умови підключення навантаження створюють струм. Іони водню через мембрану потрапляють на катод, де реагують з киснем, який міститься у повітрі, утворюючи воду:



В якості каталізатора в таких елементах застосовують мікрочастинки платини. Мембрану виготовляють з сірковмісного полімеру нафіона. Товщина мембрани складає доли міліметра.

Водень є основним паливом для ПЕ. За умови використання чистого водню продуктом реакції, окрім електроенергії і тепла, є вода. Тому такі ПЕ є екологічно чистими. Однак через складнощі з транспортуванням і зберіганням чистого водню, активно стали розвиватися ПЕ на основі водневмісних речовин: природного газу, метану, бензину, метанолу з яких, під час роботи ПЕ, виділяється водень. За умови використання ПЕ існує два методи виділення водню з водневмісних речовин:

1. У реформері, за високої температури (900 °С) відбувається реакція речовини з водою. Для метану ця реакція є такою:



Отриманий водень подають на вхід ПЕ.

2. У камері ПЕ, за підвищеної температури з додаванням особливих каталізаторів.

Розробки в сфері ПЕ можуть бути використані для електроживлення мобільних і портативних пристроїв і автономного тепло- і електрозабезпечення будинків. Вихідна потужність ПЕ може змінюватись у широких межах зі збереженням високих значень ККД. Використання паливних елементів стримує їх висока вартість (приблизно 4 000 \$ на 1 кВт потужності). Типи ПЕ для комерційного використання, наведено у табл. 6.3.

Таблиця 6.3 – Характеристики паливних елементів

Тип ПЕ	Робоча темп., °С	ККД ел. енергії	Сум. ККД	Вхідна речовина	Реакція
з протонообмін. мембраною (PEMFC)	80	30-35	50-70	водень	анод: $2H_2 - 4e \rightarrow 4H^+$ катод: $4H^+ + 4e + O_2 \rightarrow 2H_2O$ каталізатор: платина
з прямим окисненням метанолу (DMFC)	120	30-35	50-70	метанол	анод: $CH_3OH + H_2O \rightarrow CO_2 + 6H^+ + 6e$ катод: $1,5O_2 + 6H^+ + 6e \rightarrow 3H_2O$ каталізатор: платина
з ортофосфорним електролітом H_3PO_4 (PAFC)	150-200	35	70-80	водень	анод: $2H_2 - 4e \rightarrow 4H^+$ катод: $4H^+ + 4e + O_2 \rightarrow 2H_2O$ каталізатор: платина електроди з графіту
на основі розплавленого карбонату (MCFC)	600-700	45-50	70-80	водень, природний газ, біогаз, метан, пропан	анод: $CO_3^{2-} + H_2 \rightarrow H_2O + CO_2 + 2e$ катод: $CO_2 + 0,5O_2 + 2e \rightarrow CO_3^{2-}$ електроліт: карбонат літію, карбонат натрію анод – нікель, легований хромом катод – оксид нікелю з додаванням літію каталізатор: нікель
твердотільні оксидні (SOFC)	700-1000	50-60	70-80	природний газ, водень, метанол, етанол	анод: $H_2 + O^{2-} \rightarrow H_2O + 2e^-$ $CO + O^{2-} \rightarrow CO_2 + 2e^-$ катод: $O_2 + 4e \rightarrow 2O^{2-}$ електроліт: твердотільний керамічний з кисневою провідністю (оксиди цирконію, кальцію) електроди – кераміка

Скорочені загальноживані назви типів ПЕ утворені з абrevіатур їх повних назв англійською мовою:

- PEMFC – proton-exchange membrane fuel cell – ПЕ з протообмінною мембраною;
- DMFC – direct-methanol fuel cell – ПЕ з прямим окисненням метанолу;
- PAFC – phosphoric-acid fuel cells – ПЕ з ортофосфорним електролітом;
- MCFC – molten-carbonate fuel cells – ПЕ на основі розплавленого карбонату;
- SOFC – solid-oxide fuel cells – твердотільний ПЕ.

Основним чинником, що визначає сферу використання ПЕ, є температура реакції під час якої виділяється водень. Наприклад висока температура критична для ноутбуків та інших мобільних пристроїв, тому для них використовують ПЕ з протонообмінною мембраною PEMFC і прямим окисненням метанолу DMFC. Для автономного енергозабезпечення будинків основною вимогою є достатньо висока потужність ПЕ з можливим використанням теплової енергії. Тому для цього сегменту підходять всі ПЕ. Для автомобільної промисловості доцільно використовувати ПЕ типу PEMFC, SOFC, DMFC.

Використання палива на основі водневмісних речовин замість водню спричинює викиди шкідливих речовин у атмосферу. Проте зважаючи на високу ефективність ПЕ, обсяг шкідливих викидів на 1 кВт виробленої енергії значно менший ніж у інших когенераційних установок. Дані з обсягу шкідливих викидів наведено у табл. 6.4.

Таблиця 6.4 – Рівень шкідливих викидів

	PAFC	MCFC	SOFC	Парова турбіна	Дизель-генератор	Двигун Стірлінга
Рівень викидів (прир. газ)						
NO_x , г/МВт·год	< 10	< 10	< 10	300	700	200
SO_x , г/МВт·год	< 0,1	< 0,1	< 0,1	1	1	1
Коефіцієнт використання палива	0,7-0,8	0,7-0,8	0,8-0,85	0,75	0,78	0,77

За даними табл. 6.4, можна зробити висновок про високу ефективність і екологічність ПЕ. Ще одним екологічним джерелом теплової енергії є теплові насоси, які використовують для систем гарячого водопостачання, опалення і кондиціонування приміщень.

РОЗДІЛ 7

ОХОРОНА ПРАЦІ

7.1 Вимоги до умов праці

У даному матеріалі слід навести аналіз небезпек та шкідливих умов праці та зробити висновок про прийнятих у проекті рішеннях. Повинні бути виявлені і проаналізовані основні можливі (потенційні) фактори технологічних процесів, робочих місць і ділянок робіт, де буде експлуатуватися технологічне обладнання при розробці інноваційного продукту. Для того щоб людина могла виконувати роботу безпечно, без шкоди для здоров'я, без фізичної та нервової перевтоми і з високою продуктивністю, умови праці повинні відповідати певним вимогам: психологічним, фізіологічним, ергономічним і технічним. Вимоги до умов праці характеризуються як вимоги безпеки праці.

Вимоги безпеки встановлюється для небезпечних і шкідливих виробничих факторів, для виробничого обладнання (як загальні, так і для окремих його типів і видів), для виробничих процесів, для засобів захисту працюючих, а також для самих працюючих. Небезпечні та шкідливі виробничі чинники відповідно до ГОСТ 12.0.003-74 за природою дії поділяються на 4 групи: фізичні, хімічні, біологічні та психофізіологічні.

Можливість поразки працюючих електричним струмом (небезпечний рівень напруги в електричному ланцюзі, замикання якого може відбутися через тіло людини, підвищена напруженість електричного поля і т. д.). При проходженні електричного струму по її тілу виникає теплова його дія, яка у місці контактування викликає опіки різного ступеня. Постійний струм небезпечний менше, ніж змінний, але він також може спричиняти дуже важкі наслідки при недотриманні необхідних умов безпеки. Ураження людини

електричним струмом або електричною дугою може статися у таких випадках:

– при однофазному (однократному) торканні ізолюваної від землі людини до неізолюваних струмоведучих частин електрообладнання, що знаходиться під напругою;

– при одночасному доторканні людини до двох неізолюваних частин електроустановок, які знаходяться під напругою;

– при наближенні людини, яка не має ізоляції від землі, на небезпечну відстань до струмоведучих частин електроустаткування, що не захищені ізоляцією і знаходяться під напругою;

– при доторканні людини, яка не ізолювана від землі, до неструмоведучих металевих частин (корпусів) електрообладнання, що знаходиться під напругою через замикання на корпусі;

– при дії атмосферної електрики під час розряду блискавки;

– при звільненні іншої людини, яка знаходиться під напругою.

Розробимо інструкцію з охорони праці для спеціаліста з експлуатації (ремонту та обслуговуванню) повітряних ліній електропередач.

До роботи в якості електромонтера з ремонту і обслуговування електроустаткування допускається особа:

- не молодше 18 років, яка має професійно-технічну освіту відповідного напрямку підготовки та має відповідне посвідчення;
- володіє достатніми теоретичними знаннями і професійними навичками;
- не має протипоказань до роботи за станом здоров'я;
- пройшла попередній і періодичний медичні огляди;
- пройшла навчання безпечним методам і прийомам виконання робіт, а також вступний інструктаж з охорони праці та інструктаж з охорони праці та стажування на робочому місці,

перевірку знань вимог охорони праці і має відповідну групу з електробезпеки;

- здала у встановлений на підприємстві термін іспит на знання правил технічної експлуатації електроустановок споживачів і правил техніки безпеки при їх експлуатації.

Експлуатація повітряних ліній електропередачі має проведення технічного обслуговування, ремонтів та аварійно-відновлювальних робіт які направлені на забезпечення надійної роботи ПЛ.

Під час оформлення завдання на виконання робіт працівник, який видає наряд (розпорядження), повинен враховувати наявність дефектів на ПЛ (опори, провід, трос, ізоляція, траверси, роз'єднувачі, пункти автоматичного секціонування і введення резервного живлення та ін.), перевірити за оперативною документацією наявність на ПЛ 6-35 кВ однофазних замикань на землю, які могли пошкодити арматуру опори.

7.2 Заходи пожежної безпеки на базовому підприємстві (цеху, ділянці)

Для забезпечення пожежної безпеки підприємств в процесі їх проектування, будівництва і експлуатації повинні намічатися і здійснюватися заходи пожежної профілактики, а саме:

- створення умов для безпечної праці,
- мінімізації ризику виникнення пожеж,
- своєчасне і повноцінне забезпечення технічними засобами для запобігання займанню та усунення самих пожеж та їх наслідків,
- контроль дотримання протипожежних вимог і норм законодавства,

-розробка і впровадження регламентів по гасінню пожеж, евакуації та порятунку з місць пожежі й задимлення людей і майна (матеріальних цінностей),

-внутрішнє і зовнішнє навчання співробітників.

7.3 Вимоги безпеки під час виконання роботи

Під час роботи електромонтер зобов'язаний:

- утримувати обладнання в технічно-справному стані;
- використовувати безпечні прийоми праці;
- користуватися спецодягом та іншими засобами індивідуального захисту за їх призначенням;
- не допускати на своє робоче місце сторонніх осіб;
- не виконувати роботи, не передбачені змінним завданням;
- за необхідності правильно застосовувати засоби індивідуального та колективного захисту;
- відрегулювати рівень освітленості робочого місця; звертати увагу на поведінку інших працівників, стан їх здоров'я, застосування ними безпечних прийомів праці, дотримання вимог виробничої санітарії та пожежної безпеки; вести затверджену у встановленому порядку технічну і оперативну документацію.

Електромонтер, який користується в процесі основної роботи вантажопідйомними механізмами, електро- та пневмоінструментом, заточувальними і свердлильними верстатами, а також виконує роботи, пов'язані з підвищеною небезпекою, повинен пройти додаткове навчання, здати іспит з улаштування та експлуатації цього обладнання чи інструменту. Під час роботи не допускаються сторонні розмови, протягом робочого дня потрібно дотримуватися встановлених перерв у роботі згідно з

затвердженими на підприємстві правилами внутрішнього трудового розпорядку.

Підійматись на опору і працювати на ній дозволяється тільки в тих випадках, коли є впевненість в достатній стійкості і міцності опори. Необхідність і способи укріплення опори, міцність якої викликає сумнів (недостатнє заглиблення, спучення і перезволоження ґрунту, загнивання деревини, тріщини в бетоні тощо), визначає на місці керівник робіт.

Підійматись на опору дозволяється членам бригади:

- З групою II – для виконання тих видів робіт, що виконуються з вимкненням ПЛ, до верху опори;
- З групою I – для проведення всіх типів робіт не вище 3 м від землі (до ніг того, хто працює).

Під час переміщення по дерев'яній та залізобетонній опорах слід закріплюватись стропом запобіжного пояса за опору.

Забороняється на кутових опорах зі штир'ювими ізоляторами підніматись і працювати з боку внутрішнього кута.

Забороняється підійматись на опори ПЛ до 154 кВ з боку траверс.

Під час підймання з переходом через траверси необхідно використовувати двостопні запобіжні пояси, переставляючи стропи через перешкоду так, щоб у будь-який момент працівник був закріплений одним із стропів.

Під час виконання роботи на опорі слід використовувати запобіжні пояси і спиратись на обидва кігті (лази) у разі їх застосування.

Під час виконання роботи на опорі працівник повинен розташовуватись так, щоб не випустити з поля зору найближчі проводи, що перебувають під напругою.

Забороняється під час підймання на траверси проводив, тросів або спускання на них, а також у разі їхнього натягування перебувати на цих траверсах або під ними.

Вибирати схему піднімання вантажу та розміщувати піднімальні блоки слід так, щоб уникнути появи зусиль, які можуть призвести до пошкодження опори.

Забороняється перебувати біля опори в тих місцях, над якими виконуються роботи.

При появі небезпеки, яка загрожує аварією або нещасним випадком, обхідник зобов'язаний повідомити про це майстру або іншому ІТП дільниці і прийняти негайно заходи по ліквідації аварійної ситуації. При нещасному випадку необхідно викликати негайно швидку допомогу, повідомити майстра, виконроба або начальника дільниці, подати першу допомогу потерпілому, зберегти на робочому місці обстановку і стан устаткування такими, якими вони були на момент події, нещасного випадку. Аналогічно зробити при аварії.

Для захисту персоналу від електромагнітних полів застосовуються такі засоби: дистанційне керування, екранування робочого місця і джерел випромінювання, раціональне розміщення обладнання у робочому приміщенні, застосування індивідуальних засобів захисту. Вибір способу захисту залежить від діапазону частот випромінювання, напруженості електромагнітного поля, густини потоку енергії і характеру робіт, що виконуються. Ефективний захист робочих місць від джерел електромагнітних випромінювань сприяє розміщенню екранів, які поглинають або віддзеркалюють електромагнітну енергію.

ВИСНОВКИ

В ході виконання дипломного проекту був проведений розрахунок електричної частини електричної мережі сумарною активною потужністю 71 МВт.

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

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

Обрані трансформатори та визначена потужність трансформаторів підстанцій.

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

Найбільш вигідне рішення знаходилось на основі техніко-економічного порівняння ряду варіантів.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок / 5-е вид. переробл. й доповн. – Харків: Форт, 2017. – 760 с.
2. Мілих В.І. Електропостачання промислових підприємств : Підручник для студентів електромеханічних спеціальностей / В.І. Мілих, Т.П. Павленко. – Харків : ФОП Панов А. М., 2016. – 272 с.
3. Бурбело, М. Й. Системи електропостачання. Елементи теорії та приклади розрахунків : навчальний посібник / М. Й. Бурбело, О. О. Бірюков, Л. М. Мельничук – Вінниця : ВНТУ, 2011. – 204 с.
4. Козирський В.В. Електропостачання агропромислового комплексу : підруч. / Козирський В.В., Каплун В.В., Волошин С.М. – К. : Аграрна освіта, 2011. – 448 с.
5. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Навчальний посібник. – Вінниця: ВДТУ, 2002. – 116 с.
6. 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.
7. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів. Наказ Мінпаливенерго від 25.07.2006 р. №258 – Київ.: 2006. – 181 с.
8. Настанова з проектування систем електропостачання промислових підприємств. ДСТУ НБВ.2.5-80:2015 Київ Мінрегіон 2016. – 83 с.
9. Грибан В. Г., Негодченко О. В. Охорона праці. Навч. посіб. 2_ге вид.– К.: Центр учбової літератури, 2011. – 280 с.

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

11. 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.

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

Додаток В

Радіальна мережа

Джерело живлення

