



## ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проект	2	
2	A4	ДП8109.141 ПЗ	Пояснювальна записка	63	
3	A1	ДП8109.141 ТК	Метод упорядкованого виключення гілок	1	
4	A1	ДП8109.141 ТК	Принципова схема РЕМ і розрахунок режимів роботи	1	
5	A1	ДП8109.141 ТК	Функція оптимальних витрат	1	

					ДП8109.141 ПЗ		
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розробив		Шпак Д.В.			Літ.	Арк.	Арк.
Перевірив		Баженов В.А.				2	
Н. Контр.		Моссаковський В.І.			НТУУ «КП ім. Ігоря Сікорського» ФЕА, гр. ЕС-п81		
Затвердив		Кирик В.В.					
					Вибір оптимальної конфігурації електричної мережі 110-кВ та розрахунок ustalених режимів роботи		

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

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра електричних мереж та систем

Спеціальність 141 – «Електроенергетика, електротехніка та  
електромеханіка»

Спеціалізація «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

В.В. Кирик

«    » \_\_\_\_\_ 2020 р.

**ЗАВДАННЯ**

**на дипломний проект освітнього ступеня**

**«бакалавр»**

студента групи ЕС-п81 Шпака Дениса Васильовича

1. Тема проекту: «Вибір оптимальної конфігурації електричної мережі 110  
кВ»

Затверджена наказом по університету від «    » \_\_\_\_\_ 2021 р. №

2. Термін здачі студентом закінченого проекту: «16» червня 2021 р.

3. Вихідні дані до проекту: план району з відповідним масштабом,  
надлишкова схема РЕМ.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки: 1. Функція дисконтованих  
витрат.

2. Апроксимація функції дисконтованих витрат. 3. Оптимальна  
конфігурація РЕМ.

5. Розрахунок усталених режимів роботи РЕМ.

5. Перелік графічного матеріалу:

5.1 Метод упорядкованого виключення гілок.

5.2. Принципова схема РЕМ та розрахунок режимів роботи.

5.3 Функція дисконтованих витрат 6. Консультанти розділів проекту.

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

7. Дата видачі завдання «    » \_\_\_\_\_ 2021 р.

Календарний план-графік

/п	Назва етапів роботи та питань, які мають бути розроблені відповідно до завдання	Термін виконання	Позначки керівника про виконання завдань
	Аналіз літератури згідно теми роботи		
	Визначення функції дисконтованих витрат		
	Апроксимація функції дисконтованих витрат методом найменших квадратів		
	Метод упорядкованого виключення гілок		
	Визначення оптимальної конфігурації мережі 110 кВ		
	Розрахунок L та Z схем оптимальної конфігурації мережі 110 кВ		
	Розрахунок усталених режимів РЕМ 110 кВ		
	Оформлення пояснювальної записки		
	Оформлення технічних креслень		

Студент

\_\_\_\_\_ (підпис)

Шпак Д.В.

Керівник проекту

\_\_\_\_\_ (підпис)

доцент, Баженов В.А.

# **Пояснювальна записка до дипломного проекту**

на тему: «Вибір оптимальної конфігурації електричної мережі 110 кВ та  
розрахунок усталених режимів роботи»

Київ – 2021 року

## Анотація

Дипломний проект складається з: аркушів – 69, таблиць – 26, рисунків – 18, перелік посилань – 10, графічний матеріал – 3.

За рахунок нестабільної роботи електромережі України виникають проблеми з реконструкцією та побудовою, вибором обладнання та конфігурацією електричних мереж.

В даному проекті реалізована технологія оптимального вибору проводів для повітряних лінії електропередавання на базі апроксимованої функції дисконтованих витрат, що дозволяє оцінити капіталовкладення в реконструкцію або побудову електричної мережі до основних обчислень, які стосуються режимних параметрів мережі.

Ключові слова: ФУНКЦІЯ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ, АПРОКСИМАЦІЯ, МЕТОД УПОРЯДКОВАНОГО ВИКЛЮЧЕННЯ ДІЛЯНОК, ОПТИМАЛЬНА КОНФІГУРАЦІЯ, РЕЖИМИ РОБОТИ.

					ЕС-п8109.141.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

Abstract

The diploma project consists of: sheets - 69, tables - 26, figures - 18, list of references - 10, graphic material - 3.

Due to the unstable operation of the Ukrainian power grid, there are problems with the reconstruction and construction, choice of equipment and configuration of electrical networks.

This project implements the technology of optimal selection of wires for overhead power lines on the basis of the approximated function of discounted costs, which allows to estimate the investment in the reconstruction or construction of the electrical network to the basic calculations concerning the mode parameters of the network.

**Keywords:** discounted cost function, approximation, ordered exclusion branches method, optimal configuration, operating mode.

					ЕС-п8109.141.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

## Зміст

<b>Перелік прийнятих скорочень.....</b>	<b>9</b>
<b>Вступ .....</b>	<b>10</b>
<b>1 ФУНКЦІЯ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ .....</b>	<b>11</b>
1.1 Загальні положення.....	11
1.2 Функція дисконтованих витрат ПЛ-110 кВ.....	13
Висновки до розділу: .....	15
<b>2. АПРОКСИМАЦІЯ ФУНКЦІЇ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ .....</b>	<b>16</b>
2.1 Загальні положення. ....	16
2.2 Апроксимація функції дисконтованих витрат на ПЛ- 110 кВ.....	17
Висновки до розділу: .....	19
<b>3 ОПТИМАЛЬНА КОНФІГУРАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ .....</b>	<b>20</b>
3.1 Загальні положення.....	20
3.2 Оптимальна конфігурація ЛЕП 110 кВ.....	21
Висновки до розділу .....	29
<b>РОЗДІЛ 4. РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОБОТИ РЕМ .....</b>	<b>30</b>
4.1 Вибір числа та типу силових трансформаторів .....	30
4.2 Знаходження поточкорозподілу за L-схемою мережі .....	31
4.3 Вибір перерізу проводів для ПЛ-110 кВ.....	33
4.4 Розрахунок параметрів Z-схеми мереж .....	39
4.5 Розрахунок приведених навантажень та еквівалентних провідностей. ....	42
4.6 Розрахунок режиму максимальних навантажень .....	44
4.7 Розрахунок режиму мінімальних навантажень.....	53
4.8. Розрахунок післяаварійного режиму .....	60
Висновки до розділу .....	65
<b>Висновки .....</b>	<b>67</b>
<b>Список використаної літератури .....</b>	<b>68</b>



## Перелік прийнятих скорочень

ВН – висока напруга;

ЛЕП – лінія електропередавання;

НН – низька напруга;

ПБЗ – переключення без збудження;

ПЛ – повітряна лінія;

ПС – підстанція;

РПН – регулювання під навантаженням;

ПТЕ – правила технічної експлуатації;

СН – середня напруга;

РЕМ – района електрична мережа;

					ЕС-п8109.141.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

## Вступ

В даному проекті розглядається функція дисконтованих затрат та її призначення, будуються економічні інтервали, будується нижня огинаюча крива оптимальних перерізів методом найменших квадратів, обирається оптимальні (за вартістю) перерізи ділянок, обирається оптимальна конфігурація схеми мережі для якої здійснюється розрахунок режимів роботи.

Вибір оптимальної конфігурації електричної мережі є першочерговим завданням при реконструкції чи побудові нового проекту електричної мережі. За допомогою такого підходу можна на початковому етапі спрогнозувати виникнення різних проблем, які можуть з'явитися в майбутньому. Технологія обчислення дає змогу врахувати велику кількість чинників таких як: період на реконструкцію мережі, тарифи на споживання , передавання електричної енергії, ціни різного обладнання. З'являється можливість заздалегідь вирішити низку питань, щоб спростити подальшому проекті.

					ЕС-п8109.141.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

# 1 ФУНКЦІЯ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ

## 1.1 Загальні положення

Виконуючи оптимізацію розвитку електричної системи для порівняння різних варіантів застосовують суму приведених витрат для усіх гілок даної мережі:

$$Z^c = \sum_{i \in M} Z_c, \quad (1.1)$$

де:  $i$  – гілка електричної мережі, яка розраховується в даний момент;

$M$  – множина усіх можливих гілок мережі.

Основна складність розрахунків використання дискретних параметрів силових трансформаторів і ліній електропередачі викликають певні проблеми при оптимізації електричної системи. Виходячи з цього можна використовувати метод економічних інтервалів. Цей метод застосовують для зменшення розмірності задачі, видаляючи параметри електричної мережі, які можна уявити як функцію від потоку потужності по силових трансформаторах і ділянках лінії електропередачі. Щоб застосовувати цей метод повина виконуватися умова:

$$Z_i(P_i) = \min\{Z_{i1}(P_i), Z_{i2}(P_i), \dots, Z_{iV}(P_i)\}, \quad (1.2)$$

де:  $V$  – загальна кількість можливих варіантів виконання  $i$ -ї гілки електромережі.

Отже приведені витрати кожної гілки мережі для будь-якого значення потужності, що протікає нею повинні задовольняти вищевказаній умові.

Одним із основних завданням є знаходження витрат для ЛЕП. Їх знаходять за

наступним виразом:

$$Z_V = Z_{V0} \cdot l. \quad (1.3)$$

де:  $Z_{V0}$  – приведені витрати на будівництво та експлуатацію одиниці довжини ЛЕП з перерізом  $Z_{V0}$ ;

$l$  - довжина лінії електропередачі.

					ЕС-п8109.141.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

Величину приведених витрат  $Z_{V0}$  можливо розрахувати за виразом:

$$Z_{V0} = K_{V0} + \frac{P_a \cdot K_{V0}}{E} + \frac{P^2}{U_H^2 \cdot \cos^2 \varphi^2 \cdot E} \cdot r_{V0} \cdot Z_e \cdot \tau. \quad (1.4)$$

де:  $K_{V0}$  – капітальні вкладення для будівництва одиниці довжини ЛЕП перерізом  $S_V$ ;

$P_a$  – щорічні витрати для обслуговування та ремонту ліній електропередач;

$E$  – норма дисконту;

$P$  – значення потоку потужності яка перетікає по лінії;

$U_H$  – номінальна напруга електричної мережі;

$\cos \varphi$  – середньостатистична величина коефіцієнта потужності даного класу напруги;

$r_{V0}$  – погонний активний опір перерізу ліній передавання електроенергії;

$Z_e$  – питома вартість на відшкодування втрат електричної енергії, її приймаємо рівною 140 коп/(кВт·год);

$\tau$  – час максимальних втрат.

Функцію приведених витрат ЛЕП можливо представити такому вигляді:

$$Z_{V0} = a_{V0} + b_{V0} \cdot P^2. \quad (1.5)$$

де:  $a_{V0}$  та  $b_{V0}$  коефіцієнти параболі, які визначаються за формулами:

$$a_{V0} = K_{V0} + \frac{P_a \cdot K_{V0}}{E}; \quad (1.6)$$

$$b_{V0} = \frac{r_{V0} \cdot Z_e \cdot \tau}{U_H^2 \cdot \cos^2 \varphi^2 \cdot E}. \quad (1.7)$$

Функцію приведених витрат можливо записати для будь-якої кількості перерізів, використовуваних для даного класу напруги. В результаті відповідно отримуємо сімейство парабол. Функція оптимальних витрат буде кривою, яка огинає дані параболі знизу.

									Лист
									12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				ЕС-п8109.141.ПЗ	

## 1.2 Функція дисконтованих витрат ПЛ-110 кВ

Для ПЛ-110 кВ, виконаної на металевих опорах збудуємо функцію оптимальних витрат. Будемо використовувати скорочену номенклатуру стандартних перерізів, а саме: 70 мм<sup>2</sup>, 120 мм<sup>2</sup>, 240 мм<sup>2</sup>, Погонні активні опори ліній для перерізів : 70 мм<sup>2</sup>, 120 мм<sup>2</sup>, 240 мм<sup>2</sup> наведені в табл. 1.1.

Таблиця 1.1 – Питомий опір проводів.

Переріз, мм <sup>2</sup>	Питомий опір, Ом/км
77/11	0,422
120/19	0,244
240/32	0,118

Базові показники вартості ПЛ-110 кВ для перерізів 70 мм<sup>2</sup>, 120 мм<sup>2</sup>, 240 мм<sup>2</sup> на сталевих опорах, дивлячись на курс валют (5 гривень за долар), будуть становити:

$$K_{v0(70)} = 315 \text{ тис грн/км}$$

$$K_{v0(120)} = 345 \text{ тис грн/км}$$

$$K_{v0(240)} = 400 \text{ тис грн/км}$$

Станом на 2021 рік курс долара приймаємо 27,57 за 1 долар США.

$$K_{\$} = \frac{27,57}{5} = 5,514$$

Враховуючи теперішній курс долара базові показники вартості дорівнюватимуть:

$$K'_{v0(70)} = 315 \cdot 5,514 = 1736 \text{ тис грн/км}$$

$$K'_{v0(120)} = 345 \cdot 5,514 = 1902 \text{ тис грн/км}$$

$$K'_{v0(240)} = 400 \cdot 5,514 = 2205 \text{ тис грн/км}$$

Таблиця 1.2 – Вартість будівництва ПЛ

Переріз, мм <sup>2</sup>	Вартість, тис.грн/км
77/11	1736
120/19	1902
240/32	2205

Час максимальних втрат:

$$T_{max} = 5200$$

$$\tau = (0.124 + T_{max} \times 10^{-4})^2 \times 8760 = 3633,087$$

Відповідно коефіцієнти параболи для обраних перерізів проводів:

$$a_{V0(70)} = K_{V0(70)} + \frac{P_a \cdot K_{V0(70)}}{E} = 1736,91 + \frac{1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 1736,91}{0,12} = 1910,6;$$

$$b_{V0(70)} = \frac{r_{V0(70)} \cdot 3_e \cdot \tau}{U_H^2 \cdot \cos\varphi^2 \cdot E} = \frac{0,422 \cdot 1,4 \cdot 3633,087}{110^2 \cdot 0,9^2 \cdot 0,12} = 1,825;$$

$$a_{V0(120)} = K_{V0(120)} + \frac{P_a \cdot K_{V0(120)}}{E} = 1902,33 + \frac{1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 1902,33}{0,12} = 2092,56;$$

$$b_{V0(120)} = \frac{r_{V0(120)} \cdot 3_e \cdot \tau}{U_H^2 \cdot \cos\varphi^2 \cdot E} = \frac{0,244 \cdot 1,4 \cdot 3633,087}{110^2 \cdot 0,9^2 \cdot 0,12} = 1,055;$$

$$a_{V0(240)} = K_{V0(240)} + \frac{P_a \cdot K_{V0(240)}}{E} = 2205,6 + \frac{1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 2205,6}{0,12} = 2426,16;$$

$$b_{V0(240)} = \frac{r_{V0(240)} \cdot 3_e \cdot \tau}{U_H^2 \cdot \cos\varphi^2 \cdot E} = \frac{0,118 \cdot 1,4 \cdot 3633,087}{110^2 \cdot 0,9^2 \cdot 0,12} = 0,51.$$

Тоді функція сумарних дисконтованих витрат для перерізів 70 мм<sup>2</sup>, 120 мм<sup>2</sup> та 240 мм<sup>2</sup> матиме вигляд:

$$3_{V0(70)} = a_{V0(70)} + b_{V0(70)} \cdot P^2$$

$$3_{V0(120)} = a_{V0(120)} + b_{V0(120)} \cdot P^2$$

$$3_{V0(240)} = a_{V0(240)} + b_{V0(240)} \cdot P^2$$

Графіки функцій дисконтованих витрат ПЛ-110 кВ для різних перерізів проводів зображені на рис. 1.1.

Як видно з рис. 1.1 функція оптимальних витрат є нижньою кривою лінією, що огинає сімейство парабол.

									Лист
									14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

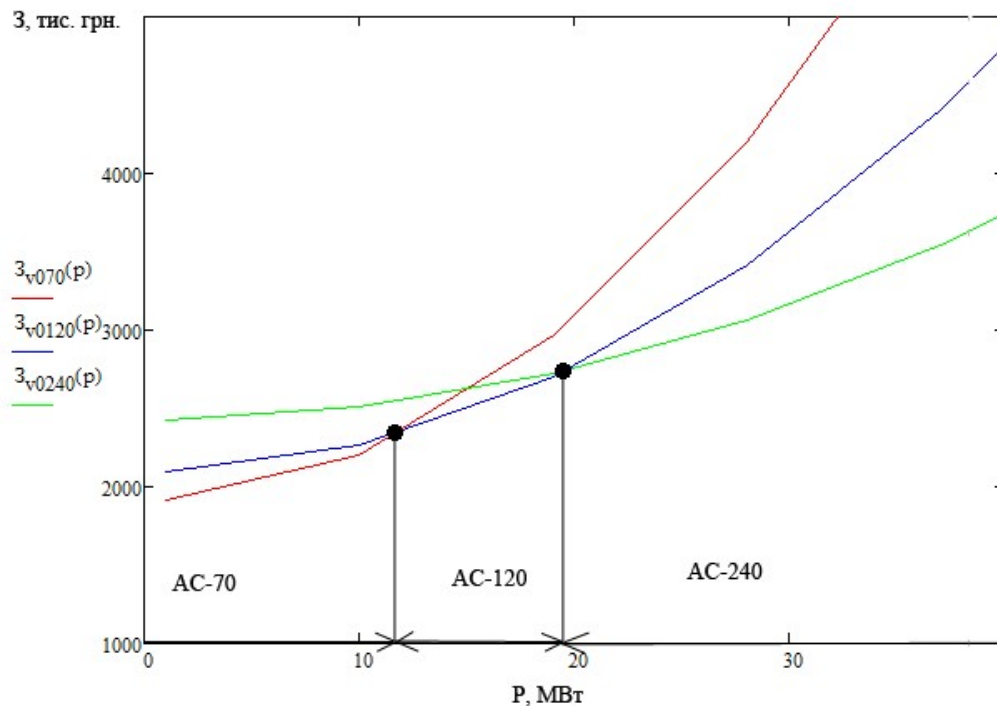


Рисунок 1.1 – Функція питомих приведених витрат на спорудження та експлуатацію ПЛ-110 кВ.

### Висновки до розділу:

У цьому розділі побудовав функцію оптимальних питомих приведених витрат для ПЛ-110 кВ на металевих опорах, для перерізів 70 мм<sup>2</sup>, 120 мм<sup>2</sup>, 240 мм<sup>2</sup>. На рис.1.1 вертикальними лініями відзначені кордони економічних інтервалів доцільного застосування відповідних перетинів. Функція являє собою параболу, аргументом якої є величина транзиту активної потужності, коефіцієнти параболі є

–для перерізів 70 мм<sup>2</sup>:  $\alpha_{v0(70)} = 1910,6$   $\beta_{v0(70)} = 1,825$ ;

–для перерізів 120 мм<sup>2</sup>:  $\alpha_{v0(120)} = 2092,56$   $\beta_{v0(120)} = 1,055$  ;

–для перерізів 240 мм<sup>2</sup>:  $\alpha_{v0(240)} = 2426,16$   $\beta_{v0(240)} = 0,51$ .

вони використовуються при побудові парабол вілповідних перерізів. Виходячи з рисунку 1.1 переріз 70 мм<sup>2</sup> доцільно використовувати для ліній які будуть здійснювати транзит активної потужності до 11 МВт, відповідно 120 мм<sup>2</sup> до 20 МВт і т.д.

									Лист
									15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ЕС-п8109.141.ПЗ				

## 2. АПРОКСИМАЦІЯ ФУНКЦІЇ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ

### 2.1 Загальні положення.

Використовувати функцію сумарних дисконтованих витрат  $Z_i = f(P_i)$  складно. Це пов'язано з тим, що перші похідні на границях економічних інтервалів є розірваними. Тому наведену функцію заміняють на більш простішу. Тому з цією метою використовують апроксимацію.

Таким чином одним з методів апроксимації є метод найменших квадратів. В цьому методі за допомогою даних значень функції можна знайти многочлен, який точно описує необхідну функцію. Цей многочлен має вигляд:

$$y(x) = a_0 + a_1x + a_2x^2 + \dots + a_Kx^K + \dots + a_Mx^M \quad (2.1)$$

Використовуючи метод найменших квадратів виконується вибір многочлену під час застосування, якого наступна функція має мінімальне значення:

$$\sum_{i=1}^N (y_i - y(x_i))^2 = f(a_0, a_1, \dots, a_M) \quad (2.2)$$

Диференціювавши останній вираз по кожному коефіцієнту  $a_K$  та прирівнявши отримані похідні до нуля, маємо систему рівнянь, яка описує коефіцієнти  $a_0, a_1, \dots, a_M$ . Похідні матимуть вигляд:

$$\frac{\partial f}{\partial a_K} = -2 \sum_{i=1}^N [(y_i - y(x_i))] x_i^K = 0 \quad K = 0, 1, 2, \dots, M \quad (2.3)$$

Попередній вираз в свою чергу можна записати у вигляді:

$$\sum_{i=1}^N y_i x_i^K = a_0 \sum_{i=1}^N x_i^K + a_1 \sum_{i=1}^N x_i^{K+1} + a_2 \sum_{i=1}^N x_i^{K+2} + \dots + a_M \sum_{i=1}^N x_i^{K+M} = \sum_{j=0}^M a_j \sum_{i=1}^N x_i^{K+j} \quad K = 0, 1, 2, \dots, M \quad (2.4)$$

Використаємо позначення:

									Лист
									16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					



$$\sum_{i=1}^N y_i x_i^K = T_K \quad \sum_{i=1}^N x_i^K = S_K \quad (2.5)$$

Таким чином знаходимо систему рівнянь для визначення коефіцієнтів:

$$\sum_{j=0}^M a_j S_{K+j} = T_K \quad K = 0, 1, 2, \dots, M \quad (2.6)$$

В тому випадку, коли функція апроксимується прямою лінією система рівнянь матиме такий вигляд:

$$\begin{cases} a_0 S_0 + a_1 S_1 = T_0 \\ a_0 S_1 + a_1 S_2 = T_1, \end{cases} \quad (2.7)$$

$$\text{де: } S_0 = \sum_{i=1}^N x_i^0 = N \quad S_1 = \sum_{i=1}^N x_i \quad S_2 = \sum_{i=1}^N x_i^2 \quad T_0 = \sum_{i=1}^N y_i \quad T_1 = \sum_{i=1}^N y_i x_i$$

## 2.2 Апроксимація функції дисконтованих витрат на ПЛ- 110 кВ

Апроксимуємо функції дисконтованих витрат з розрахунку в попередньому розділі.

Під час апроксимації використовуємо координати точок, які належать знайденим функціям для різних перерізів проводів, а також точки де дані функції перетинаються. Розраховані координати точок показані в табл. 2.1.

Таблиця 2.1. Розраховані координати точок апроксимації

Р, МВт	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
З, тис.грн./км.	2092	2261	2767	3611	4792	6310	8166	10036	12890	15760	18960

Складаємо систему рівнянь:

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

$$S_1 = \sum_{i=1}^N x_i = x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5 + x_6 + x_7 + x_8 + x_9 + x_{10} = 0 + 10 + 20 + 30 + 40 + 50 + 60 + 70 + 80 + 90 + 100 = 550$$

$$S_2 = \sum_{i=1}^N x_i^2 = x_1^2 + x_2^2 + x_3^2 + x_4^2 + x_5^2 + x_6^2 + x_7^2 + x_8^2 + x_9^2 + x_{10}^2 = 0^2 + 10^2 + 20^2 + 30^2 + 40^2 + 50^2 + 60^2 + 70^2 + 80^2 + 90^2 + 100^2 = 38500$$

											Лист
											17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ЕС-п8109.141.ПЗ						

$$T_0 = \sum_{i=1}^N y_i = y_1 + y_2 + y_3 + y_4 + y_5 + y_6 + y_7 + y_8 + y_9 + y_{10} = 2092 + 2261 + 2767 + 3611 + 4792 + 6310 + 8166 + 10036 + 12890 + 15760 + 18960 = 87976$$

$$T_1 = \sum_{i=1}^N y_i x_i = y_1 x_1 + y_2 x_2 + y_3 x_3 + y_4 x_4 + y_5 x_5 + y_6 x_6 + y_7 x_7 + y_8 x_8 + y_9 x_9 + y_{10} x_{10} = 0 \cdot 2092 + 10 \cdot 2261 + 20 \cdot 2767 + 30 \cdot 3611 + 40 \cdot 4792 + 50 \cdot 6310 + 60 \cdot 8166 + 70 \cdot 10036 + 80 \cdot 12890 + 90 \cdot 15760 + 100 \cdot 18960 = 6254789$$

Тоді матимемо систему з двох лінійних рівнянь з двома невідомими:

$$\begin{cases} a_0 \cdot 10 + a_1 \cdot 550 = 87976 \\ a_0 \cdot 550 + a_1 \cdot 38500 = 6254789 \end{cases}$$

Розв'язавши за допомогою програмного комплексу Mathcad систему рівнянь отримаємо наступні коефіцієнти:

$$a_0 = 642,82$$

$$a_1 = 171,64$$

Таким чином функція сумарних дисконтованих витрат для ПЛ-110 кВ, яка проектується набуває вигляду:

$$Z_n = 642,82 + 171,64 \cdot P$$

Для існуючих ПЛ-110 функція сумарних дисконтованих витрат матиме вигляд:

$$Z_{V \text{ іст}} = b_{V0} \cdot P^2$$

Апроксимуємо функцію для існуючої ПЛ-110кВ.

Розраховані координати точок для існуючої ПЛ показані в табл. 2.2.

Таблиця 2.2. Розраховані координати точок апроксимації

Р, МВт	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
З, тис.грн./км.	0	169	675	1519	2700	4218	6074	8267	10798	13667	16872

Тоді матимемо систему з двох лінійних рівнянь з двома невідомими:

$$a_1 = \frac{\sum_{i=1}^N y_i \cdot x_i}{\sum_{i=1}^N x_i^2} = \frac{0 \cdot 169 + 10 \cdot 675 + 20 \cdot 1519 + 30 \cdot 2700 + 40 \cdot 4218 + 50 \cdot 4218 + 60 \cdot 6074 + 70 \cdot 8267 + 80 \cdot 10798 + 90 \cdot 13667 + 100 \cdot 16872}{0^2 + 10^2 + 20^2 + 30^2 + 40^2 + 50^2 + 60^2 + 70^2 + 80^2 + 90^2 + 100^2}$$

$$a_1 = 132,568$$

Таким чином функція сумарних дисконтованих витрат для існуючої ПЛ-110 кВ, яка проектується набуває вигляду:

$$Z_{\text{исн}} = 132,568$$

Графік апроксимованої функції зображений на рис.2.1.

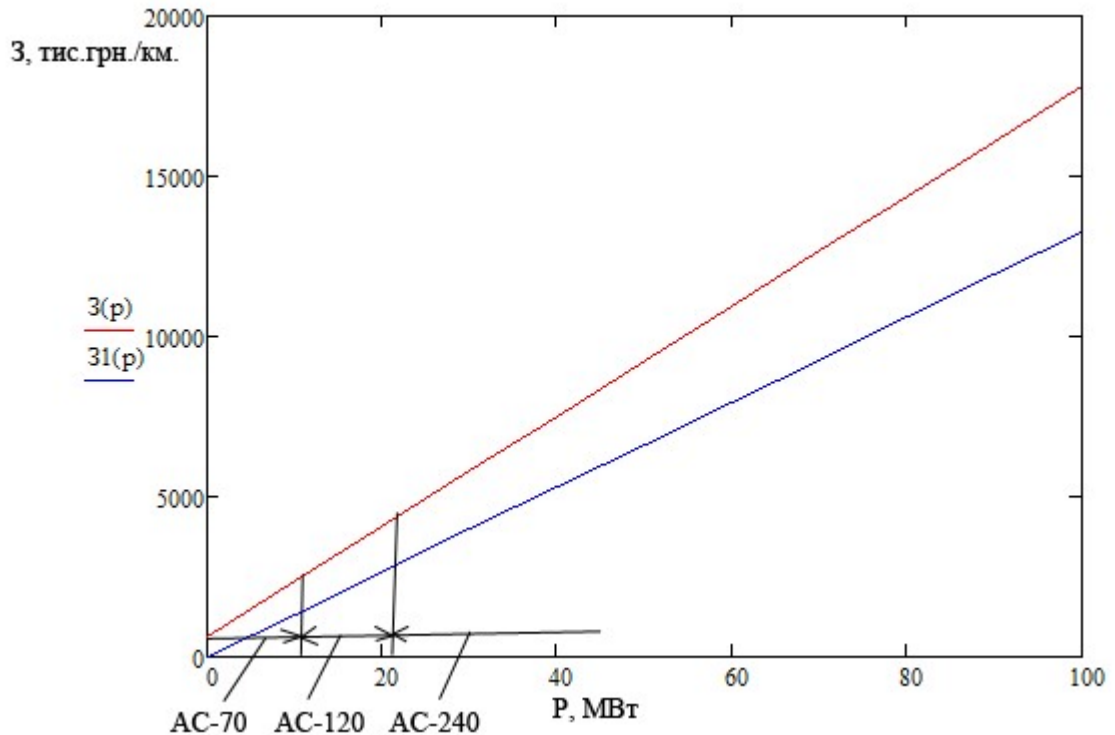


Рис.2.1.- Апроксимована функція дисконтованих витрат

### Висновки до розділу:

В поточному розділі за допомогою методу найменших квадратів зробив лінійну апроксимацію функції сумарних дисконтованих витрат для проводів перерізом 70 мм<sup>2</sup>, 120 мм<sup>2</sup>, 240 мм<sup>2</sup>, що виконана на металевих опорах, Апроксимацію виконано для проектованої та для існуючої ПЛ-110 кВ Коефіцієнти апроксимації дисконтованих витрат для проектованої ПЛ:

$$a_0 = 642,82 \quad a_1 = 171,64.$$

Коефіцієнт апроксимації існуючої ПЛ  $a_1 = 132,568$

Графічно зобразив апроксимовані функції на рисунку 2.1. що дає змогу бпобачити залежність приведених витрат від транзиту потужності на проектованій та існуючій ПЛ-110 кВ.

									Лист
									19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

## 3 ОПТИМАЛЬНА КОНФІГУРАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

### 3.1 Загальні положення

При розрахунку оптимальної конфігурації електричної системи використаєм метод впорядкованого виключення гілок. Перевагами цього метода є можливість використання економічних інтервалів при розрахунку приведених витрат. Вадю цього методу є велика кількість розрахунків на кожному кроці при оптимізації. А також в результаті застосування даного методу не завжди можна отримати найкращий варіант.

При використанні методу впорядкованого виключення гілок формують схему мережі, в якій містяться всі можливі варіанти будівництва ліній та знаходять для досліджуваної схеми приведені витрати. Після цього по чергово відключають всі лінії електричної мережі. Але відключення ліній не повинно порушувати зв'язність схими мережі. Порівнюючи варіанти мережі які створюються в результаті відключення гілок потрібно знайти варіант, який буде приводити до найбільшого зменшення приведених витрат. Таку лінію видаляють із початкової схеми. Далі знаходимо нову лінію відключення, яка приводить до найбільшого зменшення приведених витрат і видаляємо її з мережі і т. д. Завершити оптимізацію є сенс тоді, коли подальше видалення лєп прведе до порушення зв'язності схеми електричної мережі.

Для кожного нового варіанта мережі який був створений в результаті відключення гілки розраховується поточкорозподіл за відстанями ділянок ЛЕП. Після чого можна знайти приведені витрати на супроводження та технічну експлуатацію ділянок електричної мережі. Знайдені приведені витрати підсумовуємо.

Виконаємо вибір конфігурації електричної мережі 110 кВ.

					ЕС-п8109.141.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

### 3.2 Оптимальна конфігурація ЛЕП 110 кВ

Схема електричної мережі із показаними існуючими(суцільна лінія ) та можливими (пунктир) варіантами будівництва ЛЕП 110 кВ зображена на рис. 3.1.

Також на схемі зображено активне навантаження у вузлах мережі.

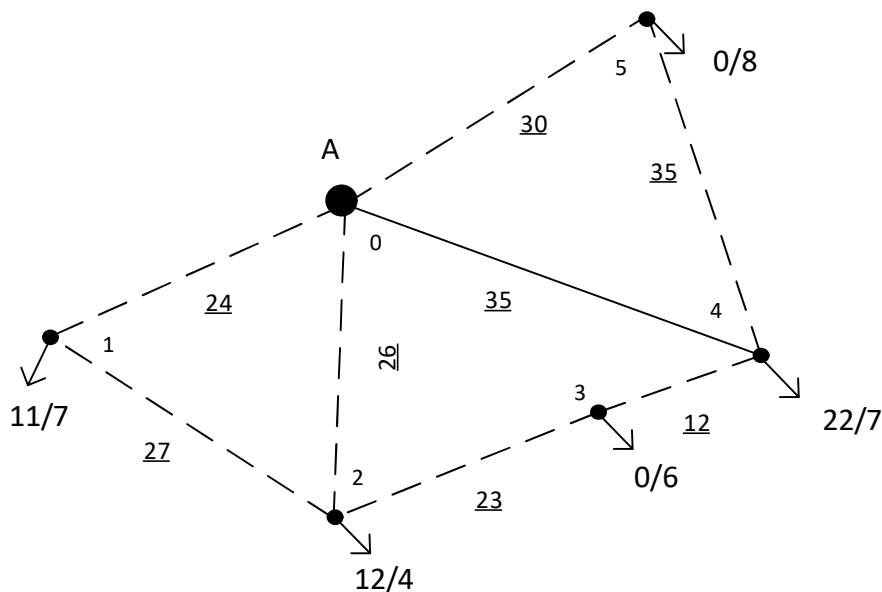


Рис 3.1 Надлишкова схема РЕМ

Для знаходження приведених витрат на спорудження ділянок РЕМ використаємо апроксимовану функцію дисконтованих витрат, яка розраховувалась в попередньому розділі.

$$Z_n = 642,82 + 171,64 \cdot P$$

Для існуючих ПЛ :

$$Z_{існ} = 132,568 \cdot P$$

Для початкової схеми РЕМ визначимо поточкорозподіл за довжинами ділянок.

Умовно із схеми видаляємо ділянки 1-2, 2-3 і 4-5 та розраховуємо поточкорозподіл в розімкненій мережі:

$$P_{1-A}^{p03} = P_1 = 18 \text{ МВт};$$

$$P_{2-A}^{p03} = P_2 = 16 \text{ МВт};$$

$$P_{0-4}^{p03} = P_4 = 29 \text{ МВт};$$

$$P_{4-A}^{PO3} = P_4 + P_{3-4}^{PO3} = 29 + 6 = 35 \text{ МВт},$$

$$P_{5-A}^{PO3} = P_3 = 8 \text{ МВт};$$

На рис. 3.2 Потокорозподіл в розімкненій мережі.

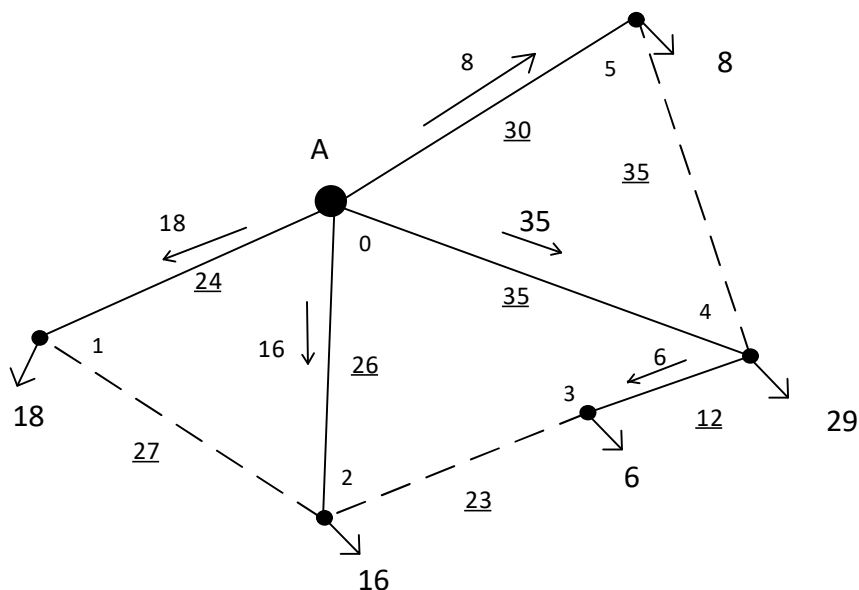


Рис. 3.2 – Потокорозподіл в розімкненій мережі

Для цієї схеми РЕМ формуємо систему контурних рівнянь:

$$\begin{cases} -P_{IA} \cdot l_{1-A} + P_{2A} \cdot l_{2-A} = -P_I \cdot l_{k1} + P_{II} \cdot l_{k-21}; \\ -P_{2A} \cdot l_{2-A} + P_{4A} \cdot l_{4-A} = -P_{II} \cdot l_{k2} + P_I \cdot l_{k-21}; \\ P_{5A} \cdot l_{5-A} + P_{4A} \cdot l_{4-A} = -P_{III} \cdot l_{k3} + P_{II} \cdot l_{k-22}, \end{cases}$$

За результатами розв'язку системи рівнянь отримаємо такі зрівнювальні потужності:

$$P_I = -2.3 \text{ МВт};$$

$$P_{II} = -7.426 \text{ МВт}$$

$$P_{III} = 7.649 \text{ МВт}$$

Накладаючи зрівнювальні потужності на потокорозподіл в розімкненій мережі знаходимо результуючий потокорозподіл:

$$P_{1-A} = P_{1-A}^{PO3} - P_I = 178 - (-2,23) = 20,3 \text{ МВт};$$

$$P_{2-A} = P_{2-A}^{PO3} + P_I - P_{II} = 16 + (-2,3) - (-7,426) = 21,126 \text{ МВт};$$

$$P_{4-A} = P_{4-A}^{PO3} + P_{II} - P_{III} = 35 + (-7,426) - (-7,649) = 19,925 \text{ МВт};$$

$$P_{5-A} = P_{5-A}^{PO3} + P_{III} = 8 + (-7,469) = 15,649 \text{ МВт};$$

$$P_{3-4} = P_{3-4}^{PO3} + P_{II} = 6 + (-7,426) = -1,426 \text{ МВт};$$

									Лист
									22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

$$P_{2-3} = -P_{II} = 7,426 \text{ МВт};$$

$$P_{1-2} = -P_{II} = 2,3 \text{ МВт};$$

$$P_{4-5} = P_{III} = 7,649 \text{ МВт},$$

Перевіримо чи виконується другий закон Кірхгофа:

$$-P_{1-A} \cdot l_{1-A} + P_{2-A} \cdot l_{2-A} - P_{1-2} \cdot l_{1-2} = -20,3 \cdot 24 + 21,126 \cdot 26 - 2,3 \cdot 27 = 0;$$

$$P_{4-A} \cdot l_{4-A} + P_{3-4} \cdot l_{3-4} - P_{2-3} \cdot l_{2-3} - P_{2-A} \cdot l_{2-A} = 19,925 \cdot 37 + -1,426 \cdot 12 - 7,426 \cdot 23 - 21,126 \cdot 26 = 0;$$

$$P_{5-A} \cdot l_{5-A} - P_{4-5} \cdot l_{4-5} + P_{4-A} \cdot l_{4-A} = 15,649 \cdot 30 + 7,649 \cdot 35 - 19,925 \cdot 37 = 0,$$

З цього можна зробити висновок що розрахунок виконано правильно.

Потокорозподіл в замкненій мережі зображений на рис. 3.3.

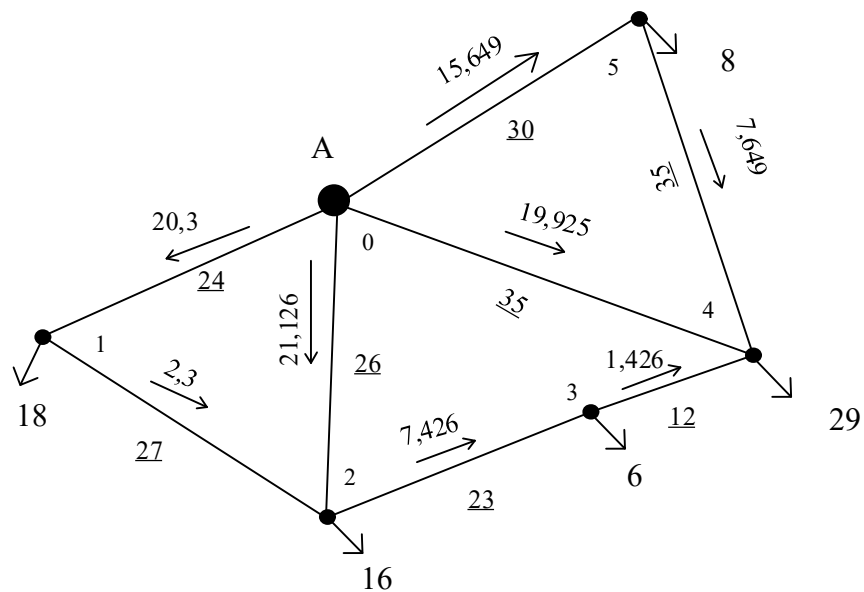


Рис. 3.3 – Потокорозподіл в замкненій мережі

Для кожної ділянки розраховуємо приведені витрати:

$$Z_{4-A} = 0,1832 \cdot P_{4-A} = 0,183 \cdot 19,925 = 3,65 \text{ млн, грн};$$

$$Z_{1-A} = 0,6428 + 0,1716 \cdot P_{1-A} = 0,643 + 0,172 \cdot 20,3 = 4,126 \text{ млн, грн};$$

$$Z_{2-A} = 0,6428 + 0,1716 \cdot P_{2-A} = 0,643 + 0,172 \cdot 21,126 = 4,268 \text{ млн, грн};$$

$$Z_{5-A} = 0,6428 + 0,1716 \cdot P_{5-A} = 0,643 + 0,172 \cdot 15,649 = 3,328 \text{ млн, грн};$$

$$Z_{1-2} = 0,6428 + 0,1716 \cdot P_{1-2} = 0,643 + 0,172 \cdot 2,3 = 1,037 \text{ млн, грн};$$

$$Z_{2-3} = 0,6428 + 0,1716 \cdot P_{2-3} = 0,643 + 0,172 \cdot 7,426 = 1,917 \text{ млн, грн};$$

$$Z_{3-4} = 0,6428 + 0,1716 \cdot P_{1-2} = 0,643 + 0,172 \cdot -1,426 = 0,398 \text{ млн, грн};$$

$$Z_{4-5} = 0,6428 + 0,1716 \cdot P_{4-5} = 0,643 + 0,172 \cdot 7,649 = 1,955 \text{ млн, грн};$$

Переходимо до виконання кроків оптимізації конфігурації мережі.

					ЕС-п8109.141.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

### Перший крок.

Із початкової схеми мережі по чергово видаляємо лінії електропередачі. Для кожного варіанта конфігурації мережі після відключення однієї лінії розраховуємо приведені витрати.

Результати розрахунку приведених витрат наведені в табл. 3.1. Варіанти конфігурації РЕМ утворені після відключення гілок мережі приведені на рис. 3.4. Також на рис. 3.4 приведено поточкорозподіл потужності по ділянках мережі.

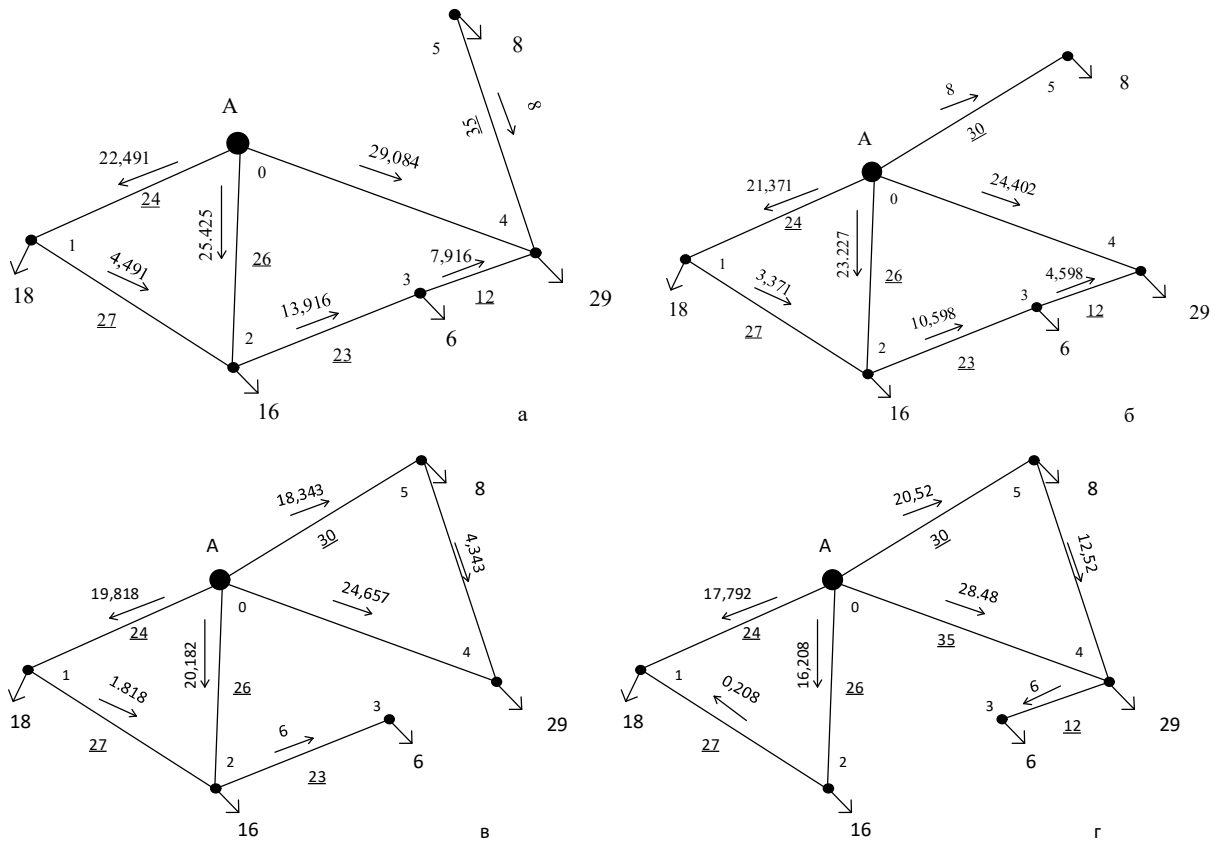


Рис. 3.4 – Варіанти конфігурації РЕМ на першому кроці після видалення ділянок: а – 5-А; б – 5-4; в – 3-4; г – 2-3;



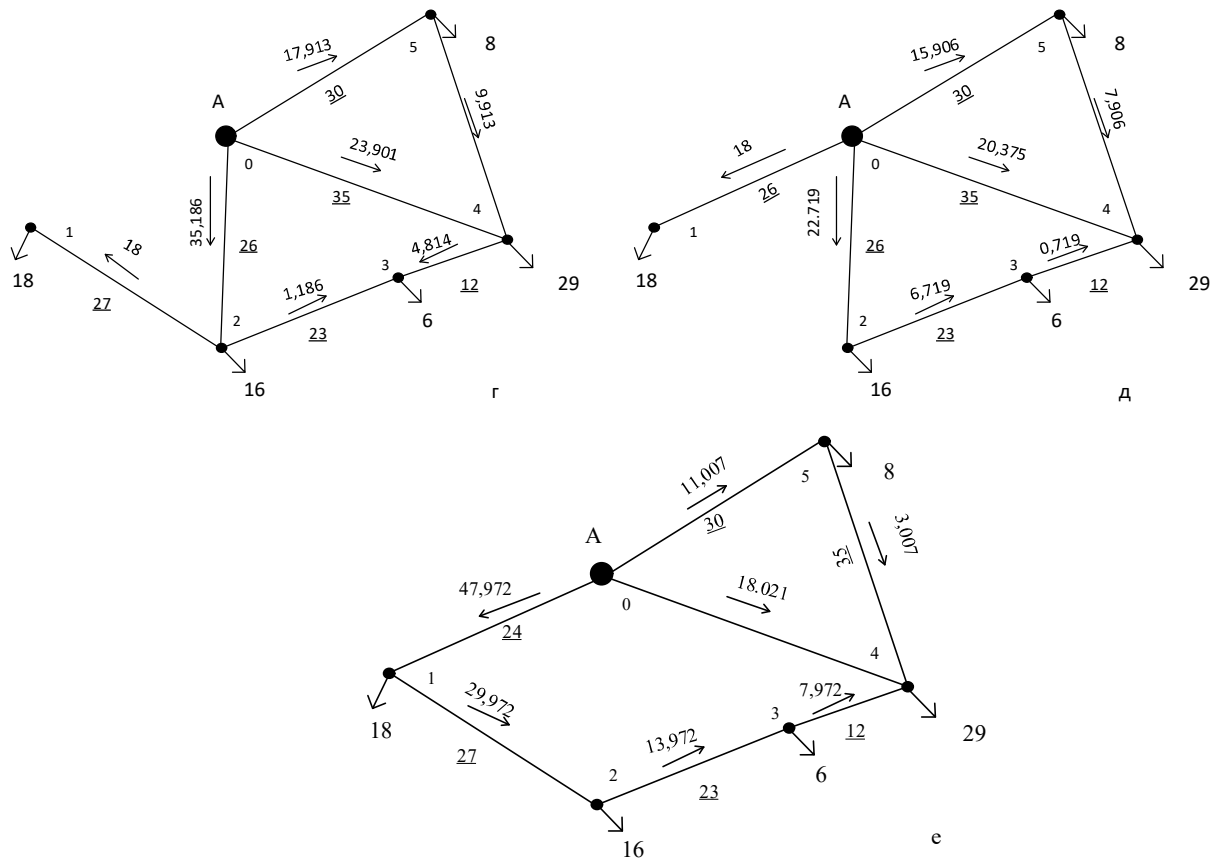


Рис. 3.4 – Варіанти конфігурації РЕМ на першому кроці після видалення ділянок: г – 1-А; д – 1-2; е – 2-А

Таблиця 3.1 – Перший крок оптимізації

Видалена ділянка	$Z(i)$ , млн. грн	$Z_0 - Z(i)$ , млн. грн
5-А	23.297	0.614
5-4	20.539	3.372
3-4	20.878	3.033
2-3	19.584	4.327
1-А	21.108	2.803
1-2	19.939	3.972
2-А	21.434	2.447

Виходячи з цього, мінімальне значення приведених витрат буде якщо видалити гілку 2-3 з надлишкової схеми. На другому кроці оптимізації початково приймаємо конфігурацію в якій відсутня ділянка 2-3.

Другий крок.

Для другого кроку приймаємо  $Z_0$  рівним  $3(2-3)=19,584$ . Так само, як на першому кроці почергово видаляємо ділянки мережі та рахуємо приведені витрати. Результати розрахунків наведемо в табл. 3.2. Варіанти конфігурації РЕМ утворені після відключення гілок мережі приведені на рис. 3.5. та рис. 3.6.

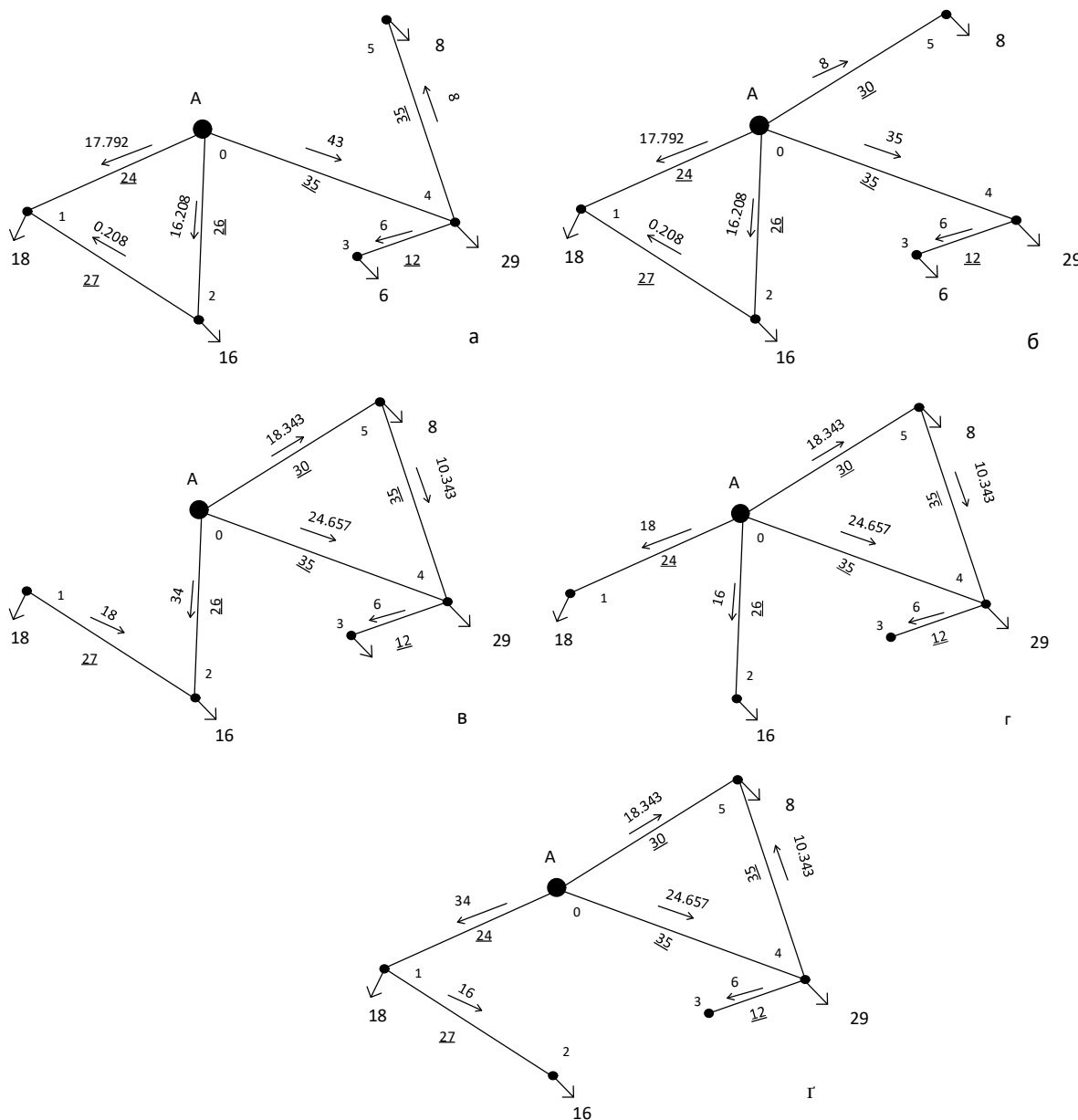


Рис. 3.6 – Варіанти конфігурації РЕМ на другому кроці після видалення ділянок: а – 5-А; б – 4-5; в – 1-А; г – 1-2; г – 2-А;

Лінію 3-4 видалити неможливо, так як це призведе до порушення зв'язності мережі.

Таблиця 3.2 – Другий крок оптимізації

Видалена ділянка	$z(i)$ , млн, грн	$z_0 - z(i)$ , млн, грн
5-A	19,293	0,255
4-5	17,827	1,721
1-A	22,606	-3,058
1-2	19,518	0,03
2-A	22,263	-2,715

Виходячи з цього, мінімальне значення приведених витрат буде після видалення гілки 4-5 з надлишкової схеми. На третьому кроці оптимізації початково приймаємо конфігурацію в якій відсутні ділянки 4-5 та 2-3.

Третій крок.

На третьому кроці приймемо  $z_0$  рівним  $z(2-3) = 17,827$ . Відповідно, як на першому кроці по черзі видаляємо ділянки з мережі та рахуємо приведені витрати. Результати розрахунків наведені в табл. 3.3. Варіанти конфігурації РЕМ утворені після відключення гілок мережі приведені на рис. 3.7 та 3.8

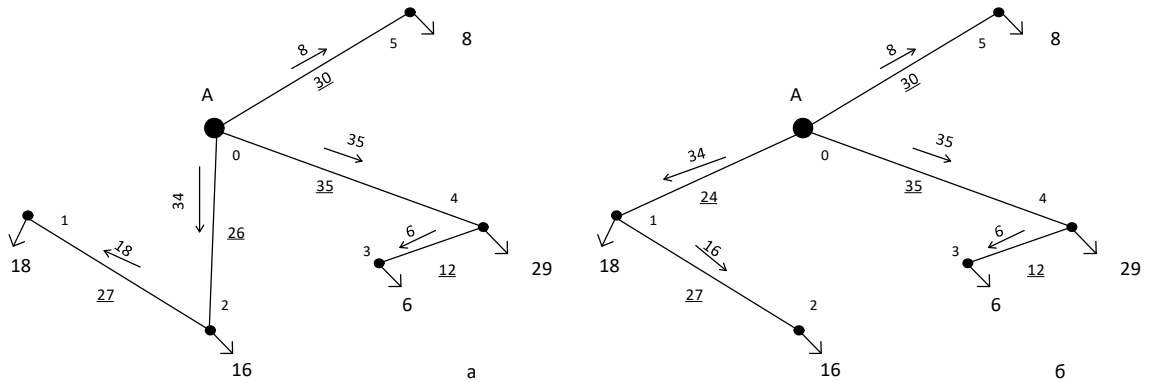


Рис. 3.7 – Варіанти конфігурації РЕМ на третьому кроці після видалення ділянок: а – 1-A; б – 2-A;

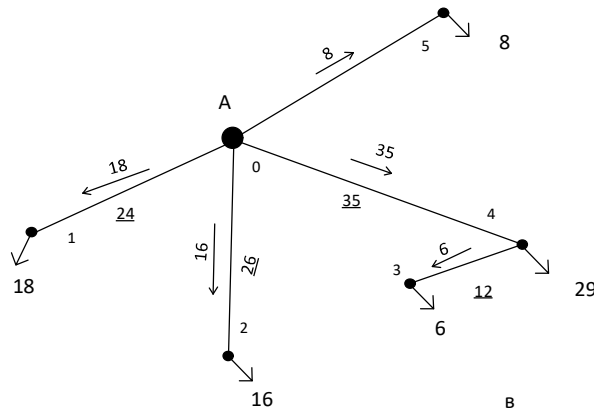


Рис. 3.8 – Варіанти конфігурації РЕМ на третьому кроці після видалення ділянок: в – 1-2;

Таблиця 3.3 – Третій крок оптимізації

Видалена ділянка	$z(i)$ , млн, грн	$z_0 - z(i)$ , млн, грн
1-А	18,686	-0,859
2-А	19,966	-2,139
1-2	17,22	0,607

Мінімальне значення приведених витрат буде після видалення гілки 1-2 з заданої схеми. Приймаємо до відключення гілку 1-2. Оптимізацію закінчуємо, оскільки подальше видалення ліній призведе до порушення зв'язаності мережі. Оптимальна схема електричної мережі наведена на рис. 3.8.

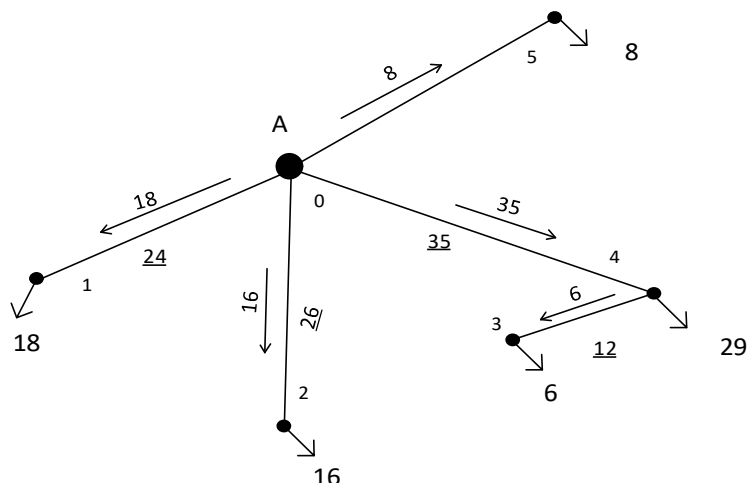


Рис. 3.8 – Оптимальна конфігурація РЕМ 110 кВ

## Висновки до розділу

В даному розділі за допомогою методу впорядкованого виключення гілок визначено оптимальну конфігурації районної електричної мережі 110 кВ. Оптимальна конфігурація районної електричної мережі була досягнена за три кроки оптимізації, розрахунок проводився до того моменту коли подальше видалення ліній призведе до порушення зв'язаності мережі. Отримана схема коштувала 17,22 млн.грн. та стала розімкненою .

					ЕС-п8109.141.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

## РОЗДІЛ 4. РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОБОТИ РЕМ

### 4.1 Вибір числа та типу силових трансформаторів

Вибираючи кількість силових трансформаторів на ПС 110 кВ робимо припущення, що до шин низької напруги та середньої напруги приєднанні споживачі першої та другої категорії. Тоді, на кожній ПС обираємо для встановлення два трансформатори однакового типу та потужності.

Вибираємо потужність силових трансформаторів виходячи, з допустимих перевантажень. Вони складають 40 % в післяаварійному режимі (згідно ПТЕ).

Наведемо приклад вибору трансформаторів для ПС №1.

Знаходимо значення реактивного навантаження на шинах ПС №1:

$$\varphi_{\text{нн}} = \arccos(\cos(\varphi_{\text{нн}})) = \arccos(0,81) = 35,904^\circ;$$

$$\varphi_{\text{сн}} = \arccos(\cos(\varphi_{\text{сн}})) = \arccos(0,84) = 32,86^\circ;$$

$$Q_{\text{нн1}} = -P_{\text{нн1}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{нн}} = -11 \cdot \text{tg}(35,904^\circ) = -7,105 \text{ МВар};$$

$$Q_{\text{сн1}} = -P_{\text{сн1}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{сн}} = -7 \cdot \text{tg}(32,86^\circ) = -5,068 \text{ МВар},$$

Величина повного навантаження приєданого до ПС №1 буде:

$$\dot{S}_{\text{max1}} = P_{\text{нн1}} + P_{\text{сн1}} + j(Q_{\text{нн1}} + Q_{\text{сн1}}) = 7 + 11 + j(-5,068 - 7,0105) = 18 - j12,173 \text{ МВА}$$

Розраховуємо значення потужності силових трансформаторів, які будуть встановлені на ПС №1:

$$S_{\text{T1}} = 0,7 \cdot |S_{\text{max1}}| = 0,7 \cdot 21,73 = 15,211 \text{ МВА}$$

Встановлюємо два силові трансформатори типу ТДТН-16000/110.

Результат вибору трансформаторів на інших ПС наведені в табл. 2.1.

Таблиця 4.1 – Вибір трансформаторів для проєктованих ПС 110 кВ

ПС	$\dot{S}_{\text{max}}$ , МВА	$S_{\text{T}}$ , МВА	Тип трансформаторів
1	18–12,173i	15,211	2×ТДТН–16000/110
2	16–10,647i	13,453	2×ТДТН–16000/110
3	6–4,344i	5,185	2×ТМН–6300/110
4	29–19,279i	24,376	2×ТДТН–25000/110
5	16–0,512i	9,877	2×ТДН–10000/110

## 4.2 Знаходження поточкорозподілу за L-схемою мережі

Розраховуємо поточкорозподіл потужності в режимі максимальних навантажень за L-схемою електричної мережі. Використаємо метод контурних рівнянь. Із заданої мережі умовно видаляємо перемички 1-2, 2-3 та 3-4 і згідно першого закону Кірхгофа визначаємо поточкорозподіл в розімкненій мережі:

$$S_{1-A}^{\text{p03}} = S_1 = 18 - j12,173 \text{ МВА};$$

$$S_{4-A}^{\text{p03}} = S_{3-4}^{\text{p03}} + S_4 = 6 - j4,344 + 29 - j19,279 = 35 - j23,623 \text{ МВА};$$

$$S_{5-A}^{\text{p03}} = S_5 = 8 - j5,792 \text{ МВА};$$

$$S_{2-A}^{\text{p03}} = S_2 = 16 - j10,647 \text{ МВА};$$

$$S_{3-4}^{\text{p03}} = S_3 = 6 - j4,344 \text{ МВА}$$

Результат розрахунку поточкорозподілу потужності в умовно розімкненій мережі наведено на рис. 4.1.

Знаходимо власні та взаємні довжини контурів:

$$l_I = l_{1-A} + l_{2-A} + l_{1-2} = 24 + 26 + 27 = 77 \text{ км};$$

$$l_{II} = l_{2-A} + l_{4-A} + l_{2-3} + l_{3-4} = 26 + 35 + 23 + 12 = 96 \text{ км};$$

$$l_{III} = l_{5-A} + l_{4-A} + l_{4-5} = 30 + 35 + 35 = 100 \text{ км};$$

$$l_{I-II} = l_{II-I} = l_{2-A} = 26 \text{ км};$$

$$l_{II-III} = l_{III-II} = l_{4-A} = 35 \text{ км};$$

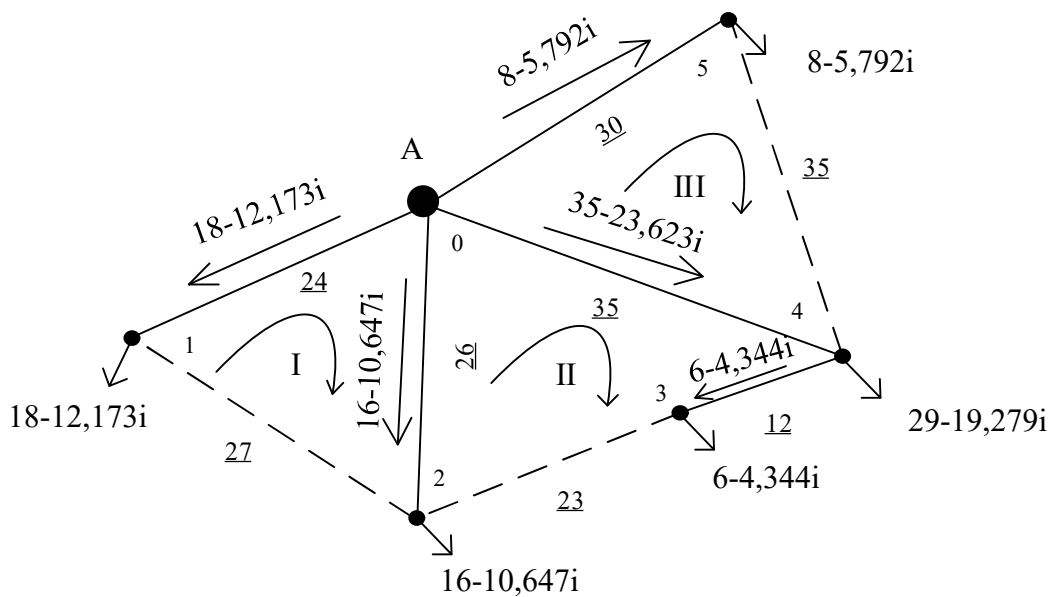


Рис. 4.1 – Поточкорозподіл потужності в розімкненій мережі

					ЕС-п8109.141.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

Для схеми РЕМ система контурних рівнянь матиме вигляд:

$$\begin{cases} -S_{1-A}^{p03} \cdot l_{1-A} + S_{2-A}^{p03} \cdot l_{2-A} = -S_I \cdot l_I + S_{II} \cdot l_{I-II}; \\ -S_{2-A}^{p03} \cdot l_{2-A} + S_{4-A}^{p03} \cdot l_{4-A} + S_{3-4}^{p03} \cdot l_{3-4} = -S_{II} \cdot l_{II} + S_I \cdot l_{I-I} + S_{III} \cdot l_{II-III}; \\ S_{5-A}^{p03} \cdot l_{5-A} - S_{4-A}^{p03} \cdot l_{4-A} = -S_{III} \cdot l_{III} + S_{II} \cdot l_{II-III}, \end{cases}$$

Визначаємо корені даної системи рівнянь:

$$S_I = -2,183 + 1,46i \text{ МВА};$$

$$S_{II} = -7,081 + 4,913i \text{ МВА};$$

$$S_{III} = 7,372 - 4,81i \text{ МВА},$$

В замкненій мережі поточкорозподіл потужності за L-схемою буде:

$$S_{1-A} = S_{1-A}^{p03} - S_I = 18 - j12173 - (-2,183 + 1,46i) = 20,183 - 13,633i \text{ МВА};$$

$$S_{2-A} = S_{2-A}^{p03} + S_I - S_{II} = 16 - j10,647 + (-2,183 + 1,46i) - (-7,081 + 4,913i) = 20,898 - 14,li \text{ МВА};$$

$$S_{4-A} = S_{4-A}^{p03} + S_{II} - S_{III} = 35 - j23,622 + (-7,081 + 4,913i) - (7,372 - 4,81i) = 20,547 - 13,898i \text{ МВА};$$

$$S_{5-A} = S_{5-A}^{p03} + S_{III} = 8 - j5,792 + 7,372 - 4,81i = 16,044 - 11,089i \text{ МВА};$$

$$S_{4-5} = -S_{III} = -7,372 + 4,81i \text{ МВА};$$

$$S_{3-4} = -S_{3-4} + S_{II} = 6 - j4,344 - (-7,081 + 4,913i) = -1,081 + 0,569i \text{ МВА};$$

$$S_{2-3} = -S_{II} = 7,081 - 4,913i \text{ МВА};$$

$$S_{1-2} = -S_I = 2,183 - 1,46i \text{ МВА}$$

Результати розрахунків поточкорозподілу потужності в замкненій мережі наведено на рис. 4.2.

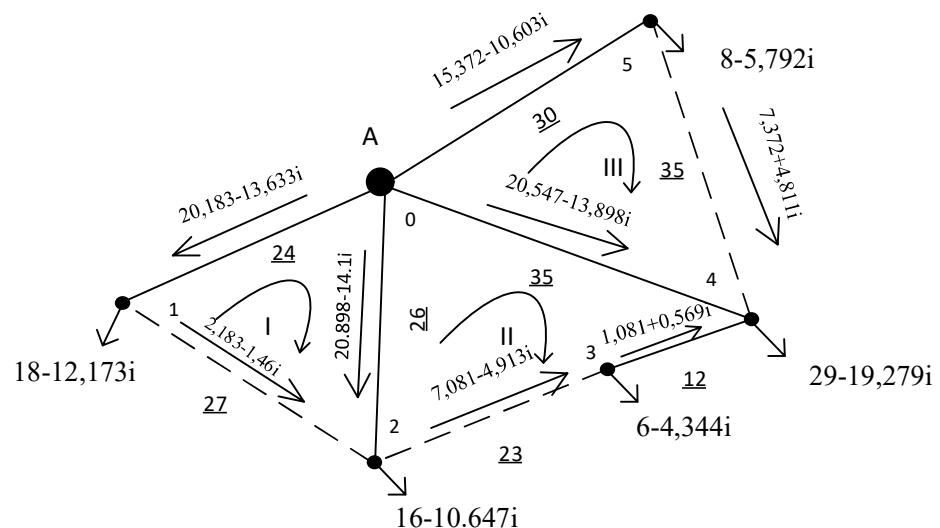


Рис. 4.2 – Поточкорозподіл потужності в замкненій мережі



Перевіряємо чи виконується другий закон Кірхгофа:

$$-S_{2-A} \cdot l_{2-A} + S_{1-A} \cdot l_{1-A} - S_{1-2} \cdot l_{1-2} = (19,535 - 13,163i) \cdot 24 - (19,625 - 13,18i) \cdot 26 - (1,535 - 0,99i) \cdot 27 = 0;$$

$$S_{4-A} \cdot l_{4-A} + S_{3-4} \cdot l_{3-4} - S_{2-3} \cdot l_{2-3} - S_{2-A} \cdot l_{2-A} = 21,796 - 14,802i \cdot 35 - (21,796 - 14,802i) \cdot 12 - 5,16 - 3,523i \cdot 23 - 19,625 - 13,18i \cdot 26 = 0;$$

$$S_{5-A} \cdot l_{5-A} - S_{3-A} \cdot l_{3-A} - S_{3-5} \cdot l_{3-5} = (16,044 - 11,089i) \cdot 30 - (-8,044 + 5,297i) \cdot 35 - (21,796 - 14,802i) \cdot 35 = 0$$

Робимо висновок, що розрахунок поточкорозподілу потужності в замкненій мережі виконано правильно.

### 4.3 Вибір перерізу проводів для ПЛ-110 кВ

Виходячи зі знайденого поточкорозподілу за L-схемою мережі визначаємо переріз ділянок мережі.

Виконаємо обчислення струмових навантажень для ділянок електричної мережі на прикладі ділянки 1-А.

Розрахунок струму на ділянці 1-А:

$$I_{1-A} = \frac{\sqrt{P_{1-A}^2 + Q_{1-A}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n_d} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{20,183^2 + (-13,633i)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 127,836 \text{ A};$$

Оптимальне значення перерізу проводів ПЛ 0-3 буде складати:

$$F_{opt1-A} = \frac{1}{k} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot (I_{1-A})^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot \Pi_{ex} \cdot 10^{-5}}{k_{nut \text{ зм } 110(1)} \cdot (0,01 \cdot H_e + E)}} = \frac{\sqrt{3 \cdot 127,836^2 \cdot 28,5 \cdot 3633,087 \cdot 1,29}}{450 \cdot (0,012 \cdot 1,2 + 0,1)} = 104,997 \text{ мм}^2;$$

Аналогічно проводимо обчислення для інших ділянок. Дані з обчислень заносимо в таблицю 4.2.

										Лист
										33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

Таблиця 4.2 – Обрані перерізи проводів ЛЕП 110 кВ

Ділянка	Навантаження , МВА	Реактивна потужність, МВАр	Струмове навантаження, А	Оптимальний переріз, мм <sup>2</sup>	Марка проводу
3-4	1,222	-4,338	6,412	5,266	АС-70/11
1-2	2,626	9,362	13,784	11,321	АС-70/11
2-3	8,618	16,268	45,235	37,154	АС-70/11
4-5	8,803	15,522	46,204	37,949	АС-70/11
5-А	18,674	-13,21	98,013	80,502	АС-120/19
1-А	24,356	8,358	127,836	104,997	АС-120/19
4-А	24,806	1,965	130,199	106,937	АС-120/19
2-А	25,21	0,331	132,318	108,678	АС-120/19

Перевіримо вибрані економічні перерізи на відповідність технічним обмеженням в експлуатаційних післяаварійних режимах роботи електричної мережі.

Перша група післяаварійних режимів.

За експлуатації районних електричних мереж бувають випадки аварійного або планового (тех. Обслуговування/ремонт) одного силового трансформатора на підстанції. В результаті даного відключення можливе не допустиме зменшення рівня напруги на шинах НН понижуючої підстанції.

Для кожної ПС 110 кВ розглянемо випадок відключення одного силового трансформатора.

Визначаємо регульовальний діапазон силових трансформаторів. На ПС №1 плануються до встановлення два трансформатора типу ТДТН-16000/110.

Розраховуємо значення фіктивної напруги КЗ обмоток:

$$U_{кн1} = 0,5 \cdot (U_{к(в-н)I} + U_{к(с-н)I} - U_{к(в-с)I}) = 0,5 \cdot (17 + 6 - 10,5) = 6,25 \text{ \%};$$

$$U_{ксл} = 0,5 \cdot (U_{к(в-с)I} + U_{к(с-н)I} - U_{к(в-н)I}) = 0,5 \cdot (10,5 + 6 - 17) = -0,25 \text{ \%};$$

$$U_{ксл} = 0$$

$$U_{\text{кв1}} = 0,5 \cdot (U_{\text{к(в-с)1}} + U_{\text{к(в-н)1}} - U_{\text{к(с-н)1}}) = 0,5 \cdot (10,5 + 17 - 6) = 10,75 \%,$$

Втрати напруги в обмотках силового трансформатора на ПС №1 складуть:

$$\Delta U_{\text{тв1}} = \frac{P_1}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{кз1}} \cdot U_{\text{тв1}}}{2 \cdot S_{\text{н1}}^2} - \frac{Q_1}{n} \cdot \frac{U_{\text{тв1}} \cdot U_{\text{кв1}}}{100 \cdot S_{\text{н1}}} = \frac{18}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-12,17}{1} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{100 \cdot 16} = 9,81 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\text{тс1}} = \frac{P_{\text{сн1}}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{кз1}} \cdot U_{\text{тв1}}}{2 \cdot S_{\text{н1}}^2} - \frac{Q_{\text{сн1}}}{n} \cdot \frac{U_{\text{тв1}} \cdot U_{\text{кв1}}}{100 \cdot S_{\text{н1}}} = \frac{11}{1} \cdot \frac{100 \cdot 38,5 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-7,105}{1} \cdot \frac{38,5 \cdot 0,25}{100 \cdot 16} = 0,04 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\text{тн1}} = \frac{P_{\text{нн1}}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{кз1}} \cdot U_{\text{тв1}}}{2 \cdot S_{\text{н1}}^2} - \frac{Q_{\text{нн1}}}{n} \cdot \frac{U_{\text{тв1}} \cdot U_{\text{кн1}}}{100 \cdot S_{\text{н1}}} = \frac{7}{1} \cdot \frac{100 \cdot 11 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-5,067}{1} \cdot \frac{11 \cdot 10,75}{100 \cdot 16} = 0,39 \text{ кВ},$$

Визначаємо регулювальний діапазон силового трансформатора встановленого на ПС №1:

$$U_{\text{min1}} = \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_{\text{тв1}}}{U_{\text{тн1}}} \cdot (1 - \omega_{\text{в1}}) + \Delta U_{\text{тв1}} + \Delta U_{\text{тн1}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} (1 - 0,1602) + 9,81 + 0,39 = 102,387 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{max1}} = \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_{\text{тв1}}}{U_{\text{тн1}}} \cdot (1 + \omega_{\text{в1}}) + \Delta U_{\text{тв1}} + \Delta U_{\text{тн1}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} (1 + 0,1602) + 9,81 + 0,39 = 137,558 \text{ кВ}$$

Для інших силових трансформаторів розрахунки аналогічні. Результати приведені в табл. 4.3

					ЕС-п8109.141.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

Таблиця 4.3 – Регулювальний діапазон напруги силових трансформаторів

№ пункту	Тип трансформатора	Обмотка	$U_{ном}$ , кВ	Потік потужності, МВА	$\Delta U$ , кВ	$U_{min}$ , кВ	$U_{max}$ , кВ
1	ТДТН-16000/110	ВН	115	18-12,173i	9,81	102,38	137,55
		СН	38,5	11-i7,105	0,04		
		НН	11	7-i5,068	0,39		
2	ТДТН-16000/110	ВН	115	16-10,647i	8,58	102,16	137,33
		СН	38,5	12-i7,751	0,27		
		НН	11	4-i2,896	1,39		
3	ТМН-6300/110	ВН	115	6-4,344i	3,85	106,67	141,847
		СН	38,5	0	0		
		НН	11	6-i4,344	18,3		
4	ТДТН-25000/110	ВН	115	29-19,279i	9,91	103,75	138,929
		СН	38,5	22-i14,211	0,28		
		НН	11	7-i5,068	1,67		
5	ТДН-10000/110	ВН	115	8-5,792i	3,31	104,21	139,381
		СН	38,5	0	0		
		НН	11	8-i,792	15,3		

Знаходимо орієнтовані значення рівнів напруг у вузлах розрахункової мережі. Погонний реактивний опір для всіх ділянок мережі приймаємо таким, що рівний 0,4 Ом/км.

Під час розрахунку рівня напруги в пунктах мережі використовуємо дані про потекорозподіл потужності за L-схемою в режимі максимальних навантажень.

Розрахуємо величину рівня напруги в пункті 1:

$$U_1 = \sqrt{U_A^2 - 2 \cdot (P_{0-1} \cdot r_{01} - Q_{0-1} \cdot x_{01})} = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (22,366 \cdot 5,856 - (-15,093) \cdot 9,6)} = 112,576 \text{ кВ,}$$

Так само виконуються розрахунки рівнів напруг в інших пунктах районної електричної мережі. Результати розрахунку наведені в табл. 4.4.

Таблиця 4.4 – Перша група післяаварійних режимів

									Лист
									36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ЕС-п8109.141.ПЗ				

№ пункту	Регульовальний діапазон		Рівень напруги, кВ
	$U_{\min}$ , кВ	$U_{\max}$ , кВ	
1	102,38	126	112,576
2	102,16	126	111,949
3	106,67	126	113,703
4	103,75	126	114,035
5	104,21	126	110,811

Отже, величина рівня напруги в пунктах мережі знайдена за L-схемою знаходиться в допустимих межах.

Друга група післяаварійних режимів.

Перевірку виконання технічних обмежень здійснимо для найбільш важкого післяаварійного режиму - відключення найбільш завантаженої ділянки 2-А. Зробимо розрахунок пототокорозподілу потужності за L-схемою мережі. Результати розрахунків наведені на рис. 4.4.

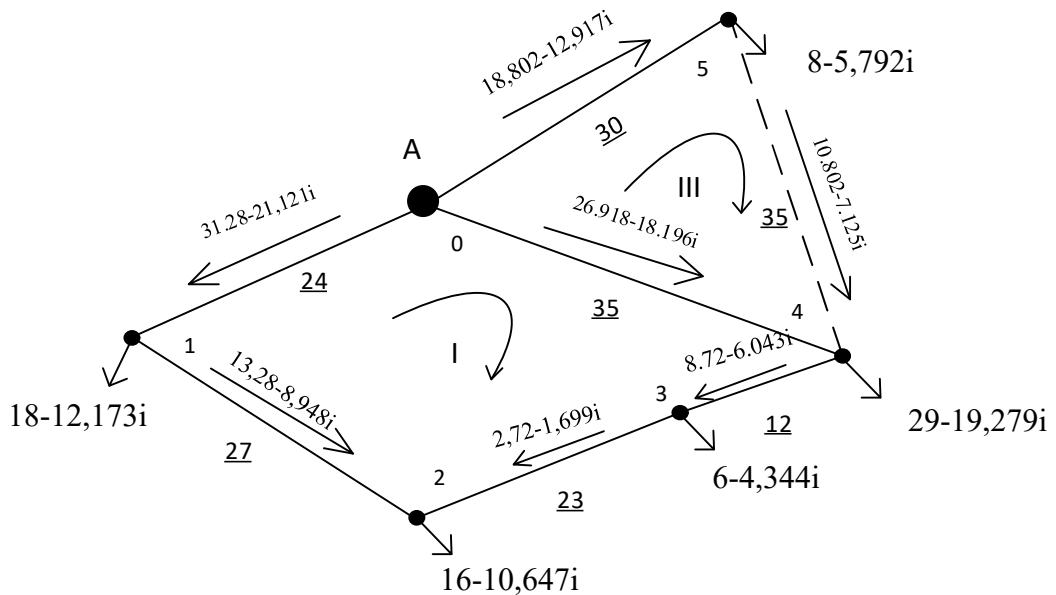


Рис. 4.4 – Післяаварійний режим за L-схемою

Визначаємо струмові навантаження повітряних ліній.

Наприклад, для ПЛ-1-А струмове навантаження складе:

$$I_{1-A} = \frac{\sqrt{P_{1-A}^2 + Q_{1-A}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{\sqrt{31,28^2 + (-21,12)^2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 198,101 \text{ А,}$$

Аналогічно виконуються розрахунки струмових навантажень для всіх ПЛ. Результати розрахунку наведені в табл. 4.5.

Таблиця 4.5 – Перевірка перерізу проводів за струмовим навантаженням

ПЛ	Марка та переріз проводу, мм <sup>2</sup>	$I_{\text{доп}}, \text{ А}$	$I_1, \text{ А}$
3-4	АС-70/11	265	55,684
1-2	АС-70/11	265	84,048
2-3	АС-70/11	265	16,833
4-5	АС-70/11	265	67,918
5-А	АС-120/19	390	119,729
1-А	АС-120/19	390	198,101
4-А	АС-120/19	390	170,535

Згідно даних табл. 4.5 перевищення тривало-допустимого струму для усіх ПЛ в післяаварійному режимі не спостерігається.

Перевіримо допустимість відхилення рівня напруги на вводі силових трансформаторів. Перевірку здійснюємо для ПС №2, яка в післяаварійному режимі характеризується найменшим значенням напруги. Аналогічно до попередніх розрахунків визначимо регульовальний діапазон силових трансформаторів, які встановлені на ПС №1:

$$\Delta U_{\text{ТВ}2} = \frac{P_2}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{К}32} \cdot U_{\text{ТВ}2}}{2 \cdot S_{\text{H}5}^2} - \frac{Q_2}{n} \cdot \frac{U_{\text{ТВ}2} \cdot U_{\text{КБ}2}}{100 \cdot S_{\text{H}5}} = \frac{16}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-10,64}{1} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{100 \cdot 16} = 8,586 \text{ кВ;}$$

$$\Delta U_{\text{Тс}2} = \frac{P_{\text{СН}2}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{К}32} \cdot U_{\text{ТВ}2}}{2 \cdot S_{\text{H}2}^2} - \frac{Q_{\text{СН}2}}{n} \cdot \frac{U_{\text{ТВ}2} \cdot U_{\text{Кс}2}}{100 \cdot S_{\text{H}2}} = \frac{12}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{7,75}{1} \cdot \frac{115 \cdot 0}{100 \cdot 16} = 0,27 \text{ кВ;}$$

$$\Delta U_{\text{ТН}5} = \frac{P_{\text{НН}5}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{К}35} \cdot U_{\text{ТВ}5}}{2 \cdot S_{\text{H}5}^2} - \frac{Q_{\text{НН}5}}{n} \cdot \frac{U_{\text{ТВ}5} \cdot U_{\text{КН}5}}{100 \cdot S_{\text{H}5}} = \frac{4}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-2,89}{1} \cdot \frac{115 \cdot 6,25}{100 \cdot 16} = 1,391 \text{ кВ,}$$

$$U_{\min 2} = \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_{\text{тв2}}}{U_{\text{тн2}}} \cdot (1 - \omega_{\text{в2}}) + \Delta U_{\text{тв2}} + \Delta U_{\text{тн2}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} (1 - 0,1602) + 8,58 + 1,39 = 102,164 \text{ кВ}$$

$$U_{\max 2} = \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_{\text{тв2}}}{U_{\text{тн2}}} \cdot (1 + \omega_{\text{в2}}) + \Delta U_{\text{тв2}} + \Delta U_{\text{тн2}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} (1 + 0,1602) + 8,58 + 1,39 = 137,335 \text{ кВ}$$

Розрахуємо величину рівня напруги в пункті 5:

$$U_2 = \sqrt{U_1^2 - 2 \cdot (P_{1-2} \cdot r_{12} - Q_{1-2} \cdot x_{12})} = \sqrt{111,59^2 - 2 \cdot (13,28 \cdot 11,39 - (-8,9) \cdot 10,8)} = 109,3 \text{ кВ,}$$

Рівень напруги в пункті 2 знаходиться в допустимих межах.

Отже, обрані економічні перерізи проводів усіх ПЛ відповідають технічним обмеженням.

#### 4.4 Розрахунок параметрів Z-схеми мереж

Розрахуємо параметри схем заміщення повітряних ліній електропередавання та силових трансформаторів.

Під час будівництва повітряних ліній планується використання проводів перерізом 70, 120, 240 мм<sup>2</sup>. Знаходимо погонний реактивний опір даних проводів:

Середньгеометрична відстань між фазами для ПЛ 110 кВ становить 5000 мм.

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

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

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

Знаходимо погонну реактивну ємнісну провідність даних проводів:

$$b_{(70)0} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{\text{сп}}}{d_{70}}\right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{11,4}\right)} = 2,58 \cdot 10^{-6} \text{ См / км;}$$

									Лист
									39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ЕС-п8109.141.ПЗ				

$$b_{(240)0} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{240}}\right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{21,6}\right)} = 2,84 \cdot 10^{-6} \text{ См / км,}$$

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

Для повітряної лінії 1-А активний та реактивний опір складе:

$$r_{1-A} = r_{(120)0} \cdot l_{1-A} = 0,244 \cdot 24 = 5,856 \text{ Ом;}$$

$$x_{1-A} = x_{(120)0} \cdot l_{1-A} = 0,4 \cdot 24 = 9,6 \text{ Ом,}$$

Знаходимо комплексний опір лінії 1-А:

$$\underline{Z}_{1-A} = r_{1-A} + j \cdot x_{1-A} = 2,898 + 5,096i \text{ Ом,}$$

Ємнісна провідність повітряної лінії 2-А складе:

$$b_{1-A} = b_{(120)0} \cdot l_{1-A} = 2,89 \cdot 10^{-6} \cdot 24 = 6,45 \cdot 10^{-5} \text{ См,}$$

Величину активної провідності всіх повітряних ліній мережі 110 кВ приймаємо такими, що дорівнюють нулю.

Знаходимо комплексну провідність лінії 2-А:

$$\underline{Y}_{1-A} = g_{1-A} + j \cdot b_{1-A} = 0 + j6,45 \cdot 10^{-5} = j6,45 \cdot 10^{-5} \text{ См,}$$

Розрахунок параметрів схем заміщення для всіх повітряних ліній виконується так само. Результати розрахунків наведені в табл. 4.6.

Таблиця 4.6 – Параметри схем заміщення повітряних ліній

Ділянка	Довжина, км	Перетин, мм <sup>2</sup>	$\underline{Z}_{пл}$ , Ом	$\underline{Y}_{пл}$ , Ом
1	2	3	4	5
3-4	12	70	2,515+2,656i	9,014i · 10 <sup>-5</sup>
1-2	27	70	5,658+5,977i	6,954i · 10 <sup>-5</sup>
2-3	23	70	4,82+5,092i	9,014i · 10 <sup>-5</sup>
4-5	35	70	7,335+7,748i	9,014i · 10 <sup>-5</sup>
5-А	30	120	3.623+6.369i	8.069i · 10 <sup>-5</sup>
1-А	24	120	2.898+5.096i	6.455i · 10 <sup>-5</sup>
4-А	35	120	4.227+7.431i	9.414i · 10 <sup>-5</sup>



Розрахунок параметрів схем заміщення силових трансформаторів наведемо для ПС №4 та №5.

На ПС №4 планується встановлення двох трансформаторів ТДТН-25000/110, а на ПС №5 – ТДТН-10000/110. Знаходимо активний опір обмоток даних трансформаторів:

$$r_{B4} = r_{c4} = r_{H4} = \frac{\Delta P_{K34} \cdot U_{OB4}^2 \cdot 10^3}{n \cdot S_{H4}^2} = \frac{140 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{2 \cdot 25000^2} = 1,481 \text{ Ом};$$

$$r_{B5} = r_{c5} = r_{H5} = \frac{\Delta P_{K35} \cdot U_{OB5}^2 \cdot 10^3}{n \cdot 2 \cdot S_{H5}^2} = \frac{76 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{2 \cdot 10000^2} = 5,026 \text{ Ом}$$

Знаходимо реактивний опір обмоток блоку трансформаторів встановлених на ПС №4:

$$x_{TB4} = \frac{10 \cdot U_{KB4} \cdot U_{OB4}^2}{n \cdot S_{H4}} = \frac{10 \cdot 10,75 \cdot 115^2}{2 \cdot 25000} = 56,867 \text{ Ом};$$

$$x_{TC4} = \frac{10 \cdot U_{KC4} \cdot U_{OB4}^2}{n \cdot S_{H4}} = \frac{10 \cdot 0 \cdot 115^2}{2 \cdot 25000} = 0 \text{ Ом};$$

$$x_{TH4} = \frac{10 \cdot U_{KH4} \cdot U_{OB4}^2}{n \cdot S_{H4}} = \frac{10 \cdot 6,75 \cdot 115^2}{2 \cdot 25000} = 35,708 \text{ Ом}$$

А реактивний опір обмоток блоку трансформаторів на ПС №5 складе:

$$x_{TB5} = \frac{10 \cdot U_{KB5} \cdot U_{OB5}^2}{n \cdot S_{H5}} = \frac{10 \cdot 10,75 \cdot 115^2}{2 \cdot 10000} = 142,169 \text{ Ом};$$

$$x_{TC5} = \frac{10 \cdot U_{KC5} \cdot U_{OB5}^2}{n \cdot S_{H5}} = \frac{10 \cdot 0 \cdot 115^2}{2 \cdot 10000} = 0 \text{ Ом};$$

$$x_{TH5} = \frac{10 \cdot U_{KH5} \cdot U_{OB5}^2}{n \cdot S_{H5}} = \frac{10 \cdot 6,25 \cdot 115^2}{2 \cdot 10000} = 82,656 \text{ Ом}$$

Розрахуємо активну і реактивну провідність блоків трансформаторів на ПС №4 та ПС №5:

$$g_{T4} = \frac{n \cdot \Delta P_{XX4} \cdot 10^{-3}}{U_{OB2}^2} = \frac{2 \cdot 31 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 2,34 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$b_{T4} = -\frac{n \cdot I_{XX4} \cdot S_{H4} \cdot 10^{-5}}{U_{OB4}^2} = -\frac{2 \cdot 0,7 \cdot 25000 \cdot 10^{-5}}{115^2} = -1,323 \cdot 10^{-5} \text{ См};$$

$$g_{T5} = \frac{n \cdot \Delta P_{XX5} \cdot 10^{-3}}{U_{OB5}^2} = \frac{2 \cdot 17 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 1,285 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

										Лист
										41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ЕС-п8109.141.ПЗ					

$$b_{T5} = -\frac{n \cdot I_{xx5} \cdot S_{H5} \cdot 10^{-5}}{U_{OB5}^2} = -\frac{2 \cdot 1,1 \cdot 10000 \cdot 10^{-5}}{115^2} = -8,318 \cdot 10^{-6} \text{ См,}$$

Знайдемо комплексну провідність блоків трансформаторів:

$$Y_4 = g_{T4} + j \cdot b_{T4} = 4,688 \cdot 10^{-6} - 2,647 \cdot 10^{-5} \text{ См;}$$

$$Y_5 = g_{T5} + j \cdot b_{T5} = 2,571 \cdot 10^{-6} - 1,664 \cdot 10^{-5} \text{ См,}$$

Розрахунки для всіх блоків силових трансформаторів виконуються аналогічно. Результати розрахунку наведені в табл. 4.7.

Таблиця 4.7 – Параметри схем заміщення блоків силових трансформаторів.

ПС	Тип трансформаторів	Опір, Ом					Провідність, См
		$r_T$	$x_T$	$x_B$	$x_C$	$x_H$	
1	ТДТН-16000/110	1,292	-	88,855	0	51,66	$(4,688 + 24,2i) \cdot 10^{-6}$
2	ТДТН-16000/110	1,292	-	88,855	0	51,66	$(3,478 + 24,2i) \cdot 10^{-6}$
3	ТМН-6300/110	4,832	-	225,665	0	131,2	$(2,117 + 11,43i) \cdot 10^{-6}$
4	ТДТН-25000/110	0,741	-	56,867	0	35,70	$(4,688 + 26,47i) \cdot 10^{-6}$
5	ТДН-10000/110	2,513	-	142,169	0	82,65	$(2,571 - 16,64i) \cdot 10^{-6}$

#### 4.5 Розрахунок приведених навантажень та еквівалентних провідностей.

Розрахунок приведених навантажень наведемо для ПС №2.

Визначимо коефіцієнт завантаження трансформаторів, які встановлені на ПС №2:

Коефіцієнт завантаження силових трансформаторів на ПС №2 складе:

$$\beta_{BH2} = \frac{S_{BH2} \cdot 10^3}{n \cdot S_{H2}} = \frac{\sqrt{14,286^2 + (4,938)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 16000} = 0,601;$$

$$\beta_{CH2} = \frac{S_{CH2} \cdot 10^3}{n \cdot S_{H2}} = \frac{\sqrt{12^2 + (-7,75)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 16000} = 0,446;$$

$$\beta_{HH2} = \frac{S_{HH2} \cdot 10^3}{n \cdot S_{H2}} = \frac{\sqrt{7^2 + (-5,06)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 16000} = 0,27,$$

Розраховуємо втрати потужності в блоку силових трансформаторів, які встановлені на ПС №2:

									Лист
									42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ЕС-п8109.141.ПЗ				

$$\Delta P_{tz2} = \frac{n \cdot \Delta P_{кз2}}{2} \cdot (\beta_{вн2}^2 + \beta_{сн2}^2 + \beta_{нн2}^2) = \frac{2 \cdot 100}{2} \cdot (0,60^2 + 0,44^2 + 0,15^2) = 58,401 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{tz2} = -n \cdot S_{н2} \cdot (\beta_{вн2}^2 \cdot U_{кв2} + \beta_{сн2}^2 \cdot U_{кц2} + \beta_{нн2}^2 \cdot U_{кн2}) \cdot 10^{-2} = -2 \cdot 16000 \cdot (0,60^2 \cdot 10,75 + 0,44^2 \cdot 0 + 0,15^2 \cdot 6,25) \cdot 10^{-2} = -1289,126 \text{ кВар},$$

Отже, значення приведенного навантаження на ПС №2 складе:

$$S_{пр2} = S_{зад2} + \Delta S_{tz2} \cdot 10^{-3} = 16 - j10,64 + (58,4 - j1289,12) \cdot 10^{-3} = 16,058 - j11,936 \text{ МВА}$$

Розрахунок приведених навантажень інших підстанцій виконується аналогічно. Результати розрахунку наведені в табл. 4.8.

Таблиця 4.8 – Приведенні навантаження ПС

ПС	$\dot{S}_{зад}$ , МВА	$\Delta \dot{S}_{tz}$ , КВА	$\dot{S}_{пр}$ , МВА
1	18-12,173i	70,183-i1719	18,07-13,893i
2	16-10,647i	58,401-i1289	16,058-11,936i
3	6-4,344i	40,091-i740	6,04-5,084i
4	29-19,279i	110,54-i2709	29,111-20,108i
5	8-5,792i	37,068-i829	8,037-6,621i

Знайдемо еквівалентні провідності пунктів мережі. Приклад розрахунку наведемо для пункту 1:

$$\underline{Y}_1 = 0,5 \cdot (\underline{Y}_{1-4} + \underline{Y}_{1-2}) + \underline{Y}_{г1} = 0,5 \cdot (j59,17 + j72,11) \cdot 10^{-6} + (3,47 - j24,19) \cdot 10^{-6} (3,478 + j41,4) \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

Результат розрахунку для решти пунктів мережі наведено в табл. 4.9.

Таблиця 4.9 – Результат розрахунку еквівалентних провідностей

№ пункту	$\underline{Y}_i$ , См
1	$(3,478+i42,85) \cdot 10^{-6}$
2	$(3,478+i 75,16) \cdot 10^{-6}$
3	$(2,117+i 33,64i) \cdot 10^{-6}$
4	$(4,688+i 81,13) \cdot 10^{-6}$
5	$(2,571+i 68,78) \cdot 10^{-6}$
A	$i 154,7i10^{-6}$

Розрахункова схема мережі наведена на рис. 4.5.

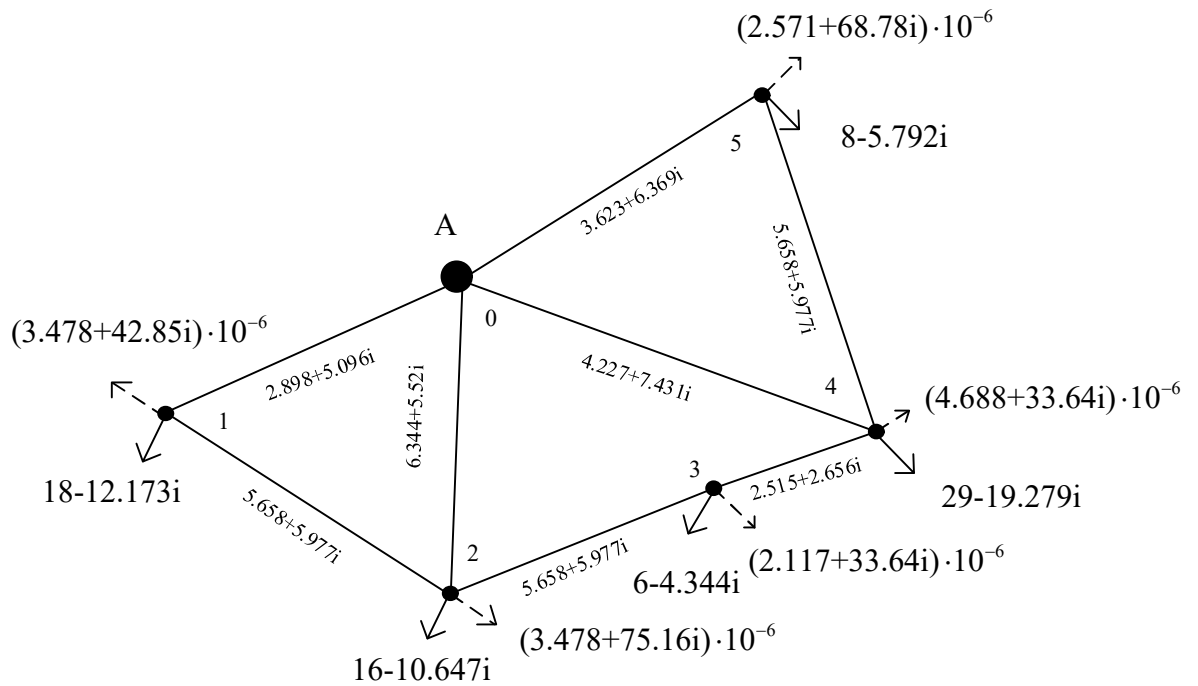


Рис. 4.5 – Розрахункова схема мережі

#### 4.6 Розрахунок режиму максимальних навантажень

Виконаємо розрахунок режимних параметрів мережі при максимальних навантаженнях. Розрахунок проведемо за допомогою методу розрізання контурів.

Знаходимо початковий потікорозподіл:

$$S_{1-A}^{\text{poz}} = S_1 = 18,07 - 13,893i \text{ МВА};$$

$$S_{4-A}^{\text{poz}} = S_{3-4}^{\text{poz}} + S_4 = 6,04 - 5,084i + 29,111 - 20,108i = 35,151 - 25,192i \text{ МВА};$$

$$S_{5-A}^{\text{poz}} = S_5 = 8,037 - 6,621i \text{ МВА};$$

$$S_{2-A}^{\text{poz}} = S_2 = 16,058 - 11,936i \text{ МВА}; (2,571 + 68,78i) \cdot 10^{-6}$$

$$S_{3-4}^{\text{poz}} = S_3 = 6,04 - 5,084i \text{ МВА},$$

Для даної схеми РЕМ система контурних рівнянь матиме вигляд:

$$\begin{cases} -\dot{S}_{1-A}^{\text{poz}} \cdot z_{1-A} + \dot{S}_{2-A}^{\text{poz}} \cdot z_{2-A} = -\dot{S}_I \cdot z_I + \dot{S}_{II} \cdot z_{I-II}; \\ -\dot{S}_{2-A}^{\text{poz}} \cdot z_{2-A} + \dot{S}_{4-A}^{\text{poz}} \cdot z_{4-A} - \dot{S}_{3-4}^{\text{poz}} \cdot z_{3-4} = -\dot{S}_{II} \cdot l_{II} + \dot{S}_I \cdot l_{II-I} + \dot{S}_{III} \cdot l_{II-I}; \\ \dot{S}_{5-A}^{\text{poz}} \cdot z_{5-A} - \dot{S}_{4-A}^{\text{poz}} \cdot z_{4-A} = -\dot{S}_{III} \cdot l_{III} + \dot{S}_{II} \cdot l_{II-I}, \end{cases}$$

Знаходимо корені даної системи рівнянь:

$$S_I = -2,442 + 3,775i \text{ МВА};$$

$$S_{II} = -6,691 + 2,17i \text{ МВА};$$

$$S_{III} = 7,506 - 4,924i \text{ МВА},$$

В замкненій мережі поточкорозподіл потужності складе:

$$S_{1-A} = S_{1-A}^{\text{поз}} - S_I = 18,07 - 13,893i - (-2,442 + 3,775i) = 20,512 - 17,668i \text{ МВА};$$

$$S_{2-A} = S_{2-A}^{\text{поз}} + S_I - S_{II} = 16,058 - 11,936i + (-2,442 + 3,775i) - (-6,691 + 2,17i) \\ = 20,307 - 10,331i \text{ МВА};$$

$$S_{4-A} = S_{4-A}^{\text{поз}} + S_{II} - S_{III} = 35,151 - 25,192i + (-6,691 + 2,17i) - (7,506 - 4,924i) \\ = 20,954 - 18,098i \text{ МВА};$$

$$S_{5-A} = S_{5-A}^{\text{поз}} + S_{III} = 8,037 - 6,621i + 7,506 - 4,924i = 15,543 - 11,545i \text{ МВА};$$

$$S_{4-5} = -S_{III} = -7,506 + 4,924i \text{ МВА};$$

$$S_{3-4} = -S_{3-4} + S_{II} = 6,04 - 5,084i - (-6,691 + 2,17i) = -0,651 - 2,914i \text{ МВА};$$

$$S_{2-3} = -S_{II} = 6,691 - 2,17i \text{ МВА};$$

$$S_{1-2} = -S_I = 2,442 - 3,775i \text{ МВА}.$$

Перевіримо виконання другого закону Кірхгофа

$$-S_{2-A} \cdot z_{2-A} + S_{1-A} \cdot z_{1-A} - S_{1-2} \cdot z_{1-2} = (2,898 + 5,096i) \cdot (20,512 - 17,668i) + (6,344 + 5,52i) \cdot \\ \cdot (20,307 - 10,331i) - (5,658 + 5,977i) \cdot (2,442 - 3,775i) = 0;$$

$$S_{4-A} \cdot z_{4-A} + S_{3-4} \cdot z_{3-4} - S_{2-3} \cdot z_{2-3} - S_{2-A} \cdot z_{2-A} = (4,227 + 7,431i) \cdot (20,954 - 18,098i) - \\ - (2,51 + 2,65i) \cdot (-0,65 - 2,91i) - (4,82 + 5,092i) \cdot (6,691 - 2,17i) - (6,344 + 5,52i) \cdot \\ \cdot (20,307 - 10,331i) = 0;$$

$$S_{5-A} \cdot l_{5-A} - S_{3-A} \cdot l_{3-A} - S_{3-5} \cdot l_{3-5} = (3,623 + 6,369i) \cdot (15,543 - 11,545i) - (7,335 + 7,748i) \cdot \\ (-7,506 + 4,924i) - (4,227 + 7,431i) \cdot (20,954 - 18,098i) = 0.$$

Отже, розрахунок поточкорозподілу потужності в замкненій мережі виконано правильно.

Перша ітерація.

Для незалежних вузлів розрахункової схеми приймаємо початкові наближення:

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

Фіктивні рівні напруги середини ділянок:

$$U_{c,1-A} = \frac{U_A + U_1}{2} = \frac{115 + 110}{2} = 112,5 \text{ кВ}$$

$$U_{c,2-A} = \frac{U_A + U_2}{2} = \frac{115 + 110}{2} = 112,5 \text{ кВ}$$

										Лист
										45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

$$U_{C,4-A} = \frac{U_A + U_4}{2} = \frac{115 + 110}{2} = 112,5 \text{ кВ}$$

$$U_{C,5-A} = \frac{U_A + U_5}{2} = \frac{115 + 110}{2} = 112,5 \text{ кВ}$$

$$U_{C,1-2} = \frac{U_1 + U_2}{2} = \frac{110 + 110}{2} = 110 \text{ кВ}$$

$$U_{C,2-3} = \frac{U_2 + U_3}{2} = \frac{110 + 110}{2} = 110 \text{ кВ}$$

$$U_{C,4-5} = \frac{U_4 + U_5}{2} = \frac{110 + 110}{2} = 110 \text{ кВ}$$

$$U_{C,3-4} = \frac{U_3 + U_4}{2} = \frac{110 + 110}{2} = 110 \text{ кВ}$$

Знайдемо втрати потужності в опорах ділянок за основним потокорозподілом потужностей та початковим наближенням рівнів напруг у пунктах.

$$\begin{aligned} \Delta S_{Z,1-A} &= \frac{P_{1-A}^2 + Q_{1-A}^2}{U_{C,1-A}^2} \cdot (r_{1-A} - j \cdot x_{1-A}) = \frac{20,512^2 + (-17,668)^2}{112,5^2} \cdot (2,898 - j \cdot 5,096) = \\ &= 0,168 - 0,295i \text{ МВА} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta S_{Z,2-A} &= \frac{P_{2-A}^2 + Q_{2-A}^2}{U_{C,2-A}^2} \cdot (r_{2-A} - j \cdot x_{2-A}) = \frac{20,307^2 + (-10,331)^2}{112,5^2} \cdot (6,344 - j \cdot 5,52) = \\ &= 0,26 - 0,226i \text{ МВА} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta S_{Z,4-A} &= \frac{P_{4-A}^2 + Q_{4-A}^2}{U_{C,4-A}^2} \cdot (r_{4-A} - j \cdot x_{4-A}) = \frac{20,954^2 + (-18,098)^2}{112,5^2} \cdot (4,227 - j \cdot 7,431) = \\ &= 0,256 - 0,45j \text{ МВА} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta S_{Z,5-A} &= \frac{P_{5-A}^2 + Q_{5-A}^2}{U_{C,5-A}^2} \cdot (r_{5-A} - j \cdot x_{5-A}) = \frac{15,543^2 + (-11,545)^2}{112,5^2} \cdot (3,623 - j \cdot 6,369) = \\ &= 0,107 - 0,189j \text{ МВА} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta S_{Z,1-2} &= \frac{P_{1-2}^2 + Q_{1-2}^2}{U_{C,1-2}^2} \cdot (r_{1-2} - j \cdot x_{1-2}) = \frac{2,442^2 + (-3,775)^2}{110^2} \cdot (5,658 - j \cdot 5,977) = \\ &= 0,009 - 0,01j \text{ МВА} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta S_{Z,4-5} &= \frac{P_{4-5}^2 + Q_{4-5}^2}{U_{C,4-5}^2} \cdot (r_{4-5} - j \cdot x_{4-5}) = \frac{7,401^2 + (-5,031)^2}{110^2} \cdot (7,335 - j \cdot 7,748) = \\ &= 0,049 - 0,051j \text{ МВА} \end{aligned}$$

										Лист
										46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ЕС-п8109.141.ПЗ					

$$\Delta S_{Z,2-3} = \frac{P_{2-3}^2 + Q_{2-3}^2}{U_{C,2-3}^2} \cdot (r_{2-3} - j \cdot x_{2-3}) = \frac{6,691^2 + (-2,17)^2}{110^2} \cdot (4,82 - j \cdot 5,092) \\ = 0,002 - 0,002j \text{ MVA}$$

$$\Delta S_{Z,3-4} = \frac{P_{3-4}^2 + Q_{3-4}^2}{U_{C,3-4}^2} \cdot (r_{3-4} - j \cdot x_{3-4}) = \frac{1,077^2 + (-0,058)^2}{110^2} \cdot (2,515 - j \cdot 2,656) = \\ = 0 - 0i \text{ MVA}$$

Знайдемо втрати потужності в провідностях пунктів за початковим наближенням рівнів напруг у пунктах

$$\Delta S_{Y,1} = Y_1 \cdot U_1^2 = (3,478 + 42,85) \cdot 10^{-6} \cdot 110^2 = 0,042 + 0,518j \text{ MVA}$$

$$\Delta S_{Y,2} = Y_2 \cdot U_2^2 = (3,478 + 75,16) \cdot 10^{-6} \cdot 110^2 = 0,042 + 0,909i \text{ MVA}$$

$$\Delta S_{Y,3} = Y_3 \cdot U_3^2 = (2,117 + 33,6) \cdot 10^{-6} \cdot 110^2 = 0,026 + 0,407i \text{ MVA}$$

$$\Delta S_{Y,4} = Y_4 \cdot U_4^2 = (4,688 + 81,13i) \cdot 10^{-6} \cdot 110^2 = 0,057 + 0,982i \text{ MVA}$$

$$\Delta S_{Y,5} = Y_5 \cdot U_5^2 = (2,571 + 68,78i) \cdot 10^{-6} \cdot 110^2 = 0,031 + 0,832i \text{ MVA}$$

Формуємо додаткові навантаження пунктів від втрат потужності:

$$\Delta S_{P,1} = \Delta S_{Y,1} + 0,5 \cdot (\Delta S_{Z,1-A} + \Delta S_{Z,1-2}) = (0,042 + 0,501) + \\ + 0,5 \cdot (0,168 - 0,295i + 0,009 - 0,0099j) = 0,131 + 0,366i \text{ MVA}$$

$$\Delta S_{P,2} = \Delta S_{Y,2} + 0,5 \cdot (\Delta S_{Z,2-A} + \Delta S_{Z,1-2} + \Delta S_{Z,2-3}) = (0,042 + 0,909i) + \\ + 0,5 \cdot (0,26 - 0,226i + 0,02 - 0,021i + 0,009 - 0,0099j) = 0,187 + 0,781i \text{ MVA}$$

$$\Delta S_{P,3} = \Delta S_{Y,3} + 0,5 \cdot (\Delta S_{Z,3-4} + \Delta S_{Z,2-3}) = (0,056 + 1,101) + \\ + 0,5 \cdot (0,002 - 0,0025j) + (0,02 - 0,021i) = 0,036 + 0,396i \text{ MVA}$$

$$\Delta S_{P,4} = \Delta S_{Y,4} + 0,5 \cdot (\Delta S_{Z,4-5} + \Delta S_{Z,4-A} + \Delta S_{Z,3-4}) = (0,057 + 0,982i) + \\ + 0,5 \cdot (0,049 - 0,051i + (0,256 - 0,45i) + (0,002 - 0,0025i)) = 0,209 + 0,731 \text{ MVA}$$

$$\Delta S_{P,5} = \Delta S_{Y,5} + 0,5 \cdot (\Delta S_{Z,5-A} + \Delta S_{Z,4-5}) = (0,031 + 0,832i) + \\ + 0,5 \cdot ((0,049 - 0,051i) + (0,107 - 0,189i)) = 0,109 + 0,712i \text{ MVA}$$

Визначимо потокорозподіл додаткових навантажень від втрат потужності в пунктах за ділянками мережі. Розрахунок виконуємо методом контурних рівнянь.

Попередній потокорозподіл:

$$\Delta S_{P,1-A} = \Delta S_{P,1} = 0,131 + 0,366i \text{ MVA}$$

$$\Delta S_{P,2-A} = \Delta S_{P,2} = 0,187 + 0,781i \text{ MVA}$$

									Лист
									47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ЕС-п8109.141.ПЗ				

$$\Delta S_{P,4-A} = \Delta S_{P,4} + \Delta S_{P,3-4} = 0,245 + 1,127i \text{ MBA}$$

$$\Delta S_{P,3-4} = \Delta S_{P,3} = 0,036 + 0,396i \text{ MBA}$$

$$\Delta S_{P,5-A} = \Delta S_{P,5} = 0,109 + 0,712i \text{ MBA}$$

Отримаємо наступну систему рівнянь:

$$\begin{cases} -S_{1-A}^{\text{PO3}} \cdot z_{1-A} + S_{2-A}^{\text{PO3}} \cdot z_{2-A} = -S_I \cdot z_I + S_{II} \cdot z_{I-II}; \\ -S_{2-A}^{\text{PO3}} \cdot z_{2-A} + S_{4-A}^{\text{PO3}} \cdot z_{4-A} - S_{3-4}^{\text{PO3}} \cdot z_{3-4} = -S_{II} \cdot l_{II} + S_I \cdot l_{II-I} + S_{III} \cdot l_{II-III}; \\ S_{5-A}^{\text{PO3}} \cdot z_{5-A} - S_{4-A}^{\text{PO3}} \cdot z_{4-A} = -S_{III} \cdot l_{III} + S_{II} \cdot l_{II-III}, \end{cases}$$

Підставивши відповідні значення :

$$S_{K1} = -0,084 - 0,27i \text{ MBA}$$

$$S_{K2} = 0,051 - 0,228i \text{ MBA}$$

$$S_{K3} = 0,056 + 0,1i \text{ MBA}$$

$$\Delta S_{D,1-A} = \Delta S_{P,1-A} - S_{K1} = 0,215 + 0,636i \text{ MBA}$$

$$\Delta S_{D,2-A} = \Delta S_{P,2-A} + S_{K1} - S_{K2} = 0,052 + 0,739i \text{ MBA}$$

$$\Delta S_{D,4-A} = \Delta S_{P,4-A} + S_{K2} - S_{K3} = 0,24 + 0,799i \text{ MBA}$$

$$\Delta S_{D,5-A} = \Delta S_{P,5-A} + S_{K3} = 0,165 + 0,812i \text{ MBA}$$

$$\Delta S_{D,4-5} = -\Delta S_3 = -0,056 - 0,1i \text{ MBA}$$

$$\Delta S_{D,1-2} = -S_{K1} = 0,084 + 0,27i \text{ MBA}$$

$$\Delta S_{D,2-3} = -S_{K2} = -0,051 + 0,228i \text{ MBA}$$

$$\Delta S_{D,3-4} = \Delta S_{3-4} + S_{K2} = 0,087 + 0,168i \text{ MBA}$$

Виконаємо перевірку за 2-м законом Кірхгофа:

$$\Delta S_{D,2-A} \cdot \underline{z_{2-A}} - \Delta S_{D,1-A} \cdot \underline{z_{1-A}} - \Delta S_{D,1-2} \cdot \underline{z_{1-2}} = 0$$

$$\Delta S_{D,4-A} \cdot \underline{z_{3-A}} - \Delta S_{D,2-A} \cdot \underline{z_{2-A}} - \Delta S_{D,2-3} \cdot \underline{z_{2-3}} + \Delta S_{D,3-4} \cdot \underline{z_{3-4}} = 0$$

$$\Delta S_{D,5-A} \cdot \underline{z_{5-A}} - \Delta S_{D,4-5} \cdot \underline{z_{4-5}} - \Delta S_{D,4-A} \cdot \underline{z_{4-A}} = 0$$

Потокорозподіл від додаткових навантажень у схемі знайдено вірно

Накладаємо потокорозподіл додаткових навантажень на основний потокорозподіл и отримуємо результуючий потокорозподіл потужностей на першій ітерації розрахунку

$$S_{PE3,1} = S_{IP,1} + \Delta S_{P,1} = 18,07 - 13,893i + 0,131 + 0,366i = 18,201 - 13,527i \text{ MBA}$$

$$S_{PE3,2} = S_{IP,2} + \Delta S_{P,2} = 16,058 - 11,936i + 0,187 + 0,781i = 16,245 - 11,155i \text{ MBA}$$

$$S_{PE3,3} = S_{IP,3} + \Delta S_{P,3} = 6,04 - 5,084i + 0,036 + 0,396i = 6,076 - 4,688i \text{ MBA}$$

										Лист
										48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ЕС-п8109.141.ПЗ					



$$S_{PE3,4} = S_{IP,4} + \Delta S_{P,4} = 29,111 - 20,108i + 0,209 + 0,73li = 29,32 - 19,377i \text{ MVA}$$

$$S_{PE3,5} = S_{IP,5} + \Delta S_{P,5} = 8,037 - 6,62li + 0,109 + 0,712i = 8,146 - 5,909i \text{ MVA}$$

Результуючий потік потужностей ділянками схеми визначається

$$S_{PE3,1-A} = S_{OCH,1-A} + \Delta S_{D,1-A} = 20,512 - 17,668i + 0,215 + 0,636i = 20,727 - 17,032i \text{ MVA}$$

$$S_{PE3,2-A} = S_{OCH,2-A} + \Delta S_{D,2-A} = 20,307 - 10,33li + 0,052 + 0,739i = 20,359 - 9,592i \text{ MVA}$$

$$S_{PE3,4-A} = S_{OCH,4-A} + \Delta S_{D,4-A} = 20,954 - 18,098i + 0,24 + 0,799i = 21,193 - 17,298i \text{ MVA}$$

$$S_{PE3,5-A} = S_{OCH,5-A} + \Delta S_{D,5-A} = 15,543 - 11,545i + 0,165 + 0,812i = 15,708 - 10,733i \text{ MVA}$$

$$S_{PE3,1-2} = S_{OCH,1-2} + \Delta S_{D,1-2} = 2,442 - 3,775i + 0,084 + 0,27i = 2,526 - 3,505i \text{ MVA}$$

$$S_{PE3,4-5} = S_{OCH,4-5} + \Delta S_{D,4-5} = 7,401 - 5,03li + (-0,056 - 0,li) = 7,345 - 5,13li \text{ MVA}$$

$$S_{PE3,2-3} = S_{OCH,2-3} + \Delta S_{D,2-3} = 6,691 - 2,17i + -0,051 + 0,228i = 6,64 - 1,942i \text{ MVA}$$

$$S_{PE3,3-4} = S_{OCH,3-4} + \Delta S_{D,3-4} = 1,077 - 0,058i + 0,087 + 0,168i = 1,164 + 0,1li \text{ MVA}$$

Визначаємо рівні напруги в пунктах схем на першій ітерації розрахунку

$$U_{1,1} = \sqrt{U_A^2 - 2 \cdot (P_{1-A} \cdot r_{1-A} - Q_{1-A} \cdot x_{1-A})} = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (20,727 \cdot 2,898 + 17,032 \cdot 5,096)} = 113,716 \text{ кВ}$$

$$U_{2-1} = \sqrt{U_A^2 - 2 \cdot (P_{2-A} \cdot r_{2-A} - Q_{2-A} \cdot x_{2-A})} = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (20,359 \cdot 6,344 + 9,592 \cdot 5,52)} = 113,405 \text{ кВ}$$

$$U_{3,1} = \sqrt{U_{4,1}^2 - 2 \cdot (P_{3-4} \cdot r_{3-4} - Q_{3-4} \cdot x_{3-4})} = \sqrt{113,087^2 - 2 \cdot (1,164 \cdot 2,515 + 0,11 \cdot 2,656)} = 113,064 \text{ кВ}$$

$$U_{5,1} = \sqrt{U_A^2 - 2 \cdot (P_{5-A} \cdot r_{5-A} - Q_{5-A} \cdot x_{5-A})} = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (15,708 \cdot 3,623 + 10,733 \cdot 6,369)} = 113,905 \text{ кВ}$$

$$U_{4,1} = \sqrt{U_A^2 - 2 \cdot (P_{A-4} \cdot r_{A-4} - Q_{A-4} \cdot x_{A-4})} = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (21,193 \cdot 4,227 + 17,298 \cdot 7,431)} = 113,087 \text{ кВ}$$

Визначимо втрати потужності в схемі на першій ітерації

$$\begin{aligned} S_{БП} &= S_{PE3,1-A} + S_{PE3,2-A} + S_{PE3,4-A} + S_{PE3,5-A} + 0,5 \cdot (\Delta S_{Z,1-A} + \Delta S_{Z,2-A} + \Delta S_{Z,4-A} + \Delta S_{Z,5-A}) + Y_{БП} \cdot U_A = \\ &= 20,727 - 17,032i + 20,359 - 9,592i + 21,193 - 17,298i + 15,708 - 10,733i + \\ &0,295i + 0,26 - 0,226i + 0,256 - 0,45i + 0,107 - 0,189i + 1,547i \cdot 10^{-4} \cdot 115 = \\ &= 8,383 - 55,218i \text{ MVA} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S_{\Sigma} &= S_{m,1} + S_{m,2} + S_{m,3} + S_{m,4} + S_{m,5} = 18 - 12,173i + 16 - 10,647i + 6 - 4,344i + 129 - 19,279i \\ &+ 8 - 5,792i = 77 - 52,235i \text{ MVA} \end{aligned}$$

$$\Delta S_{\Sigma,1} = S_{БП} - S_{\Sigma} = 78,383 - 55,218i - (77 - 52,235i) = 1,383 - 2,983i \text{ MVA}$$

Так як зміни модулів напруги в пунктах схеми більше за 2%, обрахуємо наступну ітерацію. Розрахунок аналогічний, тому всі необхідні дані будуть заповнені в таблицю 4.10.

										Лист
										49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

Таблиця 4.10 – Результат розрахунку другої ітерації режиму максимальних навантажень

Параметр	Значення			
	Втрати потужності в опорах ділянок, МВА	1-А	0,159-0,28i	4-5
2-А		0,246-0,214i	1-2	0,008-0,009i
4-А		0,243-0,428i	2-3	0,018-0,019i
5-А		0,1-0,176i	3-4	0,00027-0,00028i
Втрати потужності в провідностях пунктів, МВА	1	0,045+0,554i	4	0,06+1,038i
	2	0,045+0,967i	5	0,033+0,892i
	3	0,027+0,43i		
Додаткові навантаження пунктів, МВА	1	0,129+0,41i	4	0,205+0,799i
	2	0,181+0,846i	5	0,106+0,78i
	3	0,036+0,42i		
Потоки потужностей за ділянками від дод, навантажень пунктів, МВА	1-А	0,216+0,699i	4-А	0,241+0,871i
	2-А	0,037+0,8i	5-А	0,163+0,886i
	4-5	0,057-0,106i	2-3	0,057+0,243i
	1-2	0,087+0,289i	3-4	0,093+0,177i
Результуюче навантаження пунктів, МВА,	1	18,199-13,483i	4	29,315-19,308i
	2	16,239-11,091i	5	8,143-5,841i
	3	6,076-4,664i		
Результуючий потік потужності ділянками, МВА	1-А	20,728-16,969i	1-2	2,529-3,486i
	2-А	20,344-9,532i	4-5	7,344-5,137i
	4-А	21,194-17,227i	2-3	6,634-1,927i
	5-А	15,706-10,659i	3-4	1,17+0,119i
Рівень напруги в пунктах, кВ	1	113,719	4	113,092
	2	113,409	5	113,91
	3	113,069		

$$S_{БП} = S_{PE3,1-A} + S_{PE3,2-A} + S_{PE3,3-A} + S_{PE3,5-A} + 0,5 \cdot (\Delta S_{Z,1-A} + \Delta S_{Z,2-A} + \Delta S_{Z,3-A} + \Delta S_{Z,5-A}) + Y_{БП} \cdot U_A =$$

$$= 20,728 - 16,969i + 20,344 - 9,532i + 21,194 - 17,227i + 15,706 - 10,659i + 0,5 \cdot$$

$$\cdot (0,159 - 0,28i + 0,246 - 0,214i + 0,243 - 0,428i + 0,1 - 0,176i) + 1,547i \cdot 10^{-4} \cdot 115$$

$$= 78,348 - 54,918i \text{ MBA}$$

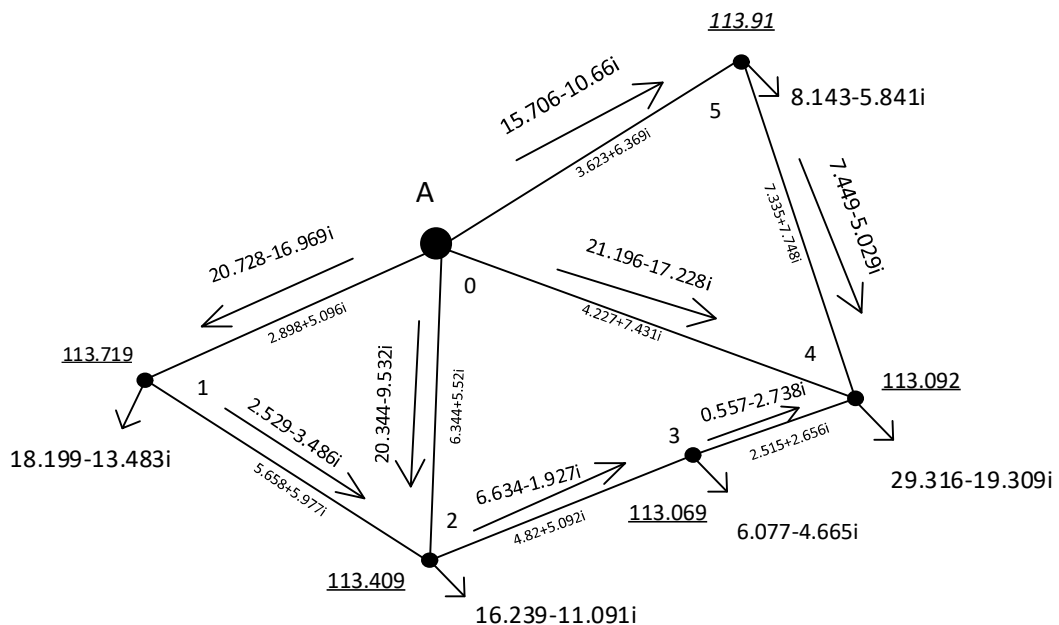
$$S_{\Sigma} = S_{m,1} + S_{m,2} + S_{m,3} + S_{m,4} + S_{m,5} = 18 - 12,173i + 16 - 10,647i + 6 - 4,344i +$$

$$+ 129 - 19,279i + 8 - 5,792i = 77 - 52,235i \text{ MBA}$$

$$\Delta S_{\Sigma,2} = S_{БП} - S_{\Sigma} = 78,348 - 54,918i - (77 - 52,235i) = 1,348 - 2,684i \text{ MBA}$$

$$\Delta = \left| \frac{\Delta S_{\Sigma,2} - \Delta S_{\Sigma,1}}{\Delta S_{\Sigma,1}} \right| \cdot 100 = \left| \frac{1,348 - 2,684i - (1,383 - 2,983i)}{(1,383 - 2,983i)} \right| \cdot 100 = 1,522 \%$$

Оскільки відносна зміна сумарних втрат потужності не перевищує 2%, то розрахунок можна вважати виконаним.



$$\Delta S_E = 1.348 - 2.684i$$

Рис. 4.6 – Режим максимальних навантажень

Виконаємо вибір регулювальних відгалуджень РПН та ПБЗ силових трансформаторів для режиму максимальних навантажень.

Наведемо приклад розрахунку для ПС №2. На ПС №2 плануються встановлення двох силових трансформаторів типу ТДТН-16000/110. Бажане значення рівнів напруги сторони 10 кВ: 10,5 кВ. Бажане значення рівнів напруги сторони 35 кВ: 35,5 кВ.

Визначимо величину втрат напруги в обмотка блоку трансформаторів встановлених на ПС №2:

$$\begin{aligned}\Delta U_{\text{тв}2} &= \frac{(P_{\text{в}2} + \Delta P_{\text{тз}2} + g_{\text{т}2} \cdot U_2^2) \cdot r_{\text{т}2}}{U_2} - \frac{(Q_{\text{в}2} + \Delta Q_{\text{тз}2} + b_{\text{т}2} \cdot U_2^2) \cdot x_{\text{т}2}}{U_2} = \\ &= \frac{(12 + 4 + 3,478 \cdot 10^{-6} \cdot 113,409^2) \cdot 1,292}{113,409} - (-7,751 + -2,896 + -2,42 \cdot 10^{-5} \cdot 113,4092) \cdot \\ &\cdot 44,428113,409 = 4,476 \text{ кВ};\end{aligned}$$

$$\Delta U_{\text{тс}2} = \frac{P_{\text{сн}2} \cdot r_{\text{т}2} - Q_{\text{сн}2} \cdot x_{\text{т}2}}{U_2 - \Delta U_{\text{тв}2}} = \frac{12 \cdot 1,292 - (-7,751) \cdot 0}{113,409 - 4,476} = 0,142 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\text{тн}2} = \frac{P_{\text{пн}2} \cdot r_{\text{т}2} - Q_{\text{пн}2} \cdot x_{\text{т}2}}{U_2 - \Delta U_{\text{тв}2}} = \frac{4 \cdot 1,292 + 2,896 \cdot 25,83}{113,409} = 0,705 \text{ кВ}.$$

Для трансформаторів на ПС №2 знайдемо значення  $U_{\text{пс}}$  і  $U_{\text{пн}}$ :

$$U_{\text{пс}2} = U_2 - \Delta U_{\text{тв}2} - \Delta U_{\text{тс}2} = 113,409 - 4,476 - 0,142 = 108,791 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{пн}2} = U_2 - \Delta U_{\text{тв}2} - \Delta U_{\text{тн}2} = 113,409 - 4,476 - 0,705 = 108,228 \text{ кВ}.$$

Для силових трансформаторів на ПС №2 бажане відносне число регулювальних витків РПН складе:

$$\omega_{\text{вж}2} = \frac{U_{\text{пн}2} \cdot U_{\text{тн}2}}{U_{\text{тв}2} \cdot U_{\text{ндж}2}} - 1 = \frac{108,228 \cdot 11}{115 \cdot 10,5} - 1 = -0,014,$$

Ступінь регулювання РПН для трансформаторів ПС №2 складе:

$$N_{\text{в}2} = \frac{\omega_{\text{вж}2}}{\omega_{\text{в}2}} = \frac{-0,014}{0,018} = -0,0782 \rightarrow N_{\text{в}2}^{\text{ст}} = -1,$$

Таким чином стандартне число регулювальних витків РПН складе:

$$\omega_{\text{в}2}^{\text{ст}} = N_{\text{в}2}^{\text{ст}} \cdot \omega_{\text{в}0} = -1 \cdot 0,0178 = -0,018$$

Знаходимо фактичний рівень напруги на шинах низької напруги ПС №2:

$$U_{\text{нд}2} = \frac{U_{\text{пн}2} \cdot U_{\text{тн}2}}{U_{\text{тв}2} \cdot (1 + \omega_{\text{в}2}^{\text{ст}})} = \frac{108,228 \cdot 11}{115 \cdot (1 - 0,018)} = 10,542 \text{ кВ},$$

Для силових трансформаторів на ПС №2 бажане відносне число регулювальних витків ПБЗ складе:

$$\omega_{\text{сж}2} = \frac{U_{\text{сж}2} \cdot U_{\text{тв}2} \cdot (1 + \omega_{\text{в}2}^{\text{ст}})}{U_{\text{пс}2} \cdot U_{\text{тс}2}} - 1 = \frac{38,5 \cdot 115 \cdot (1 - 0,018)}{108,791 \cdot 38,5} - 1 = 0,038$$

Ступінь регулювання ПБЗ для трансформаторів ПС №2 складе:

					ЕС-п8109.141.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

$$N_{c2} = \frac{\omega_{сж2}}{\omega_{с0}} = \frac{-0,014}{0,018} = -0,0782 \rightarrow N_{c2}^{ст} = -1,$$

Таким чином стандартне число регулювальних витків РПН складе:

$$\omega_{c2}^{ст} = N_{c2}^{ст} \cdot \omega_{с0} = -1 \cdot 0,018 = -0,018,$$

Знаходимо фактичний рівень напруги на шинах середньої напруги ПС 5:

$$U_{сд2} = \frac{U_{пс2} \cdot U_{тс2} \cdot (1 + \omega_{c2}^{ст})}{U_{тв2} \cdot (1 + \omega_{в2}^{ст})} = \frac{108,791 \cdot 38,5 \cdot (1 - 0,018)}{115 \cdot (1 - 0,018)} = 36,421 \text{ кВ},$$

Для всіх понижуючих підстанцій 110 кВ вибір відгалужень РПН і ПБЗ виконується аналогічно. Результати розрахунку наведені в табл. 4.11.

Таблиця 4.11 – Положення РПН і ПБЗ в режимі максимальних навантажень

ПС	$U_i$ , кВ	$N_B^{ст}$	$N_C^{ст}$	$U_{нд}$ , кВ	$U_{сд}$ , кВ
1	113,719	-1	-1	10,462	36,348
2	113,409	-1	-1	10,542	36,421
3	113,069	-2	—	10,47	—
4	113,092	-1	-1	10,434	36,096
5	113,91	-1	—	10,483	—

#### 4.7 Розрахунок режиму мінімальних навантажень

Згідно коефіцієнта зменшення активного навантаження знаходимо значення навантажень в пунктах розподільчої мережі. Приклад розрахунку для ПС №3:

$$P_{нн3}^{min} = 0,65 \cdot P_{нн3} = 0,65 \cdot 6 = 3,9 \text{ МВт},$$

Реактивне навантаження в режимі мінімальних навантажень для ПС №5 складе:

$$Q_{сн3}^{min} = -P_{сн3}^{min} \cdot tg \varphi_{сн} = 0 \cdot tg(32,86^\circ) = 0 \text{ МВАр};$$

$$Q_{нн3}^{min} = -P_{нн3}^{min} \cdot tg \varphi_{нн} = 3,9 \cdot tg(35,9^\circ) = -2,82 \text{ МВАр}.$$

Величина повного навантаження в режимі мінімальних навантажень для ПС №5 складе:

$$\dot{S}_3^{min} = P_{сн3}^{min} + P_{нн3}^{min} + j(Q_{сн3}^{min} + Q_{нн3}^{min}) = 0 + 3,9 + j(-2,824 - 0) = 3,9 - 2,824i \text{ МВА}$$

Так само перераховуємо навантаження інших ПС 110 кВ. Результати розрахунків наведені в табл. 4.12.

Таблиця 4.12 - Навантаження ПС 110 кВ в режимі мінімальних навантажень

№ пункту	$\dot{S}_i^{\min}$ , МВА
1	11,7-7,913i
2	10,4-6,921i
3	3,9-2,824i
4	18,85-12,531i
5	5,2-3,765i

Визначимо кількість силових трансформаторів, які повинні бути включені в режимі мінімальних навантажень на кожній ПС 110 кВ.

Наведемо приклад розрахунку для ПС №1. Розрахуємо суму квадратів модулів потужності обмоток силових трансформаторів:

$$\Sigma(|S_i|^2) = (|S_{\text{нн1}}^{\min}|)^2 + (|S_{\text{сн1}}^{\min}|)^2 + (|S_{\text{вн1}}^{\min}|)^2 = 8,512^2 + 5,617^2 + 14,125^2 = 303,505 \text{ МВА},$$

Знаходимо значення критичної потужності силових трансформаторів встановлених на ПС №1:

$$S_{\text{кр1}} = \frac{4 \cdot \Delta P_{\text{хх1}} \cdot S_{\text{н1}}^2}{\Delta P_{\text{кз1}}} = \frac{4 \cdot 23 \cdot 10^{-3} \cdot (16)^2}{100 \cdot 10^{-3}} = 235,52 \text{ МВА},$$

Таким чином на ПС №1 при мінімальних навантаженнях повинно бути включено два силових трансформатора (303,505 МВА > 235,52 МВА).

Так як в п.3 та п.5 встановлено двохобмотковий трансформатор критичну потужність для цих пунктів розрахуємо з за формулою:

$$S_{\text{кр3}} = \frac{2 \cdot \Delta P_{\text{хх3}} \cdot S_{\text{н3}}}{\Delta P_{\text{кз3}}} = \frac{2 \cdot 14 \cdot 10^{-3} \cdot 6,3}{58 \cdot 10^{-3}} = 3,041 \text{ МВА},$$

Для встановлення одного трансформатора потрібно щоб  $S_{\text{кр3}} > \dot{S}_i^{\min}$

Таким чином на ПС №3 при мінімальних навантаженнях повинно бути включено два силових трансформатора (4.815 МВА > 3,041МВА).

Для всіх понижуючих підстанцій вибір кількості включених трансформаторів виконується аналогічно.

Результати розрахунків наведені в табл. 4.13.

					ЕС-п8109.141.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

Таблиця 4.13 – Кількість включених трансформаторів

ПС	$\Sigma( S_i ^2)$ , МВА	$S_{кpi}$ , МВА	Кількість трансформаторів
1	303,505	235,52	2
2	252,583	235,52	2
3	4,815	3,041	2
4	833,713	553,571	2
5	6,42	4,474	2

В зв'язку із змінною навантаження та кількості включених трансформаторів в пунктах мережі перераховуємо приведенні навантаження і еквівалентні провідності пунктів. Результати розрахунку наведені в табл. 4.13.

Таблиця 4.14 – Приведенні навантаження та еквівалентні провідності в режимі мінімальних навантажень

№ пункту	$\dot{S}_{np}$ , МВА	$\underline{Y}$ , См
1	3,914-3,164i	$(3,478+i42,85i) \cdot 10^{-6}$
2	10,425-7,465i	$(3,478+i75,16) \cdot 10^{-6}$
3	3,919-3,164i	$(2,117+i33,64) \cdot 10^{-6}$
4	18,924-14,734i	$(4,688+i81,13i) \cdot 10^{-6}$
5	5,216-4,115i	$(2,571+i68,78i) \cdot 10^{-6}$
0	-	$i154,7i \cdot 10^{-6}$

Таблиця 4.15 – Результати першої ітерації обрахунку режиму мін. навантажень

Параметр	Значення			
Втрати потужності в опорах ділянок, МВА	1-А	0,072-0,127i	4-5	0,049-0,051i
	2-А	0,113-0,099i	1-2	0,004-0,004i
	4-А	0,117-0,206i	2-3	0,009-0,01i
	5-А	0,048-0,085i	3-4	0,0002-0,0003i
Втрати потужності в провідностях пунктів, МВА	1	0,042+0,518i	4	0,057+0,9i
	2	0,042+0,909i	5	0,031+0,832i
	3	0,026+0,407i		
Додаткові навантаження пунктів, МВА	1	0,08+0,453i	4	0,03+0,402i
	2	0,105+0,853i	5	0,08+0,764i
	3	0,03+0,402i		
Потоки потужностей за ділянками від дод, навантажень пунктів, МВА	1-А	0,153+0,73i	4-А	0,184+0,854i
	2-А	0,022+0,792i	5-А	0,12+0,867i
	4-5	0,04-0,103i	2-3	0,054+0,216i
	1-2	0,073+0,277i	3-4	0,084+0,186i
Результуюче навантаження пунктів, МВА,	1	11,81-8,187i	4	19,064-13,963i
	2	10,53-6,122i	5	5,295-3,351i
	3	3,945-2,762i		
Результуючий потік потужності ділянками, МВА	1-А	13,516-10,391i	1-2	1,706-2,204i
	2-А	13,159-5,699i	4-5	4,941+3,453i
	4-А	13,72-11,476i	2-3	4,341-1,785i
	5-А	10,223-6,79i	3-4	0,39-0,981i
Рівень напруги в пунктах, кВ	1	109,159	4	108,69
	2	108,95	5	109,268
	3	108,675		



$$S_{БП} = S_{PE3,1-A} + S_{PE3,2-A} + S_{PE3,4-A} + S_{PE3,5-A} + 0,5 \cdot (\Delta S_{Z,1-A} + \Delta S_{Z,2-A} + \Delta S_{Z,4-A} + \Delta S_{Z,5-A}) + Y_{БП} \cdot U_A = 13,516 - 10,391i + 13,159 - 5,699i + 13,72 - 11,476i + 10,223 - 6,79i + 0,5 \cdot (0,072 - 0,127i + 0,113 - 0,099i + 0,117 - 0,206i + 0,048 - 0,085i) + 1,479ij \cdot 10^{-4} \cdot 110 = 50,793 - 34,598i \text{ MBA}$$

$$S_{\Sigma} = S_{m,1} + S_{m,2} + S_{m,3} + S_{m,4} + S_{m,5} = 11,7 - 7,913i + 10,4 - 6,921i + 3,9 - 2,824i + 18,85 - 12,531i + 5,2 - 3,765i = 50,05 - 33,953i \text{ MBA}$$

$$\Delta S_{\Sigma,1} = S_{БП} - S_{\Sigma} = 50,793 - 34,598i - (50,05 - 33,953i) = 0,743 - 0,646i \text{ MBA}$$

					ЕС-п8109.141.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

## Ітерація 2

Таблиця 4.16 – Результати другої ітерації режиму мінімальни хнавантажень.

Параметр	Значення			
	Втрати потужності в опорах ділянок, МВА	1-А	0,07-0,123i	4-5
2-А		0,109-0,095i	1-2	0,004-0,004i
4-А		0,113-0,199i	2-3	0,009-0,009i
5-А		0,046-0,08i	3-4	0,0003-0,0003i
Втрати потужності в провідностях пунктів, МВА	1	0,041+0,511i	4	0,055+0,879i
	2	0,041+0,892i	5	0,031+0,821i
	3	0,025+0,397i		
Додаткові навантаження пунктів, МВА	1	0,078+0,447i	4	0,03+0,392i
	2	0,078+0,447i	5	0,078+0,755i
	3	0,03+0,392i		
Потоки потужностей за ділянками від дод, навантажень пунктів, МВА	1-А	0,154+0,746i	4-А	0,186+0,801i
	2-А	0,035+0,772i	5-А	0,12+0,866i
	4-5	0,042-0,111i	2-3	0,061+0,233i
	1-2	0,076+0,299i	3-4	0,091+0,159i
Результуюче навантаження пунктів, МВА,	1	11,808-8,192i	4	3,944-2,771i
	2	10,527-6,137i	5	5,294-3,36i
	3	3,944-2,771i		
Результуючий потік потужності ділянками, МВА	1-А	13,512-10,402i	1-2	1,704-2,21i
	2-А	13,16-5,714i	4-5	4,94+3,458i
	4-А	13,715-11,492i	2-3	4,337-1,787i
	5-А	10,22-6,804i	3-4	0,393-0,984i
Рівень напруги в пунктах, кВ	1	109,159	4	108,689
	2	108,949	5	109,267
	3	108,67		

$$S_{БП} = S_{PE3,1-A} + S_{PE3,2-A} + S_{PE3,4-A} + S_{PE3,5-A} + 0,5 \cdot (\Delta S_{Z,1-A} + \Delta S_{Z,2-A} + \Delta S_{Z,4-A} + \Delta S_{Z,5-A}) + Y_{БП} \cdot U_A = 13,512 - 10,402i + 13,16 - 5,714i + 13,715 - 11,492i + 10,22 - 6,804i + 0,5 \cdot (0,07 - 0,123i + 0,109 - 0,095i + 0,113 - 0,199i + 0,046 - 0,08i) + 1,479i \cdot 10^{-4} \cdot 110 = 50,775 - 34,645i \text{ MVA}$$

$$S_{\Sigma} = S_{m,1} + S_{m,2} + S_{m,3} + S_{m,4} + S_{m,5} = 11,7 - 7,913i + 10,4 - 6,921i + 3,9 - 2,824i + 18,85 - 12,531i + 5,2 - 3,765i = 50,05 - 33,953i \text{ MVA}$$

$$\Delta S_{\Sigma,2} = S_{БП} - S_{\Sigma} = 50,775 - 34,645i - (50,05 - 33,953i) = 0,725 - 0,692i \text{ MVA}$$

$$\Delta = \left| \frac{\Delta S_{\Sigma,2} - \Delta S_{\Sigma,1}}{\Delta S_{\Sigma,1}} \right| \cdot 100 = \left| \frac{0,725 - 0,692i - 0,743 - 0,646i}{0,743 - 0,646i} \right| \cdot 100 = 0,977 \%$$

Результат розрахунку режимних параметрів при мінімальних навантаженнях наведено на рис. 4.7.

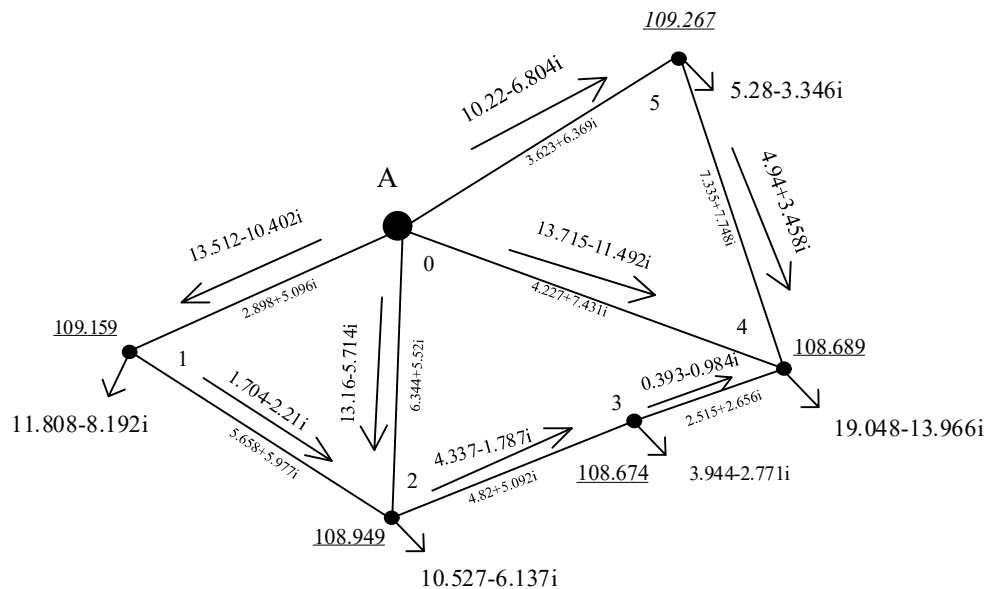


Рис. 4.7 – Режим мінімальних навантажень

Таблиця 4.17 – Положення РПН і ПБЗ в режимі мінімальних навантажень

ПС	$U_i$ , кВ	$N_{в}^{ст}$	$N_{с}^{ст}$	$U_{нд}$ , кВ	$U_{сд}$ , кВ
1	104,745	-3	-3	10,591	35,326
2	104,506	-3	-3	10,567	35,405
3	103,492	-3	-	10,464	-
4	104,542	-3	-3	10,57	35,144
5	104,974	-2	-	10,416	-

#### 4.8. Розрахунок післяаварійного режиму

Виконаємо розрахунок післяаварійного режиму роботи розподільчої мережі, який виникає після відключення лінії, якою транспортується найбільша потужність. В розрахунковій мережі такою є ділянка 4-А.

Перерахуємо еквівалентні провідності пунктів 0 та 5:

$$\underline{Y}_5 = 0,5 \cdot (\underline{Y}_{3-5} + \underline{Y}_{4-5}) + \underline{Y}_{r5} = 0,5 \cdot (j90 + 31,9) \cdot 10^{-6} + (4,688 - j26,4) \cdot 10^{-6} = (4,688 + j34,06) \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$\underline{Y}_0 = 0,5 \cdot (\underline{Y}_{2-A} + \underline{Y}_{5-A} + \underline{Y}_{1-A}) = 0,5 \cdot (j69,9 + j64,5 + j80,6) \cdot 10^{-6} = j107,6 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Решта параметрів схеми заміщення мережі мають такі самі значення, як і для режиму максимальних навантажень.

Зобразимо результати першої ітерації обрахунку післяаварійного режиму в таблиці 4.18.

					ЕС-п8109.141.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

Таблиця 4.18 – Результати першої ітерації обрахунку післяаварійного режиму.

Параметр	Значення			
	Втрати потужності в опорах ділянок, МВА	1-А	0,164-0,289i	4-5
2-А		0,253-0,22i	1-2	0,009-0,009i
4-А		0,103-0,182i	2-3	0,019-0,02i
5-А		0,103-0,181i	3-4	0,002-0,002i
Втрати потужності в провідностях пунктів, МВА	1	0,042+0,518i	4	0,057+0,412i
	2	0,042+0,909i	5	0,031+0,832i
	3	0,026+0,407i		
Додаткові навантаження пунктів, МВА	1	0,129+0,37i	4	0,082+0,385i
	2	0,182+0,785i	5	0,107+0,716i
	3	0,036+0,396i		
Потоки потужностей за ділянками від дод. навантажень пунктів, МВА	1-А	0,25+0,843i	4-А	0,177+0,945i
	2-А	0,043+1,084i	5-А	0,243+0,725i
	4-5	0,136+0,009i	2-3	0,018+0,772i
	1-2	0,121+0,473i	3-4	0,054+0,376i
Результуюче навантаження пунктів, МВА.	1	18,253-13,607i	4	29,333-19,871i
	2	16,458-11,359i	5	8,363-6,204i
	3	6,172-4,79i		
Результуючий потік потужності ділянками, МВА	1-А	24,668-20,733i	1-2	6,469-7,21i
	2-А	27,996-14,354i	4-5	17,045-13,998i
	4-А	13,726-11,397i	2-3	18,224-10,412i
	5-А	25,189-19,904i	3-4	12,148-5,724i
Рівень напруги в пунктах, кВ	1	113,449	4	111,004
	2	112,744	5	113,088
	3	111,488		

$$\begin{aligned}
S_{БИ} &= S_{PE3,1-A} + S_{PE3,2-A} + S_{PE3,5-A} + 0,5 \cdot (\Delta S_{Z,1-A} + \Delta S_{Z,2-A} + \Delta S_{Z,5-A}) + Y_{БИ} \cdot U_A = \\
&= 24,668 - 20,733i + 27,996 - 14,354i + 21,196 - 17,228i + \\
&+ 25,189 - 19,904i + 0,5 \cdot (0,164 - 0,289i + 0,253 - 0,22i + 0,243 - 0,428i + \\
&+ 0,103 - 0,181i) + 1,076i \cdot 10^{-4} \cdot 115 = 99,43 - 72,765i \text{ MBA}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
S_{\Sigma} &= S_{m,1} + S_{m,2} + S_{m,3} + S_{m,4} + S_{m,5} = 18 - 12,173i + 16 - 10,647i + 6 - 4,344i + \\
&+ 29 - 19,279i + 8 - 5,792i = 77 - 52,235i \text{ MBA}
\end{aligned}$$

$$\Delta S_{\Sigma,1} = S_{БИ} - S_{\Sigma} = 99,43 - 72,765i - (77 - 52,235i) = 22,43 - 20,53i \text{ MBA}$$

					ЕС-п8109.141.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

## Ітерація 2

Таблиця 4.19 – Результати другої ітерації обрахунку післяаварійного режиму

Параметр	Значення			
Втрати потужності в опорах ділянок, МВА	1-А	0,238-0,418i	4-5	0,295-0,312i
	2-А	0,496-0,432i	1-2	0,044-0,046i
	4-А	0,103-0,182i	2-3	0,175-0,185i
	5-А	0,295-0,518i	3-4	0,037-0,04i
Втрати потужності в провідностях пунктів, МВА	1	0,042+0,518i	4	0,057+0,412i
	2	0,042+0,909i	5	0,031+0,832i
	3	0,026+0,407i		
Додаткові навантаження пунктів, МВА	1	0,183+0,286i	4	0,223+0,237i
	2	0,4+0,578i	5	0,326+0,417i
	3	0,132+0,295i		
Потоки потужностей за ділянками від дод. навантажень пунктів, МВА	1-А	0,411+0,627i	4-А	0,177+0,945i
	2-А	0,314+0,86i	5-А	0,539+0,325i
	4-5	0,213-0,092i	2-3	0,142+0,624i
	1-2	0,228+0,341i	3-4	0,01+0,329i
Результуюче навантаження пунктів, МВА.	1	18,253-13,607i	4	29,333-19,871i
	2	16,458-11,359i	5	8,363-6,204i
	3	6,172-4,79i		
Результуючий потік потужності ділянками, МВА	1-А	24,829-20,949i	1-2	6,576-7,342i
	2-А	28,266-14,577i	4-5	17,121-14,1i
	4-А	-	2-3	18,384-10,561i
	5-А	25,484-20,304i	3-4	12,212-5,771i
Рівень напруги в пунктах, кВ	1	113,435	4	113,056
	2	112,718	5	110,96
	3	111,448		

$$S_{БП} = S_{PE3,1-A} + S_{PE3,2-A} + S_{PE3,5-A} + 0,5 \cdot (\Delta S_{Z,1-A} + \Delta S_{Z,2-A} + \Delta S_{Z,5-A}) + Y_{БП} \cdot U_A =$$

$$= 24,829 - 20,949i + 28,266 - 14,577i + 21,196 - 17,228i +$$

$$25,484 - 20,304i + 0,5 \cdot (0,238 - 0,418i + 0,496 - 0,432i + 0,243 - 0,428i +$$

$$+ 0,295 - 0,518i) + 1,076i \cdot 10^{-4} \cdot 115 = 100,411 - 73,943i \text{ MBA}$$

$$S_{\Sigma} = S_{m,1} + S_{m,2} + S_{m,3} + S_{m,4} + S_{m,5} = 18 - 12,173i + 16 - 10,647i + 6 - 4,344i +$$

$$+ 29 - 19,279i + 8 - 5,792i = 77 - 52,235i \text{ MBA}$$

$$\Delta S_{\Sigma,2} = S_{БП} - S_{\Sigma} = 100,411 - 73,943i - (77 - 52,235i) = 23,411 - 21,708i \text{ MBA}$$

Результат розрахунку режимних параметрів післяаварного режиму наведено на рис. 4.8

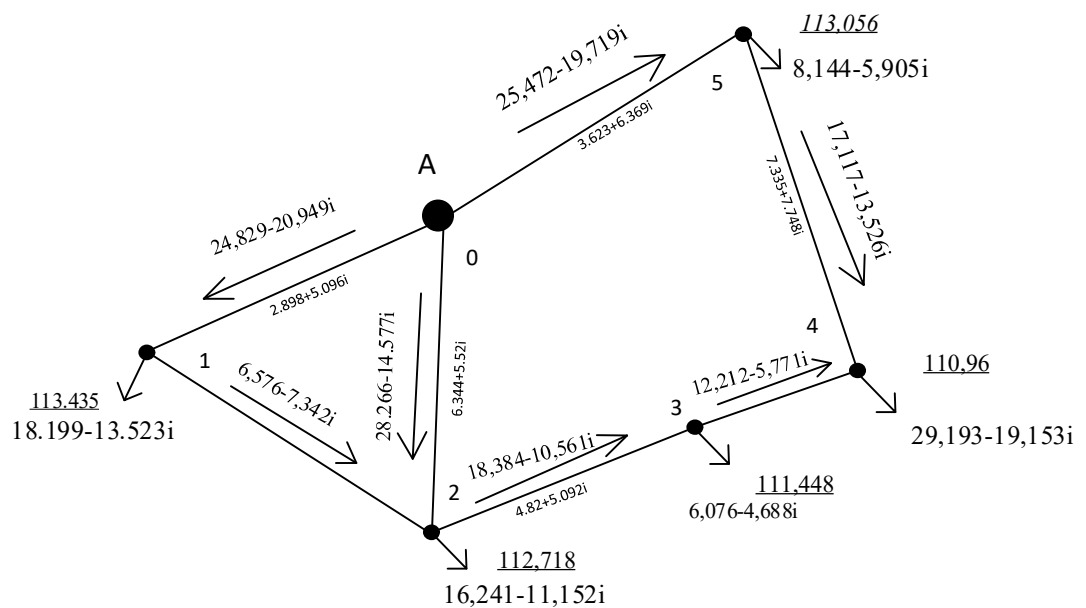


Рис. 4.8 – Післяаварійний режим

Результат вибору відгалужень РПН і ПБЗ в післяаварійному режимі наведено в табл. 4.20.

Таблиця 4.20 – Положення РПН і ПБЗ в післяаварійному режимі

ПС	$U_i$ , кВ	$N_b^{ст}$	$N_c^{ст}$	$U_{нд}$ , кВ	$U_{сд}$ , кВ
1	113,435	-1	-1	10,433	36,249
2	112,718	-1	-1	10,472	36,181
3	111,448	-3	-3	10,498	—
4	113,056	-2	-2	10,407	35,349
5	110,96	-2	-2	10,598	—



## Висновки до розділу

В даному розділі проекту було вибрано силові трансформатори для встановлення на понижуючих підстанціях. В п. 1 та 2 встановленні 3–обмоткові трансформатори типу ТДТН-16000/110, потужністю 16 МВА.

В п. 3 встановлений 2– обмотковий трансформатор типу ТМН-6300/110, потужністю 6,3 МВА.

В п. 4 встановлений 3– обмотковий трансформатор типу ТМН-25000/110, потужністю 25 МВА.

В п. 5 встановлений 2– обмотковий трансформатор типу ТМН-10000/110, потужністю 6,3 МВА.

Обрано число ланцюгів та переріз проводів для повітряних ліній номінальною напругою 110 кВ. На ділянках 3–4, 1–2, 2–3, 4–5 було обрано марку проводу АС–70. На ділянках 1–А, 2–А, 3–А, 4–А було обрано марку проводу АС–120. Система складається з трьох замкнених контурів. Всі лінії з одноколовим виконанням

За допомогою методу контурних виконано розрахунок усталених режимів, а саме: режим максимальних навантажень, режим мінімальних навантажень, післяаварійний режм. Режим мінімальних навантажень моделювався з урахуванням коефіцієнту зниження активного навантаження пунктів, також напруга БП рівнялась номінальній напрузі. Післяаварійний режим моделювався с урахуванням того , що сама навантаженна ділянка була вимкнена вимнена . Втрати потужності в режимі максимальних навантажень складали 1,383–2,983і МВА . Втрати потужності в режимі мінімальних навантажень складали 0,743–0,646і МВА. Втрати потужності в післяаварійному режимі складали 22,43–20,53і МВА Точки потокрозподілу та рівні напруги в них? роботи розподільчої мережі. Для розглянутих режимів роботи мережі обрано положення РПН і ПБЗ. В режимі максимальних навантажень найбільшим відхиленням номера регулювального відгалуження РПН чи ПБЗ складало 2 позиції, найменшим – 1 позицію.

					ЕС-п8109.141.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

Відповідно в режимі максимальних навантажень найбільшим відхиленням номера регульовального відгалуження РПН чи ПБЗ складало 3 позиції, найменшим – 1 позицію. Бажаний рівень напруги для середньої напруги складав 35,5 кВ. Для нижньої – 10,5 кВ

					ЕС-п8109.141.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

## Висновки

В першому розділі була розглянута та порахована функція оптимальних питомих приведених дисконтованих витрат для ПЛ-110 кВ на залізобетонних опорах. Були розглянуті перерізи 70 мм<sup>2</sup>, 120 мм<sup>2</sup> та 240 мм<sup>2</sup>.

В другому розділі апроксимовано функції оптимальних питомих приведених витрат, використовуючи метод найменших квадратів.

В третьому розділі отримана оптимальна схема РЕМ 110 кВ, за методом впорядкованого виключення гілок

В четвертому розділі були вибрані силові трансформатори для встановлення на понижуючих підстанція. Обрано число ланцюгів та переріз проводів для повітряних ліній номінальною напругою 110 кВ.

За допомогою методу розрізання контурів виконано розрахунок усталених режимів роботи розподільчої мережі. Для розглянутих режимів роботи мережі обрано положення РПН і ПБЗ.

					ЕС-п8109.141.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

## Список використаної літератури

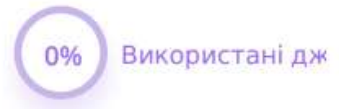
1. Модели оптимального развития энергосистем / В.А. Баженов. Учеб. пособие. – Киев: КПИ, 1984. – 100 с.
2. Електричні системи та мережі. Районні електричні мережі [Текст]: метод. вказівки до викон. курсового проекту з дисципліни для студ. усіх форм навчання та студ.-іноземців напряму підготов. 6050707 «Електротехніка та електротехнології» / Уклад.: В.М. Сулейманов, В.В. Чижевський, О.М. Янковська. – К., НТУУ «КПІ», 2009. – 92 с.
3. Математичні моделі електричних систем [Текст]: Метод. Вказівки до викон. Модульної контрольної роботи з дисципліни для студ. денної форми та студ.-іноземців напрямку підготовки «Електротехніка та електротехнології» програми професійного спрямування «Електричні системи і мережі» / Уклад. Т.Л. Кацадзе, О.М. Паненко. – К.: НТУУ «КПІ», 2016. – 59 с.
4. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.
5. Казанський С.В. Надійність електроенергетичних систем: навчальний посібник [Текст] / С.В. Казанський, Ю.П. Матєєнко, Б.М. Сердюк. – К.: НТУУ «КПІ», 2011. – 216 с. – ISBN 978-966-622-453-1.
6. Методичні вказівки до виконання курсового проекту "Проектирование местных электрических сетей". Київ.: КПИ, 1992 – 56 с

					ЕС-п8109.141.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

## Шпак

Завантажено: 06/10/2021 | Перевірено: 06/10/2021

● Matches ● Цитата ● Використані джерела ● Заміна символів



Matches

Веб джерела 948

1	<a href="https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28435/1/Marchenko_bakalavr.pdf">ela.kpi.ua</a> <a href="https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28435/1/Marchenko_bakalavr.pdf">https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28435/1/Marchenko_bakalavr.pdf</a>	7.77%
2	<a href="https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28428/1/Melnychuk_bakalavr.pdf">ela.kpi.ua</a> <a href="https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28428/1/Melnychuk_bakalavr.pdf">https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28428/1/Melnychuk_bakalavr.pdf</a>	5.97%
3	<a href="https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28062/1/Vesnin_bakalavr.pdf">ela.kpi.ua</a> <a href="https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28062/1/Vesnin_bakalavr.pdf">https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28062/1/Vesnin_bakalavr.pdf</a>	3.17%
4	<a href="https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28448/1/Grabenichenko_bakalavr.pdf">ela.kpi.ua</a> <a href="https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28448/1/Grabenichenko_bakalavr.pdf">https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28448/1/Grabenichenko_bakalavr.pdf</a>	1.83%
5	<a href="https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/30716/1/Blashchuk_magistr.pdf">ela.kpi.ua</a> <a href="https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/30716/1/Blashchuk_magistr.pdf">https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/30716/1/Blashchuk_magistr.pdf</a>	1.53%
6	<a href="#">eladund.com.ua</a>	