

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

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра електричних мереж та систем

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

Теймураз КАЦАДЗЕ

06 2024 р.

## ДИПЛОМНИЙ ПРОЄКТ

на здобуття ступеня бакалавра

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

на тему: «Вибір оптимальної конфігурації та розрахунок усталених режимів  
електричних мереж 110 кВ»

Виконав:

студент IV курсу, групи ЕС-02  
Козенко Олександр Максимович



Науковий керівник:

доцент кафедри електричних мереж та систем, к. т. н.  
Баженов Володимир Андрійович



Рецензент:

Пушкар Микола Васильович



Засвідчую, що у цій магістерській дисертації немає  
запозичень з праць інших авторів без відповідних посилань.

Студент



Київ – 2024 року

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

Інститут/факультет: факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра: електричних мереж та систем

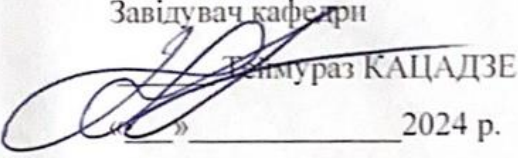
Рівень вищої освіти: перший (бакалаврський)

Спеціальність: 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма: «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

  
Темураз КАЦАДЗЕ

\_\_\_\_\_ 2024 р.

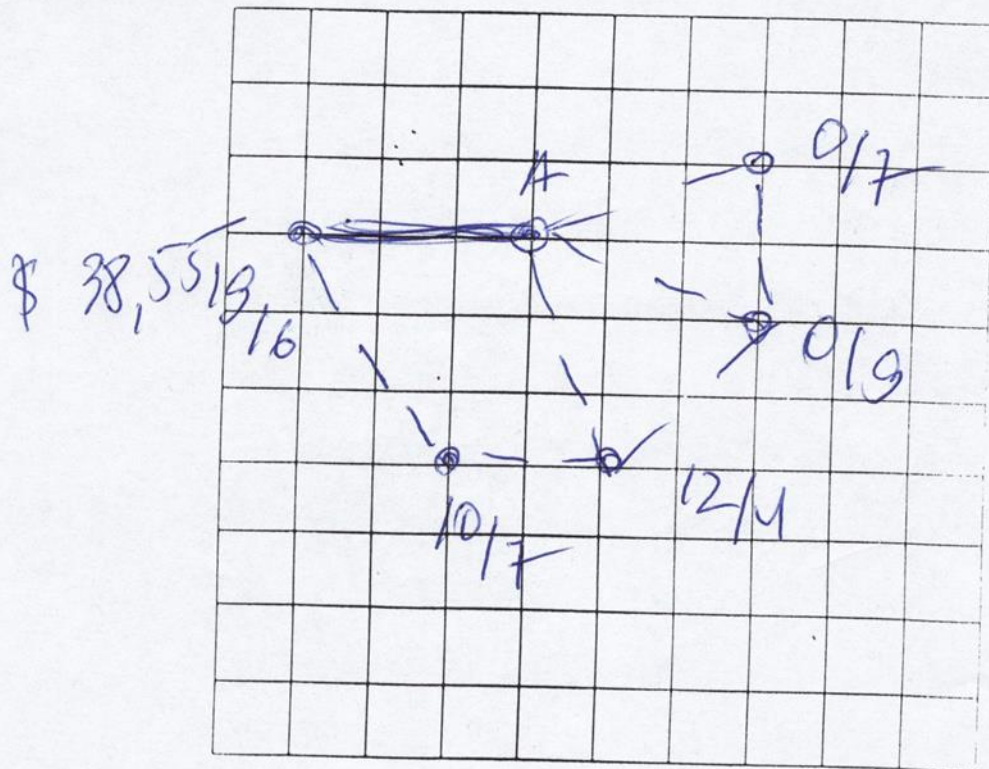
**ЗАВДАННЯ**

**на дипломний проєкт (роботу) студенту**

**Козенко Олександр Максимовичу**

1. Тема дипломного проєкту (роботи): «Вибір оптимальної конфігурації та розрахунок усталених режимів електричних мереж 110 кВ», науковий керівник дисертації Баженов Володимир Андрійович, к. т. н., доцент, затверджені наказом по університету від «28» травня 2024 р. №2127-с.
2. Термін подання студентом проєкту (роботи): 10 червня 2024 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 оптимальних витрат для лінії 110 кВ;
  - 2) Апроксимувати функцію оптимальних витрат для лінії 110 кВ прямою лінією та прямою лінією, що проходить через початок координат;
  - 3) Знайти оптимальну мережу методом поконтурної оптимізації;
  - 4) Вибрати параметри ліній та трансформаторів;
  - 5) Замкнути мережу та розрахувати її режими.

Додаток до завдання на дипломний проект  
(освітньо-кваліфікаційного рівня - "спеціаліст")  
районної електричної мережі напругою 110 кВ  
Ситуаційний план  
(масштаб 1 см : 10 км)



Вихідні дані до дипломного проекту:

- Номінальна напруга мережі  $U_n = 110$  кВ.
- Балансуючий пункт у точці A.
- Відстань між пунктами  $L$  (км) та активні потужності пунктів  $P$  (МВт) за ситуаційним планом
- $\cos \varphi_{en} = \underline{0,85}$   $\cos \varphi_{nn} = \underline{0,81}$   $T_{max} = \underline{5200}$  [год/рік]
- У всіх пунктах підключені споживачі I-ї та II-ї категорії.
- Географічний район спорудження мережі \_\_\_\_\_
- Коефіцієнт зниження активного навантаження пунктів у режимі мінімального навантаження  $\alpha = \underline{61}$  (%). р-п I - II.
- $M_{min} = \underline{\hspace{2cm}}$  [МВт·км],  $\alpha_m = \underline{\hspace{2cm}}$

Примітки:

1. На ситуаційному плані дроби означають активні навантаження: числівник - навантаження на стороні С.Н.; знаменник - навантаження на стороні Н.Н.
2. Для техніко-економічного порівняння варіантів виконати синтез п'яти-шести трикоштурних схем мережі...

Завдання  
видане

Дата 11.03.2024

Підпис викладача

6. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу:

- 1) Функція оптимальних витрат;
- 2) Метод поконтурної оптимізації;
- 3) Принципова схема РЕМ і розрахунок режимів роботи РЕМ;

7. Консультанти розділів проекту (роботи):

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

8. Дата видачі завдання: 11 березня 2024 року.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Термін виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Опис загальних проектних рішень	11.04 - 20.04	
2	Побудова функції дисконтованих витрат	21.04 - 25.04	
3	Апроксимація функції дисконтованих витрат	26.04 - 30.04	
4	Оптимізація електричної мережі методом поконтурної оптимізації	01.05 - 06.05	
5	Розрахунок режиму максимальних навантажень	07.05 - 14.05	
6	Розрахунок режиму мінімальних навантажень	15.05 - 21.05	
7	Розрахунок післяаварійного режиму	22.05 - 31.05	
8	Оформлення пояснювальної записки та графічної частини	01.06 - 10.06	

Студент



Олександр КОЗЕНКО

Керівник проекту (роботи)



Володимир БАЖЕНОВ

**Пояснювальна записка  
до дипломного проєкту**

на тему: Вибір оптимальної конфігурації та розрахунок ustalених режимів електричних мереж  
110 кВ

Київ – 2024 року



## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка та графічна частина складають дипломний проект. Пояснювальна записка виконана на 66 аркушах формату А4, має 30 таблиць, 21 рисунок та 4 джерела літератури, які були використані у роботі. Графічна частина зроблена на 3 аркушах формату А1.

Метою дипломного проекту є виборі оптимальної конфігурації електричної мережі номінальна напруга якої є 110 кВ.

Для цієї роботи було зведено функцію оптимальних витрат для повітряної лінії номінальна напруга якої є 110 кВ. Для електричної мережі з номінальною напругою 110 кВ, встановлено оптимальну конфігурацію. Здійснено обчислення електричних режимів роботи електричної мережі.

ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ, ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, ФУНКЦІЯ ОПТИМАЛЬНИХ ВИТРАТ, АПРОКСИМАЦІЯ, МЕТОД НАЙМЕНШИХ КВАДРАТІВ, СИЛОВИЙ ТРАНСФОРМАТОР, МЕТОД ПОКОНТУРНОЇ ОПТИМІЗАЦІЇ

					ДПО205.141.003.ПЗ	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## ABSTRACT

The diploma project comprises both an explanatory report and a graphical section. The explanatory report extends over 66 A4-sized sheets, featuring 30 tables, 21 illustrations, and references to 4 literature sources referenced in the study. The graphical section is condensed into 3 A1-sized sheets.

The main aim of the diploma project is to select the most efficient configuration for an electrical network with a nominal voltage of 110 kV.

To achieve this goal, a cost optimization function was developed for an overhead line with a nominal voltage of 110 kV. Subsequently, the optimal configuration for the electrical network at 110 kV was determined, and calculations regarding its operational modes were conducted.

ELECTRICAL TRANSMISSION LINE, ELECTRICAL NETWORK, OPTIMAL COST FUNCTION, APPROXIMATION, LEAST SQUARES METHOD, POWER TRANSFORMER, CONTOUR OPTIMIZATION METHOD

					ДП0205.141.003.ПЗ	Арк.
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## ЗМІСТ

Список умовних скорочень .....	10
Вступ.....	11
1 Функція дисконтованих витрат .....	12
1.1 Побудова функції оптимальних витрат для ЛЕП-110 кВ .....	12
1.2 Апроксимація для функції оптимальних витрат ПЛ-110 кВ .....	16
Висновки по розділу 1 .....	18
2 Оптимальна конфігурація РЕМ.....	19
2.1 Обчислення методом поконтурної оптимізації.....	19
2.2 Оптимальна структура РЕМ-110 кВ.....	21
Висновки по розділу 2 .....	24
3 Розрахунок режимів роботи РЕМ-110 гВ .....	12
3.1 Вибір трансформаторів на ПС-110 кВ .....	25
3.2 Обчислення параметрів потужності в L-схемі РЕМ-110 кВ .....	26
3.3 Вибір кількості перерізів, ланцюгів проводів ЛЕП-110 кВ.....	29
3.4 Обчислення параметрів Z-схеми РЕМ 110 кВ .....	36
3.5 Обчислення режиму максимальних навантажень роботи системи .....	41
3.6 Обчислення мінімальних навантажень у системі РЕМ-110 кВ.....	53
3.7 Обчислення післяаварійного режиму роботи РЕМ-110 кВ.....	57
Висновки по розділу 3 .....	61
Загальні висновки.....	63
Список використаних джерел .....	65
Додаток А. Результат перевірки дипломного проекту на плашіат .....	65

					ДПО205.141.003.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		9

## СПИСОК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

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

					ДПО205.141.003.ПЗ	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## ВСТУП

Пріоритетною задачею оптимізації розвитку електричної мережі є конфігурація мережі, визначення номінальної напруги та першочерговість будівництва об'єктів у системі. Стабільна та якісна електроенергія є важливою складовою постачання до споживачів, це є необхідна вимога. Неменша значимість у пропускній здатності ліній та трансформуючих підстанціях. Витрати на мережу є найбільш вагомий критерій оптимальної системи.

Завдання оптимізації електромережі поділяють на підзавдання, вирішення яких не залежить одне від одного, всі отримані результати погоджують.

Потенційні та існуючі трансформаторні підстанції і лінії електропередавання, бачимо на розрахунковій схемі, яка є елементом вхідних даних для оптимізації, як і навантаження у системі . Всі компоненти мережі зобов'язані мати технічні показники та вартість.

Метод поконтурної оптимізації був використаний для оптимальної конфігурації мережі електропередавання. Також в роботі була зведена функція оптимальних витрат та зроблена її апроксимація.

					ДПО205.141.003.ПЗ	Арк.
						11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

# 1 ФУНКЦІЯ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ

## 1.1 Побудова функції оптимальних витрат для ЛЕП-110 кВ

Інвестиційна частина є важливою складовою будівництва нових об'єктів, тому від них залежить економічна складова, фінансові витрати тощо. Звідси фінансування є критичною складовою становлення електричної мережі.

Вибір перерізу провідників та кількості ланцюгів на лінії електропередачі, є як і технічним та економічним завданням. Визначається це на основі функції оптимальних витрат, а точніше за її мінімізацією.

Використаємо спрощений метод оцінки економічної ефективності, та допустимо що фінансові вкладення в будівництво надходять протягом всього року. Тоді будемо мати функцію оптимальних витрат у наступному виді (1.1):

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

де  $B$  – щорічні витрати, що вносять до себе витрати на амортизацію електричного обладнання та покриття витрат електроенергії в складових РЕМ;

$E$  – нормальний дисконт (беремо  $E=10\%$ );

$K$  – капіталовкладення в компоненти РЕМ;

$L$  – ліквідаційна вартість.

Побудова функції оптимальних витрат буде зроблена за допомогою такого виразу (1.2):

$$Z_{V0} = a_{V0} + b_{V0} \cdot P^2, \quad (1.2)$$

де  $a_{V0}$  і  $b_{V0}$  - коефіцієнти парабали, їх виводимо завдяки виразам (1.3) :

					ДПО205.141.003.ПЗ	Арк.
						12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$a_{v0} = K_{пл} + \frac{H_e \cdot K_{пл}}{E} \quad (1.3)$$

$$b_{v0} = \frac{r_{v0} \cdot Z_e \cdot \tau}{U_n^2 \cdot \cos \varphi^2 \cdot E}$$

де  $K_{пл}$  - фінансові вкладення на зведення повітряної лінії протяжністю 1 км обраного конструктивного виконання;

$H_e$  - затрати на ремонт, для ЛЕП-110 кВ -1,2% від  $K_{пл}$ ;

$E$  - нормальний дисконт, беремо  $E=10\%$ ;

$U_n$  - значення робочої напруги мережі;

$\cos \varphi$  - коефіцієнт потужності мережі (беремо  $\cos \varphi = 0,9$ );

$r_{v0}$  - погонний опір провідника обраного перерізу;

$Z_e$  - ціна на електроенергію, за даними інтернет мережі АТ «Оператор ринку» за 05.2023р. беремо  $Z_e = 273$  коп/(кВт·год));

$\tau$  - час максимальних витрат, визначається за такою формулою:

$$\tau = (0,124 + T_{\max} \cdot 10^{-4}) \cdot 8760 = (0,124 + 5200 \cdot 10^{-4}) \cdot 8760 = 3633,087 \text{ год/рік},$$

де  $T_{\max}$  - кількість годин максимального навантаження, за завданням становить  $T_{\max} = 5200$  год/рік.

Група парабол є результуючою функції, де функція оптимальних витрат є нижня криву яка огинає параболи.

Будуємо графіки функцій оптимальних витрат для ЛЕП 110 кВ. Технічні характеристики проводів, які були обрані для побудови графіків, надані в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Технічні дані типових проводів

Переріз, мм <sup>2</sup>	Алюмінієва частина провідника		Опір постійному струму, Ом/км	Діаметр, мм
	Число дротів	Діаметр дротів, мм		
120/19	26	2,40	0,244	15,2
2 x 120/19	–	–	0,122	–
150/24	26	2,70	0,204	17,1
2 x 150/24	–	–	0,102	–
185/29	26	2,98	0,156	18,8
2 x 185/29	–	–	0,078	–
240/39	24	3,60	0,118	21,6
2 x 240/39	–	–	0,059	–

					ДП0205.141.003.ПЗ			Арк.
								13
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				

Ми розраховуємо вихідні показники вартості зведення повітряної лінії напругою 110 кВ на сталевих одностійкових опорах. Спочатку треба скоригувати трати будівництва відповідно до перерізів та кількості ланцюгів, так як в довідкових доданих даних [2] ціна вказана з курсу 28,7 грн за 1 долар США, то корегуємо курс 39,55 грн за 1 долар США за нашим завданням. З урахуванням цього, для 120 мм маємо:

$$K_{ПЛ-120} = 2750 \cdot \frac{39,55}{28,7} = 3693,815 \text{ тис.грн/км}$$

Подібно робимо розрахунки для всіх перерізів, отримані результати надані в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Отримані обчислення вартості спорудження ПЛ-110 кВ

Марка і переріз проводів	Вартість будівництва, тис.грн/км
АС-120/19	3693,815
2хАС-120/19	5305,662
АС-150/24	3756,946
2хАС-150/24	5531,321
АС-185/29	3829,479
2хАС-185/29	5566,244
АС-240/39	3946,338
2хАС-240/39	5789,216

Обрахуємо коефіцієнти параболи для наданих перерізів, наприклад 120 мм<sup>2</sup> провід отримує:

$$a_{V0(120)} = K_{ПЛ-120} + \frac{H_e \cdot K_{ПЛ-120}}{E} = 3693,815 + \frac{0,012 \cdot 3693,815}{0,1} = 4137,073 \text{ тис.грн/км}$$

$$b_{V0(120)} = \frac{r_{V0(120)} \cdot 3_e \cdot \tau}{U_n^2 \cdot \cos \varphi^2 \cdot E} = \frac{0,244 \cdot 312 \cdot 3633,087}{110^2 \cdot 0,9^2 \cdot 0,1} = 2,822 \text{ тис.грн/км}$$

Робимо у аналогічний спосіб для всіх перерізів, отримані результати наданні в таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 – Здобуток розрахунку коефіцієнтів парабол

Марка і переріз проводів	$a_{V0}$	$b_{V0}$
АС-120/19	4217,561	2,705
2хАС-120/19	5942,341	1,411
АС-150/24	4207,78	2,359
2хАС-150/24	6195,079	1,18



## 1.2 Апроксимація для функції оптимальних витрат ПЛ-110 кВ

На рисунку 1.1 бачимо функцією оптимальних витрат, це крива огинаюча параболи  $Z_{VO-120}$ ,  $Z_{VO-185}$ ,  $Z_{VO-240}$  та  $Z_{VO-240x2}$ , для подальшого роботи з графіком зробимо його апроксимацію.

Тому складемо систему рівнянь, з якої отримаємо конкретні коефіцієнти рівняння прямої (1.4):

$$\begin{cases} a_0 \cdot S_0 + a_1 \cdot S_1 = T_0 \\ a_0 \cdot S_1 + a_1 \cdot S_2 = T_1 \end{cases}, \quad (1.4)$$

Де виведені коефіцієнти обчислюємо такими виразами :

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

До рівняння прямої, має значення, що дорівнює нулю в точці початку координат, коефіцієнт  $a_1$  обчислюється подібним образом.

Для наступних розрахунків нам потрібні координати точок, де перетинаються графіки функцій (парабол), щоб продовжити обчислення. Ці значення можна отримати з таблиці 1.4.

Таблиця 1.4 – Координати точок функцій

$x_i$	0	3	6	9	12,219	15	17,258	20	35	45
$y_i$	4137	4162	4238	4365	4558	4694	4826	4965	6091	7183

Обчислюємо систему рівнянь:

$$S_0 = \sum_{i=1}^N x_i^0 = N = 10;$$

$$S_1 = \sum_{i=1}^N x_i = x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5 + x_6 + x_7 + x_8 + x_9 + x_{10} = 0 + 3 + 6 + 9 + 12,219 + 15 + 17,257 + 20 + 35 + 45 = 162,476;$$

$$S_2 = \sum_{i=1}^N x_i^2 = x_1^2 + x_2^2 + x_3^2 + x_4^2 + x_5^2 + x_6^2 + x_7^2 + x_8^2 + x_9^2 + x_{10}^2 = 0^2 + 3^2 + 6^2 + 9^2 + 12,219^2 + 15^2 + 17,257^2 + 20^2 + 35^2 + 45^2 = 4448,108$$

$$T_0 = \sum_{i=1}^N y_i = y_1 + y_2 + y_3 + y_4 + y_5 + y_6 + y_7 + y_8 + y_9 + y_{10} = 4137 + 4162 + 4238 + 4365 + 4558 + 4694 + 4826 + 4965 + 6091 + 7183 = 49224,445;$$

$$T_1 = \sum_{i=1}^N y_i \cdot x_i = y_1 \cdot x_1 + y_2 \cdot x_2 + y_3 \cdot x_3 + y_4 \cdot x_4 + y_5 \cdot x_5 + y_6 \cdot x_6 + y_7 \cdot x_7 + y_8 \cdot x_8 + y_9 \cdot x_9 + y_{10} \cdot x_{10} = 0 \cdot 4137 + 3 \cdot 4162 + 6 \cdot 4238 + 9 \cdot 4365 + 12,219 \cdot 4558 + 15 \cdot 4694 + 17,257 \cdot 4826 + 20 \cdot 4965 + 35 \cdot 6091 + 45 \cdot 7183 = 922401;$$

Система рівнянь надана у такому вигляді:

$$\begin{cases} a_0 \cdot 10 + a_1 \cdot 162,4 = 49224,445 \\ a_0 \cdot 162,4 + a_1 \cdot 4448,108 = 922401 \end{cases}$$

Обчисливши отриману систему рівнянь маємо:

$$a_0 = 3820,663 \text{ тис.грн/км}$$

$$a_1 = 67,812 \text{ тис.грн/(км} \cdot \text{МВт)}$$

Тоді апроксимовані функції будуть такі:

$$Z_n = a_0 + a_1 \cdot P \rightarrow Z_n = 3820,663 + 67,812 \cdot P$$

$$Z_{ичн} = a_1 \cdot P \rightarrow Z_{ичн} = 67,812 \cdot P$$

					ДПО205.141.003.ПЗ	Арк.
						17
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Графік апроксимованої функції дисконтованих витрат ПЛ-110 кВ мають вигляд наведений на рисунку 1.2

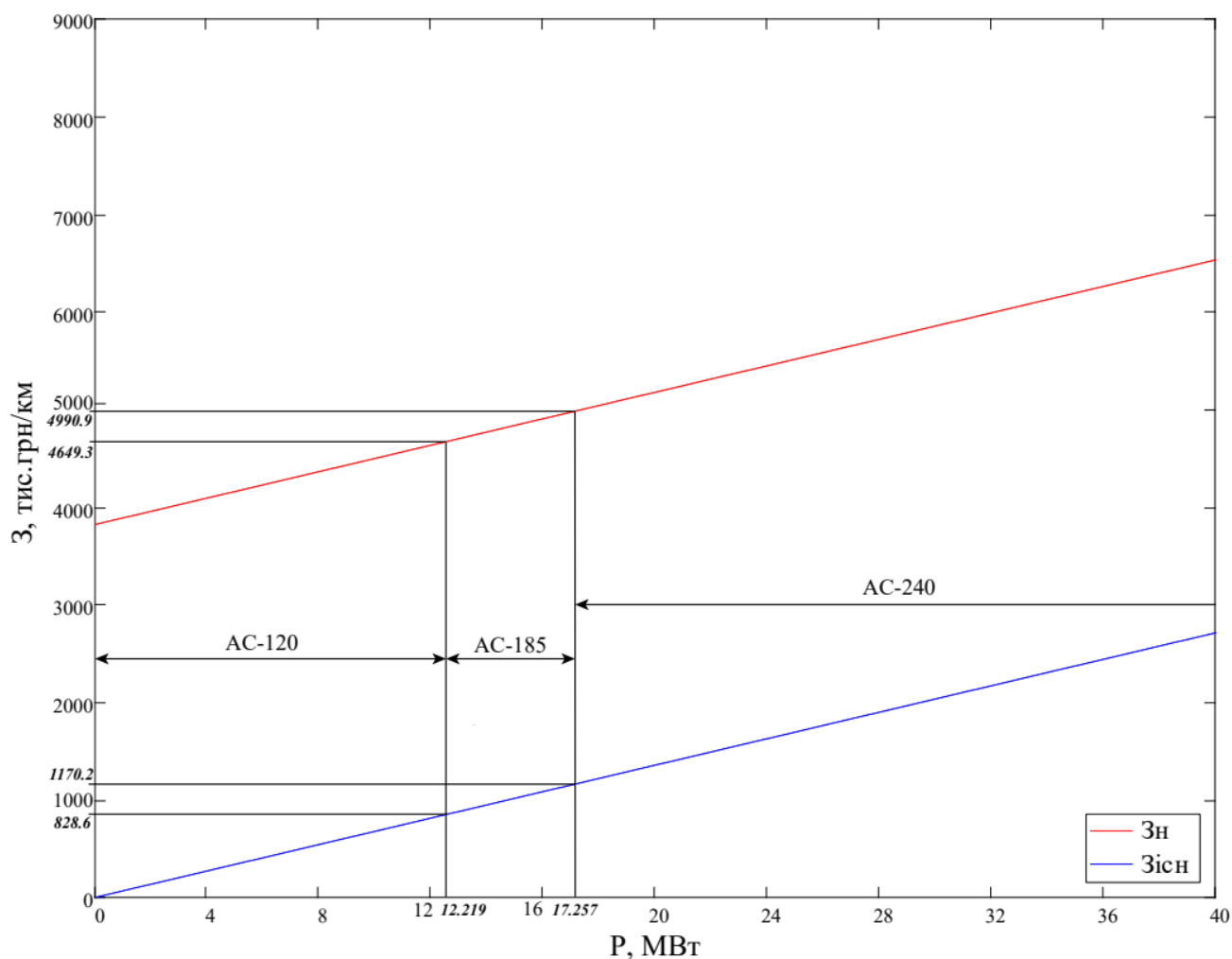


Рисунок 1.2 – Апроксимована функція оптимальних витрат

### Висновки по розділу 1

У цьому розділі, представлено аналіз та апроксимацію функції оптимальних витрат для ЛЕП-110 кВ, що будується на сталевих одностійкових вільностоячих опорах. Аналізи зроблений завдяки використаному методу найменших квадратів. Дослідження та зведення функцій охоплює наступні типи перерізів опор: АС-120/19, 2хАС-120/19, АС-150/24, 2хАС-150/24, АС-185/29, 2хАС-185/29, АС-240/39 та 2хАС-240/39. Для кожного перерізу відповідні коефіцієнти апроксимації:  $a_0 = 3820,663$  тис.грн/км;  $a_1 = 67,812$  тис.грн/(км · МВт).

					ДП0205.141.003.ПЗ	Арк.
						18
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## 2 ОПТИМАЛЬНА КОНФІГУРАЦІЯ РЕМ

### 2.1 Обчислення методом поконтурної оптимізації

За допомогою методу поконтурної оптимізації можна знайти найкращу конфігурацію мережі. Цей метод передбачає розбиття вихідної схеми на підімність дереву, яке є розімкненою мережею та надає єдність схеми. Лінії, що має дерево, називаються гілками та мають індекс  $l=1,2,\dots,L$ . Ділянки системи, які не входять в дерево, мають назву хорди та позначаємо як  $k=1,2,\dots,K$ . Приєднання будь якої хорди до дерева, створює замкнутий контур. Навантаженні хори визначаємо, як незалежні змінні, а навантаженні гілки - як залежні.

Обравши навантаження всіх хорд системи на нуль, можна отримаємо мінімальне значення функції приведених витрат для зведення певного контуру, міняючи навантаження лише однієї хорди. Цей метод використовує такий вираз (2.1):

$$V_k^*(P_k) = V_k(P_k) \sum_{l=M_k} V_l(P_l) \quad (2.1)$$

Для оптимізації кусково лінійної функції достатнім є проаналізувати її критичні точки, де функція не має похідної. У наших обставинах точками є нульове навантаження хорд, гілок. Отже, оптимізація системи передбачає аналіз режимів роботи РЕМ, коли навантаження одної з гілок, хорд дорівнює нулю. Всім таким режимам розраховуються приведені втрати, серед всіх результатів обирається оптимальна конфігурація мережі.

Якщо вихідна схема мережі має невзаємозв'язані контури, оптимізація завершиться за  $k$  кроків. Проте в більшості випадків різні контури мають спільні ділянки мережі, що вимагає ітераційного розрахунку для оптимізації. У випадку коли до найменших приведених витрат приводить нульове значення навантаження гілки а не хорди, то ми змінюємо систему незалежних змінних – хорду даного контуру включають до складу дерева, а гілку до складу хорд.

Кількість кроків, необхідних для оптимізації мережі, залежить від її структури. Якщо схема має не взаємно зв'язані контури, оптимізація закінчиться

					ДПО205.141.003.ПЗ	Арк.
						19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

за  $k$  кроків. Але в багатьох випадках контури перетинаються, що потребує ітераційного дослідження. Якщо найменші приведені втрати досягаються при нульовому навантаженні на гілку, а не хорду, система незалежних змінних змінюється: хорду контуру включають до дерева, а гілку - до хорд.

Послідовність методу поконтурної оптимізації:

1. Вихідну мережу ділять на дерево та хорди. Дуги позначають індексами  $l = 1, 2, \dots, L$ , а хорди -  $k = 1, 2, \dots, K$ . Навантаження кожної хорди прирівнюють до нуля:  $P_k = 0, k = 1, 2, \dots, K$ . Задають  $k = 1$ ; Надану мережу розбивають на два типи елементів: дерево та хорди. Дуги дерева визначаються індексами  $l = 1, 2, 3, \dots, L$ , а хорди - індексами  $k = 1, 2, 3, \dots, K$ . Навантаження на всі хорди спочатку встановлюється на нуль:  $P_k = 0, k = 1, 2, 3, \dots, K$ . Потім визначається значення  $k = 1$ .

2. Для  $k$ -го контуру роблять оптимізацію. Отримують:

$$V_k^*(P_l = 0) = \min \{ V_k^*(P_l = 0) / l \in M_k \}$$

Коли  $V_k^*(P_l = 0) < V_k^*(P_k = 0)$ , подальшого кроку оптимізації  $k$  - у хорду вмикають дерева, а дугу  $l$  - до переліку хорд. Інакше систему незалежних змінних залишають незмінною. Обираємо  $P_k = 0$ .

3. Перейдемо до пункту 4, маючи всі контури системи розглянуті ( $k = K$ ). Але якщо ні, то в такому випадку міняємо поточний індекс ( $k = k + 1$ ) і виконуємо пункт 2.4. Коли здійснення ланцюга процесу оптимізації, і трапилися зміни в базі дерева та хорд, то приймають  $k=1$  та виконують п.2. Оптимізація закінчується, при відсутності змін.

Алгоритм оптимізації РЕМ є завершеним, коли не відбувається жодних змін у конфігурації дерева та хорд протягом циклу процесу оптимізації. Це свідчить про те, що алгоритм знайшов стабільну конфігурацію, яка мінімізує приведені втрати і здійснюється така умова:.

$$|V^{*(V-1)} - V^{*V}| \leq \varepsilon,$$

де  $V$  - номер циклу оптимізації.

										Арк.
										20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

## 2.2 Оптимальна структура РЕМ-110 кВ

Рисунок 2.1 зображує початкову схему електромережі, призначену для розрахунків. Ця схема використовується для планування та оптимізації роботи мережі. Існуючі ділянки є суцільна лінія, для будівництва лінії зображені пунктиром. Також бачимо навантаження пунктів на сторонах СН та НН

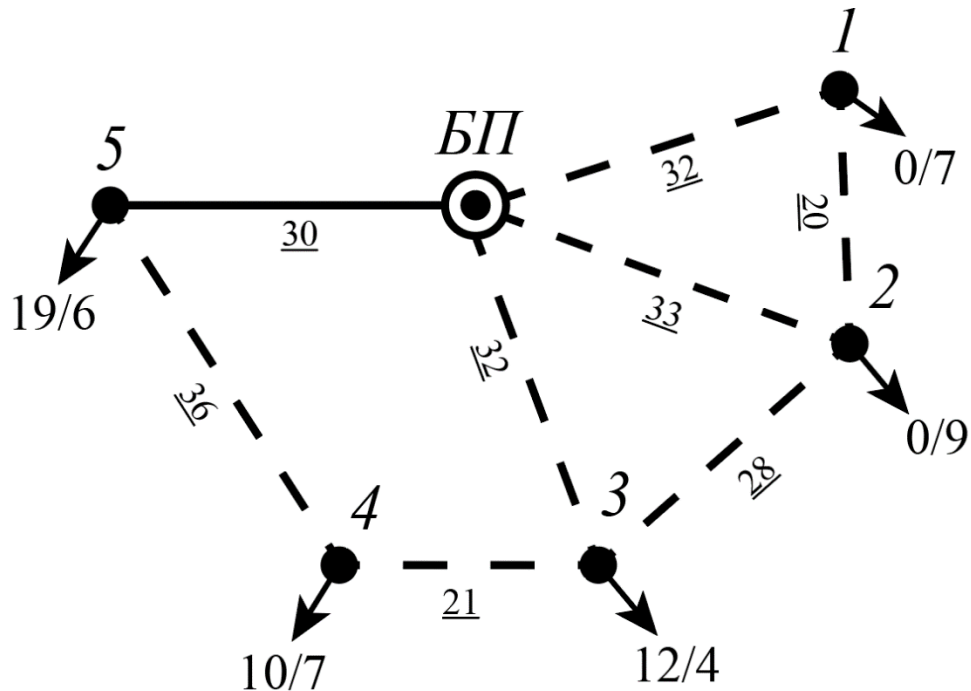


Рисунок 2.1 – Надана розрахункова схема РЕМ -110 кВ

Втрати на зведення одного кілометра ЛЕП-110 кВ обчислюються таким виразом:

$$Z_n = 3,821 + 0,068 \cdot P$$

Враховуємо лише втрати на компенсацію втрат електроенергії, тому при обчисленні ПЛ будемо мати вираз:

$$Z_{існ} = 0.068 \cdot P$$

Почнемо здійснення ітераційного процесу оптимізації мережі.

Перша ітерація.

Перший крок.

У надмірній розрахунковій мережі, хордами визначаємо ділянки 1-2,2-3, 5-4.

					ДП0205.141.003.ПЗ	Арк.
						21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Обрис контурів має наступний вигляд: перший контур - гілки 0-1, 0-2 та хорда 1-2; другий контур - гілки 0-2, 0-4, 4-3 та хорда 2-3; третій контур - гілки 0-5, 0-4 та хорда 4-5. Започинаємо оптимізацію першим контуром. Навантаження всіх ділянок цього контуру зводим до нуля. Розподіляємо потужності за ділянкам мережі, далі обчислюємо витрати на зведення ПЛ-110 кВ. На малюнку 2.2 зображений розподіл потужностей після прирівнювання навантажень кожної ЛЕП до нуля.

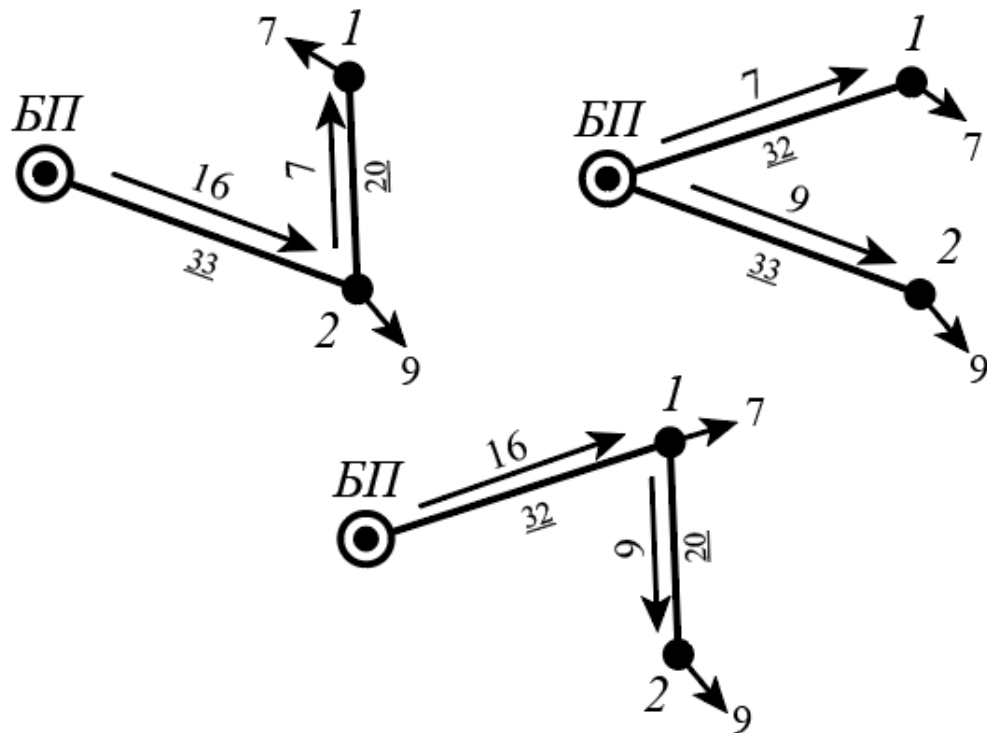


Рисунок 2.2 – Потокорозподіл потужностей в першому контурі після прирівнювання до нуля ділянок: 0-1; 1-2; 0-2

Кожній різновидності конфігурації першого контуру мережі обчислемо приведені витрати:

$$Z_{(0-1)} = (a_0 + a_1 \cdot P_{0-2}) \cdot L_{0-2} + (a_0 + a_1 \cdot P_{2-1}) \cdot L_{1-2} = (3,821 + 0,068 \cdot 16) \cdot 33 + (3,821 + 0,068 \cdot 7) \cdot 20 = 247,794 \text{ млн.грн};$$

$$Z_{(1-2)} = (a_0 + a_1 \cdot P_{0-2}) \cdot L_{0-2} + (a_0 + a_1 \cdot P_{0-1}) \cdot L_{0-1} = (3,821 + 0,068 \cdot 9) \cdot 33 + (3,821 + 0,068 \cdot 7) \cdot 32 = 283,673 \text{ млн.грн};$$

$$Z_{(0-2)} = (a_0 + a_1 \cdot P_{1-2}) \cdot L_{1-2} + (a_0 + a_1 \cdot P_{0-1}) \cdot L_{0-1} = (3,821 + 0,068 \cdot 9) \cdot 20 + (3,821 + 0,068 \cdot 16) \cdot 32 = 345,6 \text{ млн.грн}.$$

										ДП0205.141.003.ПЗ	Арк.
											22
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							

Здобутки обчислень представлені в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Здобутки оптимізації першого контуру

Лінія	Навантаження лінії, МВт		
	I режим	II режим	III режим
0-1	0	7	16
1-2	9	0	7
0-2	9	16	0
З, млн.грн.	247,794	383,673	345,6

З наслідків оптимізації видно, що найменше значення приведених витрат виявлятиметься при вимкненні ділянки 0-2. Звідси хорда 1-2 становиться гілкою, а гілка 0-2 - хордою. Маємо, контур 1 отримує таку конфігурацію: гілки – 0-1, 1-2, хорда 0-2, де контур 2 збиратиметься з гілок 1-2, 0-1, 0-3 та хорди 2-3. Подібно робимо оптимізацію другого контуру. Здобутки надані в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 - Здобутки оптимізації другого контуру

Лінія	Навантаження лінії, МВт			
	I режим	II режим	III режим	IV режим
0-1	0	7	32	16
1-2	7	0	25	9
0-3	32	25	0	16
2-3	16	9	16	0
З, млн.грн.	414,966	438,029	439,378	402,581

З даних випливає, що найефективнішим рішенням (з точки зору мінімізації витрат) є відключення ділянки 2-3. При цьому положення хорд залишається незмінним, тобто конфігурація контурів не зазнає змін.

Аналогічно робимо оптимізацію для третього контуру. Обчислення розрахунків надані в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Здобутки оптимізації третього контуру

Лінія	Навантаження лінії, МВт			
	I режим	II режим	III режим	IV режим
0-3	0	16	33	58
3-4	16	0	17	42
4-5	33	17	0	25
0-5	58	42	25	0
З, млн.грн.	439,116	421,469	349,172	586,739

З'ясовано, що найменші приведені витрати досягаються при вимкненні ділянки 4-5.

Оскільки конфігурація фінального контуру не змінилася, другий крок оптимізації мережі не потребується. На рисунку 2.3 представлено результат оптимізації РЕМ-110 кВ.

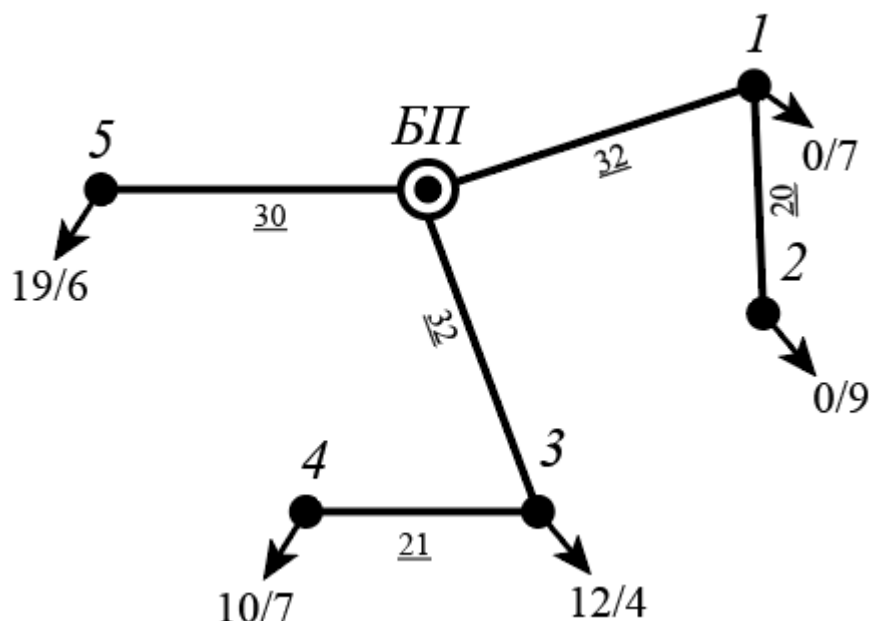


Рисунок 2.3 – Оптимальна конфігурація проектованої мережі

## Висновки по розділу 2

У цьому розділі за допомогою методу поконтурної оптимізації знайдено оптимальну конфігурацію проектованої РЕМ-110 кВ, яка виявилася розімкненою. У трьох контурів були визначені гілки та хорди.

Оптимізація отримала одну ітерацію методом поконтурної оптимізації, наслідком якої була оптимальна конфігурація схеми РЕМ-110 кВ. Було вилучено вітки 0-2, 2-3 та 4-5, оскільки витрати на, даній конфігурації, їх спорудження становили: для вітки 0-2 - 345,6 млн. грн, для 2-3 - 402,581 млн. грн, для 4-5 - 349,172 млн. грн. Вартість на спорудження отриманої оптимальної схеми становить 594,773 млн. грн.

						ДП0205.141.003.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			24

### 3 РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОБОТИ РЕМ-110

#### 3.1 Вибір трансформаторів на ПС-110 кВ

Згідно з вимогами завдання, всі споживачі, підключені до вторинних шин ПС-110 кВ, мають категорію електроспоживання I або II. Для забезпечення потрібної надійності електропередавання на кожній підстанції 110 кВ встановлюється по два силових трансформатори з рівними каталожними характеристиками. За завданням, споживачі, підключені до вторинних шин ПС-110 кВ, мають категорію електроспоживання I або II

Зробимо відбір силових трансформаторів на ПС №1:

Маємо реактивні навантаження даної ПС :

$$\varphi_{нн} = \arccos(\cos(\varphi_{нн})) = \arccos(0,8) = 35,904^\circ;$$

$$\varphi_{сн} = \arccos(\cos(\varphi_{сн})) = \arccos(0,85) = 31,788^\circ;$$

$$Q_{нн-1} = -P_{нн-1} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{нн}) = -7 \cdot \operatorname{tg}(35,904^\circ) = -5,068 \text{ МВАр}$$

$$Q_{сн-1} = -P_{сн-1} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{сн}) = -0 \cdot \operatorname{tg}(31,788^\circ) = 0 \text{ МВАр}$$

Повне навантаження та його модуль на ПС №1:

$$\dot{S}_{\max-1} = P_{сн-1} + P_{нн-1} + j(Q_{сн-1} + Q_{нн-1}) = 0 + 7 + j(-5,068 - 0) = 7 - j5,068 \text{ МВА}$$

$$S_{\max-1} = \sqrt{P_{\max-1}^2 + Q_{\max-1}^2} = \sqrt{7^2 + (-5,068)^2} = 8,642 \text{ МВА}$$

За Правилами технічної експлуатації електроустановок споживачів (ПТЕ), допустиме перевантаження трансформаторів в аварійних режимах сягає 40%:

$$S_{T-1} = 0,7 \cdot S_{\max-1} = 0,7 \cdot 8,642 = 6,049 \text{ МВА}$$

На підстанції №1, за розрахунками, буде встановлено блок з двох силових триобмоткових трансформаторів типу ТДТН-16000/110.

Аналогічно виконуємо розрахунки потужності та підбір виду трансформаторів для інших ПС-110 кВ. Здобуток цих обчислень та вибір трансформаторів надані в таблиці 3.1

					ДПО205.141.003.ПЗ	Арк.
						25
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.1 – Здобуток відбору силових трансформаторів

ПС	Модуль повної потужності, $S_{\max}$ , МВА	Розрахункова потужність, $S_T$ , МВА	Кількість і тип трансформаторів
1	8,642	6,049	2×ТМН-6300/110
2	11,111	7,778	2×ТДН-10000/110
3	19,046	13,333	2×ТДТН-16000/110
4	20,394	14,276	2×ТДТН-16000/110
5	29,746	20,822	2×ТДТН-25000/110

До обраних трансформаторів в таблиці 3.2 надано їх каталожні дані.

Таблиця 3.2 – Каталожні дані для обраних трансформаторів

Тип трансформатору	$S_T$ ,МВА	$U_{\text{ном}}$ , кВ			$u_k$ , %			$\Delta P_k$ , кВт	$\Delta P_x$ , кВт	$I_x$ , %
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н			
ТДТН-16000/110	16	115	38,5	11	10,5	17	6	100	23	1,0
ТДТН-25000/110	25	115	38,5	11	10,5	17,5	6,5	140	31	0,7
ТМН-6300/110	6,3	115	-	11	-	10,5	-	44	11,5	0,8
ТДН-10000/110	10	115	-	11	-	10,5	-	60	14	0,7

### 3.2 Розрахунок параметрів потужності в L-схемі РЕМ-110 кВ

Обчислюючи поточкорозподіл потужностей у L-схемі електричної мережі вживаємо метод контурних рівнянь за довжиною діляниць. Видаляємо з розрахункової схеми діляниці 0-2, 2-3 та 5-4, обчислюємо поточкорозподіл потужностей у розв'язаній системі:

$$\dot{S}_{0-5}^{poz} = \dot{S}_5 = 25 - j16,119 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{3-4}^{poz} = \dot{S}_4 = 17 - j11,256 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-3}^{poz} = \dot{S}_3 + \dot{S}_{3-4}^{poz} = 33 - j21,598 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{1-2}^{poz} = \dot{S}_2 = 9 - j6,516 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-1}^{poz} = \dot{S}_1 + \dot{S}_{1-2}^{poz} = 16 - j11,548 \text{ МВА}.$$

Наданий на рисунку 3.1 поточкорозподіл потужностей в розв'язаній L-схемі РЕМ-110 кВ.

					ДПО205.141.003.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		26



Обчисливши систему рівнянь одержуємо:

$$\dot{S}_I = -13,346 + j9,118 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{II} = 8,508 - j5,269 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{III} = -3,283 + j2,315 \text{ МВА}.$$

На основі визначених контурних навантажень розраховуємо поточкорозподіл потужностей у замкнутій L-подібній електричній мережі:

$$\dot{S}_{0-1} = \dot{S}_{0-1}^{poz} + \dot{S}_I + \dot{S}_{II} = 16 - j11,584 + (-13,346 + j9,118) + 8,508 - j5,269 = 11,162 - j7,735 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-2} = -\dot{S}_I^k = 13,346 - j9,118 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{1-2} = \dot{S}_{1-2}^{poz} + \dot{S}_I + \dot{S}_{II} = 9 - j6,516 + (-13,346 + j9,118) + 8,508 - j5,269 = 4,162 - j2,688 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{2-3} = \dot{S}_{II} = (8,508 - j5,269) \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{3-4} = \dot{S}_{3-4}^{poz} + \dot{S}_{III} = 17 - j11,265 + (-3,283 + j2,315) = 13,717 - j8,95 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-3} = \dot{S}_{III} - \dot{S}_{II} + \dot{S}_{0-3}^{poz} = -3,283 + j2,315 - (8,508 - j5,269) + 33 - j21,598 = 21,208 - j14,013 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{4-5} = \dot{S}_{III} = -3,283 + j2,315$$

$$\dot{S}_{0-5} = 28,283 - j18,434 \text{ МВА};$$

Обстежимо обчислення за другим законом Кірхгофа:

$$\dot{S}_{0-1} \cdot L_{0-1} + \dot{S}_{1-2} \cdot L_{1-2} - \dot{S}_{0-2} \cdot L_{0-2} = (11,289 - j7,854) \cdot 32 + (4,289 - j2,286) \cdot 20 - (13,546 - j9,304) \cdot 33 = 0;$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{0-1} \cdot L_{0-1} + \dot{S}_{1-2} \cdot L_{1-2} - \dot{S}_{0-3} \cdot L_{0-3} + \dot{S}_{2-3} \cdot L_{2-3} = \\ = (11,289 - j7,854) \cdot 32 + (4,289 - j2,286) \cdot 20 - (21,7 - j14,472) \cdot 32 + \\ + (8,835 - j5,574) \cdot 28 = 0; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{0-3} \cdot L_{0-3} - \dot{S}_{3-4} \cdot L_{3-4} + \dot{S}_{4-5} \cdot L_{4-5} - \dot{S}_{0-5} \cdot L_{0-5} = (21,7 - j14,472) \cdot 32 - \\ - (13,536 - j8,781) \cdot 21 + (-3,464 - j2,484) \cdot 36 - (25 - j16,119) \cdot 30 = 0. \end{aligned}$$

Обчислення зроблені правильно, і схема з наданим поточкорозподілом потужностей є на рисунку 3.2.

					ДПО205.141.003.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		28

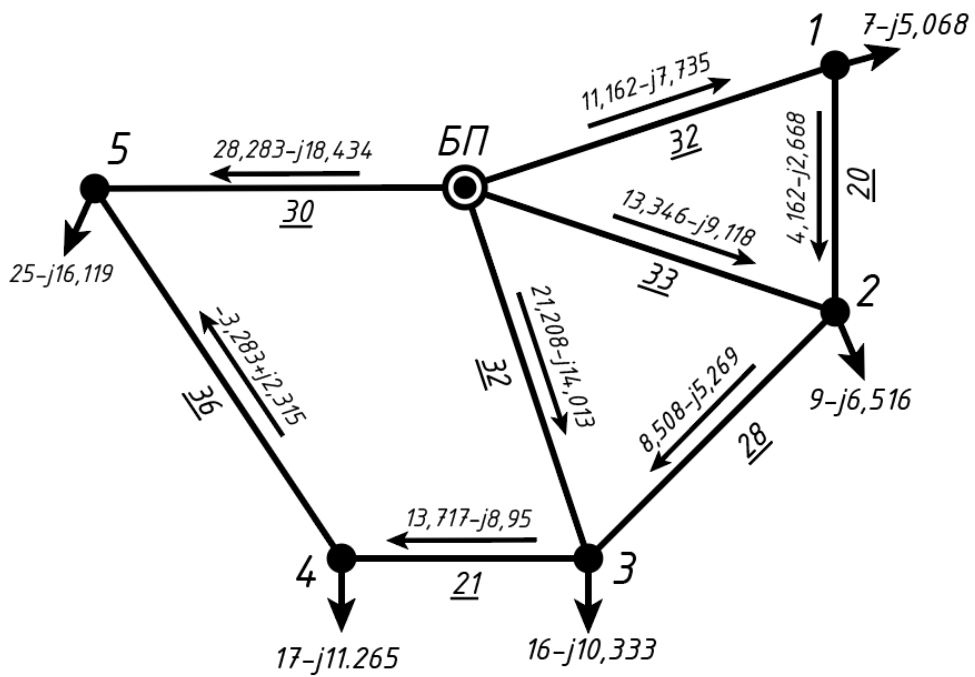


Рисунок 3.2 - Потокорозподіл потужностей в L-схемі мережі

### 3.3 Вибір кількості перерізів, ланцюгів проводів ПЛ-110 кВ

Марку та переріз проводів до ділянок електричної мережі вибираємо на основі раніше обчисленої апроксимованої функції оптимальних витрат. Її графік представлений на рисунку 3.3.

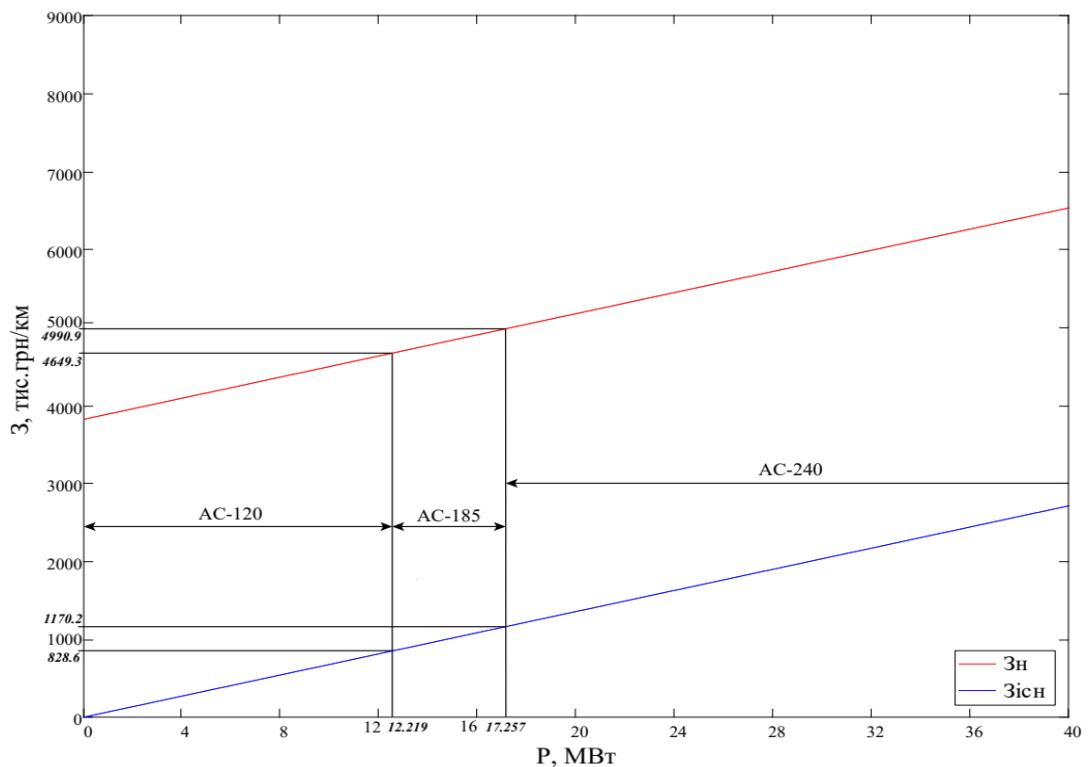


Рисунок 3.3 – Апроксимована функція оптимальних витрат

										ДПО205.141.003.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							29

Оптимізація перерізів проводиться шляхом попереднього розрахунку струмового навантаження на кожній ділянці мережі.

До ділянки 0-1 значення струмового навантаження та оптимального перерізу маємо:

$$\dot{I}_{0-1} = \frac{\dot{S}_{0-1}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{11,289 - j7,854}{\sqrt{3} \cdot 110} = 59,252 - j41,222 \text{ А;}$$

$$I_{0-1} = \sqrt{59,252^2 + 41,222^2} = 72,18 \text{ А;}$$

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

$$= \frac{1}{1} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot (72,18)^2 \cdot 28,264 \cdot 3633,087 \cdot 312 \cdot 10^{-5}}{4240,5 \cdot (0,01 \cdot 1,2 + 0,1)}} = 102,682 \text{ мм}^2.$$

Результати обчислень інших ділянок наведені в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 - Відбір перерізу проводів та кількості ланцюгів ґрунтується на принципі мінімізації витрат та оптимізації перерізу проводів.

ПЛ	Навантаження $S_i$ , МВА	Струмове навантаження $I_i$ , А	Оптимальний переріз, $F_{opt}$ , мм <sup>2</sup>	Марка проводу
0-1	27,07	71,279	101,4	АС-120/19
0-2	25,168	84,836	12,686	АС - 185/29
0-3	33,436	133,419	189,799	АС-240/39
3-4	28,945	85,963	122,289	АС - 185/29
2-3	7,528	52,528	74,725	АС-120/19
0-5	9,63	177,197	252,077	АС-240/39
1-2	12,411	25,947	36,911	АС-120/19
4-5	8,11	21,087	29,998	АС-120/19

За результатами обчислень оптимальних перерізів бачимо, що існуюча ділянка з невеликою розбіжністю потребує двоколову лінію з двома перерізами АС-120/19, так як згідно з ПІ що свідчить розрахунок:

$$F_{opt\ 0-5} = \frac{1}{k} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot (I_{0-5})^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot C_{ex} \cdot 10^{-1}}{k_{num\ зм\ 110(1)} \cdot (H_e + E)}} =$$

$$= \frac{1}{2} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot (177,197)^2 \cdot 28,264 \cdot 3633,087 \cdot 312 \cdot 10^{-5}}{6861,9 \cdot (0,01 \cdot 1,2 + 0,1)}} = 99,081 \text{ мм}^2.$$

										ДП0205.141.003.ПЗ	Арк.
											30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							

Згідно апроксимовної функції оптимальних витрат доцільно використовувати АС-240/39. Так як нашою задачею є оптимізація мережі, це рішення буде економічно обґрунтоване та оптимальне для нашої мережі. Тому подальші розрахунки будуть мати одноколову лінію 0-5 з перерізом АС-240/39.

Аналіз першої групи післяаварійних режимів передбачає оцінку працездатності РЕМ при відключенні одного з силових трансформаторів на кожній підстанції.

Знайдемо дозволений спектр рівня напруги на шинах ВН для ПС №3 та ПС №1.

Обраховуємо параметр подробленої напруги КЗ трансформатора на ПС №3:

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

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

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

Знайдемо утрати напруги на обмотках трансформатора на ПС №3:

$$\Delta U_{тв-1} = \frac{P_1}{n} \cdot \frac{\Delta P_{к-1} \cdot U_{тв-1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{ном-1}^2} - \frac{Q_1}{n} \cdot \frac{U_{тв-1} \cdot u_{кв-1}}{100 \cdot S_{ном-1}} = \frac{16}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-10,333}{1} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{100 \cdot 16} = 8,343 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{тс-3} = \frac{P_{сн-3}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{к-3} \cdot U_{тв-3} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{ном-3}^2} - \frac{Q_{сн-3}}{n} \cdot \frac{U_{тв-3} \cdot u_{кв-3}}{100 \cdot S_{ном-3}} = \frac{12}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-7,437}{1} \cdot \frac{115 \cdot 0}{100 \cdot 16} = 0,27 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{тн-3} = \frac{P_{нн-3}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{к-3} \cdot U_{тв-3} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{ном-3}^2} - \frac{Q_{нн-3}}{n} \cdot \frac{U_{тв-3} \cdot u_{кн-3}}{100 \cdot S_{ном-3}} = \frac{4}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-2,896}{1} \cdot \frac{115 \cdot 6,25}{100 \cdot 16} = 1,391 \text{ кВ};$$

Тоді дозволений регульовальний спектр на ПС №3 є:

					ДПО205.141.003.ПЗ	Арк.
						31
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\Delta U_{\min-3} = \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_{\text{тв-3}}}{U_{\text{тн-3}}} \cdot (1 - \omega_{\text{в-3}}) + \Delta U_{\text{тв-3}} + \Delta U_{\text{тн-3}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0,1602) + 8,343 + 1,391 = 101,921 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\max-3} = \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_{\text{тв-3}}}{U_{\text{тн-3}}} \cdot (1 + \omega_{\text{в-3}}) + \Delta U_{\text{тв-3}} + \Delta U_{\text{тн-3}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0,1602) + 8,343 + 1,391 = 137,092 \text{ кВ};$$

Обрахуємо параметри втрат напруги на обмотках трансформатора на ПС №1:

$$\Delta U_{\text{тн-1}} = \frac{U_{\text{тв-1}}}{n \cdot S_{\text{ном-1}}} \cdot \left( P_1 \cdot \frac{\Delta P_{\text{к1}} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{\text{ном-1}}} - Q_1 \cdot \frac{u_{\text{к1}}}{100} \right) = \frac{110}{6,3} \cdot 7 \frac{44 \cdot 10^{-3}}{6,3} - \frac{-5,068}{1} \cdot \frac{10,5}{100} = 0,094 \text{ кВ};$$

Дозволений регульований спектр силового трансформатора на ПС №1 складе:

$$\Delta U_{\min-1} = \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_{\text{тв-1}}}{U_{\text{тв-1}}} \cdot (1 - \omega_{\text{в-1}}) + \Delta U_{\text{тн-1}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0,1602) + 0,094 = 92,281 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\max-3} = \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_{\text{тв-1}}}{U_{\text{тв-1}}} \cdot (1 + \omega_{\text{в-1}}) + \Delta U_{\text{тн-1}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0,1602) + 0,094 = 127,452 \text{ кВ};$$

Для всіх підстанцій 110 кВ проводиться аналіз дозволених регульовальних спектрів силових трансформаторів за методом, збіжним використаному для ПС-110/15. Здобутки обчислень надані в таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 – Дозволені регульовальні діапазони для трансформаторів на ПС

№ ПС	Тип трансформатора	Обмотка	$U_i$ , кВ	Потік потужності, МВА	$\Delta U_i$ , кВ	$U_{\min}$ , кВ	$U_{\max}$ , кВ
1	ТМН-6300/110	ВН	115	7+ j 5,068	0,094	92,281	127,452
2	ТДН-10000/110	ВН	115	9+ j 6,516	0,076	92,263	127,434

					ДПО205.141.003.ПЗ			Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				32

3	ТДТН-16000/110	ВН	115	16+ j10,333	8,343	101,921	137,092
		СН	38,5	12+ j7,437	0,27		
		НН	11	4+ j2,896	1,391		
4	ТДТН-16000/110	ВН	115	17+ j11,265	9,086	103,707	138,878
		СН	38,5	10+ j6,197	0,225		
		НН	11	7+ j5,068	2,434		
5	ТДТН-25000/110	ВН	115	25+ j16,119	8,293	101,906	137,077
		СН	38,5	19+ j11,775	0,245		
		НН	11	6+ j4,344	1,426		

Продовження таблиці 3.4 – Дозволені регульовальні діапазони для трансформаторів на ПС.

Зараз виконаємо обчислення значення напруги в пунктах системи. Візьмемо, що  $x_0 = 0,4$  ом/км, маємо рівень напруги на ПС №1:

$$U_1 = \sqrt{U_{БП}^2 - 2 \cdot (P_{0-1} \cdot r_{0-1} - Q_{0-1} \cdot x_{0-1})} = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (11,288 \cdot 7,808 - -7,853 \cdot 12,8)} = 113,347 \text{ кВ}$$

Подібно здійснюємо обчислення на всіх точок мережі. Знайдені результати надані в таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Ступені напруг у пунктах електричної мережі для 1 групи післяаварійних режимів

№ ПС	$U_i$ , кВ	Регульовальний діапазон	
		$U_{\min}$ , кВ	$U_{\max}$ , кВ
1	113,347	92,281	127,452
2	112,966	92,263	127,434
3	112,653	101,921	137,092
4	111,599	103,707	138,878
5	112,147	101,906	137,077

Анализ показав, що ступінь напруги в точках мережі відповідає дозволеним значенням. Це свідчить про те, що технічні обмеження, які визначаються першою групою післяаварійних режимів, виконані.

					ДПО205.141.003.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		33

Для перевірки здійснення обмежень другої групи післяаварійних режимів проводиться обрахунок поточкорозподілу потужностей в L-схемі мережі з вимкненою найнавантаженішою ділянкою. Узгоджено з таблицею 3.3, відключається ділянка 0-5. Результати обчислень представлені на рисунку 3.4..

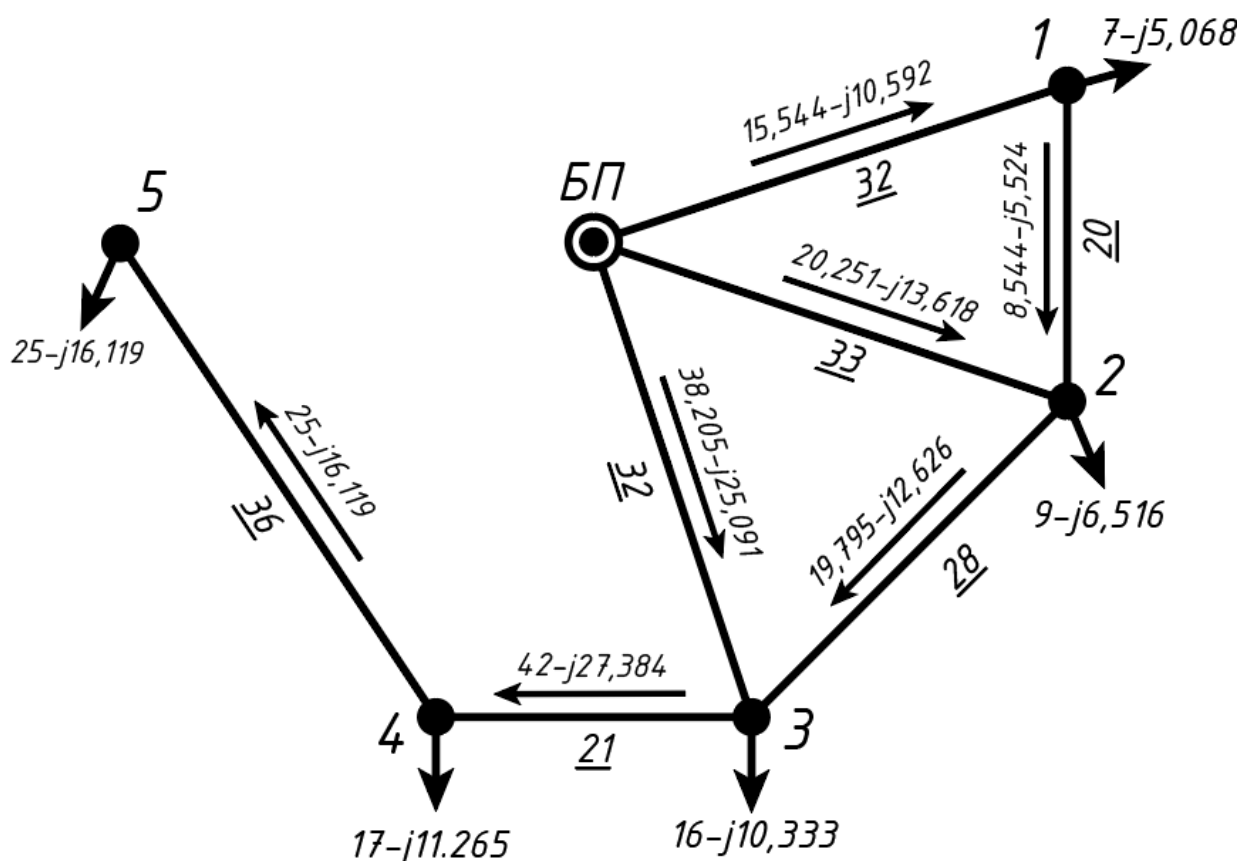


Рисунок 3.4 – Поточкорозподіл потужностей при відключеній ділянці 0-5

З метою перевірки дозволеного нагрівання проводів, обраховуємо струмові навантаження на ділянки мережі, враховуючи її роботу в післяаварійному режимі.

$$I_{0-1} = \frac{S_{0-1}^{av}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{15,544^2 + 10,592^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 98,724 \text{ А.}$$

Для ділянки 0-1, обладнаної проводом перерізом 240 мм<sup>2</sup>, згідно з нормами ПУЕ [3], допустимий тривалий струм являє 610 А. Обрахунки показують, що струмове навантаження на цій ділянці не перевищує дозволеного значення. Збіжні обчислення для інших ділянок мережі надані в таблиці 3.6..

Таблиця 3.6 – Перевірка проводів за тривалодопустимим струмом

Ділянка	Марка та переріз проводу, мм <sup>2</sup>	$I_i$ , А	$I_{доп}$ , А
0-1	АС-120/19	98,724	330
0-2	АС-185/29	128,089	510
0-3	АС-240/39	239,903	610
1-2	АС-120/19	53,4	330
2-3	АС-120/19	123,233	330
3-4	АС-185/29	263,161	510
4-5	АС-120/19	156,126	330

Згідно з даними таблиці 3.6, жодна ділянка мережі не перевантажена за струмом. Наступним кроком буде повірка допустимості викривлення напруги на шинах вищої напруги. Для цього буде проаналізована точка з найнижчим рівнем напруги, якою в даній конфігурації є точка 4:

$$U_5 = \sqrt{U_4^2 - 2 \cdot (P_{4-5} \cdot r_{4-5} - Q_{4-5} \cdot x_{4-5})} = \sqrt{107,512^2 - 2 \cdot (25 \cdot 8,784 - (-16,119) \cdot 14,4)} = 103,225 \text{ кВ.}$$

Відшукаймо дозволений регульовальний спектр силових трансформаторів на ПС №4:

$$\Delta U_{тв-5} = \frac{P_5}{n} \cdot \frac{\Delta P_{к-5} \cdot U_{тв-5} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{ном-5}^2} - \frac{Q_5}{n} \cdot \frac{U_{тв-5} \cdot u_{кв-5}}{100 \cdot S_{ном-5}} = \frac{25}{2} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{-16,119}{2} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{100 \cdot 25} = 4,146 \text{ кВ;}$$

$$\Delta U_{тс-5} = \frac{P_{сн-5}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{к-5} \cdot U_{тв-5} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{ном-5}^2} - \frac{Q_{сн-5}}{n} \cdot \frac{U_{тв-5} \cdot u_{кв-5}}{100 \cdot S_{ном-5}} = \frac{19}{2} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{-11,775}{2} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{100 \cdot 25} = 0,122 \text{ кВ;}$$

$$\Delta U_{тс-5} = \frac{P_{нн-5}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{к-5} \cdot U_{тв-5} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{ном-5}^2} - \frac{Q_{нн-5}}{n} \cdot \frac{U_{тв-5} \cdot u_{кв-5}}{100 \cdot S_{ном-5}} = \frac{6}{2} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{-4,344}{2} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{100 \cdot 25} = 0,713 \text{ кВ;}$$

Звідси маємо дозволений регульовальний діапазон:

									ДПО205.141.003.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						35



Значення індуктивного опору на ПС №2:

$$x_{m-2} = \frac{u_{кв-2} \cdot U_{мв-2}^2}{n \cdot S_{ном-2}} = \frac{10 \cdot 10,5 \cdot 115^2}{2 \cdot 10000} = 69,431 \text{ Ом};$$

Обчислимо значення активної та індуктивної провідності блоку на ПС №3:

$$g_{m-2} = \frac{n \cdot \Delta P_{xx2}}{U_{мв-2}^2} = \frac{2 \cdot 14 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 2,117 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$b_{m-2} = -\frac{n \cdot I_{xx2} \cdot S_{ном-2}}{U_{мв-2}^2} = \frac{2 \cdot 0,7 \cdot 10000 \cdot 10^{-5}}{115^2} = -10,56 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

Подібні обчислення виконуємо для інших блоків ПС-110 кВ. Здобутки надані в таблиці 3.7.

Таблица 3.7 - Виміри схем заміщення блоків трансформаторів на ПС-110 кВ

№ ПС	Кількість та тип трансформаторів	Опір, Ом					Повна провідність, мкСм
		$r_m$	$x_m$	$x_\theta$	$x_c$	$x_H$	
1	2хТМН-6300/110	7,331	110,208	-	-	-	1,739-j7,622
2	2хТДН-10000/110	3,967	69,431	-	-	-	2,117-j10,586
3	2хТДТН-16000/110	1,292	-	44,428	0	25,83	3,478-j24,197
4	2хТДТН-16000/110	1,292	-	44,428	0	25,83	3,478-j24,197
5	2хТДТН-25000/110	0,741	-	28,434	0	17,854	4,688-j26,465

Наступним кроком буде обрахунок погонного реактивного опору для проводів ділянок електропередавання з перерізом 120 мм<sup>2</sup>, 185 мм<sup>2</sup> та 240 мм<sup>2</sup>. Цей параметр є вагомою складовою схеми заміщення проводів:

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

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

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

Зараз здійснимо обрахунок ємнісної провідності до перерізів проводів 120, 185 та 240 мм<sup>2</sup>:

					ДПО205.141.003.ПЗ	Арк.
						37
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$b_{0(120)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{120}}\right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{15,2}\right)} = 2,69 \text{ мкСм/км};$$

$$b_{0(185)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{185}}\right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{18,8}\right)} = 2,781 \text{ мкСм/км.}$$

$$b_{0(240)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{240}}\right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{21,6}\right)} = 2,844 \text{ мкСм/км}$$

Здійснимо обрахунок активного та реактивного опору і реактивної провідності ділянки 0-1:

$$r_{0-1} = r_{0(120)} \cdot L_{0-1} = 0,118 \cdot 32 = 7,808 \text{ Ом};$$

$$x_{0-1} = x_{0(120)} \cdot L_{0-1} = 0,403 \cdot 32 = 13,588 \text{ Ом.}$$

$$b_{0-1} = b_{0(120)} \cdot L_{0-1} = 2,84 \cdot 10^{-6} \cdot 32 = 86,07 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Тому повний опір та повна провідність ділянки 0-1 є:

$$\underline{Z}_{0-1} = r_{0-1} + j \cdot x_{0-1} = 7,808 + j13,588 \text{ Ом};$$

$$\underline{Y}_{0-1} = g_{0-1} + j \cdot b_{0-1} = 0 + j86,07 \text{ мкСм.}$$

Аналогічно обраховуємо параметри і для інших ділянок ПЛ-110 кВ. Здобутки надані в таблиці 3.8.

Таблиця 3.8 – Параметри схем заміщення ділянок мережі

ПЛ	Марка проводів	Довжина ПЛ, L, км	Повний опір $\underline{Z}_l$ , Ом	Повна провідність, $\underline{Y}_l$ , мкСм
0-1	АС-120/19	32	7,808+j13,588	0+j86,07
0-2	АС-185/29	33	5,148+j13,571	0+j91,766
0-3	АС-240/39	32	3,776+j12,88	0+j90,998
0-5	АС-240/39	30	3,54+j12,75	0+j85,311
1-2	АС-120/19	20	4,88+j8,493	0+j53,794
2-3	АС-120/19	28	6,832+j11,89	0+j75,312
3-4	АС-185/29	21	3,276+j8,636	0+j58,397
4-5	АС-120/19	36	8,784+j15,287	0+j96,829

Для початку обрахуємо приведені навантаження на ПС-110 кВ, розпочавши з ПС №2. Обчислимо коефіцієнти завантаження трансформаторів, які встановлені на даній підстанції:

					ДПО205.141.003.ПЗ	Арк.
						38
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\beta_2 = \frac{S_{\max-2}}{n \cdot S_{\text{ном-2}}} = \frac{11,111 \cdot 10^3}{2 \cdot 16000} = 0,556;$$

Надамо обчислення втрат потужності в блоці трансформаторів на ПС №2:

$$\Delta P_{\text{tz-2}} = n \cdot \Delta P_{\kappa 2} \cdot \beta_2^2 = 2 \cdot 60 \cdot 0,556^2 = 18,519 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\text{tz-2}} = -n \cdot S_{\text{ном-2}} \cdot \beta_2^2 \cdot U_{\kappa 2} = -2 \cdot 10000 \cdot (0,556^2 \times 10,5 \cdot 10^{-2}) = 622,364 \text{ кВт}.$$

Звідси параметри приведення навантаження ПС №2 складе:

$$\dot{S}_{\text{np-2}} = \dot{S}_{\max-2} + \Delta P_{\text{tz-2}} + j\Delta Q_{\text{tz-2}} = 9 - j6,516 + 18,519 + j(-648,148) = 9,019 - j7,164 \text{ МВА}.$$

Визначемо приведені навантаження ПС №3. Обчислимо коефіцієнти навантаження трансформаторів:

$$\beta_{\text{вн-3}} = \frac{S_{\text{вн-3}}}{n \cdot S_{\text{ном-3}}} = \frac{\sqrt{16^2 + 10,333^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 16000} = 0,611;$$

$$\beta_{\text{сн-3}} = \frac{S_{\text{сн-3}}}{n \cdot S_{\text{ном-3}}} = \frac{\sqrt{12^2 + 7,437^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 16000} = 0,441;$$

$$\beta_{\text{нн-3}} = \frac{S_{\text{нн-3}}}{n \cdot S_{\text{ном-3}}} = \frac{\sqrt{4^2 + 2,896^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 16000} = 0,156.$$

Зараз обрахуємо збитки потужності з двох трансформаторів:

$$\Delta P_{\text{tz-3}} = \frac{n \cdot \Delta P_{\kappa 3}}{2} \cdot (\beta_{\text{вн-3}}^2 + \beta_{\text{сн-3}}^2 + \beta_{\text{нн-3}}^2) = \frac{2 \cdot 100}{2} \cdot (0,595^2 + 0,441^2 + 0,156^2) = 57,272 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\text{tz-3}} = -n \cdot S_{\text{ном-3}} \cdot (\beta_{\text{вн-3}}^2 \cdot u_{\kappa\text{в-3}} + \beta_{\text{сн-3}}^2 \cdot u_{\kappa\text{с-3}} + \beta_{\text{нн-3}}^2 \cdot u_{\kappa\text{н-3}}) = -2 \cdot 16000 \cdot (0,595^2 \times 10,75 + 0,441^2 \cdot 0 + 0,156^2 \cdot 6,25) \cdot 10^{-2} = -1266,305 \text{ кВар}.$$

Тоді надане навантаження являє:

$$\dot{S}_{\text{np-1}} = \dot{S}_{\max-1} + \Delta P_{\text{tz-1}} + j\Delta Q_{\text{tz-1}} = 16 - j10,333 + (57,272 + j(-1266,305)) \cdot 10^{-3} = 16,057 - j11,599 \text{ МВА}.$$

Аналогічно робимо обрахунки і для інших ПС-110 кВ. Здобутки обчислень надані в таблиці 3.9.

					ДПО205.141.003.ПЗ	Арк.
						39
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.9 – Здобутки обрахунку приведених навантажень ПС-110 кВ

№ ПС	Задана потужність, $\dot{S}_{зад}$ , МВА	Втрати потужності, $\Delta\dot{S}_{тз}$ , МВА	Приведене навантаження $\dot{S}_{пр}$ , МВА
1	7-j5,068	0,021-j0,622	7,021-j5,69
2	9-j6,516	0,019-j0,648	9,019-j7,164
3	16-j10,333	0,057-j1,266	16,057-j11,599
4	17-j11,265	0,061-j1,543	17,061-j12,808
5	25-j16,119	0,081-j1,976	25,081-j18,096

Зробимо обчислення збірних еквівалентних провідностей для пунктів РЕМ-110 кВ. Для пункту 1 отримуємо:

$$\underline{Y}_1 = \underline{Y}_{m-1} + 0,5 \cdot (\underline{Y}_{0-1} + \underline{Y}_{1-2}) = 1,739 \cdot 10^{-6} - j7,622 \cdot 10^{-6} + 0,5 \cdot (53,794 \cdot 10^{-6} + +86,07 \cdot 10^{-6}) = 1,739 \cdot 10^{-6} + j62,31 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

Подібно доводимо обчислення для всіх пунктів РЕМ-110 кВ. Здобутки наданні в таблиці 3.10.

Таблиця 3.10 – Збірні еквівалентні провідності пунктів РЕМ-110 кВ

Номер пункту	Еквівалентна провідність, $\underline{Y}_i$ , мкСм
1	1,739+j62,31
2	2,117+j99,85
3	3,478+j88,157
4	3,478+j53,416
5	4,688+j64,605
БП	j177,073

Розрахункова схема РЕМ-110 кВ показана на рисунку 3.5.

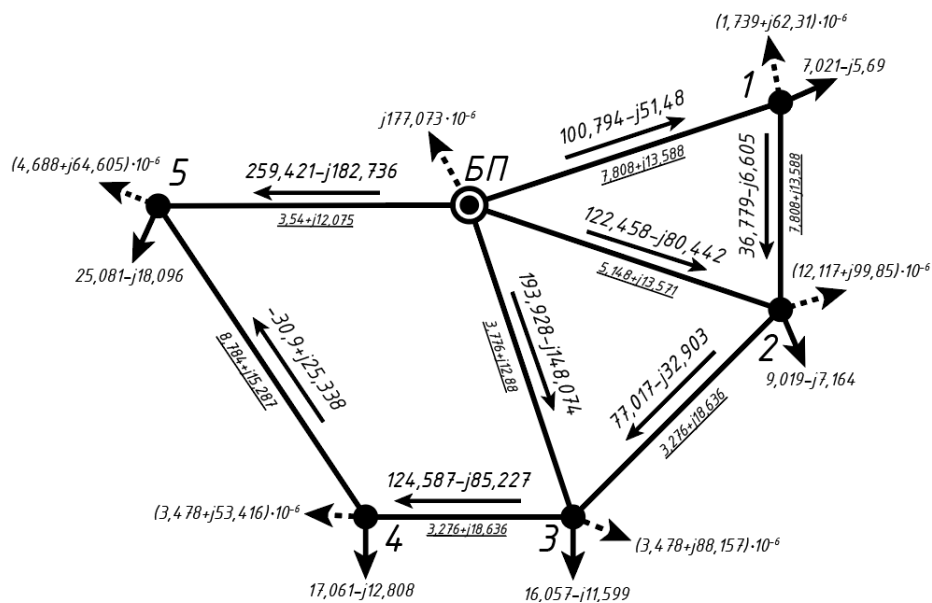


Рисунок 3.5 – Розрахункова схема РЕМ-110 кВ

### 3.5 Обчислення режиму максимальних навантажень роботи системи

Обчислення режимних параметрів мережі будемо доводити за допомогою методу контурних рівнянь у струмах. Для цього на початку потрібно поставити вихідні наближення значень напруг у вузлах мережі.:

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

Розрахуємо значення власних і взаємних контурних опорів:

$$\underline{Z}_I = \underline{Z}_{0-1} + \underline{Z}_{0-2} + \underline{Z}_{1-2} = 3,776 + j12,88 + 4,838 + j16,503 + 5,368 + j9,342 = 17,836 + j35,652 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{II} = \underline{Z}_{0-2} + \underline{Z}_{0-4} + \underline{Z}_{2-3} + \underline{Z}_{3-4} = 15,756 + j16,503 + 3,776 + j12,88 + 5,368 + j9,342 + 3,416 + j5,945 = 15,756 + j38,341 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{III} = \underline{Z}_{0-4} + \underline{Z}_{0-5} + \underline{Z}_{4-5} = 3,776 + j12,88 + 3,304 + j11,27 + 7,808 + j13,588 = 19,376 + j48,878 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{I-II} = \underline{Z}_{0-2} = 5,148 + j13,571 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{I-III} = 0 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{II-I} = \underline{Z}_{0-2} = 5,148 + j13,571 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{III-I} = 0 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{II-III} = \underline{Z}_{0-3} = 3,776 + j12,88 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{III-II} = \underline{Z}_{0-3} = 3,776 + j12,88 \text{ Ом};$$

Перша ітерація

Обрахуємо струми навантажень у пунктах мережі, для 1 пункту струм рівний:

$$\begin{aligned} \dot{I}_{p1}^{(1)} &= \frac{\dot{S}_{np-1}}{\hat{U}_1^{(0)}} + Y_1 \cdot \dot{U}_1^{(0)} = \frac{7,021 - j5,69}{110} + (1,739 + j62,31)10^{-6} \cdot 110 = \\ &= 64,016 - j44,876 \text{ А} \end{aligned}$$

Також виконуємо розрахунки для всіх пунктів, результати надані у таблицю.

3.11.

					ДПО205.141.003.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		41

Таблиця 3.11 – Струми навантаження пунктів електричної мережі на першій ітерації

Пункт №	Значення струму навантаження, $\dot{I}_n, \text{A}$
1	64,016-j44,876
2	82,219-j54,144
3	146,358-j95,75
4	155,486-j110,566
5	228,521-j157,398

Найдемо поточкорозподіл струмів в умовно розімкненій мережі першим законом Кірхгофа:

$$\dot{I}_{np0-1}^{(1)} = \dot{I}_{p1}^{(1)} = 64,016 - j44,876 \text{ A};$$

$$\dot{I}_{np0-2}^{(1)} = \dot{I}_{p2}^{(1)} = 82,219 - j54,144 \text{ A};$$

$$\dot{I}_{np0-5}^{(1)} = \dot{I}_{p5}^{(1)} = 228,521 - j157,398 \text{ A};$$

$$\dot{I}_{np3-4}^{(1)} = \dot{I}_{p4}^{(1)} = 155,486 - j110,566 \text{ A};$$

$$\dot{I}_{np0-3}^{(1)} = \dot{I}_{np3-4}^{(1)} + \dot{I}_{p3}^{(1)} = 155,486 - j110,566 + 146,358 - j95,75 = 301,844 - j206,314 \text{ A};$$

Здобутки обрахунку маємо на рисунку 3.6.

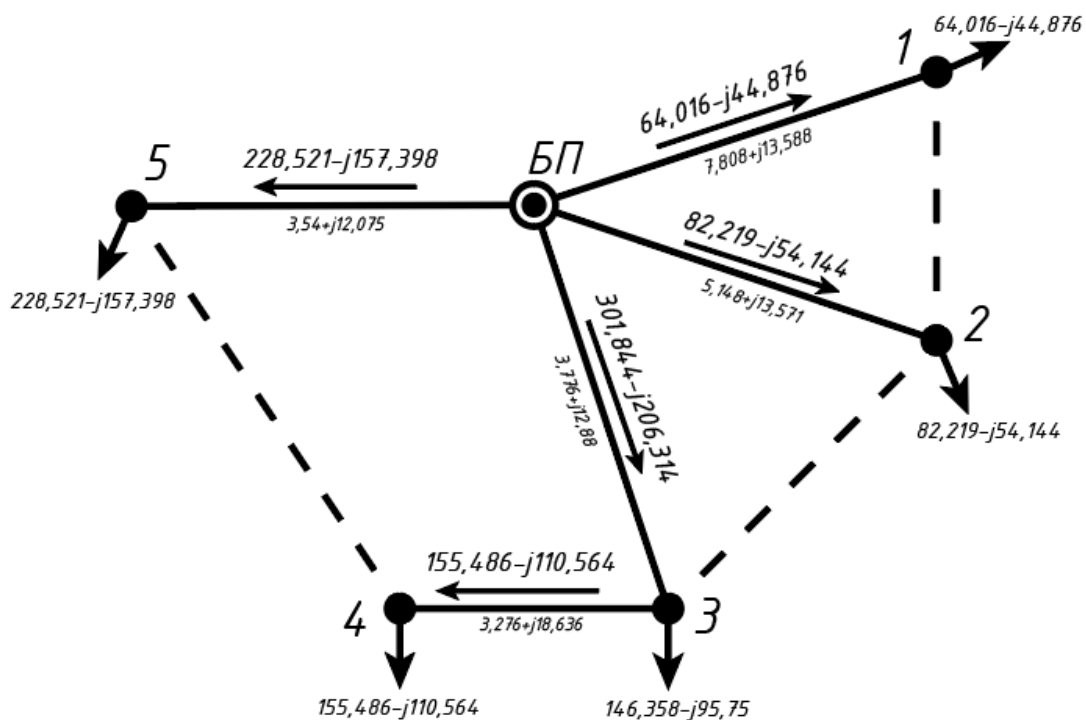


Рисунок 3.6 – Струмозподіл по гілкам умовно розімкненої мережі на першій ітерації



Результати проведеної перевірки говорять про те, що розрахунки виконані коректно. Наступним кроком буде визначення рівнів напруг у вузлах мережі:

$$\begin{aligned}\dot{U}_1^{(1)} &= U_{БП} - \dot{I}_{0-1}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-1} = 115 - (100,794 - j51,48) \cdot (3,776 + j12,88) = \\ &= 113,513 - j0,968 \text{ кВ};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{U}_2^{(1)} &= U_{БП} - \dot{I}_{0-2}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-2} = 115 - (122,458 - j80,442) \cdot (16,503 + j5,368) = \\ &= 113,278 - j1,248 \text{ кВ};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{U}_3^{(1)} &= \dot{U}_{БП}^{(1)} - \dot{I}_{0-3}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-3} = 115 - (72,283 - j57,536) \times \\ &\times (5,368 + j9,342) = 112,361 - j1,939 \text{ кВ};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{U}_4^{(1)} &= U_3 - \dot{I}_{3-4}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{3-4} = (112,361 - j1,939) - (124,587 - j85,227) \cdot (3,416 + j5,945) = \\ &= 111,216 - j2,735 \text{ кВ};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{U}_5^{(1)} &= U_{БП} - \dot{I}_{0-5}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-5} = 115 - (259,421 - j182,736) \cdot (3,304 + j11,27) = \\ &= 111,875 - j2,486 \text{ кВ}.\end{aligned}$$

Обрахунок втрат потужностей в системі на першій ітерації:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\Sigma}^{(1)} &= \hat{U}_{БП} \cdot (\dot{I}_{0-1}^{(1)} + \dot{I}_{0-2}^{(1)} + \dot{I}_{0-4}^{(1)} + \dot{I}_{0-5}^{(1)}) + \underline{Y}_{БП} \cdot U_{БП}^2 - (\dot{S}_{1-\max} + \dot{S}_{2-\max} + \dot{S}_{3-\max} + \\ &+ \dot{S}_{4-\max} + \dot{S}_{5-\max}) = 115 \cdot (100,794 - j51,48 + 122,458 - j80,442 + \\ &+ 193,928 - j148,074 + 259,421 - j182,736) + j177,073 \cdot 10^{-6} \cdot 115^2 - (7 - j5,068 + \\ &+ 9 - j6,516 + 16 - j10,333 + 17 - j11,265 + 25 - j16,119) = 3,809 - j1,571 \text{ МВА}.\end{aligned}$$

Дані першої ітерації обчислення максимальних навантажень на мережу надані на рисунку 3.7.

					ДПО205.141.003.ПЗ	Арк.
						44
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



Застосуємо перший закон Кірхгофа для визначення розподілу струмів в умовно розімкненій мережі:

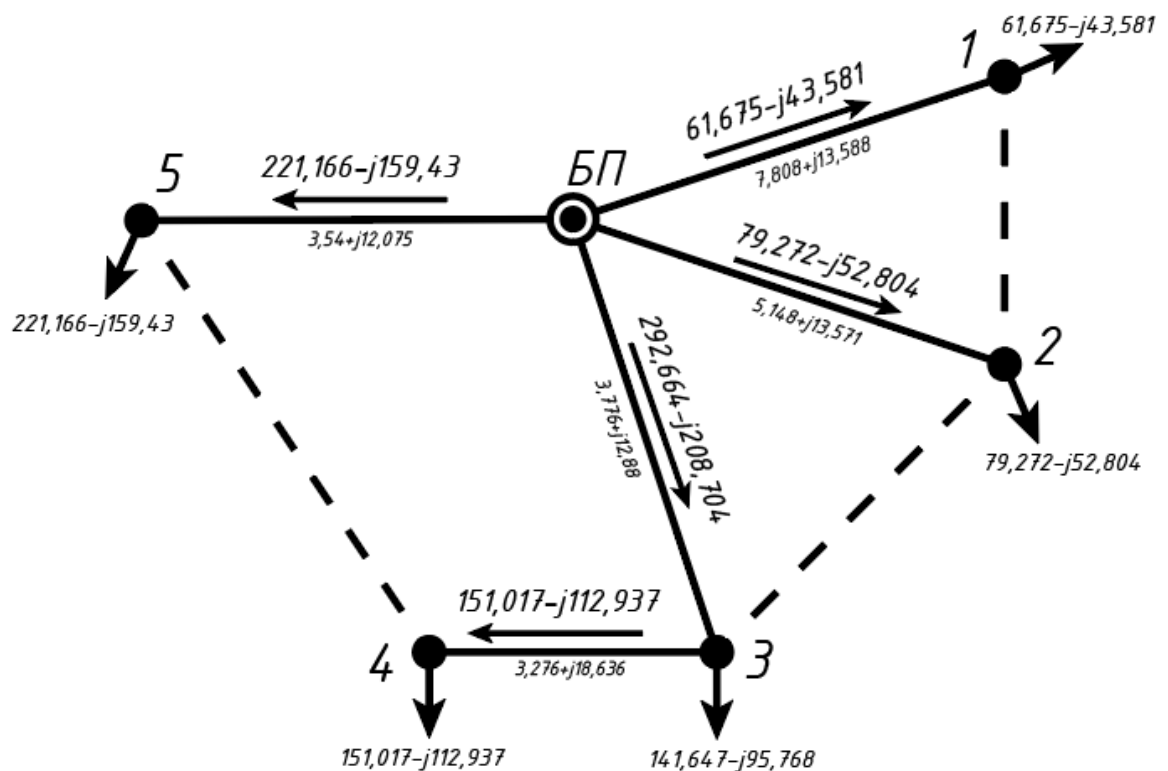
$$\dot{i}_{np0-1}^{(2)} = \dot{i}_{p1}^{(2)} = 61,675 - j43,581 \text{ A};$$

$$\dot{i}_{np0-2}^{(2)} = \dot{i}_{p2}^{(2)} = 79,272 - j52,804 \text{ A};$$

$$\dot{i}_{np0-5}^{(2)} = \dot{i}_{p5}^{(2)} = 221,166 - j159,43 \text{ A};$$

$$\dot{i}_{np3-4}^{(2)} = \dot{i}_{p4}^{(2)} = 151,017 - j112,937 \text{ A};$$

$$\dot{i}_{np0-4}^{(2)} = \dot{i}_{np3-4}^{(2)} + \dot{i}_{p3}^{(2)} = 1151,017 - j112,937 + 141,647 - j92,768 = 292,664 - j208,704 \text{ A}$$



Результат даного обчислення надані на рисунку 3.8.

Рисунок 3.8 – Струморозподіл по ділянкам умовно розімкненої мережі на другій ітерації

Складемо систему рівнянь за методом контурних струмів для проведення подальших обрахунків:

$$\begin{cases} \dot{i}_{np0-1}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-1} - \dot{i}_{np0-2}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-2} = -\dot{i}_I^{(2)} \cdot \underline{Z}_I + \dot{i}_{II}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{I-II} + \dot{i}_{III}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{I-III}; \\ \dot{i}_{np0-2}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-2} - \dot{i}_{np0-3}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-3} = -\dot{i}_{II}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{II} + \dot{i}_I^{(2)} \cdot \underline{Z}_{II-I} + \dot{i}_{III}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{II-III}; \\ \dot{i}_{np0-3}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-3} - \dot{i}_{poz0-5}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-5} + \dot{i}_{np3-4}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{3-4} = -\dot{i}_{III}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{III} + \dot{i}_I^{(2)} \cdot \underline{Z}_{I-III} + \dot{i}_{II}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{II-III}. \end{cases}$$

Тоді параметри контурних струмів:

$$\dot{i}_I^{(2)} = 35,959 - j7,499 \text{ А}; \quad \dot{i}_{II}^{(2)} = 75,203 - j34,677 \text{ А}; \quad \dot{i}_{III}^{(2)} = -29,971 + j25,449 \text{ А}.$$

На основі значень контурних струмів, отриманих на першій ітерації, обрахуємо розподіл струмів по ділянках мережі:

$$\dot{i}_{0-1}^{(2)} = \dot{i}_{np0-1}^{(2)} + \dot{i}_I^{(2)} = 61,675 - j43,581 + 35,959 - j7,499 = 97,634 - j51,08 \text{ А};$$

$$\begin{aligned} \dot{i}_{0-2}^{(2)} &= \dot{i}_{np0-2}^{(2)} + \dot{i}_{II}^{(2)} - \dot{i}_I^{(2)} = 79,272 - j52,804 + 75,203 - j34,677 - \\ &- (35,959 - j7,499) = 118,516 - j79,983 \text{ А}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{i}_{0-3}^{(2)} &= \dot{i}_{np0-3}^{(2)} + \dot{i}_{III}^{(2)} - \dot{i}_{II}^{(2)} = 292,664 - j208,704 + (-29,971 + j25,449) - \\ &- (75,203 - j34,677) = 187,49 - j148,578 \text{ А}; \end{aligned}$$

$$\dot{i}_{0-5}^{(2)} = \dot{i}_{np0-5}^{(2)} - \dot{i}_{III}^{(2)} = 221,166 - j159,43 - (-29,971 + j25,449) = 251,137 - j184,88 \text{ А};$$

$$\dot{i}_{1-2}^{(2)} = \dot{i}_I^{(2)} = 35,959 - j7,499 \text{ А};$$

$$\dot{i}_{2-3}^{(2)} = \dot{i}_{II}^{(2)} = 75,203 - j34,667 \text{ А};$$

$$\dot{i}_{3-4}^{(2)} = \dot{i}_{np3-4}^{(2)} - \dot{i}_{III}^{(2)} = 151,017 - j112,937 - 29,971 - j25,449 = 121,046 - j87,487 \text{ А};$$

$$\dot{i}_{4-5}^{(2)} = -\dot{i}_{III}^{(2)} = 29,971 - j25,449 \text{ А};$$

Зведені результати перевіримо завдяки другому закону Кірхгофа:

$$\begin{aligned} \dot{i}_{0-1}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-1} + \dot{i}_{1-2}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{1-2} - \dot{i}_{0-2}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-2} &= (197,634 - j51,08) \times \\ &\times (3,776 + j12,88) + (35,959 - j7,499) \cdot (5,368 + j9,342) - \\ &- (118,516 - j79,983) \cdot (16,503 + j5,368) = 0; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{i}_{0-2}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-2} + \dot{i}_{2-3}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{2-3} - \dot{i}_{0-3}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-3} &= (118,516 - j79,983) \times \\ &\times (4,838 + j16,503) + (75,203 - j34,667) \cdot (5,368 + j9,342) - \\ &- (187,49 - j148,578) \cdot (3,776 + j12,88) = 0; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{i}_{0-3}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-3} - \dot{i}_{0-5}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-5} + \dot{i}_{4-5}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{4-5} + \dot{i}_{3-4}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{3-4} &= (87,49 - j148,578) \cdot \\ &(3,776 + j12,88) - (251,137 - j184,88) \cdot (3,304 + j11,27) - (29,971 - j25,449) \times \\ &\times (7,808 + j13,588) + (121,046 - j87,487) \cdot (3,416 + j5,945) = 0. \end{aligned}$$

					ДПО205.141.003.ПЗ	Арк.
						47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Оскільки здобутки перевірки свідчать про вірність завершених обрахунків, перейдемо до знаходження значень напруг в пунктах мережі:

$$\begin{aligned}\dot{U}_1^{(2)} &= U_{БП} - \dot{I}_{0-1}^{(2)} \cdot Z_{0-1} = 115 - (197,249 - j145,396) \cdot (3,776 + j12,88) = \\ &= 113,554 - j0,928 \text{ кВ};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{U}_2^{(2)} &= U_{БП} - \dot{I}_{0-2}^{(2)} \cdot Z_{0-2} = 115 - (118,516 - j79,983) \cdot (16,503 + j5,368) = \\ &= 113,304 - j1,197 \text{ кВ};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{U}_3^{(2)} &= \dot{U}_{БП}^{(2)} - \dot{I}_{0-3}^{(2)} \cdot Z_{0-3} = 115 - (187,49 - j148,578) \cdot \\ &\cdot (3,776 + j12,88) = 112,378 - j1,854 \text{ кВ};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{U}_4^{(2)} &= U_3 - \dot{I}_{3-4}^{(2)} \cdot Z_{3-4} = (112,378 - j1,854) - (121,046 - j87,487) \cdot (3,416 + j5,945) = \\ &= 111,226 - j2,613 \text{ кВ};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{U}_5^{(2)} &= U_{БП} - \dot{I}_{0-5}^{(2)} \cdot Z_{0-5} = 115 - (251,137 - j184,88) \cdot (3,304 + j11,27) = \\ &= 111,879 - j2,378 \text{ кВ}.\end{aligned}$$

Порахунки затрат потужностей в системі на другій ітерації:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\Sigma}^{(2)} &= \hat{U}_{БП} \cdot (\dot{I}_{0-1}^{(2)} + \dot{I}_{0-2}^{(2)} + \dot{I}_{0-3}^{(2)} + \dot{I}_{0-5}^{(2)}) + Y_{БП} \cdot U_{БП}^2 - (\dot{S}_{1-\max} + \dot{S}_{2-\max} + \dot{S}_{3-\max} + \\ &+ \dot{S}_{4-\max} + \dot{S}_{5-\max}) = 115 \cdot (97,634 - j51,08 + 118,516 - j79,983 + \\ &+ 187,49 - j148,578 + 251,137 - j184,88) + j177,073 \cdot 10^{-6} \cdot 115^2 - (7 - j5,068 + \\ &+ 9 - j6,516 + 16 - j10,333 + 17 - j11,265 + 25 - j16,119) = 1,299 - j1,777 \text{ МВА}.\end{aligned}$$

На рисунку 3.7 представлені здобутки другої ітерації обчислень максимальних навантажень на мережу.

					ДПО205.141.003.ПЗ	Арк.
						48
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

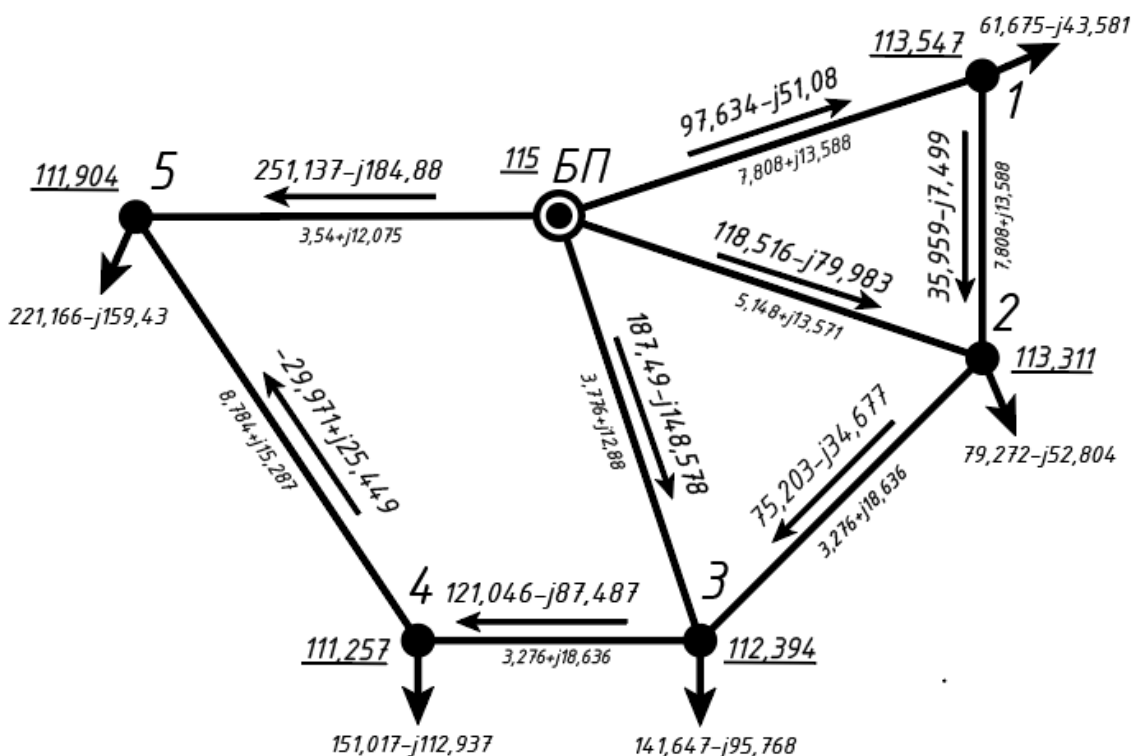


Рисунок 3.9 – Виміри роботи мережі за максимальних навантажень на другій ітерації

Обчислення всіх ітерацій надані в таблиці 3.13.

Таблиця 3.13 – Здобутки обчислення режиму максимальних навантажень РЕМ-110 кВ після другої ітерації:

Обчислювані величини	Номер ітерації		
	3	4	5
Струми навантаження в пунктах			
$\dot{I}_1, A$	61,674- j43,544	61,673- j43,544	61,674- j43,544
$\dot{I}_2, A$	79,278- j52,751	79,277- j52,751	79,277- j52,751
$\dot{I}_3, A$	141,699- j95,643	141,695- j95,644	141,695- j95,644
$\dot{I}_4, A$	151,132- j112,762	151,125- j112,763	151,125- j112,763
$\dot{I}_5, A$	221,318- j159,216	221,309- j159,217	221,309- j159,217
Струморозподіл по ділянкам			
$\dot{I}_{0-1}, A$	97,645- j51,005	97,643- j51,006	97,643- j51,006
$\dot{I}_{0-2}, A$	118,552- j79,882	118,549- j79,882	118,549- j79,882
$\dot{I}_{0-3}, A$	187,6- j148,398	187,593- j148,398	187,593- j148,398
$\dot{I}_{0-5}, A$	251,303- j184,631	251,293- j184,633	251,293- j184,633
$\dot{I}_{1-2}, A$	35,971- j7,461	35,97- j7,462	35,97- j7,462
$\dot{I}_{2-3}, A$	75,245- j34,592	75,242- j34,593	75,242- j34,593
$\dot{I}_{3-4}, A$	121,146- j 87,346	121,141- j87,348	121,141- j87,347
$\dot{I}_{4-5}, A$	-29,986+ j25,416	-29,985+ j25,416	-29,985+ j25,415

Рівень напруги в пунктах			
$\dot{U}_1, \text{кВ}$	113,545- j0,929	113,545- j0,929	113,545- j0,929
$\dot{U}_2, \text{кВ}$	113,306- j1,198	113,306- j1,198	113,306- j1,198
$\dot{U}_3, \text{кВ}$	112,38- j1,856	112,38- j1,856	112,38- j1,856
$\dot{U}_4, \text{кВ}$	111,229- j2,616	111,229- j2,616	111,229- j2,616
$\dot{U}_5, \text{кВ}$	111,881- j2,381	111,881- j2,381	111,881- j2,381
Перевірка завершення ітераційного процесу			
$\Delta \dot{S}_\Sigma$	0,079	0,003	0,00009

Зменшення сумарних втрат потужності між двома останніми ітераціями до 0,00015 МВА свідчить про те, що ітераційне обчислення завершено. Розрахуємо початки та кінці потужності ділянок:

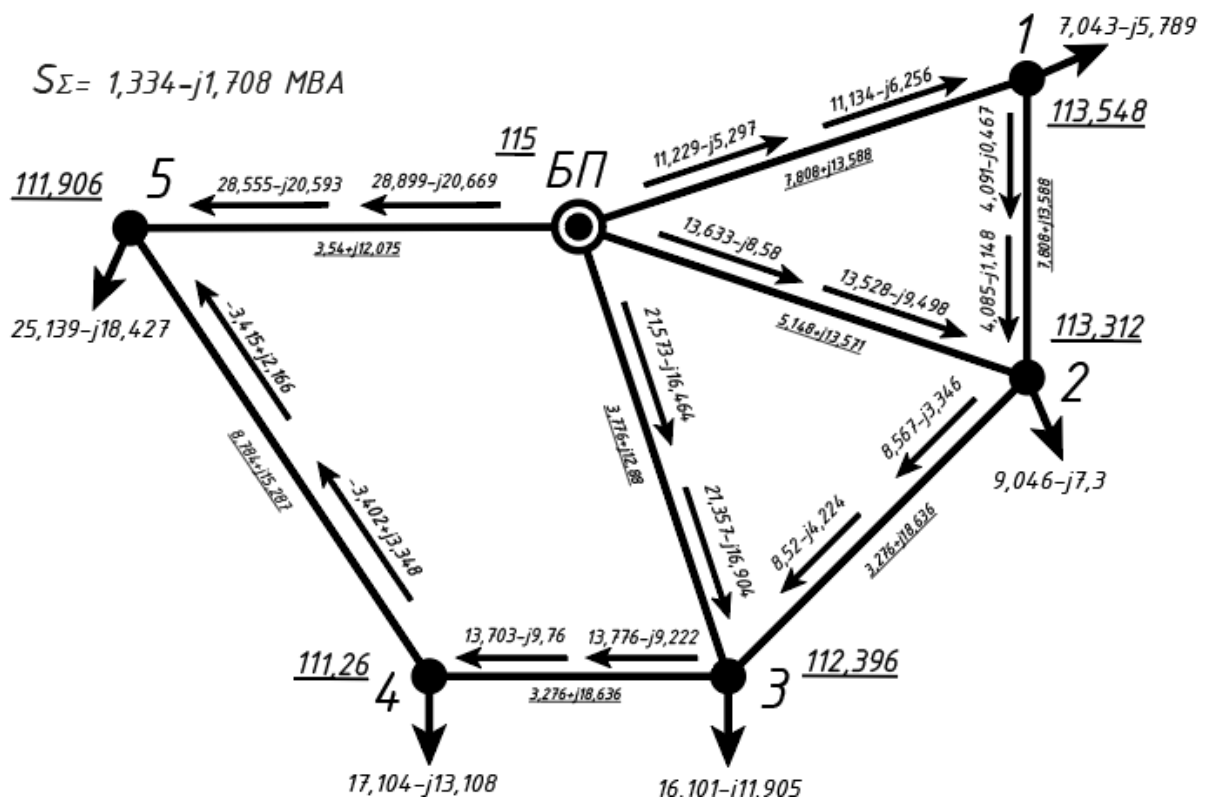
$$\dot{S}_{\text{поч}0-1} = \dot{I}_{0-1}^{(5)} \cdot \hat{U}_{\text{БП}} + 0,5 \cdot \underline{Y}_{0-1} \cdot U_{\text{БП}}^2 = (97,643 - j51,006) \cdot 115 + 0,5 \cdot (j86,07 \cdot 10^{-6}) \cdot 115^2 = 11,229 - j5,297 \text{ МВА}$$

$$\dot{S}_{\text{кін}0-1} = \dot{I}_{0-1}^{(5)} \cdot \hat{U}_1^{(5)} - 0,5 \cdot \underline{Y}_{0-1} \cdot U_1^{(5)2} = (97,643 - j51,006) \cdot (113,545 + j0,929) + 0,5 \cdot (j86,07 \cdot 10^{-6}) \cdot (113,548^2) = 11,134 - j6,256 \text{ МВА}$$

Обрахунки для інших ділянок наведені в таблиці 3.14.

Таблиця 3.14 - Потужності початків та кінців ділянок в режимі максимальних навантажень

Ділянка	Потужність, МВА		Ділянка	Потужність, МВА	
0-1	Початок	11,229- j5,297	1-2	Початок	4,091- j0,467
	Кінець	11,134- j6,256		Кінець	4,085- j1,148
0-2	Початок	13,633- j8,58	2-3	Початок	8,567- j3,346
	Кінець	13,528- j9,498		Кінець	8,52- j4,224
0-3	Початок	21,573- j16,464	4-3	Початок	13,776- j9,222
	Кінець	21,357- j16,904		Кінець	13,703- j9,76
0-5	Початок	28,899- j20,669	5-4	Початок	-3,402+ j3,348
	Кінець	28,555- j20,593		Кінець	-3,415+ j2,166



Обчислення режиму максимальних навантажень в РЕМ-110 кВ надані на рисунку 3.8.

Рисунок 3.10 – Здобутки обчислень параметрів режиму РЕМ-110 кВ при максимальному навантаженні

Згідно з здобткам обчислення, жодна з ділянок мережі не перевантажена за струмом.

Перейдемо до наступного етапу: обчислення положення регулювальних відгалужень РПН і ПБЗ для режиму максимальних навантажень РЕМ-110 кВ.

Мета регулювання - підтримувати задані рівні напруги на стороні СН (36,75 кВ) та НН (10,5 кВ).

Опрацюємо силові трансформатори, встановлені на ПС №2 та ПС №3.

Для обчислення втрат напруги в обмотках трансформаторів на ПС №2 спершу встановимо приведений рівень напруги на шинах НН двохобмоткового трансформатора в пункті 2:



$$N_{3-РПН\ баж} = \frac{1}{\omega_{0РПН}} \cdot \left( \frac{U_{нн-3} \cdot U_{ТН}}{U_{Т-16-В} \cdot U_{НН\ баж}} - 1 \right) = \frac{1}{0,0178} \cdot \left( \frac{106,761 \cdot 11}{115 \cdot 10,5} - 1 \right) = -0,027$$

$$N_{3-РПН\ баж} = -2$$

Фактична напруга на шинах НН є:

$$U_{НН-3}^{факт} = \frac{U_{нн-3} \cdot U_{ТН}}{U_{Т-16-В} \cdot (1 + N_{3РПН\ баж} \cdot \omega_{0РПН})} = \frac{106,761 \cdot 11}{115 \cdot (1 + (-2) \cdot 0,0178)} = 10,509 \text{ кВ.}$$

Тепер обрахуємо жадане положення відгалуження ПБЗ:

$$N_{3-ПБЗ\ баж} = \frac{1}{\omega_{0ПБЗ}} \cdot \left( \frac{U_{СН-баж} \cdot U_{Т-16-В} \cdot (1 + N_{3-РПН\ баж} \cdot \omega_{0РПН})}{U_{нс-3} \cdot U_{ТС}} - 1 \right) = \frac{1}{0,025} \times$$

$$\times \left( \frac{36,75 \cdot 115 \cdot (1 + (-2) \cdot 0,0178)}{106,761 \cdot 38,5} \right) = -0,557;$$

$$N_{1-ПБЗ\ баж} = -1.$$

Звідси реальна напруга на шинах СН становить:

$$U_{СН-3}^{факт} = \frac{U_{нс-3} \cdot U_{ТС} \cdot (1 + N_{3-ПБЗ\ баж} \cdot \omega_{0ПБЗ})}{U_{Т-16-В} \cdot (1 + N_{3-РПН\ баж} \cdot \omega_{0РПН})} = \frac{106,761 \cdot 38,5 \cdot (1 + (-1) \cdot 0,025)}{115 \cdot (1 + (-2) \cdot 0,0178)} =$$

$$= 36,338 \text{ кВ.}$$

Подібно проводимо обчислення для всіх пунктів, здобуті результати надані в таблиці 3.15.

Таблиця 3.15 – Здобутки розрахунку положення відгалуджень РПН і ПБЗ

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	113,548	-1	-	-	10,49
2	113,312	-1	-	-	10,59
3	112,396	-2	-1	36,338	10,589
4	111,26	-3	-1	36,45	10,56
5	111,906	-2	0	37,119	10,542

### 3.6 Обчислення режиму мінімальних навантажень РЕМ-110 кВ

Враховуючи зменшення навантаження в пунктах мережі на коефіцієнт  $\alpha=0,61$  для поточного режиму роботи та фіксацію напруги на шинах БП на рівні 110 кВ,

									ДПО205.141.003.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						53

проведемо перерахунок активної та реактивної потужності навантаження в ПС №1:

$$P_{1-CH}^{\min} = 0,61 \cdot P_{1-CH} = 0,61 \cdot 0 = 0 \text{ МВА};$$

$$P_{1-НН}^{\min} = 0,61 \cdot P_{1-НН} = 0,61 \cdot 7 = 4,27 \text{ МВА};$$

$$Q_{1-CH}^{\min} = -P_{1-CH}^{\min} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{CH} = 0 \cdot \operatorname{tg}(35,509^\circ) = 0 \text{ МВА};$$

$$Q_{1-НН}^{\min} = -P_{1-НН}^{\min} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{НН} = -4,27 \cdot \operatorname{tg}(41,481^\circ) = -3,091 \text{ МВА};$$

Загальне навантаження маємо:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{1-\min} &= P_{1-CH}^{\min} + P_{1-НН}^{\min} + j(Q_{1-CH}^{\min} + Q_{1-НН}^{\min}) = 4,27 + 0 + j(-4,166 - 2,79) = \\ &= 4,27 - j3,091 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

Обчислення для всіх ділянок надані в таблиці 3.16.

Таблиця 3.16 – Навантаження пунктів у режимі мінімальних навантажень

ПС №	$\dot{S}_{1-\min}$ , МВА
1	4,27-j3,091
2	5,49-j3,975
3	9,76-j6,303
4	10,37-j6,872
5	15,25-j9,833

Дізнаємося чи можливе виключення одного з трансформаторів на ПС №1. Для обмоток силових трансформаторів у першому пункті, сума квадратів потужностей є:

$$\begin{aligned} \sum(S_1^2) &= (S_{1-ВН}^{\min})^2 + (S_{1-CH}^{\min})^2 + (S_{1-НН}^{\min})^2 = (5,272^2) + (0^2) + (5,272^2) = \\ &= 55,58 \text{ МВА}^2; \end{aligned}$$

Важливість критичного навантаження для трансформатора на ПС №1 являє:

$$S_{кр-1} = \frac{4 \cdot \Delta P_{xx-1} \cdot S_{ном-1}^2}{\Delta P_{к-1}} = \frac{4 \cdot 11,5 \cdot 6,3^2}{44} = 41,494 \text{ МВА}^2.$$

Сума квадратів модулів потужностей обмоток силових трансформаторів менша, ніж значення критичного навантаження для одного трансформатора. Розрахунки показали, що потужність одного трансформатора в блоці на ПС №1 достатня для забезпечення потреб споживачів. Аналогічні здобутки отримані для більшості інших ПС у таблиці 3.17.

					ДП0205.141.003.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		54

Таблиця 3.17 – Число некомутованих трансформаторів і у режимі мінімальних навантажень

ПС №	Тип трансформатора	$\sum( S ^2), MVA$	$S_{кр}, MVA$	Кількість працюючих трансформаторів
1	2×ТМН-6300/110	55,58	41,494	2
2	2×ТДН-10000/110	91,877	93,333	1
3	2×ТДТН-16000/110	218,223	235,52	1
4	2×ТДТН-16000/110	234,051	235,52	1
5	2×ТДТН-25000/110	535,581	553,571	1

В результаті проведених обчислень стало зрозуміло, що на ПС, зазначеній у пункті 1, можна відключити один з трансформаторів. Наразі ми переходимо до наступного етапу: ітеративного обчислення режимних значень для режиму мінімальних навантажень. Вилучені здобутки надані в таблиці 3.18

Утрати потужності на кінцевій ітерації є:

$$\dot{S}_{\Sigma}^{(4)} = 0.602 + j4.683 \text{ MVA.}$$

Аналіз показав, що всі пункти є в межах звичайного режиму роботи мережі, а жодна гілка не перевантажена струмом.

Наступним кроком буде обчислення поточкорозподілу потужності по гілках схеми, подібно до попередніх обчислень. Здобутки цих обчислень надані в таблиці 3.19

Таблиця 3.18 – Здобутки обчислень показників РЕМ-110 кВ у мінімальному режимі роботи

Обчислювані величини	Номер ітерації			
	1	2	3	4
Струми навантаження в пунктах мережі				
$\dot{I}_1, A$	39,08- j23,355	39,241- j23,861	39,248- j23,867	39,248- j23,867
$\dot{I}_2, A$	50,151- j28,953	50,381- j29,78	50,392- j29,791	50,392- j29,791
$\dot{I}_3, A$	89,306- j54,84	89,896- j56,906	89,933- j56,935	89,934- j56,936
$\dot{I}_4, A$	94,88- j65,704	95,648- j68,807	95,708- j68,854	95,709- j68,856
$\dot{I}_5, A$	139,44- j67,454	140,484- j70,808	140,553- j70,852	140,553- j70,853
Струмозподіл ділянками мережі				
$\dot{I}_{0-1}, A$	60,889- j26,662	61,37- j27,7	61,39- j27,711	61,39- j27,712
$\dot{I}_{0-2}, A$	74,535- j43,366	75,026- j44,942	75,054- j44,963	75,055- j44,964
$\dot{I}_{0-3}, A$	118,377- j81,639	119,045- j84,79	119,1- j84,838	119,101- j84,839

ДПО205.141.003.ПЗ					Арк.
55					
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	



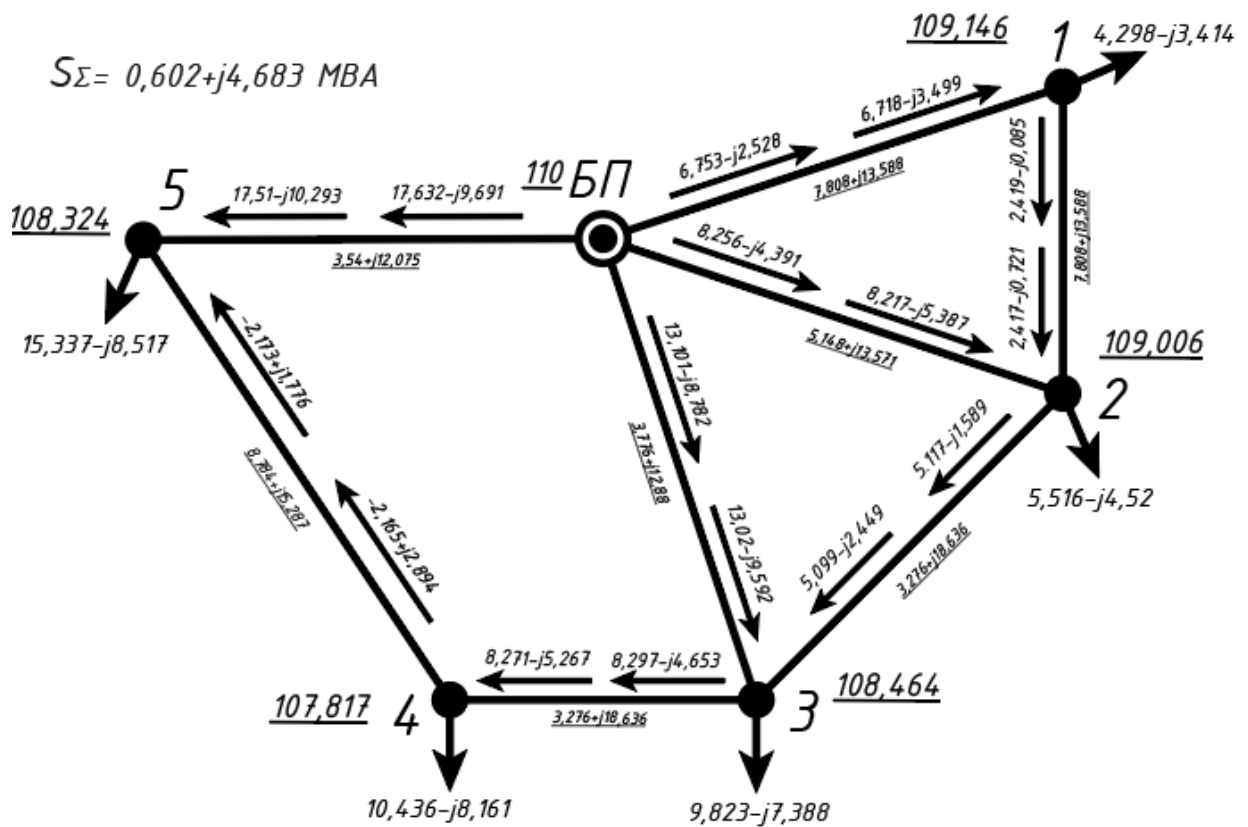


Рисунок 3.11 - Параметри РЕМ-110 кВ при роботі на мінімальному навантаженні

Наступним кроком буде обчислення положень регулювальних відгалужень РПН і ПБЗ у трансформаторах для режиму мінімальних навантажень.

Цільові значення напруги на стороні СН та НН становлять 36,75 кВ та 10,5 кВ відповідно.

Таблиця 3.20 – Здобутки обчислення положення відгалуджень РПН і ПБЗ

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	109,146	-3	-	-	10,669
2	109,006	-4	-	-	10,622
3	108,464	-5	-1	36,544	10,628
4	107,817	-6	-1	36,795	10,618
5	108,324	-4	-1	36,366	10,574

### 3.7 Обчислення режиму післяаварійної роботи РЕМ-110 кВ

Проведемо моделювання роботи мережі після відключення найбільш навантаженої гілки в режимі максимальних навантажень.

Для цього буде вимкнено вітку 0-5, яка має одноколову лінію з перерізом АС-240/39 та по якій протікає струм 311,645 А.

Зважаючи на зміну конфігурації схеми мережі, буде виконано перерахунок власних провідностей пункту №5 та балансууючого пункту:

$$\underline{Y}_{БП} = 0,5 \cdot (\underline{Y}_{0-3} + \underline{Y}_{0-2} + \underline{Y}_{0-1}) = 0,5 \cdot (j90,998 + j91,766 + j86,07) \cdot 10^{-6} = j134,417 \text{ См}$$

$$\underline{Y}_5 = \underline{Y}_{m-5} + 0,5 \cdot (\underline{Y}_{4-5}) = (2,344 - j13,233) \cdot 10^{-6} + 0,5 \cdot (j96,829) \cdot 10^{-6} = (4,688 + j21,95) \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

Розрахуємо значення власних і взаємних контурних опорів:

$$\underline{Z}_I = \underline{Z}_{0-1} + \underline{Z}_{0-2} + \underline{Z}_{1-2} = 7,808 + j13,588 + 5,148 + j13,571 + 4,88 + j8,493 = 17,836 + j35,652 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{II} = \underline{Z}_{0-2} + \underline{Z}_{0-3} + \underline{Z}_{2-3} = 5,148 + j13,571 + 3,776 + j12,88 + 6,832 + j11,89 = 15,756 + j38,341 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{I-II} = \underline{Z}_{0-2} = 5,148 + j13,571 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{II-I} = \underline{Z}_{0-2} = 5,148 + j13,571 \text{ Ом}$$

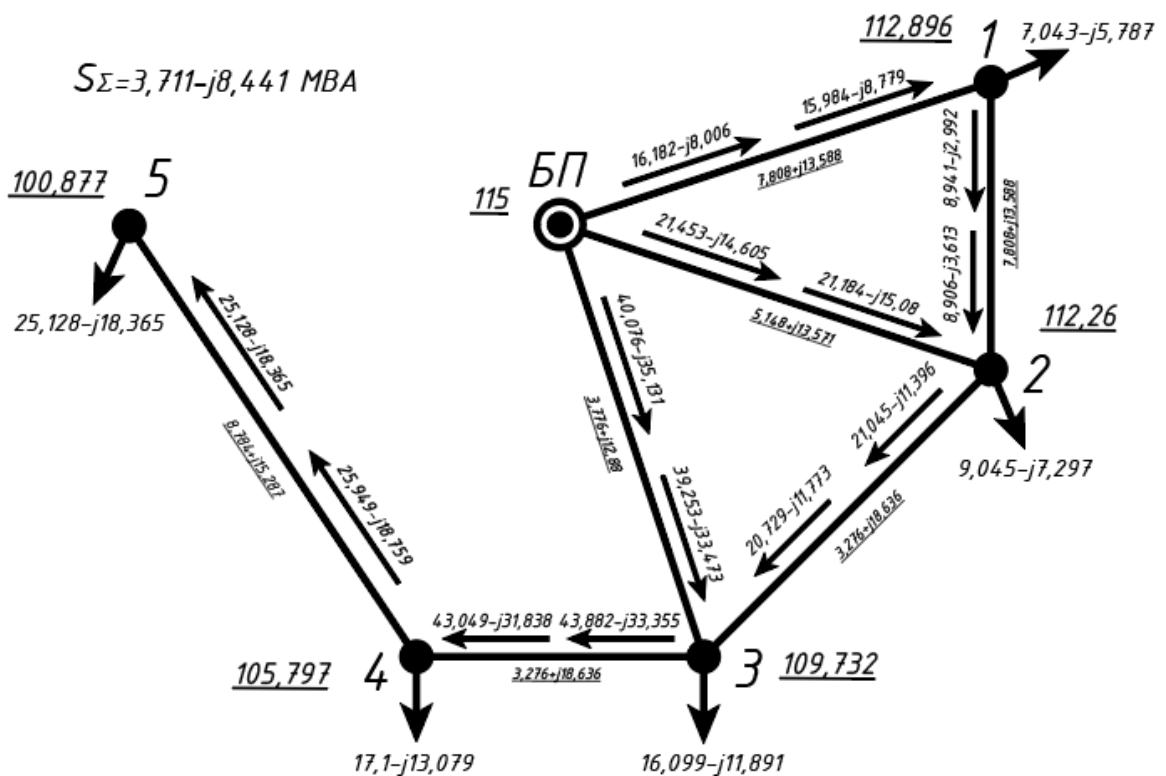
Наступним кроком буде ітераційний обчислення показників мережі в післяаварійному режимі. Методика обчислення буде аналогічною тій, що застосовувалась у підрозділі 3.5. Отриманий здобуток представлений в таблиці 3.21

Таблиця 3.21 – Здобуток обчислень показників РЕМ-110 кВ у післяаварійному режимі роботи.

Обчислювані величини	Номер ітерації						
	1	2	3	4	5	6	7
Струми навантаження в пунктах мережі							
$\dot{I}_1, \text{A}$	64,016- j44,876	61,804- j44,08	61,867- j44,088	61,867- j44,099	61,869- j44,1	61,869- j 44,1	61,869- j 44,1
$\dot{I}_2, \text{A}$	82,219- j54,144	79,557- j53,863	79,692- j53,905	79,693- j53,927	79,696- j53,929	79,696- j53,929	79,696- j53,929
$\dot{I}_3, \text{A}$	146,358- j95,75	143,096- j100,124	143,726- j100,322	143,734- j100,413	143,745- j100,42	143,745- j100,42	143,745- j100,42
$\dot{I}_4, \text{A}$	155,486- j110,564	153,813- j123,064	155,222- j123,649	155,224- j123,854	155,248- j123,869	155,248- j123,869	155,248- j123,869
$\dot{I}_5, \text{A}$	228,521- j162,09	231,336- j193,172	235,108- j194,673	235,126- j195,212	235,193- j195,248	235,193- j195,248	235,194- j195,249
Струмозподіл ділянками мережі							
$\dot{I}_{0-1}, \text{A}$	140,556- j68,333	139,762- j74,307	140,668- j74,443	140,698- j74,564	140,715- j74,569	140,715- j74,569	140,715- j74,569
$\dot{I}_{0-2}, \text{A}$	186,66- j120,683	185,015- j131,576	186,505- j132,052	186,524- j132,262	186,55- j132,276	186,55- j132,276	186,551- j132,276
$\dot{I}_{0-3}, \text{A}$	349,385- j278,408	344,829- j308,421	348,443- j310,142	348,422- j310,678	348,485- j310,72	348,485- j310,72	348,486- j310,721
$\dot{I}_{1-2}, \text{A}$	76,54- j23,458	77,959- j30,226	78,801- j30,354	78,831- j30,465	78,845- j30,467	78,846- j30,469	78,846- j30,469

					ДПО205.141.003.ПЗ	Арк.
					58	
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		





Здобутки обчислень параметрів роботи мережі при мінімальних навантаженнях наведені на рисунку 3.12.

Рисунок 3.12 - Здобутки обчислень параметрів післяварійного режиму роботи РЕМ-110 кВ

Згідно з здобутими обчисленнями, перевантаження за струмом на жодній ділянці не спостерігається. Наступним кроком буде обрахунок положень регулювальних відгалужень РПН і ПБЗ у трансформаторах для післяварійного режиму. Цільові значення напруги на стороні СН та НН становлять 36,75 кВ та 10,5 кВ відповідно. Здобутки цих обчислень представлені в таблиці 3.23.

Таблиця 3.23 – Здобутки обчислень положення відгалуджень РПН і ПБЗ

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	112,896	-2	-	-	10,621
2	112,26	-2	-	-	10,676
3	109,732	-3	-1	36,062	10,505
4	105,797	-6	-1	36,532	10,57
5	100,877	-8	-1	36,299	10,558

### Висновки по розділу 3

У даному розділі було проведено обчислення силових трансформаторів для п'яти підстанцій, обрані перерізи для 8 ділянок: на ділянках 0-3 та 0-5 одноколова лінія з проводом АС-240/39, на ділянках 0-1, 1-2, 2-3 та 4-5 одноколова лінія з проводом АС-120/19 на останку ділянок одноколові лінії виконані перерізом АС-185/29. Проведена перевірки струмових навантажень та напруг у всіх точках мережі для першого і другого післяаварійних обмежень. Як наслідок у всіх режимах роботи мережі струм і напруга в дозволених рівнях. Виконано обчислення показників Z-схеми заміщення електричної мережі і відповідно до них обраховано три режими роботи мережі: максимальний, мінімальний та післяаварійний режим. Відповідність цих режимів нормам та стандартам покриває надійність та безпеку електричної мережі.

Для максимального режиму було виконано 5 ітерацій, величина сумарних втрат потужності склала  $\dot{S}_{\Sigma} = 1,334 - j1,708 \text{ MVA}$ , найнижчий рівень напруги на ПС №4 і становить  $U_4 = 111,26 \text{ кВ}$ . Найвищий номер РПН у 1 та 2 пунктах і він становить -1, найнижчий в пункті 4 і рівний -3. Для ПБЗ найбільший номер встановлений у пункті 5 і становить 0, а найменший у пунктах 3 та 4 і дорівнює -1.

Для мінімального режиму роботи мережі всі навантаження пунктів було знижено у  $\alpha = 0,61$  разів і зафіксовано напругу на БП 110 кВ. Після цього виконано перевірку на комутування одного із трансформаторів на кожній ПС, і за здобутками обчислень для ПС №2-5 було виключено по одному трансформатору. Обраховуючи робочі показники мережі виконано 4 ітерації, розмір сумарних втрат потужності склав  $\dot{S}_{\Sigma} = 0,602 - j4,683 \text{ MVA}$ , найнижчий рівень напруги на ПС №4 і становить  $U_4 = 107,817 \text{ кВ}$ . Більший номер РПН у 1 пункті і він є -3, найнижчий в пункті 4 і рівний -6. ПБЗ на підстанціях №3-5 номер відгалуження однакий і становить -1.

Для аварійного режиму діяльності було виключено вітку 0-5 як саму завантажену в режимі максимальних навантажень, струм що протікав по ній рівний, гілка була зроблена одноковою лінією проводом АС-240/39. Внаслідок цього перетворилася конфігурація контурів: їх лишилося лише два, відповідно до

					ДПО205.141.003.ПЗ	Арк.
						61
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

них були обчислені нові контурні опори. Обчислюючи робочі показники мережі виконано 7 ітерацій, розмір сумарних затрат потужності набув  $\dot{S}_{\Sigma} = 3,711 - j8,441$  МВА, нижчій ступінь напруги на ПС №5 і є  $U_5 = 100,877$  кВ. Вищий номер РПН у 1 та 2 пунктах і він являє -2, нижчий в пункті 4 і рівний -6. ПБЗ на підстанціях №3-5 номер відгалуження однакий і являє -1.

					ДПО205.141.003.ПЗ	Арк.
						62
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У першому розділі, представлено аналіз та апроксимацію функції оптимальних витрат для ЛЕП-110 кВ, що будується на сталевих одностійкових вільностоячих опорах. Аналізи зроблений завдяки використаному методу найменших квадрантів. Дослідження та зведення функцій охоплює наступні типи перерізів опор: АС-120/19, 2хАС-120/19, АС-150/24, 2хАС-150/24, АС-185/29, 2хАС-185/29, АС-240/39 та 2хАС-240/39. Для кожного перерізу відповідні коефіцієнти апроксимації:  $a_0=3820,663$  тис.грн/км,  $a_1=67,812$  тис.грн/(км/МВт<sup>2</sup>).

У другому розділі за допомогою методу поконтурної оптимізації знайдено оптимальну конфігурацію проектованої РЕМ-110 кВ, яка виявилася розімкненою. У трьох контурів були визначені гілки та хорди.

Оптимізація отримала одну ітерацію методом поконтурної оптимізації, наслідком якої була оптимальна конфігурація схеми РЕМ-110 кВ. Було вилучено вітки 0-2, 2-3 та 4-5, оскільки витрати на, даній конфігурації, їх спорудження становили: для вітки 0-2 - 345,6 млн. грн, для 2-3 - 402,581 млн. грн, для 4-5 - 349,172 млн. грн. Вартість на спорудження отриманої оптимальної схеми становить 594,773 млн. грн.

У третьому розділі було проведено обчислення силових трансформаторів для п'яти підстанцій, обрані перерізи для 8 ділянок: на ділянках 0-3 та 0-5 одноколова лінія з проводом АС-240/39, на ділянках 0-1, 1-2, 2-3 та 4-5 одноколова лінія з проводом АС-120/19 на останку ділянок одноколові лінії виконані перерізом АС-185/29. Проведена перевірки струмових навантажень та напруг у всіх точках мережі для першого і другого післяаварійних обмежень. Як наслідок у всіх режимах роботи мережі струм і напруга в дозволених рівнях. Виконано обчислення показників Z-схеми заміщення електричної мережі і відповідно до них обраховано три режими роботи мережі: максимальний, мінімальний та післяаварійний режим. Відповідність цих режимів нормам та стандартам покриває надійність та безпеку електричної мережі.

Для максимального режиму було виконано 5 ітерацій, величина сумарних витрат потужності складала , найнижчий рівень напруги на ПС №4 і становить.

					ДПО205.141.003.ПЗ	Арк.
						63
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Найвищий номер РПН у 1 та 2 пунктах і він становить -1, найнижчий в пункті 4 і рівний -3. Для ПБЗ найбільший номер встановлений у пункті 5 і становить 0, а найменший у пунктах 3 та 4 і дорівнює -1.

Для мінімального режиму роботи мережі всі навантаження пунктів було знижено у разів і зафіксовано напругу на БП 110 кВ. Після цього виконано перевірку на комутування одного із трансформаторів на кожній ПС, і за здобутками обчислень для ПС №2-5 було виключено по одному трансформатору. Обраховуючи робочі показники мережі виконано 4 ітерації, розмір сумарних втрат потужності склав , найнижчий рівень напруги на ПС №4 і становить . Більший номер РПН у 1 пункті і він є -3, найнижчий в пункті 4 і рівний -6. ПБЗ на підстанціях №3-5 номер відгалуження однакий і становить -1.

Для аварійного режиму діяльності було виключено вітку 0-5 як саму завантажену в режимі максимальних навантажень, струм що протікав по ній рівний, гілка була зроблена одноколовою лінією проводом АС-240/39. Внаслідок цього перетворилася конфігурація контурів: їх лишилося лише два, відповідно до них були обчислені нові контурні опори. Обчислюючи робочі показники мережі виконано 7 ітерацій, розмір сумарних затрат потужності набув , нижчий ступінь напруги на ПС №5 і є . Вищий номер РПН у 1 та 2 пунктах і він являє -2, нижчий в пункті 4 і рівний -6. ПБЗ на підстанціях №3-5 номер відгалуження однакий і являє -1.

					ДПО205.141.003.ПЗ	Арк.
						64
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. 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, 2023.

2. 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.

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

4. Районні електричні мережі: Метод. вказівки до виконання курсового проєкту 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.

					ДПО205.141.003.ПЗ	Арк.
						65
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ДОДАТОК А

Результати перевірки пояснювальної записки на плагіат

					ДП0205.141.003.ПЗ	Арк.
						66
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Ім'я користувача:  
Чижевський Володимир

ID перевірки:  
1016357443

Дата перевірки:  
13.06.2024 17:01:33 EEST

Тип перевірки:  
Doc vs Internet + Library

Дата звіту:  
13.06.2024 18:31:17 EEST

ID користувача:  
100006981

Назва документа: Козенко Олександр Максимович

Кількість сторінок: 54 Кількість слів: 12853 Кількість символів: 74579 Розмір файлу: 1.95 MB ID файлу: 1016161757

Виявлено модифікації тексту (можуть впливати на відсоток схожості)

**32.4%**

## Схожість

Найбільша схожість: 24.5% з джерелом з Бібліотеки (ID файлу: 1015260743)

18.8% Джерела з Інтернету 645 ..... Сторінка 56

31.2% Джерела з Бібліотеки 336 ..... Сторінка 72

## 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 112

Підозріле форматування 22 сторінки