

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ  
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

**Факультет електроенерготехніки та автоматики**

**Кафедра електричних мереж та систем**

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_ Валерій КИРИК

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 2023 р.

## **ДИПЛОМНИЙ ПРОЄКТ**

**на здобуття ступеня бакалавра**

**за освітньо-професійною програмою «Електричні системи і мережі»  
зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»**

**на тему: «Оптимальна конфігурація мережі з розрахунком усталених режимів  
енергосистеми»**

Виконав:

студент IV курсу, групи ЕС-92

Куликовський Денис Ігорович

\_\_\_\_\_ 

Науковий керівник:

доцент кафедри електричних мереж та систем, к. т. н.

Баженов Володимир Андрійович

\_\_\_\_\_


Рецензент: доцент кафедри автоматизації

електромеханічних систем та електроприводу, к.т.н.

Пушкар Микола Васильович

\_\_\_\_\_

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

Студент \_\_\_\_\_ 

Київ – 2023 року

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

Інститут/факультет: факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра: електричних мереж та систем

Рівень вищої освіти: перший (бакалаврський)

Спеціальність: 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма: «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_ Валерій КИРИК

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2023 р.

**ЗАВДАННЯ**

**на дипломний проєкт (роботу) студенту**

**Куликовському Денису Ігоровичу**

1. Тема дипломного проєкту (роботи): «Оптимальна конфігурація мережі з розрахунком усталених режимів енергосистеми», науковий керівник дисертації Баженов Володимир Андрійович, к. т. н., доцент, затверджені наказом по університету від «25» травня 2022 р. №1969-с.
2. Термін подання студентом проєкту (роботи): 09 червня 2022 р.
3. Вихідні дані до проєкту (роботи): ситуаційний план електричної мережі напругою 110 кВ з відповідним масштабом, навантаження пунктів, географічний район спорудження мережі.
4. Зміст пояснювальної записки дипломного проєкту (роботи) (перелік завдань, які необхідно розробити):
  - 1) Побудувати функцію дисконтованих витрат для ЛЕП-110 кВ на залізобетонних опорах;
  - 2) Виконати апроксимацію функції дисконтованих витрат;
  - 3) Виконати оптимізацію електричної мережі методом впорядкованого відключення гілок;
  - 4) Виконати розрахунок опорних режимів роботи районної електричної мережі;

5. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу:

- 1) Функція оптимальних витрат;
- 2) Метод послідовного відключення гілок;
- 3) Принципова схема РЕМ і розрахунок режимів роботи РЕМ;

6. Консультанти розділів проекту (роботи):

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

7. Дата видачі завдання: 25 березня 2023 року.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Термін виконання етапів дипломного проекту	Примітка
1	Опис загальних проектних рішень	01.04.2023	
2	Побудова функції дисконтованих витрат	08.04.2023	
3	Апроксимація функції дисконтованих витрат	08.04.2023	
4	Оптимізація електричної мережі методом впорядкованого відключення гілок	22.04.2023	
5	Розрахунок режиму максимальних навантажень	29.04.2023	
6	Розрахунок режиму мінімальних навантажень	06.05.2023	
7	Розрахунок післяаварійного режиму	13.05.2023	
8	Оформлення пояснювальної записки та графічної частини	09.06.2023	

Студент



Денис КУЛИКОВСЬКИЙ

Керівник проекту (роботи)



Володимир БАЖЕНОВ






**Пояснювальна записка  
до дипломного проєкту**

на тему: Оптимальна конфігурація мережі з розрахунком усталених режимів  
енергосистеми

Київ – 2023 року

# ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

[illegible]

					ДП9207.141.015.ПЗ				
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Оптимальна конфігурація мережі з розрахунком ustalених режимів енергосистеми	Літ.	Арк.	Акрушів	
Розроб.		Куликовський Д.І.						6	69
Перевір.		Баженов В.А.				КПІ ім. Ізгоря Сікорського, каф. ЕМС, гр. ЕС-92			
Реценз.		Пушкар М.В.							
Н. Контр.		Моссаковський В.І.							
Затверд.		Кирик В.В.							

## РЕФЕРАТ

Дипломний проект складається із пояснювальної записки та графічної частини. Пояснювальну записку виконано на 69 аркуші формату А4, до якої входять 29 таблиць, 21 рисуноків та 4 джерел використаної літератури. Графічна частина виконана на 3 аркушах формату А1.

Метою дипломного проекту є вибір оптимальної конфігурації електричної мережі номінальною напругою 110 кВ.

В даній роботі побудовано функцію дисконтованих витрат повітряної лінії номінальною напругою 110 кВ. Знайдено оптимальну конфігурацію електричної мережі номінальною напругою 110 кВ. Виконано електричний розрахунок опорних режимів роботи електричної мережі.

ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ, ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, ФУНКЦІЯ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ, СИЛОВИЙ ТРАНСФОРМАТОР, АПРОКСИМАЦІЯ, МЕТОД НАЙМЕНШИХ КВАДРАТІВ.

Публікації:

Куликовський Д. Децентралізація електроенергетичної системи як головний метод забезпечення стійкості постання енергії // XIX Міжнародна науково-практична конференція «INNOVATIVE APPROACHES TO SOLVING SCIENTIFIC PROBLEMS», 16-19 травня 2023 р., Токіо, Японія, стор. 447-448.

					ДП9207.141.015.ПЗ	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## ABSTRACT

The diploma project consists of an explanatory note and a graphic part. The explanatory note is made on 69 sheets of A4 format, which includes 21 tables, 12 figures and 4 sources of used literature. The graphic part is made on 3 sheets of A1 format.

The goal of the diploma project is to choose the optimal configuration of the electrical network with a nominal voltage of 110 kV.

In this work, the function of discounted costs of an overhead line with a nominal voltage of 110 kV is constructed. The optimal configuration of the electrical network with a nominal voltage of 110 kV was found. An electrical calculation of reference operating modes of the electrical network was performed.

ELECTRICAL TRANSMISSION LINE, ELECTRIC NETWORK, DISCOUNTED COST FUNCTION, POWER TRANSFORMER, APPROXIMATION, LEAST SQUARES METHOD.

### Publications:

D. Kulikovsky. Decentralization of the electric power system as the main method of ensuring the stability of energy generation // XIX International Scientific and Practical Conference "INNOVATIVE APPROACHES TO SOLVING SCIENTIFIC PROBLEMS", May 16-19, 2023, Tokyo, Japan, p. 447-448.

					ДП9207.141.015.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		8



## Зміст

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ .....	10
ВСТУП.....	11
1 Функція дисконтованих витрат .....	12
1.1 побудова функції дисконтованих витрат для ПЛ 110 кВ .....	12
1.2. апроксимація функції дисконтованих витрат .....	16
Висновок до розділу 1 .....	18
2 Оптимальна схема рем.....	19
2.1 метод впорядкованого відключення гілок.....	19
2.2 оптимальна схема розподільчої мережі 110 кВ .....	19
Висновок до розділу 2 .....	27
3 Розрахунок ustalених режимів рототи мережі.....	28
3.1 вибір силових трансформаторів .....	28
3.2 потокорозподіл потужності в L-схемі мережі.....	29
3.3 вибір кількості ланцюгів та перерізу проводів ПЛ-110 кВ.....	31
3.4 розрахунок параметрів елементів Z-схеми заміщення.....	38
3.5 розрахунок режиму максимальних навантажень.....	43
3.6 розрахунок режиму мінімальних навантажень .....	55
3.7 післяаварійний режим.....	59
Висновок до розділу 3 .....	63
Загальні висновки.....	65
Список використаних джерел .....	67

## ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

- БП — балансуєчий пункт;
- ВН — висока напруга;
- ЛЕП — лінія електропередачі;
- НН — низька напруга;
- ПБЗ — переключення без збудження;
- ПЛ — повітряна лінія;
- ПС — підстанція;
- РПН — регулювання під навантаженням;
- СН — середня напруга;
- РЕМ — район електричних мереж.

					ДП9207.141.015.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		10

## ВСТУП

Під час виконання оптимізації розвитку електричної мережі необхідно вибрати конфігурацію схеми мережі, стандартну напругу мережі та встановити черговість будівництва об'єктів мережі.

Критерієм оптимальності під час виконання оптимізації розвитку мережі є сума динамічних приведених затрат для всіх елементів електричних мереж. В процесі удосконалення обов'язково необхідно враховувати технічні вимоги до надійності електропостачання та якості електроенергії. Також мають бути враховані динаміка розвитку електричних мереж енергосистеми, обмеження щодо пропускної здатності ліній електропередавання та підстанцій.

Удосконалення розвитку електричних мереж є досить складною задачею. Тому її розчленовують на окремі підзадачі, вирішення яких виконують незалежно з подальшим узгодженням отриманих результатів.

Для вирішення задачі удосконалення має бути відомий план введення потужностей, які генеруються. Також основними даними для виконання удосконалення є величини навантажень на різних етапах розвитку мережі; розрахункова схема мережі, до якої входять вже існуючі та заплановані до будівництва лінії електропередавання та підстанції; технічні дані і вартісні характеристики всіх елементів електричної мережі.

У цій роботі вирішується задача вибору оптимальної конфігурації електричної мережі стандартною напругою 110 кВ.

					ДП9207.141.015.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		11

# 1 ФУНКЦІЯ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ

## 1.1 Побудова функції дисконтованих витрат для ПЛ 110 кВ

Будь-яке будівництво нових електричних мереж для розподілу енергії потребує значних фінансових ресурсів та витрат. Питання ефективного використання фінансових активів є основним фактором успішності інвестицій. Коли відбувається планування проводиться робота над декількома варіаціями спорудження енергетичного об'єкта та виконується техніко-економічне порівняння. Остаточним варіантом стає той проект що має найкращі техніко-економічні дані.

Вибір кількості ланцюгів та перерізів проводів є одним з головних завдань під час проектування розподільчої електричної мережі. Основним індикатором у порівнянні проектів ЛЕП є значення функції оптимальних витрат.

В цьому дипломному проекті буде присутнє одне допущення, щоб полегшити процес оцінки економічної ефективності, а саме те, що інвестиції в будівництво нових споруд буде відбуватися впродовж одного календарного року. Що приводить нас до вирішення статичної задачі і у цьому випадку функції оптимальних витрат має таку форму:

$$Z = \frac{B}{E} + K - L, \quad (1.1)$$

де  $B$  – щорічні видатки, які складаються з експлуатаційних витрат на обслуговування електрообладнання та витрат необхідних для покриття витрат електроенергії в елементах РЕМ;

$E$  – норма дисконту;

$K$  – капітальні вкладення в елементи РЕМ;

$L$  – ліквідна вартість (для нових об'єктів  $L = 0$ )

					ДП9207.141.015.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		12



Формула оптимальних витрат для ЛЕП-110 кВ набуде такого вигляду:

$$Z_{vo} = a_{vo} + b_{vo} \cdot P^2, \quad (1.2)$$

в свою чергу коефіцієнти  $a_{vo}$  та  $b_{vo}$  можна знайти за формулами:

$$a_{vo} = K_{V0} + \frac{P_a + K_{V0}}{E_n};$$

$$b_{vo} = \frac{r_{vo} \cdot Z_e \cdot \tau}{U_n^2 \cdot \cos^2 \varphi \cdot E_n},$$

де  $K_{V0}$  – капітальні вкладення для спорудження одного кілометра ПЛ;

$P_a$  – нормований показник витрат (для повітряних ліній з номінальною напругою 110 кВ складає 1,2 % від капітальних вкладень);

$U_n$  – номінальна напруга проектованої мережі;

$\cos \varphi$  – коефіцієнт потужності проектованої мережі;

$r_{vo}$  – погонний активний опір;

$Z_e$  – вартість електроенергії (приймаємо  $Z_e = 400$  коп/(кВт·год) );

$\tau$  – час максимальних втрат, який знаходимо за емпіричної формулою:

$$\tau = (0,124 + T_{\max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 5100 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 3521,135 \frac{\text{год}}{\text{рік}}.$$

Аргументом функції оптимальних витрат в даному випадку є потужність, що транспортується ділянкою мережі, тому під час оптимізації можна виключити число ланцюгів та переріз із незалежних змінних. Переріз провідників визначається за потужністю згідно економічних інтервалів.

Для нашої розподільчої мережі графіки функцій оптимальних витрат будуть будуватися для перерізів проводів 120 мм<sup>2</sup>, 2х120 мм<sup>2</sup>, 150 мм<sup>2</sup>, 2х150 мм<sup>2</sup>, 185 мм<sup>2</sup>, 2х185 мм<sup>2</sup>, 240 мм<sup>2</sup> та 2х240 мм<sup>2</sup> із застосуванням залізобетонних опор.

					ДП9207.141.015.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		13

Дані для побудови функції оптимальних витрат показані в табл. 1.1. Вартість будівництва ПЛ скориговано через змінну вартості долару США з 27,5 грн за одиницю до 39,3 грн за 1 долар США:

$$K_{ПЛ-(120)} = 2750 \cdot \frac{39}{27,5} = 3930 \frac{\text{тис.грн}}{\text{км}}; .$$

Решта результатів для інших проводів наведено в табл. 1.1.

Таблиця 1.1 – Дані по деяким технічним характеристикам проводів та вартості будівництва ПЛ з їх використанням

Марка і переріз проводів	Погонний опір, Ом/км	Вартість будівництва, тис.грн/км
АС-120/19	0,244	3930
2хАС-120/19	0,122	5645
АС-150/19	0,204	4000
2хАС-150/19	0,102	5885
АС-185/29	0,156	4075
2хАС-185/29	0,78	5920
АС-240/32	0,118	4200
2хАС-240/32	0,059	6160

Приклад розрахунку коефіцієнтів параболи для різних перерізів проводів матиме наступний вигляд:

$$a_{V0(120)} = K_{ПЛ-(120)} + \frac{P_a \cdot K_{ПЛ-(120)}}{E_n} = 3930 + \frac{1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 3930}{0,1} = 4401,6 \frac{\text{тис.грн}}{\text{км}}; ;$$

$$b_{V0(120)} = \frac{r_{0(120)} \cdot 3_e \cdot \tau}{U_n^2 \cdot \cos^2 \varphi \cdot E_n} = \frac{0,244 \cdot 4 \cdot 3521,135}{110^2 \cdot 0,9^2 \cdot 0,1} = 3,506 \frac{\text{тис.грн}}{\text{км}}; ;$$

Результати розрахунку коефіцієнтів параболи для інших перерізів проводів наведені у табл. 1.2.

Таблиця 1.2 – Коефіцієнти параболи для функції дисконтованих витрат для різним марок проводів

Марка і переріз проводів	$a_{V0}$	$b_{V0}$
АС-120/19	4401,6	3,506
2хАС-120/19	6322,298	1,753
АС-150/19	4476,827	2,932
2хАС-150/19	6591,196	1,466
АС-185/29	4563,259	2,242
2хАС-185/29	6632,811	1,121

Продовження табл. 1.2.

Марка і переріз проводів	$a_{V0}$	$b_{V0}$
АС-240/32	4702,509	1,696
2хАС-250/32	6898,508	0,848

Функції дисконтованих витрат набудуть такого вигляду:

$$Z_{V0(120)} = a_{V0(120)} + b_{V0(120)} \cdot P^2 = 4401,6 + 3,506 \cdot P^2;$$

$$Z_{V0(2 \times 120)} = a_{V0(2 \times 120)} + b_{V0(2 \times 120)} \cdot P^2 = 6322,298 + 1,753 \cdot P^2;$$

$$Z_{V0(150)} = a_{V0(150)} + b_{V0(150)} \cdot P^2 = 4476,827 + 2,932 \cdot P^2;$$

$$Z_{V0(2 \times 150)} = a_{V0(2 \times 150)} + b_{V0(2 \times 150)} \cdot P^2 = 6591,196 + 1,466 \cdot P^2;$$

$$Z_{V0(185)} = a_{V0(185)} + b_{V0(185)} \cdot P^2 = 4563,259 + 2,242 \cdot P^2;$$

$$Z_{V0(2 \times 185)} = a_{V0(2 \times 185)} + b_{V0(2 \times 185)} \cdot P^2 = 6632,811 + 1,121 \cdot P^2;$$

$$Z_{V0(240)} = a_{V0(240)} + b_{V0(240)} \cdot P^2 = 4702,509 + 1,696 \cdot P^2;$$

$$Z_{V0(2 \times 240)} = a_{V0(2 \times 240)} + b_{V0(2 \times 240)} \cdot P^2 = 6898,508 + 0,848 \cdot P^2.$$

На рис. 1.1 зображені функції дисконтованих витрат для перерізів 120 мм<sup>2</sup>, 2х120 мм<sup>2</sup>, 150 мм<sup>2</sup>, 2х150 мм<sup>2</sup>, 185 мм<sup>2</sup>, 2х185 мм<sup>2</sup>, 240 мм<sup>2</sup> та 2х240 мм<sup>2</sup>.

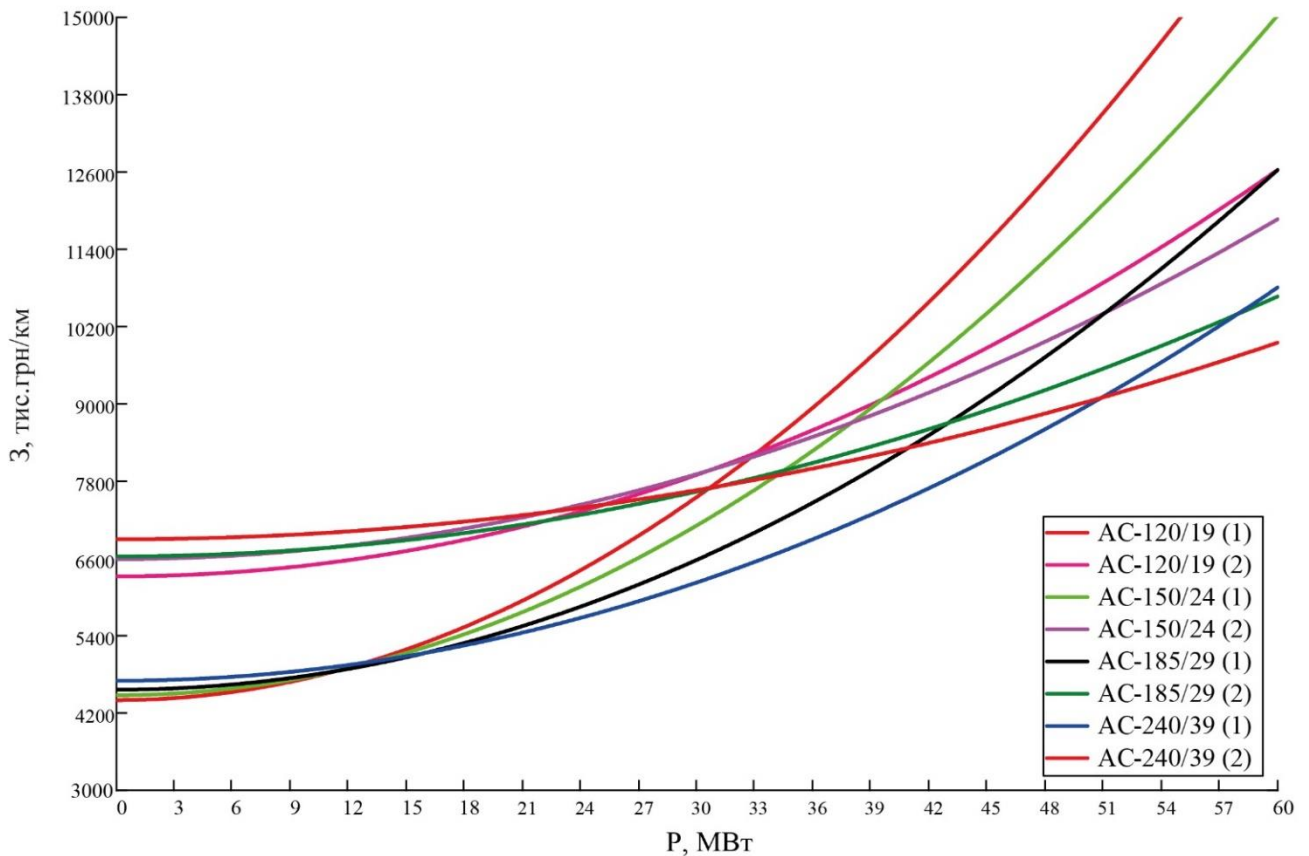


Рисунок 1.1 – Функції дисконтованих витрат

## 1.2. Апроксимація функції дисконтованих витрат

Для виконання апроксимації функції оптимальних витрат яка була знайдена в попередньому підрозділі будемо використовувати метод найменших квадратів.

Відповідно до даного метод, якщо функція апроксимується прямою лінією вигляду  $y = a_0 + a_1 \cdot x$ , то система рівнянь для знаходження коефіцієнтів набуває такого вигляду:

$$\begin{cases} a_0 \cdot S_0 + a_1 \cdot S_1 = T_0; \\ a_0 \cdot S_1 + a_1 \cdot S_2 = T_1. \end{cases} \quad (1.3)$$

де

$$S_0 = \sum_{i=1}^N x_i^0 = N; S_1 = \sum_{i=1}^N x_i; S_2 = \sum_{i=1}^N x_i^2; T_0 = \sum_{i=1}^N y_i; T_1 = \sum_{i=1}^N y_i \cdot x_i. \quad (1.4)$$

Якщо функція апроксимується прямою лінією вигляду  $y = a_1 \cdot x$ , то коефіцієнт  $a_1$  знаходять згідно рівняння:

$$a_1 \sum_{i=1}^N x_i^2 = \sum_{i=1}^N y_i \cdot x_i.$$

Звідки:

$$a_1 = \frac{\sum_{i=1}^N y_i \cdot x_i}{\sum_{i=1}^N x_i^2}.$$

Розрахуємо координати точок що потрібні для апроксимації функції оптимальних витрат, а також точки в яких перетинаються функції проводів різних перерізів. Розраховані координати точок зведені в табл. 1.3.

					ДП9207.141.015.ПЗ	Арк.
						16
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



Таблиця 1.3 – Координати точок потрібних для апроксимації функції оптимальних витрат

$x_i$	0	3	6	9	11,306	15	15,969	20	30	40
$y_i$	4401	4433	4528	4686	4850	5068	5135	5381	6229	7416

Для знаходження коефіцієнтів лінійної функції знаходимо систему рівнянь:

$$S_0 = \sum_{i=0}^N x_i^0 = N = 10;$$

$$S_1 = \sum_{i=0}^N x_i = x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5 + x_6 + x_7 + x_8 + x_9 + x_{10} = 0 + 3 + 6 + 9 + 11,306 + 15 + 15,969 + 20 + 30 + 40 = 150,275;$$

$$S_2 = \sum_{i=0}^N x_i^2 = x_1^2 + x_2^2 + x_3^2 + x_4^2 + x_5^2 + x_6^2 + x_7^2 + x_8^2 + x_9^2 + x_{10}^2 = 0^2 + 3^2 + 6^2 + 9^2 + 11,306^2 + 15^2 + 15,969^2 + 20^2 + 30^2 + 40^2 = 3633,835;$$

$$T_0 = \sum_{i=0}^N y_i = y_1 + y_2 + y_3 + y_4 + y_5 + y_6 + y_7 + y_8 + y_9 + y_{10} = 4401,6 + 4433,158 + 4527,831 + 4685,619 + 4849,808 + 5067,664 + 5134,933 + 5380,798 + 6228,658 + 7415,662 = 52125,731;$$

$$T_1 = \sum_{i=0}^N x_i \cdot y_i = x_1 \cdot y_1 + x_2 \cdot y_2 + x_3 \cdot y_3 + x_4 \cdot y_4 + x_5 \cdot y_5 + x_6 \cdot y_6 + x_7 \cdot y_7 + x_8 \cdot y_8 + x_9 \cdot y_9 + x_{10} \cdot y_{10} = 0 \cdot 4401,6 + 3 \cdot 4433,158 + 6 \cdot 4527,831 + 9 \cdot 4685,619 + 11,306 \cdot 4849,808 + 15 \cdot 5067,664 + 15,969 \cdot 5134,933 + 20 \cdot 5380,798 + 30 \cdot 6228,658 + 40 \cdot 7415,662 = 886585,845;$$

Отримаємо такий вираз:

$$\begin{cases} a_0 \cdot 10 + a_1 \cdot 150,275 = 52125,731; \\ a_0 \cdot 150,275 + a_1 \cdot 3633,835 = 886585,845. \end{cases}$$

Тоді коефіцієнти прямої лінії будуть мати наступні значення:

$$a_0 = 4084,438 \text{ тис.грн / км};$$

$$a_1 = 75,071 \text{ тис.грн / км} \cdot \text{МВт};$$

Для ПЛ в результаті апроксимації, отримали таку функцію оптимальних витрат для:

					ДП9207.141.015.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		17

$$Z_n = 4084,438 + 243,981 \cdot P.$$

$$Z_{icn} = 243,981 \cdot P.$$

На рис. 1.2 зображений графік апроксимованої функції дисконтованих витрат для проєктованих ПЛ-110 кВ, що виконана з використанням залізобетонних опор.

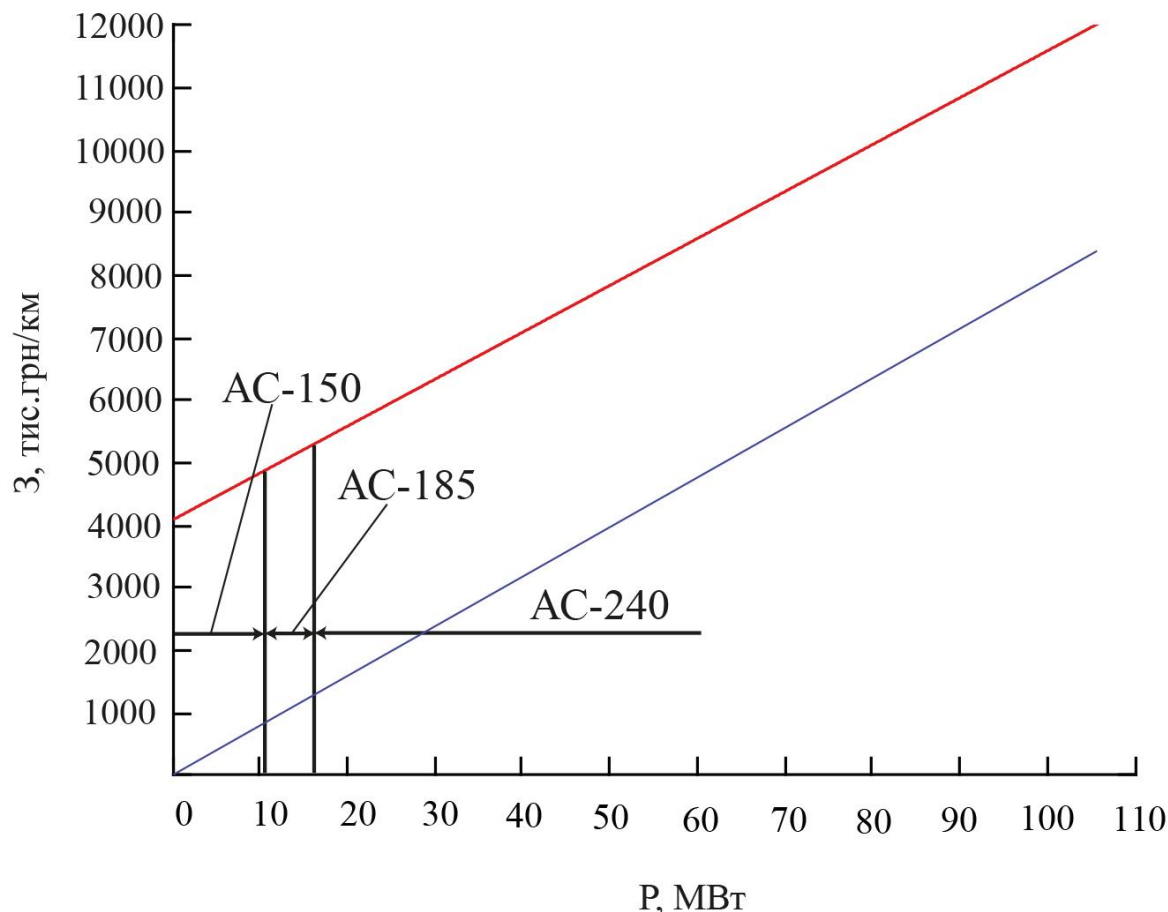


Рис 1.2 – Апроксимована функція дисконтованих витрат для проєктованих ПЛ-110 кВ на залізобетонних опорах

### Висновок до розділу 1

В цьому розділі було проведено побудову функції оптимальних витрат з використанням залізобетонних опор для провідників з такими перерізами: 120 мм<sup>2</sup>, 2х120 мм<sup>2</sup>, 150 мм<sup>2</sup>, 2х150 мм<sup>2</sup>, 185 мм<sup>2</sup>, 2х185 мм<sup>2</sup>, 240 мм<sup>2</sup>, 2х240 мм<sup>2</sup>. Окрім цього було здійснено лінійну апроксимацію за допомогою методу найменших квадратів. Отримано наступні коефіцієнти для проєктованих ліній:  $a_0 = 4084,438$  тис.грн / км;  $a_1 = 75,071$  тис.грн / км · МВт. Також обраховано коефіцієнт  $a_1 = 243,981$  тис.грн / км · МВт для вже побудованих ліній.

## 2 ОПТИМАЛЬНА СХЕМА РЕМ

### 2.1 Метод впорядкованого відключення гілок

Одним зі способів оптимізації схеми електричної мережі є метод впорядкованого виключення гілок. Під час оптимізації мережі за допомогою цього методу в першу чергу визначають приведені витрати на будівництво надлишкової схеми мережі. Після цього послідовно відключають усі гілки замкненої мережі, знаходячи лінію відключення, яка призводить до максимального зменшення витрат. Після видалення цієї лінії з мережі, знову послідовно відключають залишок ділянок і знаходять ділянку відключення, яка призводить до найбільшого зменшення витрат. Процес видалення гілок з мережі проводять до тих пір, поки не порушиться зв'язність електричної мережі або не збільшаться витрати.

Для розрахунку приведених витрат спочатку за будь-яким методом знаходять розподіл потоків у електричній мережі. Потім за допомогою функції оптимальних витрат знаходять приведені витрати на будівництво кожної ділянки мережі і сумують їх.

### 2.2 Оптимальна схема розподільчої мережі 110 кВ

Схема замкненої електричної мережі для якої необхідно визначити оптимальну конфігурацію зображена на рис. 2.1. Лінії що позначені пунктиром є лініями, що проектуються, а ті що позначені суцільною є вже існуючими.

Приведені витрати для будівництва кожної ділянки мережі можна визначити за допомогою функції дисконтованих витрат, яку ми розраховали у попередньому розділі:

$$Z_n = 4,08 + 0,075 \cdot P$$

$$Z_{icn} = 0,243 \cdot P$$

					ДП9207.141.015.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		19

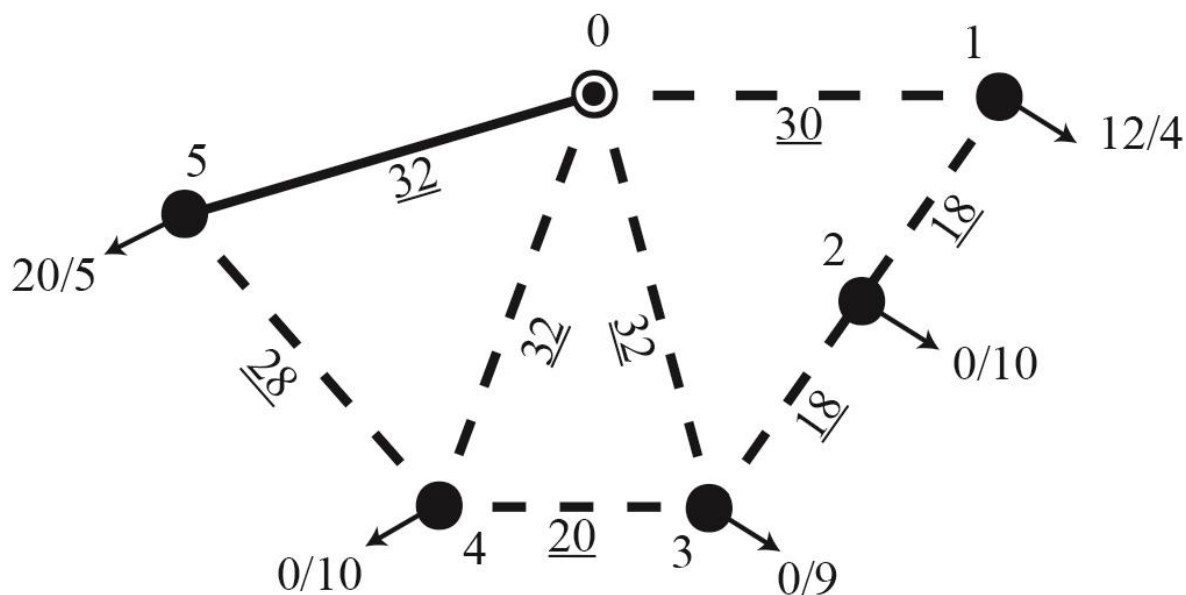


Рис. 2.1 – Надлишкова схема розподільчої мережі

Визначимо поторозподіл в початковій L-схемі електричної мережі. Для цього використаємо метод контурних рівнянь. Спочатку виділимо в якості перемичок ділянки 1-2, 4-3 та 4-5 і знайдемо потокорозподіл розімкненої розподільчої мережі:

$$P_{0-1}^{poz} = P_{1-CH} + P_{1-НН} = 12 + 4 = 16 \text{ МВт};$$

$$P_{0-4}^{poz} = P_{4-CH} + P_{4-НН} = 0 + 10 = 10 \text{ МВт};$$

$$P_{0-5}^{poz} = P_{5-CH} + P_{5-НН} = 5 + 20 = 25 \text{ МВт};$$

$$P_{3-2}^{poz} = P_{2-CH} + P_{2-НН} = 0 + 10 = 10 \text{ МВт};$$

$$P_{0-3}^{poz} = P_{3-2}^{poz} + P_{3-CH} + P_{3-НН} = 10 + 0 + 9 = 19 \text{ МВт};$$

Потокорозподіл розімкненої мережі РЕМ показаний на рис. 2.2.

Система контурних рівнянь для вихідної мережі матиме вигляд:

$$\begin{cases} -P_{0-1}^{poz} \cdot L_{0-1} + P_{0-3}^{poz} \cdot L_{0-3} + P_{3-2}^{poz} \cdot L_{3-2} = -P_I^K \cdot (L_{0-1} + L_{0-3} + L_{1-2} + L_{3-2}) + P_{II}^K \cdot L_{0-3} \\ -P_{0-3}^{poz} \cdot L_{0-3} + P_{0-4}^{poz} \cdot L_{0-4} = -P_{II}^K \cdot (L_{0-3} + L_{0-4} + L_{4-3}) + P_I^K \cdot L_{0-3} + P_{III}^K \cdot L_{0-4} \\ -P_{0-4}^{poz} \cdot L_{0-4} + P_{0-5}^{poz} \cdot L_{0-5} = -P_{III}^K \cdot (L_{0-4} + L_{0-5} + L_{4-5}) + P_{II}^K \cdot L_{0-4} \end{cases}$$



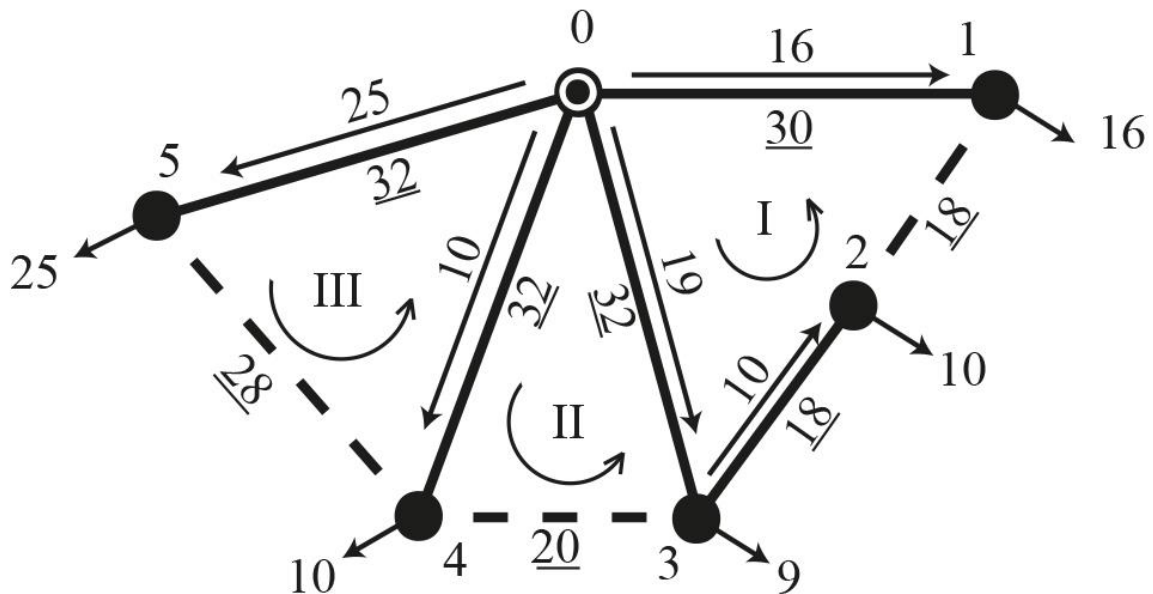


Рис. 2.2. – Потокорозподіл розімкненої схеми РЕМ

Результатом розв'язання системи рівнянь будуть такі значення контурних потужностей:

$$P_I^{\kappa} = -3,036 \text{ MBm};$$

$$P_{II}^{\kappa} = 0,328 \text{ MBm};$$

$$P_{III}^{\kappa} = -5,103 \text{ MBm}.$$

Потокорозподіл в замкненій схемі РЕМ становитиме:

$$P_{0-1} = P_{0-1}^{poz} - P_I^{\kappa} = 16 - (-3,036) = 19,036 \text{ MBm};$$

$$P_{0-3} = P_{0-3}^{poz} + P_I^{\kappa} - P_{II}^{\kappa} = 19 + (-3,036) - 0,328 = 15,636 \text{ MBm};$$

$$P_{0-4} = P_{0-4}^{poz} + P_{II}^{\kappa} - P_{III}^{\kappa} = 10 + 0,328 - (-5,103) = 15,431 \text{ MBm};$$

$$P_{0-5} = P_{0-5}^{poz} + P_{III}^{\kappa} = 25 + (-5,103) = 19,897 \text{ MBm};$$

$$P_{1-2} = -P_I^{\kappa} = 3,036 \text{ MBm};$$

$$P_{3-2} = P_{3-2}^{poz} + P_I^{\kappa} = 10 + (-3,036) = 6,964 \text{ MBm};$$

$$P_{4-3} = P_{II}^{\kappa} = 0,328 \text{ MBm};$$

$$P_{4-5} = -P_{III}^{\kappa} = 5,103 \text{ MBm};$$

Виконаємо перевірку правильності розрахунків за допомогою другого закону Кірхгофа:

$$\begin{cases} -P_{0-1} \cdot L_{0-1} + P_{0-3} \cdot L_{0-3} - P_{1-2} \cdot L_{1-2} + P_{3-2} \cdot L_{3-2} = -19,036 \cdot 30 + 15,636 \cdot 32 - \\ -3,036 \cdot 18 + 6,964 \cdot 18 = 0; \\ -P_{0-3} \cdot L_{0-3} + P_{0-4} \cdot L_{0-4} + P_{4-3} \cdot L_{4-3} = -15,636 \cdot 32 + 15,431 \cdot 32 + 0,328 \cdot 18 = 0; \\ -P_{0-4} \cdot L_{0-4} - P_{0-5} \cdot L_{0-5} - P_{4-5} \cdot L_{4-5} = -15,431 \cdot 32 - 19,897 \cdot 32 - 5,103 \cdot 20 = 0; \end{cases}$$

Остаточний потокорозподіл в замкненій РЕМ зображений на рис 2.3.

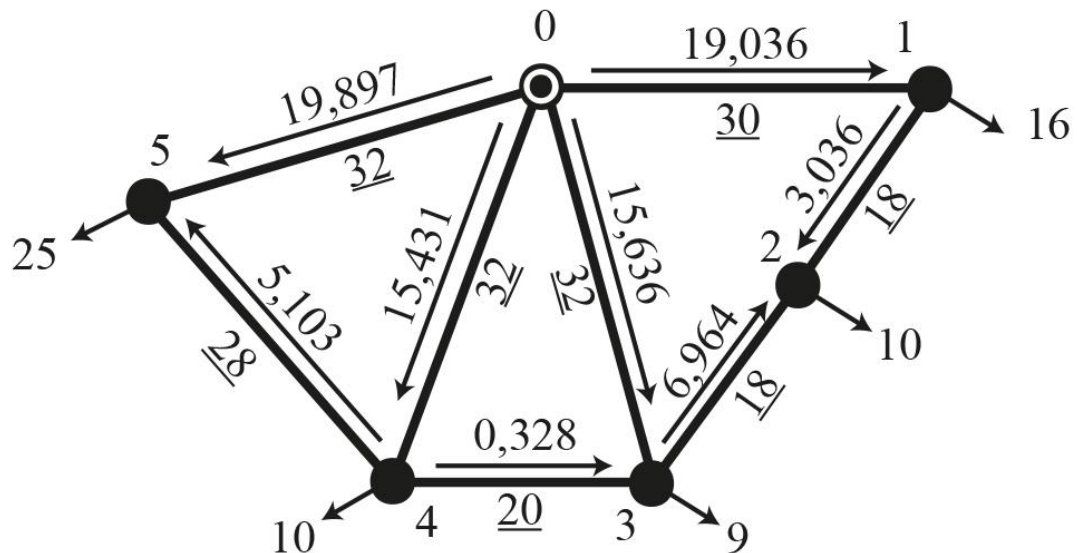


Рис. 2.3 – Потокорозподіл замкненої схеми РЕМ

Знайдемо значення приведених витрат для кожної ділянки РЕМ:

$$Z_{0-1} = 4,08 + 0,075 \cdot P_{0-1} = 4,08 + 0,075 \cdot 19,036 = 5,508 \text{ млн.грн};$$

$$Z_{0-3} = 4,08 + 0,075 \cdot P_{0-3} = 4,08 + 0,075 \cdot 15,636 = 5,253 \text{ млн.грн};$$

$$Z_{0-4} = 4,08 + 0,075 \cdot P_{0-4} = 4,08 + 0,075 \cdot 15,431 = 5,237 \text{ млн.грн};$$

$$Z_{0-5} = 0,243 \cdot P_{0-5} = 0,243 \cdot 19,897 = 4,835 \text{ млн.грн};$$

$$Z_{1-2} = 4,08 + 0,075 \cdot P_{1-2} = 4,08 + 0,075 \cdot 3,036 = 4,308 \text{ млн.грн};$$

$$Z_{3-2} = 4,08 + 0,075 \cdot P_{3-2} = 4,08 + 0,075 \cdot 6,964 = 4,602 \text{ млн.грн};$$

$$Z_{4-3} = 4,08 + 0,075 \cdot P_{4-3} = 4,08 + 0,075 \cdot 0,328 = 4,105 \text{ млн.грн};$$

$$Z_{4-5} = 4,08 + 0,075 \cdot P_{0-4} = 2,08 + 0,08 \cdot 5,103 = 4,463 \text{ млн.грн};$$

Підсумовуючи приведені витрати на будівництво ділянок РЕМ знаходимо загальні витрати:

$$Z_0 = Z_{0-1} + Z_{0-3} + Z_{0-4} + Z_{0-5} + Z_{1-2} + Z_{3-2} + Z_{4-3} + Z_{4-5} = 5,508 + 5,253 + 5,237 + \\ + 4,835 + 4,308 + 4,602 + 4,105 + 4,463 = 38,31 \text{ млн.грн}.$$

Послідовно проводимо відключення гілок.

Перший крок. Виконуємо почергове відключення гілок в надлишковій схемі РЕМ та знаходимо приведені витрати. Результати розрахунку для варіантів схеми розподільчої мережі наведені на рис. 2.4.

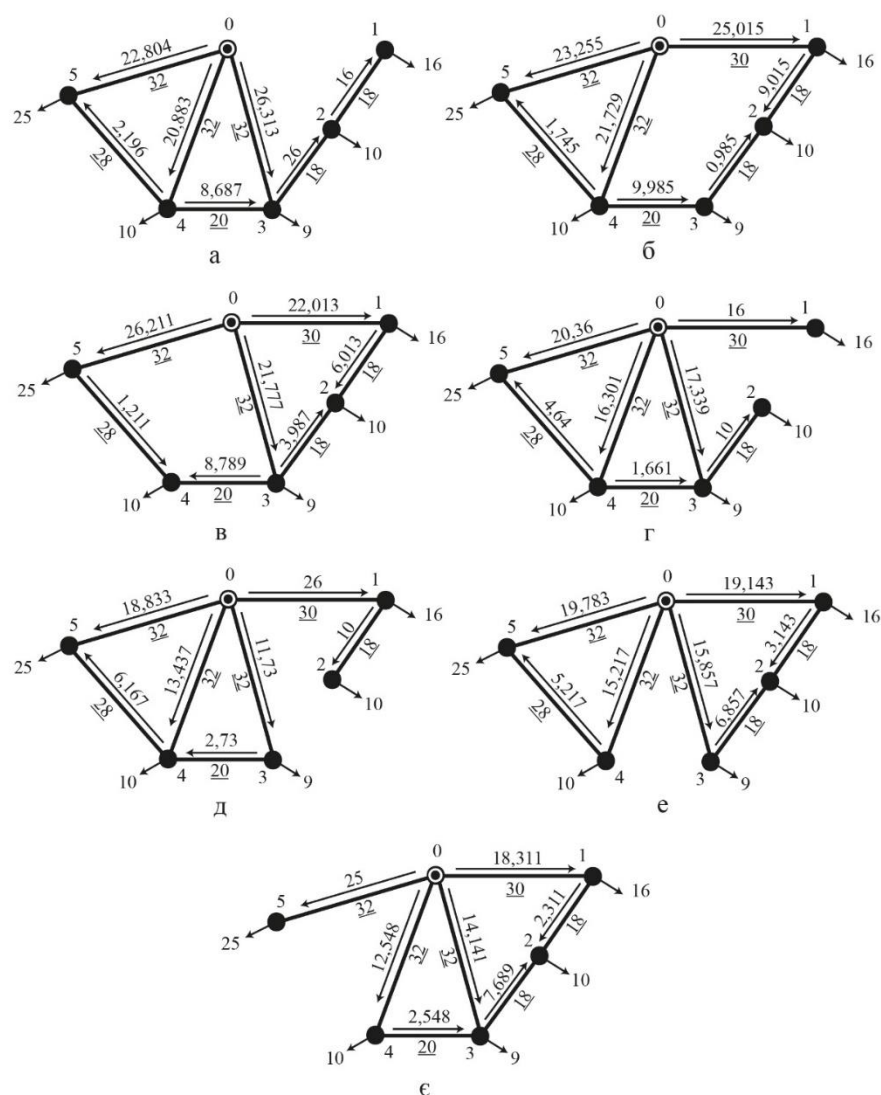


Рис. 2.4 – Варіанти схеми РЕМ після відключення ПЛ: а – 0-1;

б – 0-3; в – 0-4; г – 1-2; д – 3-2; е – 4-3; є – 4-5

Результати розрахунку приведених затрат на першому кроці оптимізації наведені в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Приведені витрати на першому кроці оптимізації

Виключена ПЛ	3(i), млн. грн	3 <sub>0</sub> - 3(i), млн. грн
0-1	36,555	1,755
0-3	35,119	3,191
0-4	35,633	2,677
1-2	34,373	3,937

Продовження табл. 2.1.

Виключена ПЛ	$Z(i)$ , млн. грн	$Z_0 - Z(i)$ , млн. грн
3-2	34,231	4,079
4-3	34,195	4,115
4-5	34,871	3,439

На першому кроці послідовного відключення гілок мінімальне значення затрат спостерігається, якщо відключити лінію 4-3, тому на другому кроці оптимізації вихідною схемою буде схема мережі без вітки 4-3.

Другий крок.  $Z_0$  приймаємо рівним  $Z_0(4-5) = 34,195$ . Подальші розрахунки аналогічні до послідовності обчислень першого кроку.

Значення потокорозподілів варіантів розподільчих схем отриманих під час розрахунку другого кроку відключення гілок зображені на рис. 2.5. та рис. 2.6.

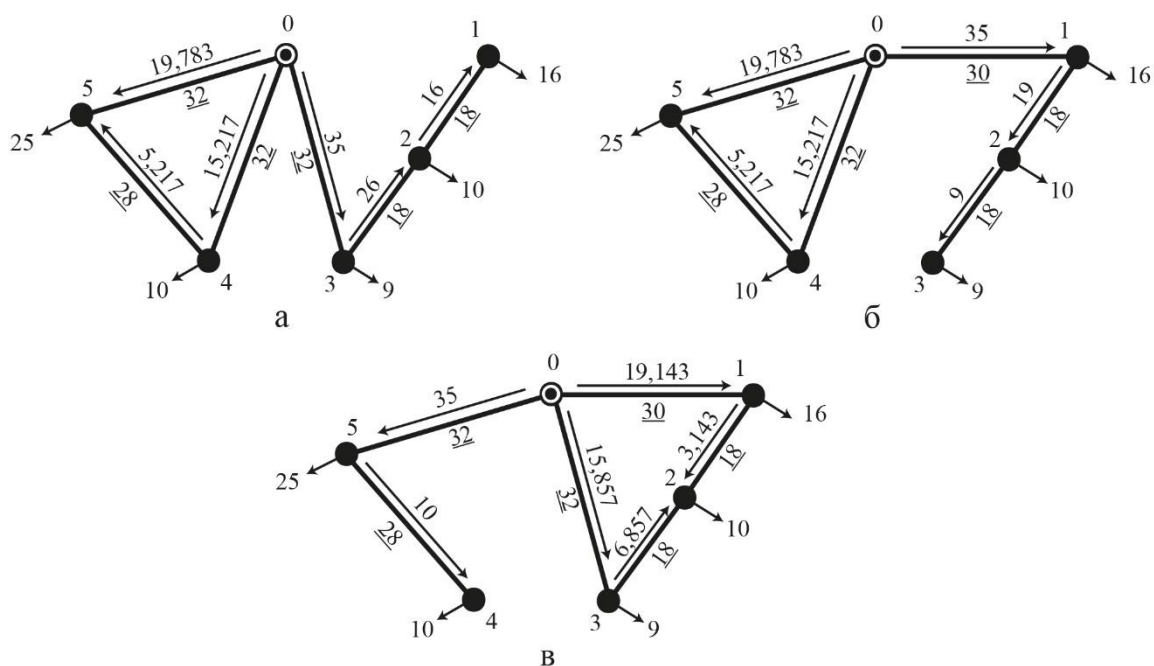


Рис. 2.5. – Варіанти схеми РЕМ на другому кроці після відключення ПЛ:

а – 0-1; б – 0-3; в – 0-4;

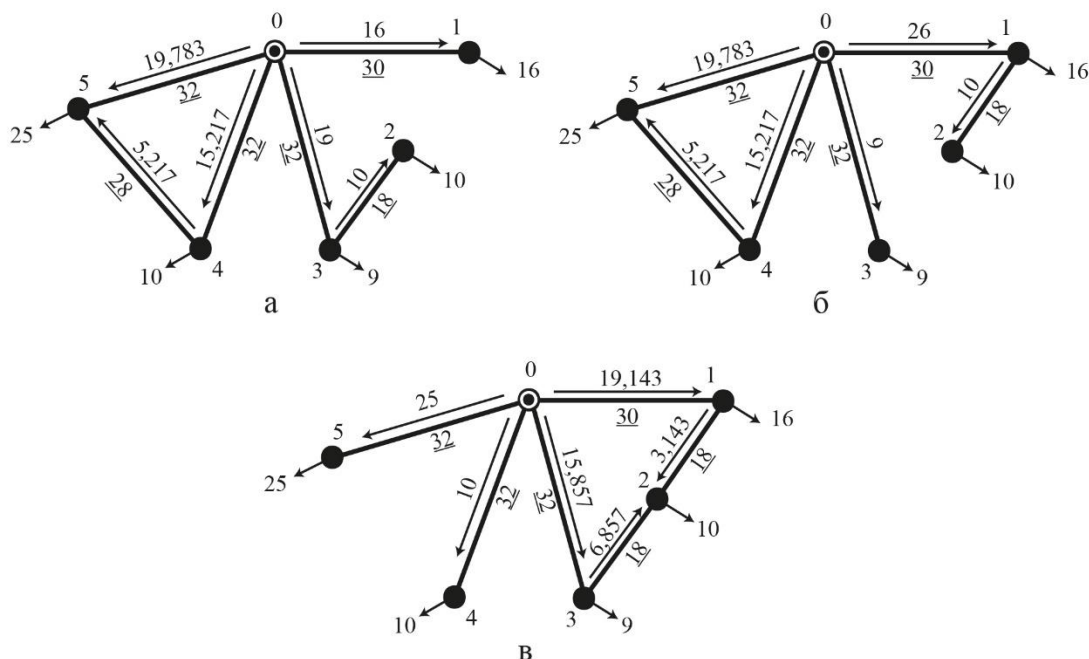


Рис. 2.6. – Варіанти схеми РЕМ на другому кроці після відключення ПЛ:  
а – 1-2; б – 3-2; в – 4-5;

Результати розрахунку приведених затрат після виконання другого кроку оптимізації наведені в табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Приведені витрати на другому кроці оптимізації

Виключена ПЛ	$Z(i)$ , млн. грн	$Z_0 - Z(i)$ , млн. грн
0-1	32,514	1,68
0-3	31,464	2,73
0-4	33,03	1,165
1-2	30,115	4,08
3-2	30,115	4,08
4-5	30,6	3,595

На другому кроці послідовного відключення гілок мінімальне значення затрат спостерігається, якщо відключити лінію 3-2, тому на третьому кроці оптимізації вихідною схемою буде схема мережі без віток 4-3 та 3-2.

Третій крок.  $Z_0$  приймаємо рівним  $Z_0(3-2) = 30,115$ . Подальші розрахунки аналогічні до послідовності обчислень першого кроку.

Значення потокорозподілів варіантів розподільчих схем отриманих під час розрахунку третього кроку відключення гілок зображені на рис. 2.7.

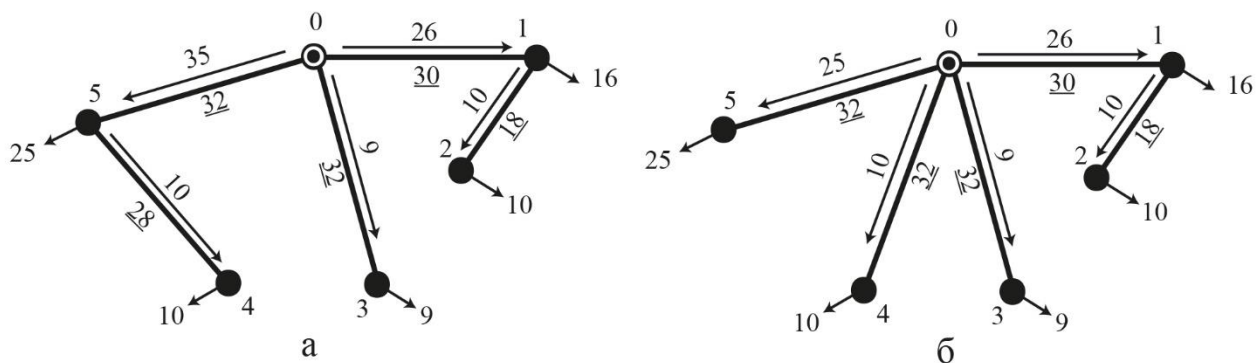


Рис. 2.7. – Варіанти схеми РЕМ на третьому кроці після відключення ПЛ:  
а – 0-4; б – 4-5;

Результати розрахунку приведених затрат після виконання третього кроку оптимізації наведені в табл. 2.3.

Таблиця 2.3 – Приведені витрати на третьому кроці оптимізації

Виключена ПЛ	$З(i)$ , млн. грн	$З_0 - З(i)$ , млн. грн
0-4	28,95	1,165
4-5	26,52	3,595

На третьому кроці послідовного відключення гілок мінімальне значення затрат спостерігається, якщо відключити лінію 4-5. Через те, що подальші відключення гілок призведе втрати зв'язності мережі оптимізацію завершуємо. Оптимальна схема РЕМ зображена на рис. 2.8.

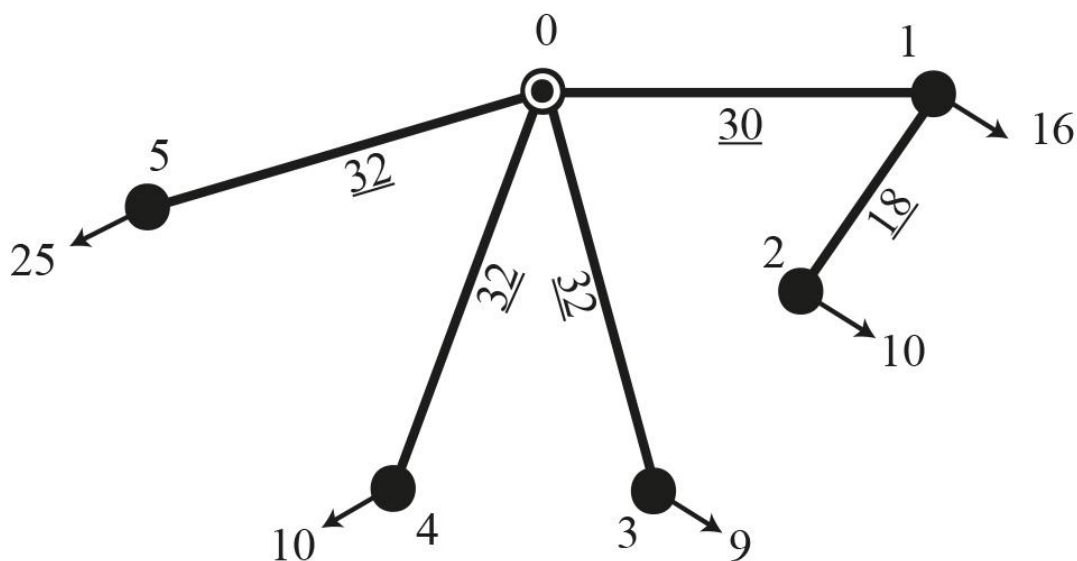


Рис. 2.8. – Оптимальна схема РЕМ

## Висновок до розділу 2

В результаті виконання оптимізації методом впорядкованого відключення гілок було встановлено оптимальну схему розподільчої мережі 110 кВ. Для проведення оптимізації використовувалися апроксимовані функції дисконтованих витрат з першого розділу, функція  $Z = 4,08 + 0,075 \cdot P$  використовувалась для обрахунку приведених витрат для проєктованих ліній електропередавання, а для вже побудованих ліній використовувалась функція  $Z = 0,243 \cdot P$ . При процесі відключення були прибрані гілки 4-3 на першому кроці, 3-2 на другому кроці та 4-5 на третьому кроці, відповідно загальна величина сумарних приведених витрат змінювалась у відповідному порядку: після першого кроку  $Z_0 = 34,195$  млн.грн., після другого  $Z_0 = 30,115$  млн.грн., після третього кроку  $Z_0 = 26,52$  млн.грн. Третій крок оптимізації є останнім, оскільки при подальшій спробі оптимізації схема втратить свою цілісність, остаточна величина сумарних приведених витрат становить  $Z_0 = 26,52$  млн.грн.

					ДП9207.141.015.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		27

### 3 РОЗРАХУНОК УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ РОТОТИ МЕРЕЖІ

#### 3.1 Вибір силових трансформаторів

Відповідно до завдання до всіх підстанцій приєднанні споживачі I-ї та II-ї категорії для яких є важливою надійність електропостачання. Тому на кожній підстанції буде встановлено по два силових трансформатори.

Для того щоб обрати потрібні трансформатори розрахуємо необхідну потужність силових трансформаторів для встановлення на понижуючій стороні. Знайдемо величину реактивного навантаження для 1-ї ПС:

$$Q_{1-HH} = -P_{1-HH} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{HH} = -4 \cdot \operatorname{tg}(34,915^\circ) = -2,792 \text{ MVar};$$

$$Q_{1-CH} = -P_{1-CH} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{CH} = -12 \cdot \operatorname{tg}(32,86^\circ) = -7,751 \text{ MVar}.$$

Таким чином значення повного навантаження в 1-му пункті дорівнюватиме:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{1-\max} &= P_{1-HH} + P_{1-CH} + j \cdot (Q_{1-HH} + Q_{1-CH}) = 4 + 12 + j \cdot (-2,792 - 7,751) = \\ &= 16 - j10,543 \text{ MVA}; \end{aligned}$$

Знаходимо значення модуля навантаження ПС №1:

$$\begin{aligned} S_{\max-1} &= \sqrt{(P_{1-HH} + P_{1-CH})^2 + (Q_{1-HH} + Q_{1-CH})^2} = \sqrt{(4 + 12)^2 + (-2,792 - 7,751)^2} = \\ &= 19,161 \text{ MVA}; \end{aligned}$$

При виборі номінальної потужності силових трансформаторів потрібно врахувати положення ПТЕ щодо допустимого перенавантаження трансформаторів в післяаварійних режимах. Згідно нормативних документів перевантаження яке ми можемо допустити складає 40% в післяаварійному режимі. В результаті для понижаючої сторони на ПС №1 отримаємо:

$$S_{T-1} = 0,7 \cdot S_{\max-1} = 0,7 \cdot 19,161 = 13,413 \text{ MVA};$$

Для ПС №1 буде встановлено два триобмоткові силові трансформатори типу ТДТН-16000/110.

Для інших ПС спосіб обрання силових трансформаторів аналогічний. Результати розрахунків для інших ПС наведені в табл. 3.1.

					ДП9207.141.015.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		28



Таблиця 3.1 – Вибір силових трансформаторів

ПС	$ \dot{S}_{1-\max} $ , МВА	$S_{T-1}$ , МВА	Число та тип трансформаторів
1	19,161	13,413	2хТДТН-16000/110
2	12,195	8,537	2хТДН-10000/110
3	10,976	7,683	2хТДН-10000/110
4	12,195	8,537	2хТДН-10000/110
5	29,904	20,933	2х ТДТН-25000/110

### 3.2 Потокорозподіл потужності в L-схемі мережі

За допомогою методу контурних рівнянь знайдемо потокорозподіл потужності в L-схемі мережі. Виділяємо перемички 1-2, 4-3, 4-5 і знаходимо потокорозподіл розімкненої розподільчої мережі.

$$\dot{S}_{0-1}^{poz} = \dot{S}_{1-\max} = 16 - j10,543 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{3-2}^{poz} = \dot{S}_{2-\max} = 10 - j6,98 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-3}^{poz} = \dot{S}_{3-2}^{poz} + \dot{S}_{3-\max} = 10 - j6,98 + 9 - j6,282 = 19 - j13,262 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-4}^{poz} = \dot{S}_{4-\max} = 10 - j6,98 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-5}^{poz} = \dot{S}_{5-\max} = 25 - j16,409 \text{ МВА}.$$

Потокорозподіл потужності в умовно розімкненій L-схемі електричної мережі зображений на рис. 3.1.

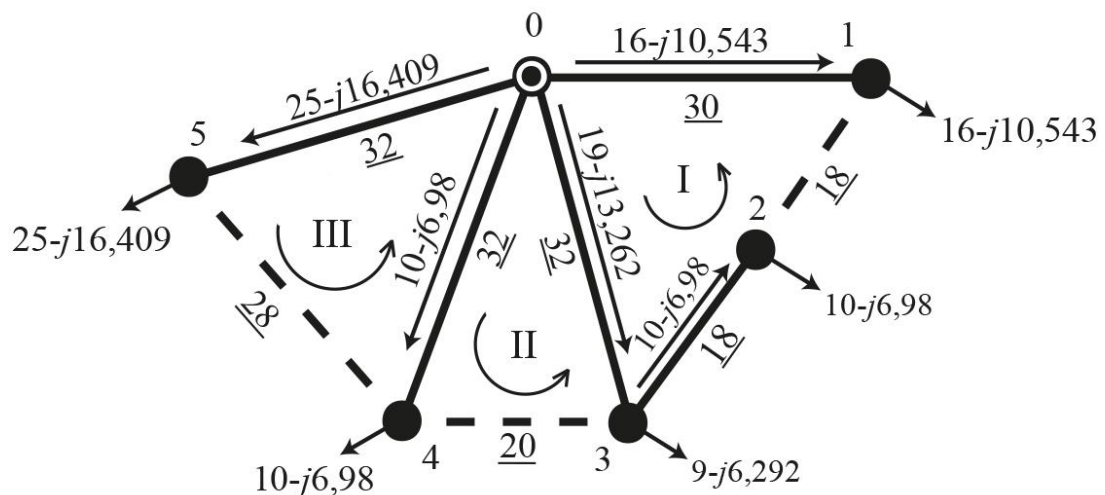


Рис. 3.1 – Потокорозподіл потужності в розімкненій L-схемі мережі

Знаходимо значення власних та взаємних довжин контурів:

$$L_I = L_{0-1} + L_{0-3} + L_{1-2} + L_{3-2} = 30 + 32 + 18 + 18 = 98 \text{ км};$$

$$L_{II} = L_{0-3} + L_{0-4} + L_{3-4} = 32 + 32 + 20 = 84 \text{ км};$$

$$L_{III} = L_{0-4} + L_{0-5} + L_{4-5} = 32 + 32 + 28 = 92 \text{ км};$$

$$L_{I-II} = L_{0-3} = 32 \text{ км}; \quad L_{II-I} = L_{I-II} = 32 \text{ км};$$

$$L_{I-III} = 0 \text{ км}; \quad L_{III-I} = 0 \text{ км};$$

$$L_{II-III} = L_{0-4} = 32 \text{ км}; \quad L_{III-II} = L_{I-III} = 32 \text{ км}.$$

Складемо систему контурних рівнянь для розрахункової схеми мережі щоб знайти контурні навантаження  $\dot{S}_I^{\kappa}, \dot{S}_{II}^{\kappa}, \dot{S}_{III}^{\kappa}$ :

$$\begin{cases} -\dot{S}_{0-1}^{poz} \cdot L_{0-1} + \dot{S}_{0-3}^{poz} \cdot L_{0-3} + \dot{S}_{3-2}^{poz} \cdot L_{3-2} = -\dot{S}_I^{\kappa} \cdot L_I + \dot{S}_{II}^{\kappa} \cdot L_{I-II} + \dot{S}_{III}^{\kappa} \cdot L_{I-III}; \\ -\dot{S}_{0-3}^{poz} \cdot L_{0-3} + \dot{S}_{0-4}^{poz} \cdot L_{0-4} = -\dot{S}_{II}^{\kappa} \cdot L_{II} + \dot{S}_I^{\kappa} \cdot L_{II-I} + \dot{S}_{III}^{\kappa} \cdot L_{II-III}; \\ -\dot{S}_{0-4}^{poz} \cdot L_{0-4} + \dot{S}_{0-5}^{poz} \cdot L_{0-5} = -\dot{S}_{III}^{\kappa} \cdot L_{III} + \dot{S}_I^{\kappa} \cdot L_{III-I} + \dot{S}_{II}^{\kappa} \cdot L_{III-II}; \end{cases}$$

Результатами розв'язку системи рівнянь є:

$$\dot{S}_I^{\kappa} = -3,036 + j2,282 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{II}^{\kappa} = 0,328 - j0,317 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{III}^{\kappa} = -5,103 + j3,169 \text{ МВА}.$$

Знаходимо потокорозподіл потужності в замкненій L-схемі електричної мережі:

$$\dot{S}_{0-1} = \dot{S}_{0-1}^{poz} - \dot{S}_I^{\kappa} = 16 - j10,543 - (-3,036 + j2,282) = 19,036 - j12,825 \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{0-3} &= \dot{S}_{0-3}^{poz} + \dot{S}_I^{\kappa} - \dot{S}_{II}^{\kappa} = 19 - j13,262 + (-3,036 + j2,282) - \\ &- (0,328 - j0,317) = 15,636 - j10,664 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{0-4} &= \dot{S}_{0-4}^{poz} + \dot{S}_{II}^{\kappa} - \dot{S}_{III}^{\kappa} = 10 - j6,98 + 0,328 - j0,317 - \\ &- (-5,103 + j3,169) = 15,431 - j10,466 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{0-5} = \dot{S}_{0-5}^{poz} + \dot{S}_{III}^{\kappa} = 16 - j10,543 + (-5,103 + j3,169) = 19,897 - j13,239 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{1-2} = -\dot{S}_I^{\kappa} = 3,036 - j2,282 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{3-2} = \dot{S}_{3-2}^{poz} + \dot{S}_I^{\kappa} = 10 - j6,98 + (-3,036 + j2,282) = 6,964 - j4,698 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{4-3} = \dot{S}_{II}^{\kappa} = 0,328 - j0,317 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{4-5} = -\dot{S}_{III}^{\kappa} = 5,103 - j3,169 \text{ МВА}.$$

					ДП9207.141.015.ПЗ	Арк.
						30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Проведемо перевірку правильності розрахунків за допомогою другого закону Кірхгофа:

$$\begin{aligned}
 & -\dot{S}_{0-1} \cdot L_{0-1} + \dot{S}_{0-3} \cdot L_{0-3} - \dot{S}_{1-2} \cdot L_{1-2} + \dot{S}_{3-2} \cdot L_{3-2} = -(19,036 - j12,825) \cdot 30 + \\
 & + (15,636 - j10,664) \cdot 32 - (3,036 - j2,282) \cdot 18 + (6,964 - j4,698) \cdot 18 = 0; \\
 & -\dot{S}_{0-3} \cdot L_{0-3} + \dot{S}_{0-4} \cdot L_{0-4} + \dot{S}_{4-3} \cdot L_{4-3} = -(15,636 - j10,664) \cdot 32 + \\
 & + (15,431 - j10,466) \cdot 32 + (0,328 - j0,317) \cdot 20 = 0; \\
 & -\dot{S}_{0-4} \cdot L_{0-4} + \dot{S}_{0-5} \cdot L_{0-5} - \dot{S}_{4-5} \cdot L_{4-5} = -(15,431 - j10,466) \cdot 32 + \\
 & + (19,897 - j13,239) \cdot 32 - (5,103 - j3,169) \cdot 28 = 0.
 \end{aligned}$$

Потокорозподіл потужності в замкненій L-схемі електричної мережі розраховано вірно. Результати розрахунків замкненої L-схеми електричної мережі показано на рис 3.2.

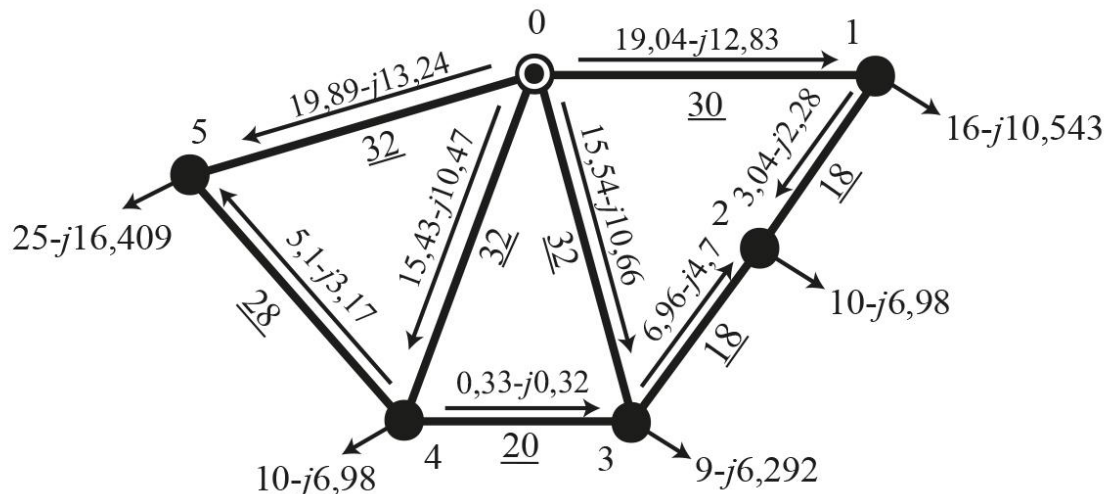


Рис. 3.2. – Потокорозподіл потужності в L-схемі мережі

### 3.3 Вибір кількості ланцюгів та перерізу проводів ПЛ-110 кВ

Для знаходження підходящої кількості ланцюгів та правильних перерізів проводів для проєктованих повітряних ліній номінальною напругою 110 кВ застосуємо знайдену раніше у першому розділі функцію дисконтованих затрат.

Обрані згідно критерію мінімуму дисконтованих витрат перерізи проводів необхідно перевірити в післяаварійному режимах роботи мережі на відповідність щодо технічних обмежень.

Знайдемо струмове навантаження на кожній з ділянок мережі:

$$\dot{I}_{0-1} = \frac{\dot{S}_{0-1}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{19,036 - j12,825}{\sqrt{3} \cdot 110} = 99,912 - j67,313 \text{ A};$$

$$\dot{I}_{0-3} = \frac{\dot{S}_{0-3}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{15,636 - j10,664}{\sqrt{3} \cdot 110} = 82,069 - j55,971 \text{ A};$$

$$\dot{I}_{0-4} = \frac{\dot{S}_{0-4}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{15,431 - j10,466}{\sqrt{3} \cdot 110} = 80,993 - j54,932 \text{ A};$$

$$\dot{I}_{0-5} = \frac{\dot{S}_{0-5}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{19,897 - j13,239}{\sqrt{3} \cdot 110} = 104,431 - j69,488 \text{ A};$$

$$\dot{I}_{1-2} = \frac{\dot{S}_{1-2}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{3,036 - j2,282}{\sqrt{3} \cdot 110} = 15,934 - j11,975 \text{ A};$$

$$\dot{I}_{3-2} = \frac{\dot{S}_{3-2}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{6,964 - j4,698}{\sqrt{3} \cdot 110} = 36,553 - j24,66 \text{ A};$$

$$\dot{I}_{4-3} = \frac{\dot{S}_{4-3}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{0,328 - j0,317}{\sqrt{3} \cdot 110} = 1,721 - j1,661 \text{ A};$$

$$\dot{I}_{4-5} = \frac{\dot{S}_{4-5}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{5,103 - j3,169}{\sqrt{3} \cdot 110} = 26,785 - j16,635 \text{ A}.$$

Розрахуємо оптимальні перерізи щоб визначити переріз проводів для усіх повітряних ліній. Обрані перерізи проводів представлені в табл. 3.2.

$$F_{opt 0-1} = \frac{1}{k} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot (I_{0-1})^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot C_{ex} \cdot 10^{-1}}{k_{nut \text{ зм 110(1)}} \cdot (H_e + E)}} =$$

$$= \frac{1}{k} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot (120,472)^2 \cdot 28,264 \cdot 3521,135 \cdot 4 \cdot 10^{-1}}{3537 \cdot (0,01 \cdot 1,2 + 0,1)}} = 210,045 \text{ мм}^2,$$

де  $\rho$  – питомий опір матеріалу проводу, становить 28,5 Ом·мм<sup>2</sup>/км для алюмінію;

$C_{ex}$  – тариф на вході до мережі, становить 4 грн/кВт·год на 2023 рік

$k_{nut \text{ зм 110(1)}}$  – питома величина умовно змінних витрат для спорудження ПЛ

Таблиця 3.2 – Вибір кількості ланцюгів і перерізу проводів

ПЛ	Навантаження $S_i$ , МВА	Струмове навантаження $I_i$ , А	Марка проводу
0-1	22,953	120,472	АС-240/32
0-3	18,926	99,338	АС-150/19
0-4	18,646	97,865	АС-150/19
0-5	23,899	125,437	АС-185/29

					ДП9207.141.015.ПЗ	Арк.
						32
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Продовження табл. 3.2.

ПЛ	Навантаження $S_i$ , МВА	Струмове навантаження $I_i$ , А	Марка проводу
1-2	3,789	19,932	АС-120/19
3-2	8,401	44,093	АС-120/19
4-3	0,456	2,392	АС-120/19
4-5	6,007	31,531	АС-120/19

Розглянемо першу групу післяаварійних режимів. Під час експлуатації електричних мереж бувають випадки відключення на понижуючі частині підстанції одного з силових трансформаторів, що може привести до недопустимого зниження величини напруги на шинах низькою напруги. В результаті чого буде неможливо забезпечити бажаний рівень напруги на даних шинах.

Для всіх понижуючих підстанцій районної мережі розглянемо випадок відключення одного силового трансформатора.

Для прикладу знайдем допустимий діапазон величини напруги на шинах високої напруги для ПС №1 та ПС №2.

Порахуємо величину фіктивної напруги КЗ трансформатора встановленого на ПС №1:

$$u_{кв-1} = 0,5 \cdot (u_{к(в-с)1} + u_{к(в-н)1} + u_{к(с-н)1}) = 0,5 \cdot (10,5 + 17 - 6) = 10,75\%;$$

$$u_{кс-1} = 0,5 \cdot (u_{к(в-с)1} + u_{к(с-н)1} + u_{к(в-н)1}) = 0,5 \cdot (10,5 + 6 - 17) = -0,25\% \rightarrow U_{кс-1} = 0\%;$$

$$u_{кн-1} = 0,5 \cdot (u_{к(в-н)1} + u_{к(с-н)1} + u_{к(в-с)1}) = 0,5 \cdot (17 + 6 - 10,5) = 6,25\%.$$

Розрахуємо значення втрати напруги в обмотках трансформатора на ПС №1:

$$\Delta U_{mv-1} = \frac{P_1}{n} \cdot \frac{\Delta P_{к1} \cdot U_{mv-1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{ном-1}^2} - \frac{Q_1}{n} \cdot \frac{U_{mv-1} \cdot u_{кв-1}}{100 \cdot S_{ном-1}} = \frac{16}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-10,543}{1} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{100 \cdot 16} = 8,506 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{ms-1} = \frac{P_{1-CH}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{к1} \cdot U_{ms-1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{ном-1}^2} - \frac{Q_{1-CH}}{n} \cdot \frac{U_{ms-1} \cdot u_{кс-1}}{100 \cdot S_{ном-1}} = \frac{12}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-7,751}{1} \cdot \frac{115 \cdot 0}{100 \cdot 16} = 0,27 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{mn-1} = \frac{P_{1-HH}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{к1} \cdot U_{mn-1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{ном-1}^2} - \frac{Q_{1-HH}}{n} \cdot \frac{U_{mn-1} \cdot u_{кн-1}}{100 \cdot S_{ном-1}} = \frac{4}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-2,792}{1} \cdot \frac{115 \cdot 6,25}{100 \cdot 16} = 1,344 \text{ кВ};$$

					ДП9207.141.015.ПЗ	Арк.
						33
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Допустимий регульовальний діапазон силового трансформатора на ПС №1 буде таким:

$$\Delta U_{\min-1} = \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_{m\theta-1}}{U_{m\theta-1}} \cdot (1 - \omega_{\theta-1}) + \Delta U_{m\theta-1} + \Delta U_{m\theta-1} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0,16) + 8,506 + 1,344 = 102,037 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\max-1} = \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_{m\theta-1}}{U_{m\theta-1}} \cdot (1 + \omega_{\theta-1}) + \Delta U_{m\theta-1} + \Delta U_{m\theta-1} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0,16) + 8,506 + 1,344 = 137,208 \text{ кВ};$$

Розрахуємо значення втрати напруги в обмотках трансформатора на ПС №2 складе:

$$\Delta U_{m-2} = \frac{U_{m\theta-2}}{n \cdot S_{\text{ном-2}}} \cdot (P_2 \cdot \frac{\Delta P_{\kappa 2} \cdot 10^{-3}}{S_{\text{ном-2}}} - Q_2 \cdot \frac{u_{\kappa 2}}{100}) = \frac{115}{10} \cdot (10 \cdot \frac{60 \cdot 10^{-3}}{10} - 6,98 \cdot \frac{10,5}{100}) = 9,118 \text{ кВ};$$

Допустимий регульований діапазон силового трансформатора на ПС №2 складе:

$$\Delta U_{\min-1} = \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_{m\theta-1}}{U_{m\theta-1}} \cdot (1 - \omega_{\theta-1}) + \Delta U_{m-1} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0,16) + 9,118 = 101,306 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\max-1} = \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_{m\theta-1}}{U_{m\theta-1}} \cdot (1 + \omega_{\theta-1}) + \Delta U_{m-1} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0,16) + 9,118 = 136,477 \text{ кВ};$$

Аналогічним чином проводимо розрахунки допустимих регульовальних діапазонів силових трансформаторів для інших ПС 110 кВ. Результати розрахунку наведені в табл. 3.3.

Таблиця 3.3 – Регульовальні діапазони силових трансформаторів

Номер пункту	Тип трансформатора	Обмотка	$U_i$ , кВ	Потік потужності, МВА	$\Delta U_i$ , кВ	$U_{\min}$ , кВ	$U_{\max}$ , кВ
1	ТДТН-16000/110	ВН	115	16-j10,543	8,596	102,037	137,208
		СН	38,5	12-j7,751	0,27		
		НН	11	4-j2,792	1,344		
2	ТДН-10000/110	ВН	115	10-j6,98	9,118	110,306	136,477

					ДП9207.141.015.ПЗ			Арк.
								34
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				

Продовження табл. 3.3.

Номер пункту	Тип трансформатора	Обмотка	$U_i$ , кВ	Потік потужності, МВА	$\Delta U_i$ , кВ	$U_{\min}$ , кВ	$U_{\max}$ , кВ
3	ТДН-10000/110	ВН	115	9-j6,282	8,207	100,394	135,565
4	ТДН-10000/110	ВН	115	10-j6,98	9,118	101,306	136,477
5	ТДТН-25000/110	ВН	115	25-j16,409	8,436	101,771	136,942
		СН	38,5	20-j12,919	0,258		
		НН	11	5-j3,49	1,148		

Здійснено розрахунок значення рівня напруги в пунктах мережі. Величину погонного реактивного опору приймаємо рівним 0,4 Ом/км.

Рівень напруги в пункті 2 складе:

$$U_1 = \sqrt{U_{\text{БП}}^2 - 2 \cdot (P_{0-1} \cdot r_{0-1} - Q_{0-1} \cdot x_{0-1})} = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (19,036 \cdot 3,54 - 12,825 \cdot 12)} = 113,059 \text{ кВ};$$

Аналогічно чином виконуємо розрахунок для всіх пунктів мережі. Результати розрахунку показані в табл. 3.4.

Згідно даних табл. 3.4 рівень напруги в усіх пунктах мережі знаходяться в допустимих межах. Отже, технічні обмеження першої групи післяаварійних режимів виконуються.

Табл. 3.4 – Перевірка першої групи післяаварійних режимів

Номер пункту	Рівень напруги, кВ	Регульовальний діапазон	
		$U_{\min}$ , кВ	$U_{\max}$ , кВ
1	113,059	102,037	137,208
2	112,71	110,306	136,477
3	113,287	100,394	135,565
4	113,316	101,306	136,477
5	112,853	101,771	136,942

Виконаємо перевірку виконання технічних обмежень другої групи післяаварійних режимів. Знаходимо потокорозподіл потужності в L-схемі після відключення максимально завантаженої ПЛ 0-5.

Результати розрахунку потокорозподілу потужності показаний на рис. 3.3.

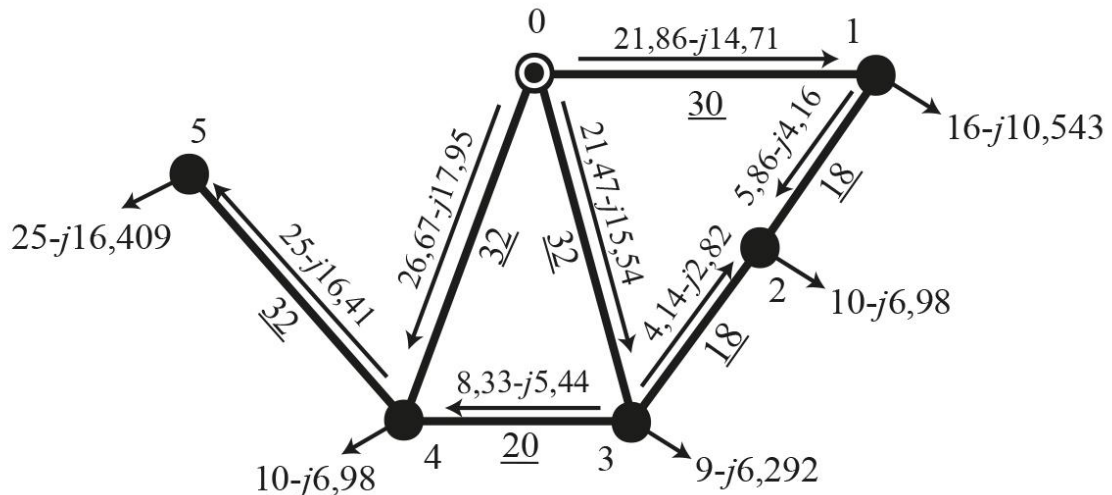


Рис. 3.3 – Потокорозподіл потужності в післяаварійному режимі

Виконаємо перевірку переріз проводів за допустимим нагріванням. Для цього здійснимо розрахунок струмового навантаження:

$$I_{0-1} = \frac{\sqrt{P_{0-1}^2 + Q_{0-1}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{\sqrt{21,86^2 + (-14,706)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 138,292 \text{ A.}$$

Ділянка 0-1 виконана проводом з перерізом 240 мм<sup>2</sup>, для якого тривалодопустимий струм складає 610 А. Отже, на даній ділянці перенавантаження за струмом не спостерігається.

Аналогічним чином виконується перевірка для всіх ділянок мережі. Результати перевірки приведені в табл. 3.5.

Таблиця 3.5 – Перевірка проводів за струмом

Ділянка	Марка та переріз проводу, мм <sup>2</sup>	$I_i$ , А	$I_{\text{доп}}$ , А
0-1	АС-240/32	138,292	610
0-3	АС-150/19	136,09	610
0-4	АС-150/19	168,726	610
1-2	АС-120/19	37,737	265
3-2	АС-120/19	26,274	265
4-3	АС-120/19	52,222	265
4-5	АС-120/19	156,955	265

Аналіз даних з табл. 3.5 показує, що на жодній ділянці РЕМ не спостерігається перегрівання проводів в післяаварійному режимі.



Перевірку допустимості відхилення рівня на шинях ВН виконаємо для пункту мережі, який в післяаварійному режимі, характеризується мінімальним значенням рівня напруги. В даному випадку таким є пункт 5. Рівень напруги складе:

$$U_5 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-4} \cdot r_{0-4} - Q_{0-4} \cdot x_{0-4} + P_{4-5} \cdot r_{4-5} - Q_{4-5} \cdot x_{4-5})} = \\ = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (26,671 \cdot 6,528 - 17,945 \cdot 12,8 + 25 \cdot 6,832 - 16,409 \cdot 11,2)} = 108,205 \text{ кВ}$$

Розрахуємо допустимий регулювальний діапазон силових трансформаторів, які встановлені на ПС №5:

$$\Delta U_{тв-5} = \frac{P_5}{n} \cdot \frac{\Delta P_{к5} \cdot U_{тв-5} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{ном-5}^2} - \frac{Q_5}{n} \cdot \frac{U_{тв-5} \cdot u_{кв-5}}{100 \cdot S_{ном-5}} = \frac{25}{2} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \\ - \frac{-16,409}{2} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{100 \cdot 25} = 4,218 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{тс-5} = \frac{P_{5-CH}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{к5} \cdot U_{тс-5} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{ном-5}^2} - \frac{Q_{5-CH}}{n} \cdot \frac{U_{тс-5} \cdot u_{кв-5}}{100 \cdot S_{ном-5}} = \frac{20}{2} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \\ - \frac{-12,919}{2} \cdot \frac{115 \cdot 0}{100 \cdot 25} = 0,129 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{тн-5} = \frac{P_{5-НН}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{к5} \cdot U_{тн-5} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{ном-5}^2} - \frac{Q_{5-НН}}{n} \cdot \frac{U_{тн-5} \cdot u_{кн-5}}{100 \cdot S_{ном-5}} = \frac{5}{1} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \\ - \frac{-3,49}{1} \cdot \frac{115 \cdot 6,25}{100 \cdot 25} = 0,574 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\min-5} = \frac{U_{ндж} \cdot U_{тв-5}}{U_{тн-5}} \cdot (1 - \omega_{\theta-5}) + \Delta U_{тв-5} + \Delta U_{тн-5} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0,16) + \\ + 4,218 + 0,574 = 96,979 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\max-5} = \frac{U_{ндж} \cdot U_{тв-5}}{U_{тн-5}} \cdot (1 + \omega_{\theta-5}) + \Delta U_{тв-5} + \Delta U_{тн-5} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0,16) + \\ + 4,218 + 0,574 = 132,15 \text{ кВ};$$

Таким чином рівень напруги на ПС №5 в післяаварійному режимі знаходиться в допустимих межах. А це означає, що обрані перерізи проводів відповідають технічним обмеженням другої групи післяаварійних режимів.

					ДП9207.141.015.ПЗ	Арк.
						37
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

### 3.4 Розрахунок параметрів елементів Z-схеми заміщення

Здійснюємо розрахунок параметрів схем заміщення силових трансформаторів на понижуючих ПС 110 кВ. Розглянемо блок трансформаторів встановлених на ПС №3. Значення активного опору блоку із двох трансформаторів типу ТДН-10000/110 складе:

$$r_{m-3} = \frac{\Delta P_{\kappa 3} \cdot U_{m\theta-3}^2}{n \cdot S_{ном-3}^2} = \frac{60 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{2 \cdot 10000^2} = 3,967 \text{ Ом.}$$

Значення індуктивного опору блоку трансформаторів на ПС №3:

$$x_{m-3} = \frac{u_{\kappa 3} \cdot U_{m\theta-3}^2}{n \cdot S_{ном-3}^2} = \frac{10,5 \cdot 115^2 \cdot 10}{2 \cdot 10000^2} = 69,431 \text{ Ом.}$$

Розрахуємо значення активної та індуктивної провідності боку трансформаторів на ПС №3:

$$g_{m-3} = \frac{n \cdot \Delta P_{xx3}}{U_{m\theta-3}^2} = \frac{2 \cdot 14 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 2,117 \cdot 10^{-6} \text{ См;}$$

$$b_{m-3} = -\frac{n \cdot I_{xx3} \cdot S_{ном-3}}{U_{m\theta-3}^2} = -\frac{2 \cdot 0,7 \cdot 10000 \cdot 10^{-5}}{115^2} = -10,56 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Розглянемо блок трансформаторів встановлених на ПС №1. Виконуємо розрахунок параметрів схем заміщення даного блоку триобмоткових трансформаторів:

$$r_{\theta-1} = r_{c-1} = r_{н-1} = \frac{\Delta P_{\kappa 1} \cdot U_{m\theta-1}^2}{n \cdot 2 \cdot S_{ном-1}^2} = \frac{100 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{2 \cdot 2 \cdot 16000^2} = 1,292 \text{ Ом;}$$

$$x_{m\theta-1} = \frac{10 \cdot u_{\kappa\theta-1} \cdot U_{m\theta-1}^2}{n \cdot S_{ном-1}^2} = \frac{10 \cdot 10,75 \cdot 115^2}{2 \cdot 16000} = 44,428 \text{ Ом;}$$

$$x_{m\kappa-1} = \frac{10 \cdot u_{\kappa\kappa-1} \cdot U_{m\theta-1}^2}{n \cdot S_{ном-1}^2} = \frac{10 \cdot 0 \cdot 115^2}{2 \cdot 16000} = 0 \text{ Ом;}$$

$$x_{mн-1} = \frac{10 \cdot u_{\kappaн-1} \cdot U_{m\theta-1}^2}{n \cdot S_{ном-1}^2} = \frac{10 \cdot 6,25 \cdot 115^2}{2 \cdot 16000} = 25,83 \text{ Ом;}$$

$$g_{m-1} = \frac{n \cdot \Delta P_{xx1}}{U_{m\theta-1}^2} = \frac{2 \cdot 23 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 3,478 \cdot 10^{-6} \text{ См;}$$

$$b_{m-1} = -\frac{n \cdot I_{x1} \cdot S_{ном-1}}{U_{m-1}^2} = \frac{2 \cdot 1 \cdot 16000 \cdot 10^{-5}}{115^2} = -24,197 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

Аналогічним чином виконується розрахунок для всіх блоків силових трансформаторів. Результати розрахунку зведено до табл. 3.6.

Таблиця 3.6 – Параметри схем заміщення блоків трансформаторів

ПС	Кількість та тип трансформаторів	Опір, Ом					Повна провідність, мкСм
		$r_m$	$x_m$	$x_\phi$	$x_c$	$x_n$	
1	2хТДТН-16000/110	1,292	-	44,428	0	25,83	3,48-j24,2
2	2хТДН-10000/110	3,967	69,431	-	-	-	2,12-j10,59
3	2хТДН-10000/110	3,967	69,431	-	-	-	2,12-j10,59
4	2хТДН-10000/110	3,967	69,431	-	-	-	2,12-j10,59
5	2хТДТН-25000/110	0,741	-	28,434	0	17,854	4,69-j26,47

Здійснимо розрахунок параметрів схем заміщення повітряних ліній електропередавання номінальною напругою 110 кВ. Знаходимо значення погонного реактивного опору для перерізів проводів 120, 150, 185 та 240 мм<sup>2</sup>:

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

$$x_{0(150)} = 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{150}}\right) + 0,016 \cdot \mu = 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{16,8}\right) + 0,016 \cdot 1 = 0,418 \text{ Ом / км};$$

$$x_{0(185)} = 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{185}}\right) + 0,016 \cdot \mu = 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{18,8}\right) + 0,016 \cdot 1 = 0,411 \text{ Ом / км};$$

$$x_{0(240)} = 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{240}}\right) + 0,016 \cdot \mu = 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{21,6}\right) + 0,016 \cdot 1 = 0,403 \text{ Ом / км}.$$

Знаходимо значення ємнісної провідності для перерізів проводів 120, 150, 185 та 240 мм<sup>2</sup>:

$$b_{0(120)} = \frac{7,56 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{120}}\right)} = \frac{7,56 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{15,2}\right)} = 2,69 \text{ мкСм / км};$$

$$b_{0(150)} = \frac{7,56 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{150}}\right)} = \frac{7,56 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{16,8}\right)} = 2,732 \text{ мкСм / км};$$

$$b_{0(185)} = \frac{7,56 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{185}}\right)} = \frac{7,56 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{18,8}\right)} = 2,781 \text{ мкСм / км};$$

$$b_{0(240)} = \frac{7,56 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{240}}\right)} = \frac{7,56 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{21,6}\right)} = 2,844 \text{ мкСм / км}.$$

Здійснюється розрахунок активного та реактивного опору ділянки 0-1:

$$r_{0-1} = r_{0(240)} \cdot L_{0-1} = 0,118 \cdot 30 = 3,54 \text{ Ом};$$

$$x_{0-1} = x_{0(240)} \cdot L_{0-1} = 0,403 \cdot 30 = 12,075 \text{ Ом}.$$

Таким чином повний опір ділянки 0-1 складе:

$$\underline{Z}_{0-1} = r_{0-1} + j \cdot x_{0-1} = 3,54 + j12,075 \text{ Ом}.$$

Здійснюємо розрахунок реактивної провідності ділянки 0-1:

$$b_{0-1} = b_{0(240)} \cdot L_{0-1} = 2,84 \cdot 10^{-6} \cdot 30 = 85,31 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Значення активної провідності всіх повітряних ліній 110 кВ приймаємо такими, що рівні нулю, так як втрати на корону для мережі з номінальною напругою 110 кВ не значні.

Аналогічно проводяться розрахунки для інших ПЛ. Результати занесені до табл. 3.7.

Таблиця 3.7 – Параметри схем заміщення ПЛ-110 кВ

ПЛ	Марка проводів	Довжина ПЛ, L, км	Повний опір $\underline{Z}_\pi$ , Ом	Ємнісна провідність, $b_\pi$ , мкСм
0-1	АС-240/32	30	3,54+j12,075	85,31
0-3	АС-150/19	32	6,528+j13,387	87,419
0-4	АС-150/19	32	6,528+j13,387	87,419
0-5	АС-185/29	32	4,992+j13,387	88,985
1-2	АС-120/19	18	4,392+j7,643	48,415
3-2	АС-120/19	18	4,392+j7,643	48,415

					ДП9207.141.015.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		40

Продовження табл. 3.7.

ПЛ	Марка проводів	Довжина ПЛ, L, км	Повний опір $\underline{Z}_\pi$ , Ом	Ємнісна провідність, $b_\pi$ , мкСм
4-3	АС-120/19	20	4,88+j8,493	53,794
4-5	АС-120/19	28	6,832+j11,89	75,312

Здійснимо розрахунок приведених навантажень для ПС 110 кВ. Спочатку розглянемо ПС №3. Розрахуємо коефіцієнти завантаження трансформаторів:

$$\beta_3 = \frac{S_{\max-1}}{n \cdot S_{\text{ном-1}}} = \frac{10,976 \cdot 10^3}{2 \cdot 10000} = 0,549.$$

Здійснюємо розрахунок втрат потужності в блоці трансформаторів на ПС №3:

$$\Delta P_{\text{тз-3}} = n \cdot \Delta P_{\kappa 3} \cdot \beta_3^2 = 2 \cdot 60 \cdot 0,549^2 = 36,139 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\text{тз-3}} = n \cdot S_{\text{ном-3}} \cdot \beta_3^2 \cdot u_{\kappa 3} = 2 \cdot 10000 \cdot 0,549^2 \cdot 10,5 \cdot 10^{-2} = -632,436 \text{ кВАр}.$$

Таким чином значення приведенного навантаження ПС №3 складе:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{пр-3}} &= \dot{S}_{\max-3} + \Delta P_{\text{тз-3}} + j \cdot \Delta Q_{\text{тз-3}} = 9 - j6,282 + 36,139 + j \cdot (-632,436) = \\ &= 9,036 - j6,914 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

Знайдемо приведені навантаження ПС №1. Розраховуємо коефіцієнти завантаження трансформаторів:

$$\beta_{\text{вн-1}} = \frac{|S_{\text{вн-1}}|}{n \cdot S_{\text{ном-1}}} = \frac{\sqrt{16^2 + 10,543^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 16000} = 0,599;$$

$$\beta_{\text{сн-1}} = \frac{|S_{\text{сн-1}}|}{n \cdot S_{\text{ном-1}}} = \frac{\sqrt{12^2 + 7,751^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 16000} = 0,446;$$

$$\beta_{\text{нн-1}} = \frac{|S_{\text{нн-1}}|}{n \cdot S_{\text{ном-1}}} = \frac{\sqrt{4^2 + 2,792^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 16000} = 0,152.$$

Здійснюємо розрахунок втрат потужності в блоці трансформаторів на ПС №1:

$$\begin{aligned} \Delta P_{\text{тз-1}} &= \frac{n \cdot \Delta P_{\kappa 1}}{2} \cdot (\beta_{\text{вн-1}}^2 + \beta_{\text{сн-1}}^2 + \beta_{\text{нн-1}}^2) = \frac{2 \cdot 100}{2} \cdot (0,599^2 + 0,446^2 + 0,152^2) = \\ &= 58,109 \text{ кВт}; \end{aligned}$$

					ДП9207.141.015.ПЗ	Арк.
						41
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\Delta Q_{tz-1} = -n \cdot S_{ном-1} \cdot (\beta_{вн-1}^2 \cdot U_{кв-1} + \beta_{сн-1}^2 \cdot U_{кв-1} + \beta_{нн-1}^2 \cdot U_{кн-1}) = -2 \cdot 16000 \cdot (0,599^2 \times 10,75 + 0,446^2 \cdot 0 + 0,152^2 \cdot 6,25) \cdot 10^{-2} = -1279,904 \text{ кВАр.}$$

Таким чином значення приведенного навантаження ПС №1 складе:

$$\dot{S}_{np-1} = \dot{S}_{max-1} + \Delta P_{tz-1} + j \cdot \Delta Q_{tz-1} = 16 - j10,543 + 58,109 + j \cdot (-1279,904) = 16,056 - j11,823 \text{ МВА.}$$

Аналогічним чином знаходимо приведені навантаження всіх ПС 110 кВ.

Результати розрахунку зведено до табл. 3.8.

Таблиця 3.8 – Приведені навантаження ПС 110 кВ

ПС	$\dot{S}_{зад}$ , МВА	$\Delta \dot{S}_{tz}$ , МВА	$\dot{S}_{np}$ , МВА
1	16-j10,543	0,058-j1,28	16,058-j11,823
2	10-j6,98	0,045-j0,781	10,045-j7,761
3	9-j6,282	0,036-j0,632	9,036-j6,914
4	10-j6,98	0,045-j0,781	10,045-j7,761
5	25-j16,409	0,084-j1,973	25,084-j18,382

Здійснимо розрахунок сумарних еквівалентних провідності пунктів мережі.

Наприклад для пункту 5 маємо:

$$\underline{Y}_5 = \underline{Y}_{m-5} + 0,5 \cdot (\underline{Y}_{0-5} + \underline{Y}_{4-5}) = 4,688 \cdot 10^{-6} - 2,647 \cdot 10^{-5} + 0,5 \cdot (8,9 \cdot 10^{-5} + 7,531 \cdot 10^{-5}) = 4,688 \cdot 10^{-6} + 5,568 \cdot 10^{-5} \text{ См}$$

Аналогічним чином здійснюються розрахунки еквівалентних провідностей для всіх пунктів мережі. Результати розрахунку зведено до табл. 3.9.

Таблиця 3.9 – Сумарні еквівалентні провідності

ПС	$\underline{Y}_i$ , мкСм
1	3,478+j41,64
2	2,117+j37,83
3	2,117+j84,23
4	2,117+j97,68
5	4,688+j55,68
0	j174,567

Розрахункова схема електричної мережі показана на рис. 3.4.

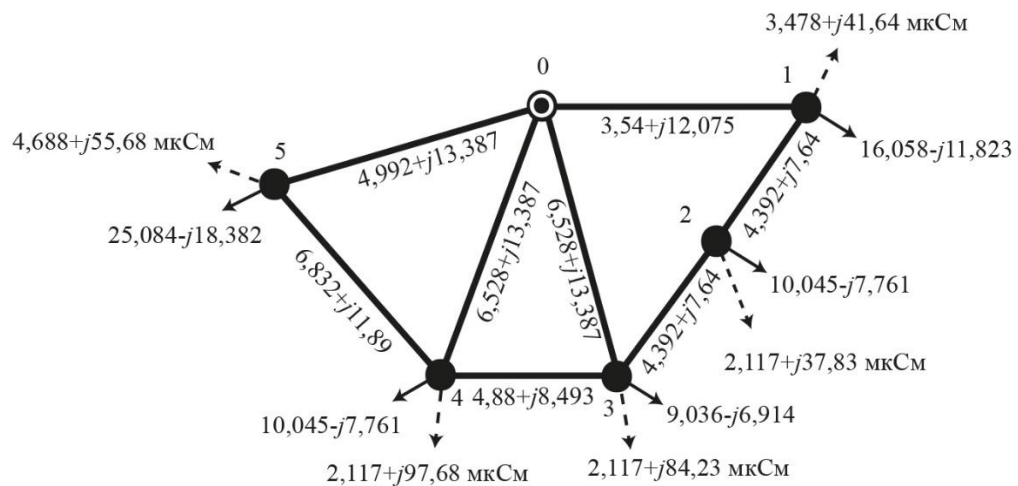


Рис. 3.4 – Розрахункова схема мережі

### 3.5 Розрахунок режиму максимальних навантажень

Розрахунок режиму максимальних навантажень буде розрахований за допомогою методу контурних рівнянь. Задаємося початковими наближеннями напруг на ПС:

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

Сформуємо матрицю контурних опорів. Для цього визначимо склад контурів та хорди: I контур складається з віток 0-1, 0-3, 3-2 та хорди 1-2; II контур складається з віток 0-3, 0-4 та хорди 4-3; III контур складається з віток 0-4, 0-5 та хорди 4-5; Опір контурів рівний:

$$\underline{Z}_{\kappa 1} = \underline{Z}_{0-1} + \underline{Z}_{0-3} + \underline{Z}_{1-2} + \underline{Z}_{3-2} = 3,54 + j12,075 + 6,528 + j13,387 + 4,392 + j7,643 + 4,392 + j7,643 = 18,852 + j40,748 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{\kappa 2} = \underline{Z}_{0-3} + \underline{Z}_{0-4} + \underline{Z}_{4-3} = 6,528 + j13,387 + 6,528 + j13,387 + 4,88 + j8,493 = 17,936 + j35,266 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{\kappa 3} = \underline{Z}_{0-4} + \underline{Z}_{0-5} + \underline{Z}_{4-5} = 6,528 + j13,387 + 4,992 + j13,16 + 6,832 + j11,89 = 18,352 + j38,436 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{\kappa 1-2} = \underline{Z}_{0-3} = 6,528 + j13,387 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{\kappa 1-3} = 0 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{\kappa 2-3} = \underline{Z}_{0-4} = 6,528 + j13,387 \text{ Ом}.$$

Перша ітерація.

Здійснюємо розрахунок лінійних струмів в пунктах мережі:

$$\dot{I}_{p1}^{(1)} = \frac{\dot{S}_{np-1}}{\hat{U}_1^{(0)}} + Y_1 \cdot U_1^{(0)} = \frac{16,058 - j11,823}{110} + (3,478 \cdot 10^{-6} + j4,267 \cdot 10^{-5}) \cdot 110 =$$

$$= 146,365 - j102,79 \text{ A}$$

Аналогічно розрахуємо лінійні струми навантаження у інших пунктах, результати занесені до табл. 3.10.

Таблиця 3.10 – Результати розрахунку розрахункових струмів навантаження пунктів електричної мережі на першій ітерації

Пункт №	Лінійний струм $\dot{I}_n$ , А
1	146,365-j102,79
2	91,548-j66,392
3	82,38-j53,594
4	91,548-j59,809
5	228,551-j160,98

За першим законом Кірхгофа розрахуємо потокорозподіл струмів в умовно розімкненій електричній мережі:

$$\dot{I}_{роз0-1}^{(1)} = \dot{I}_{p1}^{(1)} = 146,365 - j102,79 \text{ A};$$

$$\dot{I}_{роз3-2}^{(1)} = \dot{I}_{p2}^{(1)} = 91,548 - j66,392 \text{ A};$$

$$\dot{I}_{роз0-5}^{(1)} = \dot{I}_{p5}^{(1)} = 228,551 - j160,98 \text{ A};$$

$$\dot{I}_{роз0-4}^{(1)} = \dot{I}_{p4}^{(1)} = 91,548 - j59,809 \text{ A};$$

$$\dot{I}_{роз0-3}^{(1)} = \dot{I}_{роз3-2}^{(1)} + \dot{I}_{p3}^{(1)} = 91,548 - j66,392 + 82,38 - j53,594 = 173,927 - j119,986 \text{ A};$$

Потокорозподіл струмів в умовно розімкненій електричній мережі нанесено на рис. 3.5:

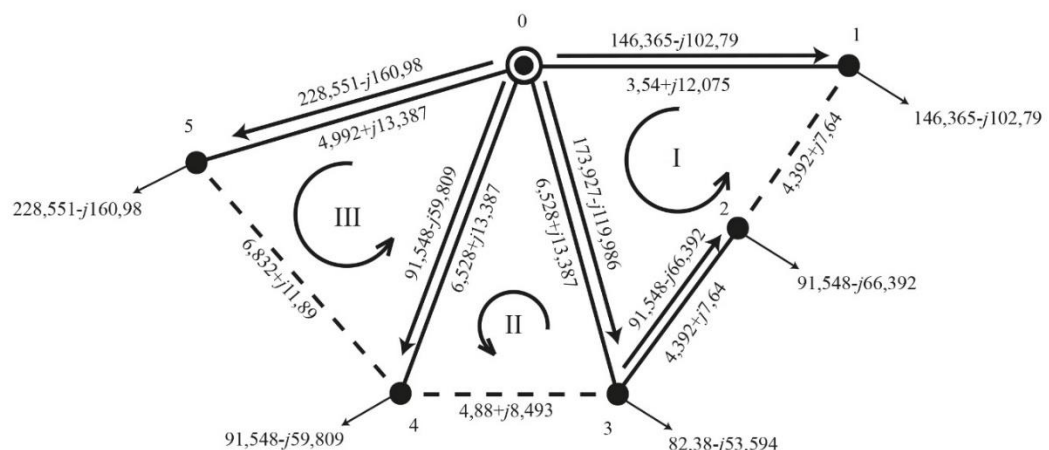


Рисунок 3.5 – Струморозподіл умовно розімкненої мережі на I-й ітерації



Складемо систему рівнянь щоб знайти контурні струми  $\dot{I}_{\kappa 1}^{(1)}, \dot{I}_{\kappa 2}^{(1)}, \dot{I}_{\kappa 3}^{(1)}$ :

$$\begin{cases} -\dot{I}_{poz0-1}^{(1)} \cdot Z_{0-1} + \dot{I}_{poz0-3}^{(1)} \cdot Z_{0-3} + \dot{I}_{poz3-2}^{(1)} \cdot Z_{3-2} = -\dot{I}_{\kappa 1}^{(1)} \cdot Z_{\kappa 1} + \dot{I}_{\kappa 2}^{(1)} \cdot Z_{\kappa 1-2} + \dot{I}_{\kappa 3}^{(1)} \cdot Z_{\kappa 1-3}; \\ -\dot{I}_{poz0-3}^{(1)} \cdot Z_{0-3} + \dot{I}_{poz0-4}^{(1)} \cdot Z_{0-4} = -\dot{I}_{\kappa 2}^{(1)} \cdot Z_{\kappa 2} + \dot{I}_{\kappa 1}^{(1)} \cdot Z_{\kappa 2-1} + \dot{I}_{\kappa 3}^{(1)} \cdot Z_{\kappa 2-3}; \\ -\dot{I}_{poz0-4}^{(1)} \cdot Z_{0-4} + \dot{I}_{poz0-5}^{(1)} \cdot Z_{0-5} = -\dot{I}_{\kappa 3}^{(1)} \cdot Z_{\kappa 3} + \dot{I}_{\kappa 1}^{(1)} \cdot Z_{\kappa 3-1} + \dot{I}_{\kappa 2}^{(1)} \cdot Z_{\kappa 3-2}. \end{cases}$$

Коренями системи рівнянь будуть такі значення контурних струмів:

$$\dot{I}_{\kappa 1}^{(1)} = -27,839 + j32,847 A;$$

$$\dot{I}_{\kappa 2}^{(1)} = 2,921 - j0,704 A;$$

$$\dot{I}_{\kappa 3}^{(1)} = -46,814 + 25,328 A;$$

Розрахуємо результуючий струморозподіл на першій ітерації:

$$\dot{I}_{0-1}^{(1)} = \dot{I}_{poz0-1}^{(1)} - \dot{I}_{\kappa 1}^{(1)} = 146,365 - j102,79 - (-27,839 + j32,847) = 174,204 - j135,637 A;$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{0-3}^{(1)} &= \dot{I}_{poz0-3}^{(1)} + \dot{I}_{\kappa 1}^{(1)} - \dot{I}_{\kappa 2}^{(1)} = 173,927 - j119,986 + (-27,839 + j32,847) - \\ &- (2,921 - j0,704) = 143,167 - j86,434 A; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{0-4}^{(1)} &= \dot{I}_{poz0-4}^{(1)} + \dot{I}_{\kappa 2}^{(1)} - \dot{I}_{\kappa 3}^{(1)} = 91,548 - j59,809 + (2,921 - j0,704) - \\ &- (-46,814 + 25,328) = 141,282 - j85,841 A; \end{aligned}$$

$$\dot{I}_{0-5}^{(1)} = \dot{I}_{poz0-5}^{(1)} + \dot{I}_{\kappa 3}^{(1)} = 228,551 - j160,98 + (-46,814 + 25,328) = 181,737 - j135,652 A;$$

$$\dot{I}_{1-2}^{(1)} = -\dot{I}_{\kappa 1}^{(1)} = 27,839 - j32,847 A;$$

$$\dot{I}_{3-2}^{(1)} = \dot{I}_{poz3-2}^{(1)} + \dot{I}_{\kappa 1}^{(1)} = 91,548 - j66,392 + (-27,839 + j32,847) = 63,709 - j33,545 A;$$

$$\dot{I}_{4-3}^{(1)} = \dot{I}_{\kappa 2}^{(1)} = 2,921 - j0,704 A;$$

$$\dot{I}_{4-5}^{(1)} = -\dot{I}_{\kappa 3}^{(1)} = 46,814 - 25,328 A;$$

Виконаємо перевірку правильності розрахунку за допомогою другого закону

Кірхгофа:

$$\begin{aligned} &-\dot{I}_{0-1}^{(1)} \cdot Z_{0-1} + \dot{I}_{0-3}^{(1)} \cdot Z_{0-3} - \dot{I}_{1-2}^{(1)} \cdot Z_{1-2} + \dot{I}_{3-2}^{(1)} \cdot Z_{3-2} = -(174,204 - j135,637) \times \\ &\times (3,54 + j12,075) + (143,167 - j86,434) \cdot (6,528 + j13,387) - \\ &-(27,839 - j32,847) \cdot (4,392 + j7,643) + (63,709 - j33,545) \times \\ &\times (4,392 + j7,643) = 0; \end{aligned}$$

					ДП9207.141.015.ПЗ	Арк.
						45
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\begin{aligned}
& -\dot{I}_{0-3}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-3} + \dot{I}_{0-4}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-4} + \dot{I}_{4-3}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{4-3} = -(143,167 - j86,434) \cdot (6,528 + j13,387) + \\
& + (141,282 - j85,841) \cdot (6,528 + j13,387) + (2,921 - j0,704) \times \\
& \times (4,88 + j8,493) = 0; \\
& -\dot{I}_{0-4}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-4} + \dot{I}_{0-5}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-5} - \dot{I}_{4-5}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{4-5} = -(141,282 - j85,841) \cdot (6,528 + j13,387) + \\
& + (181,737 - j135,652) \cdot (4,992 + j13,16) - (46,814 - 25,328) \times \\
& \times (6,832 + j11,89) = 0.
\end{aligned}$$

Другий закон Кірхгофа виконується, що каже про правильність виконаних розрахунків на першій ітерації. Знайдемо напруги на ПС мережі:

$$\begin{aligned}
\dot{U}_1^{(1)} &= U_{БП} - \dot{I}_{0-1}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-1} = 115 - (174,204 - j135,637) \cdot (3,54 + j12,075) = \\
&= 112,745 - j1,623 \text{ кВ}; \\
\dot{U}_2^{(1)} &= \dot{U}_1 - \dot{I}_{1-2}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{1-2} = (112,745 - j1,623) - (27,839 - j32,847) \times \\
&\times (4,392 + j7,643) = 112,372 - j1,692 \text{ кВ}; \\
\dot{U}_3^{(1)} &= U_{БП} - \dot{I}_{0-3}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-3} = 115 - (143,167 - j86,434) \cdot (6,528 + j13,387) = \\
&= 112,908 - j1,352 \text{ кВ}; \\
\dot{U}_4^{(1)} &= U_{БП} - \dot{I}_{0-4}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-4} = 115 - (141,282 - j85,841) \cdot (6,528 + j13,387) = \\
&= 112,929 - j1,331 \text{ кВ}; \\
\dot{U}_5^{(1)} &= U_{БП} - \dot{I}_{0-5}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-5} = 115 - (181,737 - j135,652) \cdot (4,992 + j13,16) = \\
&= 112,308 - j1,714 \text{ кВ}.
\end{aligned}$$

Розрахуємо втрати потужності в РЕМ на першій ітерації:

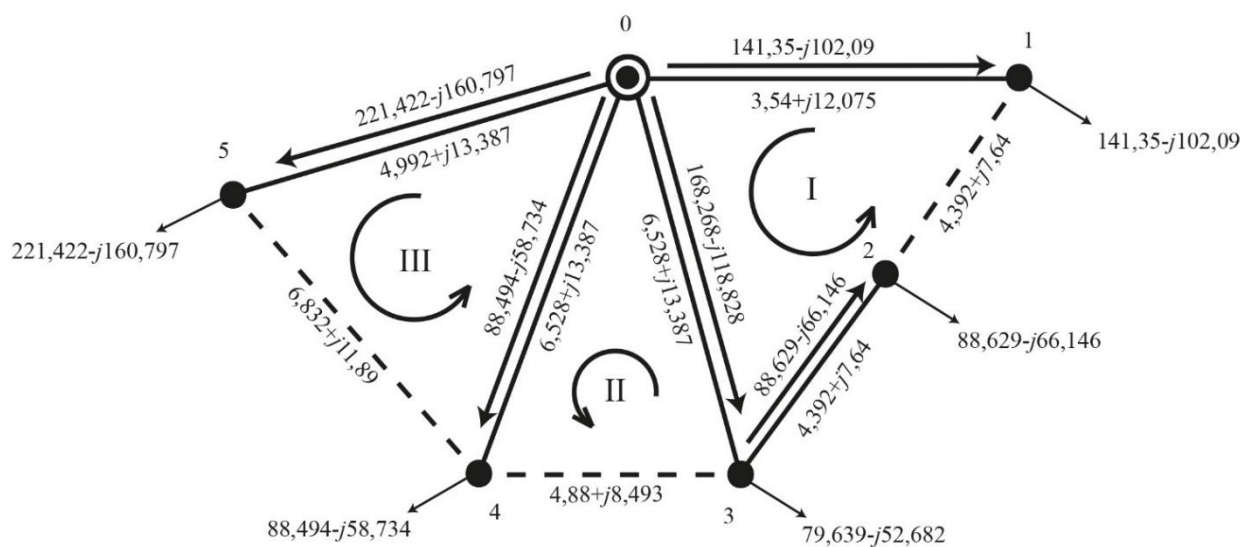
$$\begin{aligned}
\dot{S}_{\Sigma}^{(1)} &= U_{БП} \cdot (\dot{I}_{0-1}^{(1)} + \dot{I}_{0-3}^{(1)} + \dot{I}_{0-4}^{(1)} + \dot{I}_{0-5}^{(1)}) + \underline{Y}_0 \cdot U_{БП}^2 - (\dot{S}_{1-\max} + \dot{S}_{2-\max} + \dot{S}_{3-\max} + \\
&+ \dot{S}_{4-\max} + \dot{S}_{5-\max}) = 115 \cdot \left( (174,204 - j135,637) + (143,167 - j86,434) + \right. \\
&\quad \left. + (141,282 - j85,841) + (181,737 - j135,652) \right) + \\
&+ j174,567 \cdot 115^2 - \left( (16 - j10,543) + (10 - j6,98) + (9 - j6,282) + \right. \\
&\quad \left. + (10 - j6,98) + (25 - j16,409) \right) = \\
&= 3,645 - j1,507 \text{ МВА}.
\end{aligned}$$

Результати першої ітерації розрахунку режиму максимального навантаження показані на рис. 3.6.

					ДП9207.141.015.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		46



$$\dot{I}_{p03-0-3}^{(2)} = \dot{I}_{p03-3-2}^{(2)} + \dot{I}_{p3}^{(2)} = 88,629 - j66,146 + 79,639 - j52,682 = 168,268 - j118,828 \text{ A};$$



$$\begin{cases} -\dot{i}_{p\alpha 3 0-1}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-1} + \dot{i}_{p\alpha 3 0-3}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-3} + \dot{i}_{p\alpha 3 3-2}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{3-2} = -\dot{i}_{\kappa 1}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{\kappa 1} + \dot{i}_{\kappa 2}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{\kappa 1-2} + \dot{i}_{\kappa 3}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{\kappa 1-3}; \\ -\dot{i}_{p\alpha 3 0-3}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-3} + \dot{i}_{p\alpha 3 0-4}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-4} = -\dot{i}_{\kappa 2}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{\kappa 2} + \dot{i}_{\kappa 1}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{\kappa 2-1} + \dot{i}_{\kappa 3}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{\kappa 2-3}; \\ -\dot{i}_{p\alpha 3 0-4}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-4} + \dot{i}_{p\alpha 3 0-5}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-5} = -\dot{i}_{\kappa 3}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{\kappa 3} + \dot{i}_{\kappa 1}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{\kappa 3-1} + \dot{i}_{\kappa 2}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{\kappa 3-2}. \end{cases}$$

$$\dot{I}_{\kappa 3}^{(2)} = -45,579 + 25,859 A;$$

$$\begin{aligned}
\dot{I}_{0-1}^{(2)} &= \dot{I}_{poz0-1}^{(2)} - \dot{I}_{\kappa 1}^{(2)} = 141,35 - j102,09 - (-26,873 + j32,325) = 168,223 - j134,415 A; \\
\dot{I}_{0-3}^{(2)} &= \dot{I}_{poz0-3}^{(2)} + \dot{I}_{\kappa 1}^{(2)} - \dot{I}_{\kappa 2}^{(2)} = 168,268 - j118,828 + (-26,873 + j32,325) - \\
&- (2,768 - j0,673) = 138,627 - j85,831 A; \\
\dot{I}_{0-4}^{(2)} &= \dot{I}_{poz0-4}^{(2)} + \dot{I}_{\kappa 2}^{(2)} - \dot{I}_{\kappa 3}^{(2)} = 88,494 - j58,734 + (2,768 - j0,673) - \\
&- (-45,579 + j25,859) = 136,841 - j85,266 A; \\
\dot{I}_{0-5}^{(2)} &= \dot{I}_{poz0-5}^{(2)} + \dot{I}_{\kappa 3}^{(2)} = 221,422 - j160,797 + (-45,579 + j25,859) = 175,843 - j134,938 A; \\
\dot{I}_{1-2}^{(2)} &= -\dot{I}_{\kappa 1}^{(2)} = 26,873 - j32,325 A; \\
\dot{I}_{3-2}^{(2)} &= \dot{I}_{poz3-2}^{(2)} + \dot{I}_{\kappa 1}^{(2)} = 88,629 - j66,146 + (-26,873 + j32,325) = 61,756 - j33,821 A; \\
\dot{I}_{4-3}^{(2)} &= \dot{I}_{\kappa 2}^{(2)} = 2,768 - j0,673 A; \\
\dot{I}_{4-5}^{(2)} &= -\dot{I}_{\kappa 3}^{(2)} = 45,579 - j25,859 A;
\end{aligned}$$

Виконаємо перевірку правильності розрахунку за допомогою другого закону Кірхгофа:

$$\begin{aligned}
& -\dot{I}_{0-1}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-1} + \dot{I}_{0-3}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-3} - \dot{I}_{1-2}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{1-2} + \dot{I}_{3-2}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{3-2} = -(168,223 - j134,415) \times \\
& \times (3,54 + j12,075) + (138,627 - j85,831) \cdot (6,528 + j13,387) - \\
& - (26,873 - j32,325) \cdot (4,392 + j7,643) + (61,756 - j33,821) \times \\
& \times (4,392 + j7,643) = 0; \\
& -\dot{I}_{0-3}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-3} + \dot{I}_{0-4}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-4} + \dot{I}_{4-3}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{4-3} = -(143,167 - j86,434) \cdot (6,528 + j13,387) + \\
& + (136,841 - j85,266) \cdot (6,528 + j13,387) + (2,768 - j0,673) \times \\
& \times (4,88 + j8,493) = 0; \\
& -\dot{I}_{0-4}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-4} + \dot{I}_{0-5}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-5} - \dot{I}_{4-5}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{4-5} = -(136,841 - j85,266) \cdot (6,528 + j13,387) + \\
& + (175,843 - j134,938) \cdot (4,992 + j13,16) - (45,579 - j25,859) \times \\
& \times (6,832 + j11,89) = 0.
\end{aligned}$$

Другий закон Кірхгофа виконується, що каже про правильність виконаних розрахунків на другій ітерації. Знайдемо напруги на ПС мережі:

$$\begin{aligned}
\dot{U}_1^{(2)} &= U_{БП} - \dot{I}_{0-1}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-1} = 115 - (168,223 - j134,415) \cdot (3,54 + j12,075) = \\
& = 112,781 - j1,555 \text{ кВ}; \\
\dot{U}_2^{(2)} &= \dot{U}_1 - \dot{I}_{1-2}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{1-2} = (112,745 - j1,623) - (26,873 - j32,325) \times \\
& \times (4,392 + j7,643) = 112,416 - j1,619 \text{ кВ};
\end{aligned}$$

$$\dot{U}_3^{(2)} = U_{БП} - \dot{I}_{0-3}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-3} = 115 - (138,627 - j85,831) \cdot (6,528 + j13,387) = 112,946 - j1,295 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_4^{(2)} = U_{БП} - \dot{I}_{0-4}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-4} = 115 - (136,841 - j85,266) \cdot (6,528 + j13,387) = 112,965 - j1,275 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_5^{(2)} = U_{БП} - \dot{I}_{0-5}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-5} = 115 - (175,843 - j134,938) \cdot (4,992 + j13,16) = 112,346 - j1,64 \text{ кВ}.$$

Розрахуємо втрати потужності в РЕМ на першій ітерації:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} = & U_{БП} \cdot (\dot{I}_{0-1}^{(2)} + \dot{I}_{0-3}^{(2)} + \dot{I}_{0-4}^{(2)} + \dot{I}_{0-5}^{(2)}) + \underline{Y}_0 \cdot U_{БП}^2 - (\dot{S}_{1-\max} + \dot{S}_{2-\max} + \dot{S}_{3-\max} + \\ & + \dot{S}_{4-\max} + \dot{S}_{5-\max}) = 115 \cdot (168,223 - j134,415 + 138,627 - j85,831 + \\ & + 136,841 - j85,266 + 175,843 - j134,938) + 174,567 \cdot 115^2 - (16 - j10,543 + \\ & + 10 - j6,98 + 9 - j6,282 + 10 - j6,98 + 25 - j16,409) = 1,246 - j1,149 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Результати другої ітерації розрахунку режиму максимального навантаження показані на рис. 3.8.

Здійснимо перевірку умови закінчення розрахунку:

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma} = |\dot{S}_{\Sigma}^{(1)} - \dot{S}_{\Sigma}^{(2)}| = 2,425 \text{ МВА}.$$

Оскільки різниця між втратами потужності на першій та другій ітераціях більша інженерної точності, яка дорівнює  $\varepsilon = 0,001 \text{ МВА}$ , то продовжуємо ітераційний розрахунок. Результати розрахунків наступних ітерацій наведені в табл. 3.12.

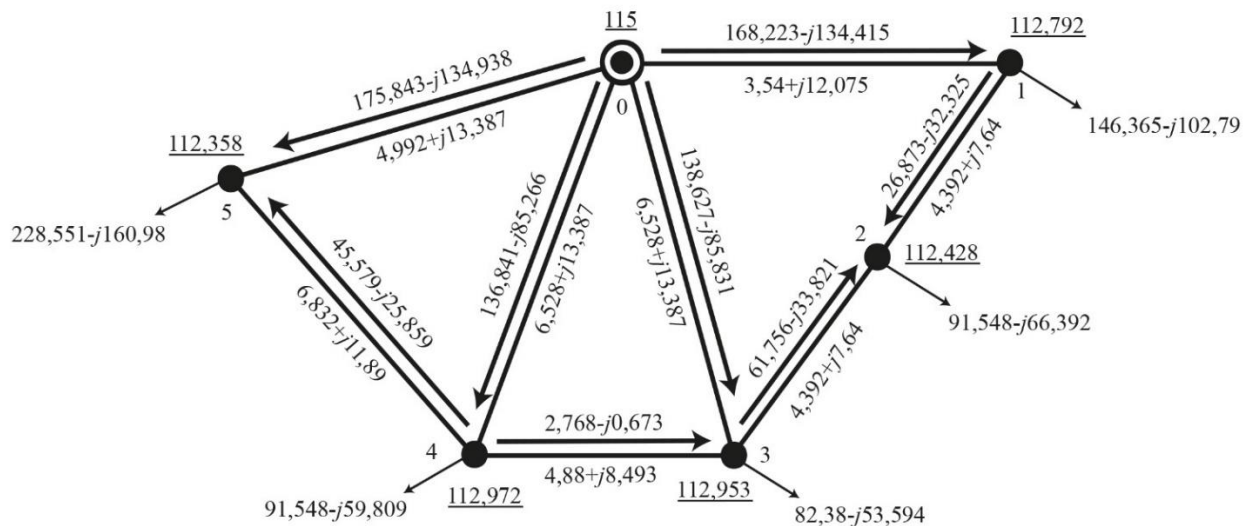


Рисунок 3.8 – Параметри роботи мережі у режимі максимальних навантажень на II-й ітерації

Таблиця 3.12 - Результати ітераційного розрахунку режиму максимальних навантажень після II-ї ітерації

Обчислювані величини	Номер ітерації		
	III	IV	V
Струми навантаження в пунктах мережі			
$\dot{I}_1, A$	141,369-j101,969	141,366-j101,969	141,366-j101,969
$\dot{I}_2, A$	88,639-j66,06	88,637-j66,059	88,637-j66,059
$\dot{I}_3, A$	79,64-j52,618	79,638-j52,618	79,638-j52,618
$\dot{I}_4, A$	88,495-j58,665	88,493-j58,664	88,493-j58,664
$\dot{I}_5, A$	221,455-j160,592	221,449-j160,591	221,449-j160,591
Струмозподіл ділянками мережі			
$\dot{I}_{0-1}, A$	168,25-j134,262	168,246-j134,261	168,246-j134,261
$\dot{I}_{0-3}, A$	138,631-j85,714	138,628-j85,714	138,628-j85,714
$\dot{I}_{0-4}, A$	136,845-j85,151	136,843-j85,15	136,843-j85,15
$\dot{I}_{0-5}, A$	175,87-j134,776	175,866-j134,775	175,866-j134,775
$\dot{I}_{1-2}, A$	26,881-j32,293	26,88-j32,293	26,88-j32,293
$\dot{I}_{3-2}, A$	61,757-j33,767	61,756-j33,766	61,756-j33,766
$\dot{I}_{4-3}, A$	2,766-j0,671	2,766-j0,671	2,766-j0,671
$\dot{I}_{4-5}, A$	45,584-j25,816	45,583-j25,816	45,583-j25,816
Рівень напруги в пунктах			
$\dot{U}_1, кВ$	112,783-j1,556	112,783-j1,556	112,783-j1,556
$\dot{U}_2, кВ$	112,418-j1,62	112,418-j1,62	112,418-j1,62
$\dot{U}_3, кВ$	112,948-j1,296	112,948-j1,296	112,948-j1,296
$\dot{U}_4, кВ$	112,967-j1,276	112,967-j1,276	112,967-j1,276
$\dot{U}_5, кВ$	112,348-j1,642	112,348-j1,642	112,348-j1,642
Перевірка завершення ітераційного процесу			
$\Delta \dot{S}_\Sigma$	0,063	0,002	0,00004

Після розрахунку п'ятої ітерації різниця втрат в мережі між четвертою та п'ятою ітерацією склала 0,00004 МВА, що дає можливість завершити ітераційний процес.

Розрахуємо потужності ділянок мережі:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{поч3-2}} &= \dot{I}_{3-2}^{(5)} \cdot \hat{U}_3^{(5)} + 0,5 \cdot \underline{Y}_{3-2} \cdot \left( U_3^{(5)} \right)^2 = (61,756 - j33,766) \cdot (112,948 + j1,296) + \\ &+ 0,5 \cdot (j48,415 \cdot 10^{-6}) \cdot (112,948^2 + 1,296^2) = 7,019 - j3,425 \text{ МВА} \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{\text{кін}3-2} = \dot{I}_{3-2}^{(5)} \cdot \bar{U}_2^{(5)} - 0,5 \cdot Y_{3-2} \cdot (U_2^{(5)})^2 = (61,756 - j33,766) \cdot (112,418 + j1,62) + 0,5(j48,415 \cdot 10^{-6}) \cdot (112,418^2 + 1,62^2) = 6,997 - j4,002 \text{ МВА}$$

Далі розрахунки аналогічні, результати занесені в табл. 3.13.

Таблиця 3.13 – Потужності початків та кінців ділянок в режимі максимальних навантажень

Ділянка	Потужність, МВА		Ділянка	Потужність, МВА	
0-1	Початок	19,348-j14,876	1-2	Початок	3,082-j3,292
	Кінець	19,184-j15,423		Кінець	3,074-j3,893
0-3	Початок	15,942-j9,279	3-2	Початок	7,019-j3,425
	Кінець	15,769-j10,059		Кінець	6,997-j4,002
0-4	Початок	15,737-j9,214	4-3	Початок	0,313+j0,271
	Кінець	15,567-j10,002		Кінець	0,313-j0,415
0-5	Початок	20,225-j14,911	4-5	Початок	5,182-j2,378
	Кінець	19,98-j15,415		Кінець	5,164-j3,301

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень зображені на рис.3.9.

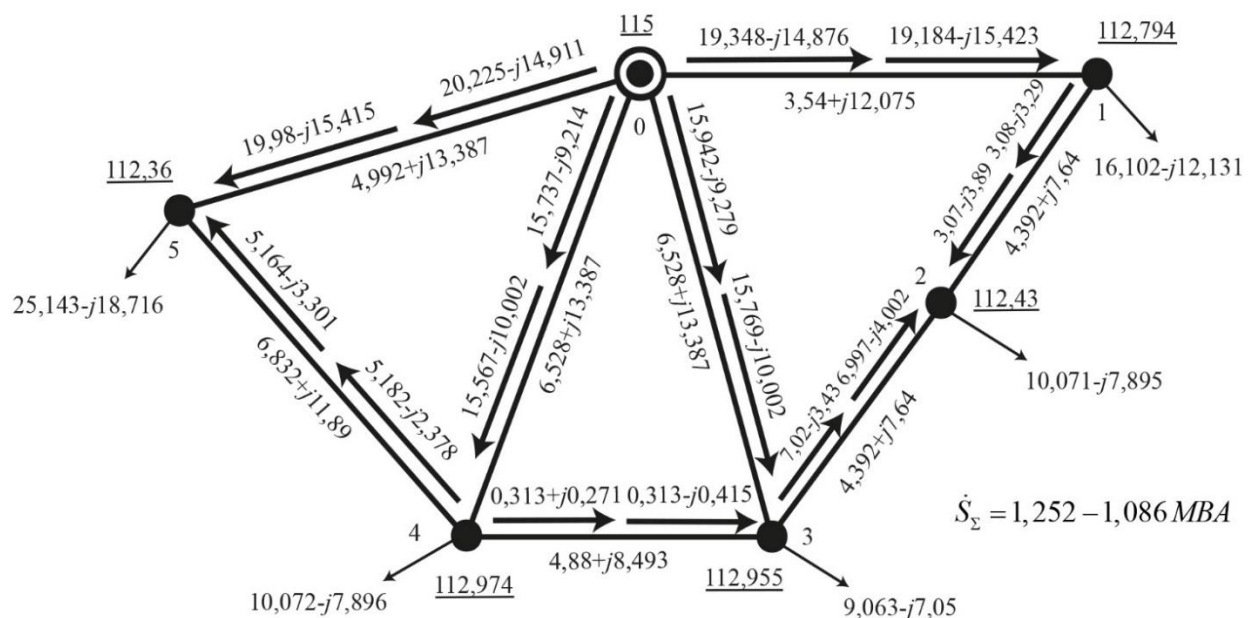


Рисунок 3.9 – Параметри режиму мережі при роботі на максимальному навантаженні



Отже, згідно розрахункам в режимі максимальних навантажень на жодній ділянці не спостерігається перевищення допустимих тривалих струмів.

Здійснимо розрахунок по вибору положення регулювальних відгалуджень РПН та ПБЗ трансформаторів в режимі максимальних навантажень. Бажаний рівень напруги на шинах НН понижуючих підстанцій приймаємо рівним  $U_{НН\ баж} = 10,5\text{кВ}$ , а на шинах СН –  $U_{СН\ баж} = 36,75\text{кВ}$  кВ. Розглянемо силові трансформатори встановлені на ПС №1 та ПС №2.

Здійснимо розрахунок величини втрат напруги в обмотках трансформаторів на ПС №2. Визначимо приведений рівень напруги на шинах НН двохобмоткового трансформатора у пункті 2:

$$U_{зв-нн-2} = \dot{U}_2 - \frac{\dot{S}_{np-2}}{\hat{U}_2} \cdot (r_{m-2} + j \cdot x_{m-2}) = (112,418 - j1,62) - \frac{10,045 - j7,761}{112,418 + j1,62} \times \\ \times (3,967 + j69,431) = 109,802 - j4,547\text{кВ}$$

Значення бажаної відносної кількості регулювальних витків РПН складає:

$$N_{2РПН\ баж} = \frac{1}{\omega_{0РПН}} \cdot \left( \frac{|U_{зв-нн-2}| \cdot U_{ТН}}{U_{Т10В} \cdot U_{НН\ баж}} - 1 \right) = \frac{1}{0,0178} \cdot \left( \frac{\sqrt{109,802^2 + 4,547^2} \cdot 11}{115 \cdot 10,5} - 1 \right) = \\ = -1,191; \\ N_{2РПН\ баж} = -1.$$

Дійсна напруга на шинах НН, за обраного положення відгалуження РПН становить:

$$U_{факт\_нн2} = \frac{|U_{зв-нн-2}| \cdot U_{ТН}}{U_{Т10В} \cdot (1 + N_{2РПН\ баж} \cdot \omega_{0РПН})} = \frac{\sqrt{109,802^2 + 4,547^2} \cdot 11}{115 \cdot (1 + (-1) \cdot 0,018)} = 10,46\text{кВ}$$

Виконаємо розрахунок вибору номера відгалуження РПН та ПБЗ для силових триобмоткових трансформаторів на прикладі трансформаторів підстанції 1. Визначаємо втрати напруги трансформаторів підстанції:

$$\Delta U_{тв-1} = \frac{(P_{1-CH} + P_{1-НН} + \Delta P_{tz4} + g_{m-1} \cdot (\dot{U}_1)^2) \cdot r_{\epsilon-1}}{|\dot{U}_1|} - \frac{(Q_{1-CH} + Q_{1-НН} + \\ + \Delta Q_{tz4} + b_{m-1} \cdot (\dot{U}_1)^2) \cdot x_{\epsilon-1}}{|\dot{U}_1|} = \frac{(12 + 4 + 0,058 + 3,478 \cdot 10^{-6} \cdot (112,783^2 + 1,556^2)) \cdot 1,292}{\sqrt{112,783^2 - 1,556^2}} -$$

					ДП9207.141.015.ПЗ	Арк.
						53
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\frac{\left((-7,751) + (-2,792) + (-1,28) + (-2,42 \cdot 10^{-5}) \cdot (112,783^2 + 1,556^2)\right) \cdot 44,428}{\sqrt{112,783^2 - 1,556^2}} = 4,963 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{mc-1} = \frac{P_{1-CH} \cdot r_{\epsilon-1} - Q_{1-CH} \cdot x_{\epsilon-1}}{|\dot{U}_1| - \Delta U_{m\epsilon-1}} = \frac{12 \cdot 1,292 - (-7,751) \cdot 44,428}{\sqrt{112,783^2 - 1,556^2} - 4,963} = 0,144 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{mn-1} = \frac{P_{1-HH} \cdot r_{\epsilon-1} - Q_{1-HH} \cdot x_{\epsilon-1}}{|\dot{U}_1| - \Delta U_{m\epsilon-1}} = \frac{4 \cdot 1,292 - (-2,792) \cdot 44,428}{\sqrt{112,783^2 - 1,556^2} - 4,963} = 0,717 \text{ кВ};$$

Здійснимо розрахунок величин  $U_{nc}$  і  $U_{nn}$ :

$$U_{nc-1} = |\dot{U}_1| - \Delta U_{m\epsilon-1} - \Delta U_{mc-1} = \sqrt{112,783^2 - 1,556^2} - 4,963 - 0,144 = 107,688 \text{ кВ};$$

$$U_{nn-1} = |\dot{U}_1| - \Delta U_{m\epsilon-1} - \Delta U_{mn-1} = \sqrt{112,783^2 - 1,556^2} - 4,963 - 0,717 = 107,115 \text{ кВ}.$$

Бажане положення РПН відносно відгалуження, яке відповідає номінальній напрузі для пункту 1 становить:

$$N_{1РПН \text{ баж}} = \frac{1}{\omega_{0РПН}} \cdot \left( \frac{U_{nn-1} \cdot U_{TH}}{U_{T16B} \cdot U_{HH \text{ баж}}} - 1 \right) = \frac{1}{0,018} \cdot \left( \frac{107,688 \cdot 11}{115 \cdot 10,5} - 1 \right) = -1,36$$

$$N_{1РПН \text{ баж}} = -2$$

Дійсна напруга на шинах НН, за обраного положення відгалуження РПН становить:

$$U_{\text{факт}_\text{НН1}} = \frac{U_{nn-1} \cdot U_{TH}}{U_{T16B} \cdot (1 + N_{1РПН \text{ баж}} \cdot \omega_{0РПН})} = \frac{107,115 \cdot 11}{115 \cdot (1 + (-2) \cdot 0,0178)} = 10,624 \text{ кВ}.$$

Бажане положення відгалуження ПБЗ, що відповідає номінальній напрузі з урахуванням положення РПН дорівнює:

$$N_{1ПБЗ \text{ баж}} = \frac{1}{\omega_{0ПБЗ}} \cdot \left( \frac{U_{CH \text{ баж}} \cdot U_{T16B} \cdot (1 + N_{1РПН \text{ баж}} \cdot \omega_{0РПН})}{U_{nc-1} \cdot U_{TC}} - 1 \right) = \frac{1}{0,025} \times$$

$$\times \left( \frac{36,75 \cdot 115 \cdot (1 + (-2) \cdot 0,0178)}{107,688 \cdot 38,5} \right) = -0,677;$$

$$N_{1ПБЗ \text{ баж}} = -1.$$

Дійсна напруга на шинах СН, за обраного положення відгалуження ПБЗ відповідно:

					ДП9207.141.015.ПЗ	Арк.
						54
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$U_{\text{факт-CH4}} = \frac{U_{\text{нс-1}} \cdot U_{\text{ТС}} \cdot (1 + N_{4\text{ПБЗ баз}} \cdot \omega_{0\text{ПБЗ}})}{U_{\text{T40B}} \cdot (1 + N_{4\text{РПН баз}} \cdot \omega_{0\text{РПН}})} = \frac{107,688 \cdot 38,5(1 + (-1) \cdot 0,025)}{115 \cdot (1 + (-2) \cdot 0,0178)} = 36,448 \text{ кВ}.$$

Розрахунок для інших пунктів аналогічний, результати занесені до табл.

3.14.

Таблиця 3.14 – Положення РПН і ПБЗ в режимі максимальних навантажень

Номер пункту	Напруга на шинах ВН, кВ	$N_{\text{РПН}_i}$	$N_{\text{ПБЗ}_i}$	Дійсна напруга на шинах СН, кВ	Дійсна напруга на шинах НН, кВ
1	112,794	-2	-1	36,448	10,624
2	112,43	-1	-	-	10,46
3	112,955	-1	-	-	10,57
4	112,974	-1	-	-	10,52
5	112,36	-2	0	37,255	10,597

### 3.6 Розрахунок режиму мінімальних навантажень

Для розрахунку режиму мінімальних навантажень потрібно зробити допущення що в нас знижується навантаження підстанцій, тому вводимо коефіцієнт зниження навантаження  $\alpha = 0,65$ . Також в режимі мінімальних навантажень напруга балансуєчого пункту знижується до значення номінальної напруги, тобто до 110 кВ. Для ПС №1 здійснимо розрахунок активного та реактивного навантаження приєднаного до шин підстанції в режимі мінімальних навантажень:

$$P_{1-CH}^{\min} = \alpha \cdot P_{1-CH} = 0,65 \cdot 12 = 7,8 \text{ МВА};$$

$$P_{1-НН}^{\min} = \alpha \cdot P_{1-НН} = 0,65 \cdot 4 = 2,6 \text{ МВА};$$

$$Q_{1-CH}^{\min} = -P_{1-CH}^{\min} \cdot \text{tg} \varphi_{CH} = -7,8 \cdot \text{tg}(34,915^\circ) = -5,038 \text{ МВА};$$

$$Q_{1-НН}^{\min} = -P_{1-НН}^{\min} \cdot \text{tg} \varphi_{НН} = -2,6 \cdot \text{tg}(32,86^\circ) = -1,815 \text{ МВА};$$

Повне значення навантаження в пункті 1 при режимі мінімальних навантажень рівне:

$$\dot{S}_{1-\min} = P_{1-CH}^{\min} + P_{1-НН}^{\min} + j \cdot (Q_{1-CH}^{\min} + Q_{1-НН}^{\min}) = 7,8 + 2,6 + j \cdot (-5,038 - 1,815) = 10,406 - 6,853 \text{ МВА};$$

Аналогічно розраховуємо повне навантаження для інших пунктів мережі.

Результати занесені до табл. 3.15.

					ДП9207.141.015.ПЗ	Арк.
						55
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.15 – Навантаження пунктів у режимі мінімальних навантажень

ПС	Повне навантаження $\dot{S}_{1-\min}$ , МВА
1	10,4-j6,853
2	6,5-j4,537
3	5,85-j4,083
4	6,5-j4,537
5	16,25-j10,666

Проведемо на спроможність підстанцій працювати лише в одному ввімкненим силовим трансформатором в режимі мінімальних навантажень.

Для прикладу візьмемо розрахунок для ПС №1. Сума квадратів модулів потужності обмоток силових трансформаторів на першому пункті становить:

$$\sum(|S_1|^2) = (|S_{1-BH}^{\min}|^2) + (|S_{1-CH}^{\min}|^2) + (|S_{1-HH}^{\min}|^2) = (|12,455|^2) + (|9,286|^2) + (|3,171|^2) = 251,403 \text{ МВА};$$

Порахуємо значення критичної потужності для силового трансформатора у пункті 1 схеми мережі:

$$S_{кр-4} = \frac{4 \cdot \Delta P_{xx1} \cdot S_{ном-3}^2}{\Delta P_{к1}} = \frac{4 \cdot 23 \cdot 10^{-3} \cdot 16^2}{100 \cdot 10^{-3}} = 235,52 \text{ МВА}.$$

Через те, що  $251,403 > 235,52$  МВА, то на ПС №1 повинні бути включенні два силові трансформатори в режимі мінімальних навантажень. Такі ж перевірки проведемо для інших пунктів мережі, результати перевірки занесені до табл. 3.16.

Таблиця 3.16 – Кількість ввімкнутих трансформаторів в режимі мінімальних навантажень

ПС	Тип трансформатора	$\sum( S ^2), \text{МВА}$	$S_{кр}, \text{МВА}$	Кількість працюючих трансформаторів
1	2×ТДТН-16000/110	251,403	235,52	2
2	2×ТДН-10000/110	125,669	93,333	2
3	2×ТДН-10000/110	101,792	93,333	2
4	2×ТДН-10000/110	125,669	93,333	2
5	2×ТДТН-25000/110	633,04	553,571	2

Як бачимо по результатам розрахунків на жодному з пунктів неможливо відключити один з силових трансформаторів. Далі проводимо ітераційний розрахунок режимних параметрів у режимі роботи при мінімальних навантажень.

					ДП9207.141.015.ПЗ	Арк.
						56
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Результати розрахунку наведені в табл. 3.17.

Таблиця 3.17 – Ітераційний розрахунок режимних параметрів при мінімальних навантаженнях

Обчислювані величини	Номер ітерації			
	I	II	III	IV
Струми навантаження в пунктах мережі				
$\dot{I}_1, A$	94,96-j66,193	95,532-j63,074	95,56-j63,096	95,56-j63,096
$\dot{I}_2, A$	59,495-j40,083	59,938-j41,431	59,959-j41,447	59,959-j41,447
$\dot{I}_3, A$	53,554-j30,285	53,914-j31,309	53,928-j31,322	53,929-j31,322
$\dot{I}_4, A$	59,495-j33,5	59,895-j34,633	59,911-j34,647	59,911-j34,647
$\dot{I}_5, A$	148,307-j98,957	149,504-j100,257	149,56-j100,297	149,56-j100,298
Струм розподіл ділянками мережі				
$\dot{I}_{0-1}, A$	113,45-j80,97	114,103-j83,414	114,138-j83,444	114,138-j83,444
$\dot{I}_{0-3}, A$	92,696-j50,146	93,429-j51,947	93,459-j51,967	93,459-j51,967
$\dot{I}_{0-4}, A$	91,494-j49,771	92,235-j51,566	92,264-j51,586	92,265-j51,587
$\dot{I}_{0-5}, A$	118,17-j81,132	119,015-j83,778	119,057-j83,811	119,057-j83,812
$\dot{I}_{1-2}, A$	18,49-j19,777	18,571-j20,34	18,578-j20,348	18,578-j20,348
$\dot{I}_{3-2}, A$	41,005-j20,306	41,367-j21,091	41,381-j21,099	41,381-j21,099
$\dot{I}_{4-3}, A$	1,862-j0,445	1,851-j0,418	1,851-j0,454	1,851-j0,454
$\dot{I}_{4-5}, A$	30,137-j15,825	30,489-j16,479	30,503-j16,486	30,503-j16,486
Рівень напруги в пунктах				
$\dot{U}_1, \kappa B$	108,621-j1,083	108,589-j1,083	108,588-j1,083	108,588-j1,083
$\dot{U}_2, \kappa B$	108,388-j1,138	108,352-j1,135	108,351-j1,135	108,351-j1,135
$\dot{U}_3, \kappa B$	108,724-j0,914	108,695-j0,912	108,694-j0,912	108,694-j0,912
$\dot{U}_4, \kappa B$	108,736-j0,9	108,708-j0,898	108,707-j0,898	108,707-j0,898
$\dot{U}_5, \kappa B$	108,342-j1,15	108,303-j1,148	108,303-j1,148	108,303-j1,148
Перевірка завершення ітераційного процесу				
$\Delta \dot{S}_\Sigma$	-	1,01	0,019	0,00036

Розрахуємо втрати потужності в мережі при режимі мінімальних навантажень.

$$\begin{aligned} \dot{S}_\Sigma^{(4)} = & \hat{U}_{БП} \cdot (\dot{I}_{0-1}^{(4)} + \dot{I}_{0-3}^{(4)} + \dot{I}_{0-4}^{(4)} + \dot{I}_{0-5}^{(4)}) + \underline{Y}_0 \cdot U_{БП}^2 - (\dot{S}_{1-\min} + \dot{S}_{2-\min} + \dot{S}_{3-\min} + \\ & + \dot{S}_{4-\min} + \dot{S}_{5-\min}) = 115 \cdot \left( (109,18 - j78,766) + (89,323 - j48,698) + \right. \\ & \left. + (88,182 - j48,345) + (113,841 - j79,158) \right) + \end{aligned}$$

$$+j174,567 \cdot 115^2 - \left( (10,4 - j6,853) + (6,5 - j4,537) + (5,85 - j4,083) + \right. \\ \left. + (6,5 - j4,537) + (16,25 - j10,666) \right) = \\ = 0,561 + j3,664 \text{ МВА.}$$

Як і в режимі максимальних навантажень визначимо потокорозподіл потужності мережі, результати розрахунків показані в табл. 3.18.

Таблиця 3.18. – Потокорозподіл потужності в режимі мінімальних навантажень

ПЛ	Потокорозподіл потужності, МВА	
	на початку	в кінці
0-1	12,555-j8,663	12,484-j9,441
0-3	10,28-j5,188	10,206-j6,08
0-4	10,149-j5,146	10,076-j6,042
0-5	13,096-j8,681	12,99-j9,462
1-2	2,039-j1,904	2,036-j2,468
3-2	4,517-j1,97	4,508-j2,523
4-3	0,202+j0,27	0,202-j0,365
4-5	3,331-j1,32	3,323-j2,192

На рис 3.11 показані результати режимних параметрів мережі при роботі в режимі мінімальних навантажень

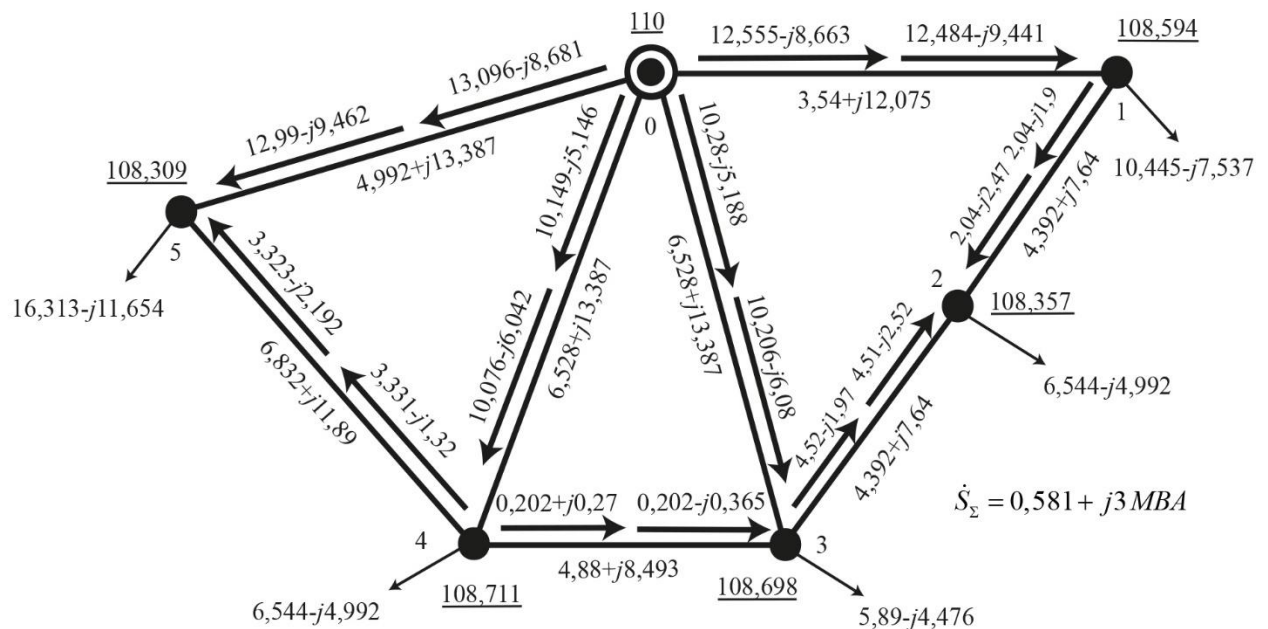


Рисунок 3.10 – Параметри режиму мережі при роботі на мінімальному навантаженні

Здійснимо розрахунок по вибору положення регулювальних відгалуджень РПН та ПБЗ трансформаторів в режимі мінімальних навантажень. Бажаний рівень напруги на шинах НН понижуючих підстанцій приймаємо рівним  $U_{НН\ баж} = 10,5\text{ кВ}$ , а на шинах СН –  $U_{СН\ баж} = 36,75\text{ кВ}$ . Результати вибору положення регулювальних відгалуджень РПН та ПБЗ в режимі мінімальних навантажень наведені в табл. 3.19.

Таблиця 3.19 – Положення РПН і ПБЗ в режимі мінімальних навантажень

Номер пункту	Напруга на шинах ВН, кВ	$N_{РПН_i}$	$N_{ПБЗ_i}$	Дійсна напруга на шинах СН, кВ	Дійсна напруга на шинах НН, кВ
1	108,594	-4	-1	36,54	10,625
2	108,357	-3	-	-	10,62
3	108,698	-2	-	-	10,49
4	108,711	-2	-	-	10,46
5	108,309	-5	-1	36,467	10,618

### 3.7 Післяаварійний режим

Розрахуємо параметри схеми мережі при у випадку відключення найбільш навантаженої лінії у режимі максимальних навантажень, у нашому випадку потрібно просимулювати відключення вітки 0-5 – одноколова ПЛ, по якій протікає струм величиною 175,866-j134,775 А та потужність 20,225-j14,911 МВА на початку та 19,98-j15,415 МВА на кінці.

При розрахунку даного режиму змінюється конфігурація мережі, що потребує перерахування деяких власних провідностей, а саме пункту №5 та БП:

$$Y_0 = 0,5 \cdot (Y_{4-5}) = j130,074 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

$$Y_5 = Y_{m-5} + 0,5 \cdot (Y_{4-5}) = 4,688 \cdot 10^{-6} - 2,647 \cdot 10^{-5} + 0,5 \cdot (7,531 \cdot 10^{-5}) = 4,688 \cdot 10^{-6} + 1,119 \cdot 10^{-5} \text{ См}$$

Також змінюється перелік контурних опорів, а саме – третій контурний  $Z_{к3}$  опір зникає, оскільки відключення вітки 0-5 призводить до розімкнення контуру.

Далі проводимо ітераційний розрахунок характеристик мережі у післяаварійному режимі аналогічно до алгоритму ітераційного розрахунку режиму максимальних навантажень. Результати підрахунків зображені в табл. 3.20. та 3.21.

					ДП9207.141.015.ПЗ	Арк.
						59
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.20 – Ітераційний розрахунок режимних параметрів у післяаварійному режимі з 1 по 3 ітерації

Обчислювані величини	Номер ітерації		
	I	II	III
Струми навантаження в пунктах мережі			
$\dot{I}_1, A$	146,365-j102,79	141,54-j102,728	141,608-j102,637
$\dot{I}_2, A$	91,548-j53,594	88,885-j66,83	88,945-j66,789
$\dot{I}_3, A$	82,38-j53,594	80,024-j53,57	80,08-j53,534
$\dot{I}_4, A$	91,548-j59,809	89,403-j60,696	89,516-j60,673
$\dot{I}_5, A$	228,551-j165,874	227,353-j177,506	228,101-j177,465
Струмозподіл ділянками мережі			
$\dot{I}_{0-1}, A$	200,052-j155,798	194,481-j157,419	194,698-j157,317
$\dot{I}_{0-3}, A$	196,465-j125,558	192,629-j129,363	192,934-j129,28
$\dot{I}_{0-4}, A$	243,874-j167,212	240,094-j174,547	240,619-j174,481
$\dot{I}_{1-2}, A$	53,687-j53,008	52,941-j54,691	53,09-j54,68
$\dot{I}_{3-2}, A$	37,861-j13,383	35,943-j12,139	35,855-j12,089
$\dot{I}_{3-4}, A$	76,225-j58,471	76,662-j63,654	76,998-j63,657
$\dot{I}_{4-5}, A$	228,551-j165,874	227,353-j177,506	228,101-j177,465
Рівень напруги в пунктах			
$\dot{U}_1, \kappa B$	112,411-j1,864	112,411-j1,791	112,411-j1,794
$\dot{U}_2, \kappa B$	111,77-j2,042	111,76-j1,956	111,76-j1,96
$\dot{U}_3, \kappa B$	112,038-j1,811	112,011-j1,734	112,01-j1,739
$\dot{U}_4, \kappa B$	111,17-j2,173	111,096-j2,075	111,094-j2,082
$\dot{U}_5, \kappa B$	107,636-j3,757	107,432-j3,565	107,425-j3,582
Перевірка завершення ітераційного процесу			
$\Delta \dot{S}_\Sigma$	-	2,119	0,124

Таблиця 3.21 – Ітераційний розрахунок режимних параметрів у післяаварійному режимі 4 та 5 ітерація

Обчислювані величини	Номер ітерації	
	IV	V
Струми навантаження в пунктах мережі		
$\dot{I}_1, A$	141,605-j102,64	141,605-j102,64
$\dot{I}_2, A$	88,942-j66,772	88,943-j66,772
$\dot{I}_3, A$	80,079-j53,537	80,079-j53,537
$\dot{I}_4, A$	89,514-j60,681	89,514-j60,681
$\dot{I}_5, A$	228,087-j177,512	228,09-j177,511



Продовження таблиці 3.21.

Обчислювані величини	Номер ітерації	
	IV	V
Струмозподіл ділянками мережі		
$\dot{I}_{0-1}, A$	194,691-j157,329	194,692-j157,329
$\dot{I}_{0-3}, A$	192,927-j129,3	192,928-j129,3
$\dot{I}_{0-4}, A$	240,608-j174,514	240,61-j174,514
$\dot{I}_{1-2}, A$	53,087-j54,689	53,088-j54,689
$\dot{I}_{3-2}, A$	35,855-j12,084	35,855-j12,084
$\dot{I}_{3-4}, A$	76,993-j63,679	76,994-j63,678
$\dot{I}_{4-5}, A$	228,087-j177,512	228,09-j177,511
Рівень напруги в пунктах		
$\dot{U}_1, \kappa B$	112,411-j1,794	112,411-j1,794
$\dot{U}_2, \kappa B$	111,76-j1,96	111,76-j1,96
$\dot{U}_3, \kappa B$	112,01-j1,739	112,01-j1,739
$\dot{U}_4, \kappa B$	111,093-j2,082	111,093-j2,082
$\dot{U}_5, \kappa B$	107,424-j3,581	107,424-j3,581
Перевірка завершення ітераційного процесу		
$\Delta \dot{S}_\Sigma$	0,008	0,00051

Розрахуємо втрати потужності в мережі при режимі мінімальних навантажень.

$$\begin{aligned}
 \dot{S}_\Sigma^{(5)} &= \hat{U}_{\text{БП}} \cdot (\dot{I}_{0-1}^{(5)} + \dot{I}_{0-3}^{(5)} + \dot{I}_{0-4}^{(5)}) + \underline{Y}_0 \cdot U_{\text{БП}}^2 - (\dot{S}_{1-\text{max}} + \dot{S}_{2-\text{max}} + \dot{S}_{3-\text{max}} + \\
 &+ \dot{S}_{4-\text{max}} + \dot{S}_{5-\text{max}}) = 115 \cdot \left( (194,691 - j157,329) + (192,927 - j129,3) + \right. \\
 &\quad \left. + (240,608 - j174,514) \right) + \\
 &+ j174,567 \cdot 115^2 - \left( (16 - j10,543) + (10 - j6,98) + (9 - j6,282) + \right. \\
 &\quad \left. + (10 - j6,98) + (25 - j16,409) \right) = \\
 &= 2,246 - j4,117 \text{ МВА}.
 \end{aligned}$$

Після розрахунку п'ятої ітерації різниця втрат в мережі між четвертою та п'ятою ітерацією склала 0,00051 МВА, що дає можливість завершити ітераційний процес.

Розрахуємо потужності ділянок мережі:

$$\dot{S}_{\text{поч}3-2} = \dot{I}_{3-2}^{(5)} \cdot \hat{U}_3^{(5)} + 0,5 \cdot \underline{Y}_{3-2} \cdot \left( U_3^{(5)} \right)^2 = (35,855 - j12,084) \cdot (112,01 + j1,739) + 0,5 \cdot (j48,415 \cdot 10^{-6}) \cdot \left( \sqrt{112,01^2 + 1,739^2} \right) = 4,037 - j0,987 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{\text{кін}3-2} = \dot{I}_{3-2}^{(5)} \cdot \bar{U}_2^{(5)} - 0,5 \cdot \underline{Y}_{3-2} \cdot \left( U_2^{(5)} \right)^2 = (35,855 - j12,084) \cdot (111,76 + j1,96) - 0,5 \cdot (j48,415 \cdot 10^{-6}) \cdot \left( \sqrt{111,76^2 + 1,96^2} \right) = 4,031 - j1,583 \text{ МВА}.$$

Далі розрахунки аналогічні, результати занесені в табл. 3.22.

Таблиця 3.22 – Потужності початків та кінців ділянок в режимі максимальних навантажень

ПЛ	Потокорозподіл потужності, МВА	
	на початку	в кінці
0-1	22,39-j17,529	22,168-j17,875
0-3	22,187-j14,291	21,835-j14,696
0-4	27,67-j19,491	27,093-j19,426
1-2	6,066-j5,746	6,04-j6,31
3-2	4,037-j0,987	4,031-j1,583
3-4	8,735-j6,661	8,686-j7,246
4-5	25,709-j18,781	25,138-j18,687

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень зображені на рис.3.12.

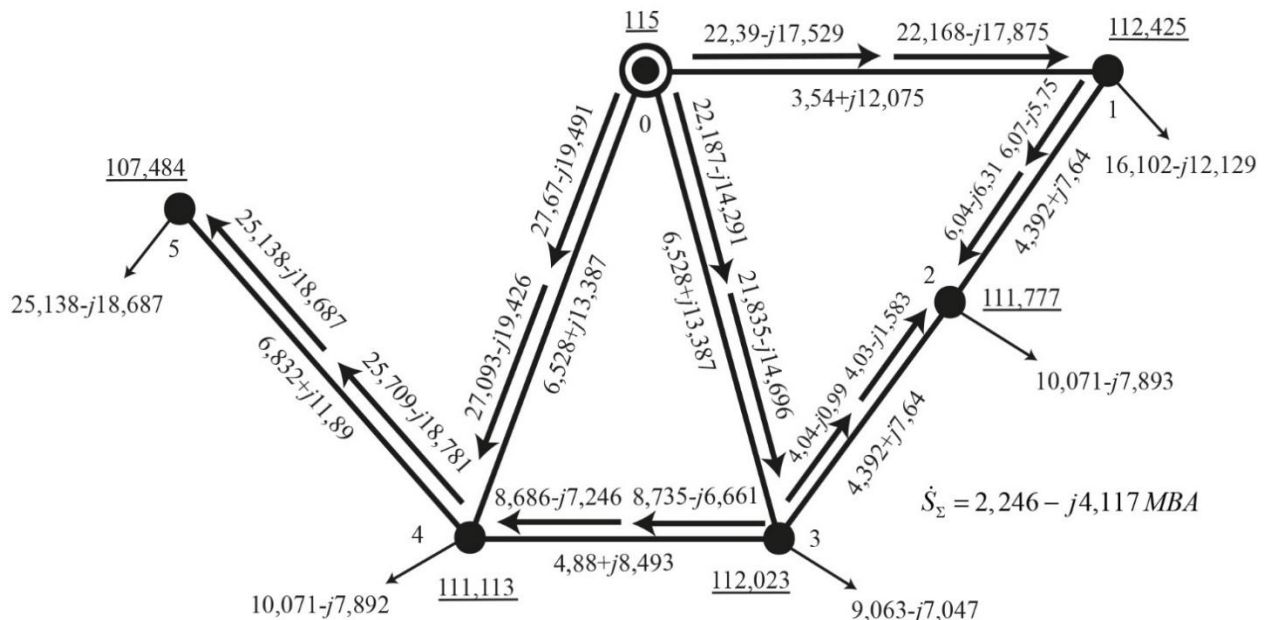


Рисунок 3.11 – Параметри мережі при роботі у післяаварійному режимі

Отже, згідно розрахункам в післяаварійному режимі на жодній ділянці не спостерігається перевищення допустимих тривалих струмів.

Здійснено розрахунок по вибору положення регулювальних відгалуджень РПН та ПБЗ трансформаторів в післяаварійному режимі. Бажаний рівень напруги на шинах НН понижуючих підстанцій приймаємо рівним  $U_{НН\ баж} = 10,5\text{ кВ}$ , а на шинах СН –  $U_{СН\ баж} = 36,75\text{ кВ}$ . Результати вибору положення регулювальних відгалуджень РПН та ПБЗ в післяаварійному режимі наведені в табл. 3.23.

Таблиця 3.23 – Положення РПН і ПБЗ в післяаварійному режимі

Номер пункту	Напруга на шинах ВН, кВ	$N_{РПН_i}$	$N_{ПБЗ_i}$	Дійсна напруга на шинах СН, кВ	Дійсна напруга на шинах НН, кВ
1	112,425	-2	-1	36,318	10,586
2	111,777	-1	-	-	10,64
3	112,023	0	-	-	10,5
4	111,113	-1	-	-	10,57
5	107,484	-5	-1	36,627	10,681

### Висновок до розділу 3

Було проведено роботу по розрахунку для п'яти ПС проекту 110 кВ по обранню силових трансформаторів. Також були вибрані перерізи проводів для ПЛ та кількість ланцюгів, а саме: для ділянки 0-1 АС-240/32, для 0-3 та 0-4 АС-150/19, для 0-5 АС-185/29, для 1-2, 3-2, 4-3 та 4-5 обрано АС-120/19. Жодна із віток не є двоковою.

Проведено розрахунок параметрів Z-схеми заміщення електричної мережі. Було розраховано характеристики мережі в режимі максимальних та мінімальних навантажень і у післяаварійному режимі. Для кожного з режимів зроблено вибір положень регулювальних відгалуджень РПН та ПБЗ.

Для режиму максимальних навантажень було потрібно 5 ітерації для досягнення необхідної точності. Сумарні втрати становили  $\dot{S}_{\Sigma} = 1,252 - 1,086\text{ МВА}$ , найнижчий зафіксований рівень напруги спостерігається у 5-у пункті і становить  $\dot{U}_5 = 112,348 - j1,642\text{ кВ}$ . Найбільший номер РПН становлений у 2, 3 та 4 пунктах і він становить -1, найменший у пунктах 1 та 5 і становить -2. Щодо ПБЗ, то

					ДП9207.141.015.ПЗ	Арк.
						63
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

найбільший номер встановлений у пункті 5 і становить 0, а найменший у пункті 1 і дорівнює 1.

В режимі мінімальних навантажень було встановлено коефіцієнт зниження навантаження  $\alpha = 0,65$  та встановлена напруга на БП 110 кВ. Було проведено перевірку на можливість відключення одного з трансформаторів на кожному пункті, по результату вдалось встановити що на жодному з пунктів неможливо відключити жоден трансформатор. Для режиму мінімальних навантажень було потрібно 4 ітерації для досягнення необхідної точності. Сумарні втрати становили  $\dot{S}_{\Sigma} = 0,581 + 3MVA$ , найнижчий зафіксований рівень напруги спостерігається у 5-у пункті і становить  $\dot{U}_5 = 108,303 - j1,148kV$ . Найбільший номер РПН становлений у 3 та 4 пунктах і він становить -2, найменший у пункті 5 і становить -5. Щодо ПБЗ, то найбільший номер встановлений у пункті 1 та 5 і становить -1, найменший такий же самий як і найбільший.

Особливістю післяаварійного режиму є розрахунок при відключенню вітки 0-5, оскільки вона була найбільш завантаженою у режимі максимальних навантажень, потужність що по ній протікає становить  $20,225 - j14,911 MVA$  на початку та  $19,98 - j15,415 MVA$  на кінці, а конструктивне виконання здійснене проводом АС-185/29 і вона є одноковою. Відключення вітки 0-5 призводить до зміни власних провідностей пункту №5 та БП, також змінюється конфігурація схеми, а саме зникає 3-й контур з максимальних навантажень що складався з віток 0-4, 0-5 та 4-5, що викликає виключення з розрахунків взаємного опору між контурами 2 та 3 – опору  $Z_{0-4}$ . Для післяаварійного режиму було потрібно 5 ітерації для досягнення необхідної точності. Сумарні втрати становили  $\dot{S}_{\Sigma} = 2,246 - 4,117 MVA$ , найнижчий зафіксований рівень напруги спостерігається у 5-у пункті і становить  $\dot{U}_5 = 107,424 - j3,581kV$ . Найбільший номер РПН становлений у пункті 3 і він становить 0, найменший у пункті 5 і становить -5. Щодо ПБЗ, то найбільший номер встановлений у пункті 1 та 5 і становить -1, найменший такий же самий як і найбільший.

					ДП9207.141.015.ПЗ	Арк.
						64
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В цьому розділі було проведено побудову функції оптимальних витрат з використанням залізобетонних опор для провідників з такими перерізами: 120 мм<sup>2</sup>, 2х120 мм<sup>2</sup>, 150 мм<sup>2</sup>, 2х150 мм<sup>2</sup>, 185 мм<sup>2</sup>, 2х185 мм<sup>2</sup>, 240 мм<sup>2</sup>, 2х240 мм<sup>2</sup>. Окрім цього було здійснено лінійну апроксимацію за допомогою методу найменших квадратів. Отримано наступні коефіцієнти для проєктованих ліній:  $a_0 = 4084,438$ ;  $a_1 = 75,071$ . Також обраховано коефіцієнт  $a_1 = 243,981$  для вже побудованих ліній.

В результаті виконання оптимізації методом впорядкованого відключення гілок було встановлено оптимальну схему розподільчої мережі 110 кВ. Для проведення оптимізації використовувалися апроксимовані функції дисконтованих витрат з першого розділу, функція  $Z = 4,08 + 0,075 \cdot P$  використовувалась для обрахунку приведених витрат для проєктованих ліній електропередавання, а для вже побудованих ліній використовувалась функція  $Z = 0,243 \cdot P$ . Третій крок оптимізації є останнім, оскільки при подальшій спробі оптимізації схема втратить свою цілісність, остаточно величина сумарних приведених витрат становить  $Z_0 = 26,52$  млн.грн. Остаточно було видалено вітки 4-3, 3-2 та 4-5.

Було проведено роботу по розрахунку для п'яти ПС проєкту 110 кВ по обранню силових трансформаторів. Також були вибрані перерізи проводів для ПЛ та кількість ланцюгів, а саме: для ділянки 0-1 АС-240/32, для 0-3 та 0-4 АС-150/19, для 0-5 АС-185/29, для 1-2, 3-2, 4-3 та 4-5 обрано АС-120/19. Жодна із віток не є двоколовою.

Проведено розрахунок параметрів Z-схеми заміщення електричної мережі. Було розраховано характеристики мережі в режимі максимальних та мінімальних навантажень і у післяаварійному режимі. Для кожного з режимів зроблено вибір положень регулювальних відгалуджень РПН та ПБЗ.

Для режиму максимальних навантажень було потрібно 5 ітерації для досягнення необхідної точності. Сумарні втрати становили  $\dot{S}_\Sigma = 1,252 - 1,086$  МВА, найнижчий зафіксований рівень напруги спостерігається у 5-у пункті і становить  $\dot{U}_5 = 112,348 - j1,642$  кВ.

					ДП9207.141.015.ПЗ	Арк.
						65
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для режиму мінімальних навантажень було потрібно 4 ітерації для досягнення необхідної точності. Сумарні втрати становили  $\dot{S}_{\Sigma} = 0,581 + 3 MVA$ , найнижчий зафіксований рівень напруги спостерігається у 5-у пункті і становить  $\dot{U}_5 = 108,303 - j1,148 kV$ .

Для післяаварійного режиму було потрібно 5 ітерації для досягнення необхідної точності. Сумарні втрати становили  $\dot{S}_{\Sigma} = 2,246 - 4,117 MVA$ , найнижчий зафіксований рівень напруги спостерігається у 5-у пункті і становить  $\dot{U}_5 = 107,424 - j3,581 kV$ .

					ДП9207.141.015.ПЗ	Арк.
						66
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Районні електричні мережі: Курсовий проєкт : навчальний посібник для здобувачів ступеня бакалавра за освітньою програмою «Електричні системи і мережі» спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / КПІ ім. Ігоря Сікорського; уклад.: В. В. Чижевський, О. М. Янковська, О. С. Богомолова. – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – 118 с.

2. Моделі оптимального розвитку енергосистем: Конспект лекцій для студентів усіх форм навчання та студентів-іноземців спеціальностей 7.005070102 та 8.005070102 «Електричні системи та мережі» / В. А. Баженов, Київ, 2020.

3. Правила улаштування електроустановок : Міністерство енергетики України. – 2017. – 617 с.

4. Районні електричні мережі: Метод. вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи та мережі» (Економічна частина) для студ. усіх форм навчання та студентів-іноземців напрямку підготов. 6.050701 «Електротехніка та електротехнології»/ Уклад.: В.М. Сулейманов, В.В. Чижевський, О.М. Янковська – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2009. – 95 с.

					ДП9207.141.015.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		67

**ДОДАТОК А**  
**Результат перевірки на плагіат**

					ДП9207.141.015.ПЗ	Арк.
						68
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



Ім'я користувача:  
Чижевський Володимир

Дата перевірки:  
15.06.2023 13:28:05 EEST

Дата звіту:  
15.06.2023 13:31:44 EEST

ID перевірки:  
1015613082

Тип перевірки:  
Doc vs Internet + Library

ID користувача:  
100006981

Назва документа: Куликовський Денис Ігорович ЕС-92

Кількість сторінок: 63 Кількість слів: 14350 Кількість символів: 86497 Розмір файлу: 4.26 MB ID файлу: 1015260749

Виявлено модифікації тексту (можуть впливати на відсоток схожості)

40.7%  
Схожість

Найбільша схожість: 17.9% з джерелом з Бібліотеки (ID файлу: 1015260739)

23.5% Джерела з Інтернету

703

Сторінка 65

36.7% Джерела з Бібліотеки

270

Сторінка 89

0% Цитат

Вилучення цитат вимкнене

Вилучення списку бібліографічних посилань вимкнене

0%  
Вилучень

Немає вилучених джерел

Модифікації

Виявлено модифікації тексту. Детальна інформація доступна в онлайн-звіті.

Замінені символи

295

Підозріле форматування

21  
сторінка