

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ПОЛІСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет інженерії та енергетики

Кафедра електрифікації, автоматизації виробництва та інженерної екології

Кваліфікаційна робота
на правах рукопису

Стрельченко Максим Ігорович

УДК 621.359.4

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

Розробка та обґрунтування проекту електричної мережі для
електропостачання групи електроспоживачів
(тема роботи)

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(шифр і назва спеціальності)

Подається на здобуття освітнього ступеня магістр

Кваліфікаційна робота містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Стрельченко М. І.

(підпис, ініціали та прізвище здобувача вищої освіти)

Керівник роботи

Журавльов Валерій Пилипович

(прізвище, ім'я, по батькові)

д.ф-м.н., професор кафедри вищої

та прикладної математики

(науковий ступінь, вчене звання)

Житомир – 2024

АНОТАЦІЯ

Стрельченко М. І. Розробка та обґрунтування проекту електричної мережі для електропостачання групи електроспоживачів.

Кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня магістра за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка – Поліський національний університет, Житомир, 2024.

Метою роботи є обґрунтування вибору оптимальної конфігурації електричної мережі групи електроспоживачів.

Ціль роботи полягає в розробці варіантів розвитку конфігурації мереж, шляхом розгляду типових схем, що включають розімкнені радіальні та розгалужені схеми, схеми з двостороннім живленням та кільцеві, складнозамкнуті схеми.

Ключові слова: вищі гармоніки, реактивна потужність, компенсація реактивної потужності.

ABSTRACT

Strelchenko M. I. Development and justification of the project of an electric network for power supply of a group of electricity consumers.

Qualification work for obtaining a master's degree in specialty 141 - Electric power, electrical engineering and electromechanics - Polessia National University, Zhytomyr, 2024.

The purpose of the work is to justify the choice of the optimal configuration of an electric network of a group of electricity consumers.

The purpose of the work is to develop options for developing network configurations by considering typical schemes, including open radial and branched schemes, schemes with two-way power supply and ring, complex closed schemes.

Keywords: higher harmonics, reactive power, reactive power compensation.

ЗМІСТ

ВСТУП	4
РОЗДІЛ1. СКЛАДАННЯ ТА ВИБІР ВАРІАНТІВ КОНФІГУРАЦІЇ МЕРЕЖІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	8
1.1 Складання балансу потужностей мережі	8
1.2 . Складання та вибір варіантів конфігурації мережі	10
Висновки по розділу 1	14
РОЗДІЛ 2. ПОПЕРЕДНІЙ РОЗРАХУНОК ВАРІАНТІВ ПОБУДОВИ РАЙОННОЇ МЕРЕЖІ	15
2.1 Розрахунок першого варіанту районної мережі	15
2.2 Обчислення параметрів для другого варіанту мережі	22
2.3. Визначення числа та параметрів трансформаторів на підстанціях споживачів	25
Висновки по розділу 2	27
РОЗДІЛ 3. УТОЧНЕНИЙ РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ ВИБРАНОГО ВАРІАНТА ПОБУДОВИ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	28
3.1 Режим найбільших навантажень	28
3.1.1 Розрахункові навантаження підстанції	28
3.1.2 Розрахунок потоків потужності режиму максимальних навантажень	29
3.2 Розрахунок режиму найменших навантажень	31
3.3 Розрахунок післяаварійного режиму	35
3.4 Уточнення кількості батарей ККУ	36
Висновки по розділу 3	36
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	38
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	39

ВСТУП

Електрифікація грає найважливішу роль розвитку всіх галузей промисловості, є стрижнем будівництва економіки нашої країни. Звідси впливає необхідність випереджаючих темпи зростання виробництва електроенергії.

Основним завданням електроенергетики є надійне та якісне електропостачання споживачів електроенергії як на існуючому часовому етапі, так і в перспективі. Визначення перспективних потреб у максимальній потужності та електроенергії є завданням прогнозування розвитку електроенергетики як галузі народного господарства з метою задоволення зазначених потреб.

Прогнозування величин електроспоживання, а саме електричних навантажень та енергобалансів, у завданнях розвитку слід виконувати для широкого діапазону термінів (від року — двох до 20–30 років) та різних територіальних підрозділів (від об'єднаних енергосистем до конкретних вузлів мережі та окремих споживачів). Прогнозування навантаження може бути виконане різними методами, але незалежно від використаного методу в результаті визначаються потреби максимальної потужності та електроенергії у вигляді деякого діапазону можливих значень, тобто з частковою невизначеністю.

У цих умовах вирішити задачу прогнозування та проектування оптимального розвитку електроенергетичної системи як особливу практично неможливо, і тому проблема розбивається на низку ієрархічно взаємопов'язаних задач на основі системного походу. При цьому виділяється завдання проектування оптимального розвитку електричної мережі, яка, у свою чергу, замінюється вибором найбільш раціонального рішення із сукупності варіантів. Вибір найбільш раціонального варіанта виконується за результатами аналізу їхньої порівняльної ефективності.

При аналізі порівняльної ефективності варіантів виникають завдання розробки варіантів розвитку електричних мереж та їх техніко-економічного

обґрунтування. Варіанти, що визначають розвиток енергосистем, повинні забезпечувати за найменших економічних витрат постачання споживачів електричною та тепловою енергією з урахуванням виконання обмежень по всій сукупності критеріїв проектування.

Слід зазначити, що в залежності від виду мереж, що проектуються, ранжування критеріїв за ступенем їх важливості змінюється. Так, при розробці варіантів розвитку основних системоутворювальних мереж на перше місце виходять дотримання технічних умов, що забезпечують надійність та живучість електроенергетичних систем, та збереження сталої роботи систем у нормальних та післяаварійних режимах. При проектуванні розподільчих електричних мереж насамперед повинні дотримуватися умов надійного та якісного електропостачання споживачів.

Схеми електричних мереж повинні забезпечити необхідну надійність електропостачання, необхідну якість енергії у споживачів, можливість подальшого розвитку мережі та підключення нових споживачів, зручність та безпеку експлуатації [2]. При розробці схем розвитку електричних мереж мають бути враховані екологічні та соціальні фактори. Вимоги щодо задоволення різних критеріїв зазвичай суперечливі. Так, підвищення живучості та надійності схем електропостачання споживачів зазвичай пов'язане зі збільшенням капітальних вкладень та експлуатаційних витрат у мережі.

У зв'язку із зазначеними обставинами у проектній практиці всі критерії, за винятком економічного, враховуються у формі обмежень і тому завдання проектування розвитку електричних мереж зводиться до ухвалення рішення за одним економічним критерієм.

Завдання вибору оптимальної конфігурації електричної мережі навіть за одним економічним критерієм практично не може бути вирішене у зв'язку з незручними для оптимізації властивостями економічного функціоналу (динамічний характер, наявність величезної кількості екстремумів, нелінійність, дискретність). Крім того, як уже згадувалося, необхідно враховувати обмеження у формі рівностей та нерівностей за іншими

критеріями проектування. У цих умовах завдання оптимізації конфігурації електричної мережі за економічним критерієм замінюється рішенням завдання порівняння з техніко- економічної ефективності деякої сукупності варіантів. При розробці варіантів розвитку насамперед розглядаються конфігурації типових схем , що включають розімкнені радіальні та розгалужені схеми, схеми з двостороннім живленням та кільцеві, складнозамкнуті схеми. У техніко-економічному порівнянні варіантів розвитку мережі беруть участь лише такі варіанти схем мереж, у яких споживачі забезпечуються електроенергією необхідної якості за заданого ступеня надійності, тобто допустимі за технічними вимогами варіанти.

Метою роботи є обґрунтування вибору оптимальної конфігурації електричної мережі групи електроспоживачів.

Ціль роботи полягає в розробці варіантів розвитку конфігурації мереж, шляхом розгляду типових схем , що включають розімкнені радіальні та розгалужені схеми, схеми з двостороннім живленням та кільцеві, складнозамкнуті схеми.

Методи дослідження . Для вирішення поставлених завдань, поставлених у роботі, використовувалися фундаментальні положення теоретичних основ електротехніки, релейний захисту, фундаментальні положення теоретичних основ електричних машин та основ передачі та розподілу електроенергії.

Перелік публікацій автора за темою дослідження :

Єфімов О. М., Стрельченко М.І. ПРИКЛАД АЛЬТЕРНАТИВНОГО НАЛАШТУВАННЯ ДИСТАНЦІЙНОГО СТРУМОВОГО ЗАХИСТУ ПЛ 110 кВ

Біоенергетичні системи: Матеріали VIII міжнародної науково- практичної конференції «Біоенергетичні системи». 12-14 листопада 2024 р. Житомир: Поліський національний університет, 2024. 31-33 с.

Єфімов О. М., Стрельченко М.І. МОДЕЛЬ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З ІЗОЛОВАНОЮ НЕЙТРАЛЛЮ

Матеріали науково-практичної конференції науково-педагогічних працівників, докторантів, аспірантів та молодих вчених факультету інженерії та енергетики «СТУДЕНТСЬКІ ЧИТАННЯ – 2024» 31 жовтня 2024 року. Житомир: Поліський національний університет, 2024.- С 123-125.

Стрельченко М.І. СКЛАДАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ МЕРЕЖІ

Матеріали науково-практичної конференції науково-педагогічних працівників, докторантів, аспірантів та молодих вчених факультету інженерії та енергетики «СТУДЕНТСЬКІ ЧИТАННЯ – 2024» 31 жовтня 2024 року. Житомир: Поліський національний університет, 2024.- С 105-107.

РОЗДІЛ 1

СКЛАДАННЯ ТА ВИБІР ВАРІАНТІВ КОНФІГУРАЦІЇ МЕРЕЖІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

1.1 Складання балансу потужностей мережі

Для визначення величини необхідної компенсації реактивної потужності необхідно скласти баланс потужності. Для цього спочатку визначимо загальну реактивну потужність, яку необхідно компенсувати, що дозволить визначити кількість компенсаційних установок на підстанціях споживачів. Для спрощення розрахунків вважаємо, що активна генерована потужність на підстанціях енергосистеми не обмежена.

Величина максимальної загальної споживаної активної потужності всіма споживачами електричної енергії, або як її ще називають «необхідна активна потужність» визначається як сума доданків навантажень споживачів та втрат в відповідних елементах мережі [3]:

$$P_{\text{СПОЖ}} = \sum P_i + \sum \Delta P_{\text{Л+ТР}},$$

де P_i – споживана активна потужність i -го споживача;

$\Delta P_{\text{Л+ТР}}$ – прогнозовані втрати активної потужності в лініях і трансформаторах, що припадають на i -й споживач.

При попередніх розрахунках вважається, що величина втрат активної потужності лініях і трансформаторах підстанцій споживачів $\sum \Delta P_{\text{Л+ТР}}$ не перевищує величини споживаної загальної активної потужності на 8% [3].

Активна потужність першого споживача з урахуванням втрат у лініях та трансформаторах [3]:

$$P'_1 = P_1 + \Delta P_{\text{Л+ТР}} = 28,5 + 29 \cdot 0,08 = 30,78 \text{ МВт.}$$

Для інших споживачів розрахунок активної потужності проводиться аналогічним чином. Результати розрахунків відображені у табл.1.1.

Активна потужність, необхідна споживачам у години максимуму навантажень [3]:

$$P_{\text{СПОЖ}} = \sum P_i + \sum \Delta P_{\text{Л+ТР}} = 72,0 + 5,76 = 77,76 \text{ МВт}$$

Сумарна величина спожитої реактивної потужності (необхідна реактивна потужність) розраховуємо за такою формулою [3]:

$$Q_{\text{СПОЖ}} = \sum Q_i + \sum \Delta Q_{\text{ТР}} + \sum \Delta Q_{\text{ЛЕП}} - \sum Q_C,$$

де $Q_i = P_i \cdot \operatorname{tg} \varphi_i = P_i \cdot \operatorname{tg}(\arccos \varphi_i)$ - споживана i -та реактивна потужність ;

$\sum \Delta Q_{\text{ТР}}$ - прогнозовані втрати реактивної потужності на трансформаторах розподільних підстанцій споживання. Дані втрати для попереднього розрахунку, як правило приймаються рівними 7% від повної спожитої потужності навантаження ;

$\sum \Delta Q_{\text{ЛЕП}}$ - втрати реактивної потужності в лініях електропередачі;

$\sum Q_C$ – зарядна ємнісна реактивна потужність, яка генерується в ЛЕП.

Визначаємо реактивну потужність першого електроспоживача:

$$Q_1 = P_1 \cdot \operatorname{tg} \varphi_1 = 28,5 \cdot 0,08 = 2,14 \text{ МВАр}$$

Визначаємо повну потужність першого електроспоживача:

$$S_1 = \sqrt{P_1^2 + Q_1^2} = \sqrt{28,5^2 + 2,14^2} = 28,6 \text{ МВА}$$

На підстанції першого електроспоживача втрати реактивної потужності у трансформаторах будуть складати:

$$\Delta Q_{\text{ТР1}} = 0,07 \cdot S_1 = 0,07 \cdot 28,6 = 2,002 \text{ МВАр}$$

Розрахунок реактивної потужності для остальных споживачів проводиться аналогічним чином. Результати проведених розрахунків заносимо до табл.1.1.

Вважається, що при розрахунках можна прийняти наступне припущення про те, що втрати реактивної потужності в лініях електропередачі дорівнюють зарядній ємнісній потужності:

$$\sum \Delta Q_{\text{ЛЕП}} = \sum Q_C$$

Відповідно величина спожитої реактивної потужності :

$$Q_{\text{СПОЖ}} = \sum Q_i + \sum \Delta Q_{\text{ТРi}} = 73,840 + 7,241 = 81,081 \text{ МВАр}$$

Реактивну потужність, яку повинна генерувати підстанція енергосистеми визначається наступним виразом:

$$Q_{\text{СПОЖ}} = P_{\text{СПОЖ}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{сист}} = P_{\text{СПОЖ}} \cdot \operatorname{tg}(\arccos \varphi_{\text{сист}}) = 77,760 \cdot 0,363 = 28,338 \text{ МВАр}$$

З проведених розрахунків випливає $Q_{СПОЖ} \geq Q_{НЕОБХ}$, отже величина компенсованої реактивної потужності яку необхідно забезпечити на підстанціях споживачів визначається величиною небалансу потужності:

$$Q_{нб} = \sum Q_{KV_i} = Q_{СПОЖ} - Q_{НЕОБХ} = 81,08 - 26,13 = 54,95 \text{ МВАр}$$

Визначаємо величину потужності конденсаторної установки, яку необхідно установити на підстанції першого споживача:

$$Q_{KV_1} = Q_1 + \Delta Q_{TP_1} - (P_1 + \Delta P_{L+TP_1}) \cdot \operatorname{tg} \varphi_{суст} = 25,14 + 2,66 - (28,5 + 2,28) = 16,62 \text{ МВАр}$$

В якості пристроїв компенсації вибираємо батареї конденсаторів типу УКЛП-10-450У1, які мають зовнішню установку потужністю 0,45 Мвар кожна [1]. Визначаємо кількість батарей компенсуючої установки які потрібні для першого споживача 6

$$n_{KV_1} = \frac{Q_{KV_1}}{Q_{бат}} = \frac{16,623}{0,45} = 36,94 \approx 30 \text{ штук}$$

Кількість батарей для кондерсаторної установки першого споживача становить 30 штук

Реактивна потужність першого споживача з урахуванням її компенсації становитиме:

$$Q'_1 = Q_1 + \Delta Q_{TP_1} - n_{KV_1} \cdot Q_{бат} = 25,135 + 2,660 - 30 \cdot 0,45 = 11,145 \text{ МВАр}.$$

Визначаємо сумарну потужність першого споживача яка буде становити:

$$S'_1 = \sqrt{(P'_1)^2 + (Q'_1)^2} = \sqrt{30,780^2 + 11,145^2} = 32,74 \text{ МВА}$$

Розрахунки сумарної потужності для інших споживачів аналогічні. Заносимо їх результати до таблиці 1.1.

Перевіряємо розрахунок балансу. Для цього визначаємо нове значення необхідної реактивної потужності і порівнюємо його з наявною реактивною потужністю.

$$Q_{НЕОБХ} = P_{СПОЖ} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{суст} = P_{СПОЖ} \cdot \operatorname{tg}(\arccos \varphi_{суст}) = 77,760 \cdot 0,363 = 28,23 \text{ МВАр}$$

$$Q'_{НЕОБХ} = \sum (Q_i + \Delta Q_{TP_i} - n_{KV_i} \cdot Q_{бат}) = \sum Q'_i = 27,98 \text{ МВАр}.$$

Як видно з розрахунків баланс потужностей зійшовся практично повністю, а отже, розрахунки були проведені вірно.

Таблиця 1.1 Баланси активної та реактивної потужності споживачів

№	$P_{i,}$ МВт	$\operatorname{tg} \varphi_i$	$Q_{i,}$ МВАр	$S_{i,}$ МВА	$(\Delta P_{л+тр})_i$ МВт	$\Delta Q_{тр,i,}$ МВАр	$n_{к\text{у}i,}$ шт	$Q_{к\text{у},}$ МВАр	$P'_{i,}$ МВт	$Q'_{i,}$ МВАр	$S'_{i,}$ МВА
1	28,5	0,88	25,14	38,00	2,28	2,66	30	16,62	30,78	11,15	32,74
2	15,8	1,3	20,52	25,90	1,26	1,81	30	16,14	17,1	6,14	18,13
3	8,5	1,14	9,68	12,88	0,68	0,9	16	7,25	9,18	3,38	9,78
4	19,2	0,96	18,51	26,67	1,54	1,87	29	12,85	20,74	7,32	21,99
Σ	72		73,84	103,45	5,76	7,24	118	52	77,76	27,98	82,64

1.2 . Складання та вибір варіантів конфігурації мережі

Географічне розташування джерел живлення та споживачів представлено на рисунку 1.1. Відстань між підстанціями дано у таблиці 1.2 у кілометрах.

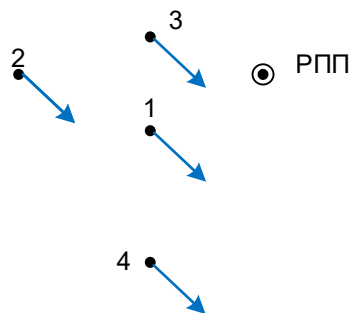


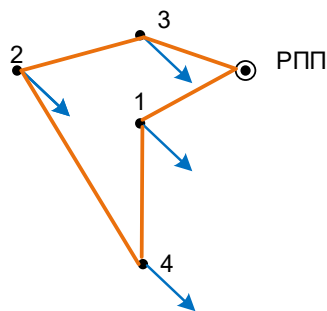
Рисунок 1.1. Розташування споживачів розрахункової мережі

Таблиця 1.2 Відстань між об'єктами мережі в кілометрах

	РВП	1	2	3	4
РВП	---	55	105	60	95
1	55	---	55	40	65
2	105	55	---	50	100
3	60	40	50	---	105
4	95	65	100	105	---

Розглянемо варіанти будови схеми електропостачання. По домовленості розраховуємо загальну довжину мережі для всіх варіантів як в одноланцюжному виконанні. Кількість вимикачів при підрахунку дорівнює сумі вимикачів, встановлених на головних ділянках мережі та вимикачів які знаходяться на підстанції споживачів.

На рис.1.2 зображена схема кільцевої мережі живлення. Особливість будови кільцевих мереж їх мінімальна довжина при одноланцюговій будові. Це являється основною перевагою даних схем. До основних недоліків даних схем слід віднести наявність слабкого навантаження в нормальному режимі роботи деяких ділянок мережі (в нашому випадку, такою є ділянка РПП-3) а також за рахунок того, що мережа має велику довжину, виникнення в післяаварійному режимі недопустимих великих втрат напруги живлення.



$$\sum L = 265 \text{ км}; n = 12 \text{ шт.}$$

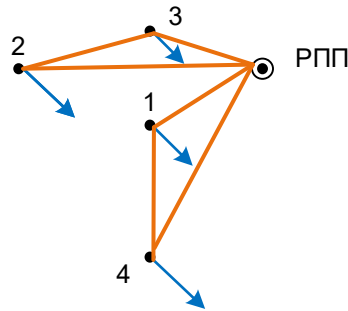
Рисунок. 1.2

Крім того, слід врахувати що в після аварійному режимі можуть виникати на головній ділянці лінії яка є в роботі, залишкових струмів, величина котрих перевищує тривало допустимі. Зазначені вище недоліки кільцевої мережі можливо усунути кількома способами:

- підвищенням номінальної напруги;
- використовувати складні замкнуті схеми мережі;
- використовувати варіант мережі з декількома незалежними один від одного контурами електропостачання;
- зменшити загальну довжину замкнутої мережи за рахунок вилучення з неї одного або декількох споживачів.

Мережа, яка зображена на рисунку 1.3 включає до свого складу два незалежних між собою контури електропостачання із двох споживачів. Даний варіант будови мережі за надійністю перевищує перший, тому що замість одного кільця живлення маємо два незалежних меншої довжини, що дозволяє суттєво знизити негативні наслідки післяаварійних режимів. Крім того на кожній із частин мережі можна застосовувати різні напруги. Недоліком даного

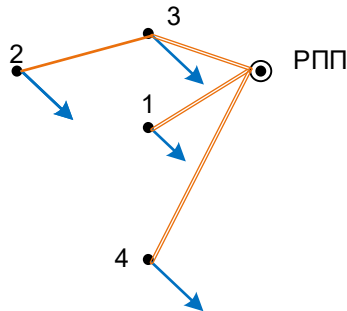
варіанта будови мережі є значна протяжність в порівнянні з першим варіантом та велика кількість вимикачів [5].



$$\sum L = 430 \text{ км}; n = 16 \text{ шт.}$$

Рисунок 1.3

На рисунку 1.4 зображений варіант мережі побудований по радіально-магістральній схемі. При даному варіанту будови мережі всі електроспоживачі живляться по резервованим магістральним трасам. Особливістю побудови являється незалежність магістралей між собою та можливість застосування на кожному ланцюзі різної напруги. Довжина схеми живлення характеризується найкоротшими трасами.

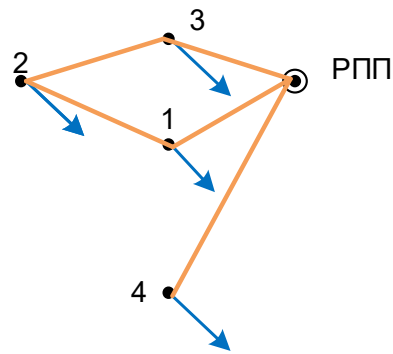


$$\sum L = 260 \text{ км}; n = 18 \text{ шт.}$$

Рисунок 1.4

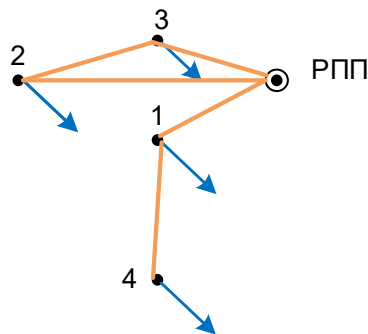
Особливістю будови схеми електропостачання зображеної на рис. 1.5 є те що з схеми живлення виділяється один споживач, який безпосередньо під'єднаний до РПП, а інші споживачі з'єднані в одне кільце. Перевагою даного варіанту в порівнянні з кільцевою мережею зображеною на рис.1.2 полягає в тому, що довжина кільця значно зменшена, а в свою чергу знижує наслідки післяаварійних режимів. Недоліком даної схеми є збільшення в

порівнянні з першим варіантом кількості вимикачів мережі [5].



$$\sum L = 315 \text{ км}; n = 16 \text{ шт.}$$

Рисунок 1.5



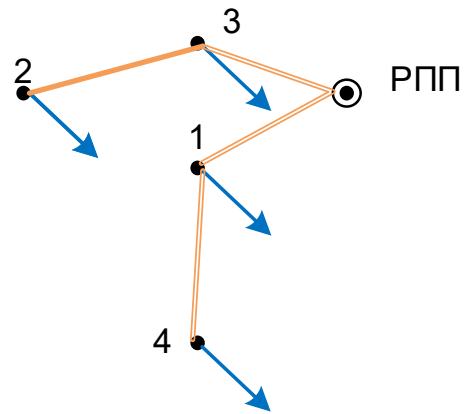
$$\sum L = 335 \text{ км}; n = 16 \text{ шт.}$$

Рисунок 1.6

В варіанті на рис.1.6 представлена різновидність попередньої схеми, де споживачі розділені на дві групи. В одній групі споживачі об'єднані в кільце (виключені два споживачі), а інші два отримують живлення по резервній радіально-магістральній лінії. Даний варіант має переваги перед попереднім варіантом зображеним на рис. 1.5 в тому, що ще більше зменшена довжина кільцевого ланцюга, а також загальна протяжність всієї мережі [5].

На рисунку 1.7 зображений варіант мережі побудований по радіально-магістральній схемі. В даному варіанті всі споживачі живляться по резервованим магістральним лініям. Особливість даної схеми є те, що на кожній незалежній магістралі можна застосувати різну напругу. Для остаточного розрахунку вибираються варіанти на рис.1.1 та 1.7.

15



$$\sum L = 230 \text{ км}; n = 16 \text{ шт.}$$

Рисунок 1.7

Висновки по першому розділу

Надалі розрахунки будемо вести для варіантів I та II відповідно.

РОЗДІЛ 2

ПОПЕРЕДНІЙ РОЗРАХУНОК ВАРІАНТІВ ПОБУДОВИ РАЙОННОЇ МЕРЕЖІ

2.1 Розрахунок першого варіанту районної мережі

Мережа побудована по першому варіанту має кільцеву схему. Кільцева мережа являється найпростішою замкненою мережею. Якщо схему такої мережі уявити розрізаною по живильному пункту і розгорнутої, вона матиме вигляд, що свідчить про можливість класифікувати кільцеву мережу як лінію з двостороннім живленням, яка має напруги по кінцях рівні за значенням і фазою.

Потокорозподіл першого варіанта показано на рис. 2.1. Розподіл активної та реактивної потужностей на основних ділянках кільцевої частини мережі визначаємо за формулою [4]:

$$P_{Ai} = \frac{\sum P_i \cdot l_{iB}}{l_{AB}}; Q_{Ai} = \frac{\sum Q_i \cdot l_{iB}}{l_{AB}};$$

Відповідно маємо

$$P_{A-1} = \frac{\sum_1^4 P_i \cdot l_{iB}}{l_{AB}} = \frac{9,18 \cdot 55 + 17,06 \cdot 120 + 20,74 \cdot 220 + 30,78 \cdot 270}{55 + 65 + 100 + 50 + 65} = 45,28 \text{ МВт};$$

$$Q_{A-1} = \frac{\sum_1^4 Q_i \cdot l_{iB}}{l_{AB}} = \frac{3,38 \cdot 55 + 6,14 \cdot 120 + 7,32 \cdot 220 + 11,14 \cdot 270}{55 + 65 + 100 + 50 + 65} = 14,9 \text{ МВАр}$$

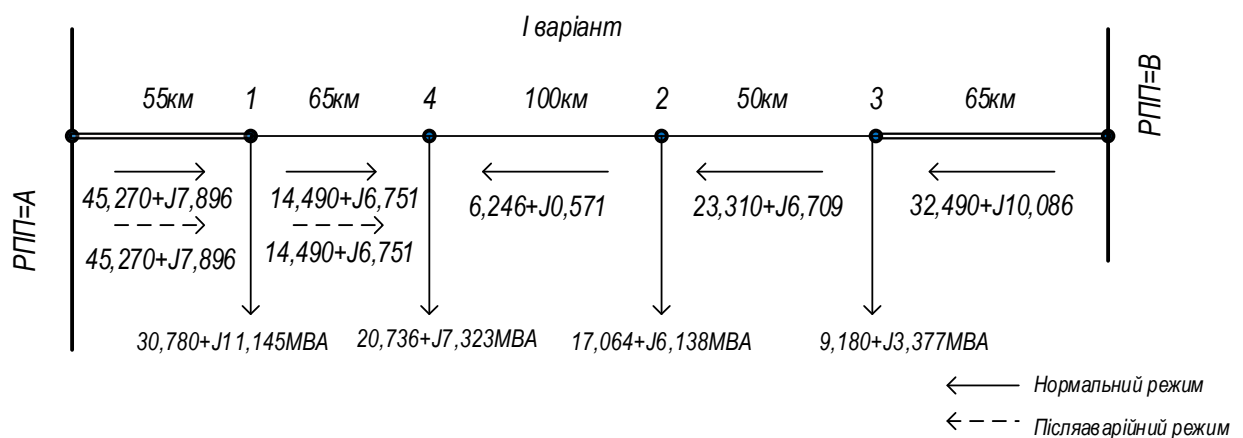


Рисунок 2.1. Потокорозподіл по першому варіанту

Згідно пешого закону Кірхгофа визначимо потоки активної і реактивної

потужності на ділянці 1-3:

$$P_{13} = P_{3B} - P_3 = 26,684 - 9,18 = 17,504 \text{ МВт}; \quad Q_{13} = Q_{3B} - Q_3 = 12,097 - 4,122 = 7,975 \text{ Мвар}.$$

Точка розподілу активної та реактивної потужностей знаходиться у пункті 4.

Номінальну напругу мережі на ділянці А-1 визначаємо за формулою Іларіонова, як для самої навантаженої ділянки [8]:

$$U_{A1} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l_{A1}} + \frac{2500}{P_{A1}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{60} + \frac{2500}{45,270/2}}} = 91,754 \text{ кВ}$$

З низки визначених у ДСТУ стандарта напруг вибираємо значення найближчої напруги в сторону збільшення, тобто $U_{A2} = 110 \text{ кВ}$. В таблицю 2.1 записуємо значення напруги для наступних ділянок мережі.

Таблиця 2.1- Розрахункові показники мережі для першого варіанта

Ділянка	L, км	P, МВт	Q, МАВр	S, МВА	U', кВ	U, кВ
А - 1	60	45,27	17,9	48,68	91,75	110
1 - 4	50	14,49	6,75	15,99	53,07	110
4 - 2	100	6,25	0,57	6,27	35,23	110
2 - 3	65	23,31	6,71	24,26	67,09	110
3 - Б	55	32,49	10,1	34,02	78,33	110

Перетин проводів на ділянках мережі розраховуємо з використанням методу економічних інтервалів.

Спочатку збудуємо номограми кордонів економічних інтервалів. Відповідно до вимог ПУЕ [1] для розрахунків вибираємо II район за вітром та ожеледиці. Для дволанцюгової ПЛ з сталевалюмінієвих проводів марки АС виконуємо розрахунки з урахуванням, що дроти підвішуються на залізобетонних опорах. Погонні активні опори проводів марки АС представлені в табл.2.2 [1].

Таблиця 2.2 - Опір ЛЕП 110 кВ

Тип лінії	R ₀ – опір км ЛЕП із проводом марки					
	АС-70/11	АС-95/16	АС-120/19	АС-150/24	АС-185/29	АС-240/32
R ₀ (Ом/км)	0,428	0,306	0,249	0,198	0,162	0,12

Для визначення значень граничних струмів для пар проводів спочатку знаходимо значення параметра $\sqrt{\sigma}$ [9]:

$$\sqrt{\sigma} = \sqrt{\frac{E + \alpha}{3 \cdot c_{\Delta E} \cdot \tau}},$$

де τ – час щорічних втрат електроенергії, *час/рік*;

$E = 1/T_{ок}$ – показник який характеризує термін окупності;

α - щорічні відрахування на амортизацію;

$c_{\Delta E}$ - вартість електроенергії, *грн/кВт·год*

При визначенні значень граничних струмів значення параметра $\sqrt{\sigma}$ вибирається найбільшим і в нашому випадку від показники які його визначають будуть відповідати наступним числовим значенням[7]:

- термін окупності нашого варіанту мережі $E = 10\%$;
- $c_{\Delta E} = 8,5$ грн. / кВт · год ;
- амортизаційні щорічні відрахування на обладнання $\alpha = 12\%$;

Величина часу втрат електроенергії протягом року визначимо відповідно до [9] :

$$\tau = (0,124 + T_{IM} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 6500 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 5247,1 \text{ год} / \text{рік},$$

де $T_{IM} = 6500$ год/рік – кількість годин використання максимального навантаження протягом року.

Знаходимо значення параметра $\sqrt{\sigma}$ для наших початкових умов:

$$\sqrt{\sigma} = \sqrt{\frac{E + \alpha}{3 \cdot c_{\Delta E} \cdot \tau}} = \sqrt{\frac{0,1 + 0,11}{3 \cdot 8,5 \cdot 5247,1}} = 0,001 \left(\frac{\text{кВт}}{\text{руб}} \right)^{\frac{1}{2}}.$$

Розрахуємо величину граничних струмів для парних перетинів проводів однофазових ПЛ напругою 110кВ:

$$I_{сп(120/150)} = \sqrt{\frac{K_{0(150)} - K_{0(120)}}{(r_{0(120)} - r_{0(150)}) \cdot 10^{-3}}} \cdot \sqrt{\sigma} = \sqrt{\frac{(468 - 456) \cdot 10^3}{(0,249 - 0,198) \cdot 10^{-3}}} \cdot 0,001 = 61,357 \text{ А}$$

$$I_{сп(150/185)} = \sqrt{\frac{K_{0(185)} - K_{0(150)}}{(r_{0(150)} - r_{0(185)}) \cdot 10^{-3}}} \cdot \sqrt{\sigma} = \sqrt{\frac{(516 - 468) \cdot 10^3}{(0,198 - 0,162) \cdot 10^{-3}}} \cdot 0,001 = 146 \text{ А}$$

$$I_{ep(185/240)} = \sqrt{\frac{K_{0(240)} - K_{0(185)}}{(r_{0(185)} - r_{0(240)}) \cdot 10^{-3}}} \cdot \sqrt{\sigma} = \sqrt{\frac{(560 - 516) \cdot 10^3}{(0,198 - 0,12) \cdot 10^{-3}}} \cdot 0,004 = 95,006 A$$

Розрахуємо величину граничних струмів для парних перетенів проводів дволанцюгових ПЛ напругою 110кВ:

$$I_{ep(95/120)} = \sqrt{\frac{K_{0(120)} - K_{0(95)}}{(r_{0(95)} - r_{0(120)}) \cdot 10^{-3}}} \cdot \sqrt{\sigma} = \sqrt{\frac{(724 - 712) \cdot 10^3}{(0,306 - 0,249) \cdot 10^{-3}}} \cdot 0,004 = 58,041 A$$

$$I_{ep(120/150)} = \sqrt{\frac{K_{0(150)} - K_{0(120)}}{(r_{0(120)} - r_{0(150)}) \cdot 10^{-3}}} \cdot \sqrt{\sigma} = \sqrt{\frac{(800 - 724) \cdot 10^3}{(0,249 - 0,198) \cdot 10^{-3}}} \cdot 0,004 = 154,4 A$$

$$I_{ep(150/185)} = \sqrt{\frac{K_{0(185)} - K_{0(150)}}{(r_{0(150)} - r_{0(185)}) \cdot 10^{-3}}} \cdot \sqrt{\sigma} = \sqrt{\frac{(880 - 800) \cdot 10^3}{(0,198 - 0,162) \cdot 10^{-3}}} \cdot 0,004 = 188,606 A$$

$$I_{ep(185/240)} = \sqrt{\frac{K_{0(240)} - K_{0(185)}}{(r_{0(185)} - r_{0(240)}) \cdot 10^{-3}}} \cdot \sqrt{\sigma} = \sqrt{\frac{(960 - 880) \cdot 10^3}{(0,198 - 0,12) \cdot 10^{-3}}} \cdot 0,004 = 128,092 A$$

Значення граничних струмів заносимо в таблицю 2.3

Таблиця 2.3 - Граничні струми для перерізів ЛЕП напругою 110кВ

Пари перерізів	95/120	120/150	150/185	185/240
I _{грI 110 кВ}	-	61,357	146	95,006
I _{грII 110 кВ}	58,041	154,4	188,606	128,092

При аналізі даних таблиці 2.3 $I_{гр(185/240)} \leq I_{гр(150/185)}$, як для одноланцюгових, так і для дволанцюгових ЛЕП, отже перетин проводу діаметром 185 мм² не належить до економічного інтервалу.

Розрахуємо граничний струм для двох перетенів проводів 150 мм² та 240 мм².

$$I_{epI} = \sqrt{\frac{K_{0(240)} - K_{0(150)}}{(r_{0(150)} - r_{0(240)}) \cdot 10^{-3}}} \cdot \sqrt{\sigma} = \sqrt{\frac{(560 - 468) \cdot 10^3}{(0,198 - 0,12) \cdot 10^{-3}}} \cdot 0,004 = 137,4 A$$

$$I_{epII} = \sqrt{\frac{K_{0(240)} - K_{0(150)}}{(r_{0(150)} - r_{0(240)}) \cdot 10^{-3}}} \cdot \sqrt{\sigma} = \sqrt{\frac{(960 - 800) \cdot 10^3}{(0,198 - 0,12) \cdot 10^{-3}}} \cdot 0,004 = 181,2 A$$

Значення граничних струмів заносимо в таблицю 2.4

Таблиця 2.4 - Граничні струми для перерізів ЛЕП напругою 110кВ

Пари перерізів	95/120	120/150	150/240
$I_{\text{грІ ПЛ-110}} \text{ (A)}$	-	61,357	137,4
$I_{\text{грІІ ПЛ-110}} \text{ (A)}$	58,041	154,4	181,2

На рис. 2.2 представлені номограми економічних інтервалів, збудовані за даними табл. 2.4.

За побудованими діаграмами обираємо переріз дротів для ділянок мережі в залежності від струму [8].

Для ділянки А-1:

$$I_{A1} = \frac{S_{A1}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot n_{\text{ц}}} = \frac{\sqrt{P_{A2}^2 + Q_{A2}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot n_{\text{ц}}} = \frac{\sqrt{45,270^2 + 17,896^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 127,749 \text{ A}$$

Струм потрапляє в економічний інтервал перерізу 120 мм², отже, для цієї ділянки підходить провід АС-120/19.

Аналогічно робимо розрахунок для інших ділянок. Результати обчислень зведемо у табл.2.5.

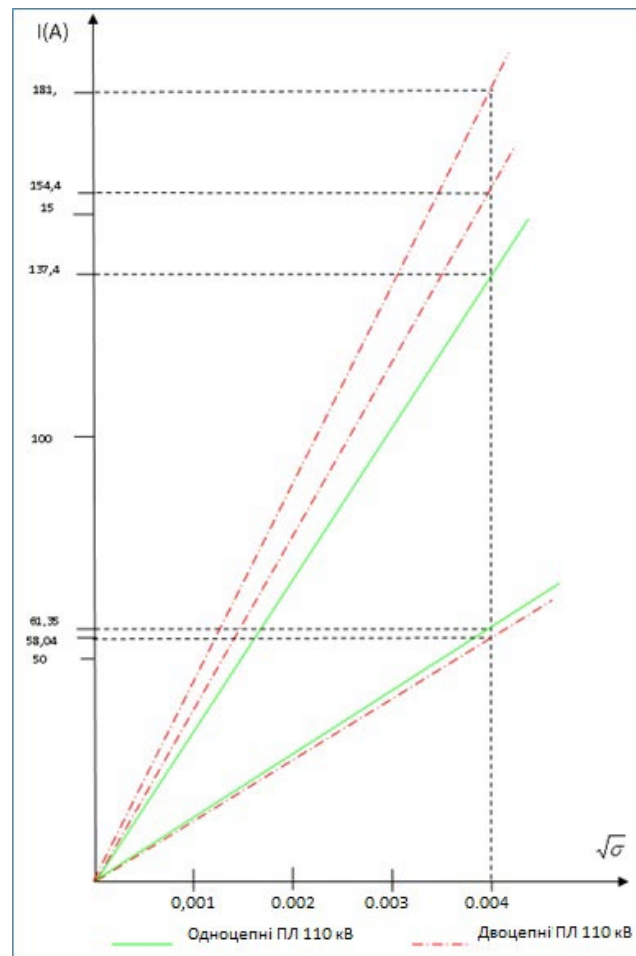


Рисунок 2.2 . Номограми економічних інтервалів

В якості прикладу виконаємо розрахунок параметрів повітряної мережі на ділянці А-1.

Розраховуємо опори лінії на ділянці:

$$r_{A1} = \frac{r_{0(AC120)} \cdot l_{A1}}{n_{\Pi}} = \frac{0,249 \cdot 55}{2} = 6,848 \text{ Ом}; \quad x_{A1} = \frac{x_{0(AC120)} \cdot l_{A1}}{n_{\Pi}} = \frac{0,427 \cdot 60}{2} = 11,743 \text{ Ом},$$

де r_0 , x_0 - погонний активний та реактивний опори дротів по таб. 2.5 та 2.6 [1]; n – кількість ланцюгів на ділянці мережі.

Втрати активної потужності на ділянці:

$$\Delta P_{A1} = \frac{S_{A1}^2}{U_H^2} \cdot r_{A1} = \frac{48,679^2}{110^2} \cdot 6,848 = 1,341 \text{ МВт}.$$

Втрати напруги на ділянці у % від номінальної [3]:

$$\Delta U_{A1} = \frac{P_{A1} \cdot r_{A1} + Q_{A1} \cdot x_{A1}}{U_H^2} \cdot 100 = \frac{45,270 \cdot 6,848 + 17,896 \cdot 11,743}{110^2} \cdot 100 = 4,30 \%$$

Таблиця 2.5- Активні опори сталевалюмінієвих проводів марки АС[2]

Марка проводу	Зовнішній діаметр проводу, мм	Тривало допустимий струм навантаження, А		Погонний активний опір r_0 , Ом/км
		зовні приміщень	всередині приміщень	
АС-10	4,4	80	50	3,120
АС-16	5,4	105	75	2,060
АС-25	6,6	130	100	1,38
АС-35	8,4	175	135	0,850
АС-50	9,6	210	165	0,650
АС-70	11,4	265	210	0,460
АС-95	13,5	330	260	0,33
АС-120	15,2	380	305	0,270
АС-150	17,0	445	360	0,210
АС-185	19,0	510	425	0,170
АС-240	21,6	605	505	0,130
АС-300	23,5	690	580	0,108
АС-400	27,2	825	710	0,080
АС-500	30,2	945	815	0,065
АС-600	33,1	1050	920	0,055
АСО-700	37,1	1220	1075	0,044
АСУ-120	15,5	375	–	0,288
АСУ-150	17,6	450	–	0,210
АСУ-185	19,6	515	–	0,170
АСУ-240	22,4	610	–	0,131
АСУ-300	25,2	705	–	0,106
АСУ-400	29,0	850	–	0,079

Таблиця 2.6 - Індуктивні опори сталевалюмінієвих проводів марки АС[2]

Погонні індуктивні опори χ_0 , Ом/км										
Алюмінієві проводи										
Средньо-геометричні відстані між фазними проводами $D_{\text{ср}}$, м	A-16	A-25	A-35	A-50	A-70	A-95	A-120	A-150	A-185	A-240
2,0	0,403	0,392	0,382	0,371	0,365	0,358	—	—	—	—
2,5	0,417	0,406	0,396	0,385	0,379	0,372	—	—	—	—
3,0	0,429	0,418	0,408	0,397	0,391	0,384	0,377	0,369	—	—
4,0	0,446	0,435	0,425	0,414	0,408	0,401	0,394	0,386	—	—
4,5	—	—	0,433	0,422	0,416	0,409	0,402	0,392	—	—
5,0	—	—	0,440	0,429	0,423	0,416	0,409	0,401	—	—
5,5	—	—	—	—	0,430	0,422	0,415	0,407	—	—
6,0	—	—	—	—	—	—	—	0,413	0,404	0,396
6,5	—	—	—	—	—	—	—	—	0,409	0,400
7,0	—	—	—	—	—	—	—	—	0,414	0,406
7,5	—	—	—	—	—	—	—	—	0,418	0,409
8,0	—	—	—	—	—	—	—	—	0,422	0,414
8,5	—	—	—	—	—	—	—	—	0,425	0,418

Для решти ділянок розрахунок проводиться аналогічним чином, результати розрахунків у таблиці 2.7.

За даними таблиці 2.7 сумарні втрати активної потужності складають:

$$\Delta P_{\Sigma} = \sum \Delta P_{\text{учі}} = 1,341 + 0,171 + 0,040 + 0,303 + 0,714 = 2,570 \text{ МВт}$$

Слід констатувати, що сумарні втрат напруги як для нормального робочого так і для найбільш важкого післяаварійного режиму, повинні бути тотожні з межами регулювання напруги РПН трансформаторів, які встановлюються на підстанціях споживачів. Ці сумарні втрати в % не повинні перевищувати 16 відсотків, отже, або бути меншими[6].

Сумарні втрати напруги розраховуємо від пунктів живлення до найбільш віддалених точок мережі та місць поточкорозділу замкнених ділянок:

$$\Delta U_{1\Sigma} = \Delta U_{A1} + \Delta U_{14} = 4,30 + 2,52 = 9,82\% < 16\%;$$

$$\Delta U_{2\Sigma} = \Delta U_{B3} + \Delta U_{32} + \Delta U_{24} = 3,07 + 2,38 + 0,84 = 6,29\% < 16\%;$$

Таблиця 2.7 - Параметри мережі по першому варіанту

Ділянка мережі	A - 1	1 - 4	4 - 2	2 - 3	3 - В
Кількість ланцюгів, $n_{\text{л}}$	2	1	1	1	2
$l_{\text{дл}}, (\text{км})$	55	65	100	50	60
$P_{\text{дл}}, (\text{МВт})$	45,27	14,49	6,246	23,31	32,49
$Q_{\text{дл}}, (\text{МВАр})$	17,90	6,75	0,57	6,71	10,09
$S_{\text{дл}}, (\text{МВа})$	48,68	15,99	6,27	24,26	34,02
$I_{\text{дл}}, (\text{А})$	117,75	83,91	32,92	117,32	89,28
Провід	АС-120/19	АС-120/19	АС-120/19	АС-120/19	АС-120/19
$I_{\text{доп}}, (\text{А})$	380	380	380	380	380
$R_0, (\text{Ом/км})$	0,249	0,249	0,249	0,249	0,249
$X_0, (\text{Ом/км})$	0,427	0,427	0,427	0,427	0,427
$R_{\text{дл}}, (\text{Ом})$	6,848	8,093	12,450	6,225	7,470
$X_{\text{дл}}, (\text{Ом/км})$	11,743	27,755	42,700	21,350	12,810
$\Delta P_{\text{дл}}, (\text{МВт})$	1,341	0,171	0,040	0,303	0,714
$\Delta U_{\text{дл}}, (\%)$	4,30	2,52	0,84	2,38	3,07
$\Delta U_{\text{ав}}, \%$	8,60	2,52	0,84	2,38	3,07

З наведених обчислень видно, що загальні втрати набагато менші за допустимі. Отже, вибрана лінія електропередачі для нормального режиму роботи задовольняє по умовах втрати напруги.

Для обчислення для найтяжчого режиму роботи лінії після аварії виконаємо розрив найбільш завантаженої основної ділянки замкненої частини мережі, а саме А-1. На ділянці А-1-4 для післяаварійного режиму розглянемо розрив однієї з дволанцюгових ліній А-1. При цьому вважаємо, що потоки потужності для даного випадку залишаються аналогічними, як і у нормальному режимі. Сила струму, яка протікає по даному ланцюгу, який залишився в роботі збільшуються вдвічі. Крім того змінюються параметри головних ділянок, відповідно вдвічі зростає опір, що веде до втрат напруги та активних потужностей [3].

Втрати напруги післяаварійного режиму знаходяться аналогічно, як для нормального режиму. Результати розрахунків відображені у таблиці 2.7.

Визначимо загальні втрати напруги:

$$\Delta U_{1\Sigma} = \Delta U_{A1} + \Delta U_{14} = 8,60 + 2,52 = 11,12\% < 16\%;$$

$$\Delta U_{2\Sigma} = \Delta U_{B3} + \Delta U_{32} + \Delta U_{24} = 3,07 + 2,38 + 0,84 = 6,29\% < 16\%;$$

Розраховуємо струм головної ділянки :

$$I_{A1as} = \frac{S_{A1}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot n_{II}} = \frac{48,679}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 235,500 \text{ A} < I_{\text{дод}} = 380 \text{ A}$$

2.2 Обчислення параметрів для другого варіанту мережі

Для другого варіанту мережа є радіально-магістральною. Розрахунок величин потужності на ділянках мережі виконуємо відповідно до першого закону Кірхгофа. Розрахунок розпочинаємо від найбільш удалених від джерела живлення точок:

$$P_{32} = P_2 = 17,064 \text{ MBm}; \quad Q_{32} = Q_2 = 6,138 \text{ MVar}.$$

$$P_{A3} = P_{32} + P_3 = 17,064 + 9,180 = 26,244 \text{ MBm}; \quad Q_{A3} = Q_{32} + Q_3 = 6,138 + 3,377 = 9,515 \text{ MVar}.$$

$$P_{A1} = P_4 = 20,736 \text{ MBm}; \quad Q_{A1} = Q_4 = 7,323 \text{ MVar}.$$

$$P_{A1} = P_{A1} + P_1 = 20,736 + 30,780 = 51,516 \text{ MBm}; \quad Q_{A1} = Q_{A1} + Q_1 = 7,323 + 11,145 = 18,467 \text{ MVar}.$$

Розраховуємо номінальну напругу мережі для ділянок А-1 та А-2:

$$U_{A3} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l_{A3}} + \frac{2500}{P_{A3}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{60} + \frac{2500}{26,244/2}}} = 70,914 \text{ кВ};$$

$$U_{A1} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l_{A1}} + \frac{2500}{P_{A1}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{55} + \frac{2500}{51,516/2}}} = 97,061 \text{ кВ}$$

З низки визначених у ДСТУ стандарта напруг вибираємо значення найближчої напруги в сторону збільшення, тобто $U_{A2}=110 \text{ кВ}$. Потокорозподіл другого варіанту представлено рисунку 2.3.

Перетини дротів на ділянках мережі обчислюємо так само, як і для першого варіанту за номограмами з рис. 2.2.

Розрахункові параметри мережі по другому варіанту виконуємо як і для першого варіанта. Результати обчислень зводимо у табл. 2.8.

Визначаємо загальні втрати потужності:

$$\Delta P_{\Sigma} = \sum \Delta P_{\text{учі}} = 0,411 + 0,220 + 1,849 + 0,249 = 2,729 \text{ кВт}$$

Визначаємо загальні втрати напруги від джерела живлення до найбільш

віддаленіших точок мережі:

$$\Delta U_{1\Sigma} = \Delta U_{A3} + \Delta U_{32} = 2,410 + 2,550 = 4,960\% < 16\%;$$

$$\Delta U_{2\Sigma} = \Delta U_{A2} + \Delta U_{24} = 5,140 + 2,360 = 7,500\% < 16\%.$$

Таблиця 2.8 - Параметри мережі другого варіанта

Ділянка мережі	A-3	3-2	A-1	1-4
Кількість ланцюгів, $n_{\text{л}}$	2	1	2	1
$l_{\text{діл}}$, (км)	55	65	60	50
$P_{\text{діл}}$, (МВт)	26,244	17,064	51,516	20,736
$Q_{\text{діл}}$, (МВАр)	9,515	6,138	18,467	7,323
$S_{\text{діл}}$, (МВА)	27,915	18,134	54,726	21,991
$I_{\text{діл}}$, (А)	73,26	95,18	143,62	115,43
Провід	АС-120/19	АС-120/19	АС-120/19	АС-120/19
$I_{\text{доп}}$, (А)	380	380	380	380
R_o , (Ом/км)	0,249	0,249	0,249	0,249
X_o , (Ом/км)	0,427	0,427	0,427	0,427
$R_{\text{діл}}$, (Ом)	6,848	8,093	7,470	6,225
$X_{\text{діл}}$, (Ом/км)	11,743	27,755	12,810	21,350
$\Delta P_{\text{діл}}$, (МВт)	0,441	0,220	1,849	0,249
$\Delta U_{\text{діл}}$, (%)	2,41	2,55	5,14	2,36
$\Delta U_{\text{ав}}$, %	4,82	2,55	10,27	2,36

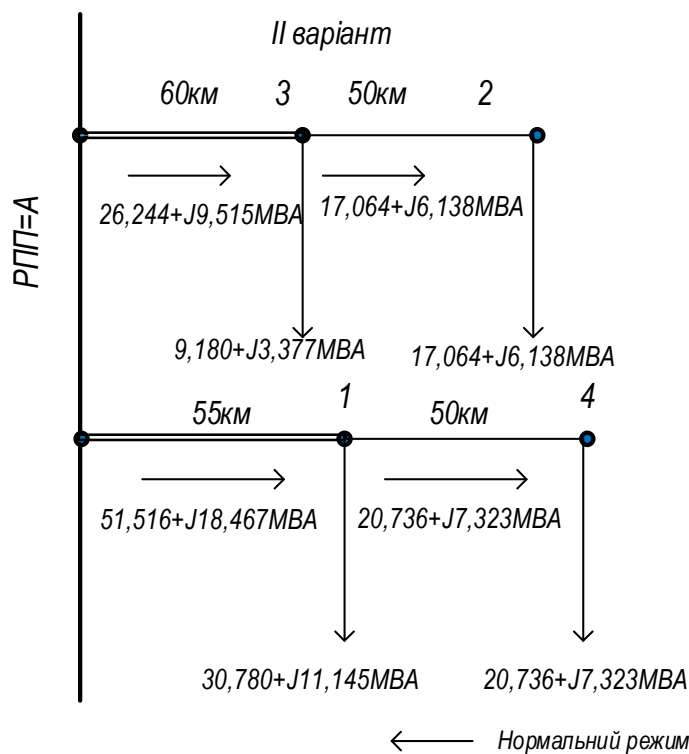


Рисунок 2.3 – Потокорозподіл по другому варіанту

Розрахунок післяаварійного режиму виконуємо для умови обривання одного із проводів на головних ділянках А-1 і А-3.

Потік потужності в даному випадку залишаються такими ж, як у нормальному режимі. Вдвічі збільшуються струм, що протікає по ланцюгу, що залишився в роботі, і змінюються параметри головних ділянок, а саме збільшуються вдвічі опір і, отже, втрати напруги та активної потужності.

Перевіряємо головні ділянки по струму:

$$I_{A3ав} = \frac{S_{A3}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot n_{Ц}} = \frac{26,244}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 146,523 \text{ А} < I_{\text{дод}} = 380 \text{ А}$$

$$I_{A1ав} = \frac{S_{A1}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot n_{Ц}} = \frac{54,726}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 287,246 \text{ А} < I_{\text{дод}} = 380 \text{ А}$$

Втрати напруги визначаємо як і, для режиму нормальної роботи. Заносимо результати обчислень в таб.2.8.

Визначаємо загальні втрати напруги для післяаварійного режиму:

$$\Delta U_{1\Sigma} = \Delta U_{A3} + \Delta U_{23} = 4,820 + 2,550 = 7,370\% < 16\%;$$

$$\Delta U_{2\Sigma} = \Delta U_{A1} + \Delta U_{14} = 10,270 + 2,360 = 12,630\% < 16\%.$$

З обчислень видно, що мережа схожа на результати за тривало допустимим струмом і втратам по напрузі для післяаварійного режиму.

2.3. Визначення числа та параметрів трансформаторів на підстанціях споживачів

Кількість трансформаторів на підстанціях 110 кВ оприділяється категоріями електроспоживачів по ступеню надійності.

Для третьої категорії по надійності електропостачання, на трансформаторних підстанціях встановлюється, як правило, один трансформатор. Номінальна потужність такого трансформатора $S_{\text{ном}}$ обирається виходячи з максимуму розрахункового навантаження споживачів даної підстанції які працюють в режимі максимальних навантажень[2]:

$$S_{ном} \geq \frac{S_{max}}{0,9}$$

Константа 0,9 є коефіцієнтом завантаження трансформатора в режимі максимальних навантажень.

В випадку наявності в мережі електропостачання споживачів і першої або другої категорії, то, згідно з ПУЕ, на підстанції необхідно встановлювати два трансформатори. Номінальна потужність такого трансформаторів вибирається виходячи з двох умов[8].

По-перше:

$$S_{ном} \geq \frac{S_{max}}{2 \cdot 0,9}$$

По-друге, у післяаварійному режимі, що виник у результаті вимкнення з робочого стану одного із трансформаторів, повинно забезпечуватись електропостачання споживачів для першої та другої категорій $S_{max(I,II)}$ з урахуванням максимального навантаження трансформатора, який залишається в роботі. Згідно [4] якщо завантаження трансформатора в режимі найбільших навантажень не перевищує $0,93 \cdot S_{ном}$, то для післяаварійного режиму допускається перевантаження трансформатора на $0,4 \cdot S_{ном}$ понад його номінальної робочої потужності протягом п'яти діб при максимальному навантаженні загальною тривалістю не більше шести годин на добу[9]:

$$S_{ном} \geq \frac{S_{max(I,II)}}{1,4}$$

В таких мережі для забезпечення споживачів електроенергією як правило використовуються комплектні трансформаторні підстанції блокового типу. Кількість трансформаторів та їх потужність визначаємо за категорією споживачів, відповідно з визначеними потужностями, наведеними вище.

Для першої підстанції :

$$S_{ном1} \geq \frac{S'_1}{2 \cdot 0,9} = \frac{32,735}{2 \cdot 0,9} = 18,186 \text{ MVA} ;$$

$$S_{ном1} \geq \frac{0,4 \cdot S'_1}{1,4} = \frac{0,4 \cdot 32,735}{1,4} = 9,353 \text{ MVA}$$

Для встановлення на БКТП вибираємо два трансформатори типу ТДН-25000/110.

Для другої підстанції розраховуємо:

$$S_{ном2} \geq \frac{S'_2}{1 \cdot 0,9} = \frac{18,134}{1 \cdot 0,9} = 20,149 \text{ MVA}$$

$$S_{ном2} \geq \frac{0,4 \cdot S'_2}{1,4} = \frac{0,4 \cdot 18,134}{1,4} = 5,181 \text{ MVA}$$

Для встановлення на БКТП вибираємо один трансформатор типу ТМН-25000/110.

Для третьої підстанції розраховуємо:

$$S_{ном3} \geq \frac{S'_3}{2 \cdot 0,9} = \frac{9,781}{2 \cdot 0,9} = 5,434 \text{ MVA};$$

$$S_{ном3} \geq \frac{0,4 \cdot S'_3}{1,4} = \frac{0,4 \cdot 9,781}{1,4} = 2,795 \text{ MVA}$$

Для встановлення на БКТП вибираємо два трансформатори типу ТМН-6300/110.

Для четвертої підстанції розраховуємо:

$$S_{ном4} \geq \frac{S'_4}{2 \cdot 0,9} = \frac{21,991}{2 \cdot 0,9} = 12,212 \text{ MVA};$$

$$S_{ном4} \geq \frac{0,4 \cdot S'_4}{1,4} = \frac{0,1 \cdot 21,991}{1,4} = 6,283 \text{ MVA}$$

Для встановлення на БКТП вибираємо два трансформатори типу ТДН-16000/110.

У таблиці 2.9 визначені параметри обраних трансформаторів.

Таблиця 2.9 - Параметри силових трансформаторів по першому та другому варіантам[9]

№ ПС	Позначення трансформатора	$S_{\text{ном.}}$ МВА	$U_{\text{ВН}}$ кВ	$U_{\text{НН}}$ кВ	Межа регулювання	$\Delta P_{\text{х.}}$ МВт	$\Delta P_{\text{до}}$ МВт	$\Delta Q_{\text{х.}}$ МВАр	$R_{\text{тр}}$ Ом	$X_{\text{тр}}$ Ом
1	ТМН- 25000/110/35/6,3	25	115	6,3	$\pm 9 \times 1,78\%$	0,027	0,12	0,175	2,539	55,545
2	ТМН- 25000/110/35/6,3	25	115	6,3	$\pm 9 \times 1,78\%$	0,027	0,12	0,175	2,539	55,545
3	ТМН- 6300/110/35/6,3	6,3	115	6,3	$\pm 9 \times 1,78\%$	0,0115	0,044	0,0504	14,661	220,417
4	ТМН- 16000/110/35/6,3	16	115	6,3	$\pm 9 \times 1,78\%$	0,019	0,085	0,112	4,391	86,789

Висновки по другому розділу

Проведений попередній розрахунок варіантів побудови районної мережі.

Вибрані силові трансформатори. Розраховані режими найбільших навантажень мережі та силових трансформаторів.

РОЗДІЛ 3

УТОЧНЕНИЙ РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ ВИБРАНОГО ВАРІАНТА ПОБУДОВИ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

3.1 Режим найбільших навантажень

3.1.1 Розрахункові навантаження підстанції

В процесі розрахунку системи електропостачання необхідно при обчисленні розрахункових навантажень підстанцій враховувати зарядні потужності повітряних ліній, які підходять до підстанції, а також втрати активної та реактивної потужностей у трансформаторах.

Зарядні реактивні потужності ліній визначаємо за виразом[7]:

$$Q_{\text{сділ}} = U_H^2 \cdot b_0 \cdot l_{\text{діл}} \cdot n_{\text{лан}},$$

де b_0 - ємнісна провідність лінії з дротом обраного перерізу [2];

Дані розрахунків наведено у таблиці 16.

Таблиця 3.1 - Зарядні потужності ЛЕП

Ділянка	$U_{\text{ном}}$, кВ	L , км	Кількість ланцюгів, $n_{\text{лан}}$	Марка проводу	$b_0 \cdot 10^{-6}$ (см/км)	$Q_{\text{с}/2}$, (МВАр)	$\Delta U_{\text{діл}}$, кВ
А-3	110	55	2	АС-120/19	2,66	3,540	2,649
3-2	110	65	1	АС-120/19	2,66	2,092	2,804
А-1	110	60	2	АС-120/19	2,66	3,862	5,649
1-4	110	50	1	АС-120/19	2,66	1,609	2,595

За даними з таблиці 3.1 визначаємо втрати потужностей в трансформаторах. Вони складаються з двох видів : втрати холостого ходу та навантажувальних втрат.

Визначимо втрати холостого ходу (втрати в сталі) [7]:

$$\Delta S_{\text{хх}} = n_{\text{ТР}} \cdot (\Delta P_{\text{хх}} + j \Delta Q_{\text{хх}})$$

Величина навантажувальних втрат (втрати в обмотках) обчислюються за виразом [7]:

$$\Delta S_{\text{к}} = \frac{S_{\text{нб}}^2}{n_{\text{ТР}} \cdot S_{\text{номТР}}^2} \cdot (\Delta P_{\text{к}} + j \frac{u_{\text{к}\%}}{100})$$

Розрахункові навантаження підстанцій визначаємо за виразом[6]:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{розр} = \underline{P}_{розр} + j\underline{Q}_{розр} = P_{нб} + n_{TP} \cdot \Delta P_{xx} + \frac{S_{нб}^2 \cdot \Delta P_{\kappa}}{n_{TP} \cdot S_{номTP}^2} + \\ + j(Q_{нб} - Q_{KV} + n_{TP} \cdot \Delta Q_{xx} + \frac{S_{нб}^2 \cdot u_{\kappa\%}}{n_{TP} \cdot S_{номTP}^2 \cdot 100} - \frac{\sum Q_{Cдil}}{2}) \end{aligned}$$

Для першої підстанції:

$$\begin{aligned} \underline{P}_{расч1} + j\underline{Q}_{расч1} = 28,5 + 2 \cdot 0,027 + \frac{38,0^2 \cdot 0,12}{2 \cdot 25^2} + \\ + j(25,135 - 16,623 + 2 \cdot 0,175 + \frac{38,0^2 \cdot 10,5}{2 \cdot 25^2 \cdot 100} - 3,540) = 28,693 + j8,354 \text{ MВт} \end{aligned}$$

Уточнений розрахунок навантажень для інших підстанцій виконується аналогічно чином. Результати представлені в таблиці 3.2.

3.1.2 Розрахунок режиму максимальних навантажень

Для розрахунку складемо схему мережі (рис.3.1) та виконаємо уточнений розрахунок потокорозподілу. Починаємо з ділянки 3-2:

$$\begin{aligned} S_{14}^{\kappa} = S_{расч4} = 19,356 + j6,608 \text{ МВА}; \\ \Delta S_{13} = \frac{(S_{13}^{\kappa})^2}{U_{н}^2} z_{13} = \frac{19,356^2 + 6,608^2}{110^2} (6,225 + j21,350) = 0,215 + j0,738 \text{ МВА}; \\ S_{13}^{\eta} = S_{13}^{\kappa} + \Delta S_{13} = 19,356 + j6,608 + 0,215 + j0,738 = 19,571 + j7,346 \text{ МВА}. \\ S_{A1}^{\kappa} = S_{расч1} + S_{13}^{\eta} = 28,693 + j8,354 + 19,571 + j7,346 = 48,264 + j15,699 \text{ МВА}; \\ \Delta S_{A1} = \frac{(S_{A1}^{\kappa})^2}{U_{н}^2} z_{A1} = \frac{48,264^2 + 15,699^2}{110^2} (7,470 + j12,810) = 1,590 + j2,727 \text{ МВА}; \\ S_{A1}^{\eta} = S_{A1}^{\kappa} + \Delta S_{A1} - \frac{Q_{CA1}}{2} = 37,883 + j19,647 + 0,262 + j0,45 - j0,225 = 38,145 + j19,872 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Розраховуємо аналогічним чином потоки потужності для інших ділянок. По результатам обчислень будемо розрахункову схему.

3.1.3 Визначення дійсної напруги на шинах підстанцій

Відповідно до завдання, на шинах джерела живлення при всіх режимах роботи мережі, повина підтримується напруга на 2% вищою за номінальну, тобто:

$$U_{РПП1} = 1,02 \cdot U_{ном} = 1,02 \cdot 110 = 112,2 \text{ кВ}.$$

, Враховуючи втрати напруги на дільницях мережі визначаємо дійсну напругу на шинах ВН підстанцій. Розрахунок починаємо від джерела

живлення з поступовим наближенням до найбільш віддалених пунктів мережі [5].

Для ділянки А-1:

$$U_{BH1} = U_{PMP} - \Delta U_{A1} = U_{PMP} - \frac{P_{A1} \cdot r_{A1} + Q_{A1} \cdot x_{A1}}{U_{PMP}} =$$

$$= 112,2 - \frac{49,854 \cdot 7,470 + 17,622 \cdot 12,810}{112,2} = 112,2 - 5,331 = 106,870 \text{ кВ}$$

Для решти споживачів розрахунок проводиться аналогічним чином, результати розрахунку зведені до таблиці 3.3.

Перевіряємо величину регульовального діапазону пристроїв РПН трансформаторів на першій підстанції з точки зору його достатності. Визначаємо нижчу напругу, наведену до сторони вищої напруги:

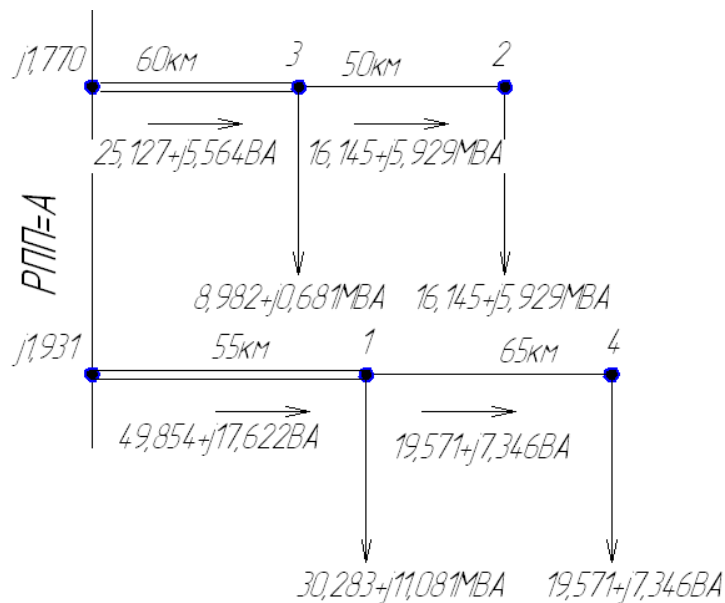


Рисунок 3.1. Потокорозподіл режиму максимальних навантажень

$$U'_{HH1} = \frac{U_{BH1}}{2} + \sqrt{\left(\frac{U_{BH1}}{2}\right)^2 - \left(\frac{P_{расч1} \cdot r_{TP1} + Q_{расч1} \cdot x_{TP1}}{n_{TP}}\right)} =$$

$$= \frac{106,870}{2} + \sqrt{\left(\frac{106,877}{2}\right)^2 - \frac{28,693 \cdot 2,539 + 8,354 \cdot 55,545}{2}} = 104,295 \text{ кВ}$$

Розрахуємо коефіцієнт трансформації для необхідного рівня напруги на шинах нижчої напруги в режимі максимальних навантажень який на 5%

більше від номінального значення, тобто для 110 кВ це 6,6 кВ:

$$K_{mp1} = \frac{U'_{HH1}}{U_{HH\text{жел}}} = \frac{104,295}{6,3} = 16,555$$

Розрахуємо номер відгалуження регулювання для пристрою РПН, на якому буде забезпечуватися необхідний коефіцієнт трансформації:

$$n_{отв} = \frac{\left(\frac{K_{TP} \cdot U_{HHном}}{U_{ВНном}} - 1 \right)}{\Delta U_{отв}} = \frac{\left(\frac{16,555 \cdot 6,3}{115} - 1 \right)}{0,0178} = -5,61$$

Округлюємо розрахункову величину до цілого числа $\Rightarrow n = -6$

Визначаємо дійсну напругу на шинах ПН першої підстанції при роботі в режимі максимальних навантажень коли трансформатори працюють на відгалуженні РПН рівним -7:

$$U_{HH \text{ действит}} = \frac{U'_{HH1} \cdot U_{HH}}{U_{ВН} \cdot (1 + n_{отв} \cdot \Delta U_{отв})} = \frac{104,295 \cdot 6,3}{115 \cdot (1 - 6 \cdot 0,0178)} = 6,701 \text{ кВ}$$

Для решти споживачів обчислення проводяться аналогічно. Результати обчислень зведемо в таблицю 18.

Таблиця 3.4 - Дійсна напруга на шинах підстанцій

№ ПС	U _{вн} , кВ	n _{тр}	R _{тр} Ом	X _{тр} Ом	U _{ВНном} , кВ	U _{ННном} , кВ	U _{ННбаз} , кВ	U' ПН, кВ	K _{тр}	n відп.	U _{ННдій} , кВ
1	106,869	2	2,539	55,545	115	6,0	6,3	104,295	16,5	-6	6,701
2	109,569	1	2,539	55,545	115	6,0	6,3	106,432	16,8	-5	6,705
3	111,581	2	14,661	220,417	115	6,0	6,3	110,961	17,6	-3	6,727
4	109,716	2	4,391	86,789	115	6,0	6,3	106,629	16,9	-5	6,717

3.2 Розрахунок режиму найменших навантажень

У режимі найменших навантажень значно зменшуються потоки потужності по лініях електропередачі, тому на всіх підстанціях зростають напруги.

При роботі в режимі мінімальних навантажень в першу чергу розраховуються навантаження для підстанцій. Відповідно до вихідних даних розраховуємо активну потужність кожного споживача для даного режиму. Величина споживаної реактивної потужності також зменшується, тому частин компенсуючих пристроїв може бути відключена.

Таблиця 3.2 - Розрахункові навантаження підстанції режиму найбільших навантажень

№ ПС	$P_{\text{абі}},$ МВт	$Q_{\text{абі}},$ МВАр	$S_{\text{абі}},$ МВА	$n_{\text{тр}}$	$S_{\text{ном}},$ МВА	$\Delta P_{\text{х}},$ МВт	$\Delta P_{\text{к}},$ МВт	$\Delta Q_{\text{х}},$ МВАр	$U_{\text{к}}\%$	$Q_{\text{с}/2},$ МВАр	$Q_{\text{ку}},$ МВАр	$P_{\text{роз}},$ МВт	$Q_{\text{роз}},$ МВАр	$S_{\text{роз}},$ МВА
1	28,5	25,135	38,000	2	25	0,027	0,12	0,175	10,5	3,540	16,623	28,693	8,354	29,884
2	15,8	20,524	25,902	1	25	0,027	0,12	0,175	10,5	2,092	16,144	15,956	5,281	16,807
3	8,5	9,675	12,879	2	6,3	0,0115	0,044	0,0504	10,5	3,862	7,245	8,615	0,051	8,615
4	19,2	18,506	26,667	2	16	0,019	0,085	0,112	10,5	1,609	12,846	19,356	6,608	20,453

Таблиця 3.5- Розрахункові навантаження підстанції режиму найменших навантажень

№ ПС	$P_{\text{мін}},$ МВт	$\text{tg}\varphi$	$Q_{\text{мін}},$ МВАр	$Q'_{\text{х}},$ МВА	$Q'_{\text{мін}},$ МВАр	$S'_{\text{мін}},$ МВАр	S випадку, МВА	$n_{\text{тр}}$	$\Delta P_{\text{х}},$ МВт	$\Delta P_{\text{к}},$ МВт	$\Delta Q_{\text{х}},$ МВАр	$U_{\text{к}}\%$	$Q_{\text{с}/2},$ МВАр	$P'_{\text{мін}},$ МВт	$Q''_{\text{мін}},$ МВАр	$S''_{\text{мін}},$ МВА
1	15,675	0,912	14,294	8,55	5,744	16,694	16,771	2	0,027	0,12	0,175	10,5	3,540	15,756	3,139	16,065
2	8,69	1,329	11,549	8,1	3,449	9,349	11,859	1	0,027	0,12	0,175	10,5	2,092	8,734	1,899	8,938
3	4,675	1,168	5,462	3,6	1,862	5,032	4,555	2	0,0115	0,044	0,0504	10,5	3,862	4,712	-1,689	5,006
4	10,56	0,994	10,495	6,3	4,195	11,363	10,698	2	0,019	0,085	0,112	10,5	1,609	10,619	3,233	11,101

Так як в завданні не визначені критерії зниження споживаної потужності, то в якості вихідних даних приймаємо наступні: активна потужність зменшується на 45%, а $\tan \phi$ зростає на 0,03. Вважаємо також, що не змінюється $\tan \phi$ енергосистеми [4].

Для першого споживача:

$$P_{\min 1} = (1 - 0,45) \cdot P_{\text{нб1}} = 0,55 \cdot 28,5 = 15,675 \text{ кВт};$$

$$Q_{\min 1} = P_{\min 1} \cdot (\tan \phi_{\text{нб1}} + 0,03) = 15,675 \cdot (0,909 + 0,03) = 15,675 \cdot 0,912 = 14,294 \text{ МВАр}$$

Обчислення для інших споживачів виконуємо аналогічн. Результати обчислень заносимо до таблиці 3.5.

Розрахуємо потужність конденсаторних батарей та їх кількість для компенсації реактивної потужності:

$$Q_{KV} = Q_{\min 1} - P_{\min 1} \cdot \tan \phi_{\text{сум}} = 20,145 - 15,95 \cdot 0,456 = 12,878 \text{ Мвар}$$

$$n_{\text{бат}} = \frac{Q_{KV}}{Q_{\text{бат}}} = \frac{12,878}{0,45} = 28,618 \Rightarrow n_{\text{бат}} = 29 \text{ шт} \Rightarrow Q'_{KV} = n_{\text{бат}} \cdot Q_{\text{бат}} = 29 \cdot 0,45 = 13,05 \text{ Мвар}$$

$$Q'_{\min 1} = Q_{\min 1} - Q'_{KV} = 20,145 - 13,05 = 7,095 \text{ Мвар}$$

Розраховуємо загальну потужність першого споживача :

$$S'_{\min 1} = \sqrt{(P_{\min 1})^2 + (Q'_{\min 1})^2} = \sqrt{15,95^2 + 7,095^2} = 17,457 \text{ Мвар}$$

Для режиму мінімальних навантажень можна вимкнути на підстанції один трансформатор, при виконанні умови: $S_{\text{вимк}} > S'_{\min}$

Для трансформатора ТРДН-25000/110 у споживача 1:

$$S_{\text{откл}} = S_H \cdot \sqrt{n_{TP} \cdot \frac{\Delta P_x}{\Delta P_k}} = 25 \cdot \sqrt{2 \cdot \frac{27}{120}} = 16,771 \text{ МВт} < S'_{\min} = 17,457 \text{ Мвар}$$

Так як мова не виконується, тому в роботі залишаємо два трансформатори.

Витрати потужності на трансформаторах розраховуються як і для режиму максимальних навантажень. Результати розрахунків заносимо до таблиці 3.4. При цьому залишаємо незмінними зарядні потужності ЛЕП для режиму максимальних навантажень,.

$$P'_{\min 1} = P_{\min 1} + \Delta P_{TPx} + \Delta P_{TPk} = 15,95 + 0,054 + 0,029 = 16,033 \text{ МВт}$$

$$Q''_{\min 1} = Q'_{\min 1} + \Delta Q_{TPx} + \Delta Q_{TPk} - \sum \frac{Q_C}{2} = 7,095 + 0,35 + 0,64 - 0,509 = 7,576 \text{ Мвар}$$

Аналогічно розраховуємо інші споживачі. Результати обчислень заносимо до таблиці 3.4.

Уточнений поточкорозподіл в режимі найменших навантажень виконуємо аналогічно режимові максимальних навантажень. Потоки потужності режиму найменших навантажень показано на рис.3.2.

Дійсна напруга на шинах підстанцій для режиму найменших навантажень розраховується аналогічно як і для режиму максимальних навантажень, враховуючи кількість трансформаторів які знаходяться в роботі. Для того щоб величина втрат потужності в мережі для всіх режимів роботи не перевищувала допустиму, на шинах джерела живлення повинна підтримуватися напруга на 1% вище номінальної так само, як і для режиму максимальних навантажень [8].

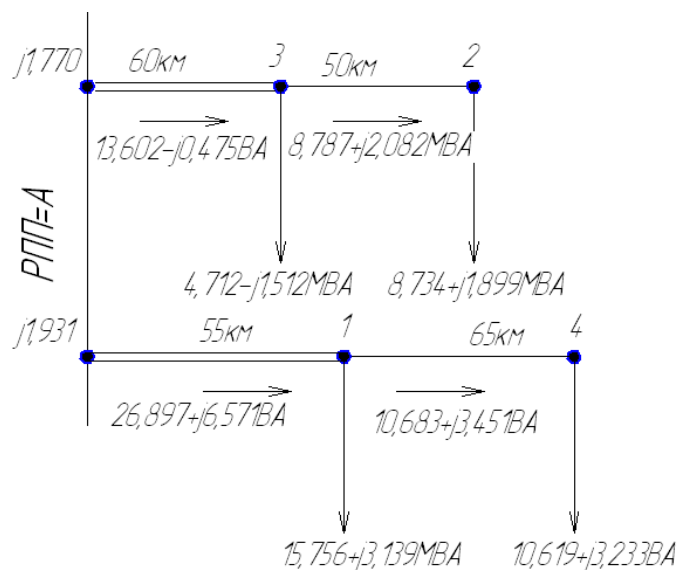


Рисунок 3.2. Поточкорозподілення режиму мінімальних навантажень
Результати розрахунків представлені у таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 - Дійсна напруга на шинах підстанцій у режимі найменших навантажень

№ ПС	U _{ВН} , кВ	N тр	R тр, Ом	Xтр, Ом	U _{ВН ном} кВ	U _{НН ном} кВ	U _{НН баж.} кВ	U' _{НН} , кВ	Kтр	n _{від}	U _{НН дій} кВ
1	109,659	2	2,539	55,545	115	6,6	6,3	108,631	17,243	-4	6,712
2	110,855	1	2,539	55,545	115	6,6	6,3	109,550	17,389	-3	6,642
3	111,089	2	14,661	220,417	115	6,6	6,3	106,364	16,883	-5	6,701
4	110,951	2	4,391	86,789	115	6,6	6,3	110,107	17,477	-3	6,676

Як видно з таблиці 3.5, у режимі мінімальних навантажень трансформатори здатні підтримувати необхідний рівень напруги на шинах НН підстанцій споживачів.

3.3 Розрахунок післяаварійного режиму

Для нашого випадку обраний варіант радіально-магістральної мережі, яка складається з двох незалежних одна від одної ділянок, тому для розрахунку післяаварійного режиму виконуємо обрив одної із ліній головної ділянки А-1 та А-3. Для першої та третьої підстанцій розрахункове навантаження зміниться на половину зарядної потужності обраних ліній. В наслідок чого струм який протікає по лінії, що залишився в роботі, збільшиться вдвічі, і відповідно зміняться параметри головних ділянок. Відповідно відбудеться а вдвічі збільшення опору і, отже, втрати робочої напруги та активної потужності.

Усі параметри мережі відповідають режиму максимальних навантажень, крім параметрів головних ділянок які являються пошкодженими, за рахунок зміни зарядної потужності та опорів ЛЕП [3].

Розрахунки для післяаварійного режиму проводяться аналогічно режиму максимальних навантажень.

На рисунку 3.4 зображено поточкорозподіл післяаварійного режиму. Діючі напруги на шинах підстанцій в післяаварійному режимі представлені в таблиці 3.6.

Таблиця 3.6 - Дійсна напруга на шинах підстанцій у післяаварійному режимі

№ ПС	U _{ВН} , кВ	П _{тр}	R _{тр} , Ом	X _{тр} , Ом	U _{ВНном.} , кВ	U _{ННном.} , кВ	U _{НН баж.} , кВ	U _{НН} , кВ	К _{тр}	П _{від}	U _{НН дій.} , кВ
1	101,538	2	2,539	55,545	115	6,6	6,3	101,538	16,117	-8	6,795
2	109,569	1	2,539	55,545	115	6,6	6,3	109,569	17,392	-3	6,643
3	110,961	2	14,661	220,417	115	6,6	6,3	110,961	17,613	-3	6,727
4	109,716	2	4,391	86,789	115	6,6	6,3	109,716	17,415	-3	6,652

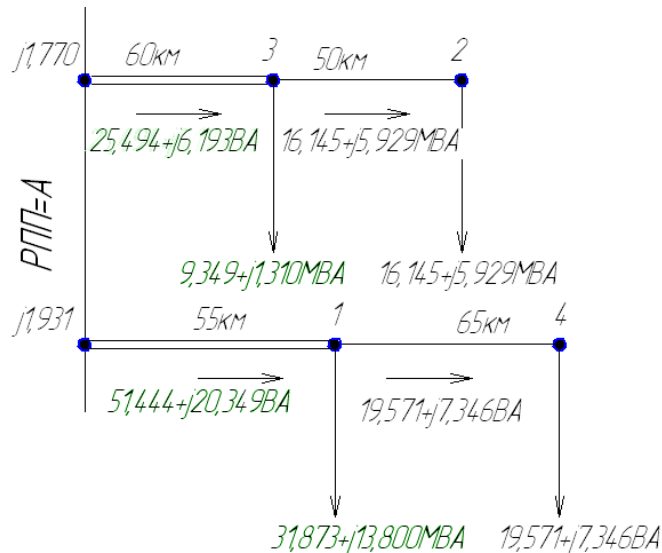


Рисунок 3.4 Потокорозподіл після аварійного режиму

3.4 Уточнення кількості батарей ККУ

Уточнюємо необхідну кількість батарей комплектних установок конденсаторів для компенсації реактивної потужності. Для цього підсумовуємо потоки активної та реактивної потужності на початку ділянок для режиму найбільших навантажень [8]:

$$P_{\Sigma} = P''_{A3} + P''_{A1} = 49,854 + 25,127 = 74,981 \text{ MWt}$$

$$Q_{\Sigma} = Q''_{A3} + Q''_{A1} = 17,622 + 5,564 = 23,185 \text{ MVar}$$

Визначаємо реактивну потужність енергосистеми:

$$Q_{\text{сист}} = P_{\Sigma} \cdot \tan \phi_{\text{сист}} = 74,981 \cdot 0,363 = 27,214 \text{ MVar}$$

Так як $Q_{\text{сист}} > Q_{\Sigma}$, то для збереження балансу збільшити загальну кількість батарей ККУ не потрібно.

Висновки по третьому розділу

Усі параметри мережі відповідають режиму найбільших навантажень, крім параметрів пошкоджених головних ділянок, на яких змінюються зарядні потужності та опори ЛЕП.

ВИСНОВКИ

В роботі було виконане проектування частини районної мережі в складі чотирьох споживачів електричної енергії. Для цього спочатку були проаналізовані варіанти різної конфігурації мережі з детальним аналізом кожного варіанту.

Були відібрані два варіанти представлених мереж для яких виконаний попередній розрахунок навантажень, а також виконано техніко-економічне порівняння вибраних варіантів та визначений найкращий з них.

Визначені необхідні потужності трансформаторів на підстанціях споживачів та обрані їх параметри.

Потім був виконаний уточнений розрахунок у режимах найбільших та найменших навантажень, а також розрахунок післяаварійного режиму.

Виконано перевірку достатності регульовального діапазону трансформаторів.

Складено загальний баланс потужності для вибраних схем побудови мереж. В результаті розрахунків з'ясовано, що мережа, що проектується, для електропостачання споживачів електричної енергії дозволяє підтримувати напругу на шинах споживачів відповідно до ДСТУ.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок/ МІНІСТЕРСТВО ЕНЕРГЕТИКИ ТА ВУГІЛЬНОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ УКРАЇНИ/ Наказ №476 від 21.07.2017р.- Київ, 2017.
2. Основи електропостачання сільського господарства : Навчальний

посібник / О. І. Коваленко, Л. Р. Коваленко, В. О. Мунтян, І. П. Радько. – Мелітополь: ТОВ «Видавничий будинок ММД», 2011 – 462 с.

3. Харченко В.Ф. Електропостачання міст і промислових підприємств: Конспект лекцій для студентів 4 - 5 курсів денної і заочної форм навчання напряму підготовки 0906 „Електротехніка” (6.050701 „Електротехніка та електротехнології”) / В.Ф. Харченко; Харк. нац. акад. міськ. госп-ва. – Х.: ХНАМГ, 2011. – 168 с.

4. Півняк Г. Г. Розрахунки електричних мереж систем електропостачання : навч. посібник / Г. Г. Півняк, Г. А. Кігель, Н. С. Волотковська; за ред. Г. Г. Півняка. – 4-те вид, доопрац. і доп. – Дніпро: Національний гірничий університет, 2011. – 223 с.

5. Шкрабець Ф.П. Ш 64 Електропостачання: навч. посіб. / Ф.П.Шкрабець; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – Д.: НГУ, 2015. – 540 с.

6. Електрична частина станцій і підстанцій: Навч. посібник / А.О.Омельчук. - К.: ЦП «КОМПРИНТ», 2017. - 479 с.

7. Мілих В.І. М75 Електропостачання промислових підприємств : Підручник для студентів електромеханічних спеціальностей / В.І. Мілих, Т.П. Павленко. – Харків : ФОП Панов А. М., 2016. – 272 с.

8. Василега П. О. Електропостачання : підручник / П. О. Василега. – Суми : Сумський державний університет, 2019. – 521

9. ДСТУ 3270-95 Трансформатори силові. Терміни та визначення

10. М.С. Сегеда «Електричні мережі та системи». Підручник - Львів. Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2007.

11. І.Ю. Литвин. Електричні апарати. Курс лекцій для студ. напряму 80252923 “Електротехніка і електротехнології” денної та заочної форм навчання. – К.: НУХТ, 2232 – 88с.