

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ ІМЕНІ ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»
ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГОТЕХНІКИ ТА АВТОМАТИКИ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ТА СИСТЕМ**

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

В.В. Кирик
“ ____ ” _____ 2020 р.

Дипломний проект

освітній ступінь «бакалавр»

зі спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка
(код спеціальності)

на тему: «Оптимізація конфігурації і розрахунок опорних режимів роботи
районної електричної мережі 110 кВ»

Виконав: студент IV курсу, групи ЕС-61
(шифр групи)

Буряк Анна Романівна
(прізвище, ім'я, по батькові)

(підпис)

Керівник проекту: _____
(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Консультант:

(назва розділу ДП) (вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Рецензент: _____
(посада, науковий ступінь, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

(підпис)

Засвідчую, що у цьому дипломному проекті немає запозичень з
праць інших авторів без відповідних посилань.

Студент _____
(підпис)

Київ – 2020 року

**Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»**

Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра електричних мереж та систем

Освітній ступінь «Бакалавр»
Спеціальність – 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»

Овітня програма – «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

_____ В.В. Кирик
(підпис) (ініціали, прізвище)

«__» _____ 2020 р.

ЗАВДАННЯ
на дипломний проект студенту
Буряк Анні Романнівні
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту «Оптимізація конфігурації і розрахунок опорних режимів роботи районної електричної мережі 110 кВ»
керівник проекту Паненко Олена Миколаївна, асистент, затверджені наказом по університету від «28» квітня 2020 р. № 1048-с.
2. Строк подання студентом проекту «11» червня 2020 р.
3. Вихідні дані до проекту: додаток до завдання на ДП РЕМ.
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки:
 - 4.1. Провести синтез конфігурації електричної мережі.
 - 4.2. Обрати трансформатори для встановлення на підстанціях

- 4.3. Розрахувати параметри схеми заміщення мережі
- 4.4. Розрахунок режимів роботи електричної мережі – режиму максимальних навантажень та післяаварійного.
- 4.5. Визначення регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ силових трансформаторів.
- 4.6. Дослідження сучасних систем виявлення пошкоджень в лініях електропередавання.

5. Перелік графічного матеріалу:

- 5.1. Вибір оптимальної конфігурації РЕМ.
- 5.2. Принципова схема РЕМ і розрахунок режимів роботи мережі.
- 5.3. Сучасні системи виявлення пошкоджень в лініях електропередавання.

6. Консультанти розділів проекту

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв

7. Дата видачі завдання «13» квітня 2020 року.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту	Строк виконання етапів проекту	Примітка
1	Вибір конфігурації схеми та розрахунок режимів роботи мережі	16.04.20 – 24.04.20	
2	Дослідження сучасних систем виявлення пошкоджень в лініях електропередавання	27.04.20 – 10.05.20	
3	Підготовка креслень	12.05.20 – 19.05.20	
4	Оформлення пояснювальної записки	21.05.20 – 01.06.20	

Студент

_____ (підпис)

Буряк А.Р.

Керівник проекту

_____ (підпис)

Паненко О. М.

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
"КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО"
КАФЕДРА ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ТА СИСТЕМ

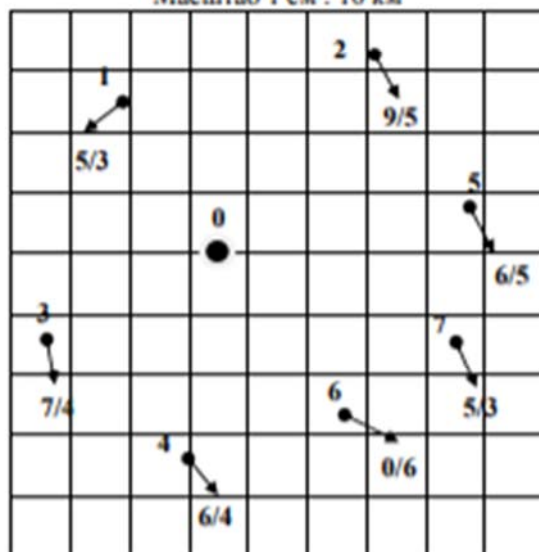
Студент Буряк А.

Група ЕС-61

ДОДАТОК

до завдання на бакалаврську роботу
«Оптимізація конфігурації і розрахунок опорних режимів роботи районної електричної мережі 110 кВ»

Ситуаційний план
Масштаб 1 см : 10 км



ВИХІДНІ ДАНІ

- номінальна напруга мережі $U_H = 110$ кВ;
- балансуючий пункт у точці 0;
- відстань між пунктами L (км) та активні потужності пунктів P (МВт) за ситуаційним планом;
- $\cos \varphi_{CH} \underline{0,85}$ $\cos \varphi_{NH} \underline{0,87}$, $T_{max} = \underline{5500}$ (год/рік);
- до пунктів підключені споживачі 1-ої та 2-ї категорій;
- географічний район спорудження мережі: Україна;
- район за ожеледдю: I-II;
- матеріал опор: залізобетон.

ПРИМІТКИ

1. На ситуаційному плані дріб означає активне навантаження: чисельник – на стороні СН, знаменник – на стороні НН.
2. Для техніко-економічного порівняння варіантів виконати синтез декількох різноманітних двоконтурних схем електричної мережі.

" " _____ 2020 р.

Керівник _____ Паненко О.М.

Пояснювальна записка до дипломного проекту

на тему: «Оптимізація конфігурації і розрахунок опорних режимів роботи районної електричної мережі 110 кВ»

Київ – 2020 року

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проект	2	
2	A4	ДП0101.141.001 ПЗ	Пояснювальна записка	94	
3	A1	ДП0101.141.001 ТК	Вибір оптимальної конфігурації електричної мережі	1	
4	A1	ДП0101.141.001 ТК	Результати розрахунків режимів роботи мережі	1	
5	A1	ДП0101.141.001 ТК	Сучасні системи виявлення пошкоджень в лініях електропередавання	1	

					ДП6101.141.001 ПЗ		
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>			
<i>Розробив</i>	Буряк А.Р.				<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Перевірів</i>	Паненко О.М.						
<i>Н. Контр.</i>	Паненко О.М.				НТУУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського» ФЕА, гр. ЕС-61		
<i>Затвердив</i>	Кирик В.В.						
					Оптимізація конфігурації і розрахунок опорних режимів роботи районної електричної мережі 110 кВ		

РЕФЕРАТ

Обсяг – 95 сторінок машинописного тексту.

Ілюстрацій – 28. Таблиць – 53.

Основною метою проекту є вибір оптимальної конфігурації схеми мережі напругою 110 кВ з п'яти варіантів із використанням методу граничних моментів. На основі даного методу було відібрано два варіанти конфігурації мережі, з яких був обраний оптимальний, шляхом їх техніко-економічного порівняння. В пунктах мережі була обрана кількість та потужність трансформаторів, та розраховані параметри Z-схеми заміщення мережі. Для обраного варіанту конфігурації схеми проведений електричний розрахунок режиму максимальних навантажень та післяаварійного. В останньому розділі проекту досліджено сучасні системи виявлення пошкоджень в лініях передавання та їх принцип дії.

Бакалаврський проект містить пояснювальну записку та графічну частину, яка складається з 3 креслень.

РЕЖИМ РОБОТИ, НАПРУГА, СТРУМ, СИЛОВИЙ ТРАНСФОРМАТОР,
РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ, ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ, ПІДСТАНЦІЯ,
ОПР, ПРОВІДНІСТЬ, РАЙОННА ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА.

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						6
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ABSTRACT

Volume –95 pages of typewritten text.

Illustrations – 28. Tables – 53.

The main goal of the project is to select the optimal configuration of the 110 kV network scheme from five variants using the method of limit moments. Based on this method, two network configuration options were selected, from which the optimal one was selected by their technical and economic comparison. The number and power of transformers were selected at the network points, and the parameters of the Z-scheme of grid were calculated. For the selected variant of the configuration of the scheme the electric calculation of the mode of the maximum loads and emergency mode is carried out. The last section of the project examines modern systems for detecting damage in interleaving lines and their principle of operation.

The bachelor project contains an explanatory note and a graphic part consisting of 3 drawings.

OPERATING MODE, VOLTAGE, CURRENT, POWER TRANSFORMER,
VOLTAGE REGULATION POWER LINE SUBSTATION , RESISTANCE, CON-
DUCTIVITY, DISTRICT ELECTRIC NETWORK.

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						7
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ.....	10
ВСТУП.....	11
1. ВИБІР КОНФІГУРАЦІЇ РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	12
1.1 Вибір оптимальної конфігурації схеми електричної мережі.....	12
1.2 Вибір типу та потужності силових трансформаторів на підстанціях.....	16
1.3 Визначення регулювальних можливостей РПН трансформаторів.....	19
1.4 Попереднє визначення потокорозподілу потужностей в замкненій мережі за довжинами ділянок (розрахунок L-схеми мережі).....	21
1.4.2 Попередній розподіл потужностей в мережі варіанту №1.....	21
1.4.2 Попередній розподіл потужностей в мережі варіанту №2.....	24
1.5 Розрахунок перерізів проводів ділянок мережі варіанту №1.....	25
1.6 Розрахунок перерізів проводів ділянок мережі варіанту №2.....	29
1.7 Перевірка обраних перерізів проводів.....	31
1.8 Перевірка обраних перерізів проводів у післяаварійному режимі.....	33
Висновки до розділу.....	36
2. РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ Z-СХЕМИ ЗАМІЩЕННЯ МЕРЕЖІ.....	37
2.1 Розрахунок параметрів схеми заміщення ЛЕП.....	37
2.2 Розрахунок параметрів схеми заміщення силових трансформаторів.....	39
2.3 Розрахункові провідності та приведені навантаження пунктів.....	42
Висновки до розділу.....	45
3. ЕЛЕКТРИЧНИЙ РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ.....	46
3.1 Розрахунок режиму роботи при максимальних навантаженнях.....	46
3.2 Розрахунок післяаварійного режиму роботи мережі.....	61
3.3 Вибір регулювальних відгалужень трансформаторів в режимі максимальних навантажень.....	74

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						8
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3.4 Вибір регулювальних відгалужень трансформаторів у післяаварійному режимі роботи мережі.....	75
4. СУЧАСНІ СИСТЕМИ ВИЯВЛЕННЯ ПОШКОДЖЕНЬ ЛІНІЯХ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ.....	77
4.1 Структура системи моніторингу пропускної здатності проводів.....	78
4.2 Можливі причини пошкоджень ЛЕП.....	80
4.3 Приклади комерційних систем моніторингу повітряних ЛЕП.....	79
4.4 Методика визначення стану ПЛ.....	85

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						9
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

БП – балансуєчий пункт;
ВН – висока напруга;
ЕС – енергосистема;
ЛЕП – лінія електропередавання;
НН – низька напруга;
ОЕС – об'єднана енергосистема;
ОПН – обмеження перенапруги;
ПБЗ – перемикач без збудження;
ПЛ – повітряна лінія електропередавання;
РЕМ – районна електрична мережа;
РЗА – релейний захист та автоматика;
РПН – регулювання під навантаженням;
СН – середня напруга;
Т – трансформатор.

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						10
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

Основним завданням електроенергетики є надійне і якісне електропостачання споживачів. Рівень розвитку енергетики відображає досягнутий техніко-економічний потенціал будь-якої країни. Тому дуже важливо при проектуванні електричних мереж, щоб:

- враховувалися усі стандарти проектування;
- економічні втрати на проектування, утримання та ремонт електричної мережі були відносно найменшими;
- значення струмів у лініях не перевищували тривалодопустимі, а напруги входили у регульовальний діапазон силових трансформаторів.

Отже, у даному дипломному проекті розглянуто розрахунок районної електричної мережі (РЕМ) напругою 110 кВ. В основі даного розрахунку лежить вибір оптимальної конфігурації схеми електричної мережі, шляхом розрахунку за методом граничних моментів. Вибір схеми здійснюється за критерієм мінімальних витрат на експлуатацію відповідної мережі.

Специфіка розрахунку режимів роботи РЕМ:

1. Існує декілька джерел енергії в системі, такі, як: балансуєчі пункти (БП) і звичайні. Перший тип пункту бере участь у покритті сумарних втрат потужності в кожному з елементів який входить до схеми заміщення і забезпечує баланс активної та реактивної потужності в системі. Другий виконує енергозабезпечення потреб споживачів в пунктах схеми.

2. Висока ступінь замкнутості. Сучасна РЕМ в складі ОЕС України складається із великої кількості вузлів та гілок, що створює контури, і призводить до певних складнощів при розрахунку, для розрахунку необхідних параметрів системи.

Для надійності електропостачання енергосистеми (ЕС) об'єднують на паралельну роботу. Враховуючи те, що ЕС, зазвичай, різних класів напруги, на підстанціях необхідним є встановлення силових трансформаторів. В складних схемах, зазвичай, нульовий пункт є балансуєчим пунктом (БП), що забезпечує баланс активної та реактивної потужності в мережі.

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						11
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Метою виконання дипломного проекту є здійснення розрахунків робочих режимів обраної мережі та перевірка її режимних параметрів у післяаварійному режимі роботи, оскільки при проектуванні будь-якої мережі досить важливим є факт дотримання усіх стандартів та вимог.

Враховуючи складнозамкненість систем, для отримання всіх режимних параметрів, виникає необхідність розв'язання нелінійних рівнянь, які описують режими роботи системи. Таким чином, отримуються більш точні значення параметрів режиму, та забезпечується контроль відповідності нормам та стандартам проектування.

Також потрібно зауважити, що ефективність і надійність передачі енергії є дуже важливим та визначається станом мереж електропостачання вцілому. Моніторинг повітряних ЛЕП з використанням Автоматизованих систем діагностичного моніторингу (АСДМ) дозволяє вирішити багато проблем в цій галузі.

Отримана від АСДМ в режимі реального часу інформація про технічний стан устаткування дозволяє персоналу приймати попереджувальні заходи для підтримки надійності електропостачання на необхідному рівні. Сформована при цьому база даних про стан обладнання є важливим елементом АСДМ.

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						12
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 ВИБІР КОНФІГУРАЦІЇ РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

1.1 Вибір оптимальної конфігурації схеми електричної мережі

Для початку знайдемо сумарні активні потужності у кожному пункті підстанції:

$$P_1 = P_{\text{CH}_1} + P_{\text{HH}_1} = 5 + 3 = 8 \text{ МВт};$$

$$P_2 = P_{\text{CH}_2} + P_{\text{HH}_2} = 9 + 5 = 14 \text{ МВт};$$

$$P_3 = P_{\text{CH}_3} + P_{\text{HH}_3} = 7 + 4 = 11 \text{ МВт};$$

$$P_4 = P_{\text{CH}_4} + P_{\text{HH}_4} = 6 + 4 = 10 \text{ МВт};$$

$$P_5 = P_{\text{CH}_5} + P_{\text{HH}_5} = 6 + 5 = 11 \text{ МВт};$$

$$P_6 = P_{\text{CH}_6} + P_{\text{HH}_6} = 0 + 6 = 6 \text{ МВт};$$

$$P_7 = P_{\text{CH}_7} + P_{\text{HH}_7} = 5 + 3 = 8 \text{ МВт};$$

Синтез конфігурації схеми проектованої РЕМ буде здійснено на основі граничних електричних моментів, шляхом порівняння п'яти варіантів двоконтурних схем (рис 1.1 – 1.5).

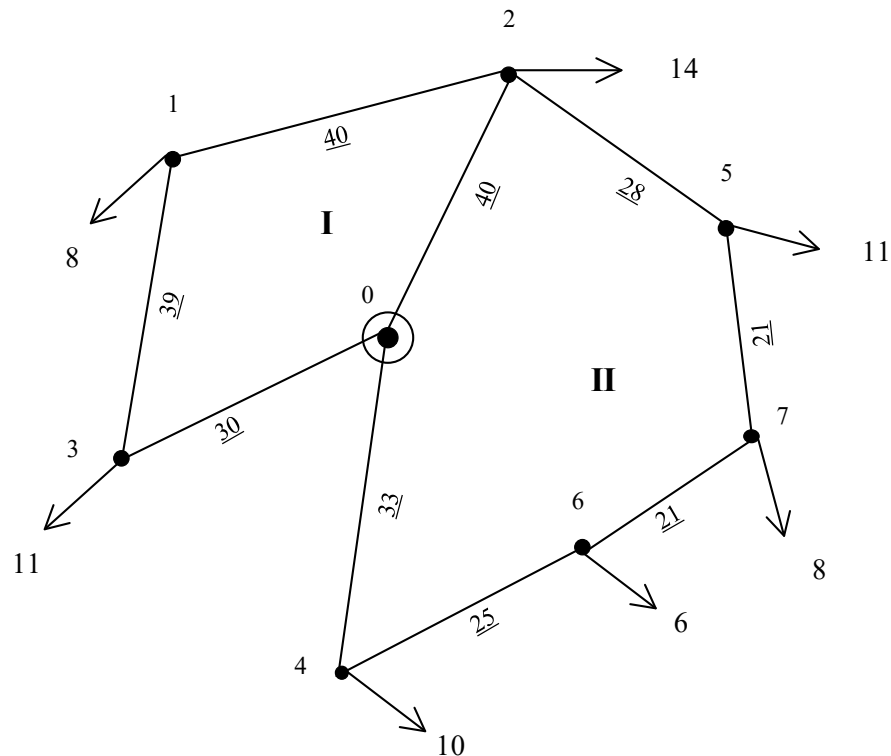


Рисунок 1.1 – Схема першого варіанту конфігурації мережі

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						13
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

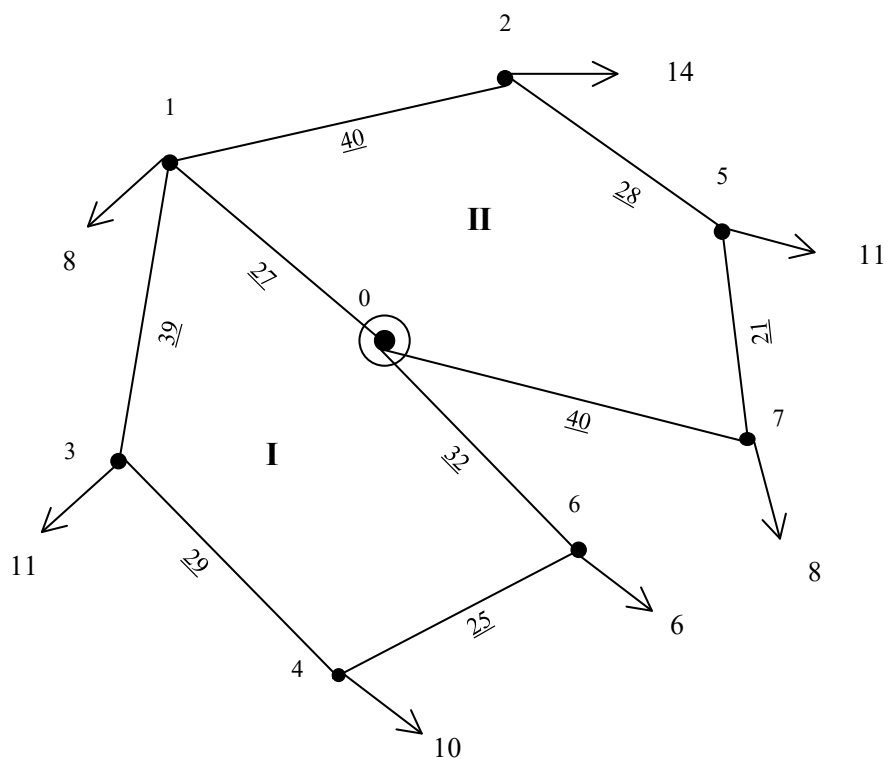


Рисунок 1.2 – Схема другого варіанту конфігурації мережі

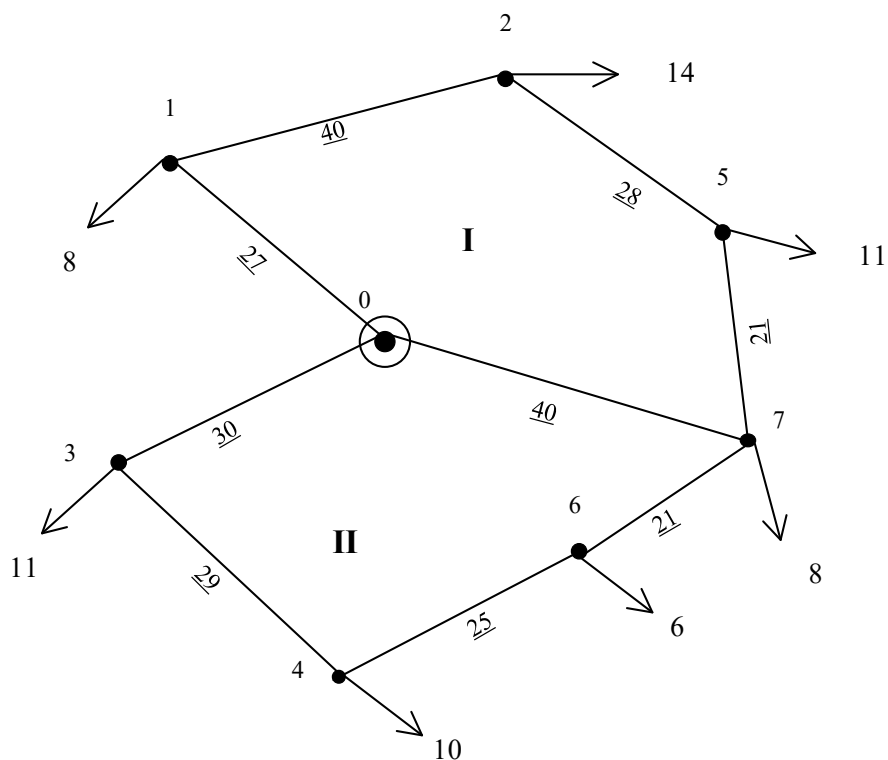


Рисунок 1.3 – Схема третього варіанту конфігурації мережі

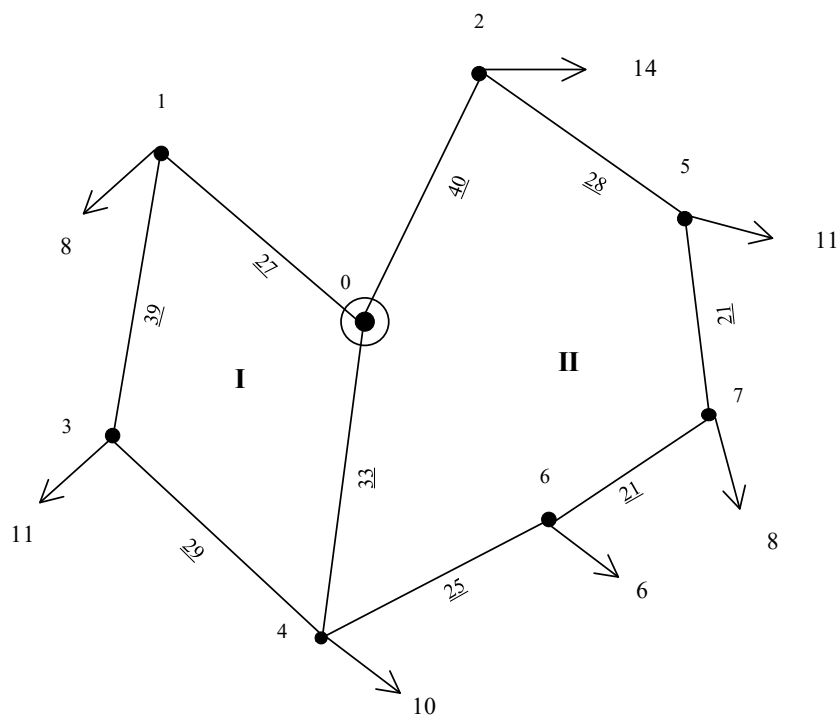


Рисунок 1.4 – Схема четвертого варіанту конфігурації мережі

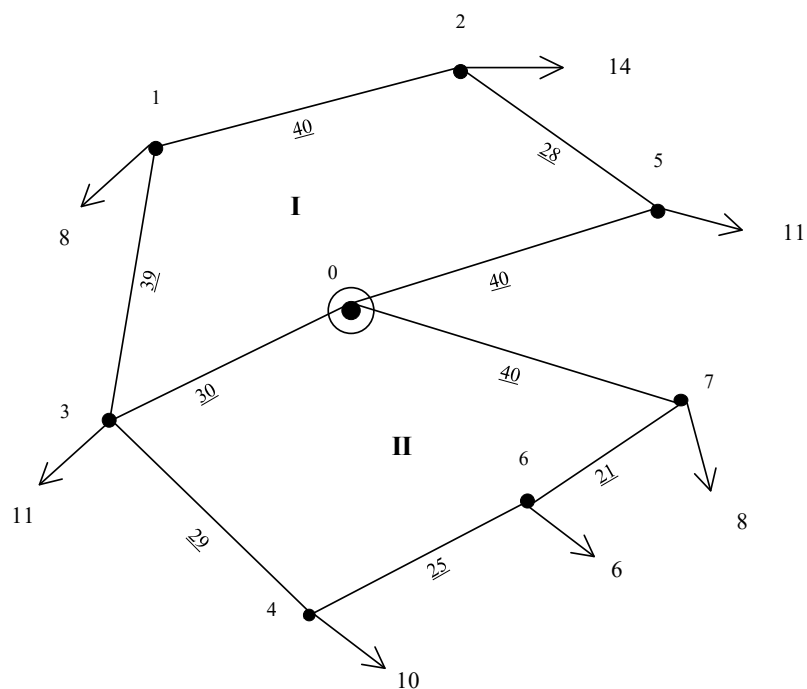


Рисунок 1.5 – Схема п'ятого варіанту конфігурації мережі

Виконаємо розрахунок значень моментів потужності для першого варіанту.

Момент потужності для першого контуру за годинниковою стрілкою:

$$M_1 = L_{03} \cdot P_3 + (L_{03} + L_{13})P_1 + (L_{03} + L_{13} + L_{12})P_2 = 30 \cdot 11 + (30 + 39) \cdot 14 + (30 + 39 + 40) \cdot 14 = 2408 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						15
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Проти годинникової стрілки:

$$M_1 = L_{02} \cdot P_2 + (L_{02} + L_{12})P_1 + (L_{02} + L_{12} + L_{13})P_3 = 40 \cdot 14 + (40 + 40) \cdot 14 + (40 + 40 + 39) \cdot 11 = 2509 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

Момент потужності для другого контуру за годинниковою стрілкою:

$$M_2 = L_{02} \cdot P_2 + (L_{02} + L_{25})P_5 + (L_{02} + L_{25} + L_{57})P_7 + (L_{02} + L_{25} + L_{57} + L_{67})P_6 + (L_{02} + L_{25} + L_{57} + L_{67} + L_{46})P_4 = 40 \cdot 14 + (40 + 28) \cdot 11 + (40 + 28 + 21) \cdot 8 + (40 + 28 + 21 + 21) \cdot 6 + (40 + 28 + 21 + 21 + 25) \cdot 10 = 4078 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

Проти годинникової стрілки:

$$M_2 = L_{04} \cdot P_4 + (L_{04} + L_{46})P_6 + (L_{04} + L_{46} + L_{67})P_7 + (L_{04} + L_{46} + L_{67} + L_{57})P_5 + (L_{04} + L_{46} + L_{67} + L_{57} + L_{25})P_2 = 33 \cdot 10 + (33 + 25) \cdot 6 + (33 + 25 + 21) \cdot 8 + (33 + 25 + 21 + 21) \cdot 11 + (33 + 25 + 21 + 21 + 28) \cdot 14 = 4252 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

Розрахунки для інших схем виконуються аналогічно та наведені в табл. 1.1.

Таблиця 1.1 – Значення моментів потужності та довжини ділянок

Вариант	Момент потужності I-го контуру, МВт·км		Момент потужності II-го контуру, МВт·км		Сумарна довжина ділянок, км
	За годинниковою стрілкою	Проти годинникової стрілки	За годинниковою стрілкою	Проти годинникової стрілки	
1	2408	2509	4078	4252	244
2	2708	2612	3143	3335	281
3	3143	3335	2811	2264	261
4	1820	1892	4078	3050	263
5	3915	3873	2811	2264	285

Оскільки, для мережі напругою 110 кВ, граничний момент потужності становить 4000 МВт·км [2], то з порівняних варіантів конфігурацій схем електричної мережі до подальшого розрахунку доцільно обрати третій та четвертий варіанти.

В подальшому, для зручності, третю та четверту схему будемо називати варіант №1 та варіант №2 відповідно.

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						16
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1.2 Вибір типу та потужності силових трансформаторів на підстанціях

Враховуючи те, що споживачі мають першу та другу категорію, для надійності електрозабезпечення та дотримання рівнів напруг в пунктах у межах допустимих значень, необхідно встановити по два трансформатори на підстанціях.

Проаналізувавши навантаження пунктів можна зробити висновок, що до встановлення необхідно прийняти один двообмотковий та шість триобмоткових трансформаторів.

Значення повних потужностей навантаження в пунктах розраховуються за виразом:

$$S_{\max} = \sqrt{(P_{\text{CH}} + P_{\text{HH}})^2 + (Q_{\text{CH}} + Q_{\text{HH}})^2},$$

де $Q_{\text{CH}}, Q_{\text{HH}}$ – реактивні потужності споживання на стороні середньої та нижчої напруг відповідно, що визначаються за виразами:

$$Q_{\text{CH}} = -P_{\text{CH}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{CH}};$$

$$Q_{\text{HH}} = -P_{\text{HH}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{HH}},$$

де $\varphi_{\text{CH}}, \varphi_{\text{HH}}$ – кути навантаження, що розраховуються відповідно до виразів:

$$\varphi_{\text{CH}} = \arccos(\cos \varphi_{\text{CH}});$$

$$\varphi_{\text{HH}} = \arccos(\cos \varphi_{\text{HH}}),$$

де $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності навантаження на стороні СН та НН відповідно.

Розрахуємо значення кутів навантаження:

$$\varphi_{\text{CH}} = \arccos(\cos \varphi_{\text{CH}}) = \arccos(\cos 0.85) = 31.788^\circ;$$

$$\varphi_{\text{HH}} = \arccos(\cos \varphi_{\text{HH}}) = \arccos(\cos 0.87) = 29.541^\circ;$$

Реактивна потужність на стороні СН та НН для першого пункту:

$$Q_{\text{CH1}} = -P_{\text{CH1}} \cdot \text{tg}(\varphi_{\text{CH}}) = 5 \cdot \text{tg}(31.788^\circ) = -3.099 \text{ МВар};$$

$$Q_{\text{HH1}} = -P_{\text{HH1}} \cdot \text{tg}(\varphi_{\text{CH}}) = 3 \cdot \text{tg}(29.541^\circ) = -1.7 \text{ МВар};$$

Подальші розрахунки для наступних пунктів виконуються аналогічно. Результати розрахунку реактивної потужності навантаження наведені в табл. 1.2.

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						17
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.2 – Значення реактивних потужностей навантаження пунктів

Потужність, МВАр	Номер пункту						
	1	2	3	4	5	6	7
Q_{CH}	-3,099	-5,577	-3,97	-4,338	-3,718	0	-3,098
Q_{HH}	-1,7	-2,834	-4,34	-2,267	-2,834	-3,4	-1,7

Розрахуємо значення повної потужності навантаження та його модулю в першому пункті:

$$\dot{S}_{max1} = P_{CH1} + P_{HH1} + j(Q_{CH1} + Q_{HH1}) = 5 + 3 + j(-3,099 - 1,7) = 8 - j4,799 \text{ МВА};$$

$$S_{max1} = \sqrt{P_{max1}^2 + Q_{max1}^2} = \sqrt{8^2 + -4,799^2} = 9,329 \text{ МВА}$$

Розрахункова номінальна потужність трансформатора в першому пункті:

$$S_{T1} = 0,7 \cdot S_{max1} = 0,7 \cdot 9,329 = 6,53 \text{ МВА}$$

Враховуючи розрахункову номінальну потужність трансформатора в першому пункті до встановлення приймається триобмотковий трансформатор ТДТН-10000/110.

Результати розрахунків повної потужності навантаження в інших пунктах заносимо в табл. 1.3.

Таблиця 1.3 – Значення потужності навантаження підстанцій

№ пункту	Повна потужність \dot{S}_{max} , МВА	Модуль повної потужності S_{max} , МВА
1	$8 - j4,799$	9,329
2	$14 - j8,411$	16,332
3	$11 - j6,605$	12,831

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		18

Продовження табл. 1.3

4	10 – j5,985	11,654
5	11 – j6,552	12,804
6	6 – j3,4	6,897
7	8 – j4,799	9,329

Результат вибору трансформаторів наведений в табл 1.4, а їх паспортні дані у табл. 1.5 відповідно.

Таблиця 1.4 – Вибір трансформаторів

№ пункту	Розрахункова номінальна потужність S_T , МВА	Кількість обмоток	Тип трансформаторів
1	6,53	3	2хТДТН-10000/110
2	11,433	3	2хТДТН-16000/110
3	8,982	3	2хТДТН-10000/110
4	8,158	3	2хТДТН-10000/110
5	8,962	3	2хТДТН-10000/110
6	5,69	2	2хТМН-6300/110
7	6,53	3	2хТДТН-10000/110

Таблиця 1.5 – Номінальні параметри обраних трансформаторів

№	Тип трансформаторів	Потужність S_n , МВА	$U_{ном}$, обмоток, кВ			U_k , %			ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %
			ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н			
1	ТДТН-10000/110	10	115	38,5	11	10,5	17	6	76	17	1,1
2	ТДТН-16000/110	16	115	38,5	11	10,5	17	6	100	23	1
3	ТДТН-10000/110	10	115	38,5	11	10,5	17	6	76	17	1,1
4	ТДТН-10000/110	10	115	38,5	11	10,5	17	6	76	17	1,1
5	ТДТН-10000/110	10	115	38,5	11	10,5	17	6	76	17	1,1

Протоваження табл 1.5

6	ТМН-6300/110	6,3	115	-	11	-	10,5	-	44	11,5	0,8
7	ТДТН-10000/110	10	115	38,5	11	10,5	17	6	76	17	1,1

Знайдемо фіктивні значення напруг короткого замкнення для триобмоткових трансформаторів.

$$U_{кв} = 0,5 \cdot (U_{к(в-с)} + U_{к(в-н)} - U_{к(с-н)}) = 0,5 \cdot (10,5 + 17 - 6) = 10,75\%;$$

$$U_{кс} = U_{к(в-с)} - U_{кв} = 10,5 - 10,75 = -0,25\% = 0;$$

$$U_{кн} = U_{к(в-н)} - U_{кв} = 17 - 10,75 = 6,25\%.$$

1.3 Визначення регулювальних можливостей РПН трансформаторів

Приведені значення напруг обмоток триобмоткового трансформатора першої підстанції:

$$\begin{aligned} \Delta U_{в1} &= \frac{P_{max1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{кз1} \cdot U_{тв1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{н1}^2} - \frac{Q_{max1}}{n} \cdot \frac{U_{тв1} \cdot U_{кв1}}{100 \cdot S_{н1}} \\ &= \frac{8}{1} \cdot \frac{76 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 10^2} - \frac{-4.799}{1} \cdot \frac{115 \cdot 10.75}{100 \cdot 10} = 6.282 \text{ кВ} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{с1} &= \frac{P_{сн1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{кз1} \cdot U_{тв1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{н1}^2} - \frac{Q_{сн1}}{n} \cdot \frac{U_{тв1} \cdot U_{кс1}}{100 \cdot S_{н1}} \\ &= \frac{5}{1} \cdot \frac{76 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 10^2} - \frac{-3.009}{1} \cdot \frac{115 \cdot 0}{100 \cdot 10} = 0.129 \text{ кВ} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{н1} &= \frac{P_{нн1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{кз1} \cdot U_{тв1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{н1}^2} - \frac{Q_{нн1}}{n} \cdot \frac{U_{тв1} \cdot U_{кн1}}{100 \cdot S_{н1}} \\ &= \frac{3}{1} \cdot \frac{76 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 10^2} - \frac{-1.7}{1} \cdot \frac{115 \cdot 6.25}{100 \cdot 10} = 1.353 \text{ кВ} \end{aligned}$$

Для двообмоткового трансформатора шостої підстанції:

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						20
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\begin{aligned}\Delta U_{T6} &= \frac{U_{B6}}{n \cdot S_{H6}^2} \cdot \left(P_{max6} \cdot \frac{\Delta P_{K36} \cdot 10^{-3}}{S_{H6}} - Q_{max6} \cdot \frac{U_{KH6}}{100} \right) \\ &= \frac{115}{6,3} \cdot \left(6 \cdot \frac{44 \cdot 10^{-3}}{6,3} + 3,4 \cdot \frac{10,5}{100} \right) = 7,282 \text{ кВ}\end{aligned}$$

Бажаний рівень напруги на стороні НН: $U_{\sigma} = 10,5 \text{ кВ}$. Оскільки регулювальна формула РПН триобмоткових трансформаторів $9 \times 1,78\%$, то, враховуючи це, відносна кількість регулювальних вітків РПН: $\omega = 9 \times 1,78\% = 0,16$.

Регулювальний діапазон для триобмоткових силових трансформаторів, встановлених на першій підстанції:

$$\begin{aligned}\Delta U_{min1} &= \frac{U_{\sigma} \cdot U_{B1}}{U_{H1}} \cdot (1 - \omega_B) + \Delta U_{B1} + \Delta U_{H1} \\ &= \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0,16) + 6,282 + 1,353 = 99,822 \text{ кВ}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\Delta U_{max1} &= \frac{U_{\sigma} \cdot U_{B1}}{U_{H1}} \cdot (1 + \omega_B) + \Delta U_{B1} + \Delta U_{H1} \\ &= \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0,16) + 6,282 + 1,353 = 134,994 \text{ кВ}\end{aligned}$$

Для двообмоткових трансформаторів шостої підстанції:

$$\begin{aligned}\Delta U_{min6} &= \frac{U_{\sigma} \cdot U_{B6}}{U_{H6}} \cdot (1 - \omega_B) + \Delta U_{T6} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0,16) + 7,282 \\ &= 99,469 \text{ кВ}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\Delta U_{max6} &= \frac{U_{\sigma} \cdot U_{B6}}{U_{H6}} \cdot (1 + \omega_B) + \Delta U_{T6} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0,16) + 7,282 \\ &= 134,641 \text{ кВ}\end{aligned}$$

Результати розрахунку для інших пунктів приведені у табл.1.6.

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						21
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.6 – Розрахунок регулювальних діапазонів трансформаторів

Номер пункту	Кількість обмоток	ΔU_{ϵ} , кВ	ΔU_c , кВ	ΔU_H , кВ	ΔU_m , кВ	U_{\min} , кВ	U_{\max} , кВ
1	3	6,282	0,129	1,353	-	99,822	134,994
2	3	6,814	0,102	1,385	-	100,386	135,557
3	3	8,646	0,181	1,804	-	102,638	137,809
4	3	7,836	0,155	1,804	-	101,828	136,999
5	3	8,581	0,155	2,255	-	103,023	138,194
6	2	-	-	-	7,282	99,469	134,641
7	3	6,282	0,129	1,353	-	99,822	134,994

1.4 Попереднє визначення потокорозподілу потужностей в замкненій мережі за довжинами ділянок (розрахунок L-схеми мережі)

1.4.1 Попередній розподіл потужностей в мережі варіанту № 1

Для знаходження струмів ділянок за L-схемою застосуємо метод контурних рівнянь, при чому, приймаємо, що переріз усіх ділянок схеми є однаковим. Вибір перемичок та напрямок обходу контурів для 1-го варіанту показано на рис. 1.6.

Розраховуємо контурні довжини:

$$L_{k1} = L_{01} + L_{12} + L_{25} + L_{57} + L_{07} = 156 \text{ км}$$

$$L_{k2} = L_{03} + L_{34} + L_{46} + L_{67} + L_{07} = 145 \text{ км}$$

Знайдемо потокорозподіл потужностей в умовно розімкненій схемі:

$$\dot{S}_{12} = \dot{S}_{\max 2} = 14 - j8.411 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{01} = \dot{S}_{\max 1} + \dot{S}_{12} = (8 - j4.799) + (14 - j8.411) = 22 - j13.21 \text{ МВА};$$

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						22
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\dot{S}_{57} = \dot{S}_{max5} = 11 - j6.552 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{67} = \dot{S}_{max6} = 6 - j3.4 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{34} = \dot{S}_{max4} = 10 - j5.985 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{03} = \dot{S}_{max3} + \dot{S}_{34} = (11 - j6.605) + (10 - j5.985) = 22 - j13.21 \text{ MBA};$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{07} &= \dot{S}_{max7} + \dot{S}_{57} + \dot{S}_{67} = (8 - j4.799) + (11 - j6.552) + (6 - j3.4) = \\ &= 21 - j12.59 \text{ MBA}; \end{aligned}$$

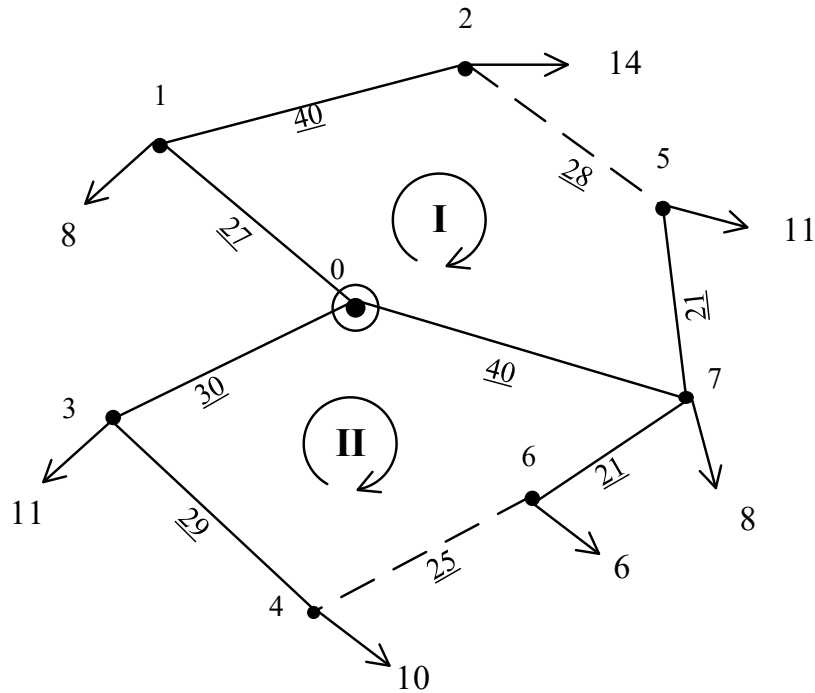


Рисунок 1.6 – L-схема мережі варіанту №1

Система контурних рівнянь для даної схеми:

$$\begin{cases} \dot{S}_{01} \cdot L_{01} + \dot{S}_{12} \cdot L_{12} - \dot{S}_{57} \cdot L_{57} - \dot{S}_{07} \cdot L_{07} = -\dot{S}_{k1} \cdot L_{k1} + \dot{S}_{k2} \cdot L_{07}, \\ \dot{S}_{07} \cdot L_{07} - \dot{S}_{34} \cdot L_{34} - \dot{S}_{03} \cdot L_{03} + \dot{S}_{67} \cdot L_{67} = -\dot{S}_{k2} \cdot L_{k2} + \dot{S}_{k1} \cdot L_{07}, \end{cases}$$

Розв'язавши дану систему рівнянь, отримаємо наступні значення контурних потужностей:

$$\dot{S}_{k1} = 0.139 - j0.028 \text{ MBA}$$

$$\dot{S}_{k2} = -1.382 + j0.752 \text{ MBA}$$

Перевірка виконання II-го закону Кірхгофа:

- для 1-го контуру:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{01} \cdot L_{01} + \dot{S}_{12} \cdot L_{12} - \dot{S}_{57} \cdot L_{57} - \dot{S}_{07} \cdot L_{07} + \dot{S}_{25} \cdot L_{25} \\ = (22.139 - j13.239) \cdot 27 + (14.139 - j8.44) \cdot 40 \\ - (10.861 - j6.524) \cdot 21 - (23.479 - j13.971) \cdot 40 \\ + (0.139 - j0.028) \cdot 28 = 0 \end{aligned}$$

- для 2-го контуру:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{07} \cdot L_{07} - \dot{S}_{34} \cdot L_{34} - \dot{S}_{03} \cdot L_{03} + \dot{S}_{67} \cdot L_{67} - \dot{S}_{46} \cdot L_{46} \\ = (23.479 - j13.971) \cdot 40 - (11.382 - j6.737) \cdot 29 \\ - (13.745 - j8.093) \cdot 25 - (22.382 - j13.342) \cdot 30 \\ + (4.618 - j2.648) \cdot 21 - (1.382 - j0.752) \cdot 25 = 0 \end{aligned}$$

1.4.2 Попередній розподіл потужності варіанту № 2

Вибір перемичок та напрямоку обходу контурів для 2-го варіанту показано на рис. 1.8.

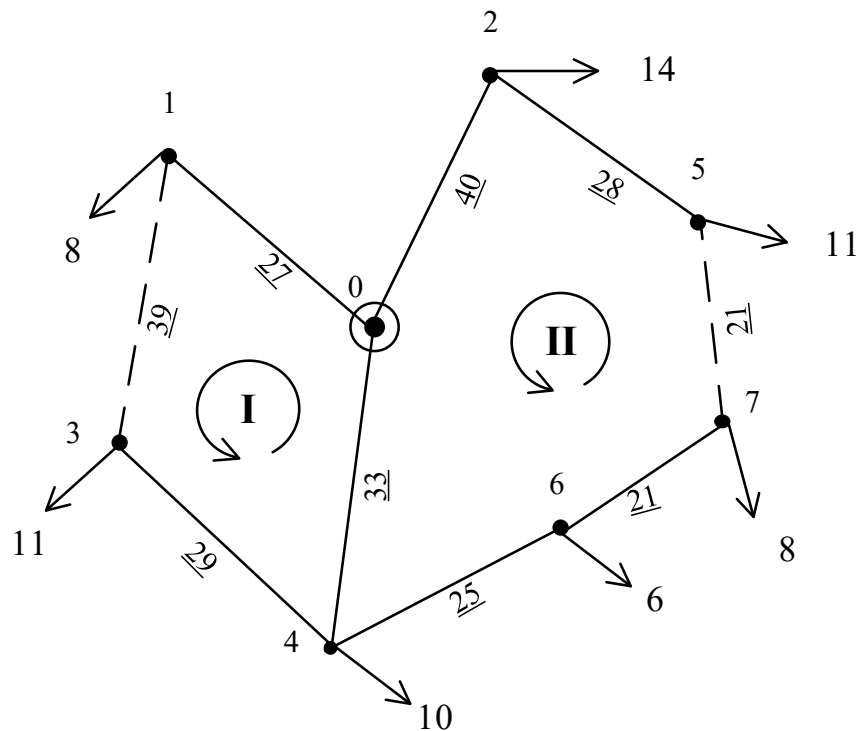


Рисунок 1.8 – L-схема мережі варіанту №2

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		25

Здійснено розрахунок даної схеми, аналогічний до варіанту №1. Результат розрахунку проілюстрований на рис. 1.9.

Перевірка виконання II-го закону Кірхгофа:

- для 1-го контуру:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{01} \cdot L_{01} - \dot{S}_{34} \cdot L_{34} - \dot{S}_{04} \cdot L_{04} + \dot{S}_{13} \cdot L_{13} \\ = (17.762 - j10.616) \cdot 27 - (1.238 - j0.788) \cdot 29 \\ - (24.983 - j14.867) \cdot 33 + (9.762 - j5.817) \cdot 39 = 0 \end{aligned}$$

- для 2-го контуру:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{04} \cdot L_{04} + \dot{S}_{46} \cdot L_{46} + \dot{S}_{67} \cdot L_{67} - \dot{S}_{25} \cdot L_{25} + \dot{S}_{57} \cdot L_{57} \\ = (24.983 - j14.867) \cdot 33 + (13.745 - j8.093) \cdot 25 \\ - (7.745 - j4.692) \cdot 21 - (11.255 - j6.658) \cdot 28 \\ + (0.255 - j0.106) \cdot 21 = 0 \end{aligned}$$

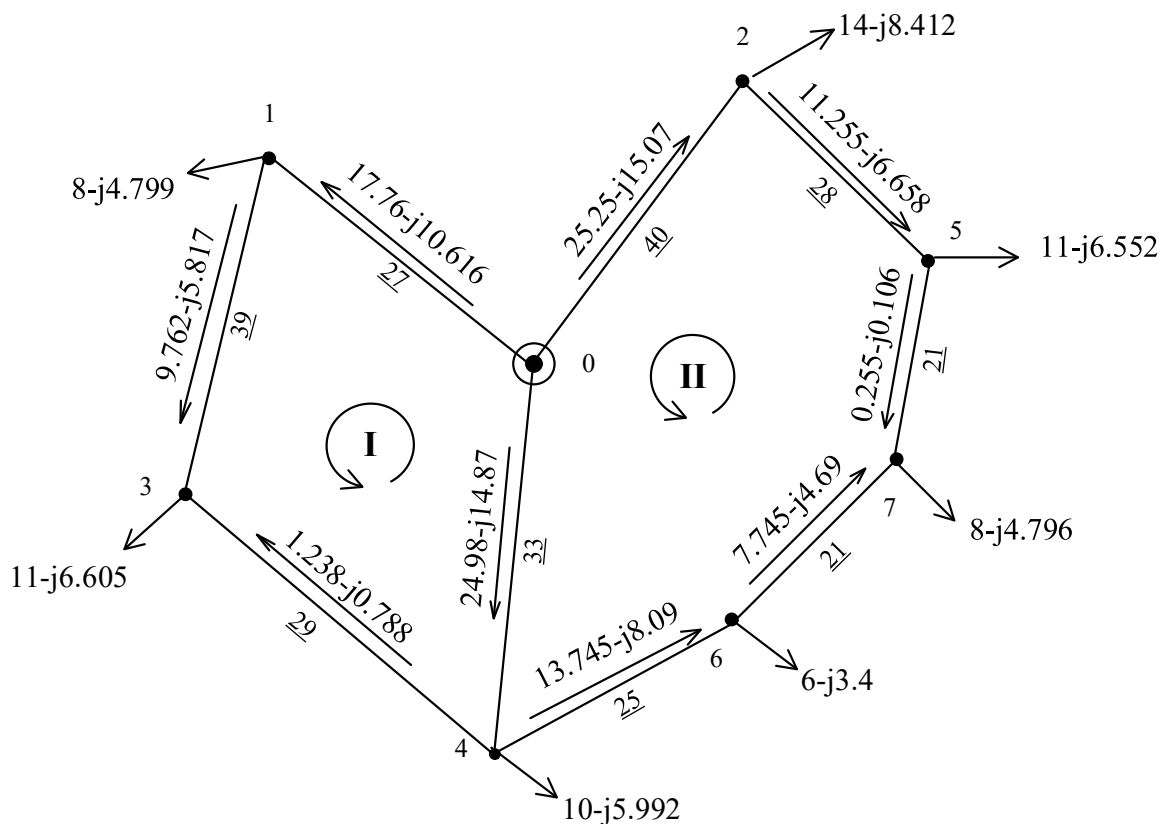


Рисунок 1.9 – Потокорозподіл потужностей для схеми варіанту №2

1.5 Розрахунок перерізів проводів ділянок мережі варіанту №1.

Струмове навантаження ділянки 0-1:

$$I_{0-1} = \frac{\sqrt{P_{0-1}^2 + Q_{0-1}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot n_L} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{22.139^2 + (-13.239)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} \cdot 10^3 = 135.391 \text{ А}$$

Для знаходження оптимального перерізу проводу необхідно знайти час максимальних витрат, що може бути визначений за емпіричною формулою:

$$\begin{aligned} \tau &= (0,124 + T_{max} \cdot 10^{-4}) \cdot 8760 = (0,124 + 5500 \cdot 10^{-4}) \cdot 8760 \\ &= 3979.458 \text{ год/рік} \end{aligned}$$

Питомий опір алюмінію $\rho = 28,5 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{км}$; тариф на вході до мережі $C_{вх} = 106 \text{ коп} / \text{кВт} \cdot \text{год}$; нормативний показник витрат на експлуатацію ПЛ $H_e = 0,1$; норма дисконту $E = 0,1$; питома величина умовно змінних втрат на спорудження ПЛ із залізобетонними опорами: $k_{пит.зм} = 450 \text{ грн} / \text{мм}^2 \cdot \text{км}$ [1].

Оптимальне значення перерізу проводів ПЛ 0-1 складе:

$$\begin{aligned} F_{0-1} &= \frac{1}{k} \sqrt{\frac{3 \cdot I_{0-1}^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot C_{вх} \cdot 10^5}{k_{пит.зм} \cdot (0.01 \cdot H_e + E)}} \\ &= \frac{1}{1} \sqrt{\frac{3 \cdot 135.391^2 \cdot 28.5 \cdot 3979.458 \cdot 106 \cdot 10^5}{450 \cdot (0.01 \cdot 1.2 + 0.1)}} = 362.178 \text{ мм}^2 \end{aligned}$$

Результати розрахунків струмового навантаження та оптимальних перерізів проводів решти ділянок електричної мережі наведені в табл. 1.7.

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						27
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.7 – Струмове навантаження та оптимальні перерізи проводів ділянок мережі варіанту №1

Ділянка	Активна потужність $P, \text{MВт}$	Реактивна потужність $Q, \text{МВАр}$	Струмове навантаження $I, \text{А}$	Оптимальний переріз проводу $F_{opt}, \text{мм}^2$
0-1	22.139	-13.239	135.391	362.178
0-3	22.382	-13.342	136.766	365.856
0-7	23.479	-13.971	143.397	383.596
6-7	4.618	-2.648	27.94	74.741
1-2	14.139	-8.44	86.427	231.196
3-4	11.382	-6.737	69.423	185.71
4-6	1.382	-0.752	8.259	22.094
5-7	10.861	-6.524	66.498	177.885
2-5	0.139	-0.028	0.745	1.994

Виконаємо техніко-економічне порівняння варіантів виконання ділянок мережі. Враховуючи, що перерізи ділянок 4-6 та 2-5 є меншими за мінімально допустимі, тому, для даних ділянок доцільно прийняти переріз 70 мм². Порівняння варіантів одноланцюгової та дволанцюгової ПЛ перерізом 240 для ділянки 0-1 наведено в табл. 1.8.

Таблиця 1.8 – Порівняння варіантів перерізів ділянки 0-1 варіанту №1

Показник	Варіант №1	Варіант №2
1	2	3
Переріз проводу	АС-240	АС-240
Виконання	Одноланцюгова	Дволанцюгова
Активний погонний опір	0,118 Ом/км	0,118 Ом/км
Вартість кілометра ПЛ	350 тис.грн/км	500 тис.грн/км

Продовження табл. 1.8

Опір ділянки	$r_{01} = r_{o.01} \cdot L_{01}$ $= 0.118 \cdot 27$ $= 3.186 \text{ Ом}$	$r_{01} = \frac{r_{o.01} \cdot L_{01}}{2}$ $= \frac{0.118 \cdot 27}{2}$ $= 1.593 \text{ Ом}$
Капіталовкладення у ПЛ	$K_{01} = K_{1*240} \cdot L_{01}$ $= 350 \cdot 27$ $= 9450 \text{ тис. грн/км}$	$K_{01} = K_{2*240} \cdot L_{01}$ $= 500 \cdot 27$ $= 13500 \text{ тис. грн/км}$
Витрати на експлуатацію та ремонт ПЛ	$I_{e01} = K_{01} \cdot H_e$ $= 9450 \cdot 0,012$ $= 113.4 \text{ тис. грн}$	$I_{e01} = K_{01} \cdot H_e$ $= 13500 \cdot 0,012$ $= 162 \text{ тис. грн}$
Втрати активної потужності ПЛ	$\Delta P_{01} = \frac{P_{01}^2 + Q_{01}^2}{U_H^2} \cdot r_{01} \cdot 10^3$ $= \frac{22.139^2 + (-13.239)^2}{110^2}$ $\cdot 3.186 \cdot 10^3 =$ $= 175.205 \text{ кВт}$	$\Delta P_{01} = \frac{P_{01}^2 + Q_{01}^2}{U_H^2} \cdot r_{01} \cdot 10^3$ $= \frac{22.139^2 + (-13.239)^2}{110^2}$ $\cdot 1.153 \cdot 10^3 = 87.603 \text{ кВт}$
Постійні витрати активної енергії	$\Delta A_{пост01} = 0$	$\Delta A_{пост01} = 0$
Змінні витрати активної енергії	$\Delta A_{зм01} = \Delta P_{01} \cdot \tau$ $= 175.205 \cdot 3979.458$ $= 697.221 \cdot 10^3 \text{ кВт}$ $\cdot \text{год}$	$\Delta A_{зм01} = \Delta P_{01} \cdot \tau$ $= 87.603 \cdot 3979.458$ $= 348.610 \cdot 10^3 \text{ кВт}$ $\cdot \text{год}$
Витрати на покриття втрат	$I_{втр01}$ $= 3'_e \cdot \Delta A_{пост01} + 3''_e$ $\cdot \Delta A_{зм01}$ $= 81.62 \cdot 0 + 106$ $\cdot 697.221 \cdot 10^3$ $= 739.054 \text{ тис. грн}$	$I_{втр01}$ $= 3'_e \cdot \Delta A_{пост01} + 3''_e$ $\cdot \Delta A_{зм01}$ $= 81.62 \cdot 0 + 106$ $\cdot 348.610 \cdot 10^3$ $= 369.527 \text{ тис. грн}$

Продовження табл. 1.8

1	2	3
Сумарні щорічні витрати на утримання ПЛ	$I_{01} = I_{e01} + I_{втр01}$ $= 113.4 + 739.054$ $= 852.454 \text{ тис. грн}$	$I_{01} = I_{e01} + I_{втр01}$ $= 162 + 369.527$ $= 531.527 \text{ тис. грн}$
Значення функції сумарних дисконтованих витрат	$Z_{л01} = K_{01} + \frac{I_{01}}{E}$ $= 9450 + \frac{852.454}{0.1}$ $= 17974.543 \text{ тис. грн}$	$Z_{л01} = K_{01} + \frac{I_{01}}{E}$ $= 13500 + \frac{531.527}{0.1}$ $= 18815.271 \text{ тис. грн}$

Отже, для ділянки 0-1 доцільно прийняти варіант одноланцюгової ПЛ перерізом 240 мм². Для інших ділянок результат розрахунку наведений у табл. 1.9.

Таблиця 1.9 – Результати техніко-економічного порівняння обраних перерізів ділянок варіанту №1

Діл.	Виконання	r, OM	K, тис. грн	I _е , тис. грн/рік	I _{втр} , тис. грн/рік	I _{пл} , тис. грн/рік	Z _л , тис. грн
0-1	АС-240	3.186	9450	113.4	739.054	852.454	17974.54
	2хАС-240	1.593	13500	162	369.527	531.527	18815.271
0-3	АС-240	3.54	10500	126	837.934	963.934	20139.33
	2хАС-240	1.77	15000	180	418.967	598.967	20989.67
0-7	АС-240	4.72	14000	168	1228.217	1396.217	27962.16
	2хАС-240	2.36	20000	240	614.108	854.108	28541.08
6-7	АС-70	8.862	5775	69.3	87.545	156.845	7343.453
	АС-120	5.24	6195	7434	50.619	124.959	7444.586
3-4	АС-120	7.076	8555	102.66	431.561	534.221	13897.21
	АС-240	3.422	10150	121.8	208.706	330.506	13455.06
4-6	АС-70	10.55	6750	81	9.107	90.107	7651.071
2-5	АС-70	11.816	7560	90.72	0.083	90.803	8468.031

Продовження табл 1.9

5-7	АС-120	5.124	6195	74.34	286.729	361.069	9805.687
	АС-240	2.478	7350	88.2	138.664	226.864	9618.639
1-2	АС-120	9.76	11800	141.6	922.565	1064.165	22441.65
	АС-240	4.78	14000	168	446.159	614.159	20141.58

Загальна вартість ділянок ЛЕП варіанту №1:

$$\begin{aligned}
 Z_{\Sigma 1} &= Z_{л01} + Z_{л07} + Z_{л07} + Z_{л67} + Z_{л34} + Z_{л46} + Z_{л57} + Z_{л25} + Z_{л12} \\
 &= 17974.54 + 20139.33 + 27962.16 + 7343.453 + 13455.06 \\
 &\quad + 7651.071 + 9618.639 + 8468.031 + 20141.58 \\
 &= 132753,885 \text{ тис. грн}
 \end{aligned}$$

1.6 Розрахунок перерізів проводів ділянок мережі варіанту №2.

Розрахунки перерізів проводів виконуються аналогічно до варіанту №1. Результати розрахунку оптимальних перерізів представлені в табл. 1.10. Техніко-економічне порівняння варіантів спорудження ЛЕП виконується аналогічно до розділу 1.5.1. та наведене в табл.1.11.

Таблиця 1.10 – Струмове навантаження та оптимальні перерізи проводів ділянок мережі варіанту №2

Ділянка	Активна потужність <i>P, МВт</i>	Реактивна потужність <i>Q, МВАр</i>	Струмове навантаження <i>I, А</i>	Оптимальний переріз проводу <i>F_{опт}, мм²</i>
0-2	25,255	-15,07	154,36	412,92
0-1	17,762	-10,616	108,609	290,535
0-4	24,983	-14,867	152,586	408,175
6-7	7,745	-4,692	47,53	127,145
1-3	9,762	-5,817	59,645	159,553
3-4	1,238	-0,788	7,702	20,604

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						31
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Продовження табл. 1.10

4-6	13,745	-8,093	83,719	223,952
5-7	0,225	-0,106	1,45	3,88
2-5	11,255	-6,658	68,637	183,608

Перерізи ділянок 3-4 та 5-7 приймаються 70 мм², оскільки значення оптимальних перерізів даних ділянок є меншим ніж мінімально допустиме значення. Результати вибору перерізів інших ділянок наведені в табл. 1.11.

Таблиця 1.11 – Результати техніко-економічного порівняння обраних перерізів ділянок варіанту №2

Діл.	Виконання	г, Ом	К, тис. грн	И _е , тис. грн/рік	И _{втр} , тис. грн/рік	И _{пл} , тис. грн/рік	Зл, тис. грн
1	2	3	4	5	6	7	8
0-2	АС-240	4.72	14000	168	1423.18	1591.18	29911.8
	2хАС-240	2,36	20000	240	711,59	951,59	29515.9
0-1	АС-240	3.186	9450	113.4	475.585	588.985	15339.85
	2хАС-240	1,593	13500	162	237.793	399.793	17497.93
0-4	АС-240	3.894	11550	138.6	1147.292	1285.892	24408.93
	2хАС-240	1.947	16500	198	573.646	771.646	24216.46
4-6	АС-120	6.1	7375	88.5	541.033	629.533	13670.33
	АС-240	2,95	8750	105	261.647	366.647	12416.47
3-4	АС-70	12.238	7830	93.96	9.187	103.147	8861.472
6-7	АС-120	5.124	6195	74.34	146.484	220.824	8403.242
	АС-240	2,478	7350	88,2	70.841	159,041	8940.407
5-7	АС-70	8.862	5670	68.04	0.236	68.276	6352.759
1-3	АС-120	9.516	11505	138.06	428.401	566.461	17169.61
	АС-240	4,602	13650	163,8	207,177	370.977	17359.77
2-5	АС-120	6.832	8260	99.12	407.301	506.421	13324.21
	АС-240	3,304	9800	117,6	196.974	314.574	12945.74

Загальна вартість ділянок ЛЕП варіанту №2:

$$Z_{\Sigma 2} = Z_{л01} + Z_{л02} + Z_{л04} + Z_{л46} + Z_{л34} + Z_{л67} + Z_{л57} + Z_{л13} + Z_{л25} = \\ 29515.9 + 15339.85 + 24216.46 + 13670.33 + 8861.472 + 8403.242 + \\ 6352.759 + 17169.61 + 12945.74 = 135221,504 \text{ тис. грн}$$

За результатами розрахунків, при порівнянні вартості капіталовкладень, можна зробити висновок, що схема варіанту №1 є більш економічною, тому, вона приймається до подальшого розрахунку.

1.7 Перевірка обраних перерізів проводів

Для затвердження вибраних перерізів, необхідно провести перевірку допустимості струмового навантаження, яке протікає цими ділянками.

Необхідно розрахувати значення опорів усіх ділянок ПЛ електричної мережі, прийнявши значення реактивного погонного опору $x'_0 = 0,4 \text{ Ом/км}$ [1].

Розрахуємо параметри ділянки 0-2, для якої були прийняті проводи перерізом 240 мм^2 , для яких значення погонного активного опору $r'_0 = 0,118 \text{ Ом/км}$.

Таким чином, значення активного та реактивного опорів:

$$r'_{01} = \frac{r'_0 \cdot L_{01}}{k_{01} \cdot n_{01}} = \frac{0.118 \cdot 27}{1 \cdot 1} = 3.186 \text{ Ом}$$

$$x'_{01} = \frac{x'_0 \cdot L_{01}}{k_{01} \cdot n_{01}} = \frac{0.4 \cdot 27}{1 \cdot 1} = 10.8 \text{ Ом}$$

Розрахунок наближених значень активних та реактивних опорів інших ЛЕП електричної мережі виконують аналогічно. Результати розрахунків цих величин представлені у табл. 1.12.

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						33
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.12. Результати розрахунку наближених значень опорів ПЛ

Ділянка	Довжина ділянки, км	Переріз проводів F, мм ²	Погонне значення опору, Ом/км		Опір ПЛ (наближений), Ом	
			r_0	x_0	r_0	x_0
0-1	27	240	0,118	0,4	3,186	10,8
0-3	30	240	0,118		3,54	12
0-7	40	240	0,118		4,72	16
6-7	21	70	0,422		8,862	804
3-4	29	240	0,118		3,422	11,6
4-6	25	70	0,422		10,55	10
5-7	21	240	0,118		2,478	8,4
2-5	28	70	0,422		11,816	11,2
1-2	40	240	0,118		4,72	16

Розрахуємо рівні напруги в пунктах схеми, за умови напруги балансуєчого пункту $U_0 = 115 \text{ кВ}$.

Рівень напруги для другого пункту:

$$U_1 = \sqrt{U_0^2 - 2(P_{01} \cdot r_{01} - Q_{01} \cdot x_{01})}$$

$$= \sqrt{115^2 - 2(22.139 \cdot 3.186 + 13.239 \cdot 10.8)} = 113.128 \text{ кВ}$$

Результати розрахунку для інших пунктів наведені в табл. 1.13.

Таблиця 1.13 – Результати перевірки допустимості рівнів напруг в пунктах

№ пункту	Діапазон регулювання напруги трансформаторів		$U_{\text{max роб}}$, кВ	Розрахунковий рівень напруги, кВ
	U_{min} , кВ	U_{max} , кВ		
1	99,822	134,994	126	113,128
2	100,386	135,557		111,33

Продовження табл 1.13

3	102,638	137,809	126	112,9
4	101,828	136,999		111,858
5	103,023	138,194		111,323
6	99,469	134,641		111,49
7	99,822	134,994		112,055

Як видно з таблиці, рівні напруг знаходяться в межах допустимих значень.

1.8 Перевірка обраних перерізів у післяаварійному режимі

Знайдемо поточкорозподіл по ділянках схеми в аварійному режимі роботи районної електричної мережі, а саме, за відключення ділянки 0-7, оскільки вона є найбільш завантаженою. Розрахунок виконується аналогічно до пункту 1.4, з врахуванням відключення ділянки 0-7. Результат розрахунку післяаварійного режиму роботи мережі представлений на рис. 1.10.

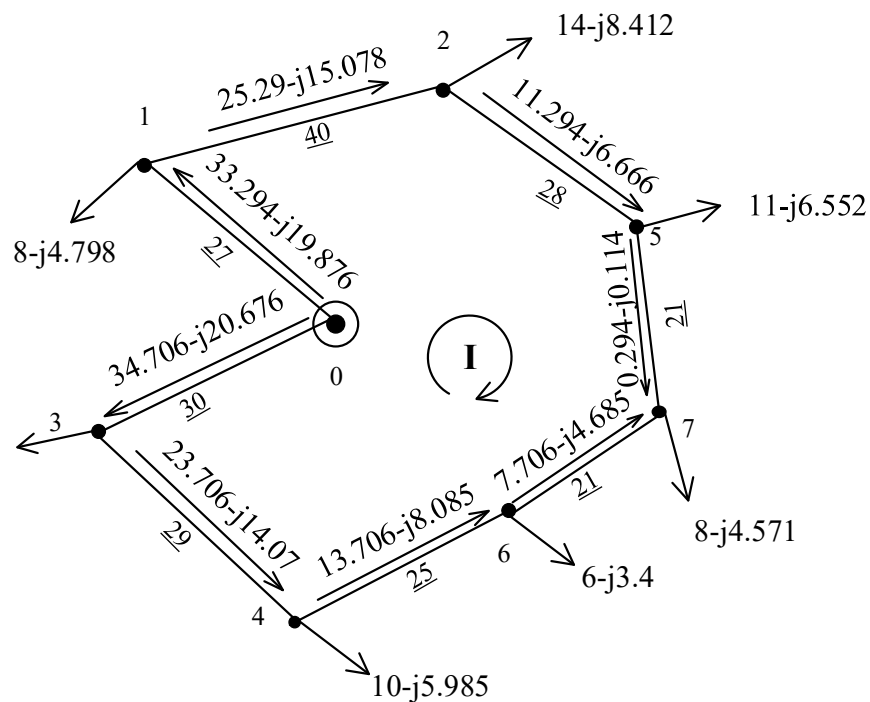


Рисунок 1.10 – Поточкорозподіл схеми післяаварійного режиму роботи

Виконаємо розрахунок струмового навантаження даної схеми, аналогічний до пункту 1.5. Результати наведені в табл. 1.14.

Таблиця 1.14 – Струмове навантаження післяаварійного режиму

Ділянка	Активна потужність $P, \text{MВт}$	Реактивна потужність $Q, \text{МВАр}$	Струмове навантаження $I, \text{А}$	Тривалий допустимий струм, $I_{\text{доп}}, \text{А}$
1	2	3	4	5
0-3	36.226	-21.588	221.339	610
0-1	31.774	-21.588	201.619	610
1-2	23.774	-14.166	145.251	610
2-5	9.774	-5.754	59.529	265
3-4	25.226	-14.982	153.995	610
4-6	15.226	-8.997	92.826	265
5-7	1.226	-0.798	7.679	610
6-7	6.774	-4.001	41.292	265

Перевірка за другим законом Кірхгофа:

$$\begin{aligned}
 & \dot{S}_{01} \cdot L_{01} + \dot{S}_{12} \cdot L_{12} + \dot{S}_{25} \cdot L_{25} + \dot{S}_{67} \cdot L_{67} - \dot{S}_{46} \cdot L_{46} - \dot{S}_{34} \cdot L_{34} - \dot{S}_{03} \cdot L_{03} \\
 & \quad - \dot{S}_{57} \cdot L_{57} \\
 & = (31.774 - j18.964) \cdot 27 + (23.774 - j14.166) \cdot 40 \\
 & \quad + (9.774 - j5.754) \cdot 28 + (6.774 - j4.001) \cdot 21 \\
 & \quad - (15.226 - j8.99) \cdot 25 - (25.226 - j14.982) \cdot 29 \\
 & \quad - (36.226 - j21.588) \cdot 30 - (1.226 - j0.798) \cdot 21 = 0
 \end{aligned}$$

Як видно з таблиці, струми ділянок не перевищують гранично допустимі значення, що задовольняє умовам перевірки. Далі, необхідно перевірити допустимість рівнів напруг в пунктах. Розрахунки виконуються аналогічно до пункту 1.3, з врахуванням того, що на кожній підстанції працює по два трансформатора. Результати наведені в табл. 1.15.

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						36
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.15 – Перевірка допустимості рівнів напруг в післяаварійному режимі роботи

№ пункту	Діапазон регулювання напруги трансформаторів		$U_{\max \text{ роб, кВ}}$	Розрахунковий рівень напруги, кВ
	$U_{\min, \text{ кВ}}$	$U_{\max, \text{ кВ}}$		
1	96.005	131.176	126	112.055
2	96.287	131.458		110.092
3	97.412	132.584		111.581
4	97.007	132.179		109.225
5	97.605	132.776		108.445
6	95.828	130.999		106.906
7	96.005	131.176		106.027

Як видно з таблиці, рівні напруг знаходяться в межах допустимих значень та мають досить несуттєві відхилення від номінальної напруги мережі 110 кВ.

Висновки до розділу

При виконання завдання роботи були вирішені проблеми вибору оптимальної кунрфігурації схеми мережі, відповідно до завдання, шляхом їх оцінки за критерієм граничних моментів. Здійснений відбір двох схем для порівняння техніко-економічної доцільності їх застосування, а саме схеми 3 та 4, тобто варіантів 1 та 2 відповідно.

Розрахунки показали, що схема варіант 1 є більш економічною. Для даної схеми були обрані трансформатори та обчислені їх параметри, на основі яких були розраховані регульовальні можливості РПН даних трансформаторів. За знайденим потокорозподілом потужностей ділянок схеми були розраховані та обрані, на основі техніко-економічного порівняння, оптимальні перерізи ділянок ПЛ електричної мережі.

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						37
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для розрахованих параметрів був виконаний ряд перевірок, а саме: перевірка допустимості нагрівання проводів ділянок та перевірка на відповідність технічним вимогам режиму напруги в пунктах у звичайному, та післяаварійному режимах роботи.

Підсумовуючи, була обрана схема мережі варіанту 1, оскільки має капіталовкладення 132753.885 тис. грн, що є більш економічним, в порівнянні зі схемою варіанту 4. Для мережі варіанту 1 були розраховані відповідні режимні параметри та проведені перевірки допустимості напруг, та струмів. Все вище зазначене дозволяє зробити висновок, що дану схему можна приймати до подальшого розрахунку, оскільки вона забезпечує надійність та безпечну експлуатацію.

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						38
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2 РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ Z-СХЕМИ ЗАМІЩЕННЯ МЕРЕЖІ

2.1 Розрахунок параметрів схеми заміщення ЛЕП

В результаті виконання першого розділу було встановлено, що для спорудження ПЛ проєктованої електричної мережі слід використовувати сталевалюмінієві проводи перерізом 70, 120 і 240 мм². Вважаємо, що проводи розташовані у вершинах нерівностороннього трикутника та мають середньгеометричну відстань між фазами $D_{cp} = 5000$ мм [2].

Діаметри проводів застосованих перерізів:

$$d_{70} = 11,4 \text{ мм}; \quad d_{120} = 15,2 \text{ мм}; \quad d_{240} = 21,6 \text{ мм}.$$

Відповідно, значення площі поперечного перерізу:

$$F_{70} = 68 \text{ мм}^2; \quad F_{120} = 118 \text{ мм}^2; \quad F_{240} = 244 \text{ мм}^2.$$

Значення погонного активного опору r_0 для застосовуваних перерізів:

$$r_{070} = \frac{\rho}{F_{70}} = \frac{28,5}{68} = 0,419 \text{ Ом / км};$$

$$r_{0120} = \frac{\rho}{F_{120}} = \frac{28,5}{118} = 0,242 \text{ Ом / км};$$

$$r_{0240} = \frac{\rho}{F_{240}} = \frac{28,5}{244} = 0,117 \text{ Ом / км}.$$

Значення погонного реактивного опору x_0 :

$$x_{070} = 0,145 \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{70}} \right) + 0,016 \cdot \mu = 0,145 \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot 5000}{11,4} \right) + 0,016 \cdot 1 =$$
$$= 0,443 \text{ Ом / км};$$

$$x_{0120} = 0,145 \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{120}} \right) + 0,016 \cdot \mu = 0,145 \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot 5000}{15,2} \right) + 0,016 \cdot 1 =$$
$$= 0,425 \text{ Ом / км};$$

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						39
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$x_{0240} = 0,145 \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{240}} \right) + 0,016 \cdot \mu = 0,145 \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot 5000}{21,6} \right) + 0,016 \cdot 1 =$$

$$= 0,403 \text{ Ом / км.}$$

Для мережі 110 кВ нехтуємо значенням активної провідності, оскільки втрати потужності на корону для ПЛ такого класу напруги незначні.

Значення погонної ємнісної реактивної провідності:

$$b_{070} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{70}} \right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \left(\frac{2 \cdot 5000}{11,4} \right)} = 2,576 \cdot 10^{-6} \text{ См / км;}$$

$$b_{0120} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{120}} \right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \left(\frac{2 \cdot 5000}{15,2} \right)} = 2,69 \cdot 10^{-6} \text{ См / км;}$$

$$b_{0240} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{240}} \right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \left(\frac{2 \cdot 5000}{21,6} \right)} = 2,844 \cdot 10^{-6} \text{ См / км.}$$

За відомими величинами визначимо параметри ділянки 0-1:

$$r_{л01} = r_{0240} \cdot L_{01} = 0,117 \cdot 24 = 3,154 \text{ Ом}$$

$$x_{л01} = x_{0240} \cdot L_{01} = 0,403 \cdot 24 = 10,862 \text{ Ом}$$

$$b_{л01} = b_{0240} \cdot L_{01} = 2,844 \cdot 10^{-6} \cdot 24 = 7,678 \cdot 10^{-5} \text{ См}$$

Параметри інших ділянок мережі наведено в табл. 2.1.

Таблиця 2.1– Результати розрахунку параметрів ділянок мережі

Ділянка	Переріз	Довжина	r_l , Ом	x_l , Ом	g_l , См	b_l , См
1	2	3	4	5	6	7
0-1	240	27	3.154	10.868	0	$7.678 \cdot 10^{-5}$
0-3	240	30	3.504	12.075	0	$8.531 \cdot 10^{-5}$
0-7	240	40	4.672	16.1	0	$1.137 \cdot 10^{-4}$
1-2	240	40	4.672	16.1	0	$1.137 \cdot 10^{-4}$
2-5	70	28	11.735	12.397	0	$7.211 \cdot 10^{-5}$

Продовження табл. 2.1

1	2	3	4	5	6	7
3-4	240	29	3.387	11.673	0	$8.247 \cdot 10^{-5}$
4-6	70	25	10.478	11.069	0	$6.439 \cdot 10^{-5}$
5-7	240	21	2.453	8.453	0	$5.972 \cdot 10^{-5}$
6-7	70	21	8.801	9.298	0	$5.409 \cdot 10^{-5}$

Значення комплексного опору та провідності для ділянки 0-1:

$$Z_{л01} = r_{л01} + j \cdot x_{л01} = 3.154 + j \cdot 10.862 \text{ Ом}$$

$$Y_{л01} = g_{л01} + j \cdot b_{л01} = j \cdot 7.678 \cdot 10^{-5} \text{ См}$$

Дані наступних ділянок занесено в табл. 2.2.

Таблиця 2.2– Значення опору та провідності ділянок

Ділянка	Переріз	Довжина	$Z_L, \text{ Ом}$	$Y_L, \text{ См}$
0-1	240	27	$3.154 + j10.862$	$j7.678 \cdot 10^{-5}$
0-3	240	30	$3.504 + j12.075$	$j8.531 \cdot 10^{-5}$
0-7	240	40	$4.672 + j16.1$	$j1.137 \cdot 10^{-4}$
1-2	240	40	$4.672 + j16.1$	$j1.137 \cdot 10^{-4}$
2-5	70	28	$11.735 + j12.397$	$j7.211 \cdot 10^{-5}$
3-4	240	29	$3.387 + j11.673$	$j8.247 \cdot 10^{-5}$
4-6	70	25	$10.478 + j11.069$	$j6.439 \cdot 10^{-5}$
5-7	240	21	$2.453 + j8.453$	$j5.972 \cdot 10^{-5}$
6-7	70	21	$8.801 + j9.298$	$j5.409 \cdot 10^{-5}$

2.2 Розрахунок параметрів схеми заміщення силових трансформаторів

Розрахунок покажемо на прикладі підстанцій в пунктах 1 та 2.

Активний опір обмоток силового триобмоткового трансформатора, встановленого на підстанції пункту 1:

$$r_{в1} = r_{с1} = r_{н1} = \frac{\Delta P_{кз1} \cdot U_{ов1}^2 \cdot 10^3}{2 \cdot S_{н1}^2} = \frac{76^2 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{2 \cdot 10000^2} = 5,026 \text{ Ом};$$

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						41
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Активний опір силового двообмоткового трансформатора:

$$r_{T6} = \frac{\Delta P_{K36} \cdot U_{OB6}^2 \cdot 10^3}{S_{H6}^2} = \frac{44 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{6300^2} = 14,661 \text{ Ом}$$

Активні опори обмоток блоку силових трансформаторів, встановлених на підстанції пункту 1 та 2:

$$r_{\bar{b}61} = r_{\bar{b}c1} = r_{\bar{b}H1} = \frac{r_{61}}{n} = \frac{r_{c1}}{n} = \frac{r_{H1}}{n} = \frac{5,026}{2} = 2,513 \text{ Ом};$$

$$r_{\bar{b}T6} = \frac{r_{T6}}{n} = \frac{14,661}{2} = 7,331 \text{ Ом}$$

Реактивний опір обмоток силового триобмоткового трансформатора, встановленого на підстанції пункту 1:

$$x_{TB1} = \frac{10 \cdot U_{K61} \cdot U_{O61}^2}{S_{H1}} = \frac{10 \cdot 10,75 \cdot 115^2}{10000} = 142,169 \text{ Ом};$$

$$x_{TC1} = \frac{10 \cdot U_{KC1} \cdot U_{O61}^2}{S_{H1}} = \frac{10 \cdot 0 \cdot 115^2}{10000} = 0 \text{ Ом};$$

$$x_{TH1} = \frac{10 \cdot U_{KH1} \cdot U_{O61}^2}{S_{H1}} = \frac{10 \cdot 6,25 \cdot 115^2}{10000} = 82,656 \text{ Ом}.$$

Реактивний опір обмоток силового двообмоткового трансформатора:

$$x_{T6} = \frac{10 \cdot U_{K36} \cdot U_{OB6}^2}{S_{H6}} = \frac{10 \cdot 10,5 \cdot 115^2}{6300} = 220,417 \text{ Ом}$$

Реактивні опори обмоток блоку силових трансформаторів, встановлених на підстанції пункту 1 та 2:

$$x_{\bar{b}B1} = \frac{x_{B1}}{n} = \frac{142,169}{2} = 71,084 \text{ Ом} \quad x_{\bar{b}c1} = \frac{x_{c1}}{n} = \frac{0}{2} = 0 \text{ Ом}$$

$$x_{\bar{b}H1} = \frac{x_{H1}}{n} = \frac{82,656}{2} = 41,328 \text{ Ом} \quad x_{\bar{b}T6} = \frac{x_{T6}}{n} = \frac{220,417}{2} = 110,208 \text{ Ом}$$

Активну провідність силових трансформаторів блоків, встановлених на підстанціях пунктів 1 та 6, розрахуємо за формулами:

$$g_{T1} = \frac{\Delta P_{XX1} \cdot 10^{-3}}{U_{OB1}^2} = \frac{17 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 1,285 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						42
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$g_{T6} = \frac{\Delta P_{XX6} \cdot 10^{-3}}{U_{OB6}^2} = \frac{11,5 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 86,96 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

Значення індуктивної реактивної провідності силових трансформаторів, встановлених на підстанціях пунктів 1 та 6:

$$b_{T1} = -\frac{I_{XX1} \cdot S_{H1} \cdot 10^{-5}}{U_{OB1}^2} = \frac{1,1 \cdot 10 \cdot 10^{-5}}{115^2} = -8,318 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

$$b_{T6} = -\frac{I_{XX6} \cdot S_{H6} \cdot 10^{-5}}{U_{OB6}^2} = \frac{0,8 \cdot 6,3 \cdot 10^{-5}}{115^2} = -3,811 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

Активна та реактивна провідність блоків силових трансформаторів:

$$g_{6T1} = n \cdot g_{T1} = 2 \cdot 1,283 \cdot 10^{-6} = 2,571 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

$$b_{6T1} = n \cdot b_{T1} = 2 \cdot (-8,318 \cdot 10^{-6}) = -1,664 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

$$g_{6T6} = n \cdot g_{T6} = 2 \cdot 8,696 \cdot 10^{-6} = 1,739 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

$$b_{6T6} = n \cdot b_{T6} = 2 \cdot (-3,811 \cdot 10^{-6}) = -7,662 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

Повна провідність блоків силових трансформаторів:

$$\underline{Y}_{6T1} = g_{6T1} + j \cdot b_{6T1} = (2,571 - j \cdot 1,664) \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

$$\underline{Y}_{6T6} = g_{6T6} + j \cdot b_{6T6} = (1,739 - j \cdot 7,662) \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

Параметри опорів та провідностей блоку трансформаторів наведено в табл. 2.3 та 2.4 відповідно.

Таблиця 2.3 – Розрахункові опори трансформаторів

ПС	Опір блоку трансформаторів, Ом							
	Активний				Реактивний			
	$r_{6в}$	$r_{6с}$	$r_{6н}$	$r_{6т}$	$x_{6в}$	$x_{6с}$	$x_{6н}$	$x_{6т}$
1	2,513	2,513	2,513	-	71,084	0	41,328	-
2	1,292	1,292	1,292	-	44,428	0	25,83	-
3	2,513	2,513	2,513	-	71,084	0	41,328	-
4	2,513	2,513	2,513	-	71,084	0	41,328	-
5	2,513	2,513	2,513	-	71,084	0	41,328	-
6	-	-	-	7,331	-	-	-	110,208
7	2,513	2,513	2,513	-	71,084	0	41,328	-

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		43

Таблиця 2.4 – Розрахункові провідності трансформаторів

ПС	Провідність блоку трансформаторів, См		
	Активна $g_{\bar{\sigma}_T}$	Реактивна $b_{\bar{\sigma}_T}$	Повна $Y_{\bar{\sigma}_T}$
1	$2,571 \cdot 10^{-6}$	$-16,64 \cdot 10^{-6}$	$(2,571-j16,64) \cdot 10^{-6}$
2	$3,478 \cdot 10^{-6}$	$-24,20 \cdot 10^{-6}$	$(3,478-j24,2) \cdot 10^{-6}$
3	$2,571 \cdot 10^{-6}$	$-16,64 \cdot 10^{-6}$	$(2,571-j16,64) \cdot 10^{-6}$
4	$2,571 \cdot 10^{-6}$	$-16,64 \cdot 10^{-6}$	$(2,571-j16,64) \cdot 10^{-6}$
5	$2,571 \cdot 10^{-6}$	$-16,64 \cdot 10^{-6}$	$(2,571-j16,64) \cdot 10^{-6}$
6	$1,739 \cdot 10^{-6}$	$-7,622 \cdot 10^{-6}$	$(1,739-j7,622) \cdot 10^{-6}$
7	$2,571 \cdot 10^{-6}$	$-16,64 \cdot 10^{-6}$	$(2,571-j16,64) \cdot 10^{-6}$

2.3 Розрахункові провідності та приведені навантаження пунктів

Виконаємо розрахунок коефіцієнтів завантажень обмоток блоків силових трансформаторів [2].

Для блоку триобмоткових силових трансформаторів пункту 1:

$$\beta_{BH1} = \frac{\sqrt{P_{BH1}^2 + Q_{BH1}^2} \cdot 10^3}{n \cdot S_{H1}} = \frac{\sqrt{8^2 + (-4.799)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 10000} = 0.466$$

$$\beta_{CH1} = \frac{\sqrt{P_{CH1}^2 + Q_{CH1}^2} \cdot 10^3}{n \cdot S_{H1}} = \frac{\sqrt{5^2 + (-3.099)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 10000} = 0.294$$

$$\beta_{HH1} = \frac{\sqrt{P_{HH1}^2 + Q_{HH1}^2} \cdot 10^3}{n \cdot S_{H1}} = \frac{\sqrt{3^2 + (-1.7)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 10000} = 0.172$$

Для блоку двообмоткових силових трансформаторів пункту 6:

$$\beta_6 = \frac{\sqrt{P_{max6}^2 + Q_{max6}^2} \cdot 10^3}{n \cdot S_{H6}} = \frac{\sqrt{6^2 + (-3.4)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 63000} = 0.547$$

Коефіцієнти завантаження інших блоків силових трансформаторів схеми визначають аналогічно. Результати розрахунків наведені в табл. 2.5.

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						44
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.5 – Завантаження блоків трансформаторів

Пункт	Коефіцієнт завантаження обмоток		
	ВН	СН	НН
1	0.466	0.294	0.172
2	0.51	0.331	0.18
3	0.642	0.412	0.23
4	0.583	0.353	0.23
5	0.64	0.353	0.287
6	0.547	-	0.547
7	0.466	0.294	0.172

Розрахуємо величини активних та реактивних втрат потужностей в опорах блоку триобмоткових силових трансформаторів, встановленого в пункті 1:

$$\Delta P_{tz1} = \frac{n \cdot \Delta P_{кз1}}{2} \cdot (\beta_{ВН1}^2 + \beta_{СН1}^2 + \beta_{НН1}^2) = \frac{2 \cdot 76}{2} \cdot (0.466 + 0.294 + 0.172) = 25,369 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{tz1} = -n \cdot S_{Н1} \cdot (\beta_{ВН1}^2 \cdot U_{кв1} \% + \beta_{СН1}^2 \cdot U_{кс1} \% + \beta_{НН1}^2 \cdot U_{кн1} \%) = 2 \cdot 10000 \cdot (0.466 \cdot 10.75 + 0.294 \cdot 0 + 0.172 \cdot 6.25) = -504.941 \text{ кВАр}$$

Для блоку двообмоткових силових трансформаторів пункту 6:

$$\Delta P_{tz6} = n \cdot \beta_6^2 \cdot \Delta P_{кз6} = 2 \cdot 0.547^2 \cdot 44 = 26.364 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{tz6} = -n \cdot S_{Н6} \cdot \beta_6^2 \cdot U_{кв6} \% \cdot 10^{-2} = 2 \cdot 6300 \cdot 0.547^2 \cdot 10.5 \cdot 10^{-2} = -396.354 \text{ кВАр}$$

Приведені навантаження пунктів 1 та 6:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{пр1} &= \dot{S}_{зад1} + (\Delta P_{tz1} + j \cdot \Delta Q_{tz6}) \cdot 10^{-3} \\ &= (8 - j \cdot 4.799) + (25,369 - j \cdot 504.941) \cdot 10^{-3} \\ &= 8.025 - j \cdot 5.304 \text{ МВА} \end{aligned}$$

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		45

$$\begin{aligned}\dot{S}_{пр6} &= \dot{S}_{зад6} + (\Delta P_{tz6} + j \cdot \Delta Q_{tz6}) \cdot 10^{-3} \\ &= (6 - j \cdot 3.4) + (26.364 - j \cdot 396.354) \cdot 10^{-3} \\ &= 6.026 - j \cdot 3.797 \text{ МВА}\end{aligned}$$

Значення приведених навантажень решти пунктів наведені в табл. 2.6

Таблиця 2.6 – Результати розрахунку приведених навантажень пунктів

Номер пункту	Задана потужність, S_{max} , МВА	Втрати потужності в опорах блоку силових трансформаторів		Приведена потужність пункту S_{np} , МВА
		ΔP_{tz} , кВт	ΔQ_{tz} , кВАр	
1	8 - j4.799	25.369	-504.941	8.025 - j5.304
2	14 - j8.411	40.224	-960.626	14.04 - j9.372
3	11 - j6.605	48.181	-950.932	11.048 - j7.556
4	10 - j5.985	39.29	-796.116	10.039 - j6.781
5	11 - j6.552	46.889	-984.341	11.047 - j7.536
6	6 - j3.4	26.364	-396.354	6.026 - j3.797
7	8 - j4.799	25.369	-504.941	8.025 - j5.304

Відповідно до конфігурації схеми мережі визначимо розрахункові провідності пунктів.

Провідність для балансуєчого та першого пункту:

$$\begin{aligned}\underline{Y}_{БП} &= 0.5 \cdot (\underline{Y}_{л01} + \underline{Y}_{л03} + \underline{Y}_{л07}) \\ &= 0.5 + (j7.678 \cdot 10^{-5} + 8.531 \cdot 10^{-5} + 1.137 \cdot 10^{-4}) \\ &= j1.379 \cdot 10^{-4} \text{ СМ}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\underline{Y}_1 &= 0.5 \cdot (\underline{Y}_{л01} + \underline{Y}_{л12}) + \underline{Y}_{бт1} \\ &= 0.5 + (j7.678 \cdot 10^{-5} + j1.137 \cdot 10^{-4}) + 2.571 \cdot 10^{-6} - j1.664 \cdot 10^{-5} \\ &= 2.571 \cdot 10^{-6} + j7.863 \cdot 10^{-5} \text{ СМ}\end{aligned}$$

Таблиця 2.7 – Розрахункові провідності пунктів

Пункт	Розрахункова провідність
0	$j1.379 \cdot 10^{-4}$
1	$2.571 \cdot 10^{-6} + j7.863 \cdot 10^{-5}$
2	$3.478 \cdot 10^{-6} + j6.873 \cdot 10^{-5}$
3	$2.571 \cdot 10^{-6} + j6.725 \cdot 10^{-5}$
4	$2.571 \cdot 10^{-6} + j5.679 \cdot 10^{-5}$
5	$2.571 \cdot 10^{-6} + j4.928 \cdot 10^{-5}$
6	$1.739 \cdot 10^{-6} + j5.162 \cdot 10^{-5}$
7	$2.571 \cdot 10^{-6} + j9.714 \cdot 10^{-5}$

Висновки до розділу

У даному розділі був проведений розрахунок параметрів схеми заміщення для електричної мережі, а саме, активних і реактивних опорів, та провідностей для ділянок мережі. Також, були розраховані параметри схеми заміщення для обраних силових трансформаторів в пунктах відповідно. Для підготовки до ітераційного розрахунку режимів роботи мережі були розраховані значення приведених потужностей та еквівалентних провідностей пунктів.

$$\dot{S}_{57} = \dot{S}_{\text{пр}5} = 11.047 - j7.536 \text{ МВА}$$

$$\dot{S}_{67} = \dot{S}_{\text{пр}6} = 6.026 - j3.797 \text{ МВА}$$

$$\dot{S}_{34} = \dot{S}_{\text{пр}4} = 10.039 - j6.781 \text{ МВА}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{03} = \dot{S}_{\text{пр}3} + \dot{S}_{34} &= (11.048 - j7.556) + (10.039 - j6.781) \\ &= 21.087 - j14.338 \text{ МВА} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{07} = \dot{S}_{\text{пр}7} + \dot{S}_{57} + \dot{S}_{67} &= \\ &= (8.025 - j5.304) + (11.047 - j7.536) + (6.026 - j3.797) \\ &= 25.099 - j16.637 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Для схеми мережі складемо систему контурних рівнянь:

$$\begin{cases} \dot{S}_{01} \cdot Z_{01} + \dot{S}_{12} \cdot Z_{12} - \dot{S}_{57} \cdot Z_{57} - \dot{S}_{07} \cdot Z_{07} = -\dot{S}_{k1} \cdot Z_{k1} + \dot{S}_{k2} \cdot Z_{07}, \\ \dot{S}_{07} \cdot Z_{07} - \dot{S}_{34} \cdot Z_{34} - \dot{S}_{03} \cdot Z_{03} + \dot{S}_{67} \cdot Z_{67} = -\dot{S}_{k2} \cdot Z_{k2} + \dot{S}_{k1} \cdot Z_{07}, \end{cases}$$

Розв'язавши систему рівнянь, отримаємо наступні значення контурних потужностей:

$$\dot{S}_{k1} = 0.142 - j0.024 \text{ МВА}$$

$$\dot{S}_{k2} = -1.39 - j1.152 \text{ МВА}$$

Значення потоків потужностей основного потокорозподілу:

$$\dot{S}_{01} = \dot{S}_{01} + \dot{S}_{k1} = (22.066 - j14.67) + (0.142 - j0.024) = 22.208 - j14.7 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{03} = \dot{S}_{03} - \dot{S}_{k2} = (21.09 - j14.34) - (-1.39 - j1.152) = 22.478 - j15.49 \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{07} = \dot{S}_{07} + \dot{S}_{k2} - \dot{S}_{k1} &= (25.099 - j16.637) + (-1.39 - j1.152) - \\ &(0.142 - j0.024) = 23.566 - j15.461 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{12} = \dot{S}_{12} + \dot{S}_{k1} = (14.04 - j9.37) + (0.142 - j0.024) = 14.18 - j9.4 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{57} = \dot{S}_{57} - \dot{S}_{k1} = (11.05 - j7.536) - (0.142 - j0.024) = 10.904 - j7.513 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{67} = \dot{S}_{67} + \dot{S}_{k2} = (6.026 - j3.797) + (-1.39 - j1.152) = 4.636 - j2.645 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{34} = \dot{S}_{34} - \dot{S}_{k2} = (10.039 - j6.781) - (-1.39 - j1.152) = 11.43 - j7.933 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{46} = -\dot{S}_{k2} = 1.39 + j1.152 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{25} = \dot{S}_{k1} = 0.142 - j0.024 \text{ МВА};$$

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						49
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахунки втрат потужності для інших ділянок виконуються аналогічно та занесені до табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Втрати потужності в опорах ділянок на першій ітерації

Ділянка	Втрати потужності в опорах, МВА
0-1	0.177 – j0.609
0-3	0.206 – j0.711
0-7	0.293 – j1.01
1-2	0.112 – j0.385
2-5	0.0002 – j0.0002
3-4	0.054 – j0.187
4-6	0.003 – j0.003
5-7	0.036 – j0.122
6-7	0.021 – j0.022

Втрати потужності в провідностях першого пункту:

$$\begin{aligned} \Delta S_{y1}^{(1)} &= Y_1 \cdot (U_1^{(0)})^2 = (2.571 \cdot 10^{-6} + j7.863 \cdot 10^{-5}) \cdot 110^2 \\ &= 0.031 + j0.951 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Додаткове навантаження першого пункту від втрат потужності:

$$\begin{aligned} \Delta S_{n1}^{(1)} &= \Delta S_{y1}^{(1)} + 0.5 \cdot (\Delta S_{z12}^{(1)} + \Delta S_{z01}^{(1)}) \\ &= (0.031 + j0.951) + 0.5 \cdot ((0.11 - j0.385) + (0.177 - j0.609)) \\ &= 0.175 + j0.454 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Розрахунки для інших пунктів виконуються аналогічно, результати занесені до табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Втрати потужності в провідностях та додаткові навантаження пунктів на першій ітерації

Пункт	Втрати потужності в провідностях, МВА	Додаткові навантаження пунктів, МВА
1	$0.031 + j0.951$	$0.175 + j0.454$
2	$0.042 + j0.832$	$0.098 + j0.639$
3	$0.031 + j0.814$	$0.161 + j0.365$
4	$0.031 + j0.687$	$0.06 + j0.592$
5	$0.031 + j0.596$	$0.049 + j0.535$
6	$0.021 + j0.625$	$0.033 + j0.612$
7	$0.031 + j1.175$	$0.206 + j1.598$

Потокорозподіл додаткових навантажень визначимо аналогічно до розрахунку основного потокорозподілу даної схеми. Отриманий потокорозподіл необхідно накласти на основний, в результаті чого отримується результуючий потокорозподіл [2]. Результати розрахунку результуючого потокорозподілу ділянками занесені у табл. 3.3, а навантаження пунктів – до табл. 3.4.

Таблиця 3.3 – Результуючий потокорозподіл по ділянках на першій ітерації

Ділянка	Результуючий потокорозподіл, МВА
0-1	$22.468 - j13.507$
0-3	$22.736 - j14.297$
0-7	$23.829 - j14.051$
1-2	$14.268 - j8.657$
2-5	$0.13 + j0.076$
3-4	$11.526 - j7.106$
4-6	$1.428 - j0.917$
5-7	$10.966 - j7.077$
6-7	$4.632 - j2.268$

Таблиця 3.4 – Результуюче навантаження в пунктах на першій ітерації

Пункт	Результуюче навантаження, МВА
1	8.201 – j4.849
2	14.138 – j8.733
3	11.209 – j7.191
4	10.099 – j6.189
5	11.096 – j7.001
6	6.059 – j3.185
7	8.231 – j4.706

Розрахуємо рівень напруги другого пункту:

$$\begin{aligned}
 U_1^{(1)} &= \sqrt{(U_0)^2 - 2 \cdot (P_{\text{рез01}}^{(1)} \cdot r_{\text{л01}} - Q_{\text{рез01}}^{(1)} \cdot x_{\text{л01}})} \\
 &= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (22.468 \cdot 3.154 - (-13.507) \cdot 10.868)} \\
 &= 113.092 \text{ кВ}
 \end{aligned}$$

Розрахунок рівнів напруг в інших пунктах мережі на першій ітерації виконується аналогічно, з врахуванням конфігурації схеми мережі. Результат розрахунку занесений до табл. 3.5

Таблиця 3.5 – Рівень напруги в пунктах на першій ітерації

Пункт	Рівень напруги, кВ	Пункт	Рівень напруги, кВ
1	113.092	5	110.473
2	111.255	6	111.473
3	113.785	7	112.026
4	111.698		

Перевіримо закінчення ітераційного процесу за критерієм зміни модулів напруги між ітераціями, в даному випадку між значеннями першої ітерації та початковими значеннями.

Для першого пункту:

$$\Delta U_1^{(1)} = \frac{|U_1^{(1)} - U_1^{(0)}|}{U_1^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|113.092 - 110|}{110} \cdot 100\% = 2.811\%$$

Для інших пунктів наведемо результат у табл. 3.6

Таблиця 3.6 – Зміна модулів напруги на першій ітерації

Пункт	Зміна модулів напруги, %	Пункт	Зміна модулів напруги, %	Граничне значення, %
1	2.811	5	0.43	2
2	1.141	6	1.339	
3	2.532	7	1.842	
4	1.544			

Оскільки, відхилення рівнів напруг деяких пунктів перевищують граничне значення в 2%, необхідно продовжити ітераційний розрахунок.

Розрахуємо втрати потужності на першій ітерації режиму максимальних навантажень.

Потужність балансуєчого пункту:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{\text{БП}}^{(1)} &= \dot{S}_{\text{рез01}}^{(1)} + \dot{S}_{\text{рез03}}^{(1)} + \dot{S}_{\text{рез07}}^{(1)} + 0.5 \\ &\cdot \left(\Delta \dot{S}_{z01}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z03}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z07}^{(1)} \right) + Y_{\text{БП}} \cdot U_0^2 \\ &= (22.468 - j13.507) + (22.736 - j4.297) + (23.829 - j14.05) \\ &+ 0.5 \cdot ((0.177 - j0.609) + (0.206 - j0.711) + (0.293 - j1.01)) \\ &+ j1.379 \cdot 10^{-4} \cdot 115^2 = 69.371 - j41.195 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Сумарна потужність навантажень мережі:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\Sigma} &= \dot{S}_{max1} + \dot{S}_{max2} + \dot{S}_{max3} + \dot{S}_{max4} + \dot{S}_{max5} + \dot{S}_{max6} + \dot{S}_{max7} \\ &= (8 - j4.799) + (14 - j8.411) + (11 - j6.605) + (10 - j5.985) \\ &\quad + (11 - j6.552) + (6 - j3.4) + (8 - j4.799) = 68 - j40.55 \text{ МВА}\end{aligned}$$

Повні втрати потужності на першій ітерації:

$$\begin{aligned}\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)} &= \Delta \dot{S}_{БП}^{(1)} - \dot{S}_{\Sigma} = (69.371 - j41.195) + (68 - j40.55) \\ &= 1.371 - j0.643 \text{ МВА}\end{aligned}$$

Знайдемо втрати потужності в опорах ділянок на другій ітерації, використовуючи визначені на першій ітерації рівні напруг в пунктах.

Для ділянки 0-1:

$$\begin{aligned}\Delta \dot{S}_{z01}^{(2)} &= \frac{P_{рез01}^2 + Q_{рез01}^2}{0.5 \cdot (U_0^2 + U_1^{(1)2})} \cdot (r_{л01} - j \cdot x_{л01}) \\ &= \frac{22.468^2 + (-13.507)^2}{0.5 \cdot (115^2 + 113.092^2)} \cdot (3.154 - j \cdot 10.868) \\ &= 0.167 - j0.574 \text{ МВА}\end{aligned}$$

Розрахунки втрат потужності для інших ділянок занесені до табл. 3.7.

Таблиця 3.7 – Втрати потужності в опорах ділянок на другій ітерації

Ділянка	Втрати потужності в опорах, МВА
1	2
0-1	0.167 – j0.574
0-3	0.195 – j0.671
0-7	0.277 – j0.956
1-2	0.103 – j0.356
2-5	0.0002 – j0.0002

Продовження табл 3.7

3-4	0.049 – j0.17
4-6	0.002 – j0.002
5-7	0.034 – j0.116
6-7	0.019 – j0.02

Втрати потужності в провідностях першого пункту:

$$\begin{aligned} \Delta S_{y1}^{(2)} &= \underline{Y}_1 \cdot (U_1^{(1)})^2 = (2.571 \cdot 10^{-6} + j7.863 \cdot 10^{-5}) \cdot 113.092^2 \\ &= 0.033 + j1.006 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Додаткове навантаження першого пункту від втрат потужності:

$$\begin{aligned} \Delta S_{n1}^{(2)} &= \Delta S_{y1}^{(2)} + 0.5 \cdot (\Delta S_{z12}^{(2)} + \Delta S_{z01}^{(2)}) \\ &= (0.033 + j1.006) + 0.5 \cdot ((0.103 - j0.356) + (0.167 - j0.57)) \\ &= 0.168 + j0.54 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Результати розрахунків для інших пунктів занесені до табл. 3.8.

Таблиця 3.8 – Втрати потужності в провідностях та додаткові навантаження пунктів на другій ітерації

Пункт	Втрати потужності в провідностях, МВА	Додаткові навантаження пунктів, МВА
1	0.033 + j1.006	0.168 + j0.54
2	0.043 + j0.851	0.095 + j0.673
3	0.033 + j0.855	0.155 + j0.435
4	0.032 + j0.709	0.058 + j0.622
5	0.031 + j0.601	0.048 + j0.543
6	0.022 + j0.641	0.032 + j0.63
7	0.032 + j1.219	0.197 + j0.673

Результуючий потіокрозподіл занесений до табл. 3.9, а навантаження пунктів до табл. 3.10 відповідно.

Таблиця 3.9 – Результуючий поточкорозподіл по ділянках на другій ітерації

Ділянка	Результуючий поточкорозподіл, МВА	Ділянка	Результуючий поточкорозподіл, МВА
0-1	22.458 – j13.39	3-4	11.525 – j7.071
0-3	22.727 – j14.192	4-6	1.427 – j0.912
0-7	23.819 – j13.951	5-7	10.965 – j7.066
1-2	14.265 – j8.627	6-7	4.631 – j2.255
2-5	0.13 + j0.072		

Таблиця 3.10 – Результуюче навантаження в пунктах на другій ітерації

Пункт	Навантаження, МВА	Пункт	Навантаження, МВА
1	8.193 – j4.763	5	11.095 – j6.993
2	14.135 – j8.699	6	6.059 – j3.167
3	11.203 – j7.121	7	8.223 – j4.631
4	10.097 – j6.159		

Розрахуємо рівень напруги другого пункту:

$$\begin{aligned}
 U_1^{(2)} &= \sqrt{(U_0)^2 - 2 \cdot (P_{\text{рез01}}^{(2)} \cdot r_{\text{л01}} - Q_{\text{рез01}}^{(2)} \cdot x_{\text{л01}})} \\
 &= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (22.458 \cdot 3.154 - (-13.39) \cdot 10.868)} \\
 &= 113.103 \text{ кВ}
 \end{aligned}$$

Результат розрахунку для інших пунктів занесений до табл. 3.11.

Таблиця 3.11 – Рівень напруги в пунктах на другій ітерації

Пункт	Рівень напруги, кВ	Пункт	Рівень напруги, кВ
1	113.103	5	111.265
2	111.271	6	111.489
3	112.796	7	112.041
4	111.713		

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Перевіримо закінчення ітераційного процесу.

Для першого пункту:

$$\Delta U_1^{(2)} = \frac{|U_1^{(2)} - U_1^{(1)}|}{U_1^{(1)}} \cdot 100\% = \frac{|113.103 - 113.092|}{113.092} \cdot 100\% = 0.01\%$$

Для інших пунктів наведемо результат у табл. 3.12

Таблиця 3.12 – Зміна модулів напруги на другій ітерації

Пункт	Зміна модулів напруги, %	Пункт	Зміна модулів напруги, %	Граничне значення, %
1	0.01	5	0.718	2
2	0.014	6	0.014	
3	0.01	7	0.013	
4	0.014			

Відхилення рівнів напруг не перевищують 2%. Проте, необхідно виконати перевірку закінчення ітераційного процесу за критерієм зміни сумарних втрат потужності в мережі.

Потужність балансуючого пункту на другій ітерації:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{\text{БП}}^{(2)} &= \dot{S}_{\text{рез01}}^{(2)} + \dot{S}_{\text{рез03}}^{(2)} + \dot{S}_{\text{рез07}}^{(2)} + 0.5 \\ &\cdot \left(\Delta \dot{S}_{z01}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{z03}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{z07}^{(2)} \right) + \underline{Y}_{\text{БП}} \cdot U_0^2 \\ &= (22.458 - j13.39) + (22.727 - j14.192) + (23.819 - j13.95) \\ &+ 0.5 \cdot ((0.167 - j0.574) + (0.195 - j0.67) + (0.277 - j0.956)) \\ &+ j1.379 \cdot 10^{-4} \cdot 115^2 = 69.324 - j40.811 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Повні втрати потужності на другій ітерації:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} &= \Delta \dot{S}_{\text{БП}}^{(2)} - \dot{S}_{\Sigma} = (69.324 - j40.811) + (68 - j40.55) \\ &= 1.324 - j0.258 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Зміна сумарних втрат потужності на другій ітерації:

$$\partial \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} = \frac{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} - \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)}|}{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)}|} \cdot 100\%$$

$$= \frac{|(1.324 - j0.258) - (1.371 - j0.643)|}{|(1.371 - j0.643)|} \cdot 100\% = 25.557\%$$

Оскільки зміни сумарних втрат потужності перевищує 2%, необхідно продовжити розрахунок ітераційного процесу.

Розрахунок третьої ітерації виконується аналогічно попереднім. Результати розрахунку представлені в табличному вигляді.

Таблиця 3.13 – Результати розрахунку третьої ітерації

Параметр	Значення	
	2	3
1	2	3
Втрати потужності в опорах ділянок, МВА	0-1	0.166 – j0.571
	0-3	0.194 – j0.668
	0-7	0.276 – j0.952
	1-2	0.103 – j0.355
	2-5	0.0002 – j0.0002
	3-4	0.049 – j0.169
	4-6	0.002 – j0.003
	5-7	0.033 – j0.115
Втрати потужності в провідностях пунктів, МВА	6-7	0.019 – j0.02
	1	0.033 + j1.006
	2	0.043 + j0.851
	3	0.033 + j0.856
	4	0.032 + j0.709
	5	0.032 + j0.61
	6	0.022 + j0.642

Продовження табл. 3.13

1	2	3
	7	$0.032 + j1.219$
Додаткові навантаження пунктів, МВА	1	$0.167 + j0.543$
	2	$0.095 + j0.673$
	3	$0.154 + j0.437$
	4	$0.058 + j0.623$
	5	$0.049 + j0.552$
	6	$0.032 + j0.63$
	7	$0.196 + j0.676$
Результуючий потік потужності по ділянках, МВА	0-1	$22.457 - j13.385$
	0-3	$22.727 - j14.188$
	0-7	$23.819 - j13.944$
	1-2	$14.265 - j8.623$
	2-5	$0.13 + j0.075$
	3-4	$11.524 - j7.069$
	4-6	$1.427 - j0.91$
	5-7	$10.966 - j7.06$
Результуюче навантаження в пунктах, МВА	1	$8.193 - j4.761$
	2	$14.135 - j8.699$
	3	$11.202 - j7.119$
	4	$10.097 - j6.159$
	5	$11.095 - j6.984$
	6	$6.059 - j3.166$
	7	$8.222 - j4.628$

Продовження табл 1.13

Рівень напруги в пунктах, кВ	1	113.104
	2	111.272
	3	112.797
	4	111.714
	5	111.267
	6	111.49
	7	112.042

Потужність балансуєчого пункту на третій ітерації:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{\text{БП}}^{(3)} &= \dot{S}_{\text{рез01}}^{(3)} + \dot{S}_{\text{рез03}}^{(3)} + \dot{S}_{\text{рез07}}^{(3)} + 0.5 \\ &\cdot \left(\Delta \dot{S}_{z01}^{(3)} + \Delta \dot{S}_{z03}^{(3)} + \Delta \dot{S}_{z07}^{(3)} \right) + \underline{Y}_{\text{БП}} \cdot U_0^2 \\ &= (22.457 - j13.385) + (22.727 - j14.188) + (23.819 - j3.94) \\ &+ 0.5 \cdot ((0.166 - j0.57) + (0.194 - j0.668) + (0.276 - j0.952)) \\ &+ j1.379 \cdot 10^{-4} \cdot 115^2 = 69.321 - j40.788 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Повні втрати потужності на третій ітерації:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(3)} &= \Delta \dot{S}_{\text{БП}}^{(3)} - \dot{S}_{\Sigma} = (69.321 - j40.788) + (68 - j40.55) \\ &= 1.321 - j0.236 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Зміна сумарних втрат потужності на третій ітерації:

$$\begin{aligned} \partial \dot{S}_{\Sigma}^{(3)} &= \frac{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(3)} - \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)}|}{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)}|} \cdot 100\% \\ &= \frac{|(1.321 - j0.236) - (1.324 - j0.258)|}{|(1.324 - j0.258)|} \cdot 100\% = 1.711 \% \end{aligned}$$

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						61
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Оскільки зміни сумарних втрат потужності не перевищують 2%, розрахунок ітераційного процесу можна вважати завершеним. Результати розрахунку режиму максимальних навантажень наведені на рис. 3.3.

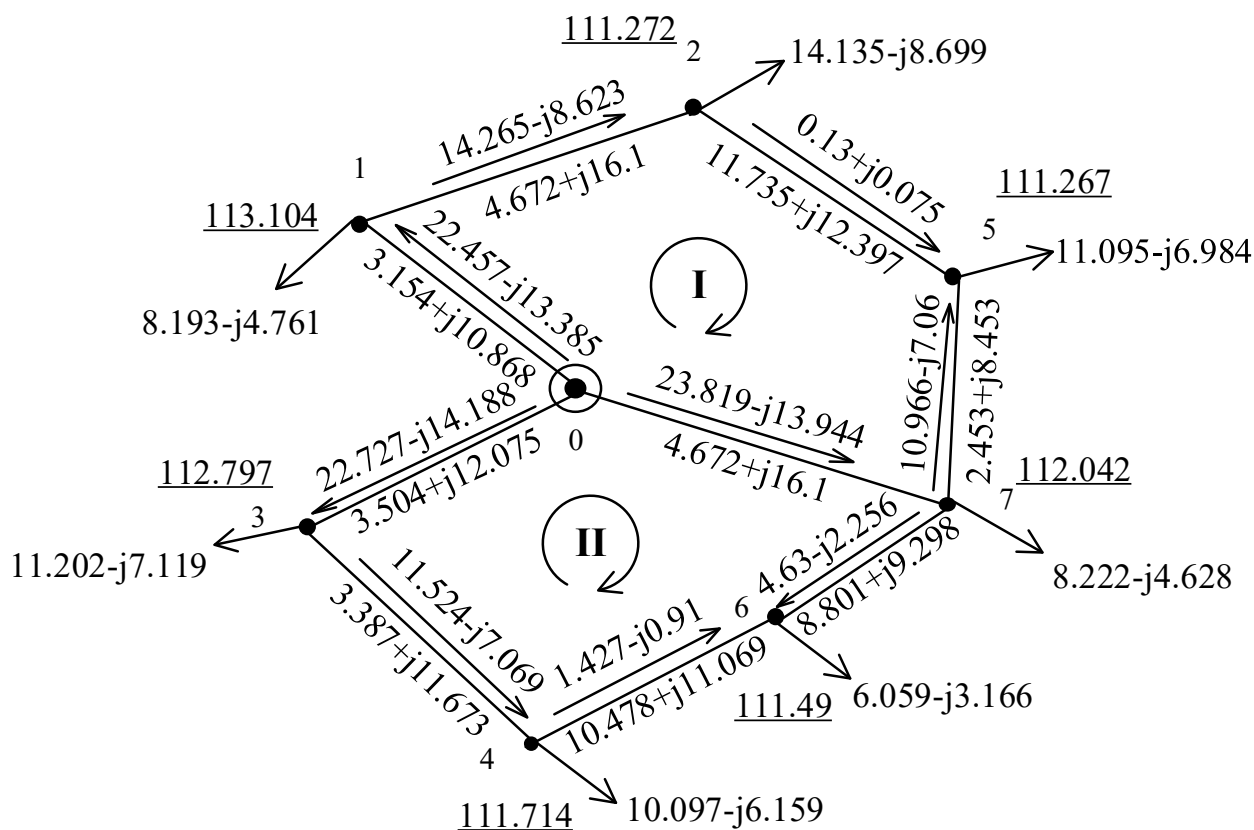


Рисунок 3.3 – Результат розрахунку режиму максимальних навантажень

Виконаємо розрахунок струмовго навантаження ділянки 0-1:

$$I_{max01} = \frac{\sqrt{(P_{рез01}^{(3)})^2 + (Q_{рез01}^{(3)})^2}}{\sqrt{3} \cdot 0.5 \cdot \sqrt{U_0^2 + (U_1^{(3)})^2} \cdot n_L} \cdot 10^3$$

$$= \frac{\sqrt{(22.457)^2 + (-13.385)^2}}{\sqrt{3} \cdot 0.5 \cdot \sqrt{115 + (113.104)^2} \cdot 1} \cdot 10^3 = 187.154 \text{ A}$$

Результат розрахунку струмових навантажень інших ділянок занесений до табл. 3.14.

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						62
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.14 – Струмові навантаження режиму максимальних навантажень

Длянка	Струмове навантаження, А	Максимально допустимий струм, А
1	2	3
0-1	187.154	610
0-3	192.051	610
0-7	198.497	610
1-2	121.309	610
2-5	1.102	265
3-4	98.333	610
4-6	12.382	265
5-7	95.369	610
6-7	37.636	265

Оскільки, струмові навантаження ділянок не перевищують значення тривало допустимих струмів, можна зробити висновок, що перерізи проводів були обрані правильно [2].

3.2 Розрахунок післяаварійного режиму роботи мережі

На рис. 3.4 зображено схему для розрахунку післяаварійного режиму. Для розрахунку режиму була відключена ділянка 0-7, оскільки вона несе максимальне струмове навантаження. Враховуючи це, зміна провідності пунктів:

$$\begin{aligned} \underline{Y}_{БП} &= 0.5 \cdot (\underline{Y}_{л01} + \underline{Y}_{л03}) = 0,5((69.321 - j40.788) + (68 - j40.55)) \\ &= 1.321 - j0.236 \text{ См} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{Y}_7 &= 0.5 \cdot (\underline{Y}_{л57} + \underline{Y}_{л67}) + \underline{Y}_{БТ7} \\ &= 0,5((j5.972 \cdot 10^{-5}) + (j5.409 \cdot 10^{-5})) \\ &+ (2.57 \cdot 10^{-6} - j1.664 \cdot 10^{-5}) = 2.57 \cdot 10^{-6} - j4.027 \cdot 10^{-5} \text{ См} \end{aligned}$$

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						63
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Визначимо основний потікорозподіл потужностей в умовно розімкненій схемі електричної мережі:

$$\dot{S}_{57} = \dot{S}_{\text{пр}7} = 8.025 - j5.304 \text{ МВА}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{25} &= \dot{S}_{\text{пр}5} + \dot{S}_{57} = (8.025 - j5.304) + (14.04 - j9.372) \\ &= 19.072 - j12.84 \text{ МВА} \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{12} = \dot{S}_{\text{пр}2} + \dot{S}_{25} = 33.112 - j22.212 \text{ МВА}$$

$$\dot{S}_{01} = \dot{S}_{\text{пр}1} + \dot{S}_{12} = 41.138 - j27.516 \text{ МВА}$$

$$\dot{S}_{46} = \dot{S}_{\text{пр}6} = 6.026 - j3.797 \text{ МВА}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{34} &= \dot{S}_{\text{пр}4} + \dot{S}_{46} = (11.048 - j7.556) + (10.039 - j6.781) \\ &= 16.066 - j10.578 \text{ МВА} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{03} &= \dot{S}_{\text{пр}3} + \dot{S}_{34} = (8.025 - j5.304) + (11.047 - j7.536) \\ &= 27.114 - j18.134 \text{ МВА} \end{aligned}$$

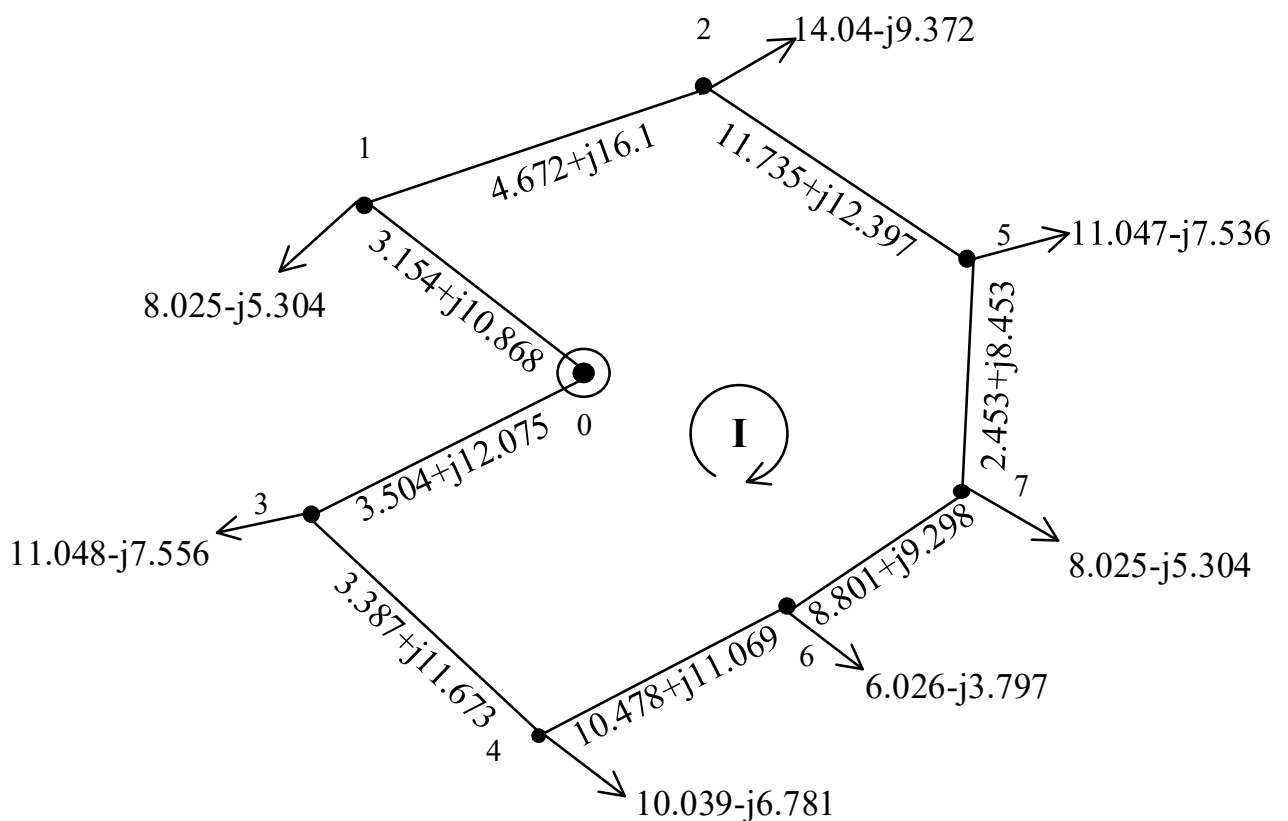


Рисунок 3.4 – Схема мережі для розрахунку післяаварійного режиму роботи

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		64

Для схеми мережі складемо систему контурних рівнянь:

$$\dot{S}_{01} \cdot Z_{01} + \dot{S}_{12} \cdot Z_{12} + \dot{S}_{25} \cdot Z_{25} + \dot{S}_{57} \cdot Z_{57} - \dot{S}_{46} \cdot Z_{46} - \dot{S}_{34} \cdot Z_{34} - \dot{S}_{03} \cdot Z_{03} = -\dot{S}_k \cdot Z_k;$$

Розв'язавши систему рівнянь, отримаємо наступні значення контурних потужностей:

$$\dot{S}_k = 7.702 - j4.57 \text{ МВА}$$

Значення потоків потужностей основного потокорозподілу:

$$\dot{S}_{\text{осн}01} = \dot{S}_{01} + \dot{S}_k = (41.14 - j27.516) + (7.702 - j4.57) = 33.44 - j22.94 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{\text{осн}03} = \dot{S}_{03} - \dot{S}_k = (27.11 - j18.13) - (7.702 - j4.57) = 34.82 - j22.708 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{\text{осн}34} = \dot{S}_{34} - \dot{S}_k = (16.07 - j10.58) - (7.702 - j4.57) = 23.768 - j15.15 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{\text{осн}46} = \dot{S}_{46} - \dot{S}_k = (6.026 - j3.797) - (7.702 - j4.57) = 13.729 - j8.37 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{\text{осн}67} = -\dot{S}_k = -(7.702 - j4.57) = -7.702 + j4.57 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{\text{осн}57} = \dot{S}_{57} + \dot{S}_k = (8.025 - j5.304) + (7.702 - j4.57) = j0.323 - 0.731 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{\text{осн}25} = \dot{S}_{25} + \dot{S}_k = (19.072 - j12.84) + (7.702 - j4.57) = 11.37 - j8.267 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{\text{осн}12} = \dot{S}_{12} + \dot{S}_{k1} = (33.11 - j22.21) + (7.702 - j4.57) = 25.41 - j17.64 \text{ МВА};$$

Результати розрахунку відображені на рис. 3.5.

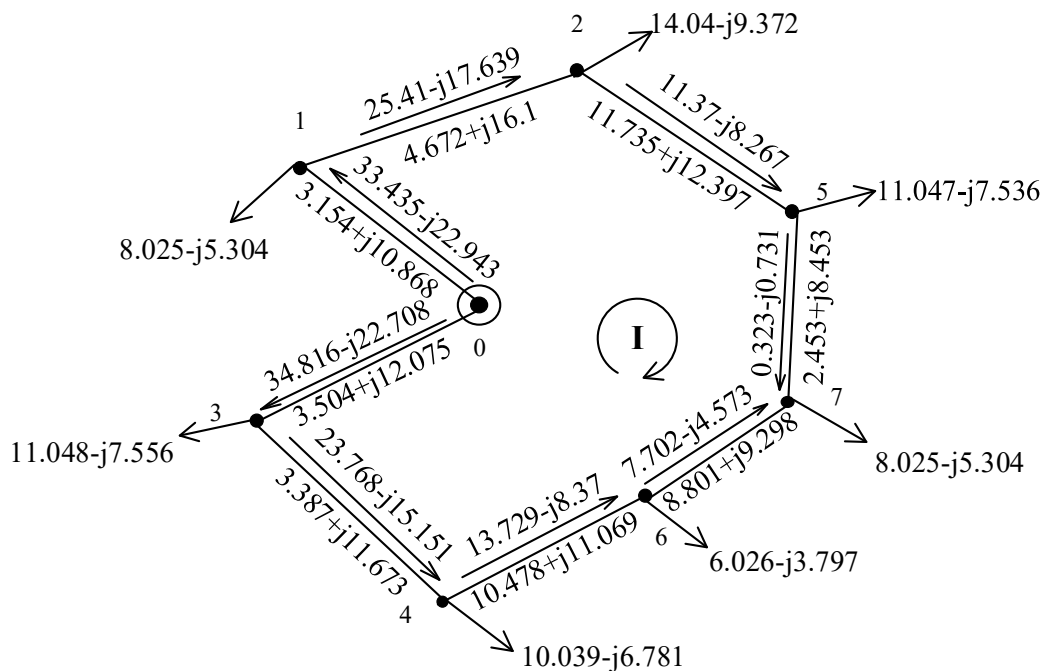


Рисунок 3.5 – Схема основного потокорозподілу потужностей мережі після аварійного режиму роботи

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		65

Перевірка виконання II-го закону Кірхгофа:

$$\dot{S}_{01} \cdot Z_{01} + \dot{S}_{12} \cdot Z_{12} + \dot{S}_{25} \cdot Z_{25} + \dot{S}_{57} \cdot Z_{57} - \dot{S}_{46} \cdot Z_{46} - \dot{S}_{34} \cdot Z_{34} - \dot{S}_{03} \cdot Z_{03} - \dot{S}_{67} \cdot Z_{67} = 0$$

Початковими наближення рівнів напруг:

$$U_1^{(0)} = U_2^{(0)} = U_3^{(0)} = U_4^{(0)} = U_5^{(0)} = U_6^{(0)} = U_7^{(0)} = 110 \text{ кВ.}$$

Втрати потужності в опорах для ділянки 0-1:

$$\begin{aligned} \Delta S_{z01}^{(1)} &= \frac{P_{\text{осн}01}^2 + Q_{\text{осн}01}^2}{0.5 \cdot (U_0^2 + U_1^2)} \cdot (r_{\text{л}01} - j \cdot x_{\text{л}01}) \\ &= \frac{33.435^2 + (-22.943)^2}{0.5 \cdot (115^2 + 110^2)} \cdot (3.154 - j10.868) \\ &= 0.41 - j1.411 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Для інших ділянок результати в табл. 3.15.

Таблиця 3.15 – Втрати потужності в опорах ділянок на першій ітерації

Ділянка	Втрати потужності в опорах, МВА	Ділянка	Втрати потужності в опорах, МВА
0-3	0.478 – j1.648	3-4	0.222 – j0.766
0-1	0.41 – j1.411	4-6	0.224 – j0.237
1-2	0.369 – j1.273	5-7	0.001 – j0.004
2-5	0.192 – j0.202	6-7	0.058 – j0.062

Втрати потужності в провідностях першого пункту:

$$\begin{aligned} \Delta S_{y1}^{(1)} &= \underline{Y}_1 \cdot (U_1^{(0)})^2 = (2.571 \cdot 10^{-6} + j7.863 \cdot 10^{-5}) \cdot 110^2 \\ &= 0.031 + j0.951 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Додаткове навантаження першого пункту від втрат потужності:

$$\begin{aligned}\Delta S_{n1}^{(1)} &= \Delta S_{y1}^{(1)} + 0.5 \cdot (\Delta S_{z12}^{(1)} + \Delta S_{z01}^{(1)}) \\ &= (0.031 + j0.951) + 0.5 \cdot ((0.369 - j1.273) + (0.41 - j1.411)) \\ &= 0.421 - j0.391 \text{ МВА}\end{aligned}$$

Розрахунки для інших пунктів та занесені до табл. 3.16.

Таблиця 3.16 – Втрати потужності в провідностях та додаткові навантаження пунктів на першій ітерації

Пункт	Втрати потужності в провідностях, МВА	Додаткові навантаження пунктів, МВА
1	0.031 + j0.951	0.421 - j0.391
2	0.042 + j0.832	0.323 + j0.094
3	0.031 + j0.814	0.381 - j0.393
4	0.031 + j0.687	0.254 + j0.186
5	0.031 + j0.596	0.127 + j0.495
6	0.021 + j0.625	0.162 + j0.475
7	0.031 + j0.487	0.06 + j0.456

Потокорозподіл додаткових навантажень визначимо аналогічно до розрахунку основного потокорозподілу. Результати розрахунку результуючого потокорозподілу ділянками занесені у табл. 3.17, а навантажень пунктів – до табл. 3.18.

Таблиця 3.17 – Результуючий потокорозподіл по ділянках на першій ітерації

Ділянка	Результуючий потокорозподіл, МВА	Ділянка	Результуючий потокорозподіл, МВА
0-3	35.653 – j22.184	3-4	24.224 – j14.235
0-1	34.327 – j22.544	4-6	13.93 – j7.639
1-2	25.881 – j16.85	5-7	0.344 – j0.53
2-5	11.518 – j7.572	6-7	7.742 – j4.318

Таблиця 3.18 – Результуюче навантаження в пунктах на першій ітерації

Пункт	Результуючий потіокрозподіл, МВА	Пункт	Результуючий потіокрозподіл, МВА
1	8.446 – j5.695	5	11.174 – j7.042
2	14.363 – j9.278	6	6.189 – j3.321
3	11.43 – j7.949	7	8.086 – j4.848
4	10.294 – j6.596		

Рівень напруги третього пункту:

$$\begin{aligned}
 U_1^{(1)} &= \sqrt{(U_0)^2 - 2 \cdot (P_{\text{рез01}}^{(1)} \cdot r_{\text{л01}} - Q_{\text{рез01}}^{(1)} \cdot x_{\text{л01}})} \\
 &= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (34.327 \cdot 3.154 - (-22.544) \cdot 10.868)} \\
 &= 111.886 \text{ кВ}
 \end{aligned}$$

Результат розрахунку для інших пунктів занесений до табл. 3.19

Таблиця 3.19 – Рівень напруги в пунктах на першій ітерації

Пункт	Рівень напруги, кВ	Пункт	Рівень напруги, кВ
1	111.886	5	106.189
2	108.324	6	107.154
3	111.532	7	106.138
4	109.284		

Перевіримо закінчення ітераційного процесу за критерієм зміни модулів напруги між ітераціями.

Для першого пункту:

$$\Delta U_1^{(1)} = \frac{|U_1^{(1)} - U_1^{(0)}|}{U_1^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|111.886 - 110|}{110} \cdot 100\% = 1.715\%$$

Для інших пунктів наведемо результат у табл. 3.20

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						68
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.20 – Зміна модулів напруги на першій ітерації

Пункт	Зміна модулів напруги, %	Пункт	Зміна модулів напруги, %	Граничне значення, %
1	1.715	5	3.465	2
2	1.524	6	2.587	
3	1.393	7	3.51	
4	0.651			

Оскільки, відхилення рівнів напруг деяких пунктів перевищують граничне значення в 2%, необхідно продовжити ітераційний розрахунок.

Розрахуємо втрати потужності на першій ітерації режиму максимальних навантажень.

Потужність балансуєчого пункту:

$$\begin{aligned} \Delta S_{\text{БП}}^{(1)} &= \dot{S}_{\text{рез01}}^{(1)} + \dot{S}_{\text{рез03}}^{(1)} + 0.5 \cdot (\Delta S_{z01}^{(1)} + \Delta S_{z03}^{(1)}) + Y_{\text{БП}} \cdot U_0^2 \\ &= (34.327 - j22.544) + (35.653 - j22.184) + 0.5 \\ &\quad \cdot ((0.41 - j1.411) + (0.478 - j1.648)) + j8.105 \cdot 10^{-5} \cdot 115^2 \\ &= 70.424 - j45.186 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Сумарна потужність навантажень мережі:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\Sigma} &= \dot{S}_{\text{max1}} + \dot{S}_{\text{max2}} + \dot{S}_{\text{max3}} + \dot{S}_{\text{max4}} + \dot{S}_{\text{max5}} + \dot{S}_{\text{max6}} + \dot{S}_{\text{max7}} \\ &= (8 - j4.799) + (14 - j8.41) + (11 - j6.605) + (10 - j5.985) \\ &\quad + (11 - j6.55) + (6 - j3.4) + (8 - j4.799) = 68 - j40.552 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Повні втрати потужності на першій ітерації:

$$\begin{aligned} \Delta S_{\Sigma}^{(1)} &= \Delta S_{\text{БП}}^{(1)} - \dot{S}_{\Sigma} = (70.424 - j45.186) + (68 - j40.552) \\ &= 2.424 - j4.634 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Втрати потужності в опорах ділянок на другій ітерації.

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						69
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для ділянки 0-1:

$$\begin{aligned}\Delta S_{z01}^{(2)} &= \frac{P_{рез01}^2 + Q_{рез01}^2}{0.5 \cdot (U_0^2 + U_1^{(1)2})} \cdot (r_{л01} - j \cdot x_{л01}) \\ &= \frac{34.327^2 + (-22.544)^2}{0.5 \cdot (115^2 + 111.886^2)} \cdot (3.154 - j \cdot 10.868) \\ &= 0.413 - j1.424 \text{ МВА}\end{aligned}$$

Розрахунки втрат потужності для інших ділянок занесені до табл. 3.21.

Втрати потужності в провідностях першого пункту:

$$\begin{aligned}\Delta S_{y1}^{(2)} &= Y_1 \cdot (U_1^{(1)})^2 = (2.571 \cdot 10^{-6} + j7.863 \cdot 10^{-5}) \cdot 111.886^2 \\ &= 0.032 + j0.984 \text{ МВА}\end{aligned}$$

Додаткове навантаження першого пункту від втрат потужності:

$$\begin{aligned}\Delta S_{n1}^{(2)} &= \Delta S_{y1}^{(2)} + 0.5 \cdot (\Delta S_{z12}^{(2)} + \Delta S_{z01}^{(2)}) \\ &= (0.032 + j0.984) + 0.5 \cdot ((0.367 - j1.266) + (0.413 - j1.42)) \\ &= 0.423 - j0.361 \text{ МВА}\end{aligned}$$

Результати розрахунків для інших пунктів занесені до табл. 3.22. Результуючий потіокрозподіл занесений до табл. 3.23, а навантаження пунктів у табл. 3.24.

Таблиця 3.21 – Втрати потужності в опорах ділянок на другій ітерації

Ділянка	Втрати потужності в опорах, МВА	Ділянка	Втрати потужності в опорах, МВА
0-3	0.482 – j1.659	3-4	0.219 – j0.756
0-1	0.413 – j1.424	4-6	0.226 – j0.239
1-2	0.367 – j1.266	5-7	0.0001 – j0.003
2-5	0.194 – j0.205	6-7	0.061 – j0.064

Таблиця 3.22 – Втрати потужності в провідностях та додаткові навантаження пунктів на другій ітерації

Пункт	Втрати потужності в провідностях, МВА	Додаткові навантаження пунктів, МВА
1	$0.032 + j0.984$	$0.423 - j0.361$
2	$0.041 + j0.807$	$0.321 + j0.071$
3	$0.032 + j0.837$	$0.382 - j0.371$
4	$0.031 + j0.678$	$0.253 + j0.181$
5	$0.029 + j0.556$	$0.126 + j0.453$
6	$0.02 + j0.593$	$0.163 + j0.441$
7	$0.029 + j0.454$	$0.059 + j0.421$

Таблиця 3.23 – Результуючий потокрозподіл по ділянках на другій ітерації

Ділянка	Результуючий потокрозподіл, МВА	Ділянка	Результуючий потокрозподіл, МВА
0-3	$35.655 - j22.227$	3-4	$24.225 - j14.3$
0-1	$34.325 - j22.587$	4-6	$13.932 - j7.7$
1-2	$25.877 - j16.922$	5-7	$0.342 - j0.538$
2-5	$11.515 - j7.621$	6-7	$7.742 - j4.345$

Таблиця 3.24 – Результуюче навантаження в пунктах на другій ітерації

Пункт	Результуючий потокрозподіл, МВА	Пункт	Результуючий потокрозподіл, МВА
1	$8.448 - j5.665$	5	$11.173 - j7.083$
2	$14.362 - j9.301$	6	$6.19 - j3.355$
3	$11.431 - j7.927$	7	$8.085 - j4.882$
4	$10.293 - j6.6$		

Результат розрахунку рівнів напруг в пунктах представлений в табл. 3.25.

Таблиця 3.25 – Рівень напруги в пунктах на другій ітерації

Пункт	Рівень напруги, кВ	Пункт	Рівень напруги, кВ
1	111.882	5	106.541
2	108.674	6	107.135
3	111.527	7	106.117
4	109.272		

Зміна модулю напруги для першого пункту:

$$\Delta U_1^{(2)} = \frac{|U_1^{(2)} - U_1^{(1)}|}{U_1^{(1)}} \cdot 100\% = \frac{|111.882 - 111.886|}{111.886} \cdot 100\% = 0.003\%$$

Для інших пунктів наведемо результат у табл. 3.26

Таблиця 3.26 – Зміна модулів напруги на другій ітерації

Пункт	Зміна модулів напруги, %	Пункт	Зміна модулів напруги, %	Граничне значення, %
1	0.003	5	0.332	2
2	0.324	6	0.017	
3	0.004	7	0.02	
4	0.011			

Відхилення рівнів напруг не перевищують 2%. Проте, необхідно виконати перевірку закінчення ітераційного процесу за критерієм зміни сумарних втрат потужності в мережі.

Потужність балансуєчого пункту на другій ітерації:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{\text{БП}}^{(2)} &= \dot{S}_{\text{рез01}}^{(2)} + \dot{S}_{\text{рез03}}^{(2)} + 0.5 \cdot \left(\Delta \dot{S}_{z01}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{z03}^{(2)} \right) + \underline{Y}_{\text{БП}} \cdot U_0^2 \\ &= (34.325 - j22.587) + (35.655 - j22.227) + 0.5 \\ &\quad \cdot \left((0.413 - j1.424) + (0.482 - j1.659) \right) + j8.105 \cdot 10^{-5} \cdot 115^2 \\ &= 70.427 - j45.284 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Повні втрати потужності на другій ітерації:

$$\begin{aligned}\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} &= \Delta \dot{S}_{\text{БП}}^{(2)} - \dot{S}_{\Sigma} = (70.427 - j45.284) + (68 - j40.552) \\ &= 2.427 - j4.732 \text{ МВА}\end{aligned}$$

Зміна сумарних втрат потужності на другій ітерації:

$$\begin{aligned}\partial \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} &= \frac{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} - \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)}|}{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)}|} \cdot 100\% \\ &= \frac{|(2.427 - j4.732) - (2.424 - j4.634)|}{|(2.424 - j4.634)|} \cdot 100\% = 1.877 \%\end{aligned}$$

Оскільки зміни сумарних втрат потужності не перевищують 2%, розрахунок ітераційного процесу можна вважати завершеним. Результати розрахунку післяаварійного режиму роботи наведені на рис. 3.6.

Результат розрахунку струмового навантаження представлений в табл. 3.28.

Таблиця 3.27 – Струмові навантаження післяаварійного режиму роботи

Длянка	Струмове навантаження, А	Максимально допустимий струм, А
0-3	302.85	610
0-1	295.716	610
1-2	228.898	610
2-5	104.772	265
3-4	208.038	610
4-6	120.112	265
5-7	4.897	610
6-7	67.983	265

Оскільки, струмові навантаження ділянок не перевищують значення тривало допустимих струмів, можна зробити висновок, що перерізи проводів були обрані правильно.

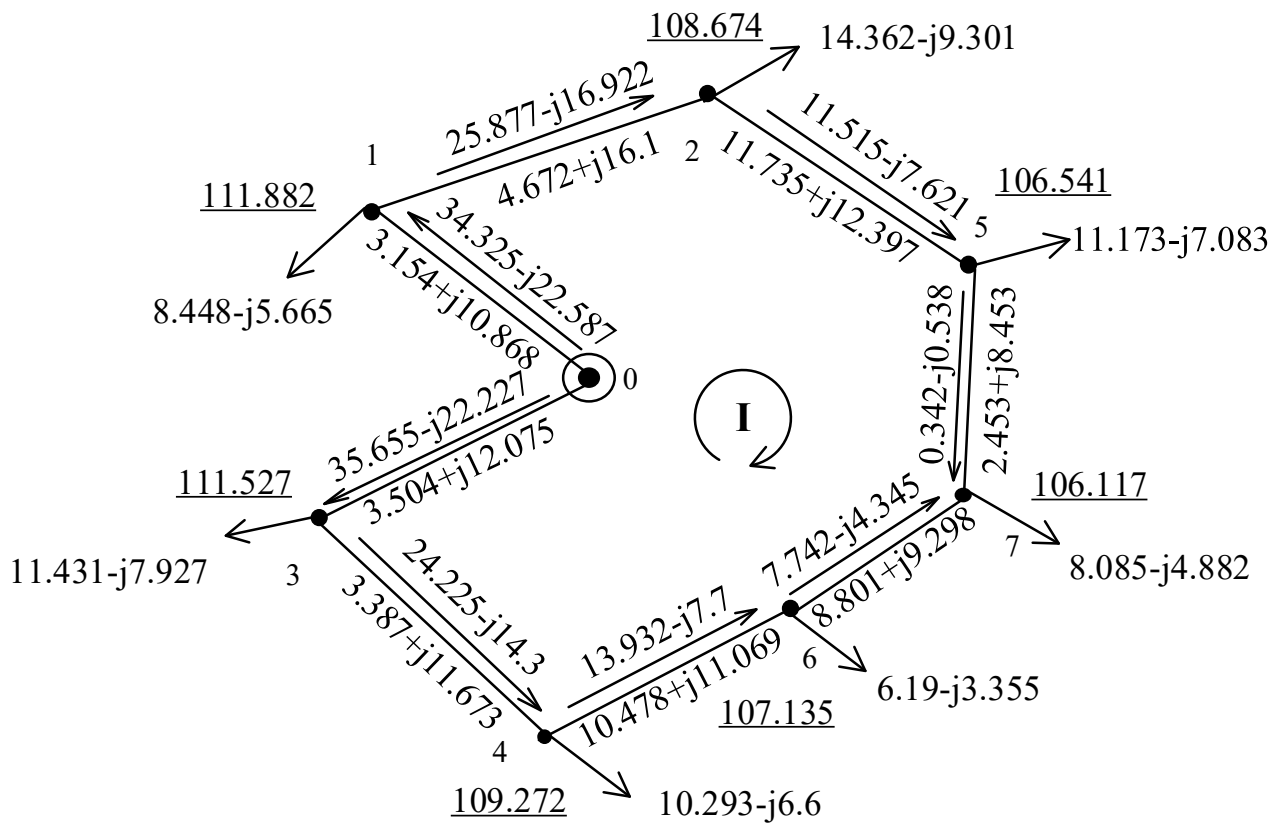


Рисунок 3.6 – Результат розрахунку після аварійного режиму роботи

3.3 Вибір регулювальних відгалужень трансформаторів в режимі максимальних навантажень

Кількість витків для регулювання напруги на РПН 2-ох обмоткового трансформатора можна визначити за формулою [3]:

$$\omega_{ВЖ} = \frac{U_{ПН} U_{ТН}}{U_{ТВ} \cdot (U_{НДЖ})}$$

де $U_{ПН}$ - напруга на шинах НН, яка була приведена до ВН підстанції, кВ;

$U_{ТН}$ - номінальна напруга на обмотці НН, кВ;

$U_{ТВ}$ - номінальна напруга на обмотці ВН, кВ

Розрахункову ступінь регулювання РПН визначають за виразом:

$$U_{НН} = \frac{U_{ПН} U_{ТН}}{U_{ТВ} \cdot (1 + \omega_{В})}$$

де $\omega_{В}$ - відносне число регулювальних витків РПН, що припадають на один крок регулювання.

Результат отриманий в ході розрахунків округляється до ближчого дійсного числа та знаходять ступінь регулювання РПН, що є паспортною:

$$\omega_{В}^{ст} = N_{В}^{ст} \cdot \omega_{В0}$$

Реальна величина рівня напруги на шинах низької напруги:

$$U_{НН} = \frac{U_{ПН} U_{ТН}}{U_{ТВ} \cdot (1 + \omega_{В})}$$

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						75
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для обмотки середньої напруги положення ПБЗ:

$$\omega_{СЖ} = \frac{U_{СЖ} U_{ТВ} \cdot (1 + \omega_B^{СТ})}{U_{ПС} U_{ТС}}$$

Реальний рівень напруги на шинах середньої напруги:

$$U_{СН} = \frac{U_{ПС} U_{ТС} \cdot (1 + \omega_C^{СТ})}{U_{ТВ} \cdot (1 + \omega_B^{СТ})}$$

Виконаємо вибір регулювальних відгалужень РПН і ПБЗ трансформаторів встановлених в пунктах схеми режиму максимальних навантажень та занесемо відповідні значення розрахованих параметрів до табл. 3.29

Таблиця 3.29 – Відгалуження РПН та ПБЗ трансформаторів

Пункт	N_B	N_C	$U_H, кВ$	$U_C, кВ$
1	-1	1	10.59	38.201
2	-2	1	10.563	38.122
3	-2	1	10.582	39.247
4	-2	1	10.52	38.037
5	-3	1	10.595	38.4
6	-1	-	10.444	-
7	-1	2	10.483	38.741

3.4 Вибір регулювальних відгалужень трансформаторів у післяаварійному режимі роботи мережі

Аналогічно розрахуємо регулювальні відгалуження засобів регулювання напруги трансформаторів для післяаварійного режиму роботи мережі. Результати занесемо до табл. 3.30.

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						76
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.30 – Вибір регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ

Пункт	N_B	N_C	$U_H, кВ$	$U_C, кВ$
1	-1	2	10.467	38.682
2	-3	2	10.489	38.787
3	-2	2	10.449	38.697
4	-3	2	10.459	38.753
5	-5	2	10.483	38.963
6	-3	-	10.543	-
7	-4	2	10.452	38.651

Висновки до розділу

В даному розділі, на основі розрахунків L-схеми мережі, були проведені розрахунки основних режимів роботи мережі, а саме, коли схема перебуває в режимі максимальних навантажень та післяаварійному режимі роботи, за відключення ділянки 0-7. В результаті розрахунків, для кожного з режимів були знайдені основні параметри режиму: потоки потужностей по ділянках схеми, рівні напруг в пунктах та сумарні втрати потужності для мережі. Результати розрахунків представлені на рис. 3.3 та рис. 3.6 відповідно.

Обрані перерізи проводів ділянок були перевірені на відповідність допустимим струмовим навантаженням. Для трансформаторів був проведений розрахунок їх регулювальних можливостей, який показав, що можливості засобів регулювання напруги відповідають вимогам, як у нормальному режимі роботи мережі, так і у післяаварійному.

Всі вище зазначені пункти дають можливість зробити висновок, що режими роботи, відповідно до схеми електричної мережі, є допустимими та забезпечують надійність електропостачання.

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						77
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4. СУЧАСНІ СИСТЕМИ ВИЯВЛЕННЯ ПОШКОДЖЕНЬ В ЛІНІЯХ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ

Транспортування електроенергії від електростанції до споживачів є однією з найважливіших завдань енергетики. Електроенергія постачається переважно по повітряних лініях електропередавання (ЛЕП). Ефективність і надійність передачі енергії визначається станом мереж електропостачання. Моніторинг повітряних ЛЕП з використанням Автоматизованих систем діагностичного моніторингу (АСДМ) дозволяє вирішити багато проблем в цій галузі.

Отримана від АСДМ в режимі реального часу інформація про технічний стан устаткування дозволяє персоналу приймати попереджувальні заходи для підтримки надійності електропостачання на необхідному рівні.

Використання АСДМ повітряних електромереж стає особливо актуальним в Україні, оскільки, по-перше, істотно зросла вартість збитків при великих аваріях, а по-друге - у зв'язку зі зменшенням надійності енергосистем внаслідок сильного зносу як використовуваного обладнання, так і ліній.

Основною метою даного дослідження є визначення можливостей та особливостей сучасних систем діагностичного моніторингу, що використовуються для визначення стану елементів ЛЕП.

4.1 Структура системи моніторингу пропускної здатності проводів ЛЕП

В даний час в усьому світі знаходять широке застосування різні системи моніторингу повітряних ЛЕП, що надають системному оператору детальнішу інформацію про поточний стан повітряних та кабельних мереж електропостачання.

Система моніторингу складається з мережі вимірювальних блоків, пов'язаних через канал зв'язку з обладнанням на диспетчерському пункті. Вимірювальні блоки розподілені уздовж траси ЛЕП та монтуються на опорах або безпосередньо на високовольтних проводах.

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						78
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

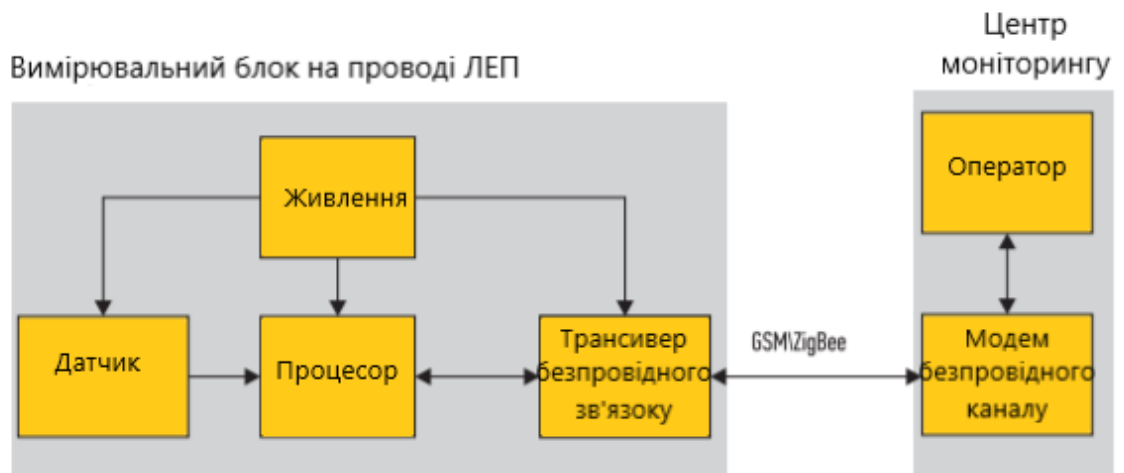


Рис.4.1 - Структура системи моніторингу пропускної здатності проводів ЛЕП

Диспетчерські пункти розташовані в вузлових точках мереж перерозподілу енергії. В даний час в них, як правило, використовуються системи SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition - диспетчерське управління і збір даних)[1], що забезпечують обробку і інтерпретацію отриманих від вимірювальних блоків даних (Рис.4.2).

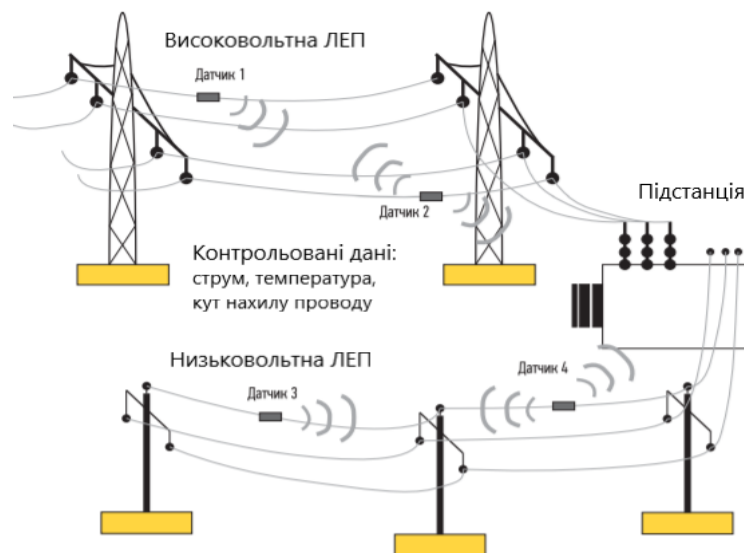


Рис.4.2 - Структура вимірювального блоку і центру моніторингу

В вимірювальний блок входять такі базові компоненти:

- група датчиків для вимірювання основних поточних параметрів

провідної лінії;

- процесорний модуль для обробки даних вимірювань;
- система передачі даних;
- модуль автономного живлення.

Залежно від функціонального призначення в системах моніторингу можуть використовуватися різні типи датчиків:

- для вимірювання струму в проводі;
- температури проводу в прольоті;
- механічної напруги проводу в точках підвісу (тензодатчики);
- для вимірювання загасання в оптичних волокнах грозозахисного тросу або фазного проводу;
- для вимірювання критичних стріл провисання;
- кліматичних умов (метеостанція);
- вібраційних характеристик проводів (акселерометри).

Вимірювання струму здійснюється безконтактним методом, для чого використовуються датчики на основі ефекту Холла або котушки Роговського.

Сформована при цьому база даних про стан обладнання є важливим елементом АСДМ. Завдяки системам моніторингу оператори можуть дистанційно контролювати стан ЛЕП, знаючи які процеси відбуваються уздовж траси (локальний нагрів, критичне розгойдування проводів, критичне провисання, обмерзання). При цьому важливо враховувати основні причини, що можуть викликати критичні пошкодження ЛЕП.

4.2 Можливі причини пошкоджень ЛЕП

1. Моніторинг погодних умов уздовж ліній електропередачі:

На ЛЕП постійно впливають погодні умови. Температура, опади, атмосферний тиск, вологість, а також швидкість і напрямок вітру є важливими параметрами, вимірювання яких необхідно для моніторингу погодних умов для ЛЕП.

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						80
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Знання поточної погодної ситуації уздовж лінії електропередачі дозволяє зменшити кількість відключень енергії. Датчики і системи стеження за погодними умовами повинні розташовуватися вздовж ЛЕП. Енергетичним компаніям потрібні достовірні метеорологічні дані для ефективного управління роботою електромереж. Для контролю можуть використовуватися як повні метеорологічні станції, що працюють в автономному режимі, так і просто набір дистанційних датчиків, змонтованих на опорах.

Обледеніння також є загрозою для ЛЕП, а сніжний буревій може стати важким випробуванням для забезпечення працездатності системи. Відкладення ожеледі на проводах і тросах ПЛ відбуваються при температурі повітря близько -5°C і швидкості вітру 5-10 м / с. Ожеледь обумовлює додаткові механічні навантаження на всі елементи ПЛ. При значних ожеледних відкладеннях можливі обриви проводів, тросів, руйнування арматури, ізоляторів і навіть опор ПЛ. Ожеледь є однією з причин «танців проводів», здатної привести до їх перетину. Наявність ожеледиці можна визначити при оцінці сукупності даних, отриманих від метеодатчиків, тензодатчиків підвісу і акселерометрів.

2. Стан проводів та ізоляції ЛЕП

В процесі експлуатації може відбуватися пошкодження і знос проводів, а також забруднення і пробой ізоляторів. При цьому виникають міжфазні замикання, а також замикання на землю. Крім того, за рахунок старіння проводів при нагріванні струмом, що протікає може відбуватися критичне провисання і дотик проводів як до землі, так і до об'єктів рельєфу. Велику частину пошкоджень повітряних ліній складають короткі замикання і обриви проводів. При цьому визначення місця пошкодження і відновлення пошкоджених ділянок електроліній мережі є найбільш складними і тривалими операціями. Короткі замикання і обриви призводять до значних втрат електроенергії.

Пропускна здатність ПЛ обмежується нагріванням проводів і стійкістю електропередачі. До того ж зі збільшенням довжини ліній другий фактор (стійкість)

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						81
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

визначає межу переданої потужності. Провисання проводу, що характеризується стрілою провисання, в прольоті ЛЕП виникає внаслідок подовження проводу при нагріванні і залежить як від температури повітря, так і від нагрівання самого проводу внаслідок протікання по ньому струму.

У проектній документації на ЛЕП вказані допустимі параметри стріли провисання для кожного прольоту траси. Стріла провисання може визначатися як за допомогою тензодатчиків, розташованих на опорах в точках підвісу проводів, так і побічно, за даними датчиків акселерометрів вимірювальних модулів, змонтованих безпосередньо на проводі. При цьому також враховуються температура навколишнього повітря, проводу і величина струму який протікає через нього. Наявність цих даних дозволяє визначати небезпечні режими експлуатація проводів в прольотах і при необхідності змінювати ресурс допустимого струмового навантаження.

3. Коронний розряд на проводах

Коронний розряд виникає в різко неоднорідних полях, в яких іонізаційні процеси можуть відбуватися у вузькій області поблизу електродів. До такого роду полів відноситься і електричне поле проводів повітряних ЛЕП. Ця високочастотна складова струму корони є джерелом інтенсивного електромагнітного випромінювання з широким спектром частот, яке створює перешкоди для приймання радіо- або телевізійного сигналу. Втрати на корону для ліній різних напруг мають свої значення (для лінії ПЛ 500 кВ середньорічні втрати на корону становлять близько 9-11 кВт / км). Наявність коронного розряду може визначатися за допомогою спектрального аналізу сукупності струмових сигналів, синхронізованих з тимчасовими мітками GPS.

4. Вплив гармонік

Однією з основних проблем при транспортуванні електроенергії є вплив вищих гармонік напруги і струму на елементи систем електропостачання. Несинусо-

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						82
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

їдальні струми в елементах електричної мережі викликають додаткові втрати потужності. Величина цих втрат залежить від ступеня спотворення синусоїдальності. Основний внесок у втрати вносять 3-тя, 5-а і 7-а гармоніки. Величина додаткових втрат в лінії визначається такими факторами, як гармонійним складом і величиною струмів вищих гармонік, їх розподілом уздовж траси лінії, опорами проводів і тролісів. Високий рівень додаткових втрат активної потужності і енергії говорить про наявність резонансних процесів в лініях, що призводить до погіршення якості переданої електроенергії і зниження терміну служби електрообладнання мережі.

Аналіз гармонік струму дозволяє виявляти витoki і замикання, а також локалізувати їх на рівні сегментів мережі. Виявлення резонансних явищ в топології мережі дозволяє взяти заходів для кращого узгодження з навантаженням і зменшити втрати енергії в мережах при транспортуванні.

4.3 Приклади комерційних систем моніторингу повітряних ЛЕП

В даний час в нашій країні і за кордоном використовується ряд комерційних систем моніторингу повітряних електричних мереж, орієнтованих на вирішення певних завдань. Розглянемо структури типових систем моніторингу, які відрізняються не тільки функціональними характеристиками, але і ціною, а також способом монтажу на ЛЕП.

1. Система моніторингу проводів ЛЕП САТ-1

Однією з перших комерційних систем моніторингу стала система САТ-1, розроблена в 1991 р американською компанією The Valley Group, Inc. В даний час у всьому світі використовується понад 300 систем моніторингу САТ-1. Система забезпечує моніторинг в реальному часі погодних умов і натягу проводів в точках кріплення до опор. Основний модуль системи монтується на опорі ЛЕП і важить близько 50 кг. Датчики вимірювання натягу проводів являють собою тензодатчики

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						83
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

в корпусі з нержавіючої сталі з кріпильними отворами і встановлюються між ізолятором і опорою. Основою тензодатчиків є вимірювальний перетворювач. Основний модуль САТ-1 складається з вологостійкого алюмінієвого корпусу з блоком електроніки, вбудованого модему, антен для передачі даних і кріпильних елементів. Модуль призначений для експлуатації в діапазоні температур навколишнього середовища $-40 \dots + 60 \text{ }^\circ \text{C}$. Для забезпечення безперервної роботи модуля використовується 12-В акумуляторна батарея, зарядний пристрій і панель сонячної батареї (Рис. 4.3).



Рис.4.3 - Система моніторингу проводів САТ-1

2. Безконтактні вимірювачі струму і температури проводу

В даний час отримала широке поширення і інша концепція реалізації вимірювального модуля для систем моніторингу OTLM (Over head Transmission Line Monitoring), а саме моніторинг пропускної здатності ПЛ. На відміну від системи моніторингу САТ-1, вимірювальний модуль OTLM конструктивно монтується на високовольтний провід. Вимірювання струму в проводі і живлення модуля здійснюється безконтактно. Живлення приладу створюється від енергії, одержуваної від проводу через струмовий трансформатор. Система OTLM забезпечує в реальному часі вимір температури і струму проводів.

Основні характеристики вимірювального модуля OTLM:

- діаметр капсули 305 мм, довжина 300 мм;
- вага капсули 10 кг;

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						84
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- діапазон застосування на лініях ЛЕП - до 420 кВ;
- частота 50 Гц;
- діаметр струмонесучого проводу 10-50 мм;
- діапазон робочих струмів 50-1100 А;
- діапазон вимірювання температури дроти -40 ... + 125 ° С;
- діапазон робочих температур -40 ... + 70 ° С;
- точність вимірювання температури до 1 ° С;
- канал передачі даних – GSM (900/1100/1800/1900 МГц);
- протокол передачі SMS / GPRS.

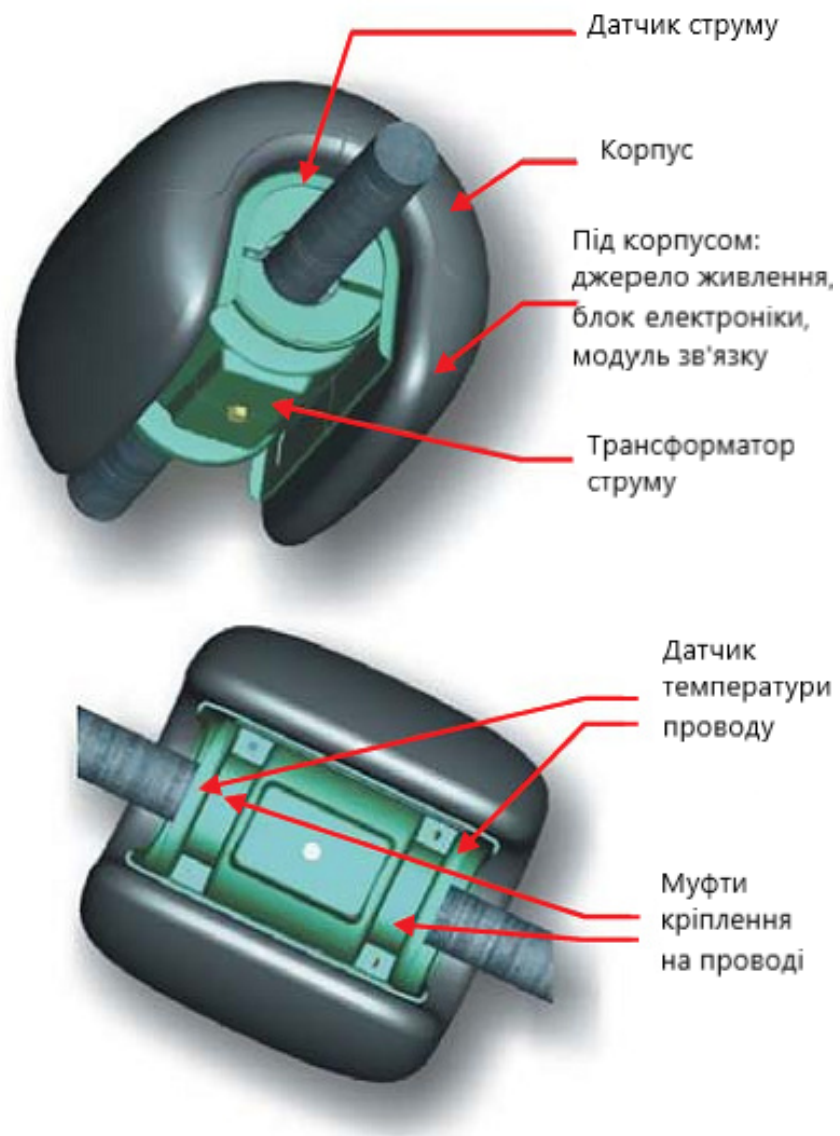


Рис.4.4 - Загальний вигляд ОТЛМ-модуля, виробленого словенською компанією
С & G

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						85
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Пристрій вимірює струм в проводі і його температуру в фіксованих точках. Прилад має кріплення для монтажу безпосередньо на провід. Джерело живлення – вбудований трансформатор струму. Отримана енергія використовується для живлення всього пристрою. Ніяких зовнішніх джерел живлення не потрібно. Також в приладі використовується GPS. Таким чином, виміряні значення струму і температури прив'язані до конкретних координат положення блоку на ЛЕП та точного часу. Дані вимірювань періодично передаються в диспетчерський пункт, обладнаний системою SCADA, через стандартний протокол. Дані доступні через веб-браузер.

Система моніторингу ASTROSE

Широко відома система моніторингу лінії електропередачі ASTROSE пропонує всебічну технічну платформу для вимірювання таких параметрів як:

- температура проводу;
- кут провисання проводу;
- діюче значення струму;
- механічні вібрації.

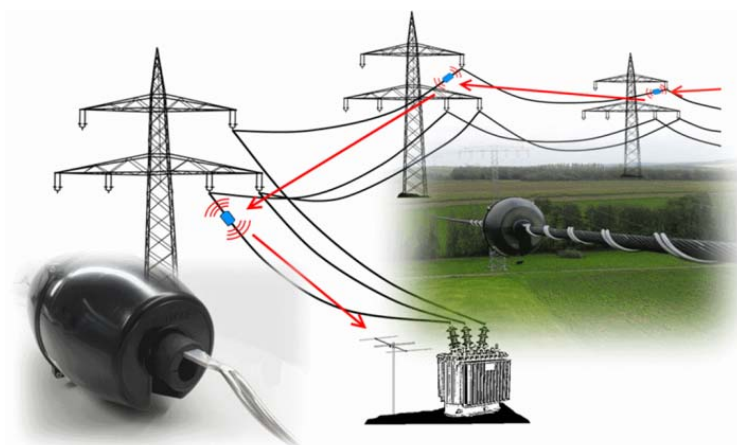


Рис.4.5-Загальний вигляд системи моніторингу ASTROSE

Дана система дуже інформативна і утворює самоорганізуючу мережу бездротової передачі даних. Крім того, сенсори системи вельми зручні для монтажу на ЛЕП. Однак система моніторингу ASTROSE має один істотний недолік, пов'язаний

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		86

зі способом живлення сенсорів, так як відбір потужності здійснюється за рахунок електростатичного поля, що виключає застосування даної системи на лініях 35 кВ і нижче.

4.4 Методика визначення стану ПЛ електропередачі

Контроль утворення ожеледі виконується за допомогою розробленої системи моніторингу стану ПЛ. Апаратна частина пристрою має розподілену архітектуру, яка включає набір датчиків для вимірювання параметрів стану проводів лінії, навколишнього середовища і засоби прийому та передачі даних [6].

Для контролю утворення ожеледі на ПЛ проводяться вимірювання наступних параметрів:

- температури дроти;
- відносної вологості повітря;
- кута провисання проводу.

Для вимірювання вологості і температури навколишнього середовища використаний датчик, що представляє собою інтегральну мікросхему, в корпусі якої знаходяться первинний і вторинний перетворювач фізичної величини, аналого-цифровий перетворювач і драйвер шинного інтерфейсу I²C, висновки якого підключаються на однойменні висновки мікроконтролера.

Датчик вимірювання температури дроту, включений за мостовою схемою, аналоговий сигнал з якого оцифровується мікро контролером. Він встановлений на металевій пластині довжиною 1,5 см, що знаходиться в безпосередньому контакті з проводом. Від зовнішніх впливів датчик температури дроту захищений зовнішньою захисною оболонкою, при цьому на ньому відсутня термоізоляція з метою унеможливлення перегрівання.

Визначення кута провисання проводу виконується з використанням акселерометра. Крім того, передбачена можливість визначення діючого значення сили струму в проводі. Пристрій працює за рахунок відбору потужності з магнітною

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						87
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

складовою електромагнітного поля. Первинним джерелом живлення є трансформатор струму з розділеним сердечником, встановленим на проводі ЛЕП. Вторинна обмотка трансформатора з'єднана з мостовим доданим випрямлячем, в ланцюг постійного струму, в якого і включений перетворювач. Вихід блоку живлення з'єднується із загальною шиною живлення. Другий трансформатор струму використовується в якості датчика струму. Прийом і передача даних здійснюються по радіоканалу на частоті 2,4 ГГц з використанням модуля бездротової мережі автоматизації процесів (БМАП). Модуль бездротового радіозв'язку є мікроборкою. Як модулі бездротового радіозв'язку, можуть бути використані вбудовані модулі БМАП, які поєднують високу швидкість і низьке енергоспоживання. Вони містять вбудоване програмне забезпечення, що реалізує всі основні операції в мережі, такі як: освіта мережі, приєднання до мережі, ретрансляція даних і автоматичне відновлення мережі.

Причому надійний зв'язок між сусідніми пристроями може здійснюватися на відстані до 1000 м при розташуванні сусідніх пристроїв в межах прямої видимості, що може бути використано в разі виходу з ладу одного або декількох пристроїв. Також є можливість передавати інформацію, минаючи несправні ланки. Із зібраної інформації формується пакет із зазначенням ідентифікатора відправника. Вимірювальний елемент (пристрій) мережі, що знаходиться на віддаленому кінці контрольованої ділянки ПЛ, виробляє передачу першим. Він передає пакет найближчого сусіднього елементу. Далі сусідній елемент передає отриманий і свій пакет наступному елементу, що знаходиться ближче до контрольного центру або пункту збору даних. Таким чином, будується система, що самоорганізує мережу з пристроїв, що включають в себе датчики для вимірювання основних параметрів ПЛ. Інформація про лінії з цієї мережі далі надходить в центр зберігання і обробки даних.

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						88
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4.5 Результати роботи

Розроблена за описаною методикою система моніторингу і кількісного контролю утворення ожеледі ПЛ електропередачі, виготовлена зі спеціального набору апаратно-метеорологічних засобів і відповідного програмного забезпечення. Дані, одержувані від метрологічних засобів, збираються і передаються на персональний комп'ютер для подальшої обробки. Програмне забезпечення, встановлене на персональному комп'ютері, складається з наступних блоків: модуль оцінки кута провисання, модуль вимірювання сили струму в проводі, модуль термо-метеорологічного прогнозування, модуль оцінки та індикації [3-5].

У модулі оцінки стріли провисання виконується визначенням стріли провисання при виміряних значеннях відповідного розрахункового режиму. Крива провисання проводу може моделюватися рівнянням ланцюгової лінії. Стріла провисання для кожної розрахункової кліматичної умови визначається наступним чином:

$$f = \frac{l^2}{8 \cdot a}$$

де l - довжина прольоту, м;

$a = \frac{H}{q}$, H - горизонтальна складова сили натягу (Н); q - погонне маса (Н/м)

Відповідно до рівняння рівноваги

$$y = \frac{1}{a} \left(\delta x - \frac{x^2}{2} \right)$$

де δ - відстань по горизонталі від точки підвісу до нижньої точки прольоту, м (Прийнято за половину довжини прольоту); x - координата установки приладу на ПЛ щодо точки підвісу, м.

Формула похідної даного рівняння:

$$y' = \frac{\delta - x}{a} = \operatorname{tg} \alpha$$

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						89
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де α - кут між прямою, що з'єднує сусідні точки провисання, і дотичної в точці установки пристрою моніторингу (рис. 4.6).

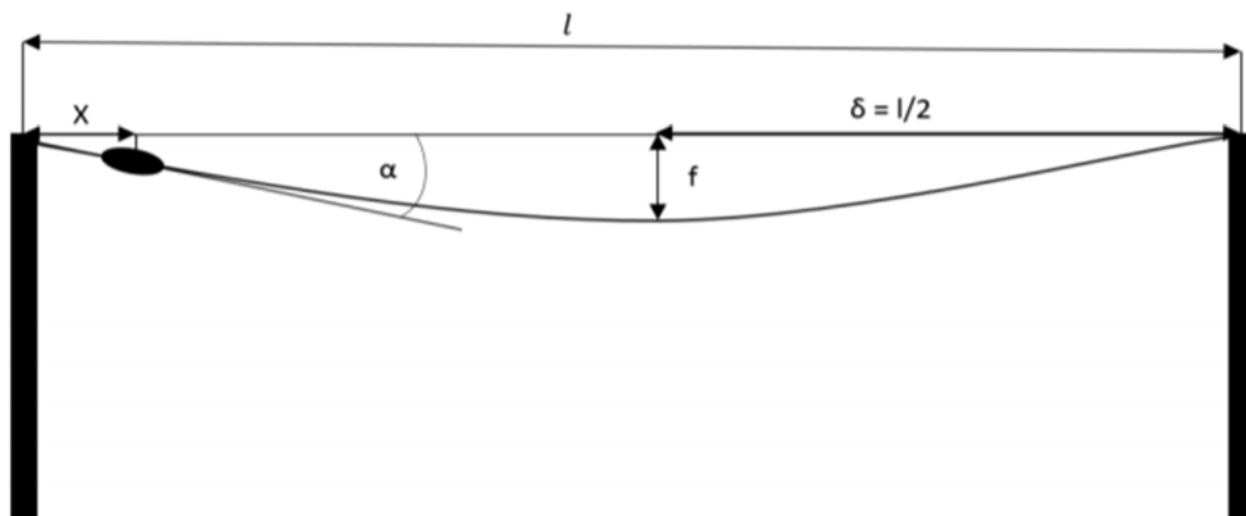


Рис.4.6 - Наочне уявлення параметрів лінії, використовуваних при розрахунку стріли провисання

Виразимо а:

$$a = \frac{\delta - x}{tg\alpha}$$

Підставивши в формулу визначення стріли провисання останній вираз, отримаємо формулу для визначення стріли провисання через кут з пристрою, встановленого від точки підвісу на відстані x :

$$f = \frac{l^2}{8 \cdot a} = \frac{l^2 \cdot tg\alpha}{8 \cdot (\delta - x)} = \frac{l^2 \cdot tg\alpha}{8 \cdot (l/2 - x)}$$

Напруга в матеріалі проводу для поточних кліматичних умов визначається за основним рівнянням стану проводу в прольоті:

$$\sigma - \frac{\gamma^2 \cdot l^2}{24 \cdot \sigma^2 \cdot \beta} = \sigma_m - \frac{\gamma_m^2 \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_m^2 \cdot \beta} - \frac{\alpha}{\beta} (t - t_m)$$

де l - довжина прольоту, відповідна даній розрахунковій точці, м; σ - напруга в матеріалі проводу у відповідному розрахунковому режимі при вимірних кліматичних умовах, даН / мм²; γ - питоме навантаження в розрахунковому режимі при вимірних кліматичних умовах; σ_m - початкова напруга в матеріалі проводу для ві-

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						90
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

дповідного розрахункового режиму, даН / мм² ; γ_m - питоме механічне навантаження на провід відповідного розрахункового режиму, даН / м · мм² ; t_m - температура дроти в різних кліматичних умовах, ° С; $\beta = 1/E$ - коефіцієнт пружного подовження проводу, мм²/ даН; E - модуль пружності сталевалюмінієвого дроту, даН / мм²; α - коефіцієнт температурного розширення дроту, 1 / град.

Модуль термо-метеорологічного прогнозування виконує оцінку параметрів навколишнього середовища і режимів роботи лінії електропередачі з метою визначення ймовірності появи ожеледних утворень.

З використанням вимірювань температури і вологості повітря можливе визначення точки десублімації (температура переходу речовини з газоподібного стану в твердий, тобто температури утворення намерзань на проводі):

$$T_i = \frac{272.62 \cdot \left[\ln RH + \frac{22.46 \cdot t}{273.62 + t} \right]}{22.46 - \left[\ln RH + \frac{22.46 \cdot t}{273.62 + t} \right]}$$

де t - температура повітря, ° С; RH - відносна вологість повітря; T_i - точка десублімації, ° С.

Далі отримані дані передаються в модуль оцінки стану і індикації, де виконується їх обробка для оцінки стану ПЛ. На рис. 4.7 представлені свідчення, отримані з досвідчених зразків датчиків діагностики стану ПЛ, встановлених на діючій лінії 110 кВ, за певний проміжок часу (14.11.2016 1:38 до 17.11.2016 4:40).



Рис.4.7 - Покази температури проводу і кута нахилу пристрою, встановленого на лінії напругою 110 кВ

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		91



Рис.4.8 - Покази відносної вологості повітря з пристрою, встановленого на лінії напругою 110 кВ

Загальновідомим є те, що зміна сили струму в проводі призводить до зміни його температури, а значить, і його провисання. Однак в обстежуваній лінії електропередачі спостерігаються одні і ті ж струмові навантаження, тобто циклічні зміни сили струму в проводі відсутні протягом довгого періоду часу (місяці) і спостерігаються за весь час лише при комутаціях. Таким чином, градієнт температури проводу при незмінній температурі навколишнього середовища не впливає на проведені виміри. На графіках температура проводу за аналізований період змінювалася в межах від -1,9 до -16,1 °С, а кут нахилу пристрою (Кут між горизонтальною площиною і дотичною до точки установки пристрою на проводі) коливався в діапазоні від -5 до -6,4 °. На рис. 4.8 показано, що за цей же проміжок часу відносна вологість змінювалася від 47,2 до 100%. Таким чином, спостерігається залежність кута нахилу пристрою, встановленого на проводі, від температури проводу.

Стріла провисання, розрахована для прольоту довжиною 39 м. з даним пристроєм, віддаленим від точки підвісу на 1 м. при кутах на ньому 5 і 6,4 °, становила 0,9 і 1,16 м. відповідно. На сьогодні, досліджувані зразки пристроїв проходять випробування для виявлення недоліків і особливостей їх експлуатації в даній конфігурації.

Висновки до розділу

Потреба в збільшенні енергії змушує енергосистеми використовувати силові проводи на межі їх фізичних можливостей, а інтереси безпеки і ефективності мають величезне значення для операторів, яким важливо знати, які процеси відбуваються уздовж траси (локальний нагрів, критичне розгойдування проводів, критичне провисання, обмерзання). Системи моніторингу повітряних електромереж ЛЕП забезпечують додаткові функції, дозволяючи підвищити ефективність передачі електроенергії і зменшити втрати. Моніторинг не тільки забезпечує підвищення надійності транспорту електроенергії, але і сприяє зменшенню витрат на обслуговування ліній електропередачі за рахунок більш оперативних і точних даних при локалізації аварійних сегментів, а також прогнозування проблемних ситуацій на трасі. Використання перспективних систем моніторингу повітряних електромереж останнім часом стало особливо актуальним в Україні, оскільки, по-перше, істотно зросла вартість збитку при великих аваріях, а по-друге - у зв'язку з зменшенням надійності енергосистем внаслідок сильного зносу як використовуваного обладнання, так і ліній.

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						93
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВКИ

В даному дипломному проекті за заданим завданням було зроблено вибір оптимальної конфігурації схеми електричної мережі 110 кВ і розрахунок її параметрів при післяаварійного режиму і режиму максимальних навантажень. Також, для забезпечення відповідних до технічних обмежень бажаних рівнів напруги на кожному із семи пунктів мережі, були обрані відповідні відгалуження РПН та ПБЗ силових трансформаторних підстанцій для обох режимів. Зрештою, після розрахунку можна дійти висновку, що за розрахованих режимів система має параметри які задовольняють технічним обмеженням експлуатації відповідних елементів ліній та трансформаторів на підстанціях.

Всі вище зазначені пункти дають можливість зробити висновок, що режими роботи, відповідно до схеми електричної мережі, є допустимими та забезпечують надійність електропостачання.

В спеціальному питанні було розглянуто різні види АСДМ ЛЕП. Можно зробити висновок, що отримана інформація від датчиків дозволяє енергосистемам використовувати силові проводи на межі їх фізичних можливостей, не нехтуючи при цьому безпекою і ефективністю. Моніторинг сприяє зменшенню витрат на обслуговування ліній електропередачі за рахунок більш оперативних і точних даних при локалізації аварійних сегментів, а також прогнозування проблемних ситуацій на трасі.

Розгляд сучасних АСДМ показує, що велику увагу, окрім достовірності отримуваних параметрів, в системах приділяють автономності датчиків (зокрема системи їх живлення) та використанню сучасних технологій для підвищення надійності передачі даних.

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						94
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Методичні вказівки до виконання курсового проекту «Районні електричні мережі» (Частина 1) з дисципліни «Електричні мережі та системи» для студентів 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» усіх форм навчання / Укладачі: В.М. Сулейманов, В.В. Чижевський, О.М. Янковська. – К.: НТУУ «КПІ», 2009. – 96 с.
2. Методичні вказівки до виконання курсового проекту «Районні електричні мережі» (Частина 2) з дисципліни «Електричні мережі та системи» для студентів і студентів-іноземців напряму підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» усіх форм навчання / Укладачі: В.М. Сулейманов, В.В. Чижевський, О.М. Янковська. – К.: НТУУ «КПІ», 2009. – 92 с.
3. Методичні вказівки до виконання дипломного проекту освітньо-кваліфікаційного рівня «бакалавр» з тематики районних електричних мереж/ В.М. Сулейманов, В.В. Чижевський – К: ІВЦ «Видавництво Політехніка», 2007.– 100 с.
4. Ефективні інженерні рішення по підвищенню пропускної спроможності ПЛ на основі застосування системи моніторингу струму і температури проводів, математичного моделювання поведінки елементів ліній в різних режимах експлуатації // Матеріали презентації МРСК Ходінг.
5. Костиков І. Система моніторингу САТ-1 - підвищення пропускної спроможності і надійності в ЛЕП // Енергетика. 2011. № 3 (38).
6. Жиленков Н. Нові технології бездротової передачі даних // СТА. 2003. № 4.
7. Самарін А. В., Ригалін Д. Б., Шкляєв А. А. Сучасні технології моніторингу повітряних електромереж ЛЕП // Природничі та технічні науки. 2012. № 1, 2.
8. Power Donut2™ System for Overhead Transmission Line Monitoring. Product Overview. 2006. USi, Armonk, NY. www.usi-power.com
9. Пат. № 2,724, 821 (США) Remote Measuring System. Nov.22 1955.

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						95
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		