

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

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра електричних мереж та систем

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

Валерій КИРИК

“ ” 2023 р.

ДИПЛОМНИЙ ПРОЄКТ

на здобуття ступеня бакалавра

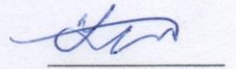
**за освітньо-професійною програмою «Електричні системи і мережі»
зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»**

на тему: «Оптимізація розвитку електричної мережі напругою 110 кВ»

Виконав:

студент IV курсу, групи ЕС-92

Угольков Владислав Володимирович



Науковий керівник:

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

Баженов Володимир Андрійович

Консультант:

Рецензент:

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

Студент 

Київ – 2023 року

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

Інститут/факультет: факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра: електричних мереж та систем

Рівень вищої освіти: перший (бакалаврський)

Спеціальність: 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма: «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ Валерій КИРИК

«__» _____ 2023 р.

ЗАВДАННЯ

на дипломний проєкт (роботу) студенту

Уголькову Владиславу Володимировичу

1. Тема дипломного проєкту (роботи): «Оптимізація розвитку електричної мережі напругою 110 кВ», науковий керівник дисертації Баженов Володимир Андрійович, к. т. н., доцент, затверджені наказом по університету від «25» травня 2023 р. №1969-с.
2. Термін подання студентом проєкту (роботи): 09 червня 2023 р.
3. Вихідні дані до проєкту (роботи): ситуаційний план електричної мережі напругою 110 кВ з відповідним масштабом, навантаження пунктів, географічний район спорудження мережі.
4. Зміст пояснювальної записки дипломного проєкту (роботи) (перелік завдань, які необхідно розробити):
 - 1) Побудувати функцію оптимальних витрат для ЛЕП-110 кВ на залізобетонних опорах;
 - 2) Виконати апроксимацію функції оптимальних витрат;
 - 3) Виконати оптимізацію електричної мережі методом поконтурної оптимізації;
 - 4) Виконати розрахунок опорних режимів роботи районної електричної мережі;

5. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу:

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

6. Консультанти розділів проекту (роботи):

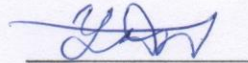
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв

7. Дата видачі завдання: 25 березня 2023 року.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Термін виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Опис загальних проектних рішень		
2	Побудова функції дисконтованих витрат		
3	Апроксимація функції дисконтованих витрат		
4	Оптимізація електричної мережі методом поконтурної оптимізації		
5	Розрахунок режиму максимальних навантажень		
6	Розрахунок режиму мінімальних навантажень		
7	Розрахунок післяаварійного режиму		
8	Оформлення пояснювальної записки та графічної частини		

Студент



Владислав УГОЛЬКОВ

Керівник проекту (роботи)

Володимир БАЖЕНОВ

**Пояснювальна записка
до дипломного проєкту**

на тему: Оптимізація розвитку електричної мережі напругою 110 кВ

Київ – 2023 року

РЕФЕРАТ

Дипломний проект складається із пояснювальної записки та графічної частини. Пояснювальну записку виконано на 67 аркуші формату А4, до якої входять 30 таблиць, 21 рисунок та 4 джерела використаної літератури. Графічна частина виконана на 3 аркушах формату А1.

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

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

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

					ДП9209.141.021.ПЗ	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ABSTRACT

The diploma project consists of an explanatory note and a graphic part. The explanatory note is made on 67 sheets of A4 format, which includes 30 tables, 21 figures and 4 sources of used literature. The graphic part is made on 3 sheets of A1 format.

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

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

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

					ДП9209.141.021.ПЗ	Арк.
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ	10
ВСТУП.....	11
1 ФУНКЦІЯ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ	12
1.1 Побудова функції оптимальних витрат для ПЛ-110 кВ.....	12
1.2 Апроксимація функції оптимальних витрат для ЛЕП-110 кВ	16
Висновки по розділу 1	19
2 ОПТИМАЛЬНА КОНФІГУРАЦІЯ РЕМ	20
2.1 Метод поконтурної оптимізації	20
2.2 Оптимальна конфігурація РЕМ-110 кВ	22
Висновки по розділу 2	26
3 РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОБОТИ РЕМ-110 КВ	27
3.1 Вибір трансформаторів на ПС-110 кВ	27
3.2 Розрахунок поточкорозподілу потужності в L-схемі РЕМ-110 кВ.....	28
3.3 Вибір перерізу та кількості ланцюгів проводів ПЛ-110 кВ.....	31
3.4 Розрахунок параметрів Z-схеми заміщення РЕМ 110 кВ	37
3.5 Розрахунок режиму роботи мережі за максимальних навантажень	41
3.6 Розрахунок режиму мінімальних навантажень РЕМ-110 кВ	53
3.7 Розрахунок післяаварійного режиму роботи РЕМ-110 кВ	58
Висновок по розділу 3	61
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	63
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	65
ДОДАТОК А. Результат перевірки на плагіат	66

					ДП9209.141.021.ПЗ	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

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

					ДП9209.141.021.ПЗ	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

Основною задачею оптимізації розвитку електричної мережі є вибір схеми мережі, номінальної напруги і встановлення черговості будівництва об'єктів даної мережі. Під час цього потрібно врахувати всі технічні вимоги до мережі, такі як якість електроенергії і надійності її постачання до споживачів, та технічні обмеження по допустимій пропускній здатності підстанцій і ліній електропередавання, що вже існують. В більшості випадків за критерій оптимальності приймають суму всіх приведених витрат на всі елементи мережі.

Для вирішення задачі оптимізації мереж енергосистеми, вихідну задачу ділять на підзадачі. Їх розв'язок виконують незалежно одна від одної, але з наступним погодженням отриманих результатів.

В якості вихідних даних для виконання оптимізації слугують значення навантаження в пунктах електричної мережі та її розрахункова схема на якій позначені існуючі і можливі до будівництва підстанції і лінії електропередавання. Для всіх елементів мережі мають бути відомими технічні і вартісні показники.

В даній роботі в якості математичної моделі для знаходження оптимальної конфігурації схеми електричної мережі був використаний метод поконтурної оптимізації. Також було побудовано функцію оптимальних витрат для ПЛ 110 КВ і виконано її апроксимацію.

					ДП9209.141.021.ПЗ	Арк.
						11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 ФУНКЦІЯ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ

1.1 Побудова функції оптимальних витрат для ПЛ-110 кВ

Капіталовкладення невід’ємна частина будівництва будь-якого нового електроенергетичного об’єкта. А значить, що від ефективності даних операцій залежить величина можливих фінансових витрат. Щоб досягти мінімуму затрат на будівництво потрібно виконувати техніко-економічне порівняння можливих варіантів спорудження певного об’єкта електроенергетичної системи.

Однією із таких задач є економічно обґрунтований вибір перерізу провідника що буде встановлений на ділянці мережі а також кількість ланцюгів. В наш час це виконують згідно критерію мінімуму функції оптимальних витрат.

У даній роботі скористаємося спрощеним методом оцінки економічної ефективності: припустимо, що всі інвестиції в будівництво виконуються протягом одного календарного року. В такому випадку функцію оптимальних витрат буде мати наступний вигляд:

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

де B – щорічні витрати, що включають у себе експлуатаційні витрати на обслуговування електрообладнання та витрати на необхідні для покриття витрат електроенергії в елементах РЕМ;

E – норма дисконту (беремо $E=10\%$);

K – капітальні вкладення в елементи РЕМ;

L – ліквідаційна вартість.

Виконувати побудову функції оптимальних витрат будемо за допомогою наступного виразу:

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

					ДП9209.141.021.ПЗ	Арк.
						12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де a_{V0} і b_{V0} - коефіцієнти параболи і розраховуються за наступними виразами:

$$\begin{aligned} a_{V0} &= K_{ПЛ} + \frac{H_e \cdot K_{ПЛ}}{E} \\ b_{V0} &= \frac{r_{V0} \cdot Z_e \cdot \tau}{U_n^2 \cdot \cos^2 \varphi \cdot E} \end{aligned} \quad (1.3)$$

де $K_{ПЛ}$ - капіталовкладення на будівництво ПЛ довжиною 1 км даного конструктивного виконання;

H_e - витрати на ремонт (для ПЛ-110 кВ становлять 1,2% від $K_{ПЛ}$);

E - норма дисконту (беремо $E=10\%$);

U_n - значення експлуатаційної напруги мережі;

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

r_{V0} - погонний опір провідника відповідного перерізу;

Z_e - ціна на електроенергію (відповідно до даних сайту АТ «Оператор ринку» за 04.2023р. приймаємо $Z_e = 273$ коп/(кВт·год));

τ - час максимальних витрат, знаходиться за наступною формулою:

$$\tau = (0,124 + T_{\max} \cdot 10^{-4}) \cdot 8760 = (0,124 + 5500 \cdot 10^{-4}) \cdot 8760 = 3979,458 \text{ год/рік},$$

де T_{\max} - кількість годин використання максимального навантаження (для даного завдання становить $T_{\max} = 5500$ год/рік).

Результатом побудови графіка є сімейство парабол де функція оптимальних витрат буде представляти собою нижню криву що буде огинати дані параболи.

Отже, виконаємо побудову графіків функцій оптимальних витрат для ПЛ-110 кВ. Технічні дані проводів, що використовуються в побудові графіків функцій наведені в таблиці 1.1.

					ДП9209.141.021.ПЗ	Арк.
						13
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.1 – Технічні дані проводів

Переріз, мм ²	Алюмінієва частина провідника		Опір постійному струму, Ом/км	Діаметр, мм
	Число дротів	Діаметр дротів, мм		
120/19	26	2,40	0,244	15,2
2x120/19	–	–	0,122	–
150/24	26	2,70	0,204	17,1
2x150/24	–	–	0,102	–
185/29	26	2,98	0,156	18,8
2x185/29	–	–	0,078	–
240/32	24	3,60	0,118	21,6
2x240/32	–	–	0,059	–

Розраховуємо значення базових показників вартості спорудження ПЛ-110 кВ на сталевих одностійкових вільностоячих опорах. Але попередньо проводимо перерахунок ціни спорудження ПЛ в залежності від перерізів і кількості ланцюгів, так як в довідкових даних [2] вартість спорудження вказана з урахуванням курсу 28,7 грн за один долар США, а по завданню потрібний курс становить 39,3 грн за 1 долар США, отже для перерізу 120 мм² отримуємо:

$$K_{ПЛ-120} = 2750 \cdot \frac{39,3}{28,7} = 3765,679 \text{ тис.грн/км}$$

Аналогічно проводимо розрахунки для інших перерізів, результати наведені в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Результат перерахунку вартості спорудження ПЛ-110 кВ

Марка і переріз проводів	Вартість будівництва, тис.грн/км
АС-120/19	3765,679
2xАС-120/19	5408,885
АС-150/24	3830,038
2xАС-150/24	5638,934
АС-185/29	3903,983
2xАС-185/29	5674,537
АС-240/32	4023,115
2xАС-240/32	5901,847

					ДП9209.141.021.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		14

Тепер розрахуємо коефіцієнти параболи для відповідних перерізів, для проводу 120 мм² отримуємо:

$$a_{V0(120)} = K_{III-120} + \frac{H_e \cdot K_{III-120}}{E} = 3765,679 + \frac{0,012 \cdot 3765,679}{0,1} = 4217,561 \text{ тис.грн/км}$$

$$b_{V0(120)} = \frac{r_{V0(120)} \cdot \mathcal{Z}_e \cdot \tau}{U_n^2 \cdot \cos \varphi^2 \cdot E} = \frac{0,244 \cdot 273 \cdot 3979,458}{110^2 \cdot 0,9^2 \cdot 0,1} = 2,705 \text{ тис.грн/км}$$

В такий самий спосіб проводимо розрахунки для інших перерізів, отримані результати наведені в таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 – Результат розрахунку коефіцієнтів парабол

Марка і переріз проводів	a_{V0}	b_{V0}
АС-120/19	4217,561	2,705
2хАС-120/19	6057,951	1,352
АС-150/24	4289,643	2,261
2хАС-150/24	6315,606	1,131
АС-185/29	4372,46	1,729
2хАС-185/29	6355,481	0,865
АС-240/32	4505,889	1,308
2хАС-240/32	6610,068	0,654

Отже формуємо функції оптимальних витрат:

$$\mathcal{Z}_{V0(120)} = a_{V0(120)} + b_{V0(120)} \cdot P^2 = 4217,561 + 2,705 \cdot P^2$$

$$\mathcal{Z}_{V0(120 \times 2)} = a_{V0(120 \times 2)} + b_{V0(120 \times 2)} \cdot P^2 = 6057,951 + 1,352 \cdot P^2$$

$$\mathcal{Z}_{V0(150)} = a_{V0(150)} + b_{V0(150)} \cdot P^2 = 4289,643 + 2,261 \cdot P^2$$

$$\mathcal{Z}_{V0(150 \times 2)} = a_{V0(150 \times 2)} + b_{V0(150 \times 2)} \cdot P^2 = 6315,606 + 1,131 \cdot P^2$$

$$\mathcal{Z}_{V0(185)} = a_{V0(185)} + b_{V0(185)} \cdot P^2 = 4372,46 + 1,729 \cdot P^2$$

$$\mathcal{Z}_{V0(185 \times 2)} = a_{V0(185 \times 2)} + b_{V0(185 \times 2)} \cdot P^2 = 6355,481 + 0,865 \cdot P^2$$

$$\mathcal{Z}_{V0(240)} = a_{V0(240)} + b_{V0(240)} \cdot P^2 = 4505,889 + 1,308 \cdot P^2$$

$$\mathcal{Z}_{V0(240 \times 2)} = a_{V0(240 \times 2)} + b_{V0(240 \times 2)} \cdot P^2 = 6610,068 + 0,654 \cdot P^2$$

					ДП9209.141.021.ПЗ	Арк.
						15
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Графіки розрахованих функцій оптимальних витрат представлені на рисунку

1.1.

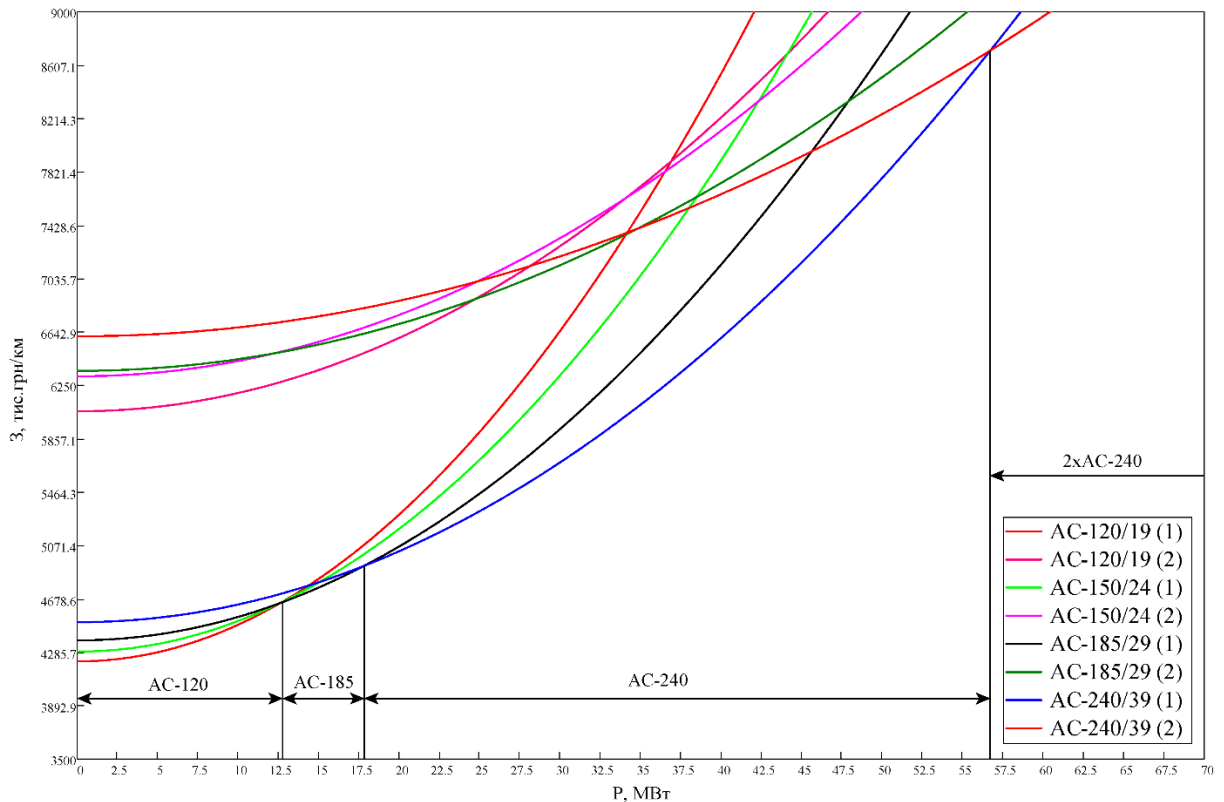


Рисунок 1.1 – Графік функції оптимальних витрат ЛЕП-110 кВ

1.2 Апроксимація функції оптимальних витрат для ЛЕП-110 кВ

Як видно з рисунку 1.1 функцією оптимальних витрат є крива що огинає вітки парабол $Z_{VO(120)}$, $Z_{VO(185)}$, $Z_{VO(240)}$ та $Z_{VO(240x2)}$, отже для спрощення використання графіку виконаємо його апроксимацію.

Для цього формуємо систему рівнянь за допомогою яких будуть знайдені коефіцієнти рівняння прямої:

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

де шукані коефіцієнти знаходяться за наступними виразами:

										ДП9209.141.021.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							16

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

Для рівняння прямої, що проходить через початок координат коефіцієнт a_1 знаходиться аналогічно.

Тепер для подальших розрахунків потрібно розрахувати координати відповідних функцій (віток парабол), які їм належать і в яких вони перетинаються, розраховані координати наведені в таблиці 1.4.

Таблиця 1.4 – Координати точок функцій

x_i	0	3	6	9	12,602	15	17,798	20	35	45
y_i	4218	4242	4315	4437	4647	4762	4920	5029	6108	7155

Розв'язуємо систему рівнянь:

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

$$S_1 = \sum_{i=1}^N x_i = x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5 + x_6 + x_7 + x_8 + x_9 + x_{10} = 0 + 3 + 6 + 9 + 12,602 + 15 + 17,798 + 20 + 35 + 45 = 163,4;$$

$$S_2 = \sum_{i=1}^N x_i^2 = x_1^2 + x_2^2 + x_3^2 + x_4^2 + x_5^2 + x_6^2 + x_7^2 + x_8^2 + x_9^2 + x_{10}^2 = 0^2 + 3^2 + 6^2 + 9^2 + 12,602^2 + 15^2 + 17,798^2 + 20^2 + 35^2 + 45^2 = 4476,579$$

$$T_0 = \sum_{i=1}^N y_i = y_1 + y_2 + y_3 + y_4 + y_5 + y_6 + y_7 + y_8 + y_9 + y_{10} = 4218 + 4242 + 4315 + 4437 + 4647 + 4762 + 4920 + 5029 + 6108 + 7155 = 49832;$$

$$T_1 = \sum_{i=1}^N y_i \cdot x_i = y_1 \cdot x_1 + y_2 \cdot x_2 + y_3 \cdot x_3 + y_4 \cdot x_4 + y_5 \cdot x_5 + y_6 \cdot x_6 + y_7 \cdot x_7 + y_8 \cdot x_8 + y_9 \cdot x_9 + y_{10} \cdot x_{10} = 0 \cdot 4218 + 3 \cdot 4242 + 6 \cdot 4315 + 9 \cdot 4437 + 12,602 \cdot 4647 + 15 \cdot 4762 + 17,798 \cdot 4920 + 20 \cdot 5029 + 35 \cdot 6108 + 45 \cdot 7155 = 932421;$$

Звідси, система рівнянь має вигляд:

$$\begin{cases} a_0 \cdot 10 + a_1 \cdot 163,4 = 49832 \\ a_0 \cdot 163,4 + a_1 \cdot 4476,579 = 932421 \end{cases}$$

											Арк.
											17
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							

Розв'язавши дану систему рівнянь отримуємо:

$$a_0 = 3914,348 \text{ тис.грн/км}$$

$$a_1 = 65,411 \text{ тис.грн/(км} \cdot \text{МВт)}$$

Отже апроксимовані функції мають вигляд:

$$Z_n = a_0 + a_1 \cdot P \rightarrow Z_n = 3914,348 + 65,411 \cdot P$$

$$Z_{icn} = a_1 \cdot P \rightarrow Z_{icn} = 65,411 \cdot P$$

Графік апроксимованої функції дисконтованих витрат ЛЕП-110 кВ наведений на рисунку 1.2

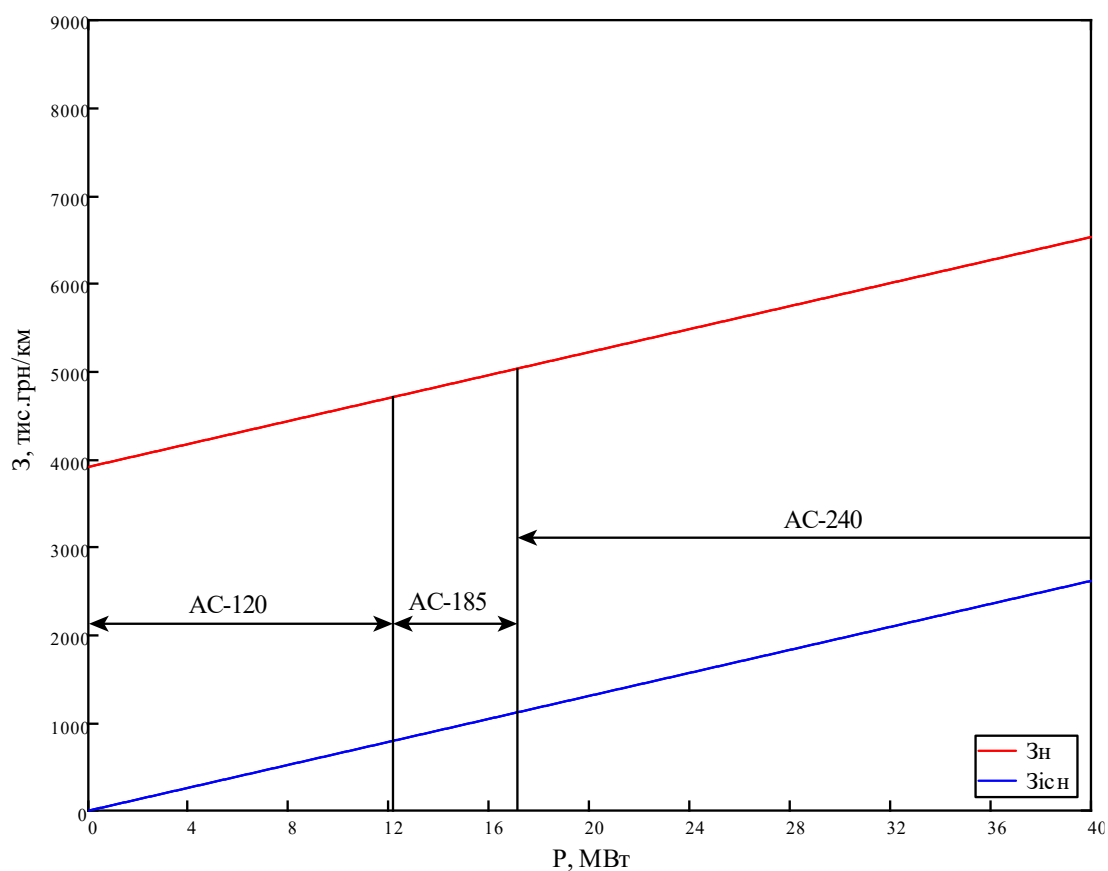


Рисунок 1.2 – Апроксимована функція оптимальних витрат

					ДП9209.141.021.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		18

Висновки по розділу 1

В даному розділі для ЛЕП-110 кВ, що будується на сталевих одностійкових вільностоячих опорах, побудовано і апроксимовано функцію оптимальних витрат за допомогою методу найменших квадратів. Побудова функцій проводилась для наступних перерізів: АС-120/19, 2хАС-120/19, АС-150/24, 2хАС-150/24, АС-185/29, 2хАС-185/29, АС-240/32 та 2хАС-240/32. Отримано наступні коефіцієнти апроксимації: $a_0 = 3914,348$ тис.грн/км; $a_1 = 65,411$ тис.грн/(км · МВт).

					ДП9209.141.021.ПЗ	Арк.
						19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2 ОПТИМАЛЬНА КОНФІГУРАЦІЯ РЕМ

2.1 Метод поконтурної оптимізації

Для визначення оптимальної конфігурації мережі застосуємо метод поконтурної оптимізації. Для цього, у вихідній схемі виділяємо дерево – тобто це розімкнена мережа яка забезпечує зв'язність схеми. Всі лінії, що входять до дерева назвемо гілками і позначимо індексами $l=1,2,\dots,L$. Ті ділянки мережі, що не входять в дерево називають хордами і позначимо як $k=1,2,\dots,K$. Якщо ми додамо будь-яку хорду до дерева мережі, то утвориться замкнений контур. Навантаження хорд приймемо, як незалежні змінні а навантаження гілок в якості залежних.

У випадку коли встановимо навантаження всіх хорд мережі рівними нулю, то змінюючи навантаження будь-якої K -ї хорди - визначимо найменше значення функції приведених витрат для будівництва певного контуру за наступним виразом:

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

Відомо, що для оптимізації у загальному випадку кусково-лінійної функції достатньо розглянути її критичні точки, тобто точки, в околі яких функція не спадає. В даному випадку такими точками є навантаження хорд і гілок, що рівні нулю. Тобто, при оптимізації мережі ми будемо розглядати режими роботи РЕМ де навантаження однієї з гілок або хорд будуть мати нульове значення. І для кожного з цих режимів буде знайдено значення приведених витрат за результатами яких і буде обрана оптимальна конфігурація мережі.

Якби вихідна схема мережі мала невзаємозв'язані контури то оптимізація закінчилась за k кроків. Але в переважній кількості різні контури мають спільні ділянки мережі, а це в свою чергу вимагає виконувати оптимізацію за ітераційним розрахунком.

					ДП9209.141.021.ПЗ	Арк.
						20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

У випадку коли до найменших приведених втрат приводить нульове значення навантаження гілки а не хорди, то ми змінюємо систему незалежних змінних – хорду даного контуру включають до складу дерева, а гілку до складу хорд.

Алгоритм методу поконтурної оптимізації:

1. Вихідну мережу ділять на дерево та хорди. Дуги позначають індексами $l=1,2,\dots,L$, а хорди – $k=1,2,\dots,K$. Навантаження кожної хорди прирівнюють до нуля: $P_k=0, k=1,2,\dots,K$. Задають $k=1$;

2. Для k -го контуру виконують оптимізацію. Знаходять:

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

У випадку коли $V_k^*(P_l=0) < V_k^*(P_k=0)$ то під час наступного кроку оптимізації k -у хорду включають до складу дерева, а дугу l – до складу хорд. В протилежному випадку систему незалежних змінних залишають без змін. Приймають $P_k=0$.

3. Якщо всі контури мережі розглянуто $k=K$, то переходять до п.4. В іншому випадку змінюють поточний індекс контуру $k=k+1$ та виконують п.2.

4. Якщо під час виконання циклу процесу оптимізації були зміни в складі дерева та хорд, то приймають $k=1$ та виконують п.2, якщо ні, то кінець.

Критерієм завершення даного алгоритму є стала конфігурація дерева та хорд після виконання циклу процесу оптимізації. У загальному випадку оптимізацію завершають при виконанні наступної умови:

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

де V – номер циклу оптимізації.

					ДП9209.141.021.ПЗ	Арк.
						21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

хорда 4-5. Починаємо оптимізацію з першого контуру. По черзі навантаження кожної ділянки даного контуру прирівнюємо до нуля. Далі визначимо поточкорозподіл потужності по ділянках мережі і приведені витрати на будівництво ПЛ-110 кВ. На рисунку 2.2 зображений поточкорозподіл потужностей після прирівнювання навантажень кожної ПЛ до нуля.

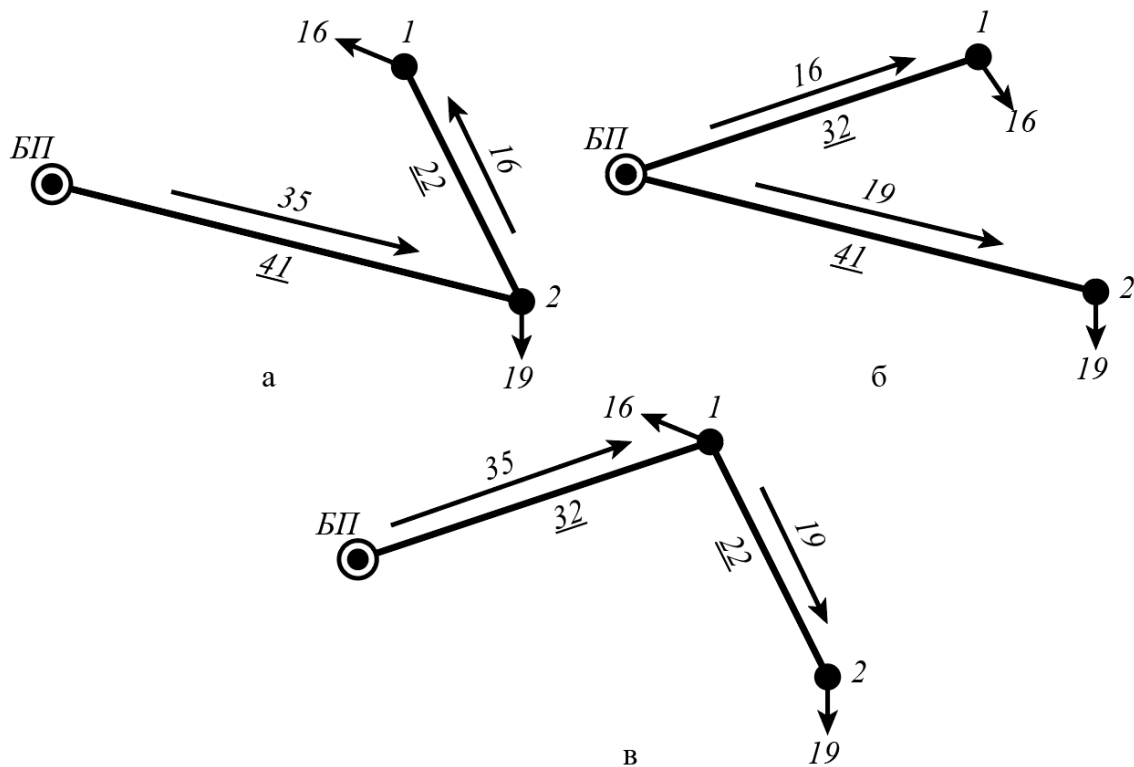


Рисунок 2.2 – Поточкорозподіл потужностей в першому контурі після прирівнювання до нуля навантажень ділянок: а – 0-1; б – 1-2; в – 0-2

Далі, для кожного варіанту конфігурації першого контуру мережі розраховуємо приведені витрати:

$$Z_{(0-1)} = (a_0 + a_1 \cdot P_{0-2}) \cdot L_{0-2} + (a_0 + a_1 \cdot P_{2-1}) \cdot L_{1-2} = (3,914 + 0,065 \cdot 35) \cdot 41 + (3,914 + 0,065 \cdot 16) \cdot 22 = 363,493 \text{ млн.грн};$$

$$Z_{(1-2)} = (a_0 + a_1 \cdot P_{0-2}) \cdot L_{0-2} + (a_0 + a_1 \cdot P_{0-1}) \cdot L_{0-1} = (3,914 + 0,065 \cdot 19) \cdot 41 + (3,914 + 0,065 \cdot 16) \cdot 32 = 370,193 \text{ млн.грн};$$

$$Z_{(0-2)} = (a_0 + a_1 \cdot P_{1-2}) \cdot L_{1-2} + (a_0 + a_1 \cdot P_{0-1}) \cdot L_{0-1} = (3,914 + 0,065 \cdot 19) \cdot 22 + (3,914 + 0,065 \cdot 35) \cdot 32 = 311,977 \text{ млн.грн.}$$

Результати розрахунків представлені в таблиці 2.1.

						ДП9209.141.021.ПЗ	Арк.
							23
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			

Таблиця 2.1 – Результати оптимізації першого контуру

Лінія	Навантаження лінії, МВт		
	I режим	II режим	III режим
0-1	0	16	35
1-2	16	0	19
0-2	35	19	0
З, млн.грн.	363,493	370,193	311,977

З наведених вище результатів оптимізації видно, що найменше значення приведених витрат спостерігається при відключенні ділянки 0-2. Отже хорда 1-2 стає гілкою, а гілка 0-2 хордою, звідси контур 1 має конфігурацію: гілки – 0-1, 1-2, хорда 0-2, а контур 2 утворюють гілки 0-1, 1-2, 3-4, 0-4 та хорда 2-3.

Аналогічно виконуємо оптимізацію другого контуру. Результати розрахунків наведені в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 - Результати оптимізації другого контуру

Лінія	Навантаження лінії, МВт				
	I режим	II режим	III режим	IV режим	V режим
0-1	0	16	35	53	77
1-2	16	0	19	37	61
2-3	35	19	0	18	42
3-4	53	37	18	0	24
0-4	77	61	42	24	0
З, млн.грн.	510,13	488,572	471,173	539,249	683,662

Звідси бачимо, що найменше значення приведених витрат спостерігається при відключенні ділянки 2-3. Положення хорд не змінилося, отже, контури залишаються такими ж.

Аналогічно виконуємо оптимізацію для третього контуру. Розрахунки наведені в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Результати оптимізації третього контуру.

Лінія	Навантаження лінії, МВт		
	I режим	II режим	III режим
0-4	0	41	24
0-5	41	0	17
5-4	24	17	0
З, млн.грн.	360,188	246,662	190,973

Звідси бачимо, що найменше значення приведених витрат спостерігається при відключенні ділянки 5-4.

Так як конфігурація останнього контуру не змінилась тому виконання 2-го кроку оптимізації мережі не є потрібним.

На рисунку 2.3 зображено результат оптимізації РЕМ-110 кВ.

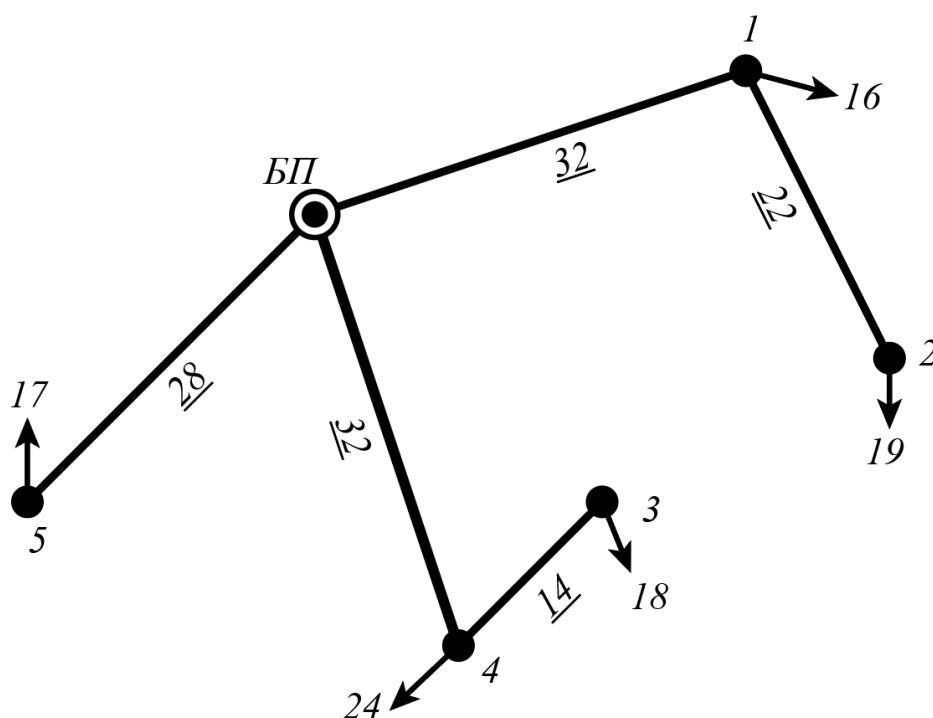


Рисунок 2.3 – Оптимальна конфігурація проектованої мережі

Висновки по розділу 2

В даному розділі за допомогою методу поконтурної оптимізації була визначена оптимальна конфігурація проектованої РЕМ-110 кВ. Для трьох контурів були визначені гілки та хорди, Для виконання оптимізації було виконано одну ітерацію методом поконтурної оптимізації, результатом якої ми отримали оптимальну конфігурацію схеми РЕМ-110 кВ, в якій було вилучено вітки 0-2, 2-3 та 4-5, так як витрати на спорудження без цих ділянок становили: для вилученої ділянки 0-2 – 311,977 млн.грн, для 2-3 – 471,173 млн.грн, для 4-5 – 190,973 млн.грн. Ціна на спорудження результуючої оптимальної схеми становить 611,91 млн.грн.

					ДП9209.141.021.ПЗ	Арк.
						26
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3 РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОБОТИ РЕМ-110 КВ

3.1 Вибір трансформаторів на ПС-110 кВ

Так як згідно поставленого завдання всі споживачі, що під'єднані до вторинних шин ПС-110 кВ мають I або II категорію електроспоживання, то для забезпечення потрібної надійності електропостачання встановимо на кожній ПС по два силові трансформатори з однаковими каталожними характеристиками.

Отже виконаємо вибір силових трансформаторів на ПС №1:

Значення реактивного навантаження даної ПС становить:

$$\varphi_{нн} = \arccos(\cos(\varphi_{нн})) = \arccos(0,8) = 36,87^\circ;$$

$$\varphi_{сн} = \arccos(\cos(\varphi_{сн})) = \arccos(0,83) = 33,901^\circ;$$

$$Q_{нн-1} = -P_{нн-1} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{нн}) = -5 \cdot \operatorname{tg}(36,87^\circ) = -4,5 \text{ МВАр}$$

$$Q_{сн-1} = -P_{сн-1} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{сн}) = -10 \cdot \operatorname{tg}(33,901^\circ) = -6,72 \text{ МВАр}$$

Повне навантаження та його модуль на ПС №1 становить:

$$\dot{S}_{\max-1} = P_{сн-1} + P_{нн-1} + j(Q_{сн-1} + Q_{нн-1}) = 10 + 6 + j(-6,72 - 4,5) = 16 - j11,22 \text{ МВА}$$

$$S_{\max-1} = \sqrt{P_{\max-1}^2 + Q_{\max-1}^2} = \sqrt{16^2 + (-11,22)^2} = 19,542 \text{ МВА}$$

Згідно відповідного положення ПТЕ щодо допустимого перевантаження трансформаторів в післяаварійних режимах, це значення становить 40% отже для ПС №1 отримуємо:

$$S_{T-1} = 0,7 \cdot S_{\max-1} = 0,7 \cdot 19,542 = 13,679 \text{ МВА}$$

Згідно розрахунків на ПС №1 встановлюємо блок із двох силових трьохобмоткових трансформаторів типу ТДТН -16000/110.

В такий самий спосіб знаходимо потужність та тип трансформаторів на інших ПС-110 кВ. Результати розрахунків та вибору наведені в таблиці 3.1.

					ДП9209.141.021.ПЗ	Арк.
						27
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.1 – Результат вибору силових трансформаторів

ПС	Модуль повної потужності, S_{\max} , МВА	Розрахункова потужність, S_T , МВА	Кількість і тип трансформаторів
1	19,542	13,679	2×ТДТН-16000/110
2	23,067	16,147	2×ТДТН-25000/110
3	22,041	15,429	2×ТДТН-16000/110
4	29,135	20,394	2×ТДТН-25000/110
5	20,836	14,585	2×ТДТН-16000/110

Для обраних трансформаторів в таблиці 3.2 наведено їх каталожні дані.

Тип трансформатору	S_T ,МВА	$U_{\text{ном}}$, кВ			U_k , %			ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н			
ТДТН-16000/110	16	115	38,5	11	10,5	17	6	100	23	1,0
ТДТН-25000/110	25	115	38,5	11	10,5	17,5	6,5	140	31	0,7

3.2 Розрахунок потокорозподілу потужності в L-схемі РЕМ-110 кВ

Розраховувати потокорозподіл потужностей у L-схемі електричної мережі будемо методом контурних рівнянь за довжинами ділянок. Умовно видаляємо із розрахункової схеми ділянки 0-2, 2-3 та 5-4 розраховуємо потокорозподіл потужностей в розв'язаній мережі:

$$\dot{S}_{0-5}^{poz} = \dot{S}_5 = 17 - j12,048 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{4-3}^{poz} = \dot{S}_3 = 18 - j12,72 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{1-2}^{poz} = \dot{S}_2 = 19 - j13,08 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-1}^{poz} = \dot{S}_1 + \dot{S}_{1-2}^{poz} = 16 - j11,22 + 19 - j13,08 = 35 - j24,3 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-4}^{poz} = \dot{S}_4 + \dot{S}_{4-3}^{poz} = 24 - j16,518 + 18 - j12,72 = 42 - j29,238 \text{ МВА}.$$

Потокорозподіл потужностей в розв'язаній L-схемі РЕМ-110 кВ наведений на рисунку 3.1.

					ДП9209.141.021.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		28

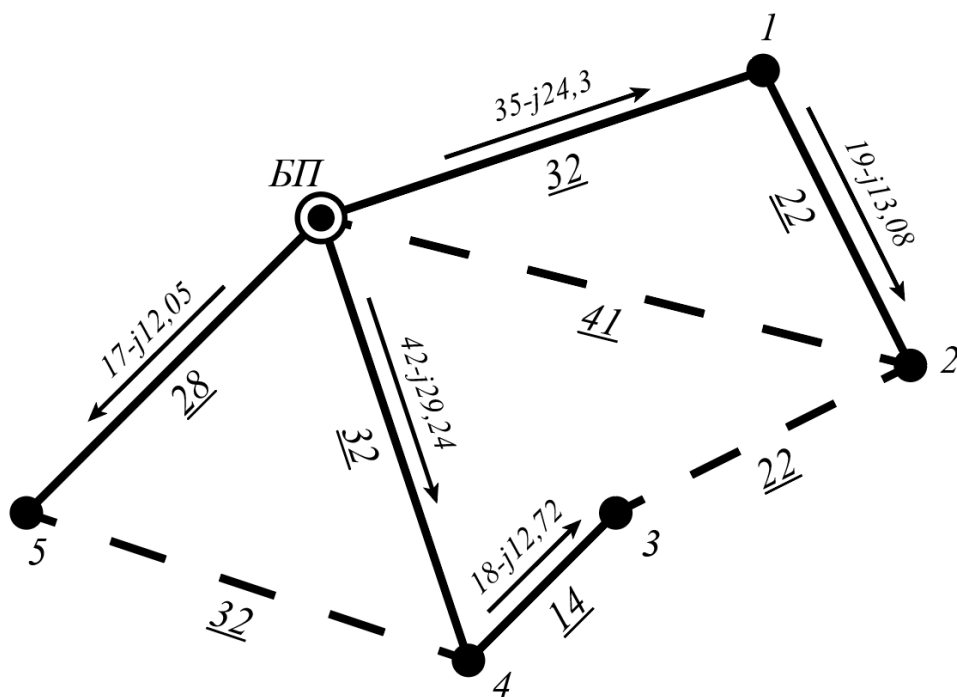


Рисунок 3.1 – Потокорозподіл потужностей по ділянках умовно розімкненої L-схеми електричної мережі

Знайдемо значення власних і взаємних довжин контурів схеми:

$$L_I = L_{0-1} + L_{1-2} + L_{0-2} = 32 + 22 + 41 = 95 \text{ км}$$

$$L_{II} = L_{0-4} + L_{3-4} + L_{2-3} + L_{1-2} + L_{0-1} = 32 + 22 + 22 + 14 + 32 = 122 \text{ км}$$

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

$$L_{I-II} = L_{0-1} + L_{1-2} = 32 + 22 = 54 \text{ км}$$

$$L_{I-III} = L_{I-II} = 54 \text{ км}$$

$$L_{II-III} = L_{0-4} = 32 \text{ км}$$

$$L_{III-II} = L_{II-III} = 32 \text{ км}$$

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

Складаємо систему рівнянь:

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

$$\begin{cases} 1538 - j1065,365 = -\dot{S}_I \cdot 95 - \dot{S}_{II} \cdot 54 + \dot{S}_{III} \cdot 0 \\ -58 + j48,336 = -\dot{S}_{II} \cdot 122 - \dot{S}_I \cdot 54 + \dot{S}_{III} \cdot 32 \\ 868 - j598,275 = -\dot{S}_{III} \cdot 92 + \dot{S}_{II} \cdot 32 + \dot{S}_I \cdot 0 \end{cases}$$

Розв'язавши дану систему рівнянь отримуємо:

$$\dot{S}_I = -20,658 + j14,375 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{II} = 7,862 - j5,561 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{III} = -6,7 + j4,569 \text{ МВА}.$$

За знайденими контурними навантаженнями розраховуємо потокрозподіл потужностей в замкненій L-схемі електричної мережі:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{0-1} &= \dot{S}_{0-1}^{poz} + \dot{S}_I + \dot{S}_{II} = 35 - j24,3 + (-20,658 + j14,375) + \\ &+ 7,862 - j5,561 = 22,204 - j12,825 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{0-2} = -\dot{S}_I^k = 20,658 - j14,375 \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{1-2} &= \dot{S}_{1-2}^{poz} + \dot{S}_I + \dot{S}_{II} = 19 - j13,08 + (-20,658 + j14,375) + \\ &+ 7,862 - j5,561 = 6,204 - j4,266 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{3-2} = -\dot{S}_{II} = (-7,862 + j5,561) \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{4-3} = \dot{S}_{4-3}^{poz} - \dot{S}_{II} = 18 - j12,72 - 7,862 - j5,561 = 10,138 - j7,159 \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{0-4} &= \dot{S}_{0-4}^{poz} - \dot{S}_{II} + \dot{S}_{III} = 42 - j29,238 + (-6,7 + j4,569) - \\ &- 7,862 - j5,561 = 27,438 - j19,109 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{0-5} = \dot{S}_{0-5}^{poz} - \dot{S}_{III} = 17 - j12,048 - 6,7 - j4,569 = 23,7 - j16,617 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{4-5} = \dot{S}_{III} = (-6,7 + j4,569) \text{ МВА}.$$

Перевіримо розрахунок за допомогою другого закону Кірхгофа:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{0-1} \cdot L_{0-1} + \dot{S}_{1-2} \cdot L_{1-2} - \dot{S}_{0-2} \cdot L_{0-2} &= (22,204 - j15,486) \cdot 32 + \\ &+ (6,204 - j4,266) \cdot 22 - (20,658 - j14,375) \cdot 41 = 0; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{0-1} \cdot L_{0-1} + \dot{S}_{1-2} \cdot L_{1-2} - \dot{S}_{0-4} \cdot L_{0-4} - \dot{S}_{4-3} \cdot L_{3-4} - \dot{S}_{3-2} \cdot L_{2-3} &= \\ = (22,204 - j15,486) \cdot 32 + (6,204 - j4,266) \cdot 22 - (27,438 - j19,109) \cdot 32 - \\ - (10,138 - j7,159) \cdot 14 - (-7,862 + j5,561) \cdot 22 &= 0; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{0-4} \cdot L_{0-4} - \dot{S}_{0-5} \cdot L_{0-5} + \dot{S}_{4-5} \cdot L_{4-5} &= (27,438 - j19,109) \cdot 32 - \\ - (23,7 - j16,617) \cdot 28 + (-6,7 - j4,569) \cdot 32 &= 0. \end{aligned}$$

Отже розрахунки виконані вірно, схема з наведеним потокрозподілом потужностей представлена на рисунку 3.2.

										ДП9209.141.021.ПЗ	Арк.
											30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							

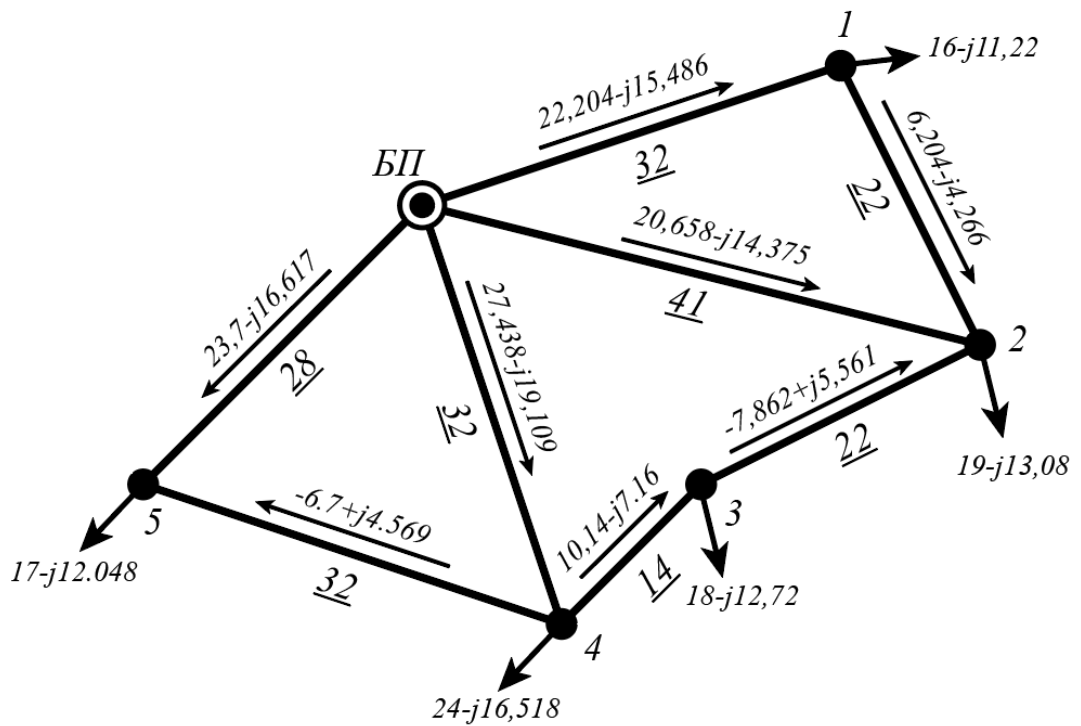


Рисунок 3.2 - Потокорозподіл потужностей в L-схемі мережі

3.3 Вибір перерізу та кількості ланцюгів проводів ПЛ-110 кВ

Щоб обрати марку і переріз проводів ділянок електричної мережі використаємо раніше розраховану апроксимовану функцію оптимальних витрат, її графік наведений на рисунку 3.3.

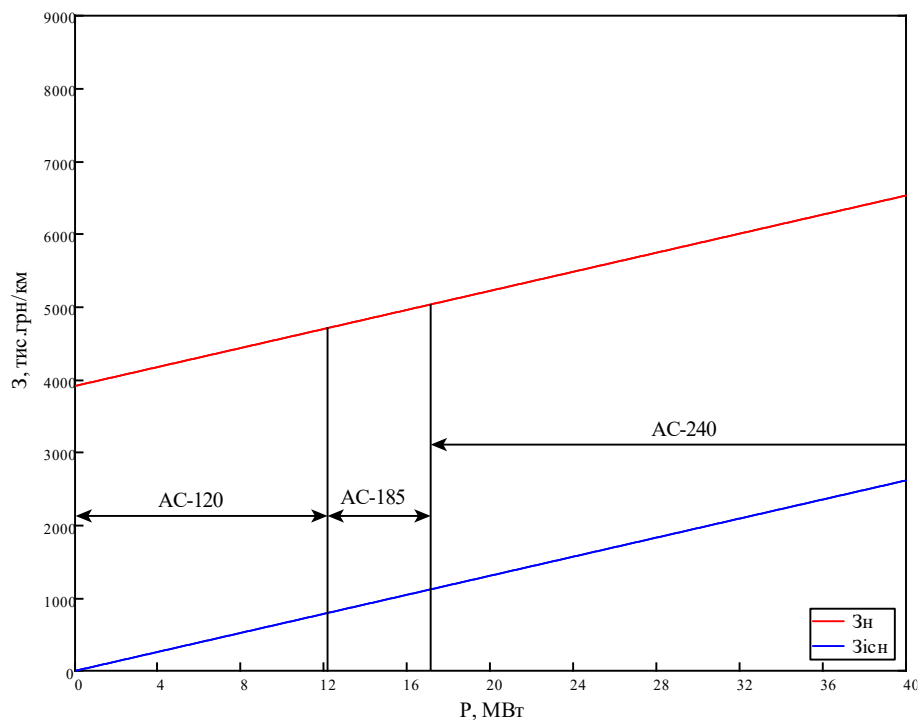


Рисунок 3.3 – Апроксимована функція оптимальних витрат

									Арк.
									31
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП9209.141.021.ПЗ				

Знайдемо втрати напруги в обмотках трансформатора

$$\Delta U_{m\delta-1} = \frac{P_1}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\kappa-1} \cdot U_{m\delta-1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{ном-1}^2} - \frac{Q_1}{n} \cdot \frac{U_{m\delta-1} \cdot u_{\kappa\delta-1}}{100 \cdot S_{ном-1}} = \frac{16}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-11,22}{1} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{100 \cdot 16} = 9,029 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{m\epsilon-1} = \frac{P_{\epsilon-1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\kappa-1} \cdot U_{m\epsilon-1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{ном-1}^2} - \frac{Q_{\epsilon-1}}{n} \cdot \frac{U_{m\epsilon-1} \cdot u_{\kappa\epsilon-1}}{100 \cdot S_{ном-1}} = \frac{10}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-6,72}{1} \cdot \frac{115 \cdot 0}{100 \cdot 16} = 0,225 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{m\eta-1} = \frac{P_{\eta-1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\kappa-1} \cdot U_{m\eta-1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{ном-1}^2} - \frac{Q_{\eta-1}}{n} \cdot \frac{U_{m\eta-1} \cdot u_{\kappa\eta-1}}{100 \cdot S_{ном-1}} = \frac{6}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-4,5}{1} \cdot \frac{115 \cdot 6,25}{100 \cdot 16} = 2,156 \text{ кВ};$$

Отже допустимий регулювальний діапазон становить:

$$\Delta U_{\min-1} = \frac{U_{ндж} \cdot U_{m\delta-1}}{U_{m\eta-1}} \cdot (1 - \omega_{\delta-1}) + \Delta U_{m\delta-1} + \Delta U_{m\eta-1} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0,1602) + 9,029 + 2,156 = 103,372 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\max-1} = \frac{U_{ндж} \cdot U_{m\delta-1}}{U_{m\eta-1}} \cdot (1 + \omega_{\delta-1}) + \Delta U_{m\delta-1} + \Delta U_{m\eta-1} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0,1602) + 9,029 + 2,156 = 138,543 \text{ кВ};$$

В такий самий спосіб проводимо розрахунки допустимих регулювальних діапазонів силових трансформаторів для інших ПС-110 кВ. Результати розрахунку наведені в таблиці 3.4.

					ДП9209.141.021.ПЗ	Арк.
						33
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.5 – Рівні напруг у пунктах електричної мережі для 1-ї групи післяаварійних режимів

№ ПС	U_i , кВ	Регульовальний діапазон	
		U_{\min} , кВ	U_{\max} , кВ
1	112,521	103,372	138,543
2	111,889	99,883	135,054
3	111,262	105,295	140,466
4	111,931	101,893	137,064
5	112,677	104,753	139,924

Згідно отриманих результатів, рівень напруги в усіх пунктах мережі знаходяться в допустимих межах, а отже технічні обмеження першої групи післяаварійних режимів виконуються.

Тепер перейдемо до перевірки виконання обмежень другої групи післяаварійних режимів. Для цього розраховуємо поточкорозподіл потужностей в L-схемі мережі після відключення самої навантаженої ділянки. Згідно з даних таблиці 3.3, відмикаємо ділянку 0-4. Результати розрахунку поточкорозподілу потужностей в такому режимі роботи РЕМ приведені на рисунку 3.4

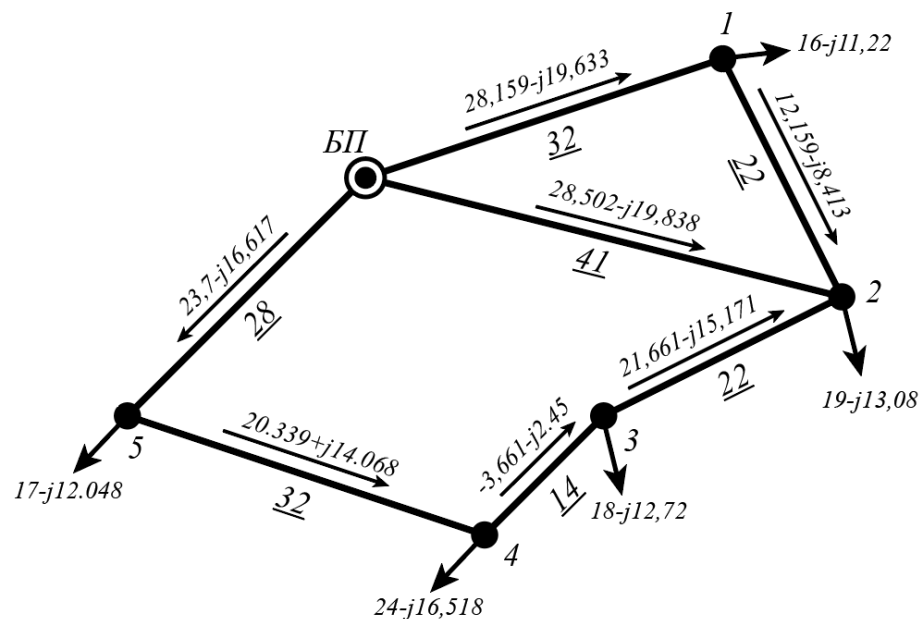


Рисунок 3.4 – Поточкорозподіл потужностей при відключеній ділянці 0-4

Так як в мережа працює у післяаварійному режимі, виконаємо розрахунок струмових навантажень ділянок мережі щоб перевірити проводи за допустимим нагріванням:

$$I_{0-1} = \frac{|\dot{S}_{0-1}^{av}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{28,159^2 + 19,633^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 180,172 \text{ А.}$$

Так як ділянка 0-1 виконана проводом з перерізом 240 мм², то для даного проводу згідно з нормами ПУЕ [3] тривалодопустимий струм рівний 610 А. Згідно отриманих результатів дана ділянка не перевантажена за струмом. Проводимо аналогічні розрахунки для інших ділянок мережі. Результати наведені в таблиці 3.6.

Таблиця 3.6 – Перевірка проводів за тривалодопустимим струмом

Ділянка	Марка та переріз проводу, мм ²	I_i , А	$I_{дон}$, А
0-1	АС-240/32	180,172	610
0-2	АС-240/32	182,264	610
0-5	АС-240/32	239,159	610
1-2	АС-120/19	77,604	265
2-3	АС-120/19	138,799	265
4-3	АС-120/19	23,121	265
5-4	АС-120/19	129,8	265

Як видно з результатів наведених в таблиці 3.6, жодна ділянка не перевантажена за струмом. Перевірку на допустимість відхилення напруги на шинах вищої напруги виконаємо для пункту що має найнижчий рівень напруги. Для даної конфігурації пункт 4 має найнижчий рівень напруги:

$$U_4 = \sqrt{U_5^2 - 2 \cdot (P_{5-4} \cdot r_{4-5} - Q_{5-4} \cdot x_{4-5})} = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (20,339 \cdot 7,808 - (-14,068 \cdot 12,8))} = 108,238 \text{ кВ.}$$

Визначимо допустимий регульовальний діапазон силових трансформаторів на ПС №4:

$$\Delta U_{mв-4} = \frac{P_4}{n} \cdot \frac{\Delta P_{к-4} \cdot U_{mв-4} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{ном-4}^2} - \frac{Q_4}{n} \cdot \frac{U_{mв-4} \cdot u_{кв-4}}{100 \cdot S_{ном-4}} = \frac{24}{2} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-16,518}{2} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{100 \cdot 16} = 4,239 \text{ кВ;}$$

$$\Delta U_{mс-4} = \frac{P_{сн-4}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{к-4} \cdot U_{mв-4} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{ном-4}^2} - \frac{Q_{сн-4}}{n} \cdot \frac{U_{mв-4} \cdot u_{кв-4}}{100 \cdot S_{ном-4}} = \frac{19}{2} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-12,768}{2} \cdot \frac{115 \cdot 0}{100 \cdot 16} = 0,122 \text{ кВ;}$$

									ДП9209.141.021.ПЗ	Арк.
										36
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

Аналогічні розрахунки виконуємо для інших блоків трансформаторів ПС-110 кВ. Результати наведені в таблиці 3.7.

Таблиця 3.7 - Параметри схем заміщення блоків трансформаторів на ПС-110 кВ

№ ПС	Кількість та тип трансформаторів	Опір, Ом				Повна провідність, мкСм
		r_m	x_g	x_c	x_n	
1	2хТДТН-16000/110	1,292	44,428	0	25,83	3,478-j24,197
2	2хТДТН-25000/110	0,741	28,434	0	17,854	4,688-j26,465
3	2хТДТН-16000/110	1,292	44,428	0	25,83	3,478-j24,197
4	2хТДТН-25000/110	0,741	28,434	0	17,854	4,688-j26,465
5	2хТДТН-16000/110	1,292	44,428	0	25,83	3,478-j24,197

Далі розрахуємо параметри схем заміщення проводів ліній електропередавання. Знайдемо значення погонного реактивного опору для перерізів проводів 120 та 240 мм²:

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

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

Тепер проведемо розрахунок ємнісної провідності для перерізів проводів 120 та 240 мм²:

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

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

Виконаємо розрахунок активного та реактивного опору і реактивної провідності ділянки 0-1:

$$r_{0-1} = r_{0(240)} \cdot L_{0-1} = 0,118 \cdot 32 = 3,776 \text{ Ом};$$

$$x_{0-1} = x_{0(240)} \cdot L_{0-1} = 0,403 \cdot 32 = 12,88 \text{ Ом}.$$

$$b_{0-1} = b_{0(240)} \cdot L_{0-1} = 2,84 \cdot 10^{-6} \cdot 32 = 90,998 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

					ДП9209.141.021.ПЗ	Арк.
						38
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Отже повний опір та повна провідність ділянки 0-1 становить:

$$\underline{Z}_{0-1} = r_{0-1} + j \cdot x_{0-1} = 3,776 + j12,88 \text{ Ом};$$

$$\underline{Y}_{0-1} = g_{0-1} + j \cdot b_{0-1} = 0 + j90,998 \text{ мкСм}.$$

Так само розраховуємо параметри і для інших ділянок ПЛ-110 кВ. Результати наведені в таблиці 3.8.

Таблиця 3.8 – Параметри схем заміщення ділянок мережі

ПЛ	Марка проводів	Довжина ПЛ, L, км	Повний опір \underline{Z}_l , Ом	Повна провідність, \underline{Y}_l , мкСм
0-1	АС-240/32	32	3,776+j12,88	0+j90,998
0-2	АС-240/32	41	4,838+j16,503	0+j116,591
0-4	АС-240/32	32	3,776+j12,88	0+j90,998
0-5	АС-240/32	28	3,304+j11,27	0+j79,623
1-2	АС-120/19	22	5,368+j9,342	0+j59,173
2-3	АС-120/19	22	5,368+j9,342	0+j59,173
3-4	АС-120/19	14	3,416+j13,588	0+j37,656
4-5	АС-120/19	32	7,808+j5,945	0+j86,07

Переходимо до розрахунку приведених навантажень на ПС-110 кВ. Для прикладу виконаємо розрахунок коефіцієнтів завантажень трансформаторів для ПС №1:

$$\beta_{вн-1} = \frac{|S_{вн-1}|}{n \cdot S_{ном-1}} = \frac{\sqrt{16^2 + 11,22^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 16000} = 0,611;$$

$$\beta_{сн-1} = \frac{|S_{сн-1}|}{n \cdot S_{ном-1}} = \frac{\sqrt{10^2 + 7,72^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 16000} = 0,377;$$

$$\beta_{нн-1} = \frac{|S_{нн-1}|}{n \cdot S_{ном-1}} = \frac{\sqrt{6^2 + 4,5^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 16000} = 0,234.$$

Тепер обрахуємо втрати потужності в блоці з двох трансформаторів:

$$\Delta P_{tz-1} = \frac{n \cdot \Delta P_{к1}}{2} \cdot (\beta_{вн-1}^2 + \beta_{сн-1}^2 + \beta_{нн-1}^2) = \frac{2 \cdot 100}{2} \cdot (0,611^2 + 0,377^2 + 0,234^2) = 59,963 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{tz-1} = -n \cdot S_{ном-1} \cdot (\beta_{вн-1}^2 \cdot U_{кв-1} + \beta_{сн-1}^2 \cdot U_{кв-1} + \beta_{нн-1}^2 \cdot U_{кн-1}) = -2 \cdot 16000 \cdot (0,611^2 \times 10,75 + 0,377^2 \cdot 0 + 0,234^2 \cdot 6,25) \cdot 10^{-2} = -1392,733 \text{ кВар}.$$

Отже приведені навантаження становить:

$$\dot{S}_{np-1} = \dot{S}_{max-1} + \Delta P_{tz-1} + j \cdot \Delta Q_{tz-1} = 16 - j11,22 + 59,963 + j \cdot (-1392,773) = 16,057 - j12,613 \text{ МВА}.$$

									ДП9209.141.021.ПЗ	Арк.
										39
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

Таким самим чином виконуємо розрахунки і для інших ПС-110 кВ. Результати розрахунків наведені в таблиці 3.9.

Таблиця 3.9 – Результати розрахунку приведених навантажень ПС-110 кВ

№ ПС	Задана потужність, $\dot{S}_{зад}$, МВА	Втрати потужності, $\Delta\dot{S}_{тз}$, МВА	Приведене навантаження $\dot{S}_{пр}$, МВА
1	16-j11,22	0,057-j1,393	16,057-j12,613
2	19-j13,08	0,049-j1,178	19,049-j14,258
3	18-j12,72	0,071-j1,827	18,071-j14,547
4	24-j16,518	0,079-j1,878	24,079-j18,396
5	17-j12,048	0,064-j1,654	17,064-j13,702

Виконаємо розрахунок сумарних еквівалентних провідностей для пунктів РЕМ-110 кВ. Для пункту 1 отримуємо:

$$\underline{Y}_1 = \underline{Y}_{m-1} + 0,5 \cdot (\underline{Y}_{0-1} + \underline{Y}_{1-2}) = 3,478 \cdot 10^{-6} - j24,197 \cdot 10^{-6} + 0,5 \cdot (59,173 \cdot 10^{-6} + 90,998 \cdot 10^{-6}) = 3,478 \cdot 10^{-6} + j50,889 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

Аналогічно проводимо розрахунки для інших пунктів РЕМ-110 кВ. Результати наведені в таблиці 3.10.

Таблиця 3.10 – Сумарні еквівалентні провідності пунктів РЕМ-110 кВ

Номер пункту	Еквівалентна провідність, \underline{Y}_i , мкСм
1	3,478+j50,889
2	4,688+j91,004
3	3,478+j24,218
4	4,688+j80,897
5	3,478+j58,65
БП	j189,106

Розрахункова схема РЕМ-110 кВ показана на рисунку 3.5.

					ДП9209.141.021.ПЗ	Арк.
						40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Перша ітерація

Розрахуємо струми навантажень у пунктах мережі, для першого пункту струм рівний:

$$\begin{aligned} \dot{i}_{p1}^{(1)} &= \frac{\dot{S}_{np-1}}{\hat{U}_1^{(0)}} + Y_1 \cdot \dot{U}_1^{(0)} = \frac{16,057 - j12,613}{110} + (3,478 + j50,889)10^{-6} \cdot 110 = \\ &= 146,355 - j109,064 \text{ A} \end{aligned}$$

Аналогічно виконуємо розрахунки для інших пунктів, результати зведені у таблицю. 3.11.

Таблиця 3.11 – Струми навантаження пунктів електричної мережі на першій ітерації

Пункт №	Значення струму навантаження, \dot{I}_n , А
1	146,355-j109,064
2	173,693-j119,606
3	164,668-j129,585
4	219,416-j158,336
5	155,507-j118,111

Згідно першого закону Кірхгофа знайдемо поточкорозподіл струмів в умовно розімкненій мережі:

$$\dot{i}_{np0-1}^{(1)} = \dot{i}_{p1}^{(1)} = 146,355 - j109,064 \text{ A};$$

$$\dot{i}_{np0-2}^{(1)} = \dot{i}_{p2}^{(1)} = 173,693 - j119,606 \text{ A};$$

$$\dot{i}_{np0-5}^{(1)} = \dot{i}_{p5}^{(1)} = 155,507 - j118,111 \text{ A};$$

$$\dot{i}_{np4-3}^{(1)} = \dot{i}_{p3}^{(1)} = 164,668 - j129,585 \text{ A};$$

$$\dot{i}_{np0-4}^{(1)} = \dot{i}_{np4-3}^{(1)} + \dot{i}_{p4}^{(1)} = 219,416 - j158,336 + 64,668 - j129,585 = 384,084 - j287,921 \text{ A};$$

Результат даного розрахунку наведений на рисунку 3.6.

					ДП9209.141.021.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		42

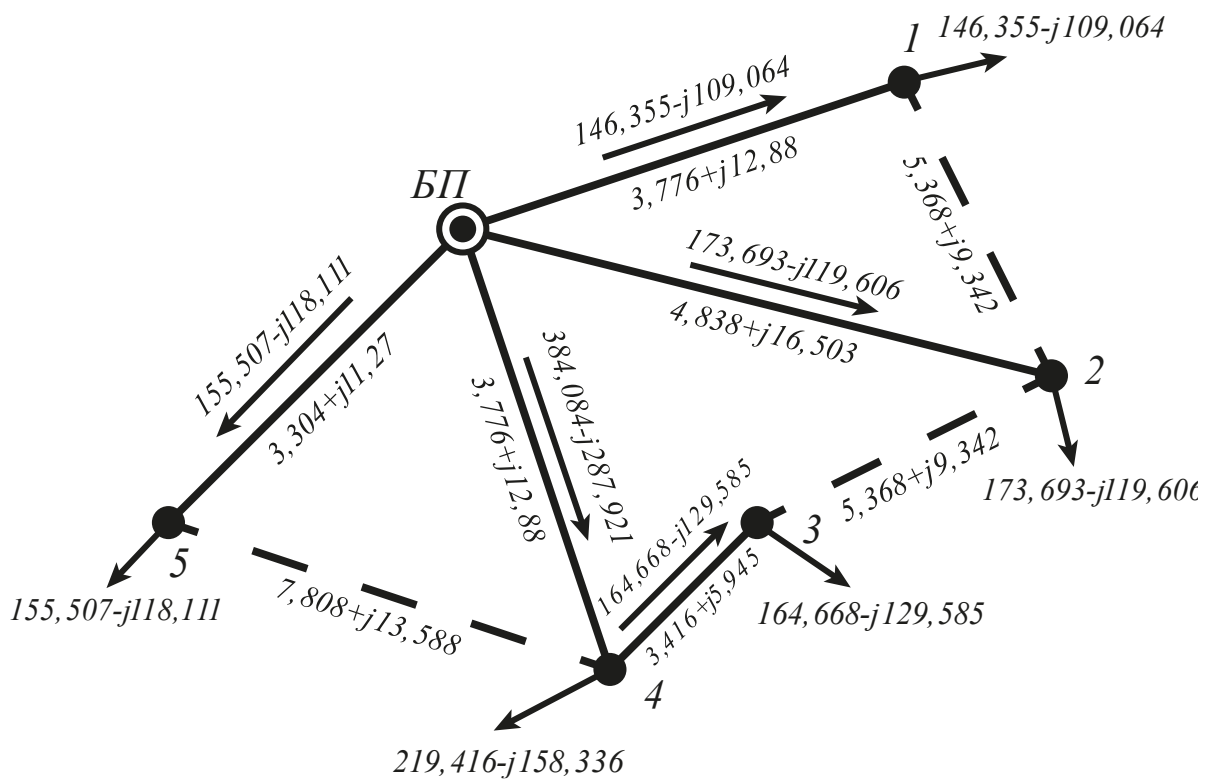


Рисунок 3.6 – Струморозподіл по ділянкам умовно розімкненої мережі на першій ітерації

Для подальших розрахунків створимо систему рівнянь для знаходження контурних струмів:

$$\begin{cases} \dot{i}_{np0-1}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-1} - \dot{i}_{np0-2}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-2} = -\dot{i}_I^{(1)} \cdot \underline{Z}_I + \dot{i}_{II}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{I-II} + \dot{i}_{III}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{I-III}; \\ \dot{i}_{np0-2}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-2} - \dot{i}_{np0-4}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-4} - \dot{i}_{np4-3}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{3-4} = -\dot{i}_{II}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{II} + \dot{i}_I^{(1)} \cdot \underline{Z}_{II-I} + \dot{i}_{III}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{II-III}; \\ \dot{i}_{np0-4}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-4} - \dot{i}_{roz0-5}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-5} = -\dot{i}_{III}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{III} + \dot{i}_I^{(1)} \cdot \underline{Z}_{III-I} + \dot{i}_{II}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{III-II}. \end{cases}$$

Отже значення контурних струмів:

$$\dot{i}_I^{(1)} = 57,282 - j34,991 \text{ А}; \quad \dot{i}_{II}^{(1)} = 72,283 - j57,536 \text{ А}; \quad \dot{i}_{III}^{(1)} = -61,705 + j36,599 \text{ А}.$$

Маючи значення контурних струмів розрахуємо результуючий струморозподіл по ділянкам мережі на першій ітерації:

$$\dot{I}_{0-1}^{(1)} = \dot{I}_{np0-1}^{(1)} + \dot{I}_I^{(1)} = 146,355 - j109,064 + 57,282 - j34,991 = 203,637 - j144,055 \text{ A};$$

$$\dot{I}_{0-2}^{(1)} = \dot{I}_{np0-2}^{(1)} + \dot{I}_{II}^{(1)} - \dot{I}_I^{(1)} = 173,693 - j119,606 + 72,283 - j57,536 -$$

$$-(57,282 - j34,991) = 188,693 - j142,15 \text{ A};$$

$$\dot{I}_{0-4}^{(1)} = \dot{I}_{np0-4}^{(1)} + \dot{I}_{III}^{(1)} - \dot{I}_{II}^{(1)} = 384,084 - j287,921 + (-61,705 + j36,599) -$$

$$-(72,283 - j57,536) = 250,096 - j193,787 \text{ A};$$

$$\dot{I}_{0-5}^{(1)} = \dot{I}_{np0-5}^{(1)} - \dot{I}_{III}^{(1)} = 155,507 - j118,111 - (-61,705 + j36,599) = 217,211 - j154,709 \text{ A};$$

$$\dot{I}_{1-2}^{(1)} = \dot{I}_I^{(1)} = 57,282 - j34,991 \text{ A};$$

$$\dot{I}_{2-3}^{(1)} = \dot{I}_{II}^{(1)} = 72,283 - j57,536 \text{ A};$$

$$\dot{I}_{4-3}^{(1)} = \dot{I}_{np4-3}^{(1)} - \dot{I}_{II}^{(1)} = 164,668 - j129,585 - 72,283 - j57,536 = 92,385 - j72,049 \text{ A};$$

$$\dot{I}_{5-4}^{(1)} = -\dot{I}_{III}^{(1)} = 61,705 - j36,599 \text{ A};$$

Отримані результати перевіримо за допомогою другого закону Кірхгофа:

$$\begin{aligned} \dot{I}_{0-1}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-1} + \dot{I}_{1-2}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{1-2} - \dot{I}_{0-2}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-2} &= (146,355 - j109,064) \times \\ &\times (3,776 + j12,88) + (57,282 - j34,991) \cdot (5,368 + j9,342) - \\ &-(188,693 - j142,15) \cdot (4,838 + j16,503) = 0; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{0-2}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-2} + \dot{I}_{2-3}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{2-3} - \dot{I}_{0-4}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-4} - \dot{I}_{4-3}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{3-4} &= (188,693 - j142,15) \times \\ &\times (4,838 + j16,503) + (72,283 - j57,536) \cdot (5,368 + j9,342) - \\ &-(92,385 - j72,049) \cdot (3,416 + j5,945) = 0; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{0-4}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-4} - \dot{I}_{0-5}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-5} - \dot{I}_{5-4}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{4-5} &= (250,096 - j193,787) \cdot (3,776 + j12,88) - \\ &-(217,211 - j154,709) \cdot (3,304 + j11,27) - (61,705 - j36,599) \times \\ &\times (7,808 + j13,588) = 0. \end{aligned}$$

Як бачимо результати перевірки вказують на правильність виконання розрахунків. Знайдемо рівні напруг в пунктах мережі:

$$\begin{aligned} \dot{U}_1^{(1)} &= U_{БП} - \dot{I}_{0-1}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-1} = 115 - (146,355 - j109,064) \cdot (3,776 + j12,88) = \\ &= 112,376 - j2,079 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_2^{(1)} &= U_{БП} - \dot{I}_{0-2}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-2} = 115 - (188,693 - j142,15) \cdot (4,838 + j16,503) = \\ &= 111,741 - j2,426 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

					ДП9209.141.021.ПЗ	Арк.
						44
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\begin{aligned} \dot{U}_3^{(1)} &= \dot{U}_2^{(1)} - \dot{i}_{2-3}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{2-3} = (111,741 - j2,426) - (72,283 - j57,536) \times \\ &\times (5,368 + j9,342) = 110,816 - j2,793 \text{ кВ}; \\ \dot{U}_4^{(1)} &= U_{БП} - \dot{i}_{0-4}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-4} = 115 - (250,096 - j193,787) \cdot (3,776 + j12,88) = \\ &= 111,56 - j2,49 \text{ кВ}; \\ \dot{U}_5^{(1)} &= U_{БП} - \dot{i}_{0-5}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-5} = 115 - (217,211 - j154,709) \cdot (3,304 + j11,27) = \\ &= 112,539 - j1,937 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

Розрахунок втрат потужностей в мережі на першій ітерації:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\Sigma}^{(1)} &= \hat{U}_{БП} \cdot (\dot{I}_{0-1}^{(1)} + \dot{I}_{0-2}^{(1)} + \dot{I}_{0-4}^{(1)} + \dot{I}_{0-5}^{(1)}) + \underline{Y}_{БП} \cdot U_{БП}^2 - (\dot{S}_{1-\max} + \dot{S}_{2-\max} + \dot{S}_{3-\max} + \\ &+ \dot{S}_{4-\max} + \dot{S}_{5-\max}) = 115 \cdot (203,637 - j144,055 + 188,693 - j142,15 + \\ &+ 250,096 - j193,787 + 217,211 - j154,709) + j189,106 \cdot 10^{-6} \cdot 115^2 - (16 - j11,22 + \\ &+ 19 - j13,08 + 18 - j12,72 + 24 - j16,518 + 17 - j12,048) = 4,858 - j4,903 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Отримані результати першої ітерації розрахунку максимальних навантажень мережі наведені на рисунку 3.7.

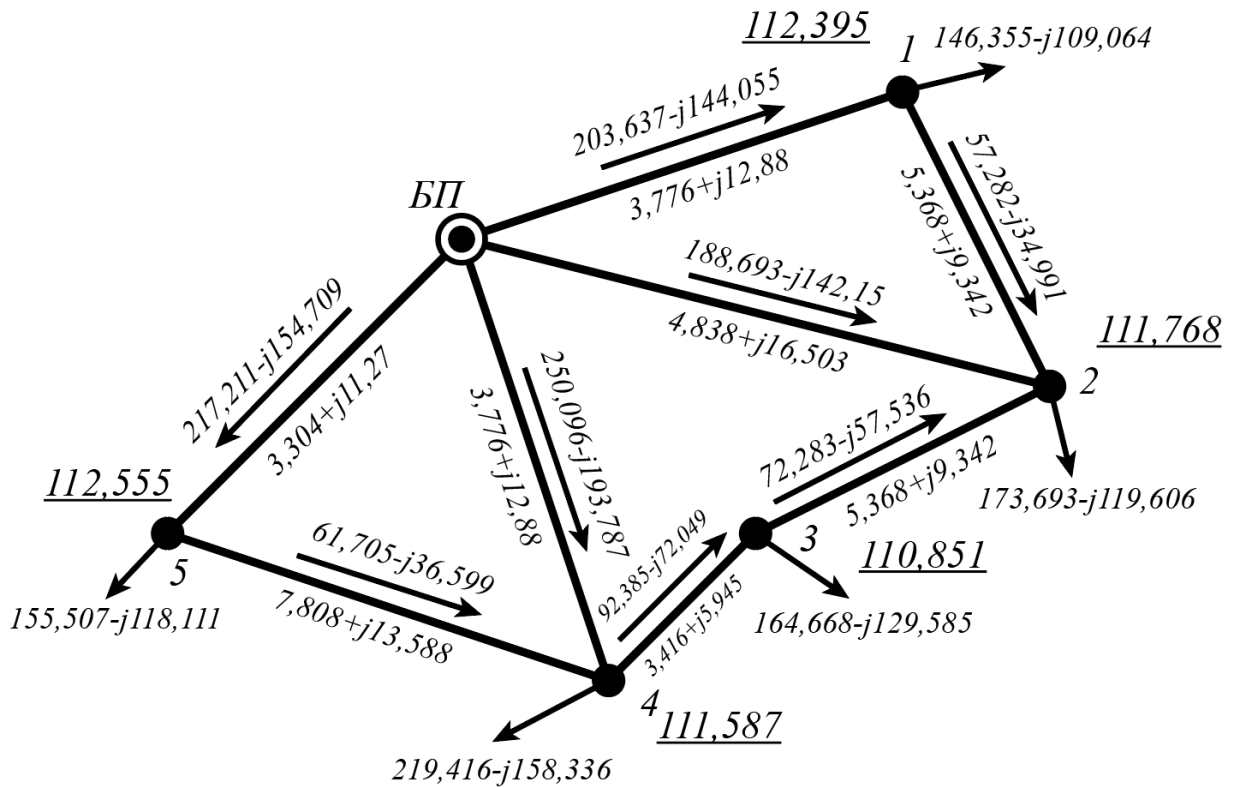


Рисунок 3.7 – Параметри роботи мережі за максимальних навантажень на першій ітерації

Друга ітерація

					ДП9209.141.021.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		45

Розрахуємо струми навантажень у пунктах мережі, для першого пункту струм рівний:

$$\dot{I}_{p1}^{(2)} = \frac{\dot{S}_{np-1}}{\hat{U}_1^{(1)}} + \underline{Y}_1 \cdot \dot{U}_1^{(1)} = \frac{16,057 - j12,613}{112,376 + j2,079} + (3,478 + j50,889)10^{-6} \cdot 112,376 - j2,079 = 141,259 - j109,131 \text{ А}$$

Аналогічно виконуємо розрахунки для інших пунктів, результати зведені у таблицю. 3.12.

Таблиця 3.12 – Струми навантаження пунктів електричної мережі на другій ітерації

Пункт №	Значення струму навантаження, \dot{I}_n , А
1	141,259-j109,131
2	168,374-j121,079
3	160,119-j132,625
4	212,779-j160,616
5	149,99-j117,731

Згідно першого закону Кірхгофа знайдемо поточкорозподіл струмів в умовно розімкненій мережі:

$$\dot{I}_{np0-1}^{(2)} = \dot{I}_{p1}^{(2)} = 141,259 - j109,131 \text{ А};$$

$$\dot{I}_{np0-2}^{(2)} = \dot{I}_{p2}^{(2)} = 168,374 - j121,079 \text{ А};$$

$$\dot{I}_{np0-5}^{(2)} = \dot{I}_{p5}^{(2)} = 149,99 - j117,731 \text{ А};$$

$$\dot{I}_{np4-3}^{(2)} = \dot{I}_{p3}^{(2)} = 160,119 - j132,625 \text{ А};$$

$$\dot{I}_{np0-4}^{(2)} = \dot{I}_{np4-3}^{(2)} + \dot{I}_{p4}^{(2)} = 160,119 - j132,625 + 212,779 - j160,616 = 372,899 - j293,241 \text{ А}.$$

Результат даного розрахунку наведений на рисунку 3.8.

$$\dot{i}_{0-1}^{(2)} = \dot{i}_{np0-1}^{(2)} + \dot{i}_I^{(2)} = 141,259 - j109,131 + 55,991 - j36,265 = 197,249 - j145,396 \text{ A};$$

$$\dot{i}_{0-2}^{(2)} = \dot{i}_{np0-2}^{(2)} + \dot{i}_{II}^{(2)} - \dot{i}_I^{(2)} = 168,374 - j121,079 + 70,351 - j58,97 -$$

$$-(55,991 - j36,265) = 182,734 - j143,783 \text{ A};$$

$$\dot{i}_{0-4}^{(2)} = \dot{i}_{np0-4}^{(2)} + \dot{i}_{III}^{(2)} - \dot{i}_{II}^{(2)} = 372,899 - j293,241 + (-60,373 + j38,121) -$$

$$-(70,351 - j58,97) = 242,175 - j196,15 \text{ A};$$

$$\dot{i}_{0-5}^{(2)} = \dot{i}_{np0-5}^{(2)} - \dot{i}_{III}^{(2)} = 149,99 - j117,731 - (-60,373 + j38,121) = 210,363 - j155,852 \text{ A};$$

$$\dot{i}_{1-2}^{(2)} = \dot{i}_I^{(2)} = 55,991 - j36,265 \text{ A};$$

$$\dot{i}_{2-3}^{(2)} = \dot{i}_{II}^{(2)} = 70,351 - j58,97 \text{ A};$$

$$\dot{i}_{4-3}^{(2)} = \dot{i}_{np4-3}^{(2)} - \dot{i}_{II}^{(2)} = 160,119 - j132,625 - 72,283 - j57,536 = 89,768 - j73,655 \text{ A};$$

$$\dot{i}_{5-4}^{(2)} = -\dot{i}_{III}^{(2)} = 60,373 - j38,121 \text{ A};$$

Отримані результати перевіримо за допомогою другого закону Кірхгофа:

$$\begin{aligned} \dot{i}_{0-1}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-1} + \dot{i}_{1-2}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{1-2} - \dot{i}_{0-2}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-2} &= (197,249 - j145,396) \times \\ \times (3,776 + j12,88) + (55,991 - j36,265) \cdot (5,368 + j9,342) - \\ - (182,734 - j143,783) \cdot (4,838 + j16,503) &= 0; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{i}_{0-2}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-2} + \dot{i}_{2-3}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{2-3} - \dot{i}_{0-4}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-4} - \dot{i}_{4-3}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{3-4} &= (182,734 - j143,783) \times \\ \times (4,838 + j16,503) + (70,351 - j58,97) \cdot (5,368 + j9,342) - \\ - (89,768 - j73,655) \cdot (3,416 + j5,945) - (242,175 - j196,15) \cdot (3,776 + j12,88) &= 0; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{i}_{0-4}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-4} - \dot{i}_{0-5}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-5} - \dot{i}_{5-4}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{4-5} &= (242,175 - j196,15) \cdot (3,776 + j12,88) - \\ - (210,363 - j155,852) \cdot (3,304 + j11,27) - (60,373 - 38,121) \times \\ \times (7,808 + j13,588) &= 0. \end{aligned}$$

Як бачимо результати перевірки вказують на правильність виконання розрахунків. Знайдемо рівні напруг в пунктах мережі:

$$\begin{aligned} \dot{U}_1^{(2)} = U_{БП} - \dot{i}_{0-1}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-1} &= 115 - (197,249 - j145,396) \cdot (3,776 + j12,88) = \\ = 112,382 - j1,992 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_2^{(2)} = U_{БП} - \dot{i}_{0-2}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-2} &= 115 - (182,734 - j143,783) \cdot (4,838 + j16,503) = \\ = 111,743 - j2,32 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

					ДП9209.141.021.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		48

$$\dot{U}_3^{(2)} = \dot{U}_2^{(2)} - \dot{i}_{2-3}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{2-3} = (111,743 - j2,32) - (70,351 - j58,97) \times \\ \times (5,368 + j9,342) = 110,815 - j2,661 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_4^{(2)} = U_{БП} - \dot{i}_{0-4}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-4} = 115 - (242,175 - j196,15) \cdot (3,776 + j12,88) = \\ = 111,559 - j2,379 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_5^{(2)} = U_{БП} - \dot{i}_{0-5}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-5} = 115 - (210,363 - j155,852) \cdot (3,304 + j11,27) = \\ = 112,548 - j1,856 \text{ кВ}.$$

Розрахунок втрат потужностей в мережі на другій ітерації:

$$\dot{S}_{\Sigma}^{(2)} = \hat{U}_{БП} \cdot (\dot{i}_{0-1}^{(2)} + \dot{i}_{0-2}^{(2)} + \dot{i}_{0-4}^{(2)} + \dot{i}_{0-5}^{(2)}) + \underline{Y}_{БП} \cdot U_{БП}^2 - (\dot{S}_{1-\max} + \dot{S}_{2-\max} + \dot{S}_{3-\max} + \\ + \dot{S}_{4-\max} + \dot{S}_{5-\max}) = 115 \cdot (197,249 - j145,396 + 182,734 - j143,783 + \\ + 242,175 - j196,15 + 210,363 - j155,852) + j189,106 \cdot 10^{-6} \cdot 115^2 - (16 - j11,22 + \\ + 19 - j13,08 + 18 - j12,72 + 24 - j16,518 + 17 - j12,048) = 1,74 - j5,649 \text{ МВА}.$$

Отримані результати другої ітерації розрахунку максимальних навантажень мережі наведені на рисунку 3.7.

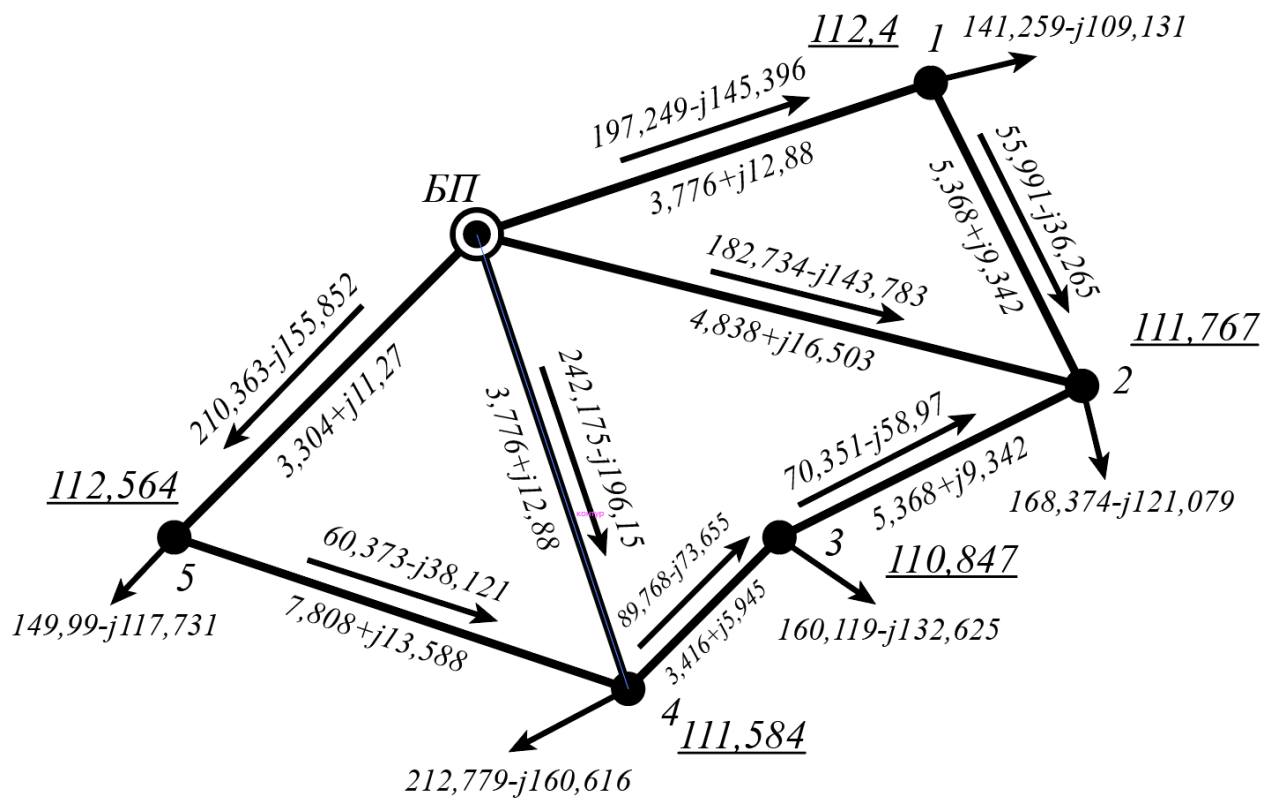


Рисунок 3.9 – Параметри роботи мережі за максимальних навантажень на другій ітерації

Розрахунки решти ітерацій наведені в таблиці 3.13.

						ДП9209.141.021.ПЗ	Арк.
							49
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			

Таблиця 3.13 – Результати розрахунку режиму максимальних навантажень РЕМ-110 кВ після другої ітерації:

Обчислювані величини	Номер ітерації		
	3	4	5
Струми навантаження в пунктах			
\dot{I}_1, A	141,337-j109,015	141,332-j109,016	141,332-j109,016
\dot{I}_2, A	168,489-j120,919	168,483-j120,921	168,483-j120,921
\dot{I}_3, A	160,283-j132,439	160,275-j132,442	160,275-j132,442
\dot{I}_4, A	212,944-j160,409	212,935-j160,412	212,935-j160,411
\dot{I}_5, A	150,064-j117,613	150,059-j117,614	150,059-j117,614
Струмозподіл по ділянках			
\dot{I}_{0-1}, A	197,378-j145,213	197,37-j145,215	197,37-j145,215
\dot{I}_{0-2}, A	182,875-j143,608	182,867-j143,609	182,867-j143,609
\dot{I}_{0-4}, A	242,373-j195,914	242,362-j195,917	242,362-j195,917
\dot{I}_{0-5}, A	210,493-j155,661	210,485-j155,663	210,485-j155,663
\dot{I}_{1-2}, A	56,041-j36,198	56,038-j36,2	56,038-j36,199
\dot{I}_{2-3}, A	70,426-j58,887	70,422-j58,888	70,422-j58,888
\dot{I}_{4-3}, A	89,857-j73,553	89,852-j73,554	89,852-j73,554
\dot{I}_{5-4}, A	60,429-j38,047	60,426-j38,049	60,426-j38,049
Рівень напруги в пунктах			
\dot{U}_1, kV	112,384-j1,994	112,384-j1,994	112,384-j1,994
\dot{U}_2, kV	111,745-j2,323	111,745-j2,323	111,745-j2,323
\dot{U}_3, kV	110,817-j2,665	110,817-j2,665	110,817-j2,665
\dot{U}_4, kV	111,561-j2,382	111,561-j2,382	111,561-j2,382
\dot{U}_5, kV	112,55-j1,858	112,55-j1,858	112,55-j1,858
Перевірка завершення ітераційного процесу			
$\Delta \dot{S}_\Sigma$	0,113	0,004	0,00015

Отже, різниця сумарних втрат потужності між двома останніми ітераціями склала 0,00015 МВА, тобто ітераційний розрахунок завершений.

Розрахуємо початки та кінці потужності ділянок:

$$\dot{S}_{\text{поч}0-1} = \dot{I}_{0-1}^{(5)} \cdot \hat{U}_{\text{БП}} + 0,5 \cdot \underline{Y}_{0-1} \cdot U_{\text{БП}}^2 = (197,37 - j145,215) \cdot 115 + 0,5 \cdot (j90,998 \cdot 10^{-6}) \cdot 115^2 = 22,698 - j16,098 \text{ МВА}$$

$$\dot{S}_{\text{кін}0-1} = \dot{I}_{0-1}^{(5)} \cdot \hat{U}_1^{(5)} - 0,5 \cdot \underline{Y}_{0-1} \cdot U_1^{(5)2} = (197,37 - j145,215) \cdot (112,384 + j1,994) + 0,5 \cdot (j90,998 \cdot 10^{-6}) \cdot (112,384^2 + 1,994^2) = 22,471 - j16,501 \text{ МВА}$$

Розрахунки для інших ділянок наведені в таблиці 3.14.

					ДП9209.141.021.ПЗ	Арк.
						50
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

Ділянка	Потужність, МВА		Ділянка	Потужність, МВА	
0-1	Початок	22,698-j16,098	1-2	Початок	6,37-j3,583
	Кінець	22,471-j16,501		Кінець	6,346-j4,285
0-2	Початок	21,03-j15,744	2-3	Початок	8,006-j6,047
	Кінець	20,768-j16,351		Кінець	7,961-j6,702
0-4	Початок	27,872-j21,929	4-3	Початок	10,199-j7,757
	Кінець	27,505-j21,846		Кінець	10,153-j8,143
0-5	Початок	24,206-j17,375	5-4	Початок	6,872-j3,625
	Кінець	23,979-j17,633		Кінець	6,832-j4,637

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень в РЕМ-110 кВ наведені на рисунку 3.8.

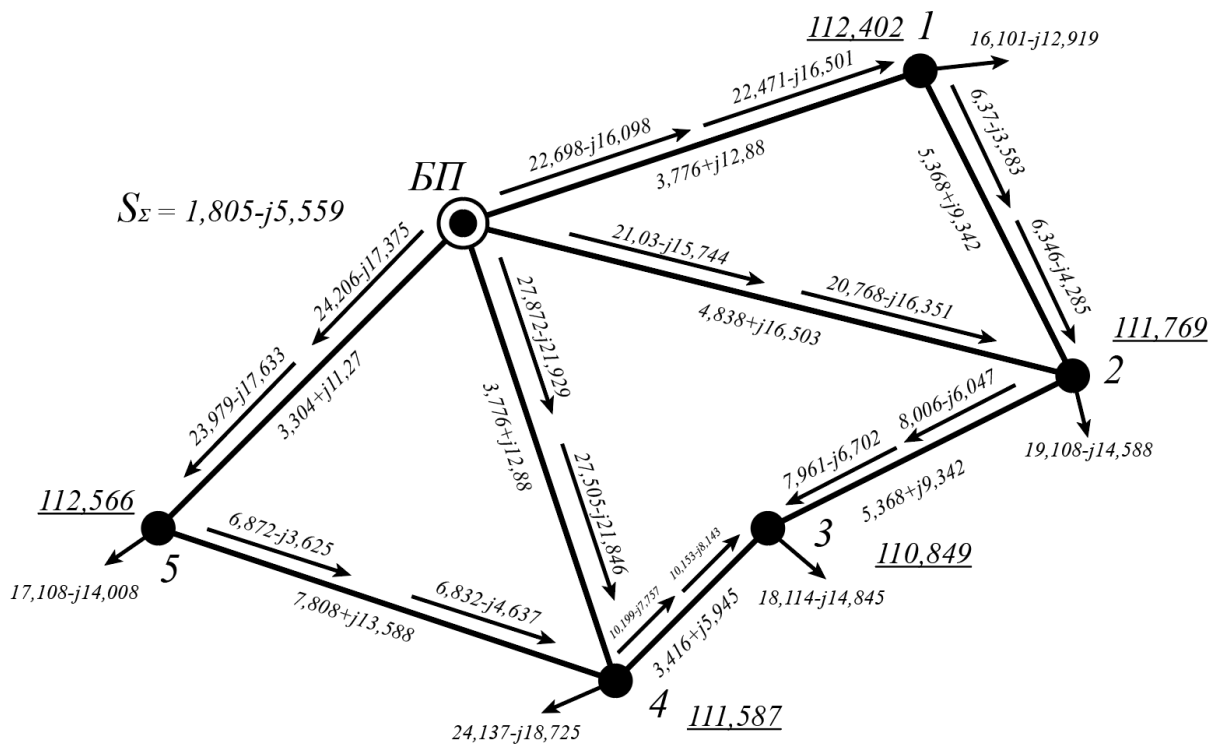


Рисунок 3.10 – Результати розрахунків параметрів режиму РЕМ-110 кВ при роботі на максимальному навантаженні

Як бачимо з результатів розрахунку жодна з ділянок мережі не перевантажена за струмом.

Тепер виконаємо розрахунок з вибору положення регульовальних відгалуджень РПН і ПБЗ для режиму максимальних навантажень РЕМ-110 кВ.

$$N_{1-ПБЗ\ баж} = \frac{1}{\omega_{0ПБЗ}} \cdot \left(\frac{U_{CH-баж} \cdot U_{T-16-B} \cdot (1 + N_{1-РПН\ баж} \cdot \omega_{0РПН})}{|U_{nc-1}| \cdot U_{TC}} - 1 \right) = \frac{1}{0,025} \times$$

$$\times \left(\frac{36,75 \cdot 115 \cdot (1 + (-2) \cdot 0,0178)}{106,99 \cdot 38,5} \right) = -0,421;$$

$$N_{1-ПБЗ\ баж} = 0.$$

Отже фактична напруга на шинах СН становить:

$$U_{CH-1}^{факт} = \frac{|U_{nc-1}| \cdot U_{TC} \cdot (1 + N_{1-ПБЗ\ баж} \cdot \omega_{0ПБЗ})}{U_{T-16-B} \cdot (1 + N_{1-РПН\ баж} \cdot \omega_{0РПН})} = \frac{106,99 \cdot 38,5 (1 + (0) \cdot 0,025)}{115 \cdot (1 + (-2) \cdot 0,0178)} =$$

$$= 37,141 \text{ кВ.}$$

Таким самим чином виконуємо розрахунки для інших пунктів, результати наведені в таблиці 3.15.

Таблиця 3.15 – Результати розрахунку положення відгалуджень РПН і ПБЗ

Номер пункту	Напруга на шинах ВН, кВ	$N_{РПН_i}$	$N_{ПБЗ_i}$	Дійсна напруга на шинах СН, кВ	Дійсна напруга на шинах НН, кВ
1	112,402	-2	0	37,141	10,509
2	111,769	-2	0	37,432	10,653
3	110,849	-4	0	36,981	10,619
4	111,587	-2	0	36,979	10,513
5	112,566	-3	-1	36,804	10,64

3.6 Розрахунок режиму мінімальних навантажень РЕМ-110 кВ

Для даного режиму роботи мережі знизимо навантаження у пунктах в $\alpha=0,62$. Напругу БП зафіксуємо на значенні 110 кВ. Тому перерахуємо значення активного і реактивного значень навантаження в пунктах мережі. Проведемо розрахунки для ПС №1:

$$P_{1-CH}^{\min} = 0,62 \cdot P_{1-CH} = 0,65 \cdot 10 = 6,2 \text{ МВА};$$

$$P_{1-НН}^{\min} = 0,62 \cdot P_{1-НН} = 0,65 \cdot 4 = 3,72 \text{ МВА};$$

$$Q_{1-CH}^{\min} = -P_{1-CH}^{\min} \cdot \text{tg} \varphi_{CH} = -6,2 \cdot \text{tg}(33,901^\circ) = -4,166 \text{ МВА};$$

$$Q_{1-НН}^{\min} = -P_{1-НН}^{\min} \cdot \text{tg} \varphi_{НН} = -3,72 \cdot \text{tg}(36,87^\circ) = -2,79 \text{ МВА};$$

Тоді повне навантаження становить:

										ДП9209.141.021.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							53

$$\dot{S}_{1-\min} = P_{1-CH}^{\min} + P_{1-HH}^{\min} + j \cdot (Q_{1-CH}^{\min} + Q_{1-HH}^{\min}) = 6,2 + 3,72 + j \cdot (-4,166 - 2,79) = 9,92 - j6,956 \text{ МВА};$$

Розрахунки для інших ділянок наведені в таблиці 3.16.

Таблиця 3.16 – Навантаження пунктів мережі у режимі мінімальних навантажень

ПС №	$\dot{S}_{1-\min}$, МВА
1	9,92-j6,956
2	11,78-j8,11
3	11,16-j7,886
4	14,88-j10,241
5	10,54-j7,47

Виконаємо перевірку можливості відключення одного із трансформаторів у блоці на ПС №1, Сума квадратів модулів потужності обмоток силових трансформаторів на першому пункті становить:

$$\sum(|S_1|^2) = (|S_{1-BH}^{\min}|^2) + (|S_{1-CH}^{\min}|^2) + (|S_{1-HH}^{\min}|^2) = (|12,116|^2) + (|7,47|^2) + (|4,65|^2) = 224,22 \text{ МВА};$$

Значення критичного навантаження для силового трансформатора на ПС №1 становить:

$$S_{кр-1} = \frac{4 \cdot \Delta P_{xx-1} \cdot S_{ном-1}^2}{\Delta P_{к-1}} = \frac{4 \cdot 23 \cdot 16^2}{100} = 235,52 \text{ МВА.}$$

Як видно з розрахунків, сума квадратів модулів потужності обмоток силових трансформаторів менша ніж значення критичного навантаження для одного трансформатора, отже у нас є можливість лишити ввімкненим лише один із трансформаторів у блоці на ПС №1. Для інших ПС розрахунки аналогічні і наведені в таблиці 3.17.

					ДП9209.141.021.ПЗ	Арк.
						54
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.17 – Кількість некомутованих трансформаторів в мережі у режимі мінімальних навантажень

ПС №	Тип трансформатора	$\sum(S ^2), MVA$	$S_{кр}, MVA$	Кількість працюючих трансформаторів
1	2×ТДТН-16000/110	224,22	235,52	1
2	2×ТДТН-25000/110	339,693	553,571	1
3	2×ТДТН-16000/110	280,98	235,52	2
4	2×ТДТН-25000/110	542,747	553,571	2
5	2×ТДТН-16000/110	250,527	235,52	2

Згідно результатів розрахунків тільки в пунктах 1 і 2 можливе відключення одного з трансформаторів на ПС. Тепер виконуємо ітераційний розрахунок режимних параметрів для режиму мінімальних навантажень. Результати наведені в таблиці 3.18.

Втрати потужності на останній ітерації становлять:

$$\dot{S}_{\Sigma}^{(5)} = 0,837 + j0,554 \text{ MVA.}$$

Як видно з розрахунків жоден із пунктів не вийшов із нормального режиму роботи мережі і жодна ділянка не перевантажена за струмом.

Розрахуємо поточкорозподіл потужності по ділянкам схеми аналогічно до розрахунків із попереднього підрозділу. Результати наведені в таблиці 3.19.

					ДП9209.141.021.ПЗ	Арк.
						55
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.18 – Результати розрахунку параметрів РЕМ-110 кВ у мінімальному режимі роботи

Обчислювані величини	Номер ітерації				
	1	2	3	4	5
Струми навантаження в пунктах мережі					
\dot{I}_1, A	90,771-j66,046	91,265-j68,3	91,305-j68,336	91,306-j68,338	91,306-j68,338
\dot{I}_2, A	107,695-j70,489	108,582-j73,7	108,646-j73,754	108,646-j73,756	108,646-j73,756
\dot{I}_3, A	102,087-j75,416	103,129-j78,98	103,209-j79,037	103,21-j79,04	103,21-j79,04
\dot{I}_4, A	136,065-j90,765	137,225-j94,809	137,309-j94,874	137,31-j94,877	137,31-j94,877
\dot{I}_5, A	96,423-j67,235	96,913-j69,392	96,951-j69,425	96,951-j69,426	96,951-j69,426
Струмозподіл ділянками мережі					
\dot{I}_{0-1}, A	126,051-j85,341	127,029-j88,815	127,099-j88,87	127,1-j88,872	127,1-j88,872
\dot{I}_{0-2}, A	117,039-j83,536	117,919-j87,062	117,988-j87,121	117,989-j87,123	117,989-j87,123
\dot{I}_{0-4}, A	155,316-j112,392	156,489-j117,124	156,584-j117,203	156,585-j117,206	156,585-j117,206
\dot{I}_{0-5}, A	134,635-j88,683	135,677-j92,18	135,748-j92,233	135,749-j92,235	135,749-j92,235
\dot{I}_{1-2}, A	35,279-j19,295	35,764-j20,515	35,794-j20,534	35,794-j20,535	35,794-j20,535
\dot{I}_{2-3}, A	44,624-j32,341	45,101-j33,877	45,136-j33,901	45,137-j33,902	45,137-j33,902
\dot{I}_{4-3}, A	57,463-j43,075	58,028-j45,103	58,072-j45,136	58,073-j45,138	58,073-j45,138
\dot{I}_{5-4}, A	38,212-j21,448	38,764-j22,788	38,797-j22,808	38,798-j22,809	38,798-j22,809
Рівень напруги в пунктах					
$\dot{U}_1, кВ$	108,425-j1,301	108,376-j1,301	108,375-j1,301	108,375-j1,301	108,375-j1,301
$\dot{U}_2, кВ$	108,055-j1,527	107,993-j1,525	107,991-j1,526	107,991-j1,526	107,991-j1,526
$\dot{U}_3, кВ$	107,514-j1,771	107,434-j1,764	107,432-j1,765	107,432-j1,765	107,432-j1,765
$\dot{U}_4, кВ$	107,966-j1,576	107,901-j1,573	107,899-j1,574	107,899-j1,574	107,899-j1,574
$\dot{U}_5, кВ$	108,556-j1,224	108,513-j1,225	108,512-j1,225	108,512-j1,225	108,512-j1,225
Перевірка завершення ітераційного процесу					
$\Delta \dot{S}_\Sigma$	-	1,734	0,043	0,00111	0,0000279

Таблиця 3.19 – Потужності початку і кінця ділянок мережі в режимі мінімальних навантажень

Ділянка	Потужність, МВА		Ділянка	Потужність, МВА	
0-1	Початок	13,981-j9,225	1-2	Початок	3,906-j1,831
	Кінець	13,89-j10,001		Кінець	3,897-j2,508
0-2	Початок	12,979-j8,878	2-3	Початок	4,926-j3,247
	Кінець	12,875-j9,909		Кінець	4,909-j3,904
0-4	Початок	17,224-j12,342	4-3	Початок	6,337-j4,56
	Кінець	17,08-j12,93		Кінець	6,319-j4,964
0-5	Початок	14,932-j9,664	5-4	Початок	4,238-j1,921
	Кінець	14,843-j10,311		Кінець	4,222-j2,901

Результати розрахунку параметрів роботи мережі при мінімальних навантаженнях наведені на рисунку 3.11.

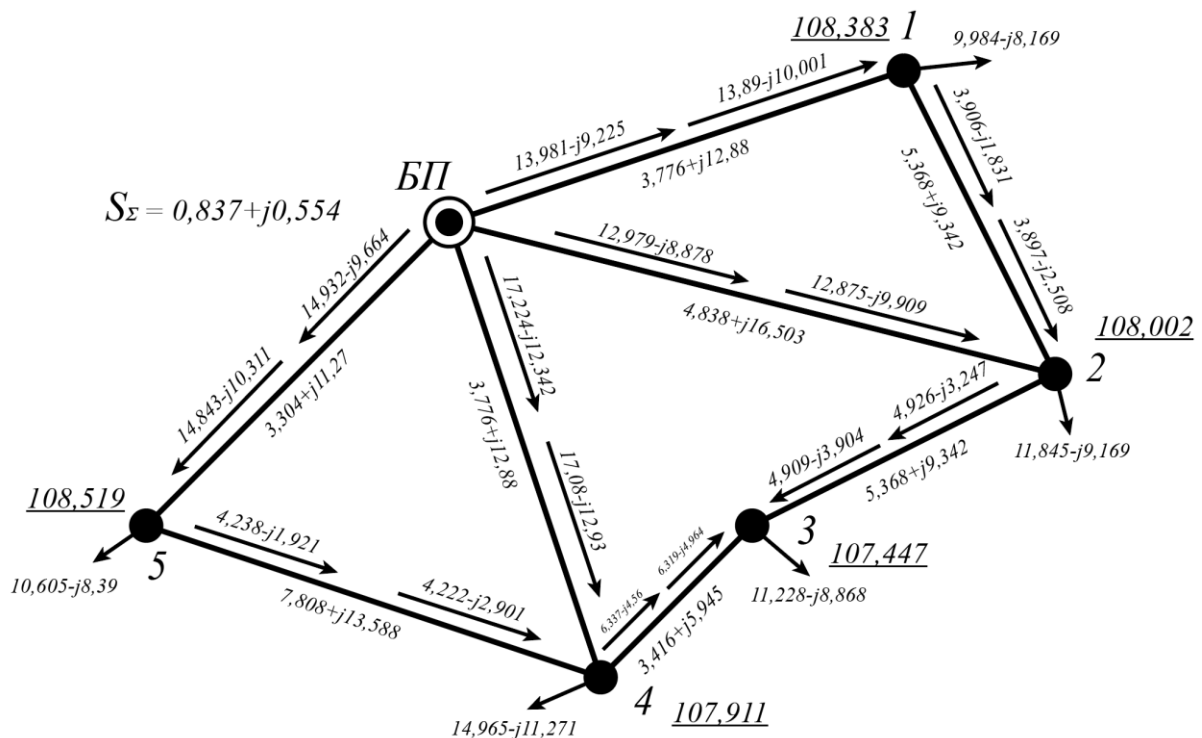


Рисунок 3.11 - Результати розрахунків параметрів режиму РЕМ-110 кВ при роботі на мініальному навантаженні

Тепер виконаємо розрахунок для вибору положень регулювальних відгалуджень РПН і ПБЗ у трансформаторах в режимі мінімальних навантажень.

За бажаний рівень на стороні СН беремо значення в 36,75 кВ, а на стороні НН – 10,5 кВ. Результати обрахунків наведені в таблиці 3.20.

Таблиця 3.20 – Результати розрахунку положення відгалуджень РПН і ПБЗ

Номер пункту	Напруга на шинах ВН, кВ	$N_{РПН_i}$	$N_{ПБЗ_i}$	Дійсна напруга на шинах СН, кВ	Дійсна напруга на шинах НН, кВ
1	108,383	-6	-1	37,016	10,702
2	108,002	-4	0	37,082	10,539
3	107,447	-4	0	37,331	10,572
4	107,911	-3	0	37,048	10,551
5	108,519	-3	0	37,096	10,507

3.7 Розрахунок післяаварійного режиму роботи РЕМ-110 кВ

Виконаємо розрахунки режиму роботи мережі після відключення самої навантаженої ділянки мережі у режимі міксимальних навантажень. В даному випадку відбудеться відключення вітки 0-4, що виконана одноковою лінією перерізом АС-240/32, ній протікає струм 311,645 А.

Так як конфігурація схеми мережі змінилась, необхідно перерахувати власні провідності пункту №4 і балансуючого пункту:

$$\underline{Y}_{БП} = 0,5 \cdot (\underline{Y}_{0-5} + \underline{Y}_{0-2} + \underline{Y}_{0-1}) = 0,5 \cdot (j79,623 + j116,591 + j90,998) \cdot 10^{-6} = j143,607 \text{ См}$$

$$\underline{Y}_4 = \underline{Y}_{m-4} + 0,5 \cdot (\underline{Y}_{3-4} + \underline{Y}_{4-5}) = (4,688 - j26,465) \cdot 10^{-6} + 0,5 \cdot (j37,656 + j86,07) \cdot 10^{-6} = (4,688 + j35,398) \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

Розрахуємо значення власних і взаємних контурних опорів:

$$\underline{Z}_I = \underline{Z}_{0-1} + \underline{Z}_{0-2} + \underline{Z}_{1-2} = 3,776 + j12,88 + 4,838 + j16,503 + 5,368 + j9,342 = 13,982 + j38,725 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{II} = \underline{Z}_{0-2} + \underline{Z}_{0-5} + \underline{Z}_{2-3} + \underline{Z}_{3-4} + \underline{Z}_{4-5} = 4,838 + j16,503 + 3,776 + j12,88 + 5,368 + j9,342 + 3,416 + j5,945 + 5,368 + j9,342 = 24,734 + j56,648 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{I-II} = \underline{Z}_{0-2} = 4,838 + j16,503 \text{ Ом};$$

Тепер переходимо до ітераційного розрахунку параметрів мережі у післяаварійному режимі, розрахунок аналогічний до того який виконаний в підрозділі 3.5. Результати наведені в таблиці 3.21.

					ДП9209.141.021.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		58

Таблиця 3.21 – Результати розрахунку параметрів РЕМ-110 кВ у післяаварійному режимі роботи.

Обчислювані величини	Номер ітерації					
	1	2	3	4	5	6
Струми навантаження в пунктах мережі						
\dot{I}_1, A	146.355-j109.064	141.532-j110.594	141.735-j110.555	141.729-j110.567	141.729-j110.568	141.729-j110.568
\dot{I}_2, A	173.693-j119.606	169.328-j124.147	169.696-j124.111	169.687-j124.135	169.688-j124.135	169.688-j124.135
\dot{I}_3, A	164.668-j129.585	162.281-j138.708	162.921-j138.694	162.905-j138.734	162.908-j138.734	162.908-j138.734
\dot{I}_4, A	219.416-j163.341	216.926-j176.033	217.807-j176.006	217.786-j176.062	217.79-j176.062	217.79-j176.062
\dot{I}_5, A	155.507-j118.111	150.87-j121.027	151.174-j121.018	151.165-j121.037	151.166-j121.037	151.166-j121.037
Струмозподіл ділянками мережі						
\dot{I}_{0-1}, A	258.596-j181.211	252.913-j189.045	253.542-j188.971	253.527-j189.011	253.53-j189.011	253.53-j189.011
\dot{I}_{0-2}, A	259.612-j201.844	253.727-j211.673	254.483-j211.656	254.462-j211.703	254.466-j211.703	254.466-j211.703
\dot{I}_{0-5}, A	341.43-j256.651	334.297-j269.791	335.308-j269.758	335.282-j269.821	335.286-j269.821	335.286-j269.821
\dot{I}_{1-2}, A	112.241-j72.146	111.381-j78.451	111.807-j78.415	111.798-j78.443	111.8-j78.443	111.8-j78.443
\dot{I}_{2-3}, A	198.161-j154.385	195.78-j165.977	196.594-j165.96	196.574-j166.012	196.578-j166.011	196.578-j166.011
\dot{I}_{3-4}, A	33.493-j24.8	33.499-j27.269	33.673-j27.266	33.669-j27.277	33.67-j27.277	33.67-j27.277
\dot{I}_{5-4}, A	185.924-j138.541	183.428-j148.764	184.134-j148.74	184.117-j148.785	184.12-j148.785	184.12-j148.785
Рівень напруги в пунктах						
$\dot{U}_1, кВ$	111.69-j2.647	111.61-j2.544	111.609-j2.552	111.608-j2.552	111.608-j2.552	111.608-j2.552
$\dot{U}_2, кВ$	110.413-j3.308	110.279-j3.163	110.276-j3.176	110.275-j3.175	110.275-j3.175	110.275-j3.175
$\dot{U}_3, кВ$	107.907-j4.33	107.678-j4.101	107.67-j4.121	107.669-j4.12	107.669-j4.12	107.669-j4.12
$\dot{U}_4, кВ$	107.645-j4.445	107.401-j4.207	107.393-j4.228	107.392-j4.227	107.392-j4.227	107.392-j4.227
$\dot{U}_5, кВ$	110.979-j3.00	110.855-j2.876	110.852-j2.888	110.851-j2.887	110.851-j2.887	110.851-j2.887
Перевірка завершення ітераційного процесу						
$\Delta \dot{S}_\Sigma, MVA$	-	4.144	0.276	0.019	0.00126	0.000086

Після виконання розрахунків на 6 ітерації різниця втрат між отсаними ітераціями становить 0.000086 МВА, а значить ітераційний розрахунок завершено.

Розрахуємо поточкорозподіл потужності по ділянкам схеми аналогічно до розрахунків із попереднього підрозділу. Результати наведені в таблиці 3.22.

Таблиця 3.22 – Потужності початку і кінця ділянок мережі в післяаварійному режимі

Ділянка	Потужність, МВА		Ділянка	Потужність, МВА	
0-1	Початок	29,156-j21,135	2-3	Початок	22,205-j17,323
	Кінець	28,778-j21,015		Кінець	21,849-j17,408
0-2	Початок	29,264-j23,575	3-4	Початок	3,738-j2,58
	Кінець	28,733-j23,247		Кінець	3,731-j3,004
0-5	Початок	38,558-j30,503	5-4	Початок	20,84-j15,432
	Кінець	37,946-j29,432		Кінець	20,402-j15,697
1-2	Початок	12,678-j8,101			
	Кінець	12,578-j8,655			

Результати розрахунку параметрів роботи мережі при мінімальних навантаженнях наведені на рисунку 3.12.

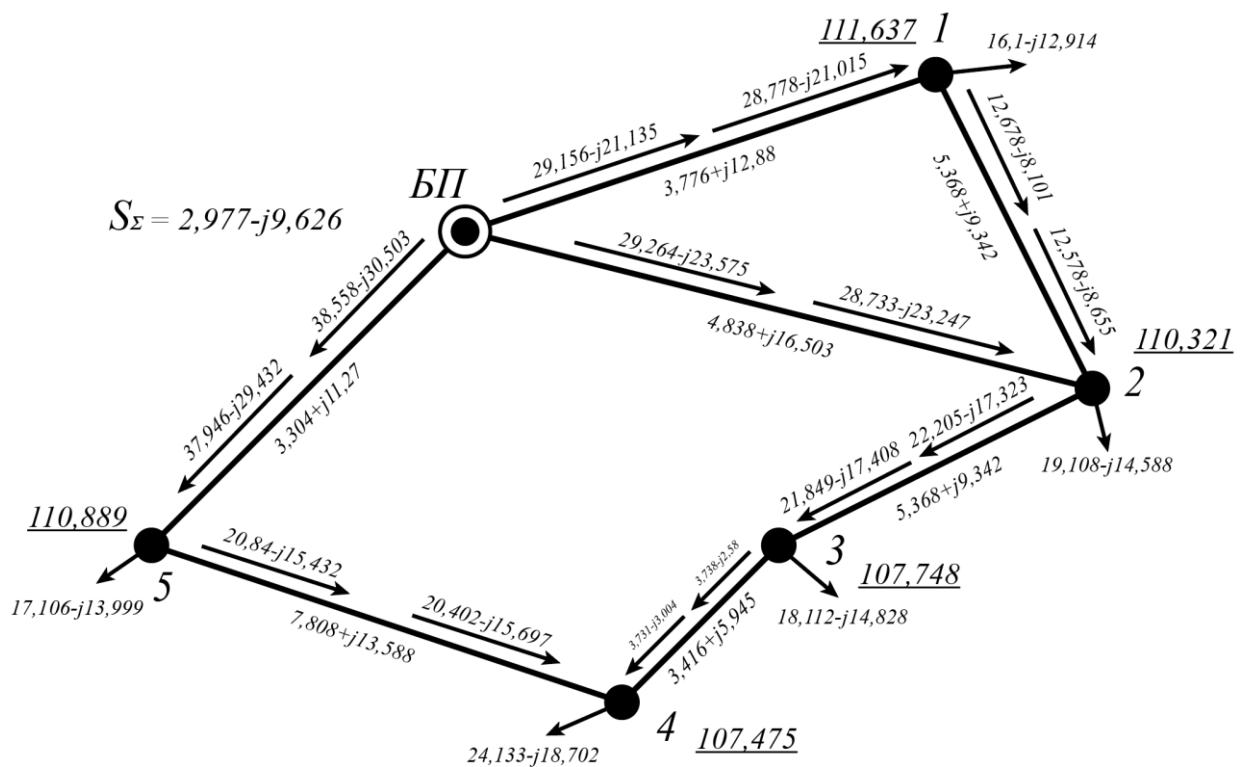


Рисунок 3.12 - Результати розрахунків параметрів післяаварійного режиму роботи РЕМ-110 кВ

Як видно з розрахунків, жодна ділянка не перевантажена за струмом. Тепер виконаємо розрахунок для вибору положень регулювальних відгалуджень РПН і ПБЗ у трансформаторах у післяаварійному режимі.

За бажаний рівень на стороні СН беремо значення в 36,75 кВ, а на стороні НН – 10,5 кВ. Результати обрахунків наведені в таблиці 3.23.

Таблиця 3.23 – Результати розрахунку положення відгалуджень РПН і ПБЗ

Номер пункту	Напруга на шинах ВН, кВ	$N_{РПН_i}$	$N_{ПБЗ_i}$	Дійсна напруга на шинах СН, кВ	Дійсна напруга на шинах НН, кВ
1	111,637	-3	-1	36,617	10,625
2	110,321	-2	0	36,912	10,504
3	107,748	-6	-1	37,015	10,686
4	107,475	-5	0	37,566	10,675
5	110,889	-4	-1	36,89	10,66

Висновок по розділу 3

В даному розділі було розраховані силові трансформатори для п'яти підстанцій, були обрані перерізи для 8 ділянок: на ділянках 0-1, 0-2, 0-4 та 0-5 одноколова лінія з проводом АС-240/32, на решті ділянок одноколові лінії виконані перерізом АС-120/19. Проведена перевірка на допустимість струмових навантажень по ділянкам і напруг пунктів у пунктах мережі для першого і другого післяаварійних обмежень. Як результат у всіх режимах роботи мережі струм і напруга в допустимих рівнях. Виконано розрахунок параметрів Z-схеми заміщення електричної мережі і відповідно до них розраховано три режими роботи мережі: максимальний, мінімальний та післяаварійний режим.

Для максимального режиму було виконано 5 ітерацій, величина сумарних втрат потужності склала $\dot{S}_{\Sigma} = 1,805 - 5,559$ МВА, найнижчий рівень напруги на ПС №3 і становить $U_5 = 110,849$ кВ. Найвищий номер РПН у 1, 2 та 4 пунктах і він становить -2, найнижчий в пункті 3 і рівний -4. Для ПБЗ найбільший номер встановлений у пунктах 1-4 і становить 0, а найменший у пункті 5 і дорівнює -1.

Для мінімального режиму роботи мережі всі навантаження пунктів було знижено у $\alpha = 0,62$ разів і зафіксовано напругу на БП 110 кВ. Після цього виконано перевірку на комутування одного із танформаторів у блоках на кожній ПС, і за результатами розрахунків для ПС №1 та №2 було вимкнено по одному трансформатору. Розраховуючи робочі параметри мережі виконано 5 ітерацій,

					ДП9209.141.021.ПЗ	Арк.
						61
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

величина сумарних втрат потужності склала $\dot{S}_{\Sigma} = 0,837 - 0,554$ МВА, найнижчий рівень напруги на ПС №3 і становить $U_3 = 107,447$ кВ. Найвищий номер РПН у 4 та 5 пунктах і він становить -3, найнижчий в пункті 1 і рівний -6. Для ПБЗ найбільший номер встановлений у пунктах 2-5 і становить 0, а найменший у пункті 1 і дорівнює -1.

Для аварійного режиму роботи було відключено вітку 0-4 як саму завантажену в режимі максимальних навантажень, струм що протікав по ній рівний – 331,645 А, ділянка була виконана одноковою лінією проводом АС-240/32. Внаслідок цього змінилася конфігурація контурів: їх залишилося лише два, відповідно до них були розраховані нові контурні опори. Розраховуючи робочі параметри мережі виконано 6 ітерацій, величина сумарних втрат потужності склала $\dot{S}_{\Sigma} = 2,977 - 9,626$ МВА, найнижчий рівень напруги на ПС №5 і становить $U_5 = 110,889$ кВ. Найвищий номер РПН у 2 пункті і він становить -2, найнижчий в пункті 3 і рівний -6. Для ПБЗ найбільший номер встановлений у пунктах 2 та 4 і становить 0, а найменший у пунктах 1, 3 та 5 і дорівнює -1.

					ДП9209.141.021.ПЗ	Арк.
						62
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В першому розділі для ЛЕП-110 кВ, що будується на сталевих одностійкових вільностоячих опорах, побудовано і апроксимовано функцію оптимальних витрат за допомогою методу найменших квадратів. Побудова функцій проводилася для наступних перерізів: АС-120/19, 2хАС-120/19, АС-150/24, 2хАС-150/24, АС-185/29, 2хАС-185/29, АС-240/32 та 2хАС-240/32. У результаті було отримано коефіцієнти прямих для побудови функцій оптимальних витрат: для проєктованих ліній - $a_0 = 3914,348$ тис.грн/км, $a_1 = 65,411$ тис.грн/(км·МВт), а для вже побудованих $a_1 = 65,411$ тис.грн/(км·МВт)

В другому розділі за допомогою методу поконтурної оптимізації була визначена оптимальна конфігурація проєктованої РЕМ-110 кВ. Для виконання оптимізації було виконано одну ітерацію методом поконтурної оптимізації, результатом якої ми отримали оптимальну конфігурацію схеми РЕМ-110 кВ, в якій було вилучено вітки 0-2, 2-3 та 4-5, так як витрати на спорудження без цих ділянок становили: для вилученої ділянки 0-2 – 311,977 млн.грн, для 2-3 – 471,173 млн.грн, для 4-5 – 190,973 млн.грн. Ціна на спорудження результуючої оптимальної схеми становить 611,91 млн.грн.

В третьому розділі розраховані трансформатори на п'яти ПС-110 кВ. Для пунктів 1, 3 та 5 були встановлені блоки трансформаторів ТДТН-16000/110, а для пунктів 2 і 4: ТДТН-25000/110, також були обрані перерізи для 8 ділянок: на ділянках 0-1, 0-2, 0-4 та 0-5 одноколова лінія з проводом АС-240/32, на решті ділянок одноколові лінії виконані перерізом АС-120/19. Проведена перевірка на допустимість струмових навантажень по ділянкам і напруг пунктів у пунктах мережі для першого і другого післяаварійних обмежень. Як результат у всіх режимах роботи мережі струм і напруга в допустимих рівнях. Виконано розрахунок параметрів Z-схеми заміщення електричної мережі і відповідно до них розраховано три режими роботи мережі: максимальний, мінімальний та післяаварійний режим.

Для максимального режиму було виконано 5 ітерацій, величина сумарних витрат потужності склала $\dot{S}_\Sigma = 1,805 - 5,559$ МВА, найнижчий рівень напруги на ПС

					ДП9209.141.021.ПЗ	Арк.
						63
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

№3 і становить $U_5 = 110,849$ кВ. Найвищий номер РПН у 1, 2 та 4 пунктах і він становить -2, найнижчий в пункті 3 і рівний -4. Для ПБЗ найбільший номер встановлений у пунктах 1-4 і становить 0, а найменший у пункті 5 і дорівнює -1.

Для мінімального режиму роботи мережі всі навантаження пунктів було знижено у $\alpha = 0,62$ разів і зафіксовано напругу на БП 110 кВ. Після цього виконано перевірку на комутування одного із трансформаторів у блоках на кожній ПС, і за результатами розрахунків для ПС №1 та №2 було вимкнено по одному трансформатору. Розраховуючи робочі параметри мережі виконано 5 ітерацій, величина сумарних втрат потужності склала $\dot{S}_\Sigma = 0,837 - 0,554$ МВА, найнижчий рівень напруги на ПС №3 і становить $U_3 = 107,447$ кВ. Найвищий номер РПН у 4 та 5 пунктах і він становить -3, найнижчий в пункті 1 і рівний -6. Для ПБЗ найбільший номер встановлений у пунктах 2-5 і становить 0, а найменший у пункті 1 і дорівнює -1.

Для аварійного режиму роботи було відключену вітку 0-4 як саму завантажену в режимі максимальних навантажень, струм що протікав по ній рівний – 331,645 А, ділянка була виконана одноколловою лінією проводом АС-240/32. Внаслідок цього змінилася конфігурація контурів: їх залишилося лише два, відповідно до них були розраховані нові контурні опори. Розраховуючи робочі параметри мережі виконано 6 ітерацій, величина сумарних втрат потужності склала $\dot{S}_\Sigma = 2,977 - 9,626$ МВА, найнижчий рівень напруги на ПС №5 і становить $U_5 = 110,889$ кВ. Найвищий номер РПН у 2 пункті і він становить -2, найнижчий в пункті 3 і рівний -6. Для ПБЗ найбільший номер встановлений у пунктах 2 та 4 і становить 0, а найменший у пунктах 1, 3 та 5 і дорівнює -1.

					ДП9209.141.021.ПЗ	Арк.
						64
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

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

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

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

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

					ДП9209.141.021.ПЗ	Арк.
						65
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ДОДАТОК А.

Результат перевірки на плагіат

					ДП9209.141.021.ПЗ	Арк.
						66
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		

Ім'я користувача:
Чижевський Володимир

ID перевірки:
1015613083

Дата перевірки:
15.06.2023 13:24:29 EEST

Тип перевірки:
Doc vs Internet + Library

Дата звіту:
15.06.2023 13:28:28 EEST

ID користувача:
100006981

Назва документа: Угольков Владислав Володимирович ЕС-92

Кількість сторінок: 54 Кількість слів: 12568 Кількість символів: 72439 Розмір файлу: 2.32 MB ID файлу: 1015260743

Виявлено модифікації тексту (можуть впливати на відсоток схожості)

35% Схожість

Найбільша схожість: 14.4% з джерелом з Бібліотеки (ID файлу: 1015260739)

19.2% Джерела з Інтернету

706

Сторінка 56

31.4% Джерела з Бібліотеки

288

Сторінка 76

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

111

Підозріле форматування

20
сторінок