

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

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра електричних мереж та систем

«До захисту допущено»

в.о. завідувача кафедри

Теймураз КАЦАДЗЕ

_____ 2024 р.

ДИПЛОМНИЙ ПРОЄКТ

на здобуття ступеня бакалавра

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

на тему: «Оптимальний розвиток та розрахунок ustalених режимів енергосистем»

Виконав:

студент III курсу, групи ЕС-п11

Максименко Богдан Олегович

Науковий керівник:

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

Баженов Володимир Андрійович

Рецензент:

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

Студент _____

Київ – 2024 року

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

Інститут/факультет: факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра: електричних мереж та систем

Рівень вищої освіти: перший (бакалаврський)

Спеціальність: 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма: «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ

в.о. завідувача кафедри

 Теймураз КАЦАДЗЕ

«__» _____ 2024 р.

ЗАВДАННЯ

на дипломний проект студенту

Максименко Богдану Олеговичу

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема проекту «Оптимальний розвиток та розрахунок ustalених режимів енергосистем», науковий керівник Баженов Володимир Андрійович, к.т.н, доцент, , затверджені наказом по університету від «28» 05 2024 р. №2128-с.
2. Строк подання студентом проекту 10 червня 2024 р.
3. Вихідні дані до проекту: ситуаційний план мережі 110 кВ, з відповідним масштабом, активні навантаження у вузлах мережі, значення коефіцієнтів потужності, коефіцієнт зниження активного навантаження в режимі мінімальних навантажень, число годин використання максимального навантаження.
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки. 1. Побудова функції оптимальних витрат для лінії 110 кВ. 2. Апроксимація функції оптимальних витрат для лінії 110 кВ прямою лінією та прямою лінією, що

5. проходить через початок координат. 3. Знайти оптимальну мережу методом впорядкованого виключення гілок. 4. Вибрати параметри ліній та трансформаторів. 5. Замкнути мережу та розрахувати її режими.

6. Перелік графічного матеріалу:

6.1 Функція дисконтованих затрат.

6.2 Оптимальна конфігурація РЕМ.

6.3 Принципова схема РЕМ та розрахунок режимів роботи.

7. Консультанти з розділів проекту

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

8. Дата видачі завдання 10 квітня 2024 року.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту	Строк виконання етапів проекту	Примітка
1	Аналіз літератури згідно теми проекту	24.04.2024	
2	Функція оптимальних витрат для ПЛ 110 кВ	30.04.2024	
3	Апроксимація функцій оптимальних витрат для лінії 110 кВ	04.05.2024	
4	Знаходження оптимальної конфігурації мережі методом впорядкованого виключення гілок	10.05.2024	
5	Вибір параметрів ліній та трансформаторів	15.05.2024	
6	Розрахунок режимів замкнутої мережі	25.05.2024	
7	Оформлення пояснювальної записки	07.06.2024	
8	Оформлення технічних креслень	09.06.2024	

Студент


(підпис)

Богдан МАКСИМЕНКО

Керівник проекту


(підпис)

Володимир БАЖЕНОВ

Пояснювальна записка до дипломного проекту

на тему: Оптимальний розвиток та розрахунок ustalених режимів
енергосистем

Київ – 2024 року

ВІДОМІСТЬ ДО ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

[illegible]

					ДП1106.141.006.ПЗ		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Оптимальний розвиток та Розрахунок усталених режимів енергосистем		
Розроб.		Максименко Б. О					
Перевір.		Баженов В.А					
Н. Контр.					НТУУ «КПІ ім.Сікорського»		
Затверд.							
					Літ.	Арк.	Акрушів
						4	83

РЕФЕРАТ

Проект складається з трьох креслень, а саме графічної частини, та пояснювальної записки на 82 аркушах формату А4. До записки увійшло 29 таблиць, 19 рисунків та 3 джерела використаної літератури. Графічна ж частина проекту, складається з 3 креслень формату А1.

Завданням дипломного проекту є отримання оптимальної конфігурації електричної мережі номінальною напругою 110 кВ та розрахунок її опорних режимів роботи.

Енергетичні системи є ключовим елементом сучасного світу, забезпечуючи електроенергією майже всі сфери людської діяльності. Оптимальний розвиток та ефективне управління цими системами стають необхідністю для забезпечення стійкої та надійної роботи енергетичної інфраструктури.

Енергетичні системи постійно розвиваються, змінюючи свою структуру та технології. Оптимальний розвиток передбачає впровадження новітніх технологій, підвищення ефективності виробництва та передачі електроенергії, а також зменшення негативного впливу на навколишнє середовище.

Розрахунок ustalених режимів енергосистем є важливим етапом в процесі їхньої експлуатації. Це включає в себе аналіз навантаження, розподілу потужності, оптимізацію витрат енергії та планування обслуговування. Моделювання таких режимів дозволяє забезпечити ефективну та безперебійну роботу енергосистем.

Оптимальний розвиток та розрахунок ustalених режимів енергосистем вимагає комплексного підходу та використання сучасних методів та інструментів аналізу. Це дозволяє підвищити надійність та ефективність енергетичної інфраструктури, забезпечуючи стійке та надійне електропостачання підприємств, бізнесів та суспільства в цілому.

ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, РАЙОННА ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА,
ФУНКЦІЯ ОПТИМАЛЬНИХ ВИТРАТ, НАПРУГА, ПОТОКОРОЗПОДІЛ.

					ДП1106.141.006.ПЗ	Арк.
						5
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ABSTRACT

The project consists of three technical drawings, forming the graphical component, and an explanatory report spanning 82 A4 pages. The report includes 29 tables, 19 figures, and references to 3 sources of literature. The graphical component features three A1-sized drawings. The aim of the diploma project is to determine the optimal configuration for a 110 kV electrical network and to calculate its operating parameters.

Energy systems are a key element of the modern world, providing electricity to almost all spheres of human activity. Optimum development and effective management of these systems are becoming a necessity to ensure stable and reliable operation of the energy infrastructure. Energy systems are constantly developing, changing their structure and technologies. Optimal development involves the introduction of the latest technologies, increasing the efficiency of electricity production and transmission, as well as reducing the negative impact on the environment. The calculation of the stable modes of power systems is an important stage in the process of their operation. This includes load analysis, power distribution, energy cost optimization and maintenance planning.

Modeling of such modes allows to ensure effective and uninterrupted operation of power systems. Optimum development and calculation of stable modes of power systems requires a comprehensive approach and the use of modern analysis methods and tools. This makes it possible to increase the reliability and efficiency of the energy infrastructure, ensuring stable and reliable electricity supply to enterprises, businesses and society.

ELECTRICAL NETWORK, DISTRICT ELECTRICAL NETWORK,
OPTIMAL COST FUNCTION, VOLTAGE, POWER DISTRIBUTION

					ДП1106.141.006.ПЗ	Арк.
						6
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗМІСТ

Перелік умовних скорочень.....	8
Вступ.....	9
1 Функція оптимальних витрат.....	10
1.1 Побудова функції оптимальних витрат для ПЛ 110 кВ.....	10
Висновки по розділу 1.....	17
2 Апроксимація функції оптимальних витрат.....	14
2.1 Апроксимація методом найменших квадратів.....	14
Висновки по розділу 2.....	16
3 Оптимальна схема РЕМ.....	18
3.1 Оптимальна схема розподільчої мережі 110 кВ.....	18
Висновок по розділу 3.....	32
4 Вибір параметрів ліній та трансформаторів.....	33
4.1 Вибір силових трансформаторів.....	33
4.2 Визначення потокорозподілу потужностей в замкненій мережі.....	34
4.3 Вибір кількості ланцюгів та перерізу проводів ПЛ-110 кВ.....	37
4.4 Визначення параметрів схеми заміщення РЕМ.....	41
4.4.1 Визначення параметрів ЛЕП.....	41
4.4.2 Розрахунок схем заміщення трансформаторів.....	44
4.4.3 Розрахунок втрат потужності в обмотках трансформатора.....	47
Висновок до розділу 4.....	48
5 Розрахунок усталених режимів роботи мережі.....	49
5.1 Розрахунок режиму максимальних навантажень.....	49
5.2 Після аварійний режим.....	58
5.3 Режим мінімальних навантажень.....	67
Висновки по розділу 5.....	76
Загальні висновки.....	77
Список використаної літератури.....	79
Додаток А Результат перевірки дипломного проєкту на плагіат	80

					ДП1106.141.006.ПЗ	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

- БП — балансуєчий пункт;
ЛЕП — лінія електропередачі;
ПЛ — повітряна лінія;
ПС — підстанція;
РЕМ — районна електрична мережа.

					ДП1106.141.006.ПЗ	Арк.
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

Задля виконання оптимізації розвитку електричної системи потрібно обрати конфігурацію схеми мережі та обрати номінальну напругу.

Визначення критерію оптимальності для розвитку енергосистем здійснюється згідно з методикою економічної оцінки капітальних вкладень у енергетику. За цією методикою різні варіанти розвитку порівнюються на основі їхньої економічної ефективності, яка визначається через мінімізацію сумарних дисконтованих витрат. Будівництво об'єктів у системах енергетики зазвичай відбувається етапами або протягом кількох років, тому потрібно розв'язувати динамічні завдання для визначення ефективності капітальних вкладень. Також потрібно враховувати динаміку розвитку електричних мереж у системі енергетики, а також обмеження, пов'язані з пропускнуою здатністю ліній електропередавання та підстанцій.

Підвищення продуктивності та якості продукції досягається шляхом удосконалення структури балансу паливно-енергетичного комплексу, впровадження нових генеруючих потужностей, комплексного підходу до проблем енергопостачання споживачів, зменшення витрат палива на одиницю продукції, зменшення втрат електроенергії.

Для вирішення задачі удосконалення задаються наступними даними:

- значення навантажень на всіх етапах розвитку енергосистем;
- план введення генеруючих потужностей;
- грошові (вартісні) характеристики елементів мережі;
- технічні характеристики;
- розрахункова схема;

					ДП1106.141.006.ПЗ	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 ФУНКЦІЯ ОПТИМАЛЬНИХ ВИТРАТ

1.1 Побудова функції оптимальних витрат для ЛЕП 110 кВ

Будівництво станцій та мереж для розподілу енергії потребує залучень інвестицій. При плануванні будівництва, існує завдання розглянути різні варіанти будівництва енергооб'єктів та порівняння їх техніко-економічних характеристик. Остаточним вибором є проект з найкращими техніко-економічними показниками.

Однією з головних задач під час проектування лінії є визначення перерізу проводів та перерізів на ділянках. Визначальним критерієм порівняння проектів ЛЕП є значення функції оптимальних витрат. В наш час перерізи проводів обирають за критерієм мінімуму функції дисконтованих затрат.

У цьому дипломному проекті припускається, що інвестиції в будівництво нових споруд відбуватимуться протягом одного календарного року. Це спрощує процес оцінки економічної ефективності і дозволяє розглядати статичну задачу. У такому випадку функція оптимальних витрат матиме вигляд (1.1):

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

де B – сумарні щорічні затрати тис. грн./год;

E – нормативний коефіцієнт порівняльної ефективності капітальних вкладень ($E=0,12$);

K – капітальні вкладення в споруджуючи елементи енергосистеми;

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

Графік функції дисконтованих затрат будується згідно виразу (1.2):

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

					ДП1106.141.006.ПЗ	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

коефіцієнти a_{vo} та b_{vo} (коефіцієнти параболи) знаходимо за формулами (1.3):

$$a_{vo} = K_{V0} + \frac{P_a + K_{V0}}{E_n}; \quad b_{vo} = \frac{r_{vo} \cdot Z_e \cdot \tau}{U_n^2 \cdot \cos \varphi^2 \cdot E_n}, \quad (1.3)$$

K_{V0} – капітальні вкладення на будівництво 1 км ПЛ відповідної конструкції;

P_a – щорічні витрати на обслуговування та ремонт елементів електричної мережі (1.2 % від інвестицій);

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

r_{vo} – погонний активний опір;

Z_e – вартість електроенергії (приймаємо $Z_e = 2.64$ грн/(кВт·год));

τ – час максимальних втрат, який знаходиться за формулою:

$$\tau = (0.124 + T_{\max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0.124 + \frac{5400}{10000})^2 \cdot 8760 = 3862.242 \frac{\text{год}}{\text{рік}}$$

В результаті побудови графіків, що використовуються для спорудження повітряних ліній, буде сімейство парабол. Потужність для даного графіку є аргументом оптимальної функції, яка передається сегментом мережі. Переріз проводів та кількість ланцюгів виключають як незалежні зміни під час оптимізації. В залежності від потужності, обирається провідник з відповідним перерізом.

Згідно нових стандартів для ПЛ 110 кВ можуть використовуватись наступні перерізи проводів: 120, 185, 2х185, 2х120, 240 та 2х240, 150, 2х150 мм² із застосуванням залізобетонних опор.

Так як ціна долару змінилась, та згідно завдання становить 38,9 грн за 1 долар США варто перерахувати вартість будівництва ПЛ:

$$K_{ПЛ-(120)} = 2747.8 \cdot \frac{38.9}{27.5} = 3886.89 \frac{\text{тис.грн}}{\text{км}};$$

$$K_{ПЛ-(2 \times 120)} = 3947.5 \cdot \frac{38.9}{27.5} = 5583.92 \frac{\text{тис.грн}}{\text{км}}.$$

					ДП1106.141.006.ПЗ	Арк.
						11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Перераховані дані для інших перерізів занесені в таблицю 1.1

Таблиця 1.1 – Вартість використання ПЛ за перерізами проводів.

Марка та переріз проводу	Погонний опір, Ом/км	Вартість спорудж., тис.грн/км
АС-120/19	0,244	3886.89
2хАС-120/19	0,122	5583.92
АС-150/19	0,204	3955.78
2хАС-150/19	0,102	5825.52
АС-185/29	0.156	4032.59
2хАС-185/29	0,78	5861.59
АС-240/32	0.122	4155.79
2хАС-240/32	0.061	6096.41

Нижче наведемо розрахунок коефіцієнтів параболи для перерізу проводу у 120 мм², вони матимуть наступний вигляд:

Для одноколової ділянки:

$$a_{V0(120)} = K_{ПЛ-(120)} + \frac{P_a \cdot K_{ПЛ-(120)}}{E_n} = 3886.89 + \frac{1.2 \cdot 10^{-2} \cdot 3886.89}{0.12} = 4275.58 \frac{\text{тис.грн}}{\text{км}};$$

$$b_{V0(120)} = \frac{r_{0(120)} \cdot \mathcal{Z}_e \cdot \tau}{U_n^2 \cdot \cos^2 \varphi \cdot E_n} = \frac{0.244 \cdot 2.64 \cdot 3862.249}{110^2 \cdot 0.82^2 \cdot 0.12} = 2.548 \frac{\text{тис.грн}}{\text{км} \cdot \text{МВт}^2};$$

Для двоколової ділянки:

$$a_{V0(2x120)} = K_{ПЛ-(2x120)} + \frac{P_a \cdot K_{ПЛ-(2x120)}}{E_n} = 5583.918 + \frac{1.2 \cdot 10^{-2} \cdot 5583.918}{0.12} = 6142.31 \frac{\text{тис.грн}}{\text{км}};$$

$$b_{V0(2x120)} = \frac{r_{0(2x120)} \cdot \mathcal{Z}_e \cdot \tau}{U_n^2 \cdot \cos^2 \varphi \cdot E_n} = \frac{0.244 \cdot 2.64 \cdot 3862.249}{110^2 \cdot 0.82^2 \cdot 0.12} = 1.274 \frac{\text{тис.грн}}{\text{км} \cdot \text{МВт}^2};$$

Таблиця 1.2 – Коефіцієнти параболи для різних марок перерізів

Марка і переріз проводів	a_{V0}	b_{V0}
АС-120/19	4275.577	2.548
2хАС-120/19	6142.31	1.274
АС-150/19	4351.354	2.129
2хАС-150/19	6408.075	1.065
АС-185/29	4435.845	1.628
2хАС-185/29	6447.753	0.814
АС-240/32	4571.372	1.276
2хАС-250/32	6706.049	0.638

Функції дисконтованих витрат набувають вигляду:

$$\begin{aligned} Z_{V0(120)} &= a_{V0(120)} + b_{V0(120)} \cdot P^2 = 4275.577 + 2.548 \cdot P^2; \\ Z_{V0(2 \times 120)} &= a_{V0(2 \times 120)} + b_{V0(2 \times 120)} \cdot P^2 = 6142.31 + 1.274 \cdot P^2; \\ Z_{V0(150)} &= a_{V0(150)} + b_{V0(150)} \cdot P^2 = 4351.354 + 2.129 \cdot P^2; \\ Z_{V0(2 \times 150)} &= a_{V0(2 \times 150)} + b_{V0(2 \times 150)} \cdot P^2 = 6408.075 + 1.065 \cdot P^2; \\ Z_{V0(185)} &= a_{V0(185)} + b_{V0(185)} \cdot P^2 = 4435.845 + 1.628 \cdot P^2; \\ Z_{V0(2 \times 185)} &= a_{V0(2 \times 185)} + b_{V0(2 \times 185)} \cdot P^2 = 6447.753 + 0.814 \cdot P^2; \\ Z_{V0(240)} &= a_{V0(240)} + b_{V0(240)} \cdot P^2 = 4571.372 + 1.276 \cdot P^2; \\ Z_{V0(2 \times 240)} &= a_{V0(2 \times 240)} + b_{V0(2 \times 240)} \cdot P^2 = 6706.049 + 0.638 \cdot P^2. \end{aligned}$$

Сімейство парабол перетинів

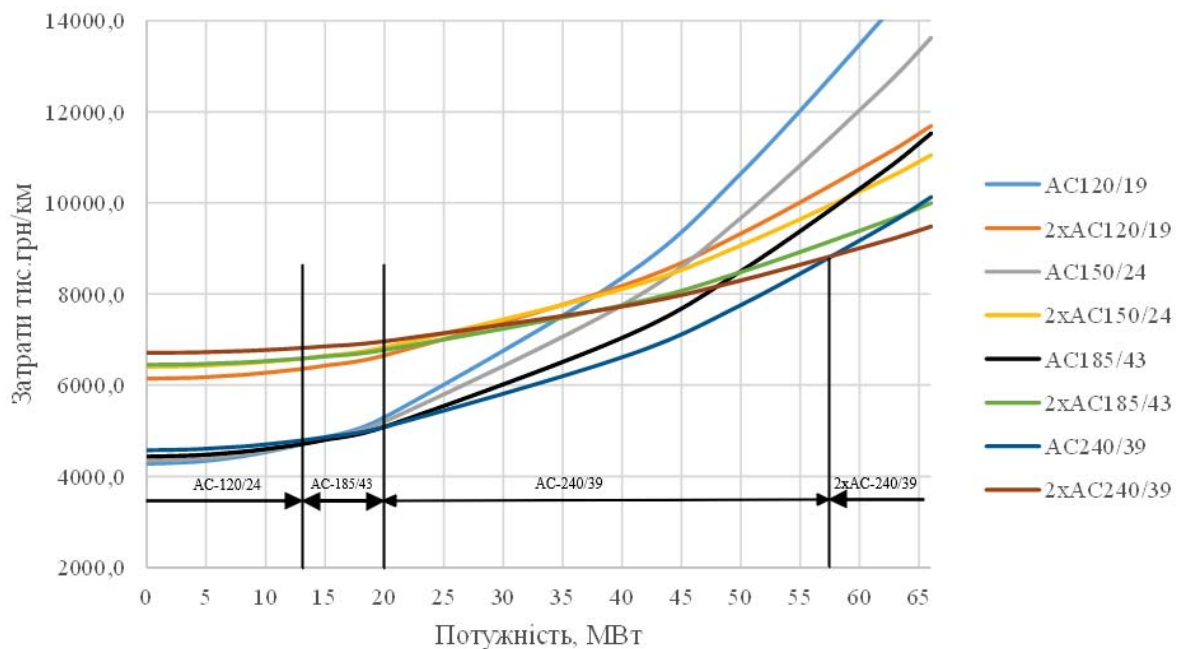


Рисунок 1.1 – Сімейство парабол функції дисконтованих витрат

Висновки по розділу 1

Виконано побудову функції оптимальних витрат з використанням залізобетонних опор для провідників з перерізами: 120, 2x120, 150, 2x150, 185, 2x185, 240, 2x240 мм² для ділянок, які споруджуватимуться.

Розраховано коефіцієнти параболі побудови функції оптимальних витрат для наведених вище перерізів. На прикладі провідника AC-120/19

					ДП1106.141.006.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		13

отримано коефіцієнти параболи 2.548 та 4275.577. Побудовано графік сімейства парабол перетинів необхідний для визначення точок економічної рівнозначності перерізів. Для проводу марки АС-120/19 точки економічної рівнозначності дорівнюють: при потужності 4 МВт затрати дорівнюють 4490 тис. грн, в той же час, для тієї самої потужності для проводу марки АС-240/39 - 4615 тис. грн. Для потужності 20 МВт для перерізу 120 мм² затрати дорівнюють 6400 а для 240- 5635 тис.грн. При потужності від 0 до 14 МВт доцільно використовувати провід перерізом 120/19 мм², від 14 до 20 МВт – АС-185/43,

АС-240/39 при потужностях від 20 до 57 МВт, якщо ж потужність ділянки вища – слід використовувати 2хАС240/39.

Коефіцієнти параболи, котрі були розраховані в даному розділі використовуватимуться для апроксимації, згідно завдання до проекту, та побудови функції сумарних дисконтованих затрат при обранні перерізів на ділянках схеми мережі.

					ДП1106.141.006.ПЗ	Арк.
						14
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2 АПРОКСИМАЦІЯ ФУНКЦІЇ ОПТИМАЛЬНИХ ЗАТРАТ

2.1 Апроксимація методом найменших квадратів

Як метод для апроксимації обрано метод найменших квадратів..

Якщо функція апроксимується прямою лінією вигляду $y = a_0 + a_1 \cdot x$, то система рівнянь має наступний вигляд (1.4):

$$\begin{cases} a_1 \cdot S_1 + a_2 \cdot S_2 = T_1; \\ a_1 \cdot S_2 + a_1 \cdot S_2 = T_2. \end{cases} \quad (1.4)$$

де

$$S_0 = \sum_{i=1}^N x_i^0 = N; S_1 = \sum_{i=1}^N x_i; S_2 = \sum_{i=1}^N x_i^2; T_0 = \sum_{i=1}^N y_i; T_1 = \sum_{i=1}^N y_i \cdot x_i. \quad (1.5)$$

Коефіцієнт a_1 буде розраховуватись за рівнянням: $a_1 \sum_{i=1}^N x_i^2 = \sum_{i=1}^N y_i \cdot x_i$.

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

Апроксимацію здійсимо із використанням точок, що належать функції оптимальних витрат.

Відповідні координати наведено в табл. 1.3.

Таблиця 1.3 – Координати точок для апроксимації функції

x_i	0	4	8	12	15	20	40	50	62	66
y_i	4275	4316	4438	4642	4802	5081	6613	7761	9158	9485

Формуємо систему рівнянь за (1.3):

					ДП1106.141.006.ПЗ					Арк.
										15
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

$$S_1 = \sum_{i=0}^N x_i^0 = 10;$$

$$S_2 = \sum_{i=0}^N x_i = x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5 + x_6 + x_7 + x_8 + x_9 + x_{10} = 0 + 4 + 8 + 12 + \\ + 15 + 20 + 40 + 50 + 62 + 66 = 277;$$

$$S_2 = \sum_{i=0}^N x_i^2 = x_1^2 + x_2^2 + x_3^2 + x_4^2 + x_5^2 + x_6^2 + x_7^2 + x_8^2 + x_9^2 + x_{10}^2 = 0^2 + 4^2 + 8^2 + 12^2 + \\ + 15^2 + 20^2 + 40^2 + 50^2 + 62^2 + 66^2 = 13149;$$

$$T_1 = \sum_{i=0}^N y_i = y_1 + y_2 + y_3 + y_4 + y_5 + y_6 + y_7 + y_8 + y_9 + y_{10} = 4275 + 4316 + \\ + 4438 + 4642 + 4802 + 5081 + 6613 + 7761 + 9158 + 9485 = 60571;$$

$$T_2 = \sum_{i=0}^N x_i \cdot y_i = x_1 \cdot y_1 + x_2 \cdot y_2 + x_3 \cdot y_3 + x_4 \cdot y_4 + x_5 \cdot y_5 + x_6 \cdot y_6 + x_7 \cdot y_7 + x_8 \cdot y_8 + \\ + x_9 \cdot y_9 + x_{10} \cdot y_{10} = 0 \cdot 4275 + 4 \cdot 4316 + 8 \cdot 4438 + 12 \cdot 4642 + 15 \cdot 4802 \\ + 20 \cdot 5081 + 40 \cdot 6613 + 50 \cdot 7761 + 62 \cdot 9158 + 66 \cdot 9485 = 2128498;$$

Підставивши, отримуємо вираз:

$$\begin{cases} a_1 \cdot 10 + a_2 \cdot 277 = 60571; \\ a_1 \cdot 277 + a_2 \cdot 13149 = 2128498. \end{cases}$$

Вирішивши систему рівнянь, знайшли коефіцієнти прямої лінії:

$$a_1 = 3587.455 \text{ тис.грн / км}; \quad a_2 = 130.922 \text{ тис.грн / (км} \cdot \text{МВт)};$$

В результаті апроксимації, отримали функції оптимальних витрат для ліній, які споруджуватимуться:

$$Z_n = 3777.4 + 82.3 \cdot P.$$

Для ліній що вже існують:

$$Z_{\text{исн}} = \frac{T_1}{S_2} = \frac{2128498}{13149} = 161.875$$

Результат лінійної апроксимації функції оптимальних витрат показано на рис.1.2.

					ДП1106.141.006.ПЗ	Арк.
						16
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

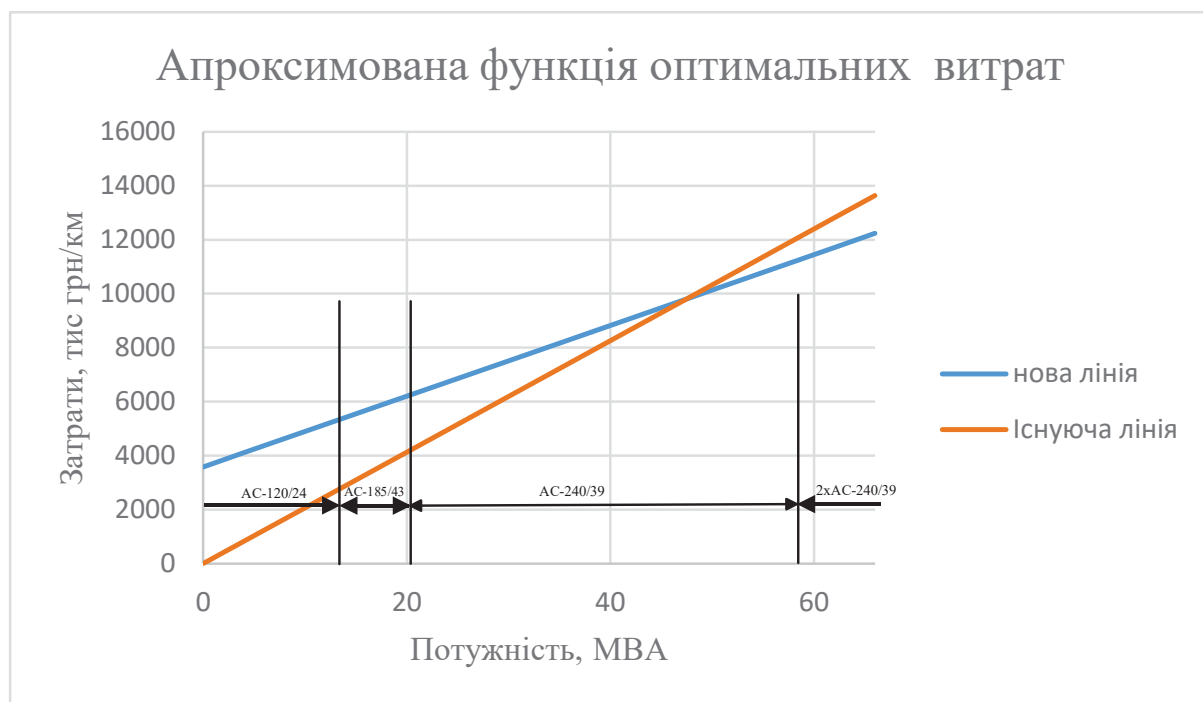


Рис 1.2 – Апроксимована функція нової та існуючої лінії дисконтованих витрат для ПЛ-110 кВ на залізобетонних опорах

Висновки по розділу 2

В розділі 2 було здійснено лінійну апроксимацію функції сімейства оптимальних витрат перерізів за допомогою методу найменших квадратів. Одержано коефіцієнти апроксимації для майбутніх проєктованих ПЛ: $a_0 = 3777.4$ тис.грн/км; $a_1 = 82.3$ тис.грн/(км · МВт). Для вже збудованої лінії коефіцієнт дорівнює: $a_1 = 161.875$ тис.грн/(км · МВт).

Прийнято в подальшому використанні дану функцію для пошуку оптимальної конфігурації мережі та вибору перерізів проводів на ділянках.

3 ОПТИМАЛЬНА СХЕМА

3.1 Оптимальна схема розподільчої мережі 110 кВ

В попередньому розділі, апроксимовано функцію дисконтованих витрат прямою лінією, використаємо отримане рівняння для отримання оптимальної конфігурації РЕМ. А саме для знаходження зведених витрат.

Для нової ПЛ - $Z_n = 3777.4 + 82.3 \cdot P$, а для існуючої - $Z_{icn} = 161.875$

Визначимо поточкорозподіл потужностей за довжинами. Загальна схема РЕМ представлена на рисунку 3.1

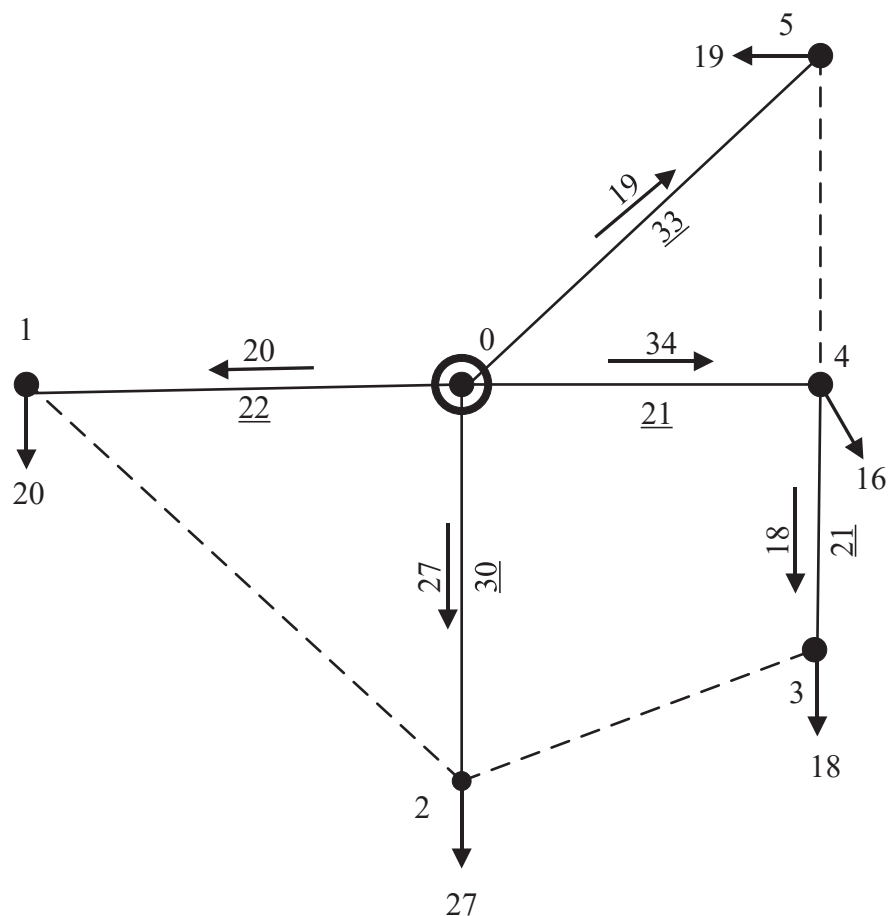


Рис.3.1 Загальна схема РЕМ

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

$$P_{0-2}^{poz} = P_2 = 27 \text{ МВт}; \quad P_{0-4}^{poz} = P_4 + P_{43} = 34 \text{ МВт};$$

$$P_{0-1}^{poz} = P_1 = 20 \text{ МВт}; \quad P_{4-3}^{poz} = P_3 = 18 \text{ МВт}.$$

					ДП1106.141.006.ПЗ	Арк.
						18
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$P_{0-5}^{poz} = P_5 = 19 \text{ МВт};$$

Значення довжин контурів: $L_{k1} = L_{0-1} + L_{0-2} + L_{1-2} = 22 + 30 + 40 = 92 \text{ км};$

$$L_{k3} = L_{0-5} + L_{0-4} + L_{4-5} = 85 \text{ км}; L_{k2} = L_{2-3} + L_{3-4} + L_{0-4} + L_{0-2} = 96 \text{ км};$$

$$L_{k1-2} = L_{02} = 30 \text{ км}; L_{k2-3} = L_{04} = 21 \text{ км}.$$

Потокорозподіл наведений на рисунку 3.2.

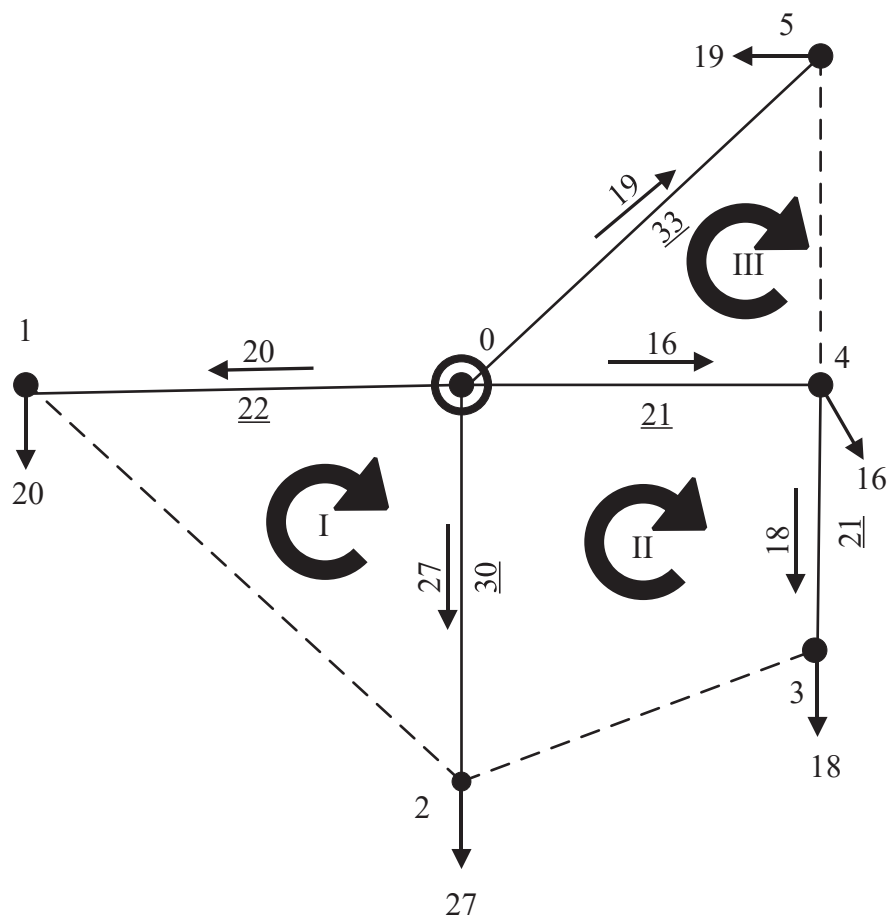


Рис 3.2 – Потокорозподіл в умовно-розімкненій мережі

Система рівнянь для даної мережі виглядатиме наступним чином:

$$\begin{cases} -P_{0-1} \cdot L_{0-1} + P_{0-2} \cdot L_{0-2} = -P_{k1} \cdot L_{k1} + P_{k2} \cdot L_{0-2} \\ -P_{0-2} \cdot L_{0-2} + P_{0-4} \cdot L_{0-4} + P_{4-3} \cdot L_{3-4} = -P_{k2} \cdot L_{k2} + P_{k1} \cdot L_{0-2} + P_{k3} \cdot L_{0-4} \\ P_{0-5} \cdot L_{0-5} - P_{0-4} \cdot L_{0-4} = -P_{k3} \cdot L_{k3} - P_{k2} \cdot L_{0-4} \end{cases}$$

В результаті розв'язку отримуємо такі зрівнювальні потужності:

$$P_{k1} = -5.56 \text{ МВт}; P_{k2} = -4.7 \text{ МВт}; P_{k3} = -0.14 \text{ МВт}.$$

Накладаючи ці потужності на потокорозподіл потужностей в умовно розімкненій мережі знайдемо результуючий потокорозподіл:

$$P_{1-2} = -P_{k1} = 5.556 \text{ МВт}; P_{2-3} = -P_{k2} = 4.704 \text{ МВт}; P_{4-5} = -P_{k3} = 0.139 \text{ МВт};$$

$$P_{0-1} = P_{0-1}^{poz} - P_{k1} = 20 - (-5.556) = 25.556 \text{ МВт};$$

$$P_{0-4} = P_{0-4}^{poz} - P_{k3} + P_{k2} = 34 + (-4.704) - (-0.139) = 29.435 \text{ МВт};$$

$$P_{0-2} = P_{0-2}^{poz} + P_{k1} - P_{k2} = 27 + (-5.556) - (-4.704) = 26.148 \text{ МВт};$$

$$P_{4-3} = P_{4-3}^{poz} + P_{k2} = 18 + (-4.704) = 13.296 \text{ МВт};$$

$$P_{0-5} = P_{0-5}^{poz} + P_{k3} = 19 + (-0.139) = 18.861 \text{ МВт};$$

Перевірка виконання законів Кірхгофа:

-Перший закон

1. $P_{0-1} - P_{1-2} - P_1 = 25.556 - 5.556 - 20 = 0$
2. $P_{0-2} + P_{1-2} - P_2 - P_{2-3} = 26.148 + 5.556 - 27 - 4.704 = 0$
3. $P_{2-3} + P_{4-3} - P_3 = 4.704 + 13.296 - 18 = 0$
4. $P_{0-4} - P_{4-5} - P_4 - P_{4-3} = 29.435 - 0.139 - 16 - 13.296 = 0$
5. $P_{0-5} + P_{4-5} - P_5 = 18.861 + 0.139 - 19 = 0$

-Другий закон

Перший контур:

$$-P_{0-1} \cdot L_{0-1} + P_{0-2} \cdot L_{0-2} - P_{1-2} \cdot L_{1-2} = 25.556 \cdot 22 - 26.148 \cdot 30 - 5.556 \cdot 40 = 0$$

Другий:

$$P_{0-4} \cdot L_{0-4} - P_{0-2} \cdot L_{0-2} - P_{2-3} \cdot L_{2-3} + P_{4-3} \cdot L_{3-4} = 29.435 \cdot 21 - 26.148 \cdot 30 - 4.704 \cdot 24 + 13.296 \cdot 21 = 0$$

Третій:

$$P_{0-5} \cdot L_{0-5} - P_{0-4} \cdot L_{0-4} - P_{4-5} \cdot L_{4-5} = 18.861 \cdot 33 - 29.435 \cdot 21 - 0.139 \cdot 31 = 0$$

Всі перевірки пройдені, отже потокорозподіл порахований вірно.

Приведені витрати ділянок ЛЕП:

$$Z_{0-1} = Z_{ич} \cdot P_{0-1} = 161.875 \cdot 25.556 = 4136.819 \text{ тис. грн};$$

$$Z_{0-2} = Z_n + 82.3 \cdot P_{0-2} = 3777.4 + 82.3 \cdot 26.148 = 5929.407 \text{ тис. грн};$$

					ДП1106.141.006.ПЗ	Арк.
						20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Z_{0-4} = Z_n + 82.3 \cdot P_{0-4} = 3777.4 + 82.3 \cdot 29.435 = 6199.873 \text{ тис. грн};$$

$$Z_{1-2} = Z_n + 82.3 \cdot P_{1-2} = 3777.4 + 82.3 \cdot 5.556 = 4234.629 \text{ тис. грн};$$

$$Z_{0-5} = Z_n + 82.3 \cdot P_{0-5} = 3777.4 + 82.3 \cdot 18.861 = 5329.691 \text{ тис. грн};$$

$$Z_{4-3} = Z_n + 82.3 \cdot P_{4-3} = 3777.4 + 82.3 \cdot 13.296 = 4871.664 \text{ тис. грн};$$

$$Z_{4-5} = Z_n + 82.3 \cdot P_{4-5} = 3777.4 + 82.3 \cdot 0.139 = 3788.809 \text{ тис. грн};$$

$$Z_{2-3} = Z_n + 82.3 \cdot P_{2-3} = 3777.4 + 82.3 \cdot 4.704 = 4164.536 \text{ тис. грн};$$

Сумарні витрати складуть:

$$\begin{aligned} Z_0 &= Z_{0-1} + Z_{0-2} + Z_{0-4} + Z_{0-5} + Z_{1-2} + Z_{2-3} + Z_{4-5} + Z_{4-3} = 4136.819 + 5929.407 \\ &+ 6199.873 + 4234.629 + 5329.691 + 4871.664 + 3788.809 \\ &+ 4164.536 = 38655.428 \text{ тис.грн} \end{aligned}$$

Дані потокорозподілу потужностей в замкненій мережі наведені на рисунку 3.3.

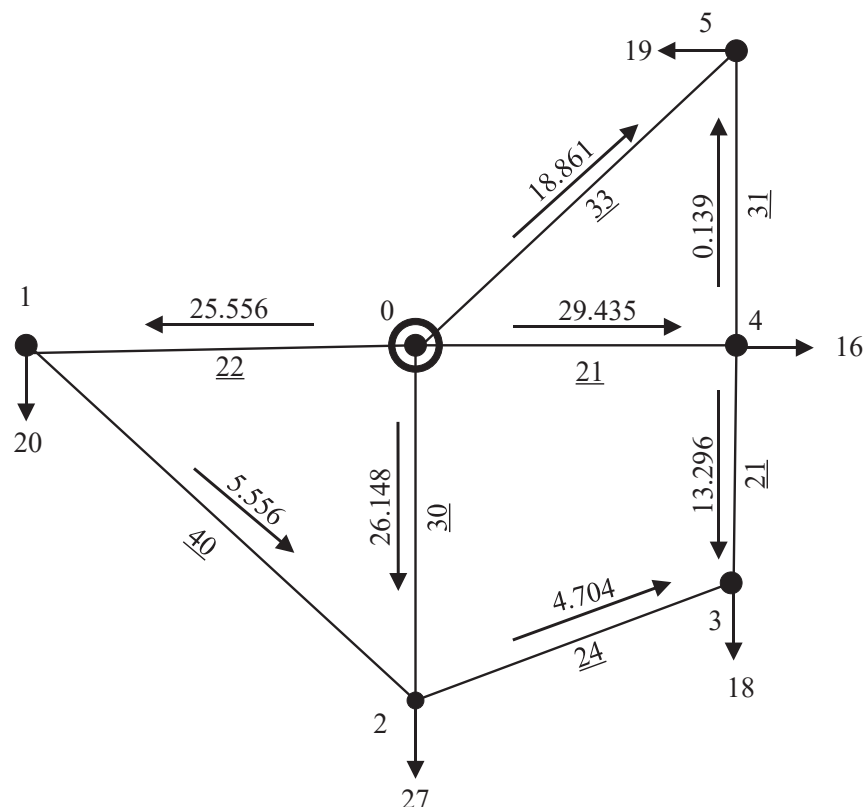


Рис.3.3 – Потокорозподіл потужностей в замкненій мережі

Визначивши сумарні втрати в надлишковій мережі можна переходити безпосередньо до кроків оптимізації.

Перший крок.

З системи будемо по чергово видаляти лінії електропередач. Для всіх варіантів системи рахуємо приведені витрати. Та гілка, видалення якої призведе до найбільшої зменшення приведених витрат видаляємо і переходимо до наступного кроку, такі кроки виконуємо доти поки не залишиться гілок видалення яких не буде порушувати зв'язність схеми.

Видалення гілки 0-2. Схема з видаленням ділянки 0-2 представлена на рисунку 3.4.

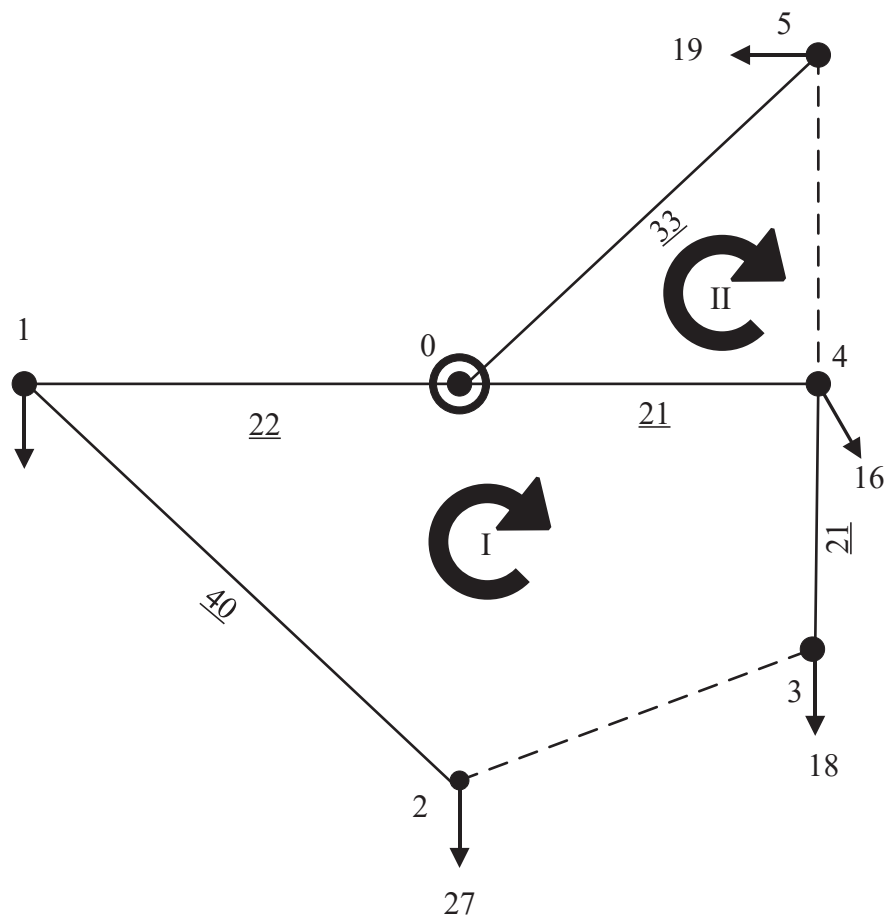


Рис. 3.4 – Загальна схема РЕМ без ділянки 0-2.

Умовно видаляємо 4-5, та 2-3 та рахуємо потекорозподіл потужностей в умовно розімкненій мережі:

$$P_{0-1}^{poz} = P_1 + P_{1-2}^{poz} = 20 + 27 = 47 \text{ МВт}; \quad P_{0-4}^{poz} = P_4 + P_{4-3} = 16 + 18 = 34 \text{ МВт};$$

$$P_{4-3}^{poz} = P_3 = 18 \text{ МВт}; \quad P_{0-5}^{poz} = P_5 = 19 \text{ МВт}; \quad P_{1-2}^{poz} = P_2 = 27 \text{ МВт};$$

Значення довжини для першого контуру змінилось.

					ДП1106.141.006.ПЗ	Арк.
						22
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$L_{k1} = L_{0-1} + L_{2-3} + L_{0-4} + L_{1-2} + L_{3-4} = 22 + 24 + 40 + 21 + 21 = 128 \text{ км.}$$

Система рівнянь для даної мережі буде виглядати наступним чином:

$$\begin{cases} -P_{0-1} \cdot L_{0-1} - P_{1-2} \cdot L_{1-2} + P_{0-4} \cdot L_{0-4} + P_{4-3} \cdot L_{3-4} = -P_{k1} \cdot L_{k1} + P_{k2} \cdot L_{0-4} \\ P_{0-5} \cdot L_{0-5} - P_{0-4} \cdot L_{0-4} = -P_{k2} \cdot L_{k2} \cdot P_{k1} \cdot L_{0-4} \end{cases}$$

В результаті розв'язку даного рівняння:

$$P_{k1} = 8.497 \text{ МВт};$$

$$P_{k2} = 3.123 \text{ МВт.}$$

Отже, результуючий поточкорозподіл:

$$P_{3-2} = P_{k1} = 8.497 \text{ МВт}; P_{5-4} = P_{k2} = 3.123 \text{ МВт};$$

$$P_{0-4} = P_{0-4}^{роз} + P_{k1} - P_{k2} = 34 + 8.497 - 3.123 = 39.374 \text{ МВт};$$

$$P_{0-1} = P_{0-1}^{роз} - P_{k1} = 47 - 8.497 = 38.503 \text{ МВт};$$

$$P_{1-2} = P_{1-2}^{роз} - P_{k1} = 27 - 8.497 = 18.503 \text{ МВт};$$

$$P_{4-3} = P_{4-3}^{роз} + P_{k1} = 18 + 8.497 = 26.497 \text{ МВт};$$

$$P_{0-5} = P_{0-5}^{роз} + P_{k2} = 19 + 3.123 = 20.947 \text{ МВт};$$

Перевірка виконання законів Кірхгофа:

-Перший закон

$$1. P_{0-1} - P_1 - P_{1-2} = 38.503 - 20 - 18.503 = 0$$

$$2. P_{1-2} - P_2 + P_{3-2} = 18.503 - 27 + 8.497 = 0$$

$$3. -P_{3-2} + P_{4-3} - P_3 = -8.497 + 26.497 - 18 = 0$$

$$4. P_{0-4} + P_{5-4} - P_4 - P_{4-3} = 39.374 + 3.123 - 16 - 26.497 = 0$$

$$5. P_{0-5} - P_{5-4} - P_5 = 22.123 - 3.123 - 19 = 0$$

-Другий закон

Перший контур:

$$P_{0-4} \cdot L_{0-4} - P_{1-2} \cdot L_{1-2} + P_{3-2} \cdot L_{2-3} + P_{4-3} \cdot L_{3-4} - P_{0-1} \cdot L_{0-1} = 39.374 \cdot 21 - 18.503 \cdot 40 + 8.497 \cdot 24 + 26.497 \cdot 21 + 38.503 \cdot 22 = 0$$

Другий:

$$P_{0-5} \cdot L_{0-5} - P_{0-4} \cdot L_{0-4} + P_{5-4} \cdot L_{4-5} = 22.123 \cdot 33 - 39.374 \cdot 21 + 3.123 \cdot 31 = 0$$

					ДП1106.141.006.ПЗ	Арк.
						23
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Потокорозподіл в мережі без ділянки 0-2 наведений на рисунку 3.5.

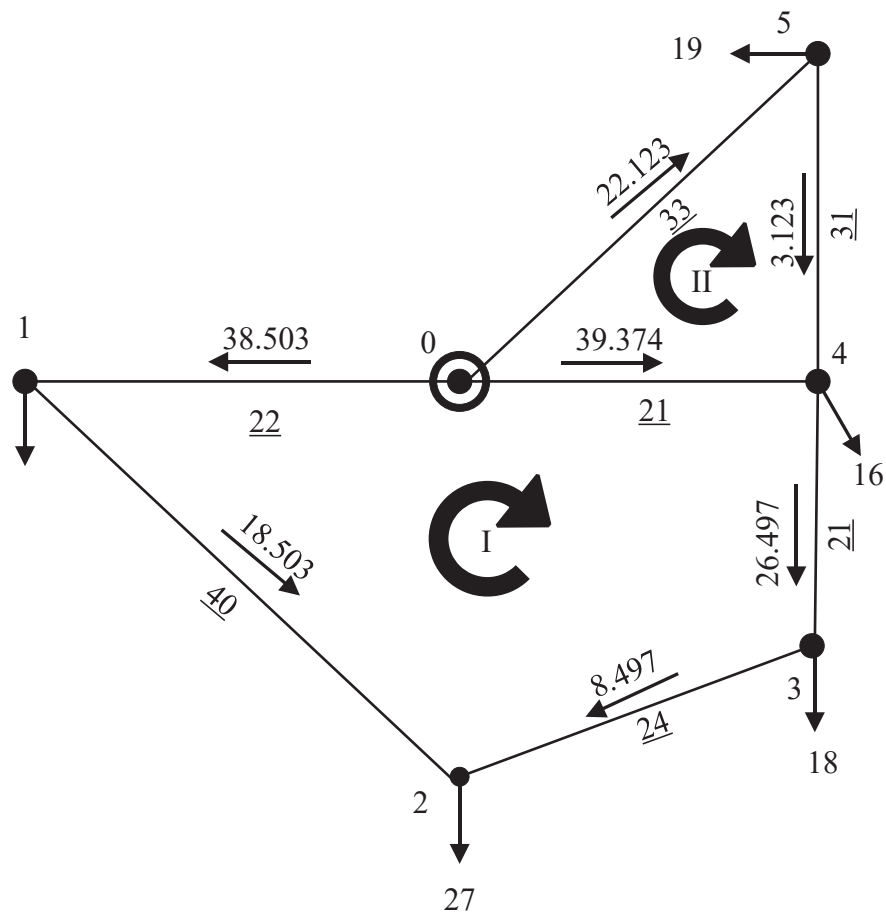


Рис 2.5 – Потокорозподіл в мережі без ділянки 0-2.

Виконуємо розрахунок дисконтованих витрат ділянок мережі

$$Z_{0-1} = Z_{icn} + 82.3 \cdot P_{0-1} = 161.875 \cdot 38.503 = 6232.722 \text{ тис. грн};$$

$$Z_{0-4} = Z_n + 82.3 \cdot P_{0-4} = 3777.4 + 82.3 \cdot 39.374 = 7017.879 \text{ тис. грн};$$

$$Z_{1-2} = Z_n + 82.3 \cdot P_{1-2} = 3777.4 + 82.3 \cdot 18.503 = 5300.222 \text{ тис. грн};$$

$$Z_{0-5} = Z_n + 82.3 \cdot P_{0-5} = 3777.4 + 82.3 \cdot 22.123 = 5598.099 \text{ тис. грн};$$

$$Z_{4-3} = Z_n + 82.3 \cdot P_{4-3} = 3777.4 + 82.3 \cdot 26.497 = 5958.078 \text{ тис. грн};$$

$$Z_{4-5} = Z_n + 82.3 \cdot P_{4-5} = 3777.4 + 82.3 \cdot 3.123 = 4034.399 \text{ тис. грн};$$

$$Z_{3-2} = Z_n + 82.3 \cdot P_{3-2} = 3777.4 + 82.3 \cdot 8.497 = 4476.678 \text{ тис. грн};$$

Сумарні витрати мережі з видаленою ділянкою 0-2 складуть:

$$Z_{i0-2} = Z_{0-1} + Z_{0-4} + Z_{0-5} + Z_{2-1} + Z_{3-2} + Z_{4-5} + Z_{4-3} = 6232.722 + 7017.879 + 5300.222 + 5598.099 + 5958.078 + 4034.399 + 4476.678 = 38618.078 \text{ тис.грн}$$

					ДП1106.141.006.ПЗ	Арк.
						24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Різниця втрат:

$$Z_0 - Z_{i0-2} = 38655.428 - 38618.078 = 37.35 \text{ тис. грн.}$$

Отримані значення заносимо в таблицю 3.1.

Повернувши гілку 0-2, проведемо ще один розрахунок, видалимо гілку 1-2.

Видалення гілки 1-2. Схема РЕМ без ділянки 1-2 представлена на рисунку 3.6.

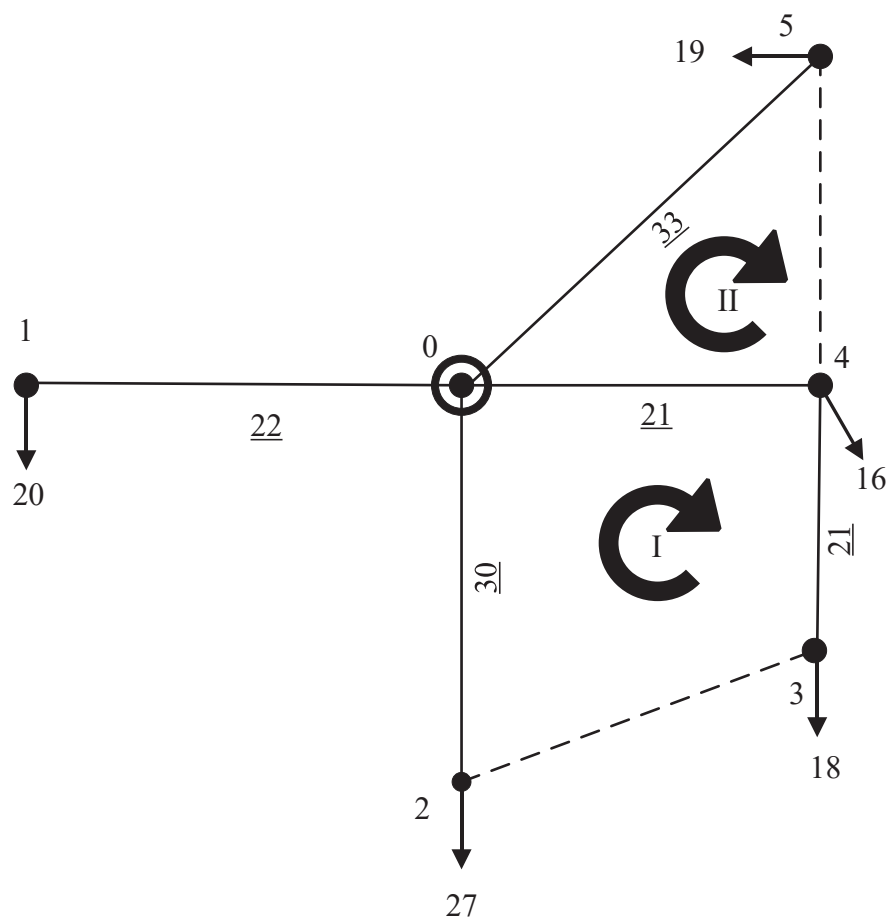


Рис. 3.6 – Загальна схема РЕМ без ділянки 1-2.

Умовно видаляємо 4-5, та 2-3 та рахуємо потокорозподіл в розімкненій мережі:

$$P_{2-1}^{poz} = P_1 = 20 \text{ МВт}; \quad P_{0-4}^{poz} = P_4 + P_{43} = 34 \text{ МВт}; \quad L_{k1} = L_{0-1} + L_{0-2} + L_{1-2} = 92 \text{ км};$$

$$P_{0-2}^{poz} = P_2 = 27 \text{ МВт}; \quad P_{4-3}^{poz} = P_3 = 18 \text{ МВт}; \quad P_{0-5}^{poz} = P_5 = 19 \text{ МВт}.$$

Система рівнянь для даної мережі буде виглядати наступним чином:

					ДП1106.141.006.ПЗ	Арк.
						25
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\begin{cases} -P_{0-2} \cdot L_{0-2} + P_{0-4} \cdot L_{0-4} + P_{4-3} \cdot L_{3-4} = -P_{k1} \cdot L_{k1} + P_{k2} \cdot L_{0-4} \\ P_{0-5} \cdot L_{0-5} - P_{0-4} \cdot L_{0-4} = -P_{k2} \cdot L_{k2} - P_{k1} \cdot L_{0-4} \end{cases}$$

Результат розв'язання, зрівнювальні потужності:

$$P_{k1} = -2.87 \text{ МВт}; P_{k2} = 0.315 \text{ МВт.}$$

Результуючий потокорозподіл:

$$P_{2-3} = -P_{k1} = 2.869 \text{ МВт}; P_{5-4} = P_{k2} = 0.315 \text{ МВт};$$

$$P_{0-4} = P_{0-4}^{poz} + P_{k1} - P_{k2} = 34 + (-2.869) - 0.315 = 30.817 \text{ МВт};$$

$$P_{0-2} = P_{0-2}^{poz} - P_{k1} = 27 - (-2.869) = 29.869 \text{ МВт};$$

$$P_{4-3} = P_{4-3}^{poz} + P_{k1} = 18 + (-2.869) = 15.131 \text{ МВт};$$

$$P_{0-5} = P_{0-5}^{poz} + P_{k2} = 19 + 0.315 = 19.315 \text{ МВт};$$

Перевіримо лише за другим законом, цього буде достатньо.

Перший контур:

$$P_{0-4} \cdot L_{0-4} - P_{0-2} \cdot L_{0-2} - P_{2-3} \cdot L_{2-3} + P_{4-3} \cdot L_{3-4} = 30.817 \cdot 21 - 29.869 \cdot 30 - 2.869 \cdot 24 + 15.131 \cdot 21 = 0$$

Другий:

$$P_{0-5} \cdot L_{0-5} - P_{0-4} \cdot L_{0-4} + P_{5-4} \cdot L_{4-5} = 19.315 \cdot 33 - 30.817 \cdot 21 + 0.315 \cdot 31 = 0$$

Потокорозподіл без ділянки 1-2 наведений на рисунку 3.7.

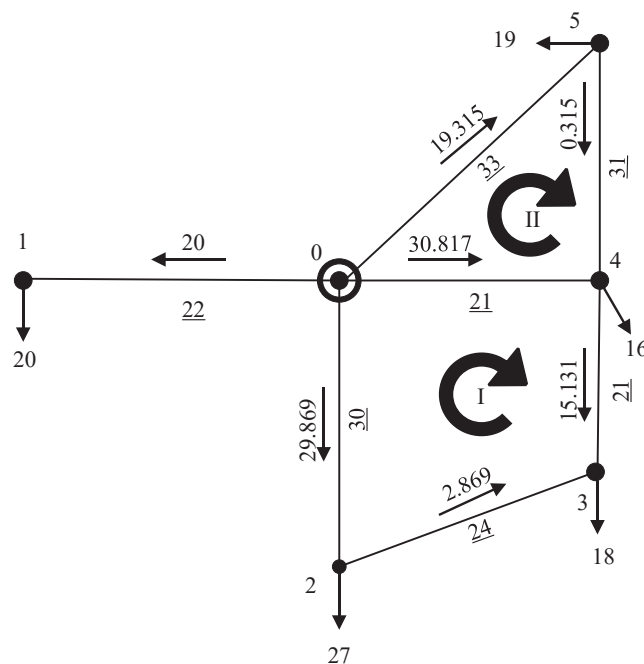


Рис 3.7 – Потокорозподіл в мережі без ділянки 1-2.

					ДП1106.141.006.ПЗ	Арк.
						26
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахунок дисконтованих витрат:

$$Z_{0-1} = Z_{ичн} \cdot P_{0-1} = 161.875 \cdot 20 = 3237.5 \text{ тис.грн};$$

$$Z_{0-4} = Z_n + 82.3 \cdot P_{0-4} = 3777.4 + 82.3 \cdot 30.817 = 6235.589 \text{ тис.грн};$$

$$Z_{0-2} = Z_n + 82.3 \cdot P_{0-2} = 3777.4 + 82.3 \cdot 29.869 = 6313.603 \text{ тис.грн};$$

$$Z_{0-5} = Z_n + 82.3 \cdot P_{0-5} = 3777.4 + 82.3 \cdot 19.315 = 5367.009 \text{ тис.грн};$$

$$Z_{4-3} = Z_n + 82.3 \cdot P_{4-3} = 3777.4 + 82.3 \cdot 15.131 = 5022.711 \text{ тис.грн};$$

$$Z_{4-5} = Z_n + 82.3 \cdot P_{4-5} = 3777.4 + 82.3 \cdot 0.315 = 3803.309 \text{ тис.грн};$$

$$Z_{2-3} = Z_n + 82.3 \cdot P_{2-3} = 3777.4 + 82.3 \cdot 2.869 = 4013.489 \text{ тис.грн};$$

Сумарні витрати мережі з видаленою ділянкою 1-2 складуть:

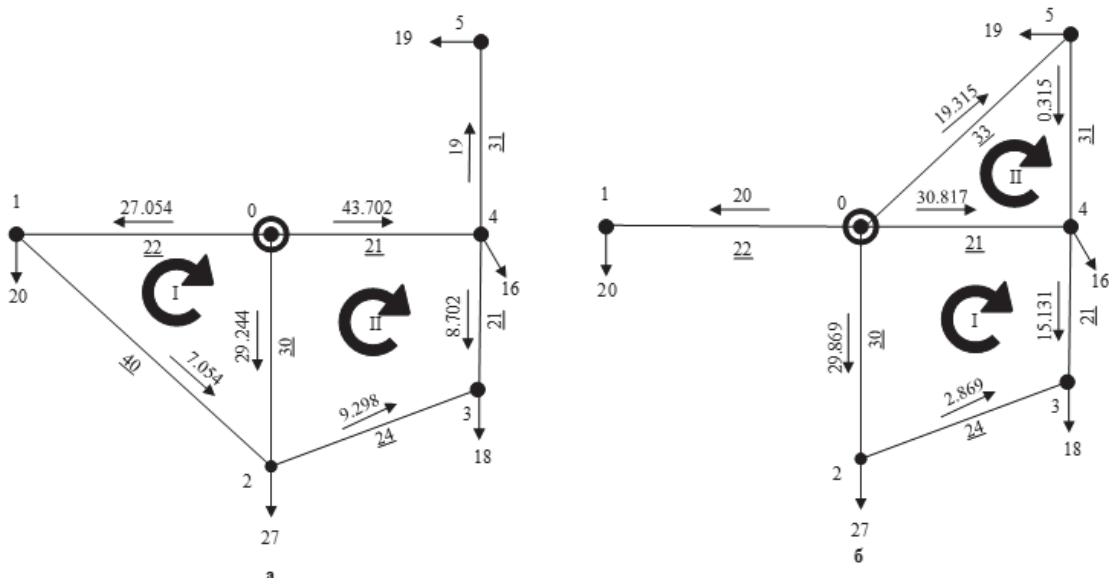
$$Z_{i1-2} = Z_{0-1} + Z_{0-4} + Z_{0-5} + Z_{0-2} + Z_{2-3} + Z_{4-5} + Z_{4-3} = 3237.5 + 6235.589 + 6313.603 + 5367.009 + 5022.711 + 3803.309 + 4013.489 = 33993.209 \text{ тис.грн}$$

Різниця втрат:

$$Z_0 - Z_{i1-2} = 38655.428 - 33993.209 = 4662.219 \text{ тис.грн.}$$

Як бачимо видалення ділянки 1-2 виявилось досить економічним, переберемо всі варіанти видалення гілок та занесемо їх в таблицю 2.1.

Всі наступні варіанти конфігурації РЕМ розраховуються аналогічно.



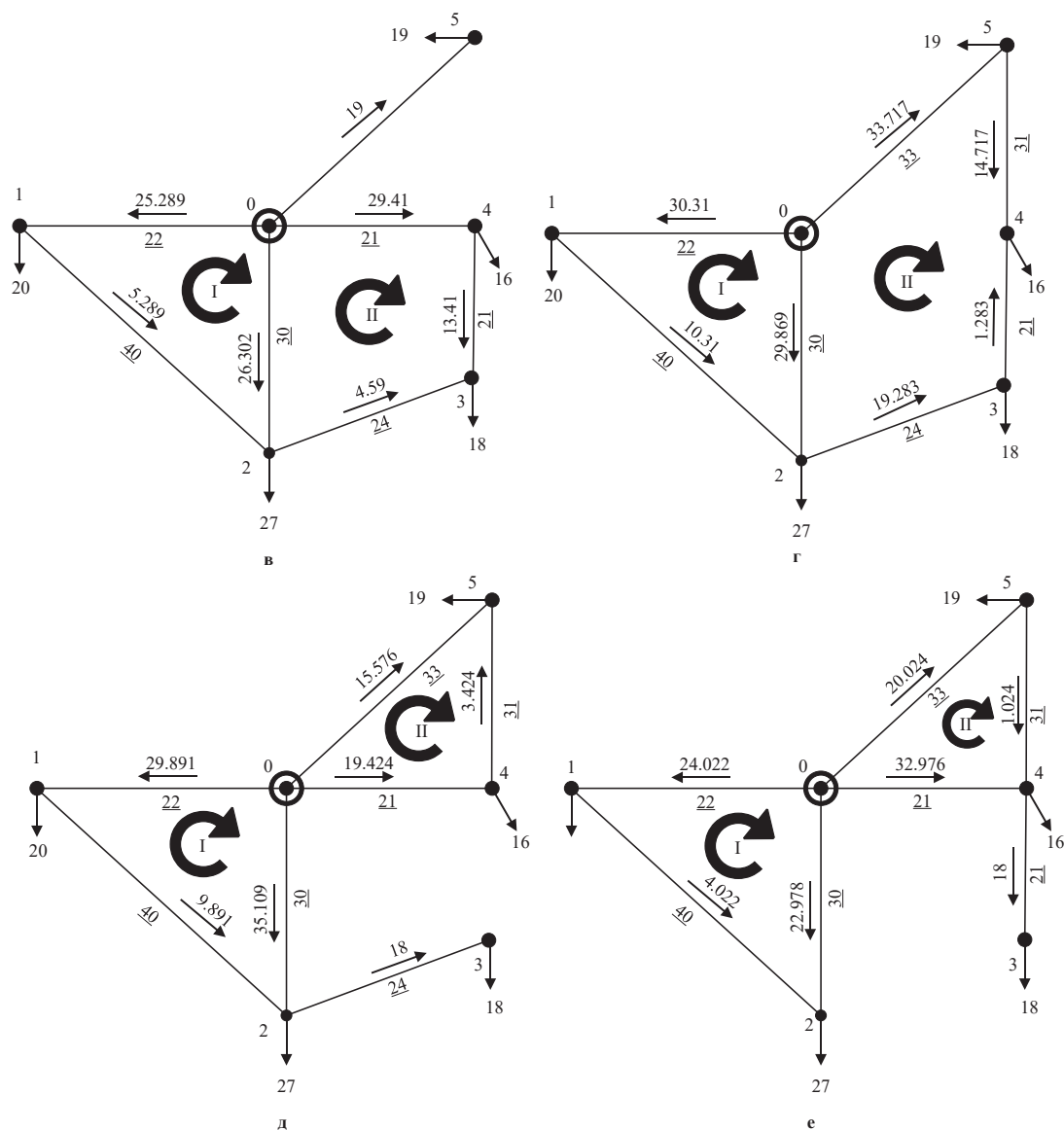


Рис.3.8 – Варіанти виконання мережі на першому кроці оптимізації після видалення ділянок: а – 0-5; б – 1-2; в – 4-5; г – 0-4; д – 4-3; е – 2-3.

Таблиця 3.1 – Результати виконання першого кроку

Видалена ділянка	З(і) млн грн	З ₀ -З(і) млн грн
1-2	33.993	4.662
0-2	38.618	0.037
0-4	36.847	1.808
0-5	35.120	3.534
4-5	34.823	3.832
3-4	35.850	2.805
2-3	34.702	3.952

Виконавши преший крок оптимізації і отримавши найменше значення

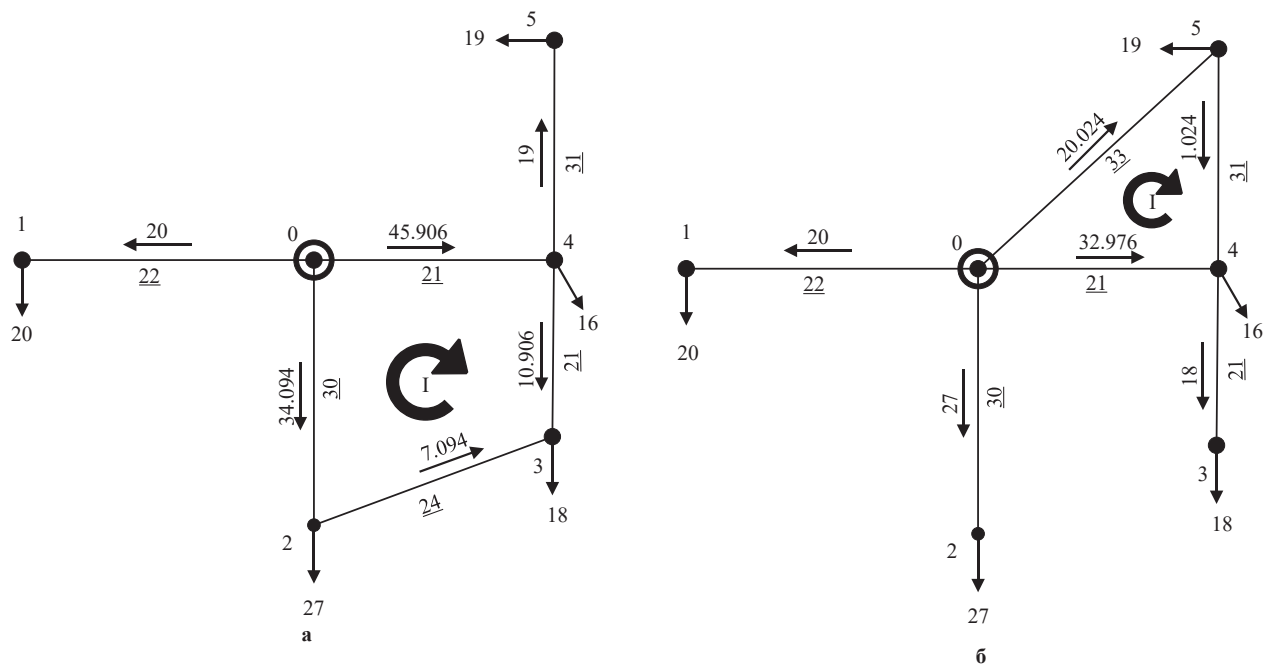
приведених затрат, видаливши гілку 1–2. Продовжуємо оптимізацію з конфігурацією системи де відсутня гілка 1–2. Приймаємо $Z_0 = Z_{i1-2} = 33.993$ тис. грн. Виконуємо другий крок так само.

Другий крок.

Результати розрахунку заносимо до таблиці 3.2. Схеми поточкорозподілу при різних конфігураціях РЕМ наведені на рис 3.9

Таблиця 3.2 Результати оптимізації на другому кроці

Видалена ділянка	$Z(i)$ млн грн	$Z_0 - Z(i)$ млн грн
0-2	33.744	0.248
0-4	31.584	2.408
0-5	30.471	3.521
4-5	30.189	3.803
3-4	30.471	3.521
2-3	30.274	3.719



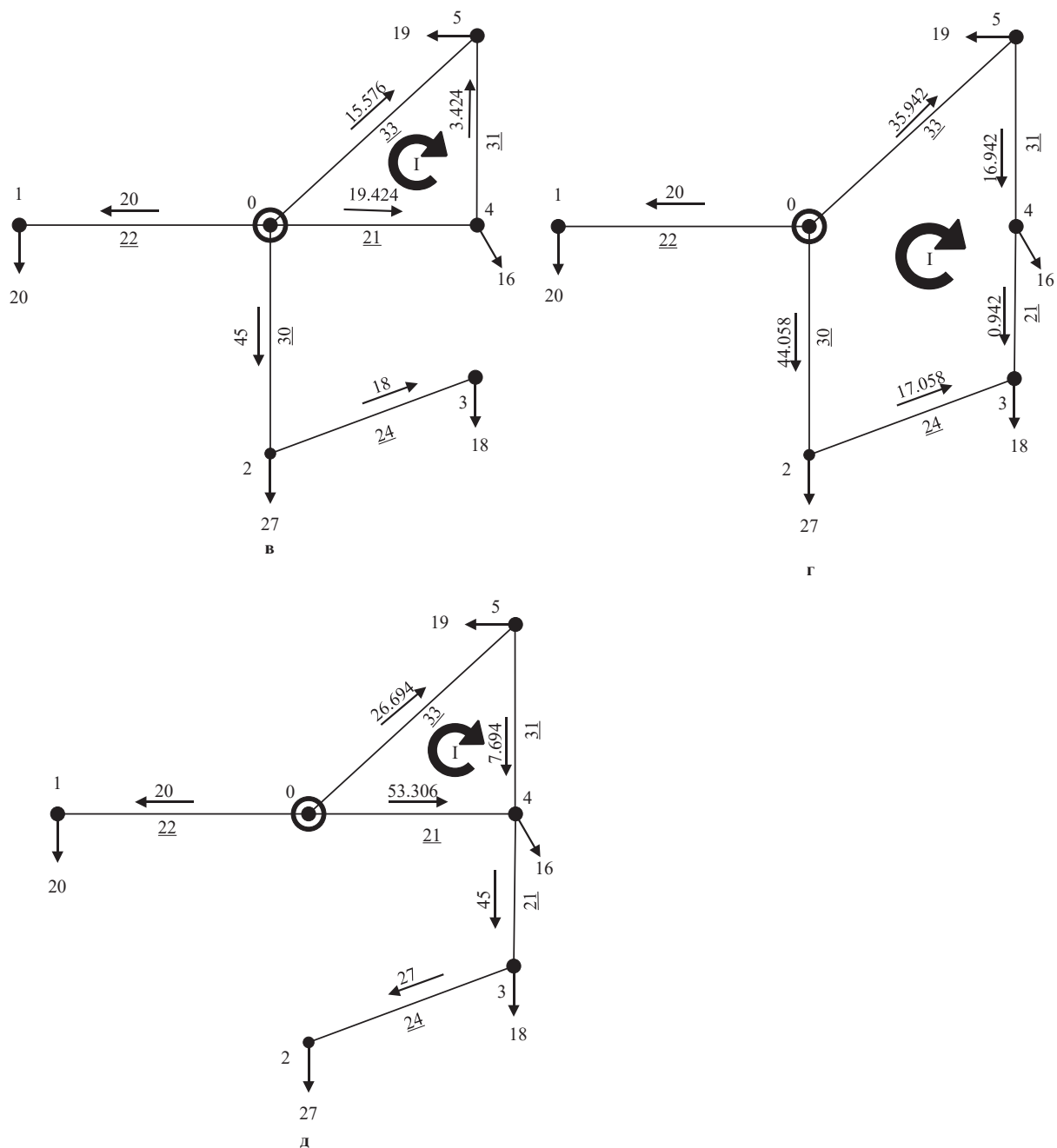


Рис 3.9 Потокорозподіл при різних варіантів конфігурації на другому кроці з видаленими ділянками: а – 0-5; б – 2-3; в – 4-3; г – 0-4; д – 0-2.

Найбільше зменшення призведених затрат буде отримано при відключенні гілки 4-5. Переходимо до третього кроку оптимізації

Третій крок. Потокорозподіл на третій ітерації при різних конфігураціях РЕМ наведений на рисунку 3.10

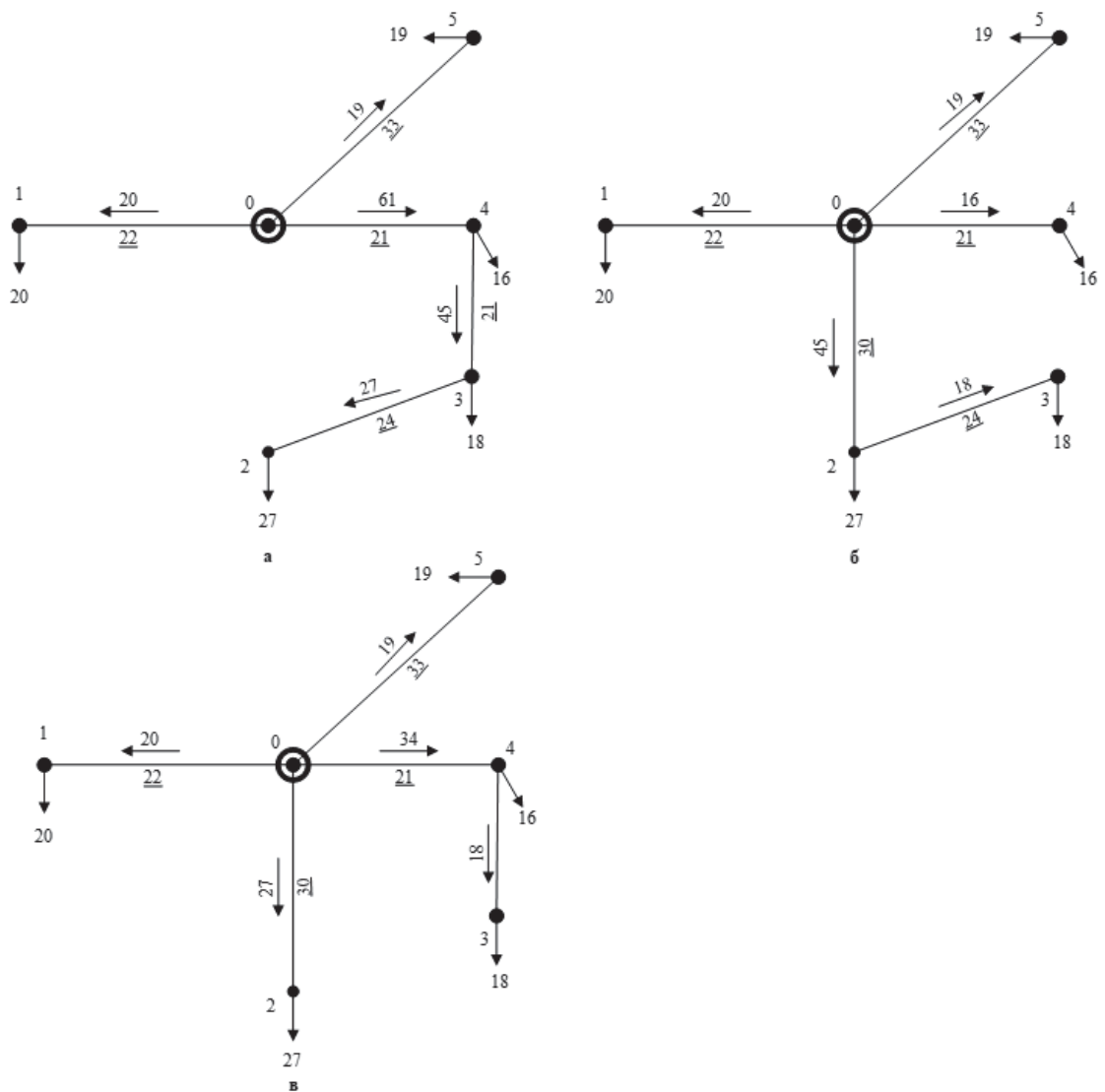


Рисунок 3.10 - Потокорозподіл при різних варіантів конфігурації мережі на третьому кроці оптимізації з видаленими ділянками: а – 0-2; б – 4-3; в – 2-3

Таблиця 3.3 – Результати третього кроку.

Видалена ділянка	З(і) млн грн	З ₀ -З(і) млн грн
0-2	29.333	0.856
2-3	26.412	3.777
4-3	26.412	3.777

Найбільше зменшення приведених витрат виходить якщо видалити гілку 2-3. Так як подальше вилучення ділянок мережі спричинить порушення зв'язності схеми, процес оптимізації слід вважати завершеним. Оптимальна конфігурація РЕМ зображена на рисунку 3.11.

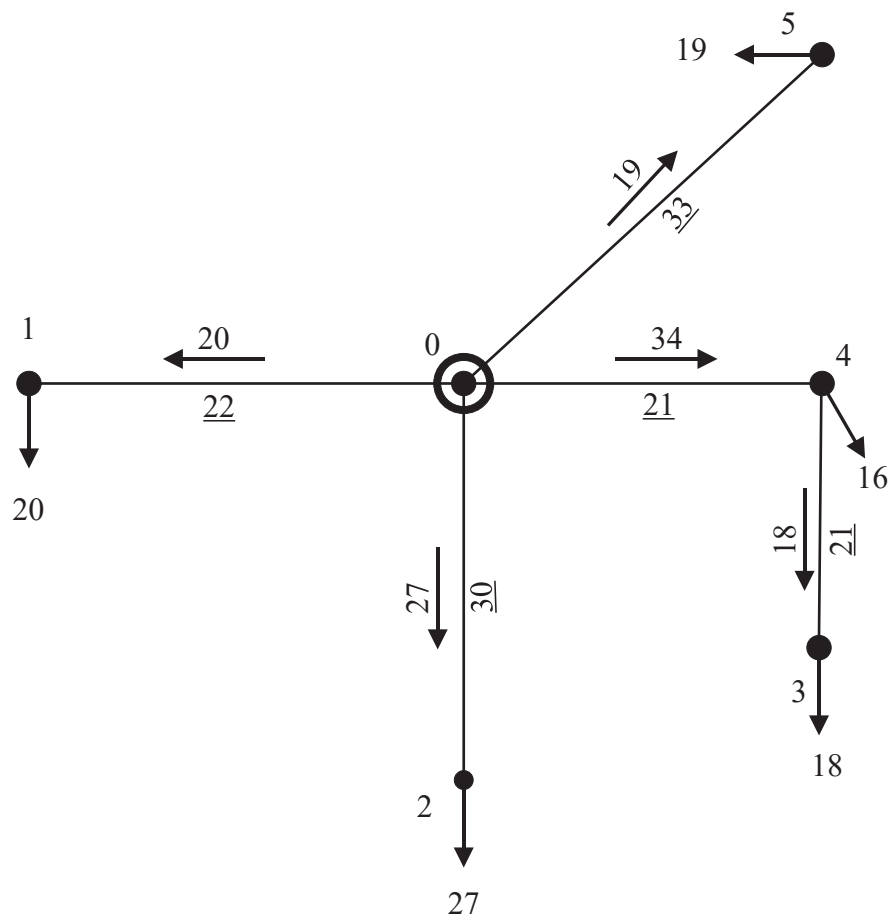


Рис 3.11 – Оптимальна конфігурація мережі 110 кВ

Висновок до розділу 3

Застосовуючи метод впорядкованого виключення гілок отримано оптимальну конфігурацію для заданої за завдання мережі 110 кВ. В результаті було отримано розімкнену схему мережі.

Встановлено, що після першої ітерації, видаливши ділянку 1-2, економія склала – 4662219 млн. грн. На другій ітерації вдалось заощадити 3803309 млн. грн. видаливши ділянку 4-5, на останньому, третьому кроці було заощаджено 3777400 млн. грн шляхом видалення ділянки 2-3.

Отримано загальна суму економії, яка склала 12242928 млн.грн.

4 ВИБІР ПАРАМЕТРІВ ЛІНІЙ ТА ТРАНСФОРМАТОРІВ

4.1 Вибір силових трансформаторів

Виходячи з завдання до дипломного проекту, в кожному пункті знаходяться споживачі I та II категорії, це передбачає певні заходи щодо забезпечення надійності та безперебійності електропостачання. Виходячи з цього в кожному пункті, необхідно встановити по два трансформатори.

Необхідно здійснити розрахунок потужностей навантажень підстанцій пункту 1 у режимі максимальних навантажень. Реактивні потужності споживання будуть дорівнювати:

$$\varphi_{nn} = \arccos(0.82) = 34.915^\circ; Q_{nn1} = -P_{nn1} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{nn}) = -9 \cdot 0.646 = -6.282 \text{ МВАр};$$

$$\varphi_{cn} = \arccos(0.84) = 32.86^\circ; Q_{cn1} = -P_{cn1} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{cn}) = -11 \cdot 0.698 = -7.105 \text{ МВАр}.$$

Навантаження понижуючої підстанції, розташованої в пункті 1 складе:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\max 1} &= P_{nn1} + P_{cn1} + (Q_{cn1} + Q_{nn1})i = 9 + 11 + ((-7.105) + (-6.282))i \\ &= 20 - 13.387i \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$S_{\max 1} = \sqrt{20^2 + (-13.387)^2} = 24.067 \text{ МВА}.$$

Результати розрахунку навантаження решти підстанцій в таблиці 4.1

№	Активні потужності P, МВт		Реактивні потужності Q, МВАр		Повна потужність, МВА	Модуль повної потужності, МВА
	СН	НН	СН	НН		
1	11	9	-7.105	-6.282	20-13.387i	24.067
2	21	6	-13.565	-4.188	27-17.753i	32.313
3	12	6	-7.751	-4.188	18-11.939i	21.06
4	11	5	-7.105	-3.49	16-10.595i	19.19
5	14	5	-9.043	-3.49	19-12.533i	22.761

Для підстанції, розташованої в пункті 1, значення розрахункової номінальної потужності понижуючого трансформатора складе:

$$S_{T1} = 0.7 \cdot S_{\max 1} = 0.7 \cdot 24.067 = 16.847 \text{ МВА}.$$

За довідковими даними табл. Д.1 приймаємо до встановлення два триобмоткові трансформатори ТДТН-25000/110.

Так само обираємо трансформатори для інших підстанцій. Результати занесемо до таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Кількість та тип трансформаторів у пунктах мережі

№ пункту	Модуль повної потужності S_{max} , МВА	Розрахункова номінальна потужність S_T , МВА	Кількість і тип трансформаторів
1	24.067	16.847	2хТДТН-25000/110
2	32.313	22.619	2хТДТН-25000/110
3	21.6	15.12	2хТДТН-16000/110
4	19.19	13.433	2хТДТН-16000/110
5	22.761	15.933	2хТДТН-16000/110

4.2 Визначення потекорозподілу потужностей в замкненій мережі

Так як до всіх пунктів підключені споживачі I та II категорії, для забезпечення надійності постачання електричною енергією необхідно щоб електрична мережа була замкненою і до кожного пункту підходили не менше двох ліній. Умовно розімкнена схема РЕМ представлена на рис 4.1

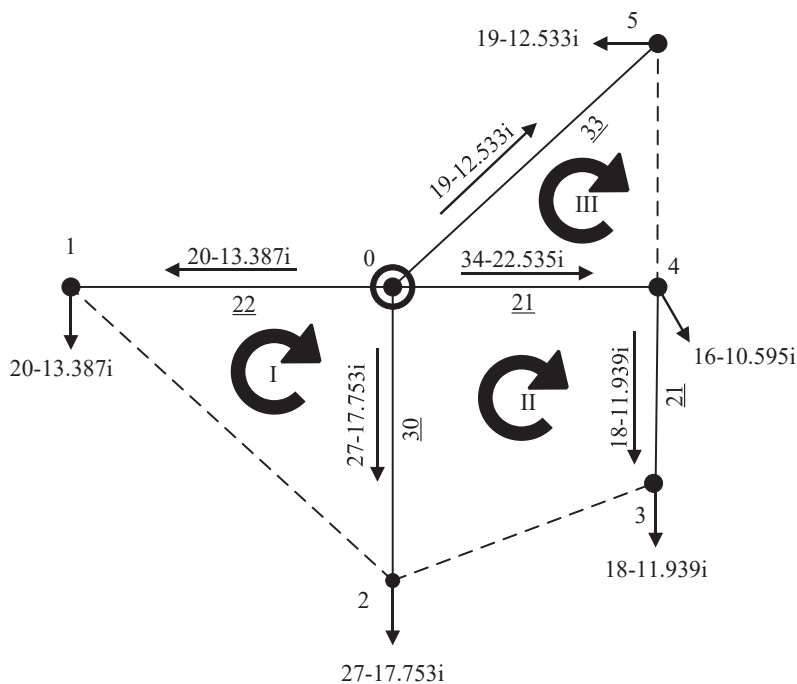


Рис - 4.1 Умовно розімкнена схема електричної мережі

Задля визначення поточкорозподілу потужностей від заданих навантажень скористаємося L-схемою мережі. Розрахунок будемо проводити, припустивши що проектувана мережа є однорідною, тобто виконана однаковими проводами на всіх ділянках тільки повітряного або тільки кабельного виконання. Це дає можливість виконати орієнтовний розрахунок поточкорозподілу у замкненій мережі, використовуючи довжини ділянок.

Знайдемо поточкорозподіл використовуючи метод контурних рівнянь.

$$\begin{cases} -\dot{S}_{0-1} \cdot L_{0-1} + \dot{S}_{0-2} \cdot L_{0-2} = \dot{S}_{k1} \cdot L_{k1} + \dot{S}_{k2} \cdot L_{0-2} \\ -\dot{S}_{0-2} \cdot L_{0-2} + \dot{S}_{0-4} \cdot L_{0-4} + \dot{S}_{4-3} \cdot L_{3-4} = -\dot{S}_{k2} \cdot L_{k2} + \dot{S}_{k1} \cdot L_{0-2} + \dot{S}_{k3} \cdot L_{0-4} \\ \dot{S}_{0-5} \cdot L_{0-5} - \dot{S}_{0-4} \cdot L_{0-4} = -\dot{S}_{k3} \cdot L_{k3} - \dot{S}_{k2} \cdot L_{0-4} \end{cases}$$

Зрівнювальні потужності:

$$\dot{S}_{k1} = -5.556 + 3.611i \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{k2} = -4.704 + 3.138i \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{k3} = -0.139 + 0.074i \text{ МВА}.$$

Накладаючи ці потужності на поточкорозподіл в умовно розімкненій мережі знайдемо результуючий поточкорозподіл:

$$\dot{S}_{1-2} = -\dot{S}_{k1} = 5.556 - 3.611i \text{ МВА}; \quad \dot{S}_{2-3} = -\dot{S}_{k2} = 4.704 - 3.138i \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{4-5} = -\dot{S}_{k3} = 0.139 - 0.074i \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-1} = \dot{S}_{0-1}^{poz} - \dot{S}_{k1} = 20 - 13.387i - (-5.556 + 3.611i) = 25.556 - 16.998i \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{0-4} &= \dot{S}_{0-4}^{poz} - \dot{S}_{k3} + \dot{S}_{k2} = 34 - 22.535i + (-4.704 + 3.138i) - (-0.139 + 0.074i) \\ &= 29.435 - 19.47i \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{0-2} &= \dot{S}_{0-2}^{poz} + \dot{S}_{k1} - \dot{S}_{k2} = 27 - 17.753i + (-5.556 + 3.611i) - (-4.704 + 3.138i) \\ &= 26.148 - 17.28i \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{4-3} = \dot{S}_{4-3}^{poz} + \dot{S}_{k2} = 18 - 11.939i + (-4.704 + 3.138i) = 13.296 - 8.801i \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-5} = \dot{S}_{0-5}^{poz} + \dot{S}_{k3} = 19 - 12.533i + (-0.139 + 0.074i) = 18.861 - 12.459i \text{ МВт};$$

Перевірка за другим законом Кірхгофа:

Перший контур:

					ДП1106.141.006.ПЗ	Арк.
						35
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$-\dot{S}_{0-1} \cdot L_{0-1} + \dot{S}_{0-2} \cdot L_{0-2} - \dot{S}_{1-2} \cdot L_{1-2} = (25.556 - 16.998i) \cdot 22 - (26.148 - 17.28i) \cdot 30 - (5.556 - 3.611i) \cdot 40 = 0$$

Другий:

$$\dot{S}_{0-4} \cdot L_{0-4} - \dot{S}_{0-2} \cdot L_{0-2} - \dot{S}_{2-3} \cdot L_{2-3} + \dot{S}_{4-3} \cdot L_{3-4} = (29.435 - 19.47i) \cdot 21 - (26.148 - 17.28i) \cdot 30 - (4.704 - 3.138i) \cdot 24 + (13.296 - 8.801i) \cdot 21 = 0$$

Третій:

$$\dot{S}_{0-5} \cdot L_{0-5} - \dot{S}_{0-4} \cdot L_{0-4} - \dot{S}_{4-5} \cdot L_{4-5} = (18.861 - 12.459i) \cdot 33 - (29.435 - 19.47i) \cdot 21 - (0.139 - 0.074i) \cdot 31 = 0$$

Результуючий потокорозподіл наведений на рисунку 4.2

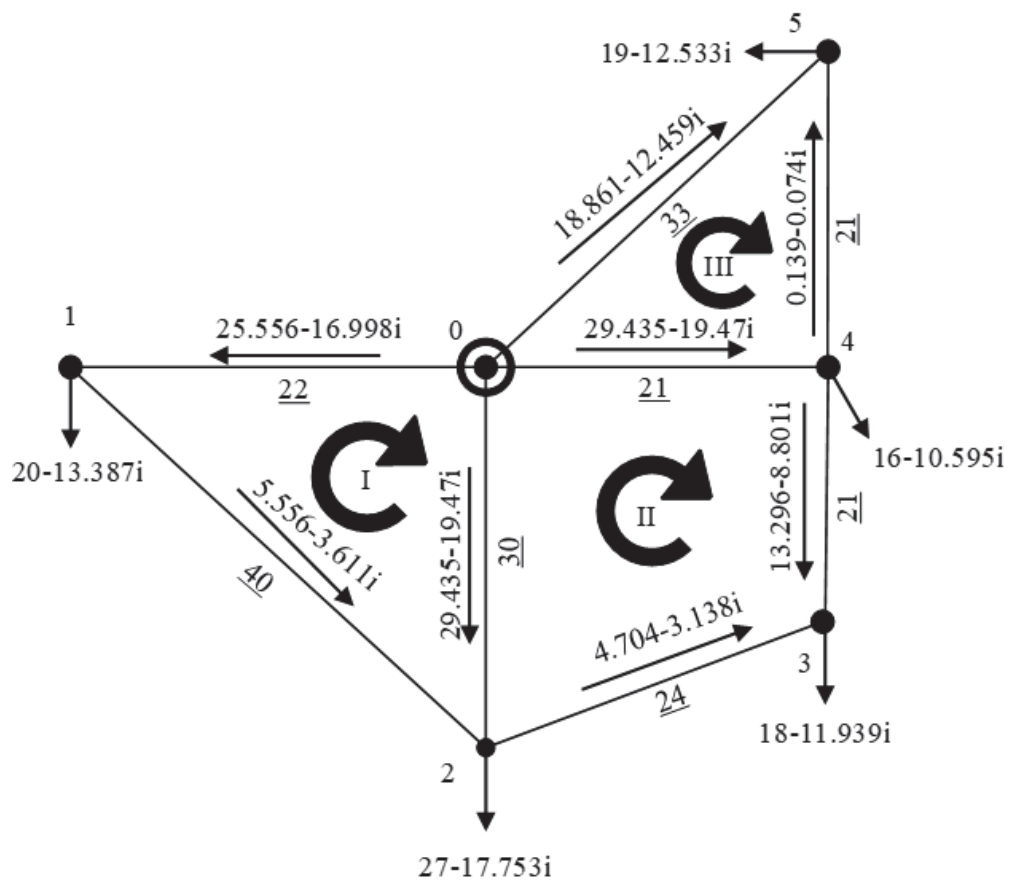


Рис. 4.2 – Результуючий потокорозподіл у замкненій системі

4.3 Вибір кількості ланцюгів та перерізу проводів ПЛ-110 кВ

З допомогою визначеного потокорозподілу в L-схемі здійснюють вибір перерізів проводів за методом оптимального перерізу. Для цього спочатку необхідно визначити струмові навантаження для ділянок.

Наведемо приклад для однієї з головних ділянок, а саме 0-1, струмове навантаження всіх інших ділянок розраховується аналогічно і занесені в таблицю 4.2:

$$I_{0-1} = \frac{\sqrt{P_{0-1}^2 + Q_{0-1}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_l} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{25.556^2 + (-16.998)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} \cdot 10^3 = 161.094 \text{ А};$$

Для визначення оптимального перерізу знадобиться декілька сталих параметрів, таких як:

- питомий опір: $\rho = 28.5 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{км}$;
- тариф: $C_{вх} = 3.6 \text{ грн} / (\text{кВт} \cdot \text{год})$;
- витрати на експлуатацію ПЛ $H_e = 1.2\%$;
- норма дисконту $E = 10\%$;
- величина втрат на спорудження одноланцюгових ПЛ 110 кВ з використанням залізобетонних опор: $k_{пит.зм} = 1550 \text{ грн} / (\text{мм}^2 \cdot \text{км})$.

Далі розраховується оптимальне значення перерізів:

$$F_{опт 0-1} = \frac{1}{k} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot (I_{0-1})^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot C_{вх} \cdot 10^{-1}}{k_{пит.зм} \cdot (H_e + E)}} = \frac{1}{1} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot (161.094)^2 \cdot 28.5 \cdot 3862.249 \cdot 3.6 \cdot 10^{-1}}{1550 \cdot (1.2 + 10)}} = 421.559 \text{ мм}^2.$$

Таблиця 4.2 – Струмове навантаження і оптимальне значення перерізу для ділянок мережі.

Ділянка	Активна потужність, МВт	Реактивна потужність, МВАр	Струмове навантаження, А	Оптимальний переріз, мм ²
0-1	25.556	-16.998	161.094	421.559
0-2	26.148	-17.28	164.503	430.481
0-4	29.435	-19.47	185.233	484.727
0-5	18.861	-12.459	118.646	310.479
1-2	5.556	-3.611	34.777	91.007
2-3	4.704	-3.138	29.679	77.665
3-4	13.296	-8.801	83.69	219.005
4-5	0.139	-0.074	0.824	2.156

Для ділянок 1-2, 2-3 та 4-5 приймається провід рекомендований за ПУЕ для мережі номінально напругою 110 кВ 120 мм².

Площа поперечного перерізу іншої ділянки являє собою величину загальної дисконтованої вартості кожної повітряної лінії, побудованої з найближчою малою стандартною площею перерізу і найближчою великою стандартною площею поперечного перерізу, по відношенню до значення оптимальної площі поперечного перерізу.

Проведемо техніко – економічне порівняння ділянки 0–1. Найближчий менший перетин для даної ділянки становить 240 мм² (варіант А), найближчий більший – 2х240 мм² (варіант Б), оскільки 240 мм² максимальний перетин, для 110 кВ.

Капіталовкладення у ПЛ $K_{пл}$, тис.грн., для варіантів А і Б:

$$K_{пл\ 0-1(A)} = n \cdot K_{пл\ 240} \cdot L_{0-1} = 1 \cdot 4155.793 \cdot 22 = 91427.448 \text{ тис.грн};$$

$$K_{пл\ 0-1(B)} = n \cdot K_{пл\ 2 \times 240} \cdot L_{0-1} = 2 \cdot 6096.408 \cdot 22 = 268241.952 \text{ тис.грн};$$

Видатки на обслуговування та ремонти ПЛ $B_{пл}$, тис. грн./рік:

$$B_{0-1(A)} = K_{0-1(A)} \cdot \frac{H_{пл}}{100} = 91427.448 \cdot \frac{1.2}{100} = 1097.129 \text{ тис.грн};$$

$$B_{0-1(B)} = K_{0-1(B)} \cdot \frac{H_{пл}}{100} = 268241.952 \cdot \frac{1.2}{100} = 3218.903 \text{ тис.грн}.$$

У наведених вище виразах величина $H_{пл}$ позначає норму сумарних відрахувань на ремонти та експлуатацію ПЛ за [2] Д.10.

Видатки на покриття втрат активної енергії $B_{втр}$ тис.грн / рік.

Визначемо еквівалентний активний опір ЛЕП:

$$r_{0-1(A)} = \frac{r_{00-1} \cdot L_{0-1}}{k_{0-1(A)} \cdot n_{0-1(A)}} = \frac{0.1182 \cdot 22}{1 \cdot 1} = 2.6 \text{ Ом};$$

$$r_{0-1(B)} = \frac{r_{00-1} \cdot L_{0-1}}{k_{0-1(B)} \cdot n_{0-1(B)}} = \frac{0.1182 \cdot 22}{1 \cdot 2} = 1.3 \text{ Ом};$$

Отже втрати активної енергії в ЛЕП:

					ДП1106.141.006.ПЗ	Арк.
						38
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\Delta W_{0-1(A)} = 3 \cdot I_{0-1}^2 \cdot r_{0-1(A)} \times 10^{-3} \cdot \tau + 0.75 \cdot \Delta P_{k0-1(A)} \cdot I_{0-1} \cdot T_{вкл} = 3 \cdot 161.094^2 \cdot 2.6 \times 10^{-3} + 0.75 \cdot 0.07 \cdot 22 \cdot 8760 = 792032.274 \text{ тис.грн};$$

$$\Delta W_{0-1(B)} = 3 \cdot I_{0-1}^2 \cdot r_{0-1(A)} \times 10^{-3} \cdot \tau + 0.75 \cdot \Delta P_{k0-1(A)} \cdot I_{0-1} \cdot T_{вкл} = 3 \cdot 161.094^2 \cdot 1.3 \times 10^{-3} + 2 \cdot 0.75 \cdot 0.07 \cdot 22 \cdot 8760 = 411192.837 \text{ тис.грн};$$

Видатки на компенсацію втрат активної енергії в ПЛ:

$$B_{втр 0-1(A)} = \Delta W_{0-1(A)} \cdot \Pi_{втр} \times 10^{-3} = 792032.274 \cdot 3.6 \times 10^{-3} = 4356.178 \text{ тис.грн};$$

$$B_{втр 0-1(B)} = \Delta W_{0-1(B)} \cdot \Pi_{втр} \times 10^{-3} = 411192.837 \cdot 3.6 \times 10^{-3} = 2261.561 \text{ тис.грн};$$

Інвестиції у підстанцію 110 кВ, включають вартість установку вакуумних вимикачів, необхідних для підключення повітряних проводів. Для варіанту А необхідно підключити 1 одноланцюговий кабель 110 кВ, а у варіанті Б необхідно підключити 1 дволанцюговий кабель.

Капіталовкладення у вимикачі для 110 кВ:

$$K_{nc 0-1(A)} = (n_{внн(A)} + n_{внн(A)}) \cdot C_{B110} = (2 + 0) \cdot 19917.8 = 39835.6 \text{ тис.грн};$$

$$K_{nc 0-1(B)} = (n_{внн(B)} + n_{внн(B)}) \cdot C_{B110} = (4 + 0) \cdot 19917.8 = 79671.2 \text{ тис.грн};$$

$n_{внн(A)}$ - кількість камер вимикачів, на підстанції 0–1 для варіанту А.

$n_{внн(B)}$ - кількість камер вимикачів, на підстанції 0–1 для варіанту Б.

C_{B110} - вартість камери вакуумного вимикача 110 кВ.

Втрати на обслуговування та ремонт, щороку:

$$B_{nc 0-1(A)} = K_{nc 0-1(A)} \cdot \frac{H_{nc}}{100} = 39835.6 \cdot \frac{2.4}{100} = 956.054 \text{ грн};$$

$$B_{nc 0-1(B)} = K_{nc 0-1(B)} \cdot \frac{H_{nc}}{100} = 79671.2 \cdot \frac{2.4}{100} = 1912.109 \text{ тис.грн}.$$

Значення функції сумарних дисконтованих витрат для варіантів А і Б:

$$Z_{0-1(A)} = K_{0-1(A)} + K_{nc 0-1(A)} + \frac{B_{0-1(A)} + B_{nc 0-1(A)} + B_{втр 0-1(A)}}{E} = 131903.984 \text{ тис.грн};$$

$$Z_{0-1(B)} = K_{0-1(B)} + K_{nc 0-1(B)} + \frac{B_{0-1(B)} + B_{nc 0-1(B)} + B_{втр 0-1(B)}}{E} = 348652.409 \text{ тис.грн};$$

Оскільки $Z_{0-1(A)} < Z_{0-1(B)}$, будівництво для ділянки 0-1 здійснимо з використанням перерізу 240 мм².

					ДП1106.141.006.ПЗ	Арк.
						39
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

В таблиці 4.3 наведені результати вибору перерізу проводів для всіх ділянок.

Таблиця 4.3 – Перерізи проводів на відповідних ділянках РЕМ

Ділянка	Виконання	$K_{пл}$ тис. грн	$B_{пл}$ тис. грн	$B_{втр}$ тис. грн	$K_{пс}$ тис. грн	$B_{пс}$ тис. грн	$Z_{пс}$ тис. грн
0-1	240	91427.448	1097.129	4356.178	39835.6	956	131903.984
	2x240	268241.952	3218.903	2261.561	79671.2	1912	348652.409
0-2	240	124673.79	1496.086	6191.101	39835.6	956	165373.717
	2x240	365784.48	4389.414	3209.376	79671.2	956	446406.77
0-4	240	87271.65	1047.26	5480.566	39835.6	956.05	127855.643
	2x240	256049.136	3072.59	2819.961	79671.2	1912	336500.802
0-5	240	137141.172	1645.694	3582.605	39835.6	956	177595.207
	2x240	402362.928	4828.355	1916.51	79671.2	1912	482899.825
3-4	240	87271.65	1047.26	1161.046	39835.6	956	127423.691
	2x240	256049.14	3072.59	660.201	79671.2	956	336284.826
2-3	120	93285.312	1119.424	389.419	39835.6	956.054	133367.402
1-2	120	155475.52	1865.706	853.432	39835.6	956.054	195678.639
4-5	120	120493.528	1445.922	78.74	39835.6	956.054	160577.2

Остаточна вартість мережі:

$$Z_{мережі} = Z_{0-1(A)} + Z_{0-2(A)} + Z_{0-4(A)} + Z_{0-5(A)} + Z_{1-2} + Z_{4-5} + Z_{2-3} + Z_{4-3(A)} = 1219838 \text{ тис.грн}$$

(один мільйон двісті дев'ятнадцять тисяч вісімсот тридцять вісім гривень);

4.4 Визначення параметрів схеми РЕМ

4.4.1 Розрахунок схеми заміщення ЛЕП

Лінія електропередач є електротехнічним об'єктом з рівномірно розподіленими уздовж всієї довжини параметрами.

Активний опір обумовлений втратами на нагрівання. Для обрахунку погонного індуктивного опору (реактансу), необхідно знати середньгеометричну відстань між проводами фаз. Для цього оберемо одну з типових конструкцій опори для ЛЕП 110 кВ, а саме 2П-110-1.

$$x_{0240} = 0.144 \cdot \log\left(\frac{D_{cp}}{0.5 \cdot d_{240/32}}\right) + 0.016 \cdot \mu = 0.144 \cdot \log\left(\frac{6169.492}{0.5 \cdot 21.6}\right) + 0.016 \cdot 1$$

$$= 0.413 \text{ Ом} / \text{км};$$

Погонний кондуктанс (активна провідність):

$$g_{0240} = \frac{P_k}{U^2} = \frac{0.05 \cdot 10^{-3}}{110^2} = 4.132 \times 10^{-9} \text{ См} / \text{км};$$

Погонний суццептанс для ділянки 0-1 становить:

$$b_{0240} = \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\log\left(\frac{D_{cp}}{0.5 \cdot d_{240/32}}\right)} = \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\log\left(\frac{6169.492}{0.5 \cdot 21.6}\right)} = 2.75 \times 10^{-6} \text{ См} / \text{км};$$

Параметри ділянок відповідно дорівнюють:

- Активний опір:

$$r_{01} = r_{0240} \cdot L_{01} = 0.122 \cdot 22 = 2.688 \text{ Ом};$$

- Реактивний опір:

$$x_{01} = x_{0240} \cdot L_{01} = 0.413 \cdot 22 = 9.086 \text{ Ом};$$

- Активна провідність:

$$g_{01} = g_{0240} \cdot L_{01} = 4.132 \times 10^{-9} \cdot 22 = 9.091 \times 10^{-8} \text{ См};$$

- Реактивна провідність:

$$b_{01} = b_{0240} \cdot L_{01} = 2.75 \times 10^{-6} \cdot 22 = 6.049 \times 10^{-5} \text{ См};$$

Значення комплексного опору, для ділянки 0-1:

$$\underline{Z}_{л0-1} = r_{л0-1} + x_{л0-1}i = 2.688 + 9.086i \text{ Ом}$$

А величина комплексних провідностей:

$$\underline{Y}_{л0-1} = g_{л0-1} + b_{л0-1}i = (9.091 \times 10^{-8} + 6.049 \times 10^{-6}i) \text{ См}$$

Розрахунок решти ділянок проводиться аналогічно. Всі обраховані дані заносимо до таблиці 4.4.

Таблиця 4.4 – Параметри ділянок РЕМ

					ДП1106.141.006.ПЗ	Арк.
						42
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Ділянка	Переріз, мм ²	Опір ЛЕП, Ом			Провідність ЛЕП, См		
		$r_{\text{л}}$	$x_{\text{л}}$	$Z_{\text{л}}$	$g_{\text{л}} \cdot 10^{-7}$	$b_{\text{л}} \cdot 10^{-5}$	$Y_{\text{л}} \cdot 10^{-6}$
0-1	240	2.688	9.086	2.688+9.086i	0.909	6.049	(0.1+60.49i)
0-2	240	3.666	12.389	3.666+12.389i	1.24	8.249	(0.12+82.49i)
0-4	240	2.566	8.673	2.566+8.673i	0.869	5.774	(0.1+57.74i)
0-5	240	4.033	13.628	4.033+13.628i	1.364	9.073	(0.14+90.73i)
1-2	120	9.76	17.398	9.76+17.398i	1.983	10.42	(0.198+104.2i)
2-3	120	5.856	10.439	5.856+10.439i	1.19	6.253	(0.19+62.53i)
3-4	240	2.566	8.673	2.566+8.673i	0.867	5.774	(0.1+57.74i)
4-5	120	7.564	13.484	7.564+13.484i	1.537	8.076	(0.154+80.76i)

4.4.2 Розрахунок схеми заміщення трансформаторів

Розрахунок параметрів схем заміщення силових трансформаторів проілюструємо на прикладі підстанції в першому пункті електричної мережі.

Активний опір обмоток силового триобмоткового трансформатора в першому пункті:

$$r_{\text{с1}} = r_{\text{с1}} = r_{\text{н1}} = \frac{\Delta P_{\text{кз}} \cdot U_{\text{вн1}}^2}{S_{\text{н1}}^2} = \frac{140 \cdot 115^2}{25^2} = 2.962 \text{ Ом}$$

Реактивний опір обмоток трансформатора в пункті 1:

$$x_{\text{тв1}} = \frac{10 \cdot u_{\text{кв}} \% \cdot U_{\text{вн1}}^2}{S_{\text{н1}}} = \frac{10 \cdot 10.75 \cdot 115^2}{25} = 56.867 \text{ Ом};$$

$$x_{\text{тс1}} = \frac{10 \cdot u_{\text{кс}} \% \cdot U_{\text{вн1}}^2}{S_{\text{н1}}} = \frac{10 \cdot 0 \cdot 115^2}{25} = 0 \text{ Ом};$$

$$x_{\text{тн1}} = \frac{10 \cdot u_{\text{ку}} \% \cdot U_{\text{вн1}}^2}{S_{\text{н1}}} = \frac{10 \cdot 6.75 \cdot 115^2}{25} = 35.708 \text{ Ом}.$$

Активну провідність силових блоків трансформатора, встановлених на першій підстанції 1:

$$g_{\text{т1}} = \frac{\Delta P_{\text{хх}} \cdot 10^{-3}}{U_{\text{вн1}}^2} = \frac{31 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 2.344 \times 10^{-6} \text{ См}.$$

Залишається реактивна провідність трьохобмоткового трансформатора:

					ДП1106.141.006.ПЗ	Арк.
						43
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$b_{т1} = \frac{-I_{xx} \% \cdot S_{н1} \cdot 10^{-5}}{U_{вн1}^2} = \frac{0.7 \cdot 25 \cdot 10^{-3}}{115^2} = -1.323 \times 10^{-5} \text{ См.}$$

Так як в кожному пункті встановлено по два трансформатори, необхідно перерахувати параметри блоків трансформаторів.

Активні та реактивні опори блоку трансформаторів:

-Активний опір блоку:

$$r_{\epsilon 1} = r_{c1} = r_{н1} = \frac{r_{\epsilon 1}}{2} = \frac{r_{\epsilon 1}}{2} = \frac{r_{н1}}{2} = 1.481 \text{ Ом}$$

-Реактивний опір блоку:

$$x_{т\epsilon 1} = \frac{x_{т\epsilon 1}}{2} = \frac{56.867}{2} = 28.433 \text{ Ом;}$$

$$x_{тc1} = \frac{x_{тc1}}{2} = \frac{0}{2} = 0 \text{ Ом;}$$

$$x_{тн1} = \frac{x_{тн1}}{2} = \frac{35.708}{2} = 17.854 \text{ Ом.}$$

Активні та реактивні провідності блоку трансформаторів домножується на 2 (кількість трансформаторів):

-Активна провідність:

$$g_{т1} = n \cdot g_{т1} = 2 \cdot 2.344 \times 10^{-6} = 4.688 \times 10^{-6} \text{ См.}$$

-Реактивна провідність:

$$b_{т1} = n \cdot b_{т1} = 2 \cdot (-1.323 \times 10^{-6}) = -2.646 \times 10^{-6} \text{ См.}$$

Повна провідність та опір силових трансформаторів:

$$\underline{Z}_{TB1} = r_{\epsilon 1} + x_{тв1}i = 1.481 + 28.434i \text{ Ом;}$$

$$\underline{Z}_{TC1} = r_{c1} = 1.481 \text{ Ом;}$$

$$\underline{Z}_{TH1} = r_{н1} + x_{тн1}i = 1.481 + 17.854i \text{ Ом.}$$

$$\underline{Y}_{\text{бл1}} = g_{т1} + b_{т1}i = (4.688 - 26.465i) \times 10^{-6} \text{ См}$$

Дані для інших пунктів занесено в таблицю 4.5.

Таблиця 4.5 – Параметри схеми заміщення трансформаторів

					ДП1106.141.006.ПЗ	Арк.
						44
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

№ ПС	Тип трансформатора на ПС	$\underline{Z}_{ВН}, \text{Ом}$	$\underline{Z}_{СН}, \text{Ом}$	$\underline{Z}_{НН}, \text{Ом}$	Повна провідність $\underline{Y} \times 10^{-6}, \text{См}$
1	ТДТН-25000/110	1.481+28.434i	1.481	1.481+17.854i	(4.69–26.465i)
2	ТДТН-25000/110	1.481+28.434i	1.481	1.481+17.854i	(4.69–26.465i)
3	ТДТН-16000/110	2.583+44.428i	2.583	2.583+25.83i	(3.478–24.2i)
4	ТДТН-16000/110	2.583+44.428i	2.583	2.583+25.83i	(3.478–24.2i)
5	ТДТН-16000/110	2.583+44.428i	2.583	2.583+25.83i	(3.478–24.2i)

4.4.3 Розрахунок втрат потужності в трансформаторах

Розглянемо так само як і в минулому прикладі розрахунок для блоку трансформаторів в першому пункті.

Коефіцієнт завантаження для триобмоткового трансформатора:

$$\beta_{\text{вн1}} = \frac{S_{\text{вн1}}}{n \cdot S_{\text{н1}}} = \frac{S_{\text{max1}}}{n \cdot S_{\text{н1}}} = \frac{24.067 \times 10^3}{2 \cdot 25000} = 0.481$$

$$\beta_{\text{сн1}} = \frac{S_{\text{сн1}}}{n \cdot S_{\text{н1}}} = \frac{\sqrt{P_{\text{сн1}}^2 + Q_{\text{сн1}}^2}}{n \cdot S_{\text{н1}}} = \frac{\sqrt{11^2 + (-7.105)^2} \times 10^3}{2 \cdot 25000} = 0.262$$

$$\beta_{\text{нн1}} = \frac{S_{\text{нн1}}}{n \cdot S_{\text{н1}}} = \frac{\sqrt{P_{\text{нн1}}^2 + Q_{\text{нн1}}^2}}{n \cdot S_{\text{н1}}} = \frac{\sqrt{9^2 + (-6.282)^2} \times 10^3}{2 \cdot 25000} = 0.22$$

Фіктивна напруга к.з триобмоткового трансформатора першого пункту:

$$u_{\text{кв1}} \% = 0.5(u_{\text{к(в-с)}} \% + u_{\text{к(в-н)}} \% - u_{\text{к(с-н)}} \%) = 0.5 \cdot (17.5 + 10.5 - 6.5) = 10.75\%;$$

$$u_{\text{ксл}} \% = 0.5(u_{\text{к(в-с)}} \% - u_{\text{кв1}} \%) = 10.5 - 10.75\% = -0.25\% \approx 0\%;$$

$$u_{\text{кн1}} \% = 0.5(u_{\text{к(в-н)}} \% - u_{\text{кв1}} \%) = 17.5 - 10.75\% = 6.25\%.$$

Таким чином втрати потужності в Z – та Y – елементах триобмоткового трансформатора складуть:

$$\Delta P_{TY1} = n \cdot P_{xx1} \times 10^{-3} = 2 \cdot 31 \times 10^{-3} = 0.062 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{TY1} = -n \cdot S_{н1} \cdot I_{xx1\%} \times 10^{-2} = 2 \cdot 25 \cdot 0.7 \times 10^{-2} = -0.35 \text{ МВАр};$$

$$\Delta P_{TZ1} = \frac{n \cdot \Delta P_{кз1}}{2} \cdot (\beta_{вн1}^2 + \beta_{сн1}^2 + \beta_{нн1}^2) \times 10^{-3} = \frac{2 \cdot 140}{2} \cdot (0.481^2 + 0.262^2 + 0.22^2) \times 10^{-3} = 0.049 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{TZ1} = -n \cdot S_{н1} \cdot (\beta_{вн1}^2 \cdot u_{кв1}\% + \beta_{сн1}^2 \cdot u_{ксл}\% + \beta_{нн1}^2 \cdot u_{кн1}\%) \times 10^{-3} = -2 \cdot 25000 \cdot (0.481^2 \cdot 10.75 + 0.262^2 \cdot 0 + 0.22^2 \cdot 6.75) \times 10^{-3} = -1.408 \text{ МВАр};$$

$$\Delta S_{T1} = \Delta P_{TZ1} + \Delta P_{TY1} + (\Delta Q_{TZ1} + \Delta Q_{TY1}) \cdot i = 0.081 + 0.046 + ((-0.32) + (-1.813)) \cdot i = 0.127 - 2.133i \text{ МВА}.$$

Розрахунок втрат потужності для решти трансформаторів розраховується аналогічно. Результати розрахунків зведені до табл. 4.6.

Таблиця 4.6 – Втрати потужності трансформаторах

№ ПС	Тип трансформаторів	$U_{i\%}$			β_i			$\Delta S_{T, \text{МВА}}$
		ВН	СН	ВН	ВН	СН	НН	
1	ТДТН-25000/110	10.75	0	6.25	0.481	0.262	0.22	0.111-1.758i
2	ТДТН-25000/110	10.75	0	6.25	0.646	0.5	0.146	0.158-2.667i
3	ТДТН-16000/110	10.75	0	6.25	0.675	0.446	0.229	0.117-1.992i
4	ТДТН-16000/110	10.75	0	6.25	0.6	0.409	0.191	0.102-1.63i
5	ТДТН-16000/110	10.75	0	6.25	0.711	0.521	0.191	0.127-2.133i

Визначення розрахункових провідностей пунктів:

$$\underline{Y}_{P1} = 0.5 \cdot (\underline{Y}_{P0-1} + \underline{Y}_{P1-2}) + \underline{Y}_{бл1} = 0.5 \cdot ((9.091 \times 10^{-8} + 6.049i \times 10^{-5}) + 1.983 \times 10^{-7} + 1.042i \times 10^{-4}) + (4.688 \times 10^{-6} - 2.647i \times 10^{-5}) = (4.833 + 55.89i) \times 10^{-6} \text{ См};$$

$$\underline{Y}_{P2} = 0.5 \cdot (\underline{Y}_{P0-2} + \underline{Y}_{P1-2} + \underline{Y}_{P2-3}) + \underline{Y}_{бл2} = (4.909 + 98.15i) \times 10^{-6} \text{ См};$$

$$\underline{Y}_{P3} = 0.5 \cdot (\underline{Y}_{P2-3} + \underline{Y}_{P4-3}) + \underline{Y}_{\text{бл}3} = (3.581 + 35.94i) \times 10^{-6} \text{ См};$$

$$\underline{Y}_{P4} = 0.5 \cdot (\underline{Y}_{P0-4} + \underline{Y}_{P4-3} + \underline{Y}_{P4-5}) + \underline{Y}_{\text{бл}4} = (3.642 + 73.93i) \times 10^{-6} \text{ См};$$

$$\underline{Y}_{P5} = 0.5 \cdot (\underline{Y}_{P0-5} + \underline{Y}_{P4-5}) + \underline{Y}_{\text{бл}5} = (3.623 + 61.55i) \times 10^{-6} \text{ См};$$

Висновки по розділу 4

Виконано поточкорозподіл потужностей за довжинами ділянок для визначення перерізів провідників. Використовуючи раніше отриману лінійно апроксимовану функцію сумарних дисконтованих затрат прийнято. За результатом розрахунків прийнято рішення про експлуатацію проводу марки АС перерізом 240 мм² для ділянок: 0-1, 3-4, 0-2, 0-5, 0-4. Для ділянок 1-2, 3-4 та 4-5 застосовується переріз 120 мм². Всі ділянки одноколові.

Визначено тип, потужність, та обраховано схему заміщення трансформаторів на підстанціях з урахуванням живлення споживачів I та II категорії надійності. Всі трансформатори триобмоткові. Найбільш потужний трансформатор встановлений у пунктах 1, 2 – це трансформатор типу ТДТН-25000/110. В інших пунктах встановлено по два триобмоткові трансформатори типу ТДТН-16000/110.

В якості підготовки до ітераційних розрахунків необхідних режимів роботи мережі виконано розрахунок параметрів схеми заміщення ЛЕП з використанням опори 2П-110-1 залізобетонного типу, також розраховано зведене навантаження підстанцій.

					ДП1106.141.006.ПЗ	Арк.
						47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5 РОЗРАХУНОК УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ

5.1 Розрахунок режиму максимальних навантажень

Розрахунок режимів роботи РЕМ проведемо ітераційним методом, з використанням вузлової моделі, а саме методом Зейделя. Наше завдання полягає в уточненні втрат потужності в елементах мережі опосередкованим методом, тобто небаланс вузлової потужності має задану похибку в точності $\epsilon=0,001$ МВА. Розрахунок на першій ітерації проводиться за номінальною напругою мережі.

$$U_1^{(0)} = U_2^{(0)} = U_3^{(0)} = U_4^{(0)} = U_5^{(0)} = 110 \text{ кВ. } U_{\text{БП}} = 115 \text{ кВ.}$$

Навантаження пунктів слід перерахувати, враховуючи значення втрат потужностей трансформаторів.

Зведене навантаження пункту 1:

$$\underline{S}_{\text{зв}1} = \underline{S}_1 + \Delta \underline{S}_{T1} = (20 - 13.387i) + (0.111 - 1.758i) = 20.111 - 15.145i \text{ МВА.}$$

Значення наступних пунктів розраховуються аналогічно та заносяться в таблицю 5.1

Таблиця 5.1 – Зведені навантаження пунктів.

№ ПС	$S_{\text{зв}}, \text{МВА}$
1	20.111–15.145i
2	27.158–20.42i
3	18.117–13.931i
4	16.102–12.225i
5	19.127–14.666i

Алгебраїчні провідності пунктів:

- взаємні:

$$\begin{aligned} \underline{y}_{0-1} = \underline{y}_{1-0} = \underline{Z}_{0-1}^{-1} &= (0.03 - 0.101i) \text{ См; } \underline{y}_{1-2} = \underline{y}_{2-1} = \underline{Z}_{1-2}^{-1} = (0.025 - 0.044i) \text{ См; } \\ \underline{y}_{0-2} = \underline{y}_{2-0} = \underline{Z}_{0-2}^{-1} &= (0.022 - 0.074i) \text{ См; } \underline{y}_{2-3} = \underline{y}_{3-2} = \underline{Z}_{2-3}^{-1} = (0.048 - 0.051i) \text{ См; } \\ \underline{y}_{0-4} = \underline{y}_{4-0} = \underline{Z}_{0-4}^{-1} &= (0.031 - 0.106i) \text{ См; } \underline{y}_{4-5} = \underline{y}_{5-4} = \underline{Z}_{4-5}^{-1} = (0.032 - 0.056i) \text{ См; } \\ \underline{y}_{0-5} = \underline{y}_{5-0} = \underline{Z}_{0-5}^{-1} &= (0.02 - 0.067i) \text{ См; } \underline{y}_{4-3} = \underline{y}_{3-4} = \underline{Z}_{3-4}^{-1} = (0.031 - 0.106i) \text{ См.} \end{aligned}$$

- власні:

					ДП1106.141.006.ПЗ	Арк.
						48
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\underline{y}_{1-1} = -(\underline{y}_{0-1} + \underline{y}_{1-2}) = -((0.03 - 0.101i) + (0.025 - 0.044i)) = 0.054 - 0.145i \text{ CM};$$

$$\underline{y}_{3-3} = -(\underline{y}_{2-3} + \underline{y}_{4-3}) = -((0.048 - 0.051i) + (0.031 - 0.106i)) = 0.079 - 0.157i \text{ CM};$$

$$\underline{y}_{2-2} = -(\underline{y}_{2-3} + \underline{y}_{1-2} + \underline{y}_{0-2}) = -((0.048 - 0.051i) + (0.025 - 0.044i) + (0.022 - 0.074i)) = 0.094 - 0.169i \text{ CM};$$

$$\underline{y}_{4-4} = -(\underline{y}_{4-5} + \underline{y}_{4-3} + \underline{y}_{0-4}) = -((0.031 - 0.106i) + (0.031 - 0.106i) + (0.032 - 0.056i)) = 0.094 - 0.268i \text{ CM};$$

$$\underline{y}_{5-5} = -(\underline{y}_{0-5} + \underline{y}_{4-5}) = -((0.02 - 0.067i) + (0.032 - 0.056i)) = 0.052 - 0.124i \text{ CM};$$

Ітерація №1

Розрахункові навантаження пунктів схеми:

$$\underline{S}_{P1} = \underline{S}_{3B1} + \underline{Y}_{p1} \cdot U_1^2 = (20.111 - 15.145i) + (4.833 + 55.89i) \times 10^{-6} \cdot 110^2 = 20.169 - 14.469i \text{ MBA};$$

$$\underline{S}_{P2} = \underline{S}_{3B2} + \underline{Y}_{p2} \cdot U_2^2 = (27.158 - 20.42i) + (4.909 + 98.15i) \times 10^{-6} \cdot 110^2 = 27.218 - 19.232i \text{ MBA};$$

$$\underline{S}_{P3} = \underline{S}_{3B3} + \underline{Y}_{p3} \cdot U_3^2 = (18.117 - 13.931i) + (3.581 + 35.94i) \times 10^{-6} \cdot 110^2 = 18.16 - 13.496i \text{ MBA};$$

$$\underline{S}_{P4} = \underline{S}_{3B4} + \underline{Y}_{p4} \cdot U_4^2 = (16.102 - 12.225i) + (3.642 + 73.93i) \times 10^{-6} \cdot 110^2 = 16.146 - 11.331i \text{ MBA};$$

$$\underline{S}_{P5} = \underline{S}_{3B5} + \underline{Y}_{p5} \cdot U_5^2 = (19.127 - 14.666i) + (3.623 + 61.55i) \times 10^{-6} \cdot 110^2 = 19.171 - 13.921i \text{ MBA};$$

Напруги пунктів схеми:

$$\underline{U}_1 = \frac{1}{\underline{y}_{1-1}} \cdot \left[\frac{\underline{S}_{P1}}{\hat{U}_1^{(0)}} - (\underline{y}_{1-2} \cdot \underline{U}_2^{(0)} + \underline{y}_{1-0} \cdot U_{БП}) \right] = \frac{1}{0.054 - 0.145i} \cdot$$

$$\times \left[\frac{20.169 - 14.469i}{110} - (0.025 - 0.044i \cdot 110 + 0.03 - 0.101i \cdot 115) \right] = 112.188 - 1.054i \text{ кВ}, U_1 = 112.193 \text{ кВ};$$

$$\underline{U}_2 = \frac{1}{\underline{y}_{2-2}} \cdot \left[\frac{\underline{S}_{P2}}{\hat{U}_2^{(0)}} - (\underline{y}_{2-1} \cdot \underline{U}_1^{(1)} + \underline{y}_{2-3} \cdot \underline{U}_3^{(0)} + \underline{y}_{2-0} \cdot U_{БП}) \right] = \frac{1}{0.094 - 0.169i} \cdot$$

$$\times \left[\frac{27.218 - 19.232i}{110} - \left\{ (0.025 - 0.044i \cdot (112.188 - 1.054i)) + (0.048 - 0.051i \cdot 110 + 0.022 - 0.074i \cdot 115) \right\} \right] = 111.106 - 1.386i \text{ кВ},$$

$$U_2 = 111.115 \text{ кВ};$$

$$\underline{U}_3 = \frac{1}{\underline{y}_{3-3}} \cdot \left[\frac{\underline{S}_{P3}}{\hat{U}_3^{(0)}} - (\underline{y}_{3-2} \cdot \underline{U}_2^{(1)} + \underline{y}_{3-4} \cdot \underline{U}_4^{(0)}) \right] = \frac{1}{0.079 - 0.157i} \cdot$$

$$\times \left[\frac{18.16 - 13.496i}{110} - (0.048 - 0.051i \cdot (111.106 - 1.386i) + 0.031 - 0.106i \cdot 110) \right] = 109.532 - 0.93i \text{ кВ},$$

$$U_3 = 109.536 \text{ кВ};$$

$$\underline{U}_4 = \frac{1}{\underline{y}_{4-4}} \cdot \left[\frac{\underline{S}_{P4}}{\hat{U}_4^{(0)}} - (\underline{y}_{4-3} \cdot \underline{U}_3^{(1)} + \underline{y}_{4-5} \cdot \underline{U}_5^{(1)} + \underline{y}_{4-0} \cdot U_{БП}) \right] = \frac{1}{0.094 - 0.169i} \cdot$$

$$\times \left[\frac{16.146 - 11.331i}{110} - \left\{ (0.031 - 0.106i \cdot (109.532 - 0.93i)) + (0.032 - 0.056i \cdot 110 + 0.031 - 0.106i \cdot 115) \right\} \right] = 111.228 - 0.816i \text{ кВ},$$

					ДП1106.141.006.ПЗ	Арк.
						49
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$U_4 = 111.231 \text{ кВ};$$

$$\underline{U}_5 = \frac{1}{\underline{y}_{5-5}} \cdot \left[\frac{\underline{S}_{p5}}{\hat{U}_5^{(0)}} - (\underline{y}_{5-4} \cdot \underline{U}_4^{(1)} + \underline{y}_{5-0} \cdot U_{БП}) \right] = \frac{1}{0.052 - 0.124i} \cdot$$

$$\times \left[\frac{19.171 - 13.921i}{110} - (0.032 - 0.056i \cdot (111.228 - 0.816i) + 0.03 - 0.101i \cdot 115) \right] = 111.87 - 1.438i \text{ кВ},$$

$$U_5 = 111.879 \text{ кВ};$$

Модуль небалансу для першого та другого пунктів:

$$\delta S_1 = \left| \underline{S}_{p1} - \hat{U}_1 (\underline{y}_{1-2} \cdot \underline{U}_2^{(1)} + \underline{y}_{1-0} \cdot U_{БП} + \underline{y}_{1-1} \cdot \underline{U}_1^{(1)}) \right| =$$

$$\left| 20.169 - 14.469i - (112.188 + 1.054i) \cdot \begin{Bmatrix} 0.025 - 0.044i \cdot 111.106 - 1.386i + \\ 0.03 - 0.101i \cdot 115 + \\ 0.054 - 0.145i \cdot 112.188 - 1.054i \end{Bmatrix} \right| =$$

$$= 9.88 \text{ МВА}.$$

$$\delta S_2 = \left| \underline{S}_{p2} - \hat{U}_2 (\underline{y}_{2-1} \cdot \underline{U}_1^{(1)} + \underline{y}_{2-3} \cdot \underline{U}_3^{(1)} + \underline{y}_{2-0} \cdot U_{БП} + \underline{y}_{2-2} \cdot \underline{U}_2^{(1)}) \right| =$$

$$\left| 27.218 - 19.232i - (111.106 + 1.386i) \cdot \begin{Bmatrix} 0.025 - 0.044i \cdot 112.188 - 1.054i + \\ 0.048 - 0.051i \cdot 109.532 - 0.93i + \\ 0.022 - 0.074i \cdot 115 + \\ 0.094 - 0.169i \cdot 111.106 - 1.386i \end{Bmatrix} \right| =$$

$$= 7.553 \text{ МВА}.$$

Для пунктів 3,4 5 модулі небалансів розраховані аналогічно та занесені в таблицю 5.2

Таблиця 5.2 – Значення модулів небалансів потужностей на першій ітерації розрахунку мережі.

№ ПС	Модуль небалансу, МВА
1	9.88
2	7.553
3	17.644
4	16.945
5	0.508

Перевірка можливості завершення ітераційного розрахунку:

$\Delta = \max(\delta S_i) = 17.6444 \text{ МВА} > 0.001 \text{ МВА}$. Ітераційний розрахунок слід продовжити.

					ДП1106.141.006.ПЗ	Арк.
						50
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Ітерація №2

Розрахункові навантаження пунктів схеми:

$$\underline{S}_{P1} = \underline{S}_{3B1} + \underline{Y}_{p1} \cdot U_1^2 = (20.111 - 15.145i) + (4.833 + 55.89i) \times 10^{-6} \cdot (112.188^2 + 1.054^2) = 20.172 - 14.442i \text{ MVA};$$

$$\underline{S}_{P2} = \underline{S}_{3B2} + \underline{Y}_{p2} \cdot U_2^2 = (27.158 - 20.42i) + (4.909 + 98.15i) \times 10^{-6} \cdot (111.106^2 + 1.386^2) = 27.219 - 19.208i \text{ MVA};$$

$$\underline{S}_{P3} = \underline{S}_{3B3} + \underline{Y}_{p3} \cdot U_3^2 = (18.117 - 13.931i) + (3.581 + 35.94i) \times 10^{-6} \cdot (109.532^2 + 0.93^2) = 18.16 - 13.5i \text{ MVA};$$

$$\underline{S}_{P4} = \underline{S}_{3B4} + \underline{Y}_{p4} \cdot U_4^2 = (16.102 - 12.225i) + (3.642 + 73.93i) \times 10^{-6} \cdot (111.228^2 + 0.816^2) = 16.147 - 11.31i \text{ MVA};$$

$$\underline{S}_{P5} = \underline{S}_{3B5} + \underline{Y}_{p5} \cdot U_5^2 = (19.127 - 14.666i) + (3.623 + 61.55i) \times 10^{-6} \cdot (111.87^2 + 1.438^2) = 19.173 - 13.896i \text{ MVA};$$

Напруги пунктів схеми:

$$\underline{U}_1 = \frac{1}{\underline{y}_{1-1}} \cdot \left[\frac{\underline{S}_{P1}}{\hat{U}_1^{(1)}} - (\underline{y}_{1-2} \cdot \underline{U}_2^{(1)} + \underline{y}_{1-0} \cdot U_{БП}) \right] = \frac{1}{0.054 - 0.145i} \cdot \left[\frac{20.172 - 14.442i}{112.188 + 1.054i} - (0.025 - 0.044i \cdot (111.106 - 1.386i) + 0.03 - 0.101i \cdot 115) \right] = 112.627 - 1.418i \text{ кВ},$$

$$U_1 = 112.636 \text{ кВ};$$

$$\underline{U}_2 = \frac{1}{\underline{y}_{2-2}} \cdot \left[\frac{\underline{S}_{P2}}{\hat{U}_2^{(1)}} - (\underline{y}_{2-1} \cdot \underline{U}_1^{(2)} + \underline{y}_{2-3} \cdot \underline{U}_3^{(0)} + \underline{y}_{2-0} \cdot U_{БП}) \right] = \frac{1}{0.094 - 0.169i} \cdot \left[\frac{27.219 - 19.208i}{111.106 + 1.386i} - \left\{ \begin{array}{l} (0.025 - 0.044i \cdot (112.627 - 1.418i)) \\ + 0.048 - 0.051i \cdot (109.532 - 0.93i) \\ + 0.022 - 0.074i \cdot 115 \end{array} \right\} \right] = 111.144 - 1.823i \text{ кВ},$$

$$U_2 = 111.159 \text{ кВ};$$

$$\underline{U}_3 = \frac{1}{\underline{y}_{3-3}} \cdot \left[\frac{\underline{S}_{P3}}{\hat{U}_3^{(1)}} - (\underline{y}_{3-2} \cdot \underline{U}_2^{(2)} + \underline{y}_{3-4} \cdot \underline{U}_4^{(2)}) \right] = \frac{1}{0.079 - 0.157i} \cdot \left[\frac{18.16 - 13.5i}{109.532 + 0.93i} - \left\{ \begin{array}{l} 0.048 - 0.051i \cdot (111.144 - 1.823i) \\ + 0.031 - 0.106i \cdot (111.228 - 0.816i) \end{array} \right\} \right] = 110.255 - 1.727i \text{ кВ},$$

$$U_3 = 110.268 \text{ кВ};$$

$$\underline{U}_4 = \frac{1}{\underline{y}_{4-4}} \cdot \left[\frac{\underline{S}_{P4}}{\hat{U}_4^{(1)}} - (\underline{y}_{4-3} \cdot \underline{U}_3^{(2)} + \underline{y}_{4-5} \cdot \underline{U}_5^{(1)} + \underline{y}_{4-0} \cdot U_{БП}) \right] = \frac{1}{0.094 - 0.169i} \cdot$$

$$\times \left[\frac{16.147 - 11.31i}{111.228 + 0.816i} - \left\{ \begin{array}{l} (0.031 - 0.106i \cdot (110.255 - 1.727i)) \\ + 0.032 - 0.056i \cdot (111.87 - 1.438i) \\ + 0.031 - 0.106i \cdot 115 \end{array} \right\} \right] = 111.971 - 1.381i \text{ кВ},$$

$$U_4 = 111.98 \text{ кВ};$$

$$\underline{U}_5 = \frac{1}{\underline{y}_{5-5}} \cdot \left[\frac{\underline{S}_{p5}}{\hat{U}_5} - (\underline{y}_{5-4} \cdot U_4^{(2)} + \underline{y}_{5-0} \cdot U_{\text{БП}}) \right] = \frac{1}{0.052 - 0.124i} \cdot$$

$$\times \left[\frac{19.173 - 13.896i}{111.87 + 1.438i} - (0.032 - 0.056i \cdot (111.971 - 1.381i) + 0.03 - 0.101i \cdot 115) \right] = 112.272 - 1.636i \text{ кВ},$$

$$U_5 = 112.284 \text{ кВ};$$

Модуль небалансу для першого та другого пунктів:

$$\delta S_1 = \left| \underline{S}_{p1} - \hat{U}_1 (\underline{y}_{1-2} \cdot \underline{U}_2^{(2)} + \underline{y}_{1-0} \cdot U_{\text{БП}} + \underline{y}_{1-1} \cdot \underline{U}_1^{(1)}) \right| =$$

$$\left| 20.172 - 14.442i - (112.627 + 1.418i) \cdot \left\{ \begin{array}{l} (0.025 - 0.044i) \cdot (111.144 - 1.823i) + \\ 0.03 - 0.101i \cdot 115 + \\ (0.054 - 0.145i) \cdot (112.627 - 1.418i) \end{array} \right\} \right| =$$

$$= 2.37 \text{ МВА}.$$

$$\delta S_2 = \left| \underline{S}_{p2} - \hat{U}_2 (\underline{y}_{2-1} \cdot \underline{U}_1^{(2)} + \underline{y}_{2-3} \cdot \underline{U}_3^{(2)} + \underline{y}_{2-0} \cdot U_{\text{БП}} + \underline{y}_{2-2} \cdot \underline{U}_2^{(2)}) \right| =$$

$$\left| 27.219 - 19.208i - (111.144 + 1.823i) \cdot \left\{ \begin{array}{l} (0.025 - 0.044i) \cdot (112.627 - 1.418i) + \\ (0.048 - 0.051i) \cdot (110.255 - 1.727i) + \\ 0.022 - 0.074i \cdot 115 + \\ (0.094 - 0.169i) \cdot (111.144 - 1.823i) \end{array} \right\} \right| =$$

$$= 8.266 \text{ МВА}.$$

Для пунктів 3,4 5 модулі небалансів розраховані аналогічно та занесені в таблицю 5.3

Таблиця 5.3 – Значення модулів небалансів потужностей на другій ітерації розрахунку мережі.

№ ПС	Модуль небалансу, МВА
1	2.37
2	8.266
3	11.271
4	3.253
5	0.095

Перевірка можливості завершення ітераційного розрахунку:

$\Delta = \max(\delta S_i) = 11.271 \text{ МВА} > 0.001 \text{ МВА}$. Ітераційний розрахунок слід продовжити.

Таблиця 5.4 Результати розрахунку ітерацій режиму максимальних навантажень.

Ітерація №	Номер пункту	Розрахункова потужність пункту	Модуль небалансу, МВА	Напруга, кВ
1	1	20.169–14.469i	9.88	112.193
	2	27.218–19.232i	7.553	111.115
	3	18.16–13.496i	17.644	109.536
	4	16.146–11.331i	16.945	111.231
	5	19.171–13.921i	0.508	111.879
2	1	20.172–14.442i	2.37	112.636
	2	27.219–19.208i	8.266	111.159
	3	18.16–13.5i	11.271	110.268
	4	16.147–11.31i	3.253	111.98
	5	19.173–13.896i	0.095	112.284
3	1	20.172–14.436i	2.303	112.674
	2	27.219–19.207i	5.715	111.494
	3	18.16–13.494i	4.559	110.83
	4	16.148–11.298i	1.329	112.288
	5	19.173–13.89i	0.038	112.447
14	1	20.172–14.432i	0.001	112.979
	2	27.22–19.188i	0.002	112.044
	3	18.161–13.485i	0.001	111.402
	4	16.148–11.288i	0	112.581
	5	19.173–13.886i	0	112.598
15	1	20.172–14.432i	0	112.979
	2	27.22–19.188i	0	112.044
	3	18.161–13.485i	0.0008	111.402
	4	16.148–11.288i	0	112.581
	5	19.173–13.886i	0	112.598

Лінійні струми ділянок мережі:

$$\underline{I}_{1-2} = (\underline{U}_1 - \underline{U}_2) \cdot \underline{y}_{1-2} = ((112.968 - 1.638i) - (112.022 - 2.251i)) \cdot 0.025 - 0.044i = 49.992 - 26.312i \text{ A};$$

$$\underline{I}_{0-1} = (\underline{U}_{\text{БП}} - \underline{U}_1) \cdot \underline{y}_{0-1} = (115 - (112.968 - 1.638i)) \cdot 0.03 - 0.101i = 226.676 - 156.63i \text{ A};$$

$$\underline{I}_{0-2} = (\underline{U}_{\text{БП}} - \underline{U}_2) \cdot \underline{y}_{0-2} = (115 - (112.022 - 2.251i)) \cdot 0.022 - 0.074i = 232.49 - 171.588i \text{ A};$$

$$\underline{I}_{0-4} = (\underline{U}_{\text{БП}} - \underline{U}_4) \cdot \underline{y}_{0-4} = (115 - (112.567 - 1.735i)) \cdot 0.022 - 0.074i = 260.243 - 203.493i \text{ A};$$

$$\underline{I}_{0-5} = (\underline{U}_{\text{БП}} - \underline{U}_5) \cdot \underline{y}_{0-5} = (115 - (112.584 - 1.764i)) \cdot 0.02 - 0.067i = 167.224 - 127.812i \text{ A};$$

$$\underline{I}_{2-3} = (\underline{U}_2 - \underline{U}_3) \cdot \underline{y}_{2-3} = ((112.022 - 2.251i) - (111.374 - 2.488i)) \cdot 0.048 - 0.051i = 43.025 - 21.799i \text{ A};$$

$$\underline{I}_{4-3} = (\underline{U}_4 - \underline{U}_3) \cdot \underline{y}_{4-3} = ((112.567 - 1.735i) - (111.374 - 2.488i)) \cdot 0.031 - 0.106i = 117.259 - 102.865i \text{ A};$$

$$\underline{I}_{4-5} = (\underline{U}_4 - \underline{U}_5) \cdot \underline{y}_{4-5} = ((112.567 - 1.735i) - (112.584 - 1.764i)) \cdot 0.032 - 0.056i = 1.105 + 1.838i \text{ A};$$

Перевірка на максимально допустимий струм в проводах:

Перевірка на допустимість значень параметрів режиму:

- перевірка допустимості режиму за струмовим завантаженням ділянок

Граничний струм для проводу марки АС 240/39–650 А, а для проводу перерізом 120/19–390 А. Перевірка для ділянок які виконані перетином АС120/19:

$$\frac{I_{1-2}}{\sqrt{3}} = 32.617 \text{ A} < 350 \text{ A}; \quad \frac{I_{4-5}}{\sqrt{3}} = 1.238 \text{ A} < 390 \text{ A}; \quad \frac{I_{2-3}}{\sqrt{3}} = 27.847 \text{ A} < 390 \text{ A};$$

-Для ділянок перерізом 240 мм²

$$\frac{I_{0-1}}{\sqrt{3}} = 159.075 \text{ A} < 605 \text{ A}; \quad \frac{I_{0-2}}{\sqrt{3}} = 166.827 \text{ A} < 605 \text{ A}; \quad \frac{I_{0-4}}{\sqrt{3}} = 190.732 \text{ A} < 605 \text{ A};$$

$$\frac{I_{4-3}}{\sqrt{3}} = 90.057 \text{ A} < 605 \text{ A}; \quad \frac{I_{0-5}}{\sqrt{3}} = 121.518 \text{ A} < 605 \text{ A};$$

Перевантаження за струмом на жодній з ділянок не спостерігається.

1) Перевірка допустимості режиму за напругами пунктів відповідно до ДСТУ EN 50160:2014:-Мінімальна допустима напруга:

$$U_{\min} = 0.9 \cdot U_{\text{ном}} = 0.9 \cdot 110 = 99 \text{ кВ};$$

$$\text{-Максимально допустима напруга: } U_{\max} = 1.1 \cdot U_{\text{ном}} = 1.1 \cdot 110 = 121 \text{ кВ};$$

$$U_1 = 112.979; U_2 = 112.044; U_3 = 111.402; U_4 = 112.581; U_5 = 112.598 \text{ кВ}.$$

					ДП1106.141.006.ПЗ	Арк.
						54
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Напруги всіх пунктів перебувають в допустимому діапазоні. **модуль!**

Перевірка другого закону Кірхгофа.

$$\begin{aligned} \underline{I}_{0-1} \cdot \underline{Z}_{0-1} - \underline{I}_{1-2} \cdot \underline{Z}_{1-2} + \underline{I}_{0-2} \cdot \underline{Z}_{0-2} &= (226.676 - 156.63i) \cdot (2.688 + 9.086i) - \\ &- (49.992 - 26.312i) \cdot (9.76 + 17.398i) + (232.49 - 171.588i) \cdot (3.666 + 12.389i) = 0 \text{ кВ}; \\ -\underline{I}_{0-2} \cdot \underline{Z}_{0-2} + \underline{I}_{0-4} \cdot \underline{Z}_{0-4} + \underline{I}_{4-3} \cdot \underline{Z}_{4-3} - \underline{I}_{2-3} \cdot \underline{Z}_{2-3} &= (232.49 - 171.588i) \cdot \\ &\times (3.666 + 12.389i) + (260.243 - 203.493i) \cdot (2.566 + 8.673i) + \\ &+ (117.259 - 102.865i) \cdot (2.566 + 8.673i) - (43.025 - 21.799i) \cdot (9.76 + 10.439i) = 0 \text{ кВ}; \\ \underline{I}_{0-5} \cdot \underline{Z}_{0-5} - \underline{I}_{4-5} \cdot \underline{Z}_{4-5} - \underline{I}_{0-4} \cdot \underline{Z}_{0-4} &= (167.224 - 127.812i) \cdot (4.033 + 13.628i) - \\ &- (1.105 + 1.838i) \cdot (7.564 + 13.484i) - (260.243 - 203.493i) \cdot (2.566 + 8.673i) = 0 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

Значення початків та кінців ділянок мережі:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{\text{поч } 0-1} &= \underline{I}_{0-1} \cdot \hat{U}_{\text{БП}} + 0.5 \cdot \underline{Y}_{0-1} \cdot (U_{\text{БП}})^2 = (226.676 - 156.63i) \cdot 115 + 0.5 \cdot \\ &\cdot (9.091 \times 10^{-8} + 6.049i \times 10^{-5}) \cdot 115^2 = 26.068 - 17.612i \text{ МВА}; \\ \underline{S}_{\text{кін } 0-1} &= \underline{I}_{0-1} \cdot \hat{U}_1 - 0.5 \cdot \underline{Y}_{0-1} \cdot (U_1)^2 = (226.676 - 156.63i) \cdot (112.968 + 1.638i) - 0.5 \cdot \\ &\cdot (9.091 \times 10^{-8} + 6.049i \times 10^{-5}) \cdot (112.968^2 + 1.638^2) = 26.068 - 17.612i \text{ МВА}; \\ \underline{S}_{\text{поч } 0-2} &= \underline{I}_{0-2} \cdot \hat{U}_{\text{БП}} + 0.5 \cdot \underline{Y}_{0-2} \cdot (U_{\text{БП}})^2 = (232.49 - 171.588i) \cdot 115 + 0.5 \cdot \\ &\cdot (1.24 \times 10^{-7} + 8.249i \times 10^{-5}) \cdot (115)^2 = 26.737 - 19.187i \text{ МВА}; \\ \underline{S}_{\text{кін } 0-2} &= \underline{I}_{0-2} \cdot \hat{U}_2 - 0.5 \cdot \underline{Y}_{0-2} \cdot (U_2)^2 = (232.49 - 171.588i) \cdot (112.022 + 2.251i) - 0.5 \cdot \\ &\cdot (9.091 \times 10^{-8} + 6.049i \times 10^{-5}) \cdot (112.022^2 + 2.251^2) = 26.429 - 19.216i \text{ МВА}; \end{aligned}$$

Потужності решти ділянок розраховуються аналогічно, дані занесені в таблицю 5.5. Таблиця 5.5 – Потужності початків та кінців ділянок електричної мережі.

Ділянка	Потужність початку, МВА	Потужність кінця, МВА
0-1	26.068–17.612i	25.863–17.709i
0-2	26.737–19.187i	26.429–19.216i
0-4	29.928–23.02i	29.647–22.821i
0-5	19.232–14.098i	19.051–14.67i
1-2	5.692–2.225i	5.658–3.489i
2-3	4.87–1.953i	4.845–2.709i
3-4	13.316–10.799i	13.315–11.523i
4-5	0.122+0.721i	0.12–0.303i

Слід врахувати втрати потужності в трансформаторах. Отже, перерахуємо результуючі навантаження пунктів:

$$\underline{S}_{рез1} = \underline{S}_1 + \underline{Y}_{БЛ Т1} \cdot (U_1)^2 = 20.111 - 15.145i + (4.688 - 26.47i) \times 10^{-6} \cdot (112.968^2 + 1.638^2) = 20.171 - 15.483i \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{рез2} = \underline{S}_2 + \underline{Y}_{БЛ Т2} \cdot (U_2)^2 = 27.158 - 20.42i + (4.688 - 26.47i) \times 10^{-6} \cdot (112.022^2 + 2.251^2) = 27.217 - 20.752i \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{рез3} = \underline{S}_3 + \underline{Y}_{БЛ Т3} \cdot (U_3)^2 = 18.117 - 13.931i + (3.478 - 24.2i) \times 10^{-6} \cdot (111.374^2 + 2.488^2) = 18.16 - 14.231i \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{рез4} = \underline{S}_4 + \underline{Y}_{БЛ Т4} \cdot (U_4)^2 = 16.102 - 12.225i + (3.478 - 24.2i) \times 10^{-6} \cdot (112.567^2 + 1.735^2) = 16.146 - 12.532i \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{рез5} = \underline{S}_5 + \underline{Y}_{БЛ Т5} \cdot (U_5)^2 = 19.127 - 14.666i + (3.478 - 24.2i) \times 10^{-6} \cdot (112.584^2 + 1.764^2) = 19.171 - 14.973i \text{ МВА};$$

Перевірка виконання першого закону Кірхгофа:

-1 пункт:

$$\underline{S}_{кін 0-1} - \underline{S}_{поч 1-2} - \underline{S}_{рез1} = (25.863 - 17.709i) - (5.692 - 2.225i) - (20.171 - 15.483i) = 0.001 - 0i \text{ МВА}.$$

-2 пункт:

$$\underline{S}_{кін 1-2} - \underline{S}_{поч 2-3} - \underline{S}_{рез2} + \underline{S}_{кін 0-2} = (5.658 - 3.489i) - (4.87 - 1.953i) - (27.217 - 20.752i) + (26.429 - 19.216i) = 0.001 - 0i \text{ МВА}.$$

-3 пункт:

$$\underline{S}_{кін 2-3} + \underline{S}_{кін 4-3} - \underline{S}_{рез3} = (4.845 - 2.709i) - (13.315 - 11.523i) - (18.16 - 14.231i) = 0.0 - 0i \text{ МВА}.$$

-4 пункт:

$$\underline{S}_{кін 0-4} - \underline{S}_{поч 4-3} - \underline{S}_{рез4} + \underline{S}_{поч 4-5} = (29.647 - 22.821i) - (13.316 - 10.799i) - (16.146 - 12.532i) + (0.122 + 0.721i) = 0.063 - 0.21i \text{ МВА}.$$

-5 пункт:

$$\underline{S}_{кін 0-5} - \underline{S}_{кін 4-5} - \underline{S}_{рез5} = (19.051 - 14.67i) - (0.12 - 0.303i) - (19.171 - 14.973i) = 0.0 - 0.0i \text{ МВА}.$$

Сумарні втрати потужності:

Потужність БП:

					ДП1106.141.006.ПЗ	Арк.
						56
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\underline{S}_{\text{БП}} = \underline{S}_{\text{поч 0-1}} + \underline{S}_{\text{поч 0-2}} + \underline{S}_{\text{поч 0-4}} + \underline{S}_{\text{поч 0-5}} = (26.068 - 17.612i) + (26.737 - 19.187i) + (29.928 - 23.02i) + (19.232 - 14.098i) = 101.966 - 73.918i \text{ МВА};$$

Сумарна потужність навантаження:

$$\underline{S}_{\Sigma\text{H}} = \underline{S}_{\text{зад 1}} + \underline{S}_{\text{зад 2}} + \underline{S}_{\text{зад 3}} + \underline{S}_{\text{зад 4}} + \underline{S}_{\text{зад 5}} = (20 - 13.387i) + (27 - 17.753i) + (18 - 11.939i) + (16 - 10.595i) + (19 - 12.533i) = 100 - 66.207i \text{ МВА};$$

Втрати потужності відповідно:

$$\Delta S = \underline{S}_{\text{БП}} - \underline{S}_{\Sigma\text{H}} = (101.966 - 73.918i) - (100 - 66.207i) = 1.966 - 7.711i \text{ МВА}.$$

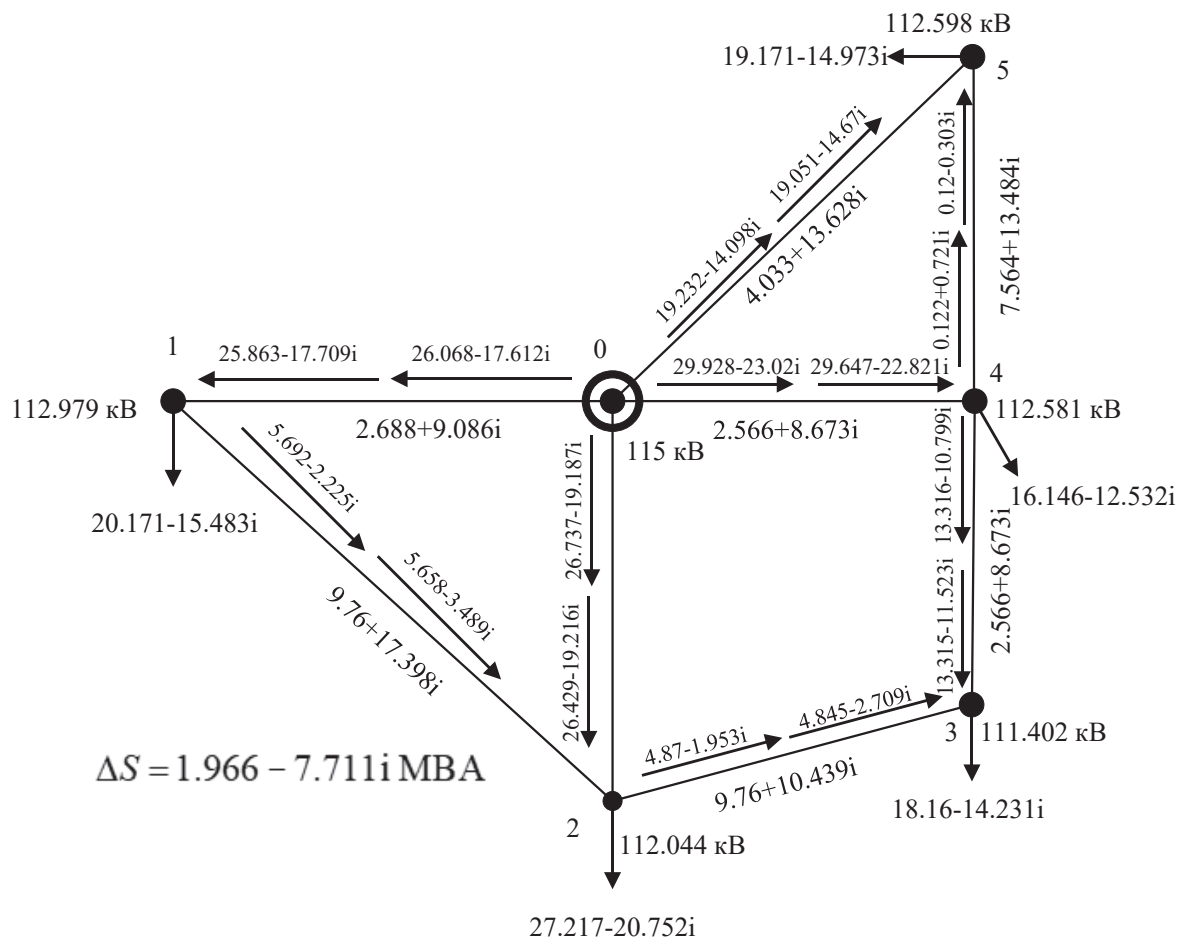


Рис 5.1 – схема з параметрами режиму максимальних навантажень.

5.2 Розрахунок післяаварійного режиму роботи

Розрахунок післяаварійного режиму здійснюється так само як і будь якого іншого режиму, за одним виключенням. Післяаварійний режим рахується після розрахунку режиму максимальних навантажень, щоб визначити найбільш завантажену ділянку. Після цього, слід її видалити, тим самим

					ДП1106.141.006.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		57

моделюючи аварійну ситуацію, розрахувати і перевірити чи витримає мережа дані збудження. Слід провести перевірку на перевантаження за струмом та нормою напруги.

В результаті обрахунку режиму максимальних навантажень найбільш завантаженою ділянкою опинилася ділянка 0-4.

Перерахуємо провідності пунктів, до яких була підключена дана ділянка мережі:

$$\begin{aligned}\underline{Y}_{P4} &= 0.5 \cdot (\underline{Y}_{P4-3} + \underline{Y}_{P4-5}) + \underline{Y}_{\text{бл}4} = ((8.678 \times 10^{-8} + 5.774i \times 10^{-5}) \\ &+ (1.537 \times 10^{-7} + 8.076i \times 10^{-5})) + (3.478 + 80.76i) \times 10^{-6} \\ &= (3.599 + 45.06) \times 10^{-6} \text{ См};\end{aligned}$$

Також змінилась власна провідність пункту 4-4:

$$\underline{y}_{4-4} = -(\underline{y}_{4-5} + \underline{y}_{4-3}) = -((0.031 - 0.106i) + (0.031 - 0.106i)) = 0.063 - 0.162i \text{ См};$$

Ітерація №1

Розрахункові навантаження пунктів схеми:

$$\begin{aligned}\underline{S}_{P1} &= \underline{S}_{3B1} + \underline{Y}_{P1} \cdot U_1^2 = (20.111 - 15.145i) + (4.833 + 55.89i) \times 10^{-6} \cdot 110^2 = 20.169 - 14.469i \text{ МВА}; \\ \underline{S}_{P2} &= \underline{S}_{3B2} + \underline{Y}_{P2} \cdot U_2^2 = (27.158 - 20.42i) + (4.909 + 98.15i) \times 10^{-6} \cdot 110^2 = 27.218 - 19.232i \text{ МВА}; \\ \underline{S}_{P3} &= \underline{S}_{3B3} + \underline{Y}_{P3} \cdot U_3^2 = (18.117 - 13.931i) + (3.581 + 35.94i) \times 10^{-6} \cdot 110^2 = 18.16 - 13.496i \text{ МВА}; \\ \underline{S}_{P4} &= \underline{S}_{3B4} + \underline{Y}_{P4} \cdot U_4^2 = (16.102 - 12.225i) + (3.599 + 45.06) \times 10^{-6} \cdot 110^2 = 16.146 - 11.68i \text{ МВА}; \\ \underline{S}_{P5} &= \underline{S}_{3B5} + \underline{Y}_{P5} \cdot U_5^2 = (19.127 - 14.666i) + (3.623 + 61.55i) \times 10^{-6} \cdot 110^2 = 19.171 - 13.921i \text{ МВА};\end{aligned}$$

Напруги пунктів схеми:

$$\begin{aligned}\underline{U}_1 &= \frac{1}{\underline{y}_{1-1}} \cdot \left[\frac{\underline{S}_{P1}}{\hat{U}_1^{(0)}} - (\underline{y}_{1-2} \cdot \underline{U}_2^{(0)} + \underline{y}_{1-0} \cdot U_{\text{БП}}) \right] = \frac{1}{0.054 - 0.145i} \cdot \\ &\times \left[\frac{20.169 - 14.469i}{110} - (0.025 - 0.044i \cdot 110 + 0.03 - 0.101i \cdot 115) \right] = 112.188 - 1.054i \text{ кВ}, U_1 = 112.193 \text{ кВ}; \\ \underline{U}_2 &= \frac{1}{\underline{y}_{2-2}} \cdot \left[\frac{\underline{S}_{P2}}{\hat{U}_2^{(0)}} - (\underline{y}_{2-1} \cdot \underline{U}_1^{(1)} + \underline{y}_{2-3} \cdot \underline{U}_3^{(0)} + \underline{y}_{2-0} \cdot U_{\text{БП}}) \right] = \frac{1}{0.094 - 0.169i} \cdot \\ &\times \left[\frac{27.218 - 19.232i}{110} - \left\{ (0.025 - 0.044i \cdot (112.188 - 1.054i)) \right. \right. \\ &\left. \left. + (0.048 - 0.051i \cdot 110 + 0.022 - 0.074i \cdot 115) \right\} \right] = 111.106 - 1.386i \text{ кВ}, \\ U_2 &= 111.115 \text{ кВ};\end{aligned}$$

					ДП1106.141.006.ПЗ	Арк.
						58
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\underline{U}_3 = \frac{1}{\underline{y}_{3-3}} \cdot \left[\frac{\underline{S}_{p3}}{\hat{\underline{U}}_3^{(0)}} - (\underline{y}_{3-2} \cdot \underline{U}_2^{(1)} + \underline{y}_{3-4} \cdot \underline{U}_4^{(0)}) \right] = \frac{1}{0.079 - 0.157i} \cdot$$

$$\times \left[\frac{18.16 - 13.496i}{110} - (0.048 - 0.051i \cdot (111.106 - 1.386i) + 0.031 - 0.106i \cdot 110) \right] = 109.532 - 0.93i \text{ кВ},$$

$$U_3 = 109.536 \text{ кВ};$$

$$\underline{U}_4 = \frac{1}{\underline{y}_{4-4}} \cdot \left[\frac{\underline{S}_{p4}}{\hat{\underline{U}}_4^{(0)}} - (\underline{y}_{4-3} \cdot \underline{U}_3^{(1)} + \underline{y}_{4-5} \cdot \underline{U}_5^{(1)}) \right] = \frac{1}{0.063 - 0.162i} \cdot$$

$$\times \left[\frac{16.146 - 11.68i}{110} - \left\{ (0.031 - 0.106i \cdot (109.532 - 0.93i)) \right\} \right] = 108.783 - 1.128i \text{ кВ},$$

$$U_4 = 108.789 \text{ кВ};$$

$$\underline{U}_5 = \frac{1}{\underline{y}_{5-5}} \cdot \left[\frac{\underline{S}_{p5}}{\hat{\underline{U}}_5^{(0)}} - (\underline{y}_{5-4} \cdot \underline{U}_4^{(1)} + \underline{y}_{5-0} \cdot U_{БП}) \right] = \frac{1}{0.052 - 0.124i} \cdot$$

$$\times \left[\frac{19.171 - 13.921i}{110} - (0.032 - 0.056i \cdot (108.783 - 1.128i) + 0.03 - 0.101i \cdot 115) \right] = 110.717 - 1.725i \text{ кВ},$$

$$U_5 = 110.73 \text{ кВ};$$

Модуль небалансу для першого та другого пунктів:

$$\delta S_1 = \left| \underline{S}_{p1} - \hat{\underline{U}}_1 (\underline{y}_{1-2} \cdot \underline{U}_2^{(1)} + \underline{y}_{1-0} \cdot U_{БП} + \underline{y}_{1-1} \cdot \underline{U}_1^{(1)}) \right| =$$

$$\left| 20.169 - 14.469i - (112.188 + 1.054i) \cdot \left\{ \begin{array}{l} 0.025 - 0.044i \cdot 111.106 - 1.386i + \\ 0.03 - 0.101i \cdot 115 + \\ 0.054 - 0.145i \cdot 112.188 - 1.054i \end{array} \right\} \right| =$$

$$= 9.88 \text{ МВА}.$$

$$\delta S_2 = \left| \underline{S}_{p2} - \hat{\underline{U}}_2 (\underline{y}_{2-1} \cdot \underline{U}_1^{(1)} + \underline{y}_{2-3} \cdot \underline{U}_3^{(1)} + \underline{y}_{2-0} \cdot U_{БП} + \underline{y}_{2-2} \cdot \underline{U}_2^{(1)}) \right| =$$

$$\left| 27.218 - 19.232i - (111.106 + 1.386i) \cdot \left\{ \begin{array}{l} 0.025 - 0.044i \cdot 112.188 - 1.054i + \\ 0.048 - 0.051i \cdot 109.532 - 0.93i + \\ 0.022 - 0.074i \cdot 115 + \\ 0.094 - 0.169i \cdot 111.106 - 1.386i \end{array} \right\} \right| =$$

$$= 7.553 \text{ МВА}.$$

Для пунктів 3,4 5 модулі небалансів розраховані аналогічно та занесені в таблицю 5.5

Таблиця 5.5 – Значення модулів небалансів потужностей.

					ДП1106.141.006.ПЗ	Арк.
						59
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

№ ПС	Модуль небалансу, МВА
1	9.88
2	7.553
3	20.177
4	12.947
5	0.402

Перевірка можливості завершення ітераційного розрахунку:

$\Delta = \max(\delta S_i) = 20.177 \text{ МВА} > 0.001 \text{ МВА}$. Ітераційний розрахунок слід продовжити.

Ітерація № 2

Розрахункові навантаження пунктів схеми:

$$\underline{S}_{P1} = \underline{S}_{3B1} + \underline{Y}_{p1} \cdot (U_1)^2 = (20.111 - 15.145i) + (4.833 + 55.89i) \times 10^{-6} \cdot (112.188^2 + 1.054^2) = 20.172 - 14.442i \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{P2} = \underline{S}_{3B2} + \underline{Y}_{p2} \cdot (U_2)^2 = (27.158 - 20.42i) + (4.909 + 98.15i) \times 10^{-6} \cdot (111.106^2 + 1.386^2) = 27.219 - 19.208i \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{P3} = \underline{S}_{3B3} + \underline{Y}_{p3} \cdot (U_3)^2 = (18.117 - 13.931i) + (3.581 + 35.94i) \times 10^{-6} \cdot (109.532^2 + 0.93^2) = 18.16 - 13.5i \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{P4} = \underline{S}_{3B4} + \underline{Y}_{p4} \cdot (U_4)^2 = (16.102 - 12.225i) + (3.599 + 45.06i) \times 10^{-6} \cdot (108.783^2 + 1.128^2) = 16.145 - 11.692i \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{P5} = \underline{S}_{3B5} + \underline{Y}_{p5} \cdot (U_5)^2 = (19.127 - 14.666i) + (3.623 + 61.55i) \times 10^{-6} \cdot (110.717^2 + 1.725^2) = 19.172 - 13.911i \text{ МВА};$$

Напруги пунктів схеми:

$$\underline{U}_1 = \frac{1}{\underline{y}_{1-1}} \cdot \left[\frac{\underline{S}_{P1}}{\hat{U}_1^{(1)}} - (\underline{y}_{1-2} \cdot \underline{U}_2^{(1)} + \underline{y}_{1-0} \cdot U_{БП}) \right] = \frac{1}{0.054 - 0.145i} \cdot$$

$$\times \left[\frac{20.172 - 14.442i}{112.188 + 1.054i} - (0.025 - 0.044i \cdot (111.106 - 1.386i) + 0.03 - 0.101i \cdot 115) \right] = 112.627 - 1.418i \text{ кВ},$$

$$U_1 = 112.636 \text{ кВ};$$

$$\underline{U}_2 = \frac{1}{\underline{y}_{2-2}} \cdot \left[\frac{\underline{S}_{P2}}{\hat{U}_2^{(1)}} - (\underline{y}_{2-1} \cdot \underline{U}_1^{(2)} + \underline{y}_{2-3} \cdot \underline{U}_3^{(0)} + \underline{y}_{2-0} \cdot U_{БП}) \right] = \frac{1}{0.094 - 0.169i} \cdot$$

$$\times \left[\frac{27.219 - 19.208i}{111.106 + 1.386i} - \left\{ \begin{array}{l} (0.025 - 0.044i \cdot (112.627 - 1.418i)) \\ + 0.048 - 0.051i \cdot (109.532 - 0.93i) \\ + 0.022 - 0.074i \cdot 115 \end{array} \right\} \right] = 111.144 - 1.823i \text{ кВ},$$

$$U_2 = 111.159 \text{ кВ};$$

					ДП1106.141.006.ПЗ	Арк.
						60
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\underline{U}_3 = \frac{1}{\underline{y}_{3-3}} \cdot \left[\frac{\underline{S}_{p3}}{\hat{\underline{U}}_3^{(1)}} - (\underline{y}_{3-2} \cdot \underline{U}_2^{(2)} + \underline{y}_{3-4} \cdot \underline{U}_4^{(2)}) \right] = \frac{1}{0.079 - 0.157i} \cdot$$

$$\times \left[\frac{18.16 - 13.5i}{109.532 + 0.93i} - \left\{ \begin{array}{l} 0.048 - 0.051i \cdot (111.144 - 1.823i) \\ + 0.031 - 0.106i \cdot (108.783 - 1.128i) \end{array} \right\} \right] = 108.708 - 1.647i \text{ кВ},$$

$$U_3 = 108.72 \text{ кВ};$$

$$\underline{U}_4 = \frac{1}{\underline{y}_{4-4}} \cdot \left[\frac{\underline{S}_{p4}}{\hat{\underline{U}}_4^{(1)}} - (\underline{y}_{4-3} \cdot \underline{U}_3^{(2)} + \underline{y}_{4-5} \cdot \underline{U}_5^{(1)}) \right] = \frac{1}{0.063 - 0.162i} \cdot$$

$$\times \left[\frac{16.145 - 11.692i}{108.783 + 1.128i} - \left\{ \begin{array}{l} (0.031 - 0.106i) \cdot (110.717 - 1.725i) \\ + 0.032 - 0.056i \cdot (108.708 - 1.647i) \\ + 0.031 - 0.106i \cdot 115 \end{array} \right\} \right] = 108.561 - 2.132i \text{ кВ},$$

$$U_4 = 108.582 \text{ кВ};$$

$$\underline{U}_5 = \frac{1}{\underline{y}_{5-5}} \cdot \left[\frac{\underline{S}_{p5}}{\hat{\underline{U}}_5} - (\underline{y}_{5-4} \cdot \underline{U}_4^{(2)} + \underline{y}_{5-0} \cdot U_{БП}) \right] = \frac{1}{0.052 - 0.124i} \cdot$$

$$\times \left[\frac{19.172 - 13.911i}{110.717 + 1.725i} - (0.032 - 0.056i \cdot (108.561 - 2.132i) + 0.03 - 0.101i \cdot 115) \right] = 110.664 - 2.191i \text{ кВ},$$

$$U_5 = 110.686 \text{ кВ};$$

Модуль небалансу для першого та другого пунктів:

$$\delta S_1 = \left| \underline{S}_{p1} - \hat{\underline{U}}_1 (\underline{y}_{1-2} \cdot \underline{U}_2^{(2)} + \underline{y}_{1-0} \cdot U_{БП} + \underline{y}_{1-1} \cdot \underline{U}_1^{(1)}) \right| =$$

$$\left| 20.172 - 14.442i - (112.627 + 1.418i) \cdot \left\{ \begin{array}{l} (0.025 - 0.044i) \cdot (111.144 - 1.823i) + \\ 0.03 - 0.101i \cdot 115 + \\ (0.054 - 0.145i) \cdot (112.627 - 1.418i) \end{array} \right\} \right| = 2.37 \text{ МВА}.$$

$$\delta S_2 = \left| \underline{S}_{p2} - \hat{\underline{U}}_2 (\underline{y}_{2-1} \cdot \underline{U}_1^{(2)} + \underline{y}_{2-3} \cdot \underline{U}_3^{(2)} + \underline{y}_{2-0} \cdot U_{БП} + \underline{y}_{2-2} \cdot \underline{U}_2^{(2)}) \right| =$$

$$\left| 27.219 - 19.208i - (111.144 + 1.823i) \cdot \left\{ \begin{array}{l} (0.025 - 0.044i) \cdot (112.627 - 1.418i) + \\ (0.048 - 0.051i) \cdot (108.708 - 1.647i) + \\ 0.022 - 0.074i \cdot 115 + \\ (0.094 - 0.169i) \cdot (111.144 - 1.823i) \end{array} \right\} \right| =$$

$$= 8.425 \text{ МВА}.$$

Для пунктів 3,4 5 модулі небалансів розраховані аналогічно та занесені в таблицю 5.7

Таблиця 5.7 – Значення модулів небалансів потужностей на другій ітерації розрахунку післяаварійного режиму мережі.

					ДП1106.141.006.ПЗ	Арк.
						61
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

№ ПС	Модуль небалансу, МВА
1	2.37
2	8.425
3	12.388
4	3.16
5	0.1

Перевірка можливості завершення ітераційного розрахунку:

$\Delta = \max(\delta S_i) = 12.388 \text{ МВА} > 0.001 \text{ МВА}$. Ітераційний розрахунок слід продовжити.

Таблиця 5.8 Результати розрахунку ітерацій режиму максимальних навантажень.

Ітерація №	Номер пункту	Розрахункова потужність пункту	Модуль небалансу, МВА	Напруга, кВ
1	1	20.169–14.469i	9.88	112.193
	2	27.218–19.232i	7.553	111.115
	3	18.16–13.496i	20.177	109.536
	4	16.146–11.68i	12.947	108.789
	5	19.171–13.921i	0.402	110.73
2	1	20.172–14.442i	2.37	112.636
	2	27.219–19.208i	8.425	111.159
	3	18.16–13.5i	12.388	108.72
	4	16.145–11.692i	3.16	108.582
	5	19.172–13.911i	0.1	110.686
27	1	20.172–14.437i	0	112.602
	2	27.219–19.216i	0	110.76
	3	18.158–13.514i	0	107.747
	4	16.144–11.702i	0	107.783
	5	19.172–13.916i	0	110.386

Лінійні струми ділянок мережі:

$$\begin{aligned} I_{1-2} &= (\underline{U}_1 - \underline{U}_2) \cdot \underline{y}_{1-2} = ((112.585 - 1.974i) - (110.716 - 3.106i)) \cdot 0.025 - 0.044i = \\ &= 95.276 - 53.948i \text{ A;} \end{aligned}$$

$$I_{0-1} = (\underline{U}_{БП} - \underline{U}_1) \cdot \underline{y}_{0-1} = (115 - (112.585 - 1.974i)) \cdot 0.03 - 0.101i = 272.143 - 185.278i \text{ A;}$$

$$I_{0-2} = (\underline{U}_{БП} - \underline{U}_2) \cdot \underline{y}_{0-2} = (115 - (110.716 - 3.106i)) \cdot 0.022 - 0.074i = 324.551 - 249.704i \text{ A;}$$

					ДП1106.141.006.ПЗ	Арк.
						62
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{0-5} = (U_{\text{БП}} - \underline{U}_5) \cdot \underline{y}_{0-5} = (115 - (112.584 - 1.764i)) \cdot 0.02 - 0.067i = 300.807 - 252.706i \text{ A};$$

$$\begin{aligned} I_{2-3} &= (\underline{U}_2 - \underline{U}_3) \cdot \underline{y}_{2-3} = ((110.716 - 3.106i) - (107.681 - 3.771i)) \cdot 0.048 - 0.051i = \\ &= 179.048 - 123.341i \text{ A}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{3-4} &= (\underline{U}_3 - \underline{U}_4) \cdot \underline{y}_{3-4} = ((107.681 - 3.771i) - (107.711 - 3.921i)) \cdot 0.031 - 0.106i \\ &= 15.018 + 7.897i \text{ A}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{5-4} &= (\underline{U}_5 - \underline{U}_4) \cdot \underline{y}_{5-4} = ((110.343 - 3.08i) - (107.711 - 3.921i)) \cdot 0.032 - 0.056i \\ &= 130.715 - 121.841i \text{ A}; \end{aligned}$$

Перевірка на допустимість значень параметрів режиму:

1) Перевірка допустимості режиму за струмовим завантаженням ділянок

Граничний струм для провода марки АС 240/39–650 А, а для провода перерізом 120/19–390 А.

-Перевірка для ділянок які виконані перетином АС120/19:

$$\frac{I_{1-2}}{\sqrt{3}} = 63.214 \text{ A} < 350 \text{ A}; \quad \frac{I_{5-4}}{\sqrt{3}} = 103.169 \text{ A} < 390 \text{ A}; \quad \frac{I_{2-3}}{\sqrt{3}} = 125.527 \text{ A} < 390 \text{ A};$$

-Для ділянок перерізом 240 мм²

$$\frac{I_{0-1}}{\sqrt{3}} = 190.079 \text{ A} < 605 \text{ A}; \quad \frac{I_{0-2}}{\sqrt{3}} = 236.421 \text{ A} < 605 \text{ A}; \quad \frac{I_{3-4}}{\sqrt{3}} = 9.796 \text{ A} < 605 \text{ A};$$

$$\frac{I_{0-5}}{\sqrt{3}} = 226.822 \text{ A} < 605 \text{ A};$$

Перевантаження за струмом по жодній з ділянок не спостерігається.

2) Перевірка допустимості режиму за напругами пунктів відповідно до ДСТУ EN 50160:2014:

$$U_1 = 112.602 \text{ кВ}; \quad U_2 = 110.76 \text{ кВ}; \quad U_3 = 107.747 \text{ кВ};$$

$$U_4 = 107.783 \text{ кВ}; \quad U_5 = 110.386 \text{ кВ};$$

Напруги всіх пунктів перебувають в допустимому діапазоні.

Значення початків та кінців ділянок мережі:

$$\begin{aligned} S_{\text{поч } 0-1} &= \underline{I}_{0-1} \cdot \hat{U}_{\text{БП}} + 0.5 \cdot \underline{Y}_{0-1} \cdot (U_{\text{БП}})^2 = (272.143 - 185.278i) \cdot 115 + 0.5 \\ &\cdot (9.091 \times 10^{-8} + 6.049i \times 10^{-5}) \cdot (115)^2 = 31.297 - 20.907i \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S_{\text{кін } 0-1} &= \underline{I}_{0-1} \cdot \hat{U}_1 - 0.5 \cdot \underline{Y}_{0-1} \cdot (U_1)^2 = (272.143 - 185.278i) \cdot (112.968 + 1.638i) - 0.5 \\ &\cdot (9.091 \times 10^{-8} + 6.049i \times 10^{-5}) \cdot (112.585^2 + 1.974^2) = 31.004 - 20.706i \text{ МВА}; \end{aligned}$$

					ДП1106.141.006.ПЗ	Арк.
						63
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\underline{S}_{\text{поч } 0-2} = \underline{I}_{0-2} \cdot \hat{U}_{\text{БП}} + 0.5 \cdot \underline{Y}_{0-2} \cdot (U_{\text{БП}})^2 = (324.551 - 249.704i) \cdot 115 + 0.5 \cdot (1.24 \times 10^{-7} + 8.249i \times 10^{-5}) \cdot (115)^2 = 37.324 - 28.171i \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{\text{кін } 0-2} = \underline{I}_{0-2} \cdot \hat{U}_2 - 0.5 \cdot \underline{Y}_{0-2} \cdot (U_2)^2 = (324.551 - 249.704i) \cdot (112.022 + 2.251i) - 0.5 \cdot (9.091 \times 10^{-8} + 6.049i \times 10^{-5}) \cdot (110.716^2 + 3.106^2) = 36.708 - 27.144i \text{ МВА};$$

Потужності решти ділянок розраховуються аналогічно, дані занесені в таблицю 5.9.

Таблиця 5.9 – Потужності початків та кінців ділянок електричної мережі.

Ділянка	Потужність початку, МВА	Потужність кінця, МВА
0-1	31.297–20.907i	31.004–20.706i
0-2	37.324–28.171i	36.708–27.144i
0-5	34.594–28.461i	33.97–27.511i
1-2	10.834–5.225i	10.715–6.316i
2-3	20.207–12.716i	19.745–12.969i
3-4	1.588+1.242i	1.586+0.574i
5-4	14.8–12.55i	14.556–13.08i

Слід врахувати втрати потужності в трансформаторах. Отже, перерахуємо результуючі навантаження пунктів:

$$\underline{S}_{\text{рез1}} = \underline{S}_1 + \underline{Y}_{\text{БЛ Т1}} \cdot (U_1)^2 = 20.111 - 15.145i + (4.688 - 26.47i) \times 10^{-6} \cdot (112.585^2 + 1.974^2) = 20.17 - 15.481i \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{\text{рез2}} = \underline{S}_2 + \underline{Y}_{\text{БЛ Т2}} \cdot (U_2)^2 = 27.158 - 20.42i + (4.688 - 26.47i) \times 10^{-6} \cdot (110.716^2 + 3.106^2) = 27.216 - 20.745i \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{\text{рез3}} = \underline{S}_3 + \underline{Y}_{\text{БЛ Т3}} \cdot (U_3)^2 = 18.117 - 13.931i + (3.478 - 24.2i) \times 10^{-6} \cdot (107.681^2 + 3.771^2) = 18.157 - 14.212i \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{\text{рез4}} = \underline{S}_4 + \underline{Y}_{\text{БЛ Т4}} \cdot (U_4)^2 = 16.102 - 12.225i + (3.478 - 24.2i) \times 10^{-6} \cdot (107.711^2 + 3.921^2) = 16.143 - 12.506i \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{\text{рез5}} = \underline{S}_5 + \underline{Y}_{\text{БЛ Т5}} \cdot (U_5)^2 = 19.127 - 14.666i + (3.478 - 24.2i) \times 10^{-6} \cdot (110.343^2 + 3.08^2) = 19.17 - 14.961i \text{ МВА};$$

Перевірка виконання першого закону Кірхгофа:

-1 пункт:

					ДП1106.141.006.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		64

$$\underline{S}_{\text{кін } 0-1} - \underline{S}_{\text{поч } 1-2} - \underline{S}_{\text{рез } 1} = (31.004 - 20.706i) - (10.834 - 5.225i) - (20.17 - 15.481i) = 0.0 - 0i \text{ МВА.}$$

-2 пункт:

$$\underline{S}_{\text{кін } 1-2} - \underline{S}_{\text{поч } 2-3} - \underline{S}_{\text{рез } 2} + \underline{S}_{\text{кін } 0-2} = (10.715 - 6.316i) - (20.207 - 12.716i) - (27.216 - 20.745i) + (36.708 - 27.144i) = 0.001 - 0i \text{ МВА.}$$

-3 пункт:

$$\underline{S}_{\text{кін } 2-3} + \underline{S}_{\text{кін } 4-3} - \underline{S}_{\text{рез } 3} = (4.845 - 2.709i) - (13.315 - 11.523i) - (18.16 - 14.231i) = 0.0 - 0i \text{ МВА.}$$

-4 пункт:

$$\underline{S}_{\text{кін } 3-4} - \underline{S}_{\text{рез } 4} + \underline{S}_{\text{кін } 5-4} = (1.586 + 0.574i) - (16.143 - 12.506i) + (14.556 - 13.08i) = 0.0 - 0.0i \text{ МВА.}$$

-5 пункт:

$$\underline{S}_{\text{кін } 0-5} - \underline{S}_{\text{поч } 5-4} - \underline{S}_{\text{рез } 5} = (33.97 - 27.511i) - (14.8 - 12.55i) - (19.17 - 14.961i) = 0.0 - 0.0i \text{ МВА.}$$

Сумарні втрати потужності:

Потужність БП:

$$\underline{S}_{\text{БП}} = \underline{S}_{\text{поч } 0-1} + \underline{S}_{\text{поч } 0-2} + \underline{S}_{\text{поч } 0-5} = (31.297 - 20.907i) + (37.324 - 28.171i) + (34.594 - 28.461i) = 103.215 - 77.539i \text{ МВА;}$$

Сумарна потужність навантаження:

$$\underline{S}_{\Sigma\text{H}} = \underline{S}_{\text{зад } 1} + \underline{S}_{\text{зад } 2} + \underline{S}_{\text{зад } 3} + \underline{S}_{\text{зад } 4} + \underline{S}_{\text{зад } 5} = 100 - 66.207i \text{ МВА;}$$

Втрати потужності відповідно:

$$\Delta S = \underline{S}_{\text{БП}} - \underline{S}_{\Sigma\text{H}} = (103.215 - 77.539i) - (100 - 66.207i) = 3.215 - 11.332i \text{ МВА.}$$

Результуюча схема післяаварійного режиму наведена на рисунку 5.2

$$\Delta S = 3.215 - 11.332i \text{ МВА}$$

					ДП1106.141.006.ПЗ	Арк.
						65
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

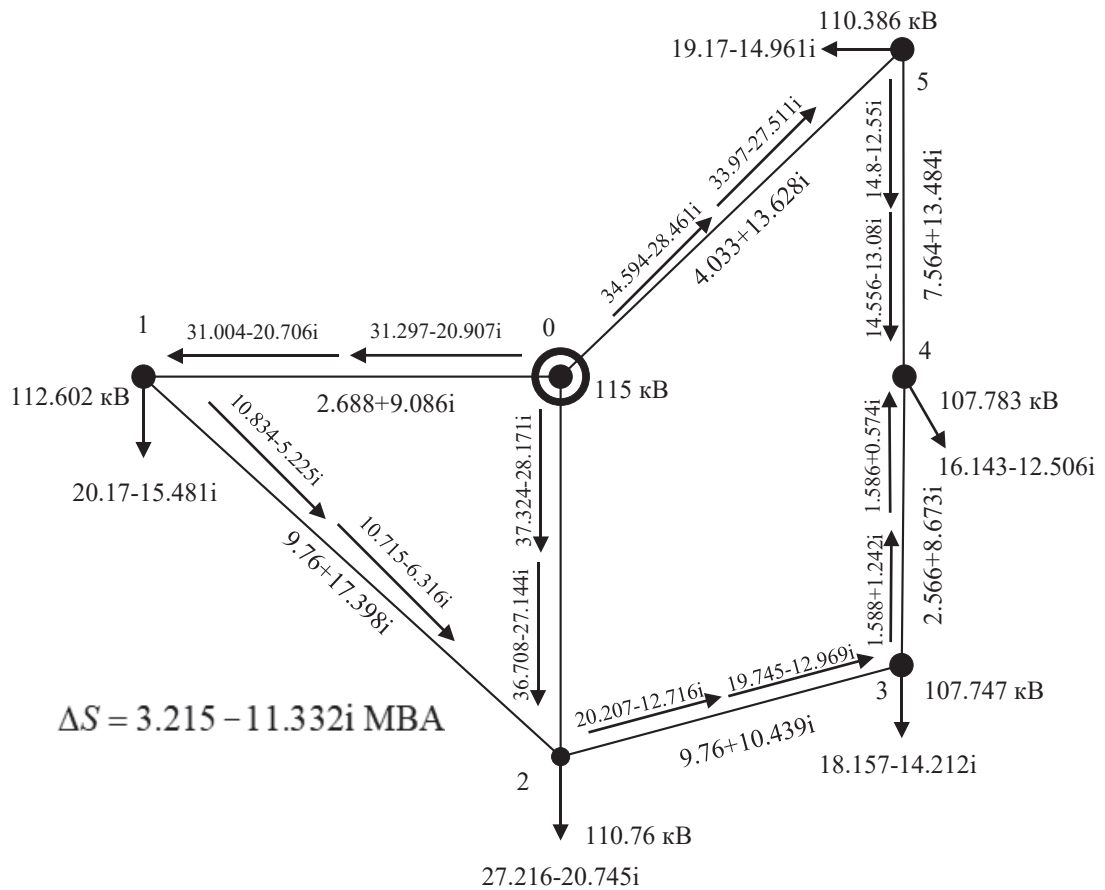


Рис.5.3 – схема з параметрами післяаварійного режиму роботи мережі.

5.3 Режим мінімальних навантажень

Згідно завдання коефіцієнт зниження навантаження $\alpha = 0.62$. Слід перерахувати всі навантаження пунктів.

$$\underline{S}_{\min 1} = \underline{S}_1 \cdot \alpha = (20 - 13.387i) \cdot 0.62 = 12.4 - 8.3i \text{ MVA};$$

$$\underline{S}_{\min 2} = \underline{S}_2 \cdot \alpha = (27 - 17.753i) \cdot 0.62 = 16.74 - 11.007i \text{ MVA};$$

$$\underline{S}_{\min 3} = \underline{S}_3 \cdot \alpha = (18 - 11.939i) \cdot 0.62 = 11.16 - 7.402i \text{ MVA};$$

$$\underline{S}_{\min 4} = \underline{S}_4 \cdot \alpha = (16 - 10.595i) \cdot 0.62 = 9.92 - 6.569i \text{ MVA};$$

$$\underline{S}_{\min 5} = \underline{S}_5 \cdot \alpha = (19 - 12.533i) \cdot 0.62 = 11.78 - 7.771i \text{ MVA};$$

Таблиця 5.10 – Навантаження пунктів схеми

№ ПС	Р _{сн} , МВт	Р _{нн} , МВт	Q _{сн} , МВАр	Q _{нн} , МВАр
1	6.82	5.58	-4.405	-3.895
2	13.02	3.72	-8.41	-2.597
3	7.44	3.72	-4.806	-2.597
4	6.82	3.1	-4.405	-2.164
5	8.68	3.1	-5.607	-2.164

Перерахунок кількості трансформаторів здійснювати не будемо задля забезпечення надійності електропостачання.

Перерахувати втрати обмотках трансформаторів також необхідно, враховуючи нове навантаження пунктів. Обрахунок здійснюється згідно 4.4.3, результати перерахунку занесені в таблицю 5.11

Таблиця 5.11 – Втрати потужності в режимі мінімальних навантажень

№ ПС	Тип трансформаторів	$U_{i\%}$			β_i			$\Delta S_{T, MBA}$
		ВН	СН	ВН	ВН	СН	НН	
1	ТДТН-25000/110	10.75	0	6.25	0.2981	0.162	0.136	0.081-0.891i
2	ТДТН-25000/110	10.75	0	6.25	0.401	0.31	0.091	0.099-1.241i
3	ТДТН-16000/110	10.75	0	6.25	0.418	0.277	0.246	0.077-1.044i
4	ТДТН-16000/110	10.75	0	6.25	0.372	0.254	0.118	0.068-0.823i
5	ТДТН-16000/110	10.75	0	6.25	0.441	0.323	0.118	0.077-1.017i

Таблиця 5.12 – Зведені навантаження пунктів в режимі мінімальних навантажень. Напруга балансуючого пункту залишається 115 кВ

№ ПС	$S_{зв, MBA}$
1	12.481–9.191i
2	16.839–12.247i
3	11.237–8.446i
4	9.988–7.393i
5	11.857–8.787i

Ітерація №1

Розрахункові навантаження пунктів схеми:

					ДП1106.141.006.ПЗ	Арк.
						67
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\begin{aligned}\underline{S}_{P1} &= \underline{S}_{3B1} + \underline{Y}_{p1} \cdot (U_1)^2 = (12.481 - 9.191i) + (4.833 + 55.89i) \times 10^{-6} \cdot 110^2 = 12.539 - 8.515i \text{ MBA}; \\ \underline{S}_{P2} &= \underline{S}_{3B2} + \underline{Y}_{p2} \cdot (U_2)^2 = (16.839 - 12.247i) + (4.909 + 98.15i) \times 10^{-6} \cdot 110^2 = 16.898 - 11.06i \text{ MBA}; \\ \underline{S}_{P3} &= \underline{S}_{3B3} + \underline{Y}_{p3} \cdot (U_3)^2 = (11.237 - 8.446i) + (3.581 + 35.94i) \times 10^{-6} \cdot 110^2 = 11.281 - 8.011i \text{ MBA}; \\ \underline{S}_{P4} &= \underline{S}_{3B4} + \underline{Y}_{p4} \cdot (U_4)^2 = (9.988 - 7.393i) + (3.642 + 73.93i) \times 10^{-6} \cdot 110^2 = 10.032 - 6.498i \text{ MBA}; \\ \underline{S}_{P5} &= \underline{S}_{3B5} + \underline{Y}_{p5} \cdot (U_5)^2 = (11.857 - 8.787i) + (3.623 + 61.55i) \times 10^{-6} \cdot 110^2 = 11.901 - 8.043i \text{ MBA};\end{aligned}$$

Напруги пунктів схеми:

$$\begin{aligned}\underline{U}_1 &= \frac{1}{\underline{y}_{1-1}} \cdot \left[\frac{\underline{S}_{p1}}{\hat{U}_1^{(0)}} - (\underline{y}_{1-2} \cdot \underline{U}_2^{(0)} + \underline{y}_{1-0} \cdot U_{БП}) \right] = \frac{1}{0.054 - 0.145i} \cdot \\ &\times \left[\frac{12.539 - 8.515i}{110} - (0.025 - 0.044i \cdot 110 + 0.03 - 0.101i \cdot 115) \right] = 112.673 - 0.758i \text{ кВ}, U_1 = 112.675 \text{ кВ};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\underline{U}_2 &= \frac{1}{\underline{y}_{2-2}} \cdot \left[\frac{\underline{S}_{p2}}{\hat{U}_2^{(0)}} - (\underline{y}_{2-1} \cdot \underline{U}_1^{(1)} + \underline{y}_{2-3} \cdot \underline{U}_3^{(0)} + \underline{y}_{2-0} \cdot U_{БП}) \right] = \frac{1}{0.094 - 0.169i} \cdot \\ &\times \left[\frac{16.898 - 11.06i}{110} - \left\{ (0.025 - 0.044i \cdot (112.673 - 0.758i)) \right. \right. \\ &\left. \left. + 0.048 - 0.051i \cdot 110 + 0.022 - 0.074i \cdot 115 \right\} \right] = 111.803 - 1.073i \text{ кВ}, \\ U_2 &= 111.808 \text{ кВ};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\underline{U}_3 &= \frac{1}{\underline{y}_{3-3}} \cdot \left[\frac{\underline{S}_{p3}}{\hat{U}_3^{(0)}} - (\underline{y}_{3-2} \cdot \underline{U}_2^{(1)} + \underline{y}_{3-4} \cdot \underline{U}_4^{(0)}) \right] = \frac{1}{0.079 - 0.157i} \cdot \\ &\times \left[\frac{11.281 - 8.011i}{110} - (0.048 - 0.051i \cdot (111.803 - 1.073i) + 0.031 - 0.106i \cdot 110) \right] = 110.176 - 0.542i \text{ кВ}, \\ U_3 &= 110.178 \text{ кВ};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\underline{U}_4 &= \frac{1}{\underline{y}_{4-4}} \cdot \left[\frac{\underline{S}_{p4}}{\hat{U}_4^{(0)}} - (\underline{y}_{4-3} \cdot \underline{U}_3^{(1)} + \underline{y}_{4-5} \cdot \underline{U}_5^{(1)} + \underline{y}_{4-0} \cdot U_{БП}) \right] = \frac{1}{0.094 - 0.169i} \cdot \\ &\times \left[\frac{10.032 - 6.498i}{110} - \left\{ (0.031 - 0.106i \cdot (110.176 - 0.542i)) \right. \right. \\ &\left. \left. + 0.032 - 0.056i \cdot 110 + 0.031 - 0.106i \cdot 115 \right\} \right] = 111.696 - 0.545i \text{ кВ}, \\ U_4 &= 111.697 \text{ кВ};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\underline{U}_5 &= \frac{1}{\underline{y}_{5-5}} \cdot \left[\frac{\underline{S}_{p5}}{\hat{U}_5^{(0)}} - (\underline{y}_{5-4} \cdot \underline{U}_4^{(1)} + \underline{y}_{5-0} \cdot U_{БП}) \right] = \frac{1}{0.052 - 0.124i} \cdot \\ &\times \left[\frac{11.901 - 8.043i}{110} - (0.032 - 0.056i \cdot (111.696 - 0.545i) + 0.03 - 0.101i \cdot 115) \right] = 112.636 - 0.981i \text{ кВ}, \\ U_5 &= 112.64 \text{ кВ};\end{aligned}$$

Модуль небалансу для першого та другого пунктів:

					ДП1106.141.006.ПЗ	Арк.
						68
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\delta S_1 = \left| \underline{S}_{p1} - \hat{U}_1 (\underline{y}_{1-2} \cdot \underline{U}_2^{(1)} + \underline{y}_{1-0} \cdot U_{БП} + \underline{y}_{1-1} \cdot \underline{U}_1^{(1)}) \right| =$$

$$\left| (12.539 - 8.515i) - (112.673 + 0.758i) \cdot \begin{Bmatrix} 0.025 - 0.044i \cdot (111.803 - 1.073i) + \\ 0.03 - 0.101i \cdot 115 + \\ 0.054 - 0.145i \cdot (112.673 - 0.758i) \end{Bmatrix} \right| =$$

$$= 11.97 \text{ МВА.}$$

$$\delta S_2 = \left| \underline{S}_{p2} - \hat{U}_2 (\underline{y}_{2-1} \cdot \underline{U}_1^{(1)} + \underline{y}_{2-3} \cdot \underline{U}_3^{(1)} + \underline{y}_{2-0} \cdot U_{БП} + \underline{y}_{2-2} \cdot \underline{U}_2^{(1)}) \right| =$$

$$\left| (16.898 - 11.06i) - (111.803 + 1.073i) \cdot \begin{Bmatrix} 0.025 - 0.044i \cdot (112.673 - 0.758i) + \\ 0.048 - 0.051i \cdot (110.176 - 0.542i) + \\ 0.022 - 0.074i \cdot 115 + \\ 0.094 - 0.169i \cdot (111.803 - 1.073i) \end{Bmatrix} \right| =$$

$$= 4.305 \text{ МВА.}$$

Для пунктів 3,4 5 модулі небалансів розраховані аналогічно та занесені в таблицю 5.13

Таблиця 5.13 – Значення модулів небалансів потужностей на першій ітерації розрахунку мережі.

№ ПС	Модуль небалансу, МВА
1	11.97
2	4.305
3	21.657
4	20.399
5	0.367

Перевірка на завершення ітераційного розрахунку.

$\Delta = \max(\delta S_i) = 21.657 \text{ МВА} > 0.001 \text{ МВА}$. Ітераційний розрахунок слід продовжити.

Ітерація №2

Розрахункові навантаження пунктів схеми:

$$\underline{S}_{p1} = \underline{S}_{3B1} + \underline{Y}_{p1} \cdot (U_1)^2 = (12.481 - 9.191i) + (4.833 + 55.89i) \times 10^{-6} \cdot (112.673^2 + 0.758^2) =$$

$$= 12.542 - 8.482i \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{p2} = \underline{S}_{3B2} + \underline{Y}_{p2} \cdot (U_2)^2 = (16.839 - 12.247i) + (4.909 + 98.15i) \times 10^{-6} \cdot (111.803^2 + 1.073^2) =$$

$$= 16.9 - 11.02i \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{p3} = \underline{S}_{3B3} + \underline{Y}_{p3} \cdot (U_3)^2 = (11.237 - 8.446i) + (3.581 + 35.94i) \times 10^{-6} \cdot (110.176^2 + 0.542^2) = 11.281 - 8.01i \text{ MBA};$$

$$\underline{S}_{p4} = \underline{S}_{3B4} + \underline{Y}_{p4} \cdot (U_4)^2 = (9.988 - 7.393i) + (3.642 + 73.93i) \times 10^{-6} \cdot (111.696^2 + 0.545^2) = 10.033 - 6.47i \text{ MBA};$$

$$\underline{S}_{p5} = \underline{S}_{3B5} + \underline{Y}_{p5} \cdot (U_5)^2 = (11.857 - 8.787i) + (3.623 + 61.55i) \times 10^{-6} \cdot (112.636^2 + 0.981^2) = 11.901 - 8.043i \text{ MBA};$$

Напруги пунктів схеми:

$$\underline{U}_1 = \frac{1}{\underline{y}_{1-1}} \cdot \left[\frac{\underline{S}_{p1}}{\hat{U}_1^{(1)}} - (\underline{y}_{1-2} \cdot \underline{U}_2^{(1)} + \underline{y}_{1-0} \cdot U_{БП}) \right] = \frac{1}{0.054 - 0.145i} \cdot$$

$$\times \left[\frac{12.542 - 8.482i}{112.673 + 0.758i} - (0.025 - 0.044i \cdot (111.803 - 1.073i) + 0.03 - 0.101i \cdot 115) \right] = 113.318 - 0.997i \text{ кВ},$$

$$U_1 = 113.322 \text{ кВ};$$

$$\underline{U}_2 = \frac{1}{\underline{y}_{2-2}} \cdot \left[\frac{\underline{S}_{p2}}{\hat{U}_2^{(1)}} - (\underline{y}_{2-1} \cdot \underline{U}_1^{(2)} + \underline{y}_{2-3} \cdot \underline{U}_3^{(0)} + \underline{y}_{2-0} \cdot U_{БП}) \right] = \frac{1}{0.094 - 0.169i} \cdot$$

$$\times \left[\frac{16.9 - 11.02i}{111.803 + 1.073i} - \left\{ \begin{array}{l} (0.025 - 0.044i \cdot (112.673 - 0.758i)) \\ + 0.048 - 0.051i \cdot (110.176 - 0.542i) \\ + 0.022 - 0.074i \cdot 115 \end{array} \right\} \right] = 112.09 - 1.295i \text{ кВ},$$

$$U_2 = 112.098 \text{ кВ};$$

$$\underline{U}_3 = \frac{1}{\underline{y}_{3-3}} \cdot \left[\frac{\underline{S}_{p3}}{\hat{U}_3^{(1)}} - (\underline{y}_{3-2} \cdot \underline{U}_2^{(2)} + \underline{y}_{3-4} \cdot \underline{U}_4^{(2)}) \right] = \frac{1}{0.079 - 0.157i} \cdot$$

$$\times \left[\frac{11.281 - 8.01i}{110.176 + 0.542i} - \left\{ \begin{array}{l} 0.048 - 0.051i \cdot (111.803 - 1.073i) \\ + 0.031 - 0.106i \cdot (111.696 - 0.545i) \end{array} \right\} \right] = 111.298 - 1.118i \text{ кВ},$$

$$U_3 = 111.304 \text{ кВ};$$

$$\underline{U}_4 = \frac{1}{\underline{y}_{4-4}} \cdot \left[\frac{\underline{S}_{p4}}{\hat{U}_4^{(1)}} - (\underline{y}_{4-3} \cdot \underline{U}_3^{(2)} + \underline{y}_{4-5} \cdot \underline{U}_5^{(1)} + \underline{y}_{4-0} \cdot U_{БП}) \right] = \frac{1}{0.094 - 0.169i} \cdot$$

$$\times \left[\frac{10.033 - 6.47i}{111.696 + 0.545i} - \left\{ \begin{array}{l} (0.031 - 0.106i \cdot (110.176 - 0.542i)) \\ + 0.032 - 0.056i \cdot (112.636 - 0.981i) \\ + 0.031 - 0.106i \cdot 115 \end{array} \right\} \right] = 112.753 - 0.902i \text{ кВ},$$

$$U_4 = 112.756 \text{ кВ};$$

$$\underline{U}_5 = \frac{1}{\underline{y}_{5-5}} \cdot \left[\frac{\underline{S}_{p5}}{\hat{U}_5^{(1)}} - (\underline{y}_{5-4} \cdot \underline{U}_4^{(2)} + \underline{y}_{5-0} \cdot U_{БП}) \right] = \frac{1}{0.052 - 0.124i} \cdot$$

$$\times \left[\frac{11.903 - 8.006i}{112.636 + 0.981i} - (0.032 - 0.056i \cdot (112.753 - 0.902i) + 0.03 - 0.101i \cdot 115) \right] = 113.178 - 1.074i \text{ кВ},$$

$$U_5 = 113.184 \text{ кВ};$$

					ДП1106.141.006.ПЗ	Арк.
						70
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Модуль небалансу для першого та другого пунктів:

$$\delta S_1 = \left| \underline{S}_{p1} - \hat{U}_1 (\underline{y}_{1-2} \cdot \underline{U}_2^{(2)} + \underline{y}_{1-0} \cdot U_{БП} + \underline{y}_{1-1} \cdot \underline{U}_1^{(1)}) \right| =$$

$$\left| 12.542 - 8.482i - (113.318 + 0.997i) \cdot \left\{ \begin{array}{l} (0.025 - 0.044i) \cdot (112.09 - 1.295i) + \\ 0.03 - 0.101i \cdot 115 + \\ (0.054 - 0.145i) \cdot (113.318 - 0.997i) \end{array} \right\} \right| =$$

$$= 2.075 \text{ МВА.}$$

$$\delta S_2 = \left| \underline{S}_{p2} - \hat{U}_2 (\underline{y}_{2-1} \cdot \underline{U}_1^{(2)} + \underline{y}_{2-3} \cdot \underline{U}_3^{(2)} + \underline{y}_{2-0} \cdot U_{БП} + \underline{y}_{2-2} \cdot \underline{U}_2^{(2)}) \right| =$$

$$\left| 16.9 - 11.02i - (112.09 + 1.295i) \cdot \left\{ \begin{array}{l} (0.025 - 0.044i) \cdot (113.318 - 0.997i) + \\ (0.048 - 0.051i) \cdot (111.298 - 1.118i) + \\ 0.022 - 0.074i \cdot 115 + \\ (0.094 - 0.169i) \cdot (112.09 - 1.295i) \end{array} \right\} \right| =$$

$$= 9.905 \text{ МВА.}$$

Перевірка наможливість завершення ітераційного процесу.

$$\Delta = \max(\delta S_i) = 13.7483 \text{ МВА} > 0.001 \text{ МВА.}$$

Ітераційний розрахунок слід продовжити.

Таблиця 5.14 Результати розрахунку ітерацій режиму максимальних навантажень.

Ітерація №	Номер пункту	Розрахункова потужність пункту	Модуль небалансу, МВА	Напруга, кВ
1	2	3	4	5
1	1	12.539–8.515i	11.97	112.675
	2	16.898–11.06i	4.305	111.808
	3	11.281–8.011i	21.657	110.178
	4	10.032–6.498i	20.399	111.697
	5	11.901–8.043i	0.367	112.64
2	1	12.542–8.482i	2.075	113.322
	2	16.9–11.02i	9.905	112.098
	3	11.281–8.01i	13.748	111.304
	4	10.033–6.47i	4.084	112.756
	5	11.903–8.006i	0.07	113.184

Таблиця 5.14 Продовження				
1	2	3	4	5
3	1	12.543–8.474i	2.774	113.429
	2	16.901– 11.014i	6.946	112.572
	3	11.282–8.001i	5.704	112.119
	4	10.034–6.453i	1.669	113.194
	5	11.904–7.999i	0.028	113.405
15	1	12.543–8.467i	0.001	113.815
	2	16.902– 10.988i	0.003	113.276
	3	11.283–7.988i	0.001	112.89
	4	10.035–6.439i	0	113.587
	5	11.904–7.993i	0	113.599
16	1	12.543–8.467i	0	113.815
	2	16.902– 10.988i	0	113.276
	3	11.283–7.988i	0.0000	112.89
	4	10.035–6.439i	0	113.587
	5	11.904–7.993i	0	113.599

Лінійні струми ділянок мережі:

$$\underline{I}_{1-2} = (\underline{U}_1 - \underline{U}_2) \cdot \underline{y}_{1-2} = ((113.81 - 1.032i) - (113.267 - 1.425i)) \cdot 0.025 - 0.044i = \\ = 30.507 - 14.119i \text{ A};$$

$$\underline{I}_{0-1} = (\underline{U}_{БП} - \underline{U}_1) \cdot \underline{y}_{0-1} = (115 - (113.81 - 1.032i)) \cdot 0.03 - 0.101i = 140.042 - 89.512i \text{ A};$$

$$\underline{I}_{0-2} = (\underline{U}_{БП} - \underline{U}_2) \cdot \underline{y}_{0-2} = (115 - (113.267 - 1.425i)) \cdot 0.022 - 0.074i = 143.796 - 97.341i \text{ A};$$

$$\underline{I}_{0-4} = (\underline{U}_{БП} - \underline{U}_4) \cdot \underline{y}_{0-4} = (115 - (113.582 - 1.099i)) \cdot 0.022 - 0.074i = 161.064 - 115.888i \text{ A};$$

$$\underline{I}_{0-5} = (\underline{U}_{БП} - \underline{U}_5) \cdot \underline{y}_{0-5} = (115 - (113.593 - 1.117i)) \cdot 0.02 - 0.067i = 103.46 - 72.608i \text{ A};$$

$$\underline{I}_{2-3} = (\underline{U}_2 - \underline{U}_3) \cdot \underline{y}_{2-3} = ((113.267 - 1.425i) - (112.879 - 1.577i)) \cdot 0.048 - 0.051i = \\ = 26.315 - 2.586i \text{ A};$$

$$\underline{I}_{4-3} = (\underline{U}_4 - \underline{U}_3) \cdot \underline{y}_{4-3} = ((113.582 - 1.099i) - (112.879 - 1.577i)) \cdot 0.031 - 0.106i = \\ = 72.638 - 59.567i \text{ A};$$

$$\underline{I}_{4-5} = (\underline{U}_4 - \underline{U}_5) \cdot \underline{y}_{4-5} = ((113.582 - 1.1i) - (113.593 - 1.12i)) \cdot 0.032 - 0.056i = 0.633 + 1.218i \text{ A};$$

Перевірка на максимально допустимий струм в проводах:

Перевірка на допустимість значень параметрів режиму:

					ДП1106.141.006.ПЗ	Арк.
						72
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2) Перевірка допустимості режиму за струмовим завантаженням ділянок

Граничний струм для провода марки АС 240/39–650 А, а для провода перерізом 120/19–390 А.

-Перевірка для ділянок які виконані перетином АС120/19:

$$\frac{I_{1-2}}{\sqrt{3}} = 19.408 \text{ А} < 350 \text{ А}; \frac{I_{4-5}}{\sqrt{3}} = 0.792 \text{ А} < 390 \text{ А}; \frac{I_{2-3}}{\sqrt{3}} = 16.841 \text{ А} < 390 \text{ А};$$

-Для ділянок перерізом 240 мм²

$$\frac{I_{0-1}}{\sqrt{3}} = 95.959 \text{ А} < 605 \text{ А}; \frac{I_{0-2}}{\sqrt{3}} = 100.254 \text{ А} < 605 \text{ А}; \frac{I_{0-4}}{\sqrt{3}} = 114.559 \text{ А} < 605 \text{ А};$$

$$\frac{I_{4-3}}{\sqrt{3}} = 54.236 \text{ А} < 605 \text{ А}; \frac{I_{0-5}}{\sqrt{3}} = 72.975 \text{ А} < 605 \text{ А};$$

Перевантаження за струмом на жодній з ділянок не спостерігається.

3) Перевірка допустимості режиму за напругами пунктів відповідно до ДСТУ EN 50160:2014:

-Мінімальна допустима напруга: $U_{\min} = 0.9 \cdot U_{\text{ном}} = 0.9 \cdot 110 = 99 \text{ кВ};$

-Максимально допустима напруга: $U_{\max} = 1.1 \cdot U_{\text{ном}} = 1.1 \cdot 110 = 121 \text{ кВ};$

$$U_1 = 113.815 \text{ кВ}; U_2 = 113.276 \text{ кВ}; U_3 = 112.89 \text{ кВ};$$

$$U_4 = 113.587 \text{ кВ}; U_5 = 113.599 \text{ кВ};$$

Напруги всіх пунктів перебувають в допустимому діапазоні.

Перед визначенням потужностей початків та кінців ділянок електричної мережі зробимо перевірку другого закону Кірхгофа.

$$\begin{aligned} \underline{I}_{0-1} \cdot \underline{Z}_{0-1} - \underline{I}_{1-2} \cdot \underline{Z}_{1-2} + \underline{I}_{0-2} \cdot \underline{Z}_{0-2} &= (140.042-89.512i) \cdot (2.688+9.086i) \\ &- (30.507-14.119i) \cdot (9.76+17.398i) + (143.796-97.341i) \cdot (3.666+12.389i) = 0 \text{ кВ}; \\ -\underline{I}_{0-2} \cdot \underline{Z}_{0-2} + \underline{I}_{0-4} \cdot \underline{Z}_{0-4} + \underline{I}_{4-3} \cdot \underline{Z}_{4-3} - \underline{I}_{2-3} \cdot \underline{Z}_{2-3} &= (143.796-97.341i) \\ &\cdot (3.666+12.389i) + (161.064-115.888i) \cdot (2.566+8.673i) \\ &+ (72.638-59.567i) \cdot (2.566+8.673i) - (26.315-12.586i) \cdot (9.76+10.439i) = 0 \text{ кВ}; \\ \underline{I}_{0-5} \cdot \underline{Z}_{0-5} - \underline{I}_{4-5} \cdot \underline{Z}_{4-5} - \underline{I}_{0-4} \cdot \underline{Z}_{0-4} &= (103.46-72.608i) \cdot (4.033+13.628i) \\ &- (0.633+1.218i) \cdot (7.564+13.484i) - (161.064-115.888i) \cdot (2.566+8.673i) = 0 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

Значення початків та кінців ділянок мережі:

					ДП1106.141.006.ПЗ	Арк.
						73
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\underline{S}_{\text{поч } 0-1} = \underline{I}_{0-1} \cdot \hat{U}_{\text{БП}} + 0.5 \cdot \underline{Y}_{0-1} \cdot (U_{\text{БП}})^2 = (140.042 - 89.512i) \cdot 115 + 0.5 \cdot (9.091 \times 10^{-8} + 6.049i \times 10^{-5}) \cdot (115)^2 = 16.105 - 9.894i \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{\text{кін } 0-1} = \underline{I}_{0-1} \cdot \hat{U}_1 - 0.5 \cdot \underline{Y}_{0-1} \cdot (U_1)^2 = (140.042 - 89.512i) \cdot (113.81 + 1.032i) - 0.5 \cdot (9.091 \times 10^{-8} + 6.049i \times 10^{-5}) \cdot (113.81^2 + 1.032^2) = 16.03 - 10.435i \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{\text{поч } 0-2} = \underline{I}_{0-2} \cdot \hat{U}_{\text{БП}} + 0.5 \cdot \underline{Y}_{0-2} \cdot (U_{\text{БП}})^2 = (143.796 - 97.341i) \cdot 115 + 0.5 \cdot (1.24 \times 10^{-7} + 8.249i \times 10^{-5}) \cdot (115)^2 = 16.537 - 10.649i \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{\text{кін } 0-2} = \underline{I}_{0-2} \cdot \hat{U}_2 - 0.5 \cdot \underline{Y}_{0-2} \cdot (U_2)^2 = (143.796 - 97.341i) \cdot (112.022 + 2.251i) - 0.5 \cdot (9.091 \times 10^{-8} + 6.049i \times 10^{-5}) \cdot (113.267^2 + 1.425^2) = 16.425 - 11.35i \text{ МВА};$$

Потужності інших ділянок розраховуються аналогічно, дані занесені в таблицю 5.15

Таблиця 5.15 – Потужності початків та кінців ділянок електричної мережі.

Ділянка	Потужність початку, МВА	Потужність кінця, МВА
0-1	16.105–9.894i	16.03–10.435i
0-2	16.537–10.649i	16.425–11.35i
0-4	18.523–12.945i	18.421–13.358i
0-5	11.899–7.75i	11.833–8.718i
1-2	3.488–0.9i	3.474–2.224i
2-3	2.999–0.987i	2.989–1.778i
4-3	8.316–6.313i	8.293–6.977i
4-5	0.072+0.66i	0.07–0.382i

Слід врахувати втрати потужності в трансформаторах. Отже, перерахуємо результуючі навантаження пунктів:

$$\underline{S}_{\text{рез } 1} = \underline{S}_1 + \underline{Y}_{\text{БЛ Т1}} \cdot (U_1)^2 = 12.481 - 9.191i + (4.688 - 26.47i) \times 10^{-6} \cdot (113.81^2 + 1.032^2) = 12.541 - 9.534i \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{\text{рез } 2} = \underline{S}_2 + \underline{Y}_{\text{БЛ Т2}} \cdot (U_2)^2 = 16.839 - 12.247i + (4.688 - 26.47i) \times 10^{-6} \cdot (113.267^2 + 1.425^2) = 16.899 - 12.587i \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{\text{рез } 3} = \underline{S}_3 + \underline{Y}_{\text{БЛ Т3}} \cdot (U_3)^2 = 11.237 - 8.446i + (3.478 - 24.2i) \times 10^{-6} \cdot (112.879^2 + 1.577^2) = 11.282 - 8.754i \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{рез4} = \underline{S}_4 + \underline{Y}_{БЛ Т4} \cdot (U_4)^2 = 9.988 - 7.393i + (3.478 - 24.2i) \times 10^{-6} \cdot (113.582^2 + 1.099^2) = 10.033 - 7.705i \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{рез3} = \underline{S}_3 + \underline{Y}_{БЛ Т3} \cdot (U_5)^2 = 11.857 - 8.787i + (3.478 - 24.2i) \times 10^{-6} \cdot (113.593^2 + 1.117^2) = 11.902 - 9.1i \text{ МВА};$$

Перевірка виконання першого закону Кірхгофа:

-1 пункт:

$$\underline{S}_{кін 0-1} - \underline{S}_{поч 1-2} - \underline{S}_{рез1} = (16.03 - 10.435i) - (3.488 - 0.9i) - (12.541 - 9.534i) = 0.0 - 0i \text{ МВА}.$$

-2 пункт:

$$\underline{S}_{кін 1-2} - \underline{S}_{поч 2-3} - \underline{S}_{рез2} + \underline{S}_{кін 0-2} = (3.474 - 2.224i) - (2.999 - 0.987i) - (16.899 - 12.587i) + (16.425 - 11.35i) = 0.0 - 0i \text{ МВА}.$$

-3 пункт:

$$\underline{S}_{кін 2-3} + \underline{S}_{кін 4-3} - \underline{S}_{рез3} = (2.989 - 1.778i) - (8.293 - 6.977i) - (11.282 - 8.754i) = 0.0 - 0i \text{ МВА}.$$

-4 пункт:

$$\underline{S}_{кін 0-4} - \underline{S}_{поч 4-3} - \underline{S}_{рез4} + \underline{S}_{поч 4-5} = (18.421 - 13.358i) - (8.316 - 6.313i) - (10.033 - 7.705i) + (0.072 + 0.66i) = 0.0 - 0i \text{ МВА}.$$

-5 пункт:

$$\underline{S}_{кін 0-5} + \underline{S}_{кін 4-5} - \underline{S}_{рез5} = (11.833 - 8.718i) + (0.07 - 0.382i) - (11.902 - 9.1i) = 0.0 - 0.0i \text{ МВА}.$$

Сумарні втрати потужності:

Потужність БП:

$$\underline{S}_{БП} = \underline{S}_{поч 0-1} + \underline{S}_{поч 0-2} + \underline{S}_{поч 0-4} + \underline{S}_{поч 0-5} = (16.105 - 9.894i) + (16.537 - 10.649i) + (18.523 - 12.945i) + (11.899 - 7.75i) = 63.064 - 41.238i \text{ МВА};$$

Сумарна потужність навантаження:

$$\underline{S}_{\Sigma H} = \underline{S}_{\min 1} + \underline{S}_{\min 2} + \underline{S}_{\min 3} + \underline{S}_{\min 4} + \underline{S}_{\min 5} = (12.4 - 8.3i) + (16.74 - 11.007i) + (11.16 - 7.402i) + (9.92 - 6.5691i) + (11.78 - 7.771i) = 62 - 41.049i \text{ МВА};$$

Втрати потужності відповідно:

$$\Delta S = \underline{S}_{БП} - \underline{S}_{\Sigma H} = (63.064 - 41.238i) - (62 - 41.049i) = 1.064 - 0.189i \text{ МВА}.$$

					ДП1106.141.006.ПЗ	Арк.
						75
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

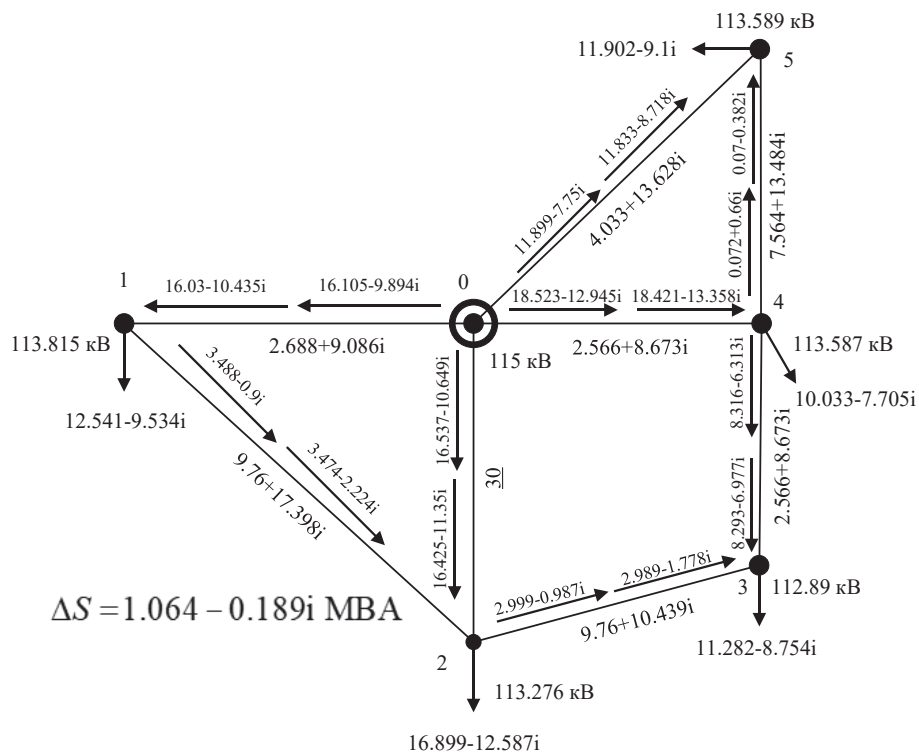


Рис 5.3 - Результуюча схема режиму мінімальних навантажень.

Висновки по розділу 5:

В даному розділі наведений розрахунок опорних режимів РЕМ. Для режиму максимальних навантажень розрахунок зійшовся за 15 ітерацій. Максимальна напруга в даному режимі в пункті 1 склала 112.979 кВ, найменша - в найбільш віддаленому від балансуєчого пункту 3, 111.402 кВ. За результатами розрахунку найбільш завантажена гілка - це гілка 0-4. Втрати потужності склали $1.966 - 7.711i$ кВ.

Наступним моделювався післяаварійний режим, який зійшовся за 27 ітерацій, втрати потужності в якому склали $3.215 - 11.332i$ МВА. Найбільша напруга в пункті 3 - 107.747 кВ, найбільша в пункті 1 - 112.602 кВ.

Останнім моделювався режим мінімальних навантажень, в якому було знижено навантаження споживачів на коефіцієнт 0.62. Втрати потужності в даному режимі склали $1.064 - 0.189i$ МВА. Найбільша напруга спостерігається в пункті 1 113.815 кВ, найменша - в пункті 3 і склала 112.89 кВ. Ділянки не перевантажені в жодному режимі, напруги у всіх режимах перебувають в допустимих діапазонах.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В даній роботі розібрано задачу оптимального розвитку енергосистеми та розрахунок її усталених режимів. Розраховано функцію оптимальних дисконтованих витрат для ЛЕП 110 кВ, проведена апроксимація даної функції, прямою та прямою що проходить через початок координат.

Методом впорядкованого виключення гілок була досягнуто оптимальної конфігурація мережі, такою виявилась розімкнена мережа без віток 1-2, 4-5 та 2-3 які замикають контури. Задля забезпечення надійності енергопостачання споживачів I та II категорій, було замкнено мережу.

Обрано тип трансформаторів, тип та переріз проводів. Попередньо розрахувавши поточкорозподіл в мережі було визначено струмове навантаження ділянок схеми РЕМ. Потім був обрахований оптимальний переріз проводів на ділянках. Наступним кроком визначення перерізу проводів на ділянках було проведення техніко-економічного порівняння вибору кількості ланцюгів і перерізу проводів на ділянках схеми мережі. Так як розрахунок побудови одноколових ділянок виявився економніше, всі ділянки мережі виконані одноколово. При проектуванні використовувались проводи марки АС, загалом в системі використовується два перерізи 120 та 240 мм². Розраховані схеми заміщення ліній електропередач та трансформаторів, розраховано втрати в Y та Z елементах триобмоткового трансформатора.

Виконано розрахунок типових режимів роботи. Методом Зейделя був проведений ітераційний розрахунок мережі в режимах мінімального, післяаварійного та максимального режимів роботи.

Спочатку обраховано режим максимальних навантажень втрати потужності в даному режимі 1.966 - 7.711i МВА МВА, найнижча напруга спостерігається в пункті 3 – 111.402 кВ. Наступним розглядався післяаварійний режим роботи з вилученням найбільш завантаженої гілки 0-4. Найменше значення напруги в пункті 3 – 107,747 кВ, а втрати потужності в даному режимі склали 3.215 – 11.332i МВА. Останнім режимом моделювався

					ДП1106.141.006.ПЗ	Арк.
						77
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

режим мінімальних навантажень. Навантаження пунктів було зменшено на коефіцієнт 0,62. Задля забезпечення надійності електропостачання споживачів I та II категорій перевірка на можливість вилучення одного з двох працюючих трансформаторів в роботі не розраховувалась. Втрати потужності в даному режимі склали 1.064 - 0.189і МВА , найнижча напруга в пункті 3 – 112.69 кВ.

Слід відзначити що струмове завантаження усіх ділянок мережі перебуває в допустимих межах обраних перерізів проводів. Напруга в жодному з режимів не виходить за межі допустимого діапазону, що свідчить про можливість даної конфігурації РЕМ.

					ДП1106.141.006.ПЗ	Арк.
						78
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Моделі оптимального розвитку енергосистем: Навчальний посібник. Навч. посібник для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», освітньо-професійної та освітньо-наукової програм магістерської підготовки. / В. А. Баженов; КПІ ім. Ігоря Сікорського.– Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022.

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

3. Сулейманов В. М. Розрахунок і регулювання усталених режимів роботи електричних мереж енергосистем. – Київ: НМК, 1992. – 207 с. - ISBN 5-7763-0738-4.

					ДП1106.141.006.ПЗ	Арк.
						79
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ДОДАТОК А

Результат перевірки дипломного проєкту на плагіат



Ім'я користувача:
Чижевський Володимир

Дата перевірки:
11.06.2024 06:35:39 EEST

Дата звіту:
11.06.2024 10:45:32 EEST

ID перевірки:
1016343336

Тип перевірки:
Doc vs Internet + Library

ID користувача:
100006981

Назва документа: Максименко Богдан Олегович

Кількість сторінок: 71 Кількість слів: 16995 Кількість символів: 95627 Розмір файлу: 1.53 MB ID файлу: 1016144735

Виявлено модифікації тексту (можуть впливати на відсоток схожості)

16.2%
Схожість

Найбільша схожість: 3.5% з джерелом з Бібліотеки (ID файлу: 1015260749)

12.7% Джерела з Інтернету 580 Сторінка 73

14.2% Джерела з Бібліотеки 350 Сторінка 90

0% Цитат

Вилучення цитат вимкнене

Вилучення списку бібліографічних посилань вимкнене

0%
Вилучень

Немає вилучених джерел

Модифікації

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

Замінені символи 127

Підозріле форматування 36 сторінок

					ДП1106.141.006.ПЗ	Арк.
						80
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ДОДАТОК Б

Трифазні триобмоткові трансформатори 110 кВ

Тип	$S_{\text{ном}}$, МВА	Каталожні дані								
		$U_{\text{ном}}$, обмоток, кВ			$U_{\text{к}}$, %			$\Delta P_{\text{к}}$,	$\Delta P_{\text{х}}$,	$I_{\text{х}}$,
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н	кВт	кВт	%
ТДТН- 16000/110*	16	115	11,0; 22,0; 34,5; 38,5	6,6; 11	10,5	17,0	6,0	100	23	1,0
ТДТН- 25000/110*	25	115	11,0; 22,0; 34,5; 38,5	6,6; 11	10,5	17,5	6,5	140	31	0,7

					ДП1106.141.006.ПЗ	Арк.
						81
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ДОДАТОК В

Розрахункові дані сталелегатурних проводів марок АС, АСК

Номинальний переріз (алюміній/сталь), мм ²	Алюмінієва частина проводу			Розрахункові дані проводу	
	Переріз, мм ²	Кількість дротів	Діаметр дротів, мм	Опір постійному струму при +20°C, Ом/км	Діаметр проводу, мм
35/6,2	36.9	6	2.80	0.790	8.4
50/8,0	48.2	6	3.20	0.603	9.6
70/11	68.0	6	3.80	0.422	11.4
95/16	95.4	6	4.50	0.301	13.5
120/19 *	118.0	26	2.40	0.244	15.2
150/24 *	149.0	26	2.70	0.204	17.1
185/29 *	181.0	26	2.98	0.159	18.8
185/43	185.0	30	2.80	0.156	19.6
240/32	244.0	24	3.6	0.118	21.6
240/39 *	236.0	26	3.40	0.122	21.6
240/56	241.0	30	3.20	0.120	22.4
300/39	301.0	24	4.00	0.096	24.0
300/48 *	295.0	26	3.80	0.098	24.1
300/66	288.5	30	3.50	0.100	25.5
300/67	288.5	30	3.50	0.100	24.5
330/30	335.0	48	2.98	0.086	24.8
330/43	332.0	54	2.80	0.087	25.2