

**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
“ ” _____ 2021 р.

**Дипломний проєкт
на здобуття ступеня бакалавра**

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

на тему: «Вибір оптимального варіанта конфігурації замкненої

електричної мережі, розрахунок усталених режимів її роботи»

Виконав:

студент IV курсу, групи ЕС-71

Козій Віталій Васильович

(прізвище, ім'я, по батькові)

(підпис)

Керівник проєкту:

Доцент, к.т.н. Баженов В.А.

(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

_____ (підпис)

Консультант:

Доцент, к.т.н. Кацадзе Т.Л.

(назва розділу ДП) (вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

_____ (підпис)

Рецензент

Доцент, к.т.н. Пушкар М.В.

(посада, науковий ступінь, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

_____ (підпис)

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

Студент _____
(підпис)

Київ – 2021 року

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

« » 2021 р.

ЗАВДАННЯ

на дипломний проєкт студенту
Козію Віталію Васильовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проєкту **«Вибір оптимального варіанта конфігурації замкненої електричної мережі, розрахунок усталених режимів її роботи»**

Керівник проєкту: **Баженів Володимир Андрійович, канд. техн. наук., доцент.**

Затверджена наказом по університету від « 21 » травня 2021 р. **№1246-с**

2. Термін здачі студентом закінченого проєкту: «10» червня 2021 р.

3. Вихідні дані до проєкту: **ситуаційний план електричної мережі напругою 110 кВ з відповідним масштабом, навантаження пунктів, географічний район спорудження станції.**

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки :

1. Функція дисконтованих витрат.
2. Апроксимація функції дисконтованих витрат.
3. Знаходження оптимальної конфігурації електричної мережі.
4. Розрахунок ustalених режимів роботи РЕМ.
5. Перелік графічного матеріалу:
 - 5.1 Функція дисконтованих витрат.
 - 5.2. Метод поконтурної оптимізації.
 - 5.3 Розрахунок режимів роботи РЕМ.

6. Консультанти розділів проєкту.

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

7. Дата видачі завдання «12 » квітня 2021 р.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проєкту	Строк виконання етапів проєкту	Примітка
	Аналіз літератури згідно теми роботи	12.04.21-20.04.21	
	Побудова функції дисконтованих витрат ПЛ-110 кВ на залізобетонних опорах	20.04.21-27.04.21	
	Апроксимація функції дисконтованих витрат ПЛ-110 кВ	27.04.21-03.05.21	
	Вибір силових трансформаторів та перерізу проводів	03.05.21-10.05.21	
	Розрахунок опорних режимів роботи мережі	10.05.21-29.05.21	
	Оформлення пояснювальної записки	29.05.21-04.06.21	
	Оформлення технічних креслень	04.06.21-10.06.21	

Студент _____

Козій В.В.

Керівник проєкту _____

доцент, Баженов В.А.

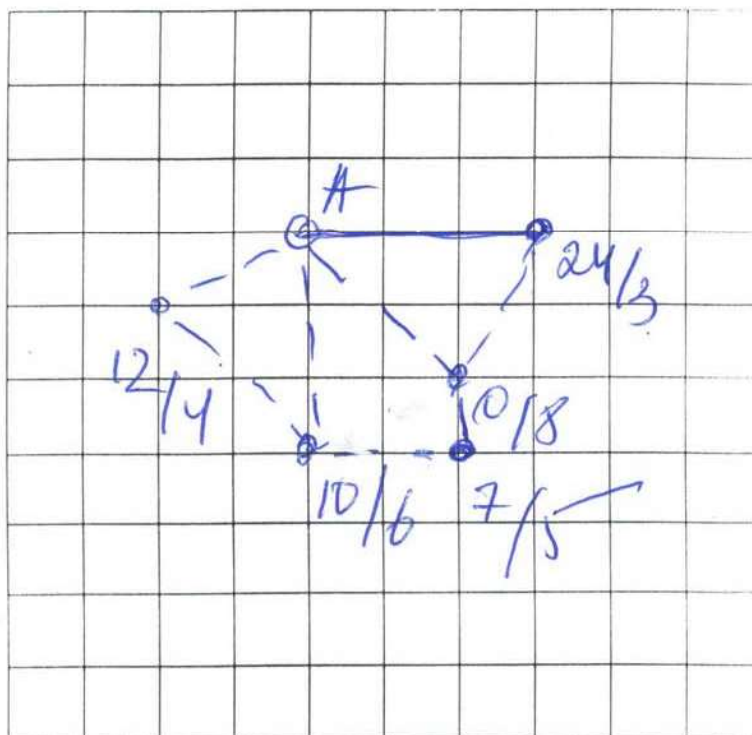
Пояснювальна записка

до дипломного проєкту

на тему: «Вибір оптимального варіанта конфігурації замкненої електричної мережі,
розрахунок усталених режимів її роботи»

Київ – 2021 року

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



Вихідні дані до дипломного проекту:

\$ 29,3

- Номінальна напруга мережі $U_n = 110$ кВ.
- Балансуючий пункт у точці А.
- Відстань між пунктами L (км) та активні потужності пунктів P (МВт) ситуаційним планом.
 $\cos \varphi_{сн} = 0,84$, $\cos \varphi_{нн} = 0,85$, $T_{max} = 5600$ [год/рік]
- У всіх пунктах підключені споживачі I-ї та II-ї категорії.
- Географічний район спорудження мережі _____
- Коефіцієнт зниження активного навантаження пунктів у режимі мінімального навантаження $\alpha = 59$ (%), р-н I - II.
 $M_{р-н}$ _____ [МВт·км], $\alpha_m =$ _____

Примітки:

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

Завдання
видає

Дата _____

Підпис викладача _____

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проект	1	
2	A4	ДП7107.141.006.ПЗ	Пояснювальна записка	68	
3	A1	ДП7107.141.01.006.ТК	Функція дисконтованих витрат	1	
4	A1	ДП7107.141.02.006.ТК	Метод поконтурної оптимізації	1	
5	A1	ДП7107.141.03.006.ТК	Розрахунок режимів роботи РЕМ	1	

					ДП7107.141.006 ПЗ				
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					
Розробив		Козій В.В.			Вибір оптимального варіанта конфігурації замкненої електричної мережі, розрахунок усталених режимів її роботи	Літ.	Арк.	Арк.	
Перевірів		Баженов В.А.					6	67	
						КПІ ім. Ігоря Сікорського ФЕА, гр. ЕС-71			
Н. Контр.									
Затвердив		Кирик В.В.							

РЕФЕРАТ

Дипломний проект складається із пояснювальної записки та графічної частини. Пояснювальна записка виконана на 68 сторінках формату А4, до якої входить 22 таблиці, 11 рисунків та 4 джерела літератури. Графічна частина включає в себе 3 аркуші формату А1.

Метою виконання даної роботи є оптимізація розвитку електричної мережі напругою 110 кВ та розрахунок режимів роботи мережі.

В даному проекті розраховано функцію дисконтованих витрат ПЛ електропередачі. Знайдено оптимальну конфігурація мережі 110 кВ. Виконані розрахунки режимів роботи мережі.

ФУНКЦІЯ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ, РОЗПОДІЛЬЧА МЕРЕЖА, ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ, ПОТУЖНІСТЬ, ЕЛЕКТРИЧНИЙ СТРУМ, РЕЖИМ РОБОТИ МЕРЕЖІ, НАПРУГА.

Публікації за темою дипломного проекту:

1. Козій В.В., Баженов В.А. «Вибір оптимального варіанта замкненої електричної мережі методом поконтурної оптимізації». Сучасна європейська наука, м. Прага, 2021

					ДП7107.141.006.ПЗ	Арк.
						7
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

ABSTRACT

The diploma project consists of an explanatory note and a graphic part. The explanatory note is made on 68 sheets of A4 format, which includes 22 tables, 11 figures and 4 sources of used literature. The graphic part consists of 3 sheets of A1 format.

The purpose of this work is to optimize the development of electrical power with a voltage of 110 kV and to calculate network- operating modes.

In this project, the function of discount expenses for power transmission lines is observed. The optimal configuration of the 110 kV distribution network is found. The calculation of network – operating modes is executed.

FUNCTION OF DISCOUNT EXPENSES, POWER, DISTRIBUTION NETWORK, VOLTAGE, ELECTRIC CURRENT, NETWORK OPERATING MODE, POWER LINE.

					ДП7107.141.006.ПЗ	Арк.
						8
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ	10
ВСТУП.....	11
1. Функція дисконтованих витрат	12
1.1 Загальні положення	12
1.2 Функція дисконтованих витрат ПЛ-110 кВ	13
Висновки до розділу	16
2. Апроксимація функції дисконтованих витрат.....	17
2.1 Загальні положення.....	17
Висновки до розділу	20
3. Знаходження оптимальної конфігурації електричної мережі.....	21
3.1 Основні положення.....	21
3.2 Метод поконтурної оптимізації.	24
Висновки до розділу.	28
4. Розрахунок режимів роботи електричної мережі.....	29
4.1 Вибір числа та типу силових трансформаторів.....	29
4.2 Знаходження потокорозподілу за L-схемою мережі.....	30
4.3 Вибір марки та перерізу проводів	33
4.4 Формування розрахункової Z-схеми мережі	40
4.5 Розрахунок режиму максимальних навантажень	46
4.6 Розрахунок режиму мінімальних навантажень	54
4.7 Розрахунок післяаварійного режиму	60
Висновки до розділу	65
ВИСНОВКИ	66
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	67
ДОДАТОК А. Результати перевірки на плагіат	68

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

БП – балансуєчий пункт;

ЛЕП – лінія електропередачі;

ПЛ – повітряна лінія;

АС – сталевалюмінієвий провід;

ВН – висока напруга;

СН – середня напруга;

НН – низька напруга;

ПТЕ – правила технічної експлуатації;

ПС – підстанція;

РЕМ – район електричних мереж;

КЗ – коротке замикання;

					ДП7107.141.006.ПЗ	Арк.
						10
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

Процес оптимізації розвитку електричної мережі в своїй основі ставить за необхідне вибір схеми та номінальної напруги мережі, а також встановлення почерговості будівництва об'єктів мережі. Велику увагу потрібно приділяти технічним вимогам мережі, що до забезпечення потрібної надійності та якості електроенергії в кінцевих точках. Також враховані мають бути технічні обмеження по пропускній здатності існуючих ПС та ПЛ. Критерієм оптимальності у процесі оптимізації розвитку мережі беруть суму приведених затрат всіх елементів мережі.

Для вирішення проекту оптимізації мають бути відомі вихідні дані, такі, як: розрахункова схема та величини навантажень мережі. Варто зазначити, що розрахункова схема має містити існуючі та заплановані ПЛ та ПС.

Оптимальна схема мережі може бути знайдена різними математичними методами. В даному проекті була проведена оптимізація розрахункової мережі методом поконтурної оптимізації.

Для досягнення поставленої мети в роботі вирішено наступні завдання:

- 1) розраховано та побудовано функцію дисконтованих витрат;
- 2) проведено апроксимацію функції дисконтованих витрат;
- 3) знайдено оптимальну конфігурацію електричної мережі;
- 4) розраховано усталені параметри роботи РЕМ.

					ДП7107.141.006.ПЗ	Арк.
						11
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

1 ФУНКЦІЯ ДИСКОНТОВАНИХ ВТРАТ

1.1 Загальні положення

Оптимізуючи розвиток електричної системи для порівняння різних варіантів зазвичай використовують суму приведених витрат на усіх гілках даної системи:

$$Z^c = \sum_{i \in M} Z_c$$

Де i - поточна гілка електричної мережі;

M -множина усіх можливих гілок мережі.

У складі елементів мережі розрізняють лінії електропередачі і трансформатори. Кожен елемент характеризується рядом параметрів, серед яких можуть бути, наприклад, напруга, переріз і число ланцюгів лінії, потужність трансформатора і т.д. Зазначені параметри є дискретними, що викликає суттєві труднощі при вирішенні даної задачі оптимізації. Всі ці параметри можуть бути представлені функціями потоку потужності по лінії електропередачі або по трансформатору. Тому при оптимізації для скорочення розмірності розв'язуваної задачі доцільно їх виключити з числа незалежних змінних. Для виключення може бути застосований метод економічних інтервалів, при використанні якого наведені витрати i -й вітки електричної мережі при будь-якому значенні потоку потужності по елементу повинні задовольняти умові:

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

Де V -загальна кількість варіантів технічного виконання i -тої вітки.

Витрати в лінію електропередачі можуть бути представлені у вигляді

$$Z_V = l \cdot Z_{V0}$$

Де l -довжина лінії;

					ДП7107.141.006.ПЗ	Арк.
						12
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Z_{V0} - наведені витрати на спорудження й експлуатацію одиниці довжини лінії заданого типу і напруги з перетином S_V .

$$Z_{V0} = K_{V0} + \frac{P_3 \cdot K_{V0}}{E} + \frac{P^2}{U_{cp}^2 \cdot \cos^2 \phi} \cdot r_{V0} \cdot Z_3 \cdot \tau$$

Де K_{V0} - капіталовкладення на одиницю довжини лінії перерізом S_V

U_{cp} - середня експлуатаційна напруга;

$\cos \phi$ - середнє значення коефіцієнта потужності для даного класу напруги;

r_{V0} - погонний опір лінії з перерізом S_V

Z_3 - питома вартість втрат електроенергії;

τ - кількість годин максимальних втрат;

Якщо $P=0$ затрати в лінію також приймаються рівними 0.

Функцію приведених втрат ЛЕП можна представити в такому вигляді:

$$Z_{V0} = a_{V0} + b_{V0}P^2$$

Де a_{V0} та b_{V0} коефіцієнти параболи, які визначаються за формулами:

$$a_{V0} = K_{v0} + \frac{P_a \times Z_3 \tau}{E}$$

$$b_{V0} = K_{v0} + \frac{r_{v0} \times K_{v0}}{U_{ном}^2 \cos^2 \phi \times E}$$

Функцію приведених витрат можна записати для будь-якого числа перерізів, які припустимі для даного класу напруги. В результаті отримаємо сукупність парабол. Функція оптимальних витрат вийде кривою, що огинає параболи знизу.

1.2 Функція дисконтованих витрат ПЛ-110 кВ

Для ПЛ-110 кВ, що виконана на залізобетонних опорах розрахуємо функцію

					ДП7107.141.006.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		13

оптимальних витрат. Використовуємо скорочену номенклатуру стандартних перерізів, тобто 70 мм², 120 мм², 240 мм².

Погонні активні опори ліній для даних перерізів наведені в табл. 1.1

Таблиця 1.1. Питомий опір проводів.

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

Базові показники вартості ПЛ-110 кВ для перерізів 70 мм², 120 мм², 240 мм² на залізобетонних опорах, опираючись на курс валют (5 гривень за долар), становитимуть

$$K_{v0(70)} = 275 \text{ тис грн/км}$$

$$K_{v0(120)} = 295 \text{ тис грн/км}$$

$$K_{v0(240)} = 350 \text{ тис грн/км}$$

Відповідно до проектного значення курсу валют 29.3 гривні за долар

$$K_{\$} = \frac{29,3}{5} = 5,86$$

Тоді вартість ПЛ- 110кВ буде становити:

Таблиця 1.2 – Вартість будівництва ПЛ

Переріз, мм ²	Вартість, тис.грн/км
77/11	1611,5
120/19	1728,7
240/32	2051

Знаходимо час максимальних втрат

$$T_{max} = 5600$$

$$\tau = (0.124 + T_{max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 4098$$

Знайдемо коефіцієнти параболи для заданих перерізів проводів.

- Для проводу марки АС-70/11

$$a_{V0} = \frac{P_a \cdot K'_{v0(70)}}{E} + K'_{v0(70)} = \frac{1.2 \cdot 10^{-2} \cdot 1611,5}{0,1} + 1611,5 = 1804,88$$

$$b_{V0} = \frac{r_{v0(70)} \cdot 3_{\phi} \cdot \tau}{U_{ном}^2 \cdot \cos^2 \phi \cdot E} = \frac{0,422 \cdot 1,95 \cdot 3979,458}{110^2 \cdot 0,9^2 \cdot 0,1} = 3,341$$

- Для проводу марки АС-120/19

$$a_{V0} = \frac{P_a \cdot K'_{v0(120)}}{E} + K'_{v0(120)} = \frac{1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 1728,7}{0,1} + 1728,7 = 1936,144$$

$$b_{V0} = \frac{r_{v0(120)} \cdot 3_{\phi} \cdot \tau}{U_{ном}^2 \cdot \cos^2 \phi \cdot E} = \frac{0,244 \cdot 1,95 \cdot 3979,458}{110^2 \cdot 0,9^2 \cdot 0,1} = 1,932$$

- Для проводу марки АС-240/32

$$a_{V0} = \frac{P_a \cdot K'_{v0(240)}}{E} + K'_{v0(240)} = \frac{1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 2051}{0,1} + 2051 = 2297,12$$

$$b_{V0} = \frac{r_{v0(240)} \cdot 3_{\phi} \cdot \tau}{U_{ном}^2 \cdot \cos^2 \phi \cdot E} = \frac{0,118 \cdot 1,95 \cdot 3979,458}{110^2 \cdot 0,9^2 \cdot 0,1} = 0,934$$

Функція сумарних дисконтованих витрат для перерізів 70 мм²,
120мм², 240 мм² буде мати вигляд:

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

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

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

Тепер можемо побудувати графік сумарних дисконтованих витрат ПЛ-110 кВ від потужності (рис 1.1).

					ДП7107.141.006.ПЗ	Арк.
						15
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Дивлячись на рис.1.1. функція оптимальних витрат є нижньою кривою лінією, що огинає сукупність парабол.

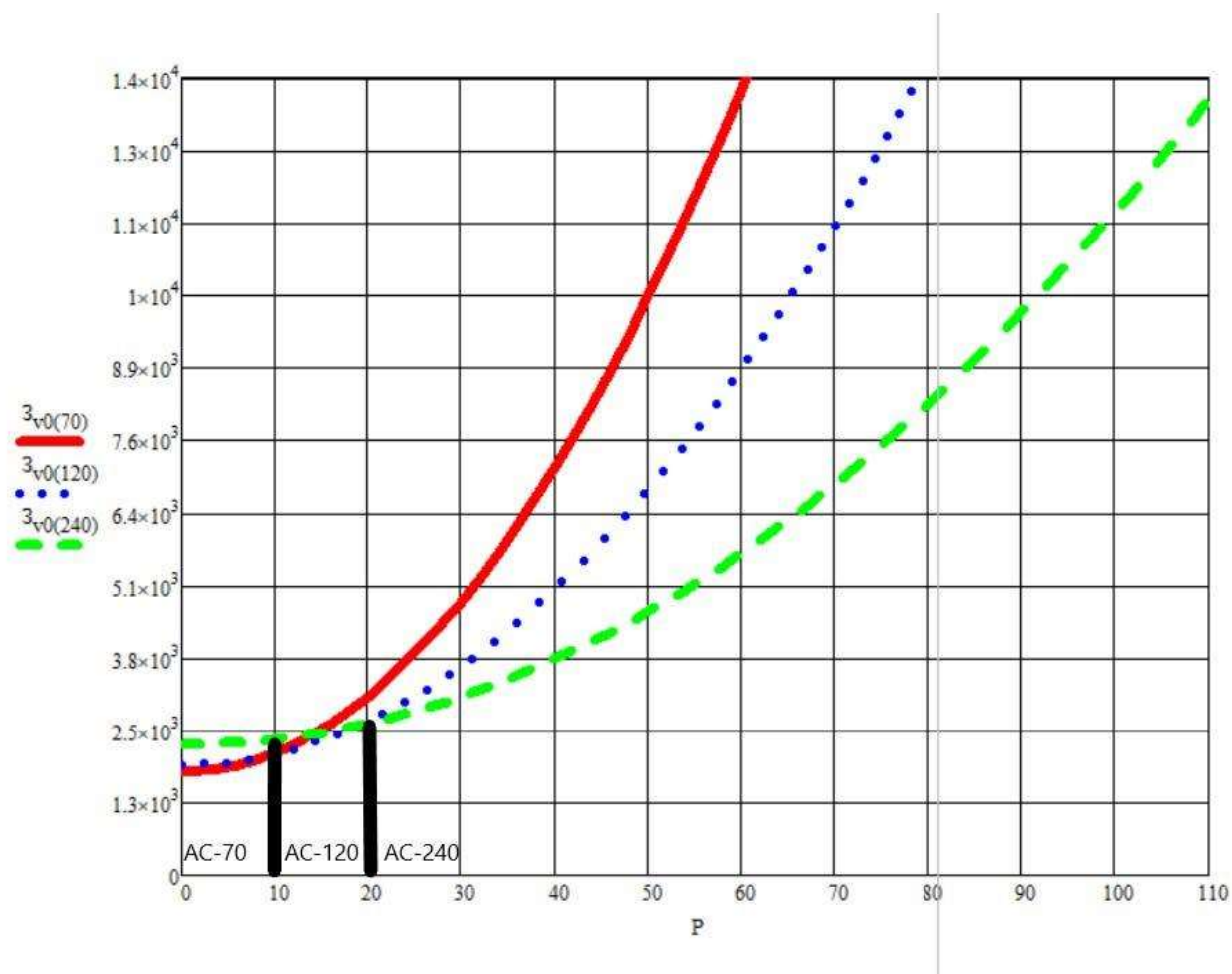


Рисунок 1.1 – Функція сумарних дисконтованих витрат на спорудження та експлуатацію ПЛ-110 кВ

Висновки до розділу

У цьому розділі побудовано функцію сумарних дисконтованих витрат для ПЛ-110 кВ, що виконана на залізобетонних опорах. Були розглянуті перерізи 70 мм², 120 мм², 240 мм².

2 АПРОКСИМАЦІЯ ФУНКЦІЇ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ

2.1 Загальні положення

Використовувати функцію сумарних дисконтованих витрат $Z_i = f(P_i)$ важко в зв'язку з тим, що перші похідні на границі економ. інтервалів розірвані. Тому дану функцію заміняють простішою. Для цього використовують апроксимацію.

Одним з багатьох методів апроксимації є метод найменших квадратів. Який згідно даних значень функції дозволяє знайти многочлен, який з задовільною точністю описує необхідну функцію. Даний многочлен:

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

У час використання цього метода виконується вибір многочлену в момент застосування якого наступна функція має найменше значення:

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

Виконавши диференціювання крайнього виразу по всім коефіцієнтам a_K та прирівнявши розраховані похідні до нуля, отримаємо систему рівнянь, що дає опис коефіцієнтів $a_0, a_1, \dots, a_M$. Похідні матимуть вигляд:

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

Попередній вираз також можна записати у вигляді:

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

Використаємо позначення:

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

Потім знайдемо систему рівнянь для визначення коефіцієнтів:

					ДП7107.141.006.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		17

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

За випадку, коли функція апроксимується прямою лінією, то система рівнянь виглядатиме так:

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

Де

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

2.2 Апроксимація функції дисконтованих витрат на ПЛ- 110 кВ

Виконуємо апроксимацію функції дисконтованих витрат, що була розрахована в попередньому розділі.

Під час апроксимації беремо до використання координати точок, які належать розрахованим функціям для різних перерізів проводів, а також точки в яких дані функції перетинаються. Розраховані координати точок показані в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Координати розрахованих точок

Р, МВт	0	2,5	5	10	15	20	30	50	70	90
З, тис.грн./км.	1805	1870	1900	2100	2370	2620	3150	4650	6870	9865

Складемо систему рівнянь:

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

$$S_1 = \sum_{i=1}^N x_i^0 = x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5 + x_6 + x_7 + x_8 + x_9 + x_{10}$$

$$= 0 + 2,5 + 5 + 10 + 15 + 20 + 30 + 50 + 70 + 90 = 292,5$$

					ДП7107.141.006.ПЗ					Арк.
										18
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата						

$$S_2 = \sum_{i=1}^N x_i^2 = x_1^2 + x_2^2 + x_3^2 + x_4^2 + x_5^2 + x_6^2 + x_7^2 + x_8^2 + x_9^2 + x_{10}^2$$

$$= 0^2 + 2,5^2 + 5^2 + 10^2 + 15^2 + 20^2 + 30^2 + 50^2 + 70^2 + 90^2$$

$$= 17156,25$$

$$T_0 = \sum_{i=1}^N y_i = y_1 + y_2 + y_3 + y_4 + y_5 + y_6 + y_7 + y_8 + y_9 + y_{10} = 1805 + 1870 + 1900 + 2100 + 2370 + 2620 + 3150 + 4650 + 6870 + 9865 = 37200$$

$$T_1 = \sum_{i=1}^N y_i x_i = y_1 x_1 + y_2 x_2 + y_3 x_3 + y_4 x_4 + y_5 x_5 + y_6 x_6 + y_7 x_7 + y_8 x_8 + y_9 x_9 + y_{10} x_{10} = 0 \cdot 1805 + 2,5 \cdot 1870 + 5 \cdot 1900 + 10 \cdot 2100 + 15 \cdot 2370 + 20 \cdot 2620 + 30 \cdot 3150 + 50 \cdot 4650 + 70 \cdot 6870 + 90 \cdot 9865 = 1818875$$

Розрахувавши отримаємо групу рівнянь

$$\begin{cases} a_0 10 + a_1 292,5 = 34094 \\ a_0 292,5 + a_1 9865 = 1818875 \end{cases}$$

Розв'язавши з допомогою програмного обчислення систему рівнянь отримаємо такі коефіцієнти:

$$a_0 = 1234,696$$

$$a_1 = 84,968$$

Тож, проєктована функція сумарних дисконтованих витрат для ПЛ-110 кВ набуває вигляду:

$$Z_H = 1234,696 + 84,968 \cdot P$$

Розрахунок для існуючих ПЛ-110 кВ не наводимо.

Результатом буде така функція:

$$Z_{icH} = 67,269 \cdot P$$

Графік апроксимованої функції зображений на рис.2.1.

					ДП7107.141.006.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		19

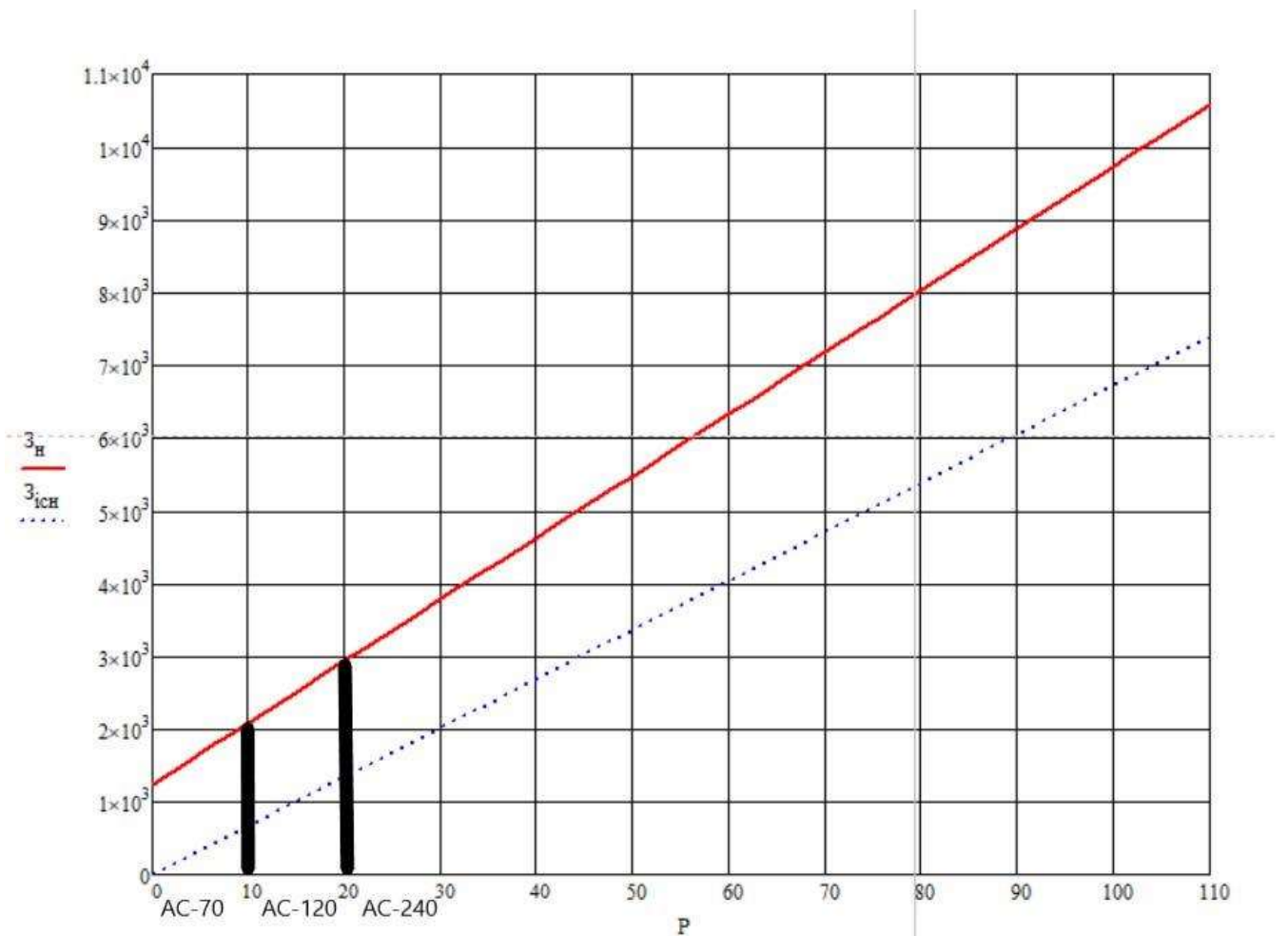


Рисунок 2.1. - Апроксимована функція дисконтованих витрат

Висновки до розділу

В даному розділі використовуючи метод найменших квадратів було виконано апроксимацію функції сумарних дисконтованих витрат для ПЛ-110 кВ проводів перерізом 70 мм², 120 мм², 240 мм², на лінії із залізобетонними опорами. Апроксимацію проведено для проектованої та для існуючої ПЛ-110 кВ.

3 ЗНАХОДЖЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ КОНФІГУРАЦІЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

3.1 Основні положення

Для визначення оптимальної конфігурації електричної мережі беремо у використання метод поконтурної оптимізації.

При використанні методу поконтурної оптимізації, умову вибору оптимальної конфігурації мережі в статичній постановці формулюють як умову визначення мінімуму функції витрат вигляду:

$$V^* = \sum_{i \in M} V_i(P_i)$$

При умові, що

$$\sum_{i \in M_j} P_i - P_j = 0, j = 1, 2, \dots, J-1,$$

де M – сукупність дозволених гілок мережі;

$V_i(P_i)$ – відома кусково-лінійна функція витрат на i -у лінію, яку можна одержати результатом апроксимації кривої економічних інтервалів.

Для спрощення обчислень доцільно на кожному кроці оптимізації апроксимувати функцію витрат на кожен ділянку мережі прямою лінією, тоді функція матиме вигляд:

$$V_i(P_i) = \begin{cases} a_i + b_i |P_i|, & \text{якщо } P_i \neq 0; \\ 0, & \text{якщо } P_i = 0 \end{cases}$$

Для нових гілок;

					ДП7107.141.006.ПЗ	Арк.
						21
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

$$V_i(P_i) = b_i |P_i|$$

Для існуючих гілок мережі.

Використовуючи метод поконтурної оптимізації, в розрахунковій схемі виділяють зв'язну розімкнуту мережу, яку називають деревом мережі. Усі гілки мережі називають дугами. Дуги, що утворюють дерево, позначають індексами $l = 1, 2, \dots, L$. Дуги, що не входять у дерево, і вмикання яких забезпечує перехід до вихідної замкнутої мережі, називають хордами. Хорди позначають індексами $k = 1, 2, \dots, K$. У результаті додавання будь-якої з хорд до дерева мережі утвориться контур. Як незалежні змінні використовують навантаження хорд мережі, а як залежні – навантаження дуг, що утворюють дерево мережі. Кількість незалежних змінних, що дорівнює кількості незалежних контурів, можна визначити за допомогою виразу $K = I - J + 1$, де I – кількість гілок мережі. Кількість залежних змінних дорівнює кількості рівнянь зв'язку $j - 1$.

Нехай навантаження всіх хорд дорівнюють нулю, тоді, змінюючи потужність, наприклад k -ї хорди, можна визначити мінімум функції витрат на спорудження й експлуатацію гілок даного контуру:

$$V_k^*(P_k) = V_k(P_k) + \sum_{l \in M_k} V_l(P_l),$$

де P_k і $V_k(P_k)$ – відповідно навантаження і витрати k -ї хорди;

M_k – множина дуг контуру, що виникає у разі замикання k -ї хорди;

P_l – навантаження l -ї дуги, що напрряму залежить від потужності хорди

$$P_l = f_l(P_k).$$

У цьому разі для оптимізації контуру достатньо порівняти зведені витрати для тих його режимів, у яких навантаження хорди або однієї з дуг дорівнює нулю. Для оптимізації контуру мережі маємо змогу порівняти витрати режимів, за яких навантаження хорди або дуги дорівнює 0.

					ДП7107.141.006.ПЗ	Арк.
						22
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

При повній не взаємозалежності контурів, оптимізація була б закінчена за k кроків. Та існують дуги, що можуть одночасно входити у декілька контурів. Через це в результаті оптимізації контуру суміжні з ним контури потребують повторного розгляду.

Вплив контурів один на інший потребує використання ітераційного процесу для пошуку екстремуму. Процес поділяють на цикли оптимізації, послідовне їх виконання забезпечує розв'язання цієї задачі. У всіх циклах оптимізацію проходить кожен контур мережі.

Якщо результат оптимізації k -го контуру – нульове навантаження має не хорда, а дуга, потрібно змінити систему змінних. Також потрібно k -у хорду приєднати до дерева мережі, а l -у дугу – до хорд. В інакшому стані цю дугу при оптимізації k -го контуру можна вважати замкнутою, а при оптимізації $k+1$ – розімкнутою.

Таким чином можна записати алгоритм методу поконтурної оптимізації:

1. Виділяємо дерево мережі. Таким чином дуги, які утворюють дерево, позначаємо індексами $l = 1, 2, \dots, L$, а хорди – $k = 1, 2, \dots, K$. Навантаження всіх хорд прирівнюємо до нуля: $P_k = 0$, $k = 1, 2, \dots, K$. Зазначаємо $k = 1$.

2. Проводимо оптимізацію k -го контуру. При цьому рахуємо

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

Якщо $V_k^*(P_{l'} = 0) < V_k^*(P_k = 0)$, то при наступному кроці оптимізації дугу l' використовуємо як хорду, а k -у хорду відносимо до дерева мережі. За іншого випадку система незалежних змінних буде без зміни. Зазначаємо $P_k = 0$.

3. Перевіряємо чи були розглянуті всі контури мережі $k = K$, якщо так, то можемо переходити до четвертого пункту, якщо ні замінюємо поточний індекс на $k = k + 1$ і переходимо до пункту номер два.

4. Якщо в циклі процесу змін зазнавали дерева і хорди мережі, то зазначаємо

					ДП7107.141.006.ПЗ	Арк.
						23
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

$k = 1$ й переходимо до пункту номер два алгоритму, якщо ні, то до пункту номер п'ять. 5. Кінець.

3.2 Метод поконтурної оптимізації

В першу чергу потрібно визначити оптимальну конфігурацію електричної мережі. На рис. 3.1 зображена надлишкова розрахункова схема.

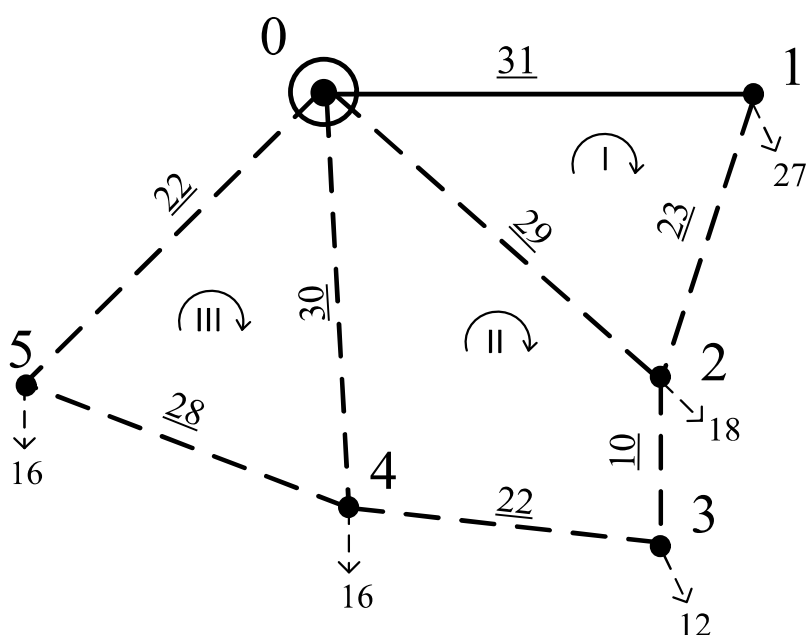


Рисунок 3.1 – Надлишкова розрахункова схема електричної мережі

Для діючих ліній у розрахунках враховуємо лише вартість втрат електроенергії.

Перший крок:

Приймаємо лінії 0-2, 0-4, 0-5, 1-2, 2-3, 3-4, 4-5 як хорди вихідної системи. Таким чином перший контур утворюють хорда 1-2 з дугами 0-1 та 0-2. Другий контур хорда 3-4 з дугами 0-2, 0-4 та 2-3. Третій контур хорда 4-5 з дугами 0-4 та 0-5.

Проводимо оптимізацію першого контуру (0-1-2-0):

Послідовно прирівнюємо навантаження кожної лінії до 0. Знаходимо затрати та потокорозподіл для кожного з варіантів схеми. Розраховані значення заносимо в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 Результати оптимізації 1 контуру

Лінії	Потужність лінії, МВт		
	Перший режим	Другий режим	Третій режим
0-1	45	27	0
1-2	18	0	27
0-2	0	18	45
Затрати, тис. грн	157,1	136,2	227,8

Можна підсумувати, що в 1 контурі найменші витрати забезпечує відключення лінії 1-2, ця лінія залишається хордою.

Проводимо оптимізацію другого контуру (0-2-3-4-0):

Послідовно прирівнюємо навантаження кожної лінії до 0. Знаходимо затрати та потокорозподіл для кожного з варіантів схеми. Розраховані значення заносимо в табл. 3.2.

Таблиця 3.2 Результати оптимізації 2 контуру

Лінії	Потужність лінії, МВт			
	Перший режим	Другий режим	Третій режим	Четвертий режим
1	2	3	4	5

1	2	3	4	5
2-3	28	12	0	18
0-2	46	30	18	0
3-4	16	0	12	30
0-4	0	16	28	46
Затрати, грн	242,4 тис.	210,1 тис.	238,2 тис.	265,2 тис.

Можна підсумувати, що в 2 контурі найменші витрати забезпечує відключення лінії 3-4, ця лінія залишається хордою.

Проводимо оптимізацію першого контуру (0-4-5-0):

Послідовно прирівнюємо навантаження кожної лінії до 0. Знаходимо затрати та поточкорозподіл для кожного з варіантів схеми. Розраховані значення заносимо в табл. 3.3.

Таблиця 3.3 Результати оптимізації 3 контуру

Лінії	Потужність лінії, МВт		
	Перший режим	Другий режим	Третій режим
0-5	32	16	0
4-5	16	0	16
0-4	0	16	32
Затрати, тис. грн	159,6	134,9	191,3

Можна підсумувати, що в 3 контурі найменші витрати забезпечує відключення лінії 4-5, ця лінія залишається хордою.

Отримані результати зображені на рисунку 3.2.

					ДП7107.141.006.ПЗ	Арк.
						26
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

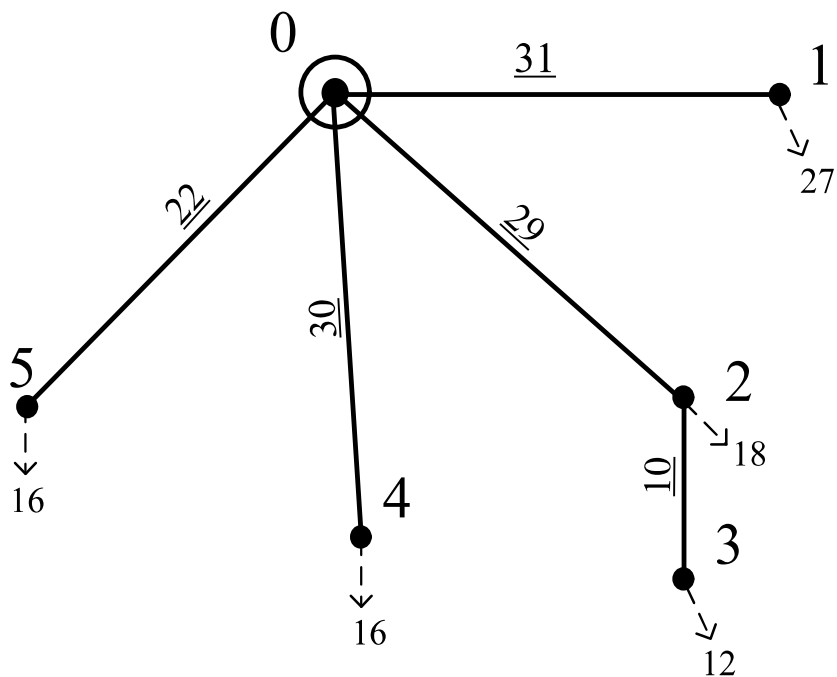


Рисунок 3.2 – Схема мережі після поконтурної оптимізації

Для кращої надійності постачання електроенергії додаємо ділянки 1-2, 2-4 та 5-4. На цьому закінчуємо з вибором схеми. Подальше усунення ліній приведе до порушення зв'язності мережі. Оптимальна схема мережі показана на рис. 3.3.

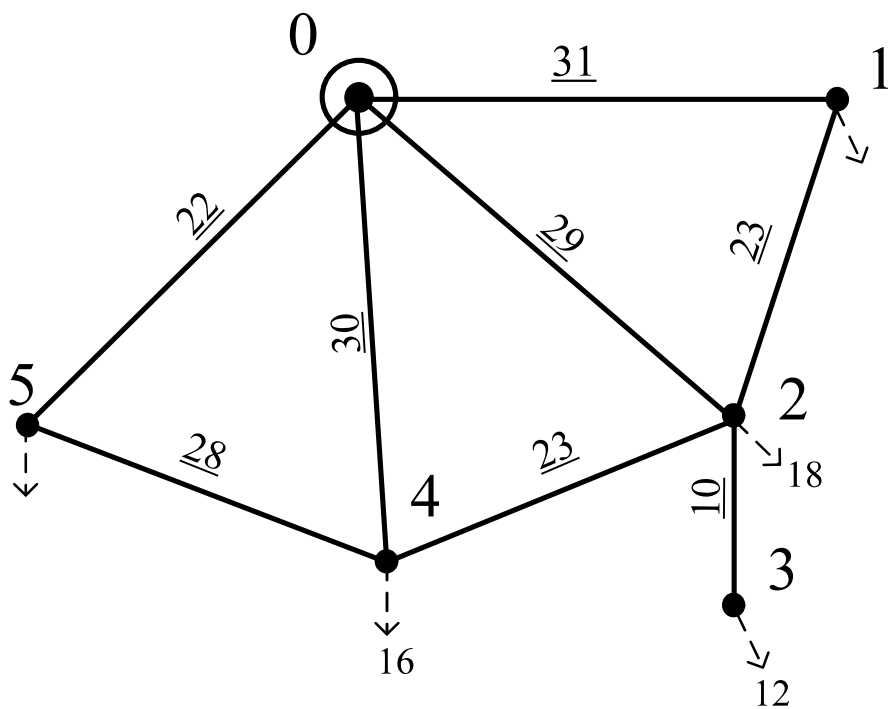


Рисунок 3.3 – Оптимальна схема мережі

Висновки до розділу

В ході розрахунків мережі методом поконтурної оптимізації було отримано оптимальну її конфігурацію. Для збільшення надійності електропостачання було введено три ділянки: 1-2, 2-4 та 4-5, що дали змогу сформувати три контури.

					ДП7107.141.006.ПЗ	Арк.
						28
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

4 РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

4.1 Вибір числа та типу силових трансформаторів

Під час вибору кількості силових трансформаторів на проєктованих ПС 110 кВ припускаємо, що до шин НН та СН приєднані споживачі I та II категорій. Зважаючи на це обираємо до встановлення на кожній ПС два трансформатори однакового типу та потужності.

Потужність силових трансформаторів потрібно обирати виходячи з допустимих перевантажень, що в пiлсаяварійному режимі згідно ПТЕ складають 40%.

Наведемо приклад з вибору трансформатора для ПС №2.

Знаходимо значення реактивного навантаження на шинах ПС №2:

$$\varphi_{\text{НН}} = \arccos(\cos(\varphi_{\text{НН}})) = \arccos(0.85) = 31.788^\circ$$

$$\varphi_{\text{СН}} = \arccos(\cos(\varphi_{\text{СН}})) = \arccos(0.84) = 32.86^\circ$$

$$Q_{\text{НН2}} = -P_{\text{НН2}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{НН}} = -8 \cdot \operatorname{tg}(31.788^\circ) = -4.96 \text{ МВар}$$

$$Q_{\text{СН2}} = -P_{\text{СН2}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{СН}} = -10 \cdot \operatorname{tg}(32.86^\circ) = -6.46 \text{ МВар.}$$

Величина повного навантаження приєданого до ПС №2 складе:

$$S_{\text{max 2}} = P_{\text{СН2}} + P_{\text{НН2}} + j(Q_{\text{СН2}} + Q_{\text{НН2}}) = 10 + 8 + j(-6,46 - 4,96) = 18 - j11,42 \text{ МВА.}$$

Розраховуємо значення потужності силових трансформаторів, що будуть встановлені на ПС №2:

$$S_{T2} = 0,7 \cdot |S_{\text{max 2}}| = 14,92 \text{ МВА.}$$

До встановлення на ПС №2 приймаємо два силових трансформатори типу ТДТН – 16000/110

					ДП7107.141.006.ПЗ	Арк.
						29
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Результат вибору трансформаторів на всіх ПС наведений в табл. 4.1

Таблиця 4.1 – Вибір трансформаторів для проєктованих ПС 110 кВ

ПС	$S_{\max}, \text{МВА.}$	$S_T, \text{МВА.}$	Тип трансформаторів
1	27-j17,36	22,47	2х ТДТН – 25000/110
2	18-j11,42	14,92	2х ТДТН – 16000/110
3	12-j7,62	9,95	2х ТДТН – 10000/110
4	16-j10,18	13,27	2х ТДТН – 16000/110
5	16-j10,23	13,29	2х ТДТН – 16000/110

4.2 Знаходження потокорозподілу за L-схемою мережі

Розрахуємо потокорозподіл потужності за довжинами ділянок в розподільчій електричній мережі. Для розрахунку використовуємо метод контурних рівнянь. Умовно видаливши ділянки 1-2, 2-4 та 4-5 із розрахункової схеми знайдемо потокорозподіл потужності в розімкненій електричній мережі:

$$S_{23}^{\text{гос}} = S_3^{\text{гос}} = 12 - j7,62 \text{ МВА};$$

$$S_{02}^{\text{гос}} = S_{23}^{\text{гос}} + S_2^{\text{гос}} = 12 - j7,62 + 18 - j11,42 = 30 - j19,04 \text{ МВА}$$

$$S_{04}^{\text{гос}} = S_4^{\text{гос}} = 16 - j10,18 \text{ МВА};$$

$$S_{05}^{\text{гос}} = S_5^{\text{гос}} = 16 - j10,23 \text{ МВА};$$

$$S_{01}^{\text{гос}} = S_1^{\text{гос}} = 27 - j17,36 \text{ МВА};$$

Потокорозподіл потужності в умовно-розімкненій L-схемі електричної мережі наведений на рис. 4.1.

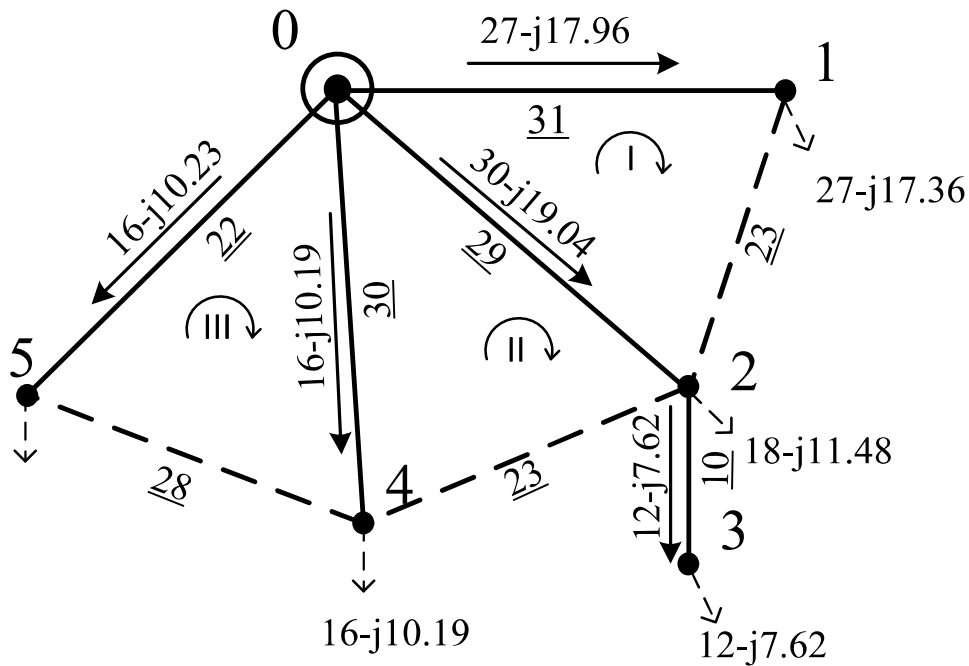


Рис. 4.1 – Потокорозподіл потужності в розімкненій L-схемі мережі

Знаходимо значення, як власних, так і взаємних довжин контурів:

$$\begin{aligned}
 l_I &= l_{01} + l_{12} + l_{02} = 30 + 23 + 29 = 83 \text{ км}; \\
 l_{II} &= l_{02} + l_{24} + l_{04} = 30 + 23 + 29 = 82 \text{ км}; \\
 l_{III} &= l_{05} + l_{04} + l_{45} = 22 + 28 + 30 = 80 \text{ км}; \\
 l_{I-II} &= l_{II-I} = l_{02} = 29 \text{ км}; \\
 l_{I-III} &= l_{III-I} = 0 \text{ км}; \\
 l_{II-III} &= l_{III-II} = l_{04} = 30 \text{ км}.
 \end{aligned}$$

Для розрахункової схеми сформуємо систему контурних рівнянь:

$$\begin{cases}
 S_{01}^{\text{pos}} \cdot l_{01} - S_{02}^{\text{pos}} \cdot l_{02} = -S_1 \cdot l_1 + S_2 \cdot l_{1-2} + S_3 \cdot l_{1-3} \\
 S_{02}^{\text{pos}} \cdot l_{02} - S_{04}^{\text{pos}} \cdot l_{04} = -S_2 \cdot l_2 + S_1 \cdot l_{1-2} + S_3 \cdot l_{2-3} \\
 S_{04}^{\text{pos}} \cdot l_{04} - S_{05}^{\text{pos}} \cdot l_{05} = -S_3 \cdot l_3 + S_1 \cdot l_{1-3} + S_2 \cdot l_{2-3}
 \end{cases}$$

Виконуємо розрахунок цієї системи. Отримаємо такий результат:

$$\begin{cases}
 S_1 = -2.061 + j1.401 \\
 S_2 = -7.035 + j4.487 \\
 S_3 = -4.238 + j2.686
 \end{cases}$$

Знайдемо потокорозподіл потужності вже в замкненій L-схемі електричної мережі:

					ДП7107.141.006.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		31

$$S_{01} = S_{01}^{\text{pos}} + S_1 = 27 - j17,36 + (-2.061 + j1.401) = 24.94 - j15.96$$

$$S_{02} = S_{02}^{\text{pos}} + S_2 - S_1 = 30 - j19,04 + (-7.035 + j4.487) - (-2.061 + j1.401) = 25.03 - j15.95$$

$$S_{04} = S_{04}^{\text{pos}} + S_3 - S_2 = 16 - j10,18 + (-4.238 + j2.686) - (-7.035 + j4.487) = 18.8 - j11.98$$

$$S_{05} = S_{05}^{\text{pos}} - S_3 = 16 - j10,23 - (-4.238 + j2.686) = 20.24 - j12.92$$

$$S_{12} = S_1 = -2.061 + j1.401$$

$$S_{24} = S_2 = -7.035 + j4.487$$

$$S_{45} = S_3 = -4.238 + j2.686$$

$$S_{23} = S_{23}^{\text{pos}} = 12 - j7.62$$

Здійснимо перевірку по виконанню II-го закону Кірхгофа:

$$S_{01} \cdot 1_{01} + S_{12} \cdot 1_{12} - S_{02} \cdot 1_{02} = 0$$

$$S_{24} \cdot 1_{24} - S_{04} \cdot 1_{04} + S_{02} \cdot 1_{02} = 0$$

$$S_{45} \cdot 1_{45} + S_{04} \cdot 1_{04} - S_{05} \cdot 1_{05} = 0$$

Таким чином потокорозподіл потужності в L-схемі мережі розраховано вірно. Замкнена L-схема з потокорозподілом потужності наведено на рис.4.2.

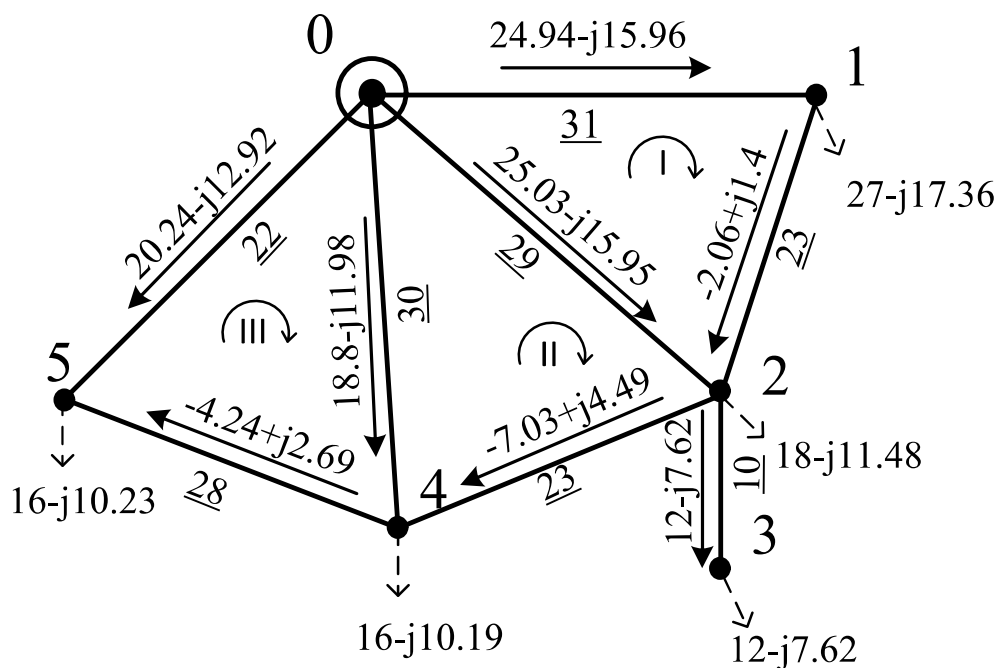


Рис. 4.2 – Потокорозподіл потужності в L-схемі мережі

4.3 Вибір марки та перерізу проводів

Вибір перерізів проводів ПЛ 110 кВ виконують з розрахунковим струмовим навантаженням. Проводиться розрахунок струмових навантажень для ділянок електричної мережі на основі потоків потужності по ділянках мережі отриманих у попередньому пункті при розрахунку L-схеми. Для ділянки 0-1 струмове навантаження складе:

$$I_{01} = \frac{\sqrt{P_{01}^2 + Q_{01}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{\sqrt{24.94^2 + j15.96^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 155.41 \text{ А}$$

Визначаються оптимальні значення перерізу проводів ПЛ за формулою:

$$F_{\text{опт}} = \frac{1}{k} \cdot \frac{\sqrt{3 \cdot I_p^2 + \rho \cdot C_{BX} \cdot \tau \cdot 10^{-5}}}{k_{\text{нп.зм}} \cdot (0,01 \cdot H_e + E)}$$

Для ділянки 0-1 оптимальне значення перерізу складе:

$$F_{\text{опт}} = \frac{1}{k} \cdot \frac{\sqrt{3 \cdot 155,41^2 + 28,5 \cdot 129 \cdot 4098 \cdot 10^{-5}}}{450 \cdot (0,01 \cdot 1,2 + 0,1)} = 465,42 \text{ А}$$

Результати розрахунків вибору оптимального значення перерізу зведені до табл. 4.2.

Таблиця 4.2 – Обрані перерізи проводів ЛЕП 110 кВ

Ділянка	$F_{\text{опт}}$, А	Струмове навантаження, А	Марка проводу
1	2	3	4
0-1	465.42	155.41	АС-240/32
1-2	39.15	13.07	АС-70/11
2-3	223.44	74.61	АС-70/11
2-4	131.12	43.78	АС-70/11
4-5	78.93	26.36	АС-70/11

					ДП7107.141.006.ПЗ	Арк.
						33
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

1	2	3	4
0-2	466.53	155.78	АС-240/32
0-4	350.41	117.00	АС-120/19
0-5	377.44	126.03	АС-120/19

Проведемо перевірку вибраних перерізів проводів на виконання технічних вимог в післяаварійному режимі РЕМ. Перевірку будемо виконувати для I та II групи післяаварійних режимів.

В умовах експлуатації електричних мереж мають місце випадки аварійного чи планового вимкнення одного силового трансформатора на понижувальній ПС 110 кВ. Це може привести до зниження напруги на вторинних шинах до неприпустимого значення. Тому як перший післяаварійний режим будемо розглядати відключення одного трансформатора на ПС 110 кВ.

Здійснимо розрахунок нормованого регульовального діапазону силових трансформаторів для всіх ПС 110 кВ. Приклад розрахунків приведемо для ПС №1 та ПС №2:

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

$$U_{KB1} = 0.5 \cdot (U_{k(B-C)I} + U_{k(B-H)I} - U_{k(C-H)I}) = 0.5 \cdot (10.5 + 17.5 - 6.5) = 10.75\%;$$

$$U_{KC1} = 0.5 \cdot (U_{k(B-C)I} + U_{k(C-H)I} - U_{k(B-H)I}) = 0.5 \cdot (10.5 - 17.5 + 6.5) = -0.25\% \rightarrow 0\%$$

$$U_{KH1} = 0.5 \cdot (U_{k(B-H)I} - U_{k(B-C)I} + U_{k(C-H)I}) = 0.5 \cdot (17.5 - 10.5 + 6.5) = 6.75\%;$$

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

$$\Delta U_{TB1} = \frac{P_1}{n} \cdot \frac{\Delta P_{k1} \cdot U_{TB1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{H1}^2} - \frac{Q_1}{n} \cdot \frac{U_{TB1} \cdot U_{KB1}}{100 \cdot S_{H1}} = \frac{27}{1} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{-17.36}{1} \cdot \frac{115 \cdot 10.75}{100 \cdot 25} = 8.93$$

$$\Delta U_{TC1} = \frac{P_{CH1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{k1} \cdot U_{TB1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{H1}^2} - \frac{Q_{CH1}}{n} \cdot \frac{U_{TB1} \cdot U_{KC1}}{100 \cdot S_{H1}} = \frac{24}{1} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{-15.5}{1} \cdot \frac{115 \cdot 0}{100 \cdot 25} = 0.31$$

$$\Delta U_{TH1} = \frac{P_{HH1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{k1} \cdot U_{TB1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{H1}^2} - \frac{Q_{HH1}}{n} \cdot \frac{U_{TB1} \cdot U_{KH1}}{100 \cdot S_{H1}} = \frac{3}{1} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{-1.86}{1} \cdot \frac{115 \cdot 6.75}{100 \cdot 25} = 0.62$$

					ДП7107.141.006.ПЗ	Арк.
						34
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Допустимий регулювальний діапазон силового трансформатора на ПС №1 складе:

$$U_{\min 1} = \frac{U_{\text{Ндж}} \cdot U_{\text{ТБ1}}}{U_{\text{ТН1}}} \cdot (1 - \omega_{\text{BG}}) + \Delta U_{\text{ТБ1}} + \Delta U_{\text{ти1}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} (1 - 0,16) + 8,93 + 0,616 = 101,736 \text{ кВ};$$

$$U_{\max 1} = \frac{U_{\text{Ндж}} \cdot U_{\text{ТБ1}}}{U_{\text{ТН1}}} \cdot (1 + \omega_{\text{BG}}) + \Delta U_{\text{ТБ1}} + \Delta U_{\text{ти1}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} (1 + 0,16) + 8,93 + 0,616 = 136,9 \text{ кВ};$$

Розраховуємо величину фіктивної напруги КЗ трансформатора встановленого на ПС №2:

$$U_{\text{кВ}2} = 0,5 \cdot (U_{\text{к(В-С)2}} + U_{\text{к(В-Н)2}} - U_{\text{к(С-Н)2}}) = 0,5 \cdot (10,5 + 17 - 6) = 10,75\%;$$

$$U_{\text{кС}2} = 0,5 \cdot (U_{\text{к(В-С)2}} + U_{\text{к(С-Н)2}} - U_{\text{к(В-Н)2}}) = 0,5 \cdot (10,5 - 17 + 6) = -0,25\% \rightarrow 0\%$$

$$U_{\text{кН}2} = 0,5 \cdot (U_{\text{к(В-Н)2}} - U_{\text{к(В-С)2}} + U_{\text{к(С-Н)2}}) = 0,5 \cdot (17 - 10,5 + 6) = 6,25\%;$$

Розраховуємо значення втрати напруги в обмотках трансформатора на ПС №2:

$$\Delta U_{\text{ТБ2}} = \frac{P_2}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{к2}} \cdot U_{\text{ТБ2}} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{\text{H2}}^2} - \frac{Q_2}{n} \cdot \frac{U_{\text{ТБ2}} \cdot U_{\text{КБ2}}}{100 \cdot S_{\text{H1}}} = \frac{18}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-11,42}{1} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{100 \cdot 25} = 9,23$$

$$\Delta U_{\text{ТЦ2}} = \frac{P_{\text{CH2}}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{к2}} \cdot U_{\text{ТБ2}} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{\text{H2}}^2} - \frac{Q_{\text{CH2}}}{n} \cdot \frac{U_{\text{ТБ2}} \cdot U_{\text{КЦ2}}}{100 \cdot S_{\text{H2}}} = \frac{10}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-6,46}{1} \cdot \frac{115 \cdot 0}{100 \cdot 25} = 0,26$$

$$\Delta U_{\text{ТН2}} = \frac{P_{\text{HH2}}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{к2}} \cdot U_{\text{ТБ2}} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{\text{H2}}^2} - \frac{Q_{\text{HH2}}}{n} \cdot \frac{U_{\text{ТБ2}} \cdot U_{\text{КН2}}}{100 \cdot S_{\text{H2}}} = \frac{8}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-4,96}{1} \cdot \frac{115 \cdot 6,25}{100 \cdot 25} = 2,41$$

Допустимий регулювальний діапазон силового трансформатора на ПС №2 складе:

$$U_{\min 2} = \frac{U_{\text{Ндж}} \cdot U_{\text{ТБ2}}}{U_{\text{ТН2}}} \cdot (1 - \omega_{\text{BG}}) + \Delta U_{\text{ТБ2}} + \Delta U_{\text{ти2}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} (1 - 0,16) + 9,23 + 2,41 = 103,82 \text{ кВ};$$

$$U_{\max 2} = \frac{U_{\text{Ндж}} \cdot U_{\text{ТБ2}}}{U_{\text{ТН2}}} \cdot (1 + \omega_{\text{BG}}) + \Delta U_{\text{ТБ2}} + \Delta U_{\text{ти2}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} (1 + 0,16) + 9,23 + 2,41 = 138,99 \text{ кВ};$$

Здійснюємо такі ж розрахунки допустимого регулювального діапазону для всіх силових трансформаторів, що встановленні на понижуючих ПС 110 кВ. Отримані результати розрахунку допустимих регулювальних діапазонів трансформаторів на понижуючих ПС 110 кВ для І групи післяаварійних режимів зведені до табл. 4.3.

					ДП7107.141.006.ПЗ	Арк.
						35
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 4.3 – Діапазони регулювання силових трансформаторів

№	Тип трансформатора	Обмотка	U_I , кВ	Потік по- тужності, МВА	ΔU_I , кВ	$U_{\min}$, кВ	$U_{\max}$, кВ
1	ТДТН 25000/110	ВН	115	27-j17.362	8.933	101.74	136.9
		СН	38,5	24-j15.5	0.309		
		НН	11	3-j1.86	0.616		
2	ТДТН 16000/110	ВН	115	18-j11.417	9.226	103.82	139
		СН	38,5	10-j6.459	0.225		
		НН	11	8-j4.958	2.407		
3	ТДТН 10000/110	ВН	115	12-j7.62	6.157	99.85	135
		СН	38,5	7-j4.522	0.157		
		НН	11	5-j3.099	1.504		
4	ТДТН 16000/110	ВН	115	16-j10.178	8.223	100.41	135.6
		СН	38,5	10-j6.459	0.225		
		НН	11	6-j3.718	1.805		
5	ТДТН 16000/110	ВН	115	16-j10.23	8.264	109.88	148.6
		СН	38,5	12-j7.751	0.27		
		НН	11	4-j2.479	1.203		

Виконуємо розрахунок рівня напруги в пунктах мережі. Величину погонного реактивного опору приймаємо за 0,4 Ом/км.

Напруга в п. 1 складе:

$$U_1 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{01} \cdot r_{01} - Q_{01} \cdot x_{01})} = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (24,94 \cdot 3,78 - (-15,96) \cdot 12,4)} = 112,43 \text{ кВ.}$$

Аналогічним чином виконуємо розрахунки усіх пунктів мережі. Результати розрахунку наведені у таблиці 4.4.

					ДП7107.141.006.ПЗ	Арк.
						36
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Згідно даних таблиці 4.4 рівень напруги в усіх пунктах мережі знаходиться в межах регульовального діапазону. Тож технічні обмеження першої групи післяаварійних режимів виконуються.

Таблиця 4.4 – Рівень напруги в пунктах мережі

№ пункту	Рівень напруги, кВ	Регульовальний діапазон	
		$U_{\min}$, кВ	$U_{\max}$, кВ
1	112.43	101.736	136.907
2	112.596	103.82	138.991
3	111.873	99.849	135.02
4	115.949	100.41	135.582
5	116.452	109.88	148.648

Перейдемо до перевірки виконання технічних обмежень II групи післяаварійних режимів. Знайдемо потокорозподіл потужності в L-схемі мережі після відключення найзавантаженішої ПЛ 0-2. Результат розрахунку потокорозподілу потужності показаний на рис. 4.4.

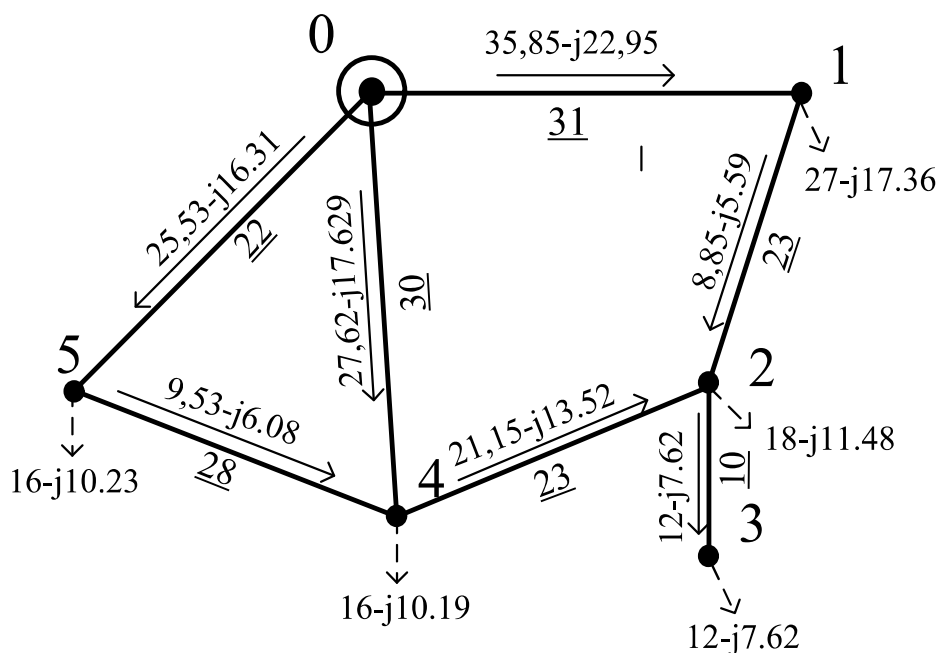


Рис. 4.4 – Потокорозподіл потужності в післяаварійному режимі

Перевіримо перерізи проводів по допустимому нагріванню. Для цього здійснимо розрахунок струмового навантаження:

$$I_{42} = \frac{\sqrt{P_{42}^2 + Q_{42}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{\sqrt{21,15^2 + (-13,52)^2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131,7 \text{ А.}$$

Ділянка 4-2 виконана перерізом проводу 70 мм², для якого тривало-допустимий струм складає 265 А. Отже, на даній ділянці перевантаження за струмом не спостерігається.

Така ж перевірка виконується для кожної ділянки мережі. Результати перевірки занесені до таблиці 4.5.

Таблиця 4.5 – Перевірка проводів ПЛ за струмом

ПЛ	Переріз, мм ²	I_i , А	$I_{\text{доп}}$, А
0-1	240	223,4	610
0-4	120	171,9	390
0-5	120	159	390
1-2	70	54,9	265
2-3	70	74,6	265
2-4	70	131,7	265
4-5	70	59,3	265

За даними табл. 4.5 рівень струму всіх ділянок мережі знаходиться в допустимих нормах.

Пункти, що мають найменше значення рівня напруги в післяаварійному режимі потребують додаткової перевірки допустимості відхилення напруги на вторинних шинах. Такими є пункти 1 та 3 в розрахунковому післяаварійному режимі.

Знаходимо діапазон регулювання трансформаторів на ПС №1:

					ДП7107.141.006.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		38

$$\Delta U_{TB1} = \frac{P_1}{n} \cdot \frac{\Delta P_{k1} \cdot U_{TB1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{H1}^2} - \frac{Q_1}{n} \cdot \frac{U_{TB1} \cdot U_{KB1}}{100 \cdot S_{H1}} = \frac{27}{1} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{-17,36}{1} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{100 \cdot 25} = 8,93$$

$$\Delta U_{TC1} = \frac{P_{CH1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{k1} \cdot U_{TB1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{H1}^2} - \frac{Q_{CH1}}{n} \cdot \frac{U_{TB1} \cdot U_{KC1}}{100 \cdot S_{H1}} = \frac{24}{1} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{-15,5}{1} \cdot \frac{115 \cdot 0}{100 \cdot 25} = 0,31$$

$$\Delta U_{TH1} = \frac{P_{HH1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{k1} \cdot U_{TB1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{H1}^2} - \frac{Q_{HH1}}{n} \cdot \frac{U_{TB1} \cdot U_{KH1}}{100 \cdot S_{H1}} = \frac{3}{1} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{-1,86}{1} \cdot \frac{115 \cdot 6,75}{100 \cdot 25} = 0,62$$

$$U_{\min 1} = \frac{U_{Hдж} \cdot U_{TB1}}{U_{TH1}} \cdot (1 - \omega_{BG}) + \Delta U_{TB1} + \Delta U_{TH1} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} (1 - 0,16) + 8,93 + 0,616 = 101,736 \text{ кВ};$$

$$U_{\max 1} = \frac{U_{Hдж} \cdot U_{TB1}}{U_{TH1}} \cdot (1 + \omega_{BG}) + \Delta U_{TB1} + \Delta U_{TH1} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} (1 + 0,16) + 8,93 + 0,616 = 136,9 \text{ кВ};$$

Знаходимо діапазон регулювання трансформаторів на ПС №3:

$$\Delta U_{TB3} = \frac{P_3}{n} \cdot \frac{\Delta P_{k3} \cdot U_{TB3} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{H3}^2} - \frac{Q_3}{n} \cdot \frac{U_{TB3} \cdot U_{KB3}}{100 \cdot S_{H3}} = \frac{12}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 10^2} - \frac{-7,62}{1} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{100 \cdot 10} = 10,11$$

$$\Delta U_{TC3} = \frac{P_{CH3}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{k3} \cdot U_{TB3} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{H3}^2} - \frac{Q_{CH3}}{n} \cdot \frac{U_{TB3} \cdot U_{KC3}}{100 \cdot S_{H3}} = \frac{7}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 10^2} - \frac{-4,52}{1} \cdot \frac{115 \cdot 0}{100 \cdot 10} = 0,403$$

$$\Delta U_{TH3} = \frac{P_{HH3}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{k3} \cdot U_{TB3} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{H3}^2} - \frac{Q_{HH3}}{n} \cdot \frac{U_{TB3} \cdot U_{KH3}}{100 \cdot S_{H3}} = \frac{5}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 10^2} - \frac{-3,1}{1} \cdot \frac{115 \cdot 6,25}{100 \cdot 10} = 2,515$$

$$U_{\min 3} = \frac{U_{Hдж} \cdot U_{TB3}}{U_{TH2}} \cdot (1 - \omega_{BG}) + \Delta U_{TB3} + \Delta U_{TH3} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} (1 - 0,16) + 6,16 + 1,5 = 99,85 \text{ кВ};$$

$$U_{\max 3} = \frac{U_{Hдж} \cdot U_{TB3}}{U_{TH2}} \cdot (1 + \omega_{BG}) + \Delta U_{TB3} + \Delta U_{TH3} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} (1 + 0,16) + 6,16 + 1,5 = 135,02 \text{ кВ};$$

Рівень напруги в післяаварійному режимі в пунктах 1 та 3:

$$U_1 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{01} \cdot r_{01} - Q_{01} \cdot x_{01})} = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (24,94 \cdot 3,78 - (-15,96) \cdot 12,4)} = 112,43 \text{ кВ}.$$

$$U_3 = \sqrt{U_2^2 - 2 \cdot (P_{23} \cdot r_{23} - Q_{23} \cdot x_{23})} = \sqrt{112,59^2 - 2 \cdot (12 \cdot 4,22 - (-7,62) \cdot 4)} = 111,873 \text{ кВ}.$$

Таким чином напруга в даних пунктах знаходиться в допустимих межах.
Технічні вимоги II групи післяаварійних режимів виконуються.

					ДП7107.141.006.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		39

4.4 Формування розрахункової Z-схеми мережі

Здійснимо розрахунок параметрів схем заміщення силових трансформаторів на понижуючих ПС 110 кВ. Розглянемо блок трансформаторів встановлених на ПС №3.

Значення активного опору трансформатору типу ТДТН 10000/110 складе:

$$r_{в3} = r_{с3} = r_{н3} = \frac{\Delta P_{к3} \cdot U_{ов3}^2 \cdot 10^3}{S_{н3}^2} = \frac{100 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{10000^2} = 2,58 \text{ Ом}$$

Значення індуктивного опору трансформатору на ПС №3 складе:

$$x_{тв3} = \frac{10 \cdot U_{кв3} \cdot U_{ов3}^2}{S_{н3}} = \frac{10 \cdot 10,75 \cdot 115^2}{10000} = 88,85 \text{ Ом};$$

$$x_{тс3} = \frac{10 \cdot U_{кц3} \cdot U_{ов3}^2}{S_{н3}} = \frac{10 \cdot 0 \cdot 115^2}{10000} = 0 \text{ Ом};$$

$$x_{тн3} = \frac{10 \cdot U_{кн3} \cdot U_{ов3}^2}{S_{н3}} = \frac{10 \cdot 6,25 \cdot 115^2}{10000} = 51,66 \text{ Ом};$$

Значення активної та індуктивної провідності трансформатора на ПС №3:

$$g_{т3} = \frac{\Delta P_{хх3} \cdot 10^{-3}}{U_{ов3}^2} = \frac{23 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 1,74 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

$$b_{т3} = - \frac{I_{хх3} \cdot S_{н3} \cdot 10^{-5}}{U_{ов3}^2} = - \frac{1 \cdot 16000 \cdot 10^{-5}}{115^2} = -12,1 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

Розглянемо трансформатор типу ТДТН 25000/110 встановлений на ПС №1. Виконаємо розрахунки параметрів схем заміщення даного силового триобмоткового трансформатора:

					ДП7107.141.006.ПЗ	Арк.
						40
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

$$r_{B1} = r_{C1} = r_{H1} = \frac{\Delta P_{K1} \cdot U_{OB1}^2 \cdot 10^3}{S_{H1}^2} = \frac{140 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{25000^2} = 1,48 \text{ Ом}$$

$$x_{TB1} = \frac{10 \cdot U_{KB1} \cdot U_{OB1}^2}{S_{H1}} = \frac{10 \cdot 10,75 \cdot 115^2}{25000} = 56,87 \text{ Ом};$$

$$x_{TC1} = \frac{10 \cdot U_{KC1} \cdot U_{OB1}^2}{S_{H1}} = \frac{10 \cdot 0 \cdot 115^2}{25000} = 0 \text{ Ом};$$

$$x_{TH1} = \frac{10 \cdot U_{KH1} \cdot U_{OB1}^2}{S_{H1}} = \frac{10 \cdot 6,75 \cdot 115^2}{25000} = 35,7 \text{ Ом};$$

$$g_{T1} = \frac{n \cdot \Delta P_{XX1} \cdot 10^{-3}}{U_{OB1}^2} = \frac{2 \cdot 31 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 2,34 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

$$b_{T1} = -\frac{n \cdot I_{XX1} \cdot S_{H1} \cdot 10^{-5}}{U_{OB1}^2} = -\frac{2 \cdot 0,7 \cdot 25000 \cdot 10^{-5}}{115^2} = -13,2 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

Таким самим чином виконуємо розрахунки для всіх блоків силових трансформаторів. Результати розрахунку наведені в табл. 4.6.

Таблиця 4.6 – Параметри схем заміщення блоків трансформаторів

ПС	Кількість та тип трансформаторів	Опір, Ом				Повна провідність, См
		r_T	x_B	x_C	x_H	
1	2х ТДТН – 25000/110	1.481	56.867	0	35.708	$(4,68-j26,46) \cdot 10^{-6}$
2	2х ТДТН – 16000/110	2.583	88.855	0	51.66	$(3,48-j24,2) \cdot 10^{-6}$
3	2х ТДТН – 10000/110	6.612	142.17	0	82.66	$(3,48-j15,1) \cdot 10^{-6}$
4	2х ТДТН – 16000/110	2.583	88.855	0	51.66	$(3,48-j24,2) \cdot 10^{-6}$
5	2х ТДТН – 16000/110	2.583	88.855	0	51.66	$(3,48-j24,2) \cdot 10^{-6}$

Проведемо розрахунки параметрів схем заміщення ПЛ електропередавання номінальною напругою 110 кВ. Розрахуємо значення реактивного погонного опору для перерізів проводів 70, 120 та 240 мм².

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

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

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

Розрахуємо значення ємнісної провідності для перерізів проводів 70, 120 та 240 мм²:

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

$$b_{0(120)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{\text{cp}}}{d_{70}}\right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{15,2}\right)} = 2,69 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}};$$

$$b_{0(240)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{\text{cp}}}{d_{70}}\right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{21,6}\right)} = 2,84 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}};$$

Проведемо розрахунки реактивного та активного опорів ділянки 0-1:

$$r_{01} = r_{0(240)} \cdot l_{01} = 0,118 \cdot 31 = 3,658$$

$$x_{01} = x_{0(240)} \cdot l_{01} = 0,4 \cdot 31 = 12,41$$

Таким чином повний опір ділянки 0-1:

$$\underline{Z}_{01} = r_{01} + j \cdot x_{01} = 3,658 + j12,41$$

Проведемо розрахунки реактивної провідності ділянки 0-1:

$$b_{01} = b_{0(240)} \cdot l_{01} = 2,84 \cdot 31 = 88,04$$

Значення активної провідності всіх ПЛ 110 кВ приймаємо такими, що рівні 0. Так як втрати на корону для мережі з номінальною напругою 110 кВ не є значними.

Розраховуємо параметри схем заміщення всіх ПЛ 110 кВ. Результати розрахунків наведені в табл. 4.7.

					ДП7107.141.006.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		42

Таблиця 4.7 – Параметри схем заміщення ПЛ-110 кВ

ПЛ	Переріз, мм ²	Довжина, км	Повний опір, $\underline{Z}_L$, Ом	Ємнісна про- відність, b_L , См
0-1	240	31	3,658+j12,41	88,04·10 ⁻⁶
0-2	240	29	3,422+j11,61	82,36·10 ⁻⁶
0-4	120	30	7.32+j12.669	80.59·10 ⁻⁶
0-5	120	22	5.368+j9.291	59.1·10 ⁻⁶
1-2	70	23	9,706+j10,127	59,167·10 ⁻⁶
2-3	70	10	4.22+4.403i	25.725·10 ⁻⁶
2-4	70	23	9,706+j10,127	59,167·10 ⁻⁶
4-5	70	28	11,816+j12,329	72,03·10 ⁻⁶

Проведемо розрахунки приведених навантажень для ПС 110 кВ. Для початку розглянемо ПС №1. Визначимо коефіцієнти завантаження трансформаторів:

$$\beta_{BH1} = \frac{S_{BH1} \cdot 10^3}{n \cdot S_{H1}} = \frac{\sqrt{27^2 + (-17,36)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 25000} = 0,642$$

$$\beta_{CH1} = \frac{S_{CH1} \cdot 10^3}{n \cdot S_{H1}} = \frac{\sqrt{24^2 + (-15,5)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 25000} = 0,571$$

$$\beta_{HH1} = \frac{S_{HH1} \cdot 10^3}{n \cdot S_{H1}} = \frac{\sqrt{3^2 + (-1,86)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 25000} = 0,071$$

Проведемо розрахунки втрат потужності в блоці трансформаторів на ПС №1:

$$\Delta P_{tz1} = \frac{n \cdot \Delta P_{ka1}}{2} \cdot (\beta_{BH1}^2 + \beta_{CH1}^2 + \beta_{HH1}^2) = \frac{2 \cdot 100}{2} \cdot (0,642^2 + 0,571^2 + 0,071^2) = 77,28$$

$$\Delta Q_{tz1} = -n \cdot S_{H1} \cdot (\beta_{BH1}^2 \cdot U_{KB1} + \beta_{CH1}^2 \cdot U_{KC1} + \beta_{HH1}^2 \cdot U_{KH1}) \cdot 10^{-2} =$$

$$-2 \cdot 25000 \cdot (0,642 \cdot 10,75 + 0,571 \cdot 0 + 0,071 \cdot 6,75) \cdot 10^{-2} = -2,232$$

Можемо підвести, що значення приведенного навантаження ПС №1 складе:

$$\mathcal{S}_{np1} = \mathcal{S}_{zad1} + \Delta \mathcal{S}_{tz1} = 27 - j17,362 + (0,104 - j2,232) \cdot 10^3 = 27,104 - j19,594 \text{ МВА.}$$

Проведемо розрахунки приведенного навантаження ПС №2. Визначимо коефіцієнти

					ДП7107.141.006.ПЗ	Арк.
						43
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

завантаження трансформаторів:

$$\beta_{BH2} = \frac{S_{BH2} \cdot 10^3}{n \cdot S_{H2}} = \frac{\sqrt{18^2 + (-11,42)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 16000} = 0,666$$

$$\beta_{CH2} = \frac{S_{CH1} \cdot 10^3}{n \cdot S_{H2}} = \frac{\sqrt{10^2 + (-6,46)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 16000} = 0,372$$

$$\beta_{HH2} = \frac{S_{HH2} \cdot 10^3}{n \cdot S_{H2}} = \frac{\sqrt{8^2 + (-4,96)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 16000} = 0,294$$

Здійснимо розрахунок втрат потужності в блоці трансформаторів на ПС №2:

$$\Delta P_{tz2} = \frac{n \cdot \Delta P_{k2}}{2} \cdot (\beta_{BH2}^2 + \beta_{CH2}^2 + \beta_{HH2}^2) = \frac{2 \cdot 100}{2} \cdot (0,666^2 + 0,372^2 + 0,294^2) = 0,067$$

$$\Delta Q_{tz2} = -n \cdot S_{H2} \cdot (\beta_{BH2}^2 \cdot U_{KB2} + \beta_{CH2}^2 \cdot U_{KC2} + \beta_{HH2}^2 \cdot U_{KH2}) \cdot 10^{-2} =$$

$$-2 \cdot 16000 \cdot (0,666 \cdot 10,75 + 0,372 \cdot 0 + 0,294 \cdot 6,75) \cdot 10^{-2} = -2,232$$

Можемо підвести, що значення приведенного навантаження ПС №2 складе:

$$\mathcal{S}_{np2} = \mathcal{S}_{зад2} + \Delta \mathcal{S}_{tz2} \cdot 10^{-3} = 18 - j11,417 + (0,067 - j1,699) \cdot 10^{-3} = 18,067 - j13,117 \text{ МВА.}$$

Такою ж послідовністю знаходимо приведені навантаження всіх ПС 110 кВ. З результатами можна ознайомитись у таблиці 4.8.

Таблиця 4.8 – Приведені навантаження ПС 110 кВ.

ПС	$\mathcal{S}_{зад}^g$, МВА	$\Delta \mathcal{S}_{tz}^g$, МВА	$\mathcal{S}_{np}^g$, МВА
1	27-j17,362	0,104-j2,232	27,104-j19,594
2	18-j11,417	0,067-j1,699	18,067-j13,117
3	12-j7,62	0,03-j0,746	12,03-j8,367
4	16-j10,178	0,054-j1,305	16,054-j11,483
5	16-j10,23	0,057-j1,255	16,057-j11,485

Здійснимо розрахунок сумарних провідностей пунктів мережі. Наведемо 4 пункт як приклад, маємо:

$$\underline{Y}_4 = \underline{Y}_{T4} + 0,5 \cdot (\underline{Y}_{24} + \underline{Y}_{04} + \underline{Y}_{45}) = (3,48 - j24,2) \cdot 10^{-6} + 0,5 \cdot (j59,17 + j85,2 + j72,03) \cdot 10^{-6} = (3,48 + j82) \cdot 10^{-6}$$

Такою ж послідовністю здійснюємо розрахунки сумарних провідностей для всіх пунктів мережі. Результати розрахунку наведені у таблиці 4.9.

Таблиця 4.9 – Сумарні еквівалентні провідності

Номер пункту	$\underline{Y}_i$, См
1	$(4,68 + j47,14) \cdot 10^{-6}$
2	$(3,48 + j89,01) \cdot 10^{-6}$
3	$(3,48 - j11,33) \cdot 10^{-6}$
4	$(3,48 + j81,7) \cdot 10^{-6}$
5	$(3,48 + j41,37) \cdot 10^{-6}$

Розрахункова схема електричної мережі показана на рис. 4.5.

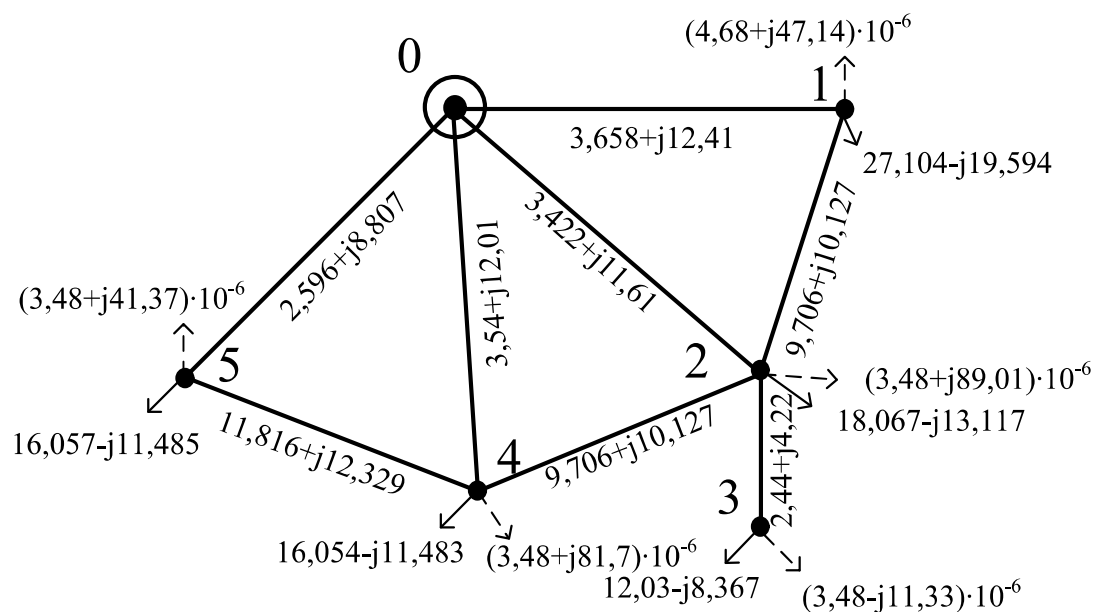


Рис. 4.5 – Розрахункова схема мережі

4.5 Розрахунок режиму максимальних навантажень

Розрахунки режимів роботи районних мереж як правило проводять ітераційними методами. Розрахування сталого режиму роботи передбачає під собою визначення потоків потужностей по ділянках мережі, знаходження напруги в усіх пунктах та сумарних втрат потужностей в Z і Y елементах схеми заміщення.

Розрахунок усіх режимів в проекті буде проходити методом вузлових потенціалів із застосування методу Зейделя.

В якості підготовки до ітераційного процесу знайдемо взаємні провідності:

$$\begin{aligned}y_{0-1} &= \frac{1}{z_{0-1}} = \frac{1}{3.658+j12.41} = 0.022-0.074 \text{ Cm} \\y_{0-2} &= \frac{1}{z_{0-2}} = \frac{1}{3.422+j11.61} = 0.023-0.079 \text{ Cm} \\y_{0-4} &= \frac{1}{z_{0-4}} = \frac{1}{7.32+j12.669} = 0.034-j0.059 \text{ Cm} \\y_{0-5} &= \frac{1}{z_{0-5}} = \frac{1}{5.368+j9.291} = 0.047-j0.081 \text{ Cm} \\y_{1-2} &= \frac{1}{z_{1-2}} = \frac{1}{9.706+j10.127} = 0.049-0.051 \text{ Cm} \\y_{2-3} &= \frac{1}{z_{2-3}} = \frac{1}{4.22+j4.403} = 0.113-j0.118 \text{ Cm} \\y_{2-4} &= \frac{1}{z_{2-4}} = \frac{1}{9.706+j10.127} = 0.049-0.051 \text{ Cm} \\y_{4-5} &= \frac{1}{z_{4-5}} = \frac{1}{11.816+j12.329} = 0.041-0.042 \text{ Cm}\end{aligned}$$

Та розрахуємо власні провідності:

					ДП7107.141.006.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		46

$$U_1^{(1)} = \frac{1}{(-0.071+j0.126)} \cdot \left(\frac{27,104-j19,594}{110} - (0.022-j0.074) \cdot 110 - (0.049-j0.051) \cdot 115 \right) =$$

$$= 110.692-j1.484 \text{ кВ}$$

$$U_2^{(1)} = \frac{1}{(-0.235+j0.3)} \cdot \left(\frac{18,064-j13,117}{110} - (0.023-j0.079) \cdot 110 - (0.049-j0.051) \cdot 110 - (0.049-j0.051) \cdot 110 - (0.113-j0.118) \cdot 115 \right) =$$

$$= 110.651-j0.808 \text{ кВ}$$

$$U_3^{(1)} = \frac{1}{(-0.113+j0.118)} \cdot \left(\frac{12,03-j8,367}{110} - (0.113-j0.118) \cdot 110 \right) = 109.854-j0.969 \text{ кВ}$$

$$U_4^{(1)} = \frac{1}{(-0.114+j0.153)} \cdot \left(\frac{16,054-j11,483}{110} - (0.034-j0.059) \cdot 115 - (0.049-j0.051) \cdot 110 - (0.041-j0.042) \cdot 110 \right) =$$

$$= 111.094-j0.786 \text{ кВ}$$

$$U_5^{(1)} = \frac{1}{(-0.081+j0.123)} \cdot \left(\frac{16,057-j11,485}{110} - (0.041-j0.042) \cdot 110 - (0.047-j0.081) \cdot 115 \right) =$$

$$= 112.419-j0.915 \text{ кВ}$$

Наведемо значення напруг на 2 ітерації для перевірки закінчення розрахункового процесу:

$$U_1^{(2)} = 111.102-j1.761 \text{ кВ}$$

$$U_2^{(2)} = 110.931-j1.393 \text{ кВ}$$

$$U_3^{(2)} = 110.132-j1.547 \text{ кВ}$$

$$U_4^{(2)} = 111.841-j0.989 \text{ кВ}$$

$$U_5^{(2)} = 112.738-j0.933 \text{ кВ}$$

Виконаємо перевірку закінчення розрахункового процесу, згідно з виразом:

$$\max |U_1^{(2)} - U_1^{(1)}| \leq \varepsilon$$

$$|U_1^{(2)} - U_1^{(1)}| = |(111.102-j1.761) - (110.692-j1.484)| = 0.495$$

Умова збіжності не виконується вже для напруги 1 пункту. Продовжуємо ітераційний процес. Результати зведемо до таблиці 4.10

Таблиця 4.10 – Результати розрахунку режиму напруги в схемі мережі

Ітерація	U_1 , кВ	U_2 , кВ	U_3 , кВ	U_4 , кВ	U_5 , кВ	$\Delta U_{\max}$, кВ
1	2	3	4	5	6	7
1	110.692-1.484i	110.651-0.808i	109.854-0.969i	111.094-0.786i	112.419-0.915i	2.586
2	111.102-1.761i	110.931-1.393i	110.132-1.547i	111.959-1.192i	112.796-1.004i	0.9555

					ДП7107.141.006.ПЗ	Арк.
						48
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

1	2	3	4	5	6	7
3	111.313- 1.999i	111.287- 1.725i	110.489- 1.874i	112.217- 1.313i	112.905- 1.034i	0.4865
...	...	...	...	...	...	...
11	111.895- 2.126i	111.991- 1.947i	111.201- 2.091i	112.556- 1.374i	113.041- 1.037i	0.01
12	111.898- 2.123i	111.996- 1.943i	111.205- 2.087i	112.558- 1.372i	113.041- 1.036i	0.006

Так як найбільша різниця між значеннями суміжних напруг на 11 та 12 ітераціях менші за 0,01. Використовуємо за результат розрахунку режиму напруги значення напруг на 12-й ітерації.

Виконаємо розрахунок струмового навантаження ділянок. Знайдемо струм в режимі максимальних навантажень мережі для лінії 0-1:

$$\dot{I}_{0-1} = (U_0 - \dot{U}_1) \cdot y_{0-1} = (115 - 111.898 - j2.123) \cdot (0.022 - j0.074) = 0.225 - j0.184 \text{ кА};$$

$$\frac{|\dot{I}_{0-1}| \cdot 1000}{\sqrt{3}} = 167,726 \text{ кА};$$

В такій самій послідовності розраховуємо струмові навантаження решти ділянок схеми. Результати розрахунку занесені в табл. 4.11.

Таблиця 4.11 – Струмові навантаження ділянок схеми в режимі максимальних навантажень

ПЛ	Переріз, мм ²	I_i , А	$I_{дон}$, А
0-1	240	167.726	610
0-4	120	110.543	390
0-5	120	119.217	390
1-2	70	8.424	265
2-3	70	76.068	265
2-4	70	32.964	265
4-5	70	19.918	265

0-2	240	170.655	610
-----	-----	---------	-----

Струмові навантаження всіх ділянок схеми в режимі максимальних навантажень не перевищують тривало допустимих значень струмів для відповідних перерізів проводів, що свідчить про правильність вибору перерізів проводів ПЛ схеми районної мережі.

Знайдемо поточкорозподіл початку і кінця для ділянки 0-1:

$$\begin{aligned}
 S_{П_{0-1}} &= \bar{P}_{0-1} \cdot \bar{U}_0 + 0.5 \cdot Y_{0-1} \cdot (|U_0|)^2 = \\
 &= (0.225-j0.184) \cdot (115) + 0.5 \cdot (88.04 \cdot 10^{-6}) \cdot (|115|)^2 = \\
 &= 25.89-j20.53 \text{ МВА} \\
 S_{К_{0-1}} &= \bar{P}_{0-1} \cdot \bar{U}_1 - 0.5 \cdot Y_{0-1} \cdot (|U_1|)^2 = \\
 &= (0.225-j0.184) \cdot (111.898-j2.123) - 0.5 \cdot (88.04 \cdot 10^{-6}) \cdot (|111.898-j2.123|)^2 = \\
 &= 25.59-j20.61 \text{ МВА}
 \end{aligned}$$

Подібно розраховуємо значення для усіх ділянок мережі. Результати розрахунку заносимо до табл. 4.12.

Таблиця 4.12 – Поточкорозподіл в режимі максимальних навантажень

ПЛ	$\bar{S}_{поч}^g$, МВА	$\bar{S}_{кін}^g$, МВА
0-1	25.89-j20.53	25.59-j20.61
0-4	18.94-j10.69	18.67-j11.27
0-5	20.12-j12.24	19.89-j12.60
1-2	-1.57-j0.09	-1.57-j0.83
2-3	12.10-j8.28	12.03-j8.53
2-4	-6.39+j0.34	-6.43-j0.37
4-5	-3.82+j1.18	-3.83+j0.28
0-2	25.78-j21.61	25.48-j21.66

Сумарне навантаження в мережі:

					ДП7107.141.006.ПЗ	Арк.
						50
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

$$S_{H_{\Sigma}} = S_1 + S_2 + S_3 + S_4 + S_5 = (27,104 - j19,594) + (18,067 - j13,117) + (12,03 - j8,367) + (16,054 - j11,483) + (16,057 - j11,485) = 89,312 - j64,046 \text{ MBA}$$

Сумарні втрати потужності в мережі:

$$S_{\Pi} = S_{\Pi_{0-1}} + S_{\Pi_{0-2}} + S_{\Pi_{0-4}} + S_{\Pi_{0-5}} = (25.89 - j20.53) + (25.78 - j21.61) + (18.94 - j10.69) + (20.12 - j12.24) = 90.728 - j65.078 \text{ MBA}$$

$$\Delta S_{\Sigma} = S_{\Pi} - S_{H_{\Sigma}} = (90.728 - j65.078) - (89 - j56.807) = 1.416 - j1.032 \text{ MBA.}$$

Результат розрахунку режиму максимальних навантажень наведено на рис. 4.6.

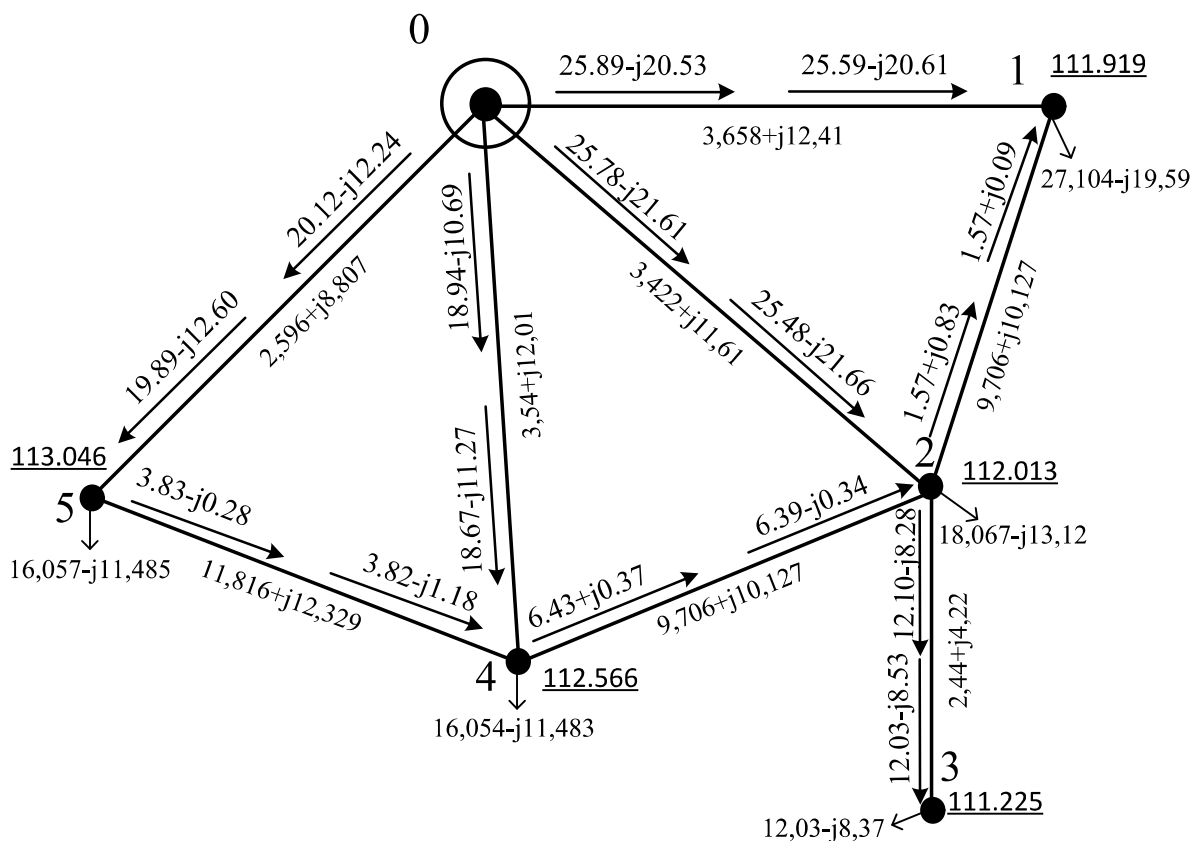


Рисунок 4.6 – Результат розрахунку мережі в режимі максимальних навантажень

Здійснимо вибір положення відгалужень РПН та ПБЗ трансформаторів в режимі максимальних навантажень. Розглянемо силові трансформатори встановлені на ПС №2.

					ДП7107.141.006.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		51

Здійснимо розрахунок величин втрат напруги в обмотках трансформаторів на ПС №2:

$$\Delta U_{TB2} = \frac{(P_{B2} + \Delta P_{t2} + g_{T2} \cdot U_2^2) \cdot r_{T2}}{U_2} - \frac{(Q_{B2} + \Delta Q_{t2} + b_{T2} \cdot U_2^2) \cdot x_{T2}}{U_2} =$$

$$= \frac{(18 + 0.067 + 3.478 \cdot 10^{-6} \cdot 112.013^2) \cdot 1.29}{112.013} -$$

$$- \frac{(11.417 + (-1.69) + (-24.2) \cdot 10^{-6} \cdot 112.013^2) \cdot 44.428}{112.013} = 5,532 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{TC2} = \frac{P_{CH2} \cdot r_{T2} - Q_{CH2} \cdot x_{T2}}{U_2 - \Delta U_{TB2}} = \frac{10 \cdot 1.292 - (-6.459) \cdot 44.428}{112.013 - 5.532} = 0,121 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{TH2} = \frac{P_{HH2} \cdot r_{T2} - Q_{HH2} \cdot x_{T2}}{U_2 - \Delta U_{TB2}} = \frac{8 \cdot 1.292 - (-4.958) \cdot 44.428}{112.013 - 5.532} = 1,3 \text{ кВ}$$

Проведемо розрахунок величин $U_{ПС}$ і $U_{ПН}$:

$$U_{ПС2} = U_2 - \Delta U_{TB2} - \Delta U_{TC2} = 112.013 - 5,532 - 0,121 = 106.36 \text{ кВ};$$

$$U_{ПН2} = U_2 - \Delta U_{TB2} - \Delta U_{TH2} = 112.013 - 5,532 - 1,3 = 105.181 \text{ кВ};$$

Знайдемо бажане відносне число витків РПН трансформаторів на ПС №2:

$$\omega_{вж2} = \frac{U_{ПН2} \cdot U_{ТН2}}{U_{ТВ} \cdot U_{ндж2}} - 1 = \frac{105.181 \cdot 11}{115 \cdot 10,5} - 1 = -0,042.$$

Розрахуємо для трансформаторів на ПС №2 ступінь регулювання РПН:

$$N_{B2} = \frac{\omega_{вж2}}{\omega_{B0}} = \frac{-0,042}{0,0178} = -2,35 \rightarrow N_{B2}^{СТ} = -2$$

Стандартне число регулювальних витків РПН трансформаторів на ПС №2 складе:

$$\omega_{B2}^{СТ} = N_{B2}^{СТ} \cdot \omega_{B0} = -2 \cdot 0,0178 = -0,036.$$

Маємо, що фактичний рівень напруги на шинах НН ПС №2 буде мати наступний вигляд:

$$U_{нд2} = \frac{U_{ПН2} \cdot U_{ТН2}}{U_{ТВ2} \cdot (1 + \omega_{B2}^{СТ})} = \frac{105,18 \cdot 11}{115 \cdot (1 + (-0,036))} = 10,432 \text{ кВ}.$$

Проведемо розрахунок бажаного відносного числа витків ПБЗ трансформаторів на

					ДП7107.141.006.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		52

ПС №2:

$$\omega_{сж2} = \frac{U_{сж2} \cdot U_{тв2} \cdot (1 + \omega_{в2}^{CT})}{U_{пс2} \cdot U_{тс2}} - 1 = \frac{38,5 \cdot 115 \cdot (1 + (-0,036))}{106,36 \cdot 38,5} - 1 = 0,043.$$

Знайдемо для трансформаторів на ПС №2 ступінь регулювання ПБЗ:

$$N_{с2} = \frac{\omega_{сж2}}{\omega_{с0}} = \frac{0,043}{0,026} = 1,64 \rightarrow N_{с2}^{CT} = 2$$

Стандартне число регулювальних витків ПБЗ трансформаторів на ПС №2 складе:

$$\omega_{с2}^{CT} = N_{с2}^{CT} \cdot \omega_{с0} = 2 \cdot 0,026 = -0,052.$$

Маємо, що фактичний рівень напруги на шинах СН ПС №2 буде мати наступний вигляд:

$$U_{сд2} = \frac{U_{пс2} \cdot U_{тс2} \cdot (1 + \omega_{с2}^{CT})}{U_{тв2} \cdot (1 + \omega_{в2}^{CT})} = \frac{106,36 \cdot 38,5 \cdot (1 + 0,052)}{115 \cdot (1 + (-0,036))} = 38.842 \text{ кВ.}$$

Подібно виконуємо вибір положення регулювальних відгалужень для всіх трансформаторів, що встановлені в розподільчій мережі. Результати вибору зводимо до табл. 4.13.

ПС	$U_{ВН}$, кВ	$N_{РПН}^{CT}$	$U_{НН}$, кВ	$N_{ПБЗ}^{CT}$	$U_{СН}$, кВ
1	111.918	-2	10.548	2	38.896
2	112.013	-2	10.432	2	38.842
3	111.225	-2	10.595	1	38.302
4	112.566	-2	10.589	1	38.327
5	113.046	-1	10.455	2	38.638

Таблиця 4.13 – Результат вибору положення РПН та ПБЗ в режимі максимальних навантажень

4.6 Розрахунок режиму мінімальних навантажень

Розрахунок цього режиму будемо здійснювати також методом Зейделя. Коефіцієнт навантажень в мінімальному режимі $K_{\min}=0,59$. Оскільки в мінімальному режимі навантаження зменшені, розрахуємо приведені навантаження. Для ПС №2 значення активного та реактивного навантаження складатиме:

$$P_{CH1}^{\min} = 0,59 \cdot P_{CH1} = 0,59 \cdot 24 = 14,16$$

$$P_{HH1}^{\min} = 0,59 \cdot P_{HH1} = 0,59 \cdot 3 = 1,77$$

$$Q_{CH1}^{\min} = -P_{CH1}^{\min} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{CH} = -14,16 \cdot \operatorname{tg}(32,86^\circ) = -9,146 \text{ МВар}$$

$$Q_{HH1}^{\min} = -P_{HH1}^{\min} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{HH} = -1,77 \cdot \operatorname{tg}(31,788^\circ) = -1,097 \text{ МВар}$$

Таким чином комплексне навантаження приєднане до ПС №2 в режимі мінімальних навантажень матиме наступне значення:

$$\mathcal{S}_{\min 1} = P_{CH1}^{\min} + P_{HH1}^{\min} + j(Q_{CH1}^{\min} + Q_{HH1}^{\min}) = 14,16 + 1,77 + j(-9,146 - 1,097) = 15,93 - j10,243 \text{ МВА.}$$

Таким чином знаходимо навантаження приєднане до всіх ПС в режимі мінімальних навантажень. Результати розрахунків наведені у табл. 4.14.

Таблиця 4.14 – Розраховані приведені навантаження

ПС	$\mathcal{S}_{\text{зад}}^g, \text{МВА}$	$\mathcal{S}_{\text{пр}}^g, \text{МВА}$
1	27-j17.362	15.93-j10.243
2	18-j11.417	10.62-j6.736
3	12-j7.62	7.08-j4.496
4	16-j10.178	9.44-j6.005
5	16-j10.23	9.44-j6.036

Початок ітераційного розрахунку:

Задаємо початкові наближення значень рівнів напруг на ПС та рівнем напруги в

					ДП7107.141.006.ПЗ	Арк.
						54
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

балансуючому пункті:

$$U_0 = 115 \text{ кВ}$$

$$U_1 = 110 \text{ кВ}$$

$$U_2 = 110 \text{ кВ}$$

$$U_3 = 110 \text{ кВ}$$

$$U_4 = 110 \text{ кВ}$$

$$U_5 = 110 \text{ кВ}$$

Знайдемо значення рівнів напруг на першій ітерації:

Маємо наступні вирази:

$$\begin{aligned} U_1^{(1)} &= \frac{1}{(-0.071+j0.126)} \cdot \left(\frac{15.93-j10.243}{110} - (0.022-j0.074) \cdot 110 - (0.049-j0.051) \cdot 115 \right) = \\ &= 111.551 - j1.162 \text{ кВ} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} U_2^{(1)} &= \frac{1}{(-0.235+j0.3)} \cdot \left(\frac{10.62-j6.736}{110} - (0.023-j0.079) \cdot 110 - (0.049-j0.051) \cdot 110 - \right. \\ &\left. - (0.049-j0.051) \cdot 110 - (0.113-j0.118) \cdot 115 \right) = 111.033 - j0.686 \text{ кВ} \end{aligned}$$

$$U_3^{(1)} = \frac{1}{(-0.113+j0.118)} \cdot \left(\frac{7.08-j4.496}{110} - (0.113-j0.118) \cdot 110 \right) = 110.582 - j0.797 \text{ кВ}$$

$$\begin{aligned} U_4^{(1)} &= \frac{1}{(-0.114+j0.153)} \cdot \left(\frac{9.44-j6.005}{110} - (0.034-j0.059) \cdot 115 - (0.049-j0.051) \cdot 110 - (0.041-j0.042) \cdot 110 \right) = \\ &= 111.617 - j0.653 \text{ кВ} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} U_5^{(1)} &= \frac{1}{(-0.081+j0.123)} \cdot \left(\frac{9.44-j6.036}{110} - (0.041-j0.042) \cdot 110 - (0.047-j0.081) \cdot 115 \right) = \\ &= 113.111 - j0.698 \text{ кВ} \end{aligned}$$

Наведемо значення напруг на 2 ітерації для перевірки закінчення розрахункового процесу:

$$U_1^{(2)} = 112.138 - j1.347 \text{ кВ}$$

$$U_2^{(2)} = 111.743 - j1.114 \text{ кВ}$$

$$U_3^{(2)} = 111.293 - j1.221 \text{ кВ}$$

$$U_4^{(2)} = 112.832 - j0.911 \text{ кВ}$$

$$U_5^{(2)} = 113.608 - j0.718 \text{ кВ}$$

Виконаємо перевірку закінчення розрахункового процесу, згідно з виразом:

$$\max |U_1^{(2)} - U_1^{(1)}| \leq \varepsilon$$

$$|U_1^{(2)} - U_1^{(1)}| = |(112.138 - j1.347) - (111.551 - j1.162)| = 1.938$$

					ДП7107.141.006.ПЗ	Арк.
						55
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Умова збіжності не виконується вже для напруги 1 пункту. Продовжуємо ітераційний процес. Результати зведемо до таблиці 4.15

Таблиця 4.15 – Результати розрахунку режиму напруги в схемі мережі

Ітерація	U_1 , кВ	U_2 , кВ	U_3 , кВ	U_4 , кВ	U_5 , кВ	$\Delta U_{\max}$, кВ
1	111.551- j1.162	111.033- j0.686	110.582- j0.797	111.617- j0.653	113.111- j0.698	3.1885
2	112.138- j1.347	111.743- j1.114	111.293- j1.221	112.832- j0.911	113.608- j0.718	1.2415
3	112.535- j1.461	112.372- j1.303	111.925- j1.408	113.217- j0.951	113.761- j0.71	0.6589
...	...	...	...	...	...	...
11	113.34- j1.304	113.385- j1.202	112.944- j1.304	113.678- j0.855	113.935- j0.646	0.013
12	113.342- j1.298	113.389- j1.195	112.948- j1.298	113.679- j0.852	113.935- j0.645	0.0078

Оскільки найбільша різниця між значеннями суміжних напруг на 11 та 12 ітераціях менші за 0,01. Приймаємо за результат розрахунку режиму напруги значення напруг на 12-й ітерації.

Виконаємо розрахунок струмового навантаження ділянок. Знайдемо струм в режимі мінімальних навантажень мережі для лінії 0-1:

$$\dot{I}_{0-1} = (U_0 - U_1) \cdot y_{0-1} = (115 - 113.342 - j1.298) \cdot (0.022 - j0.074) = 0.132 - j0.095 \text{ кА};$$

$$\frac{|\dot{I}_{0-1}| \cdot 1000}{\sqrt{3}} = 93,949 \text{ кА};$$

Подібно розраховуємо струмові навантаження решти ділянок схеми. Результати розрахунку занесені в табл. 4.16.

Таблиця 4.16 – Струмові навантаження ділянок схеми в режимі мінімальних навантажень

ПЛ	Переріз, мм ²	I_i , А	$I_{\text{дон}}$, А
1	2	3	4

					ДП7107.141.006.ПЗ	Арк.
						56
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

1	2	3	4
0-1	240	93.949	610
0-4	120	62.015	390
0-5	120	66.98	390
1-2	70	4.65	265
2-3	70	42.87	265
2-4	70	18.501	265
4-5	70	11.129	265
0-2	240	95.685	610

Струмові навантаження всіх ділянок схеми в режимі мінімальних навантажень не перевищують тривало допустимих значень струмів для відповідних перерізів проводів, що свідчить про правильний вибір перерізів проводів ПЛ схеми районної мережі.

Знайдемо потокорозподіл початку і кінця для ділянки 0-1:

$$\begin{aligned}
S_{П_{0-1}} &= \bar{X}_{0-1} \cdot \bar{U}_0 + 0.5 \cdot Y_{0-1} \cdot (|U_0|)^2 = \\
&= (0.132-j0.095) \cdot (115) + 0.5 \cdot (88.04 \cdot 10^{-6}) \cdot (|115|)^2 = \\
&= 15.23-j10.29 \text{ МВА} \\
S_{К_{0-1}} &= \bar{X}_{0-1} \cdot \bar{U}_1 - 0.5 \cdot Y_{0-1} \cdot (|U_1|)^2 = \\
&= (0.132-j0.095) \cdot (113.342 - j1.298) - 0.5 \cdot (88.04 \cdot 10^{-6}) \cdot (|113.342 - j1.298|)^2 = \\
&= 15.13-j11.11 \text{ МВА}
\end{aligned}$$

Аналогічно розраховуємо значення для усіх ділянок мережі. Результати розрахунку заносимо до табл. 4.17.

Таблиця 4.17 – Потокорозподіл в режимі мінімальних навантажень

ПЛ	$\bar{S}_{пoc}^g$, МВА	$\bar{S}_{кін}^g$, МВА
1	2	3
0-1	15.23-j10.29	15.13-j11.11

1	2	3
0-4	10.99-j5.11	10.91-j6.01
0-5	11.69-j6.04	11.62-j6.68
1-2	-0.86+j0.06	-0.86-j0.70
2-3	7.10-j4.36	7.08-j4.66
2-4	-3.62+j0.12	-3.63-j0.63
4-5	-2.18+j0.72	-2.18-j0.20
0-2	15.22-j10.93	15.12-j11.69

Сумарне навантаження в мережі:

$$S_{H\Sigma} = S_1 + S_2 + S_3 + S_4 + S_5 = (15.93 - j10.243) + (10.62 - j6.736) + (7.08 - j4.496) + (9.44 - j6.005) + (9.44 - j6.036) = 52,51-j33,516 \text{ MBA}$$

Сумарні втрати потужності в мережі:

$$S_{\text{БП}} = S_{\Pi_{0-1}} + S_{\Pi_{0-2}} + S_{\Pi_{0-4}} + S_{\Pi_{0-5}} = (15.23 - j10.29) + (15.22 - j10.93) + (10.99 - j5.11) + (11.69 - j6.04) = 53.131-j32.368 \text{ MBA}$$

$$\Delta S_{\Sigma} = S_{\text{БП}} - S_{H\Sigma} = (53.131-j32.368) - (52,51-j33,516) = 0.621-j1.148 \text{ MBA}.$$

Результат розрахунку режиму мінімальних навантажень зображено на рис. 4.7.

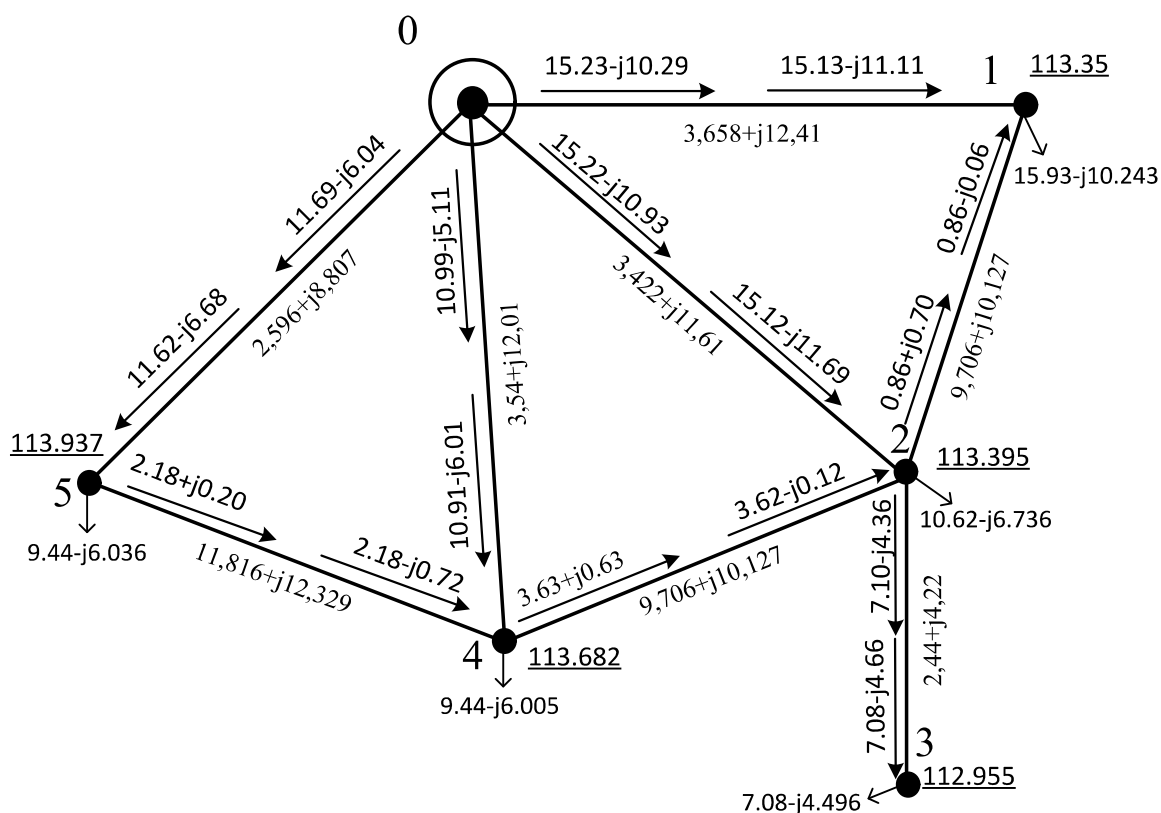


Рисунок 4.7 – Результат розрахунку мережі в режимі мінімальних навантажень

Результат вибору положення РПН та ПБЗ в режимі мінімальних навантажень наведено в табл. 4.18.

ПС	U_{BH} , кВ	$N_{РПН}^{СТ}$	U_{HH} , кВ	$N_{ПБЗ}^{СТ}$	U_{CH} , кВ
1	113.349	0	10.506	2	38.718
2	113.395	0	10.436	2	38.662
3	112.955	0	10.544	2	38.967
4	113.682	0	10.526	2	38.926
5	113.937	0	10.556	2	38.949

Таблиця 4.18 – Результат вибору положення РПН та ПБЗ в режимі мінімальних навантажень

4.7 Розрахунок післяаварійного режиму

Здійснимо розрахунок параметрів роботи електричної мережі після відключення ділянки 0-2, що в режимі максимальних навантажень передає найбільшу потужність.

В зв'язку з цим перерахуємо еквіваленту провідність ПС №2:

$$Y_{02} = 0$$

$$Y_{22} = -(Y_{12} + Y_{23} + Y_{24}) = -((0.049-j0.051)+(0.113-j0.118)+(0.049-j0.051))= \\ = -0.212+j0.221$$

Початок ітераційного розрахунку:

Задаємо початкові наближення значень рівнів напруг на ПС та рівнем напруги в балансуєчому пункті:

$$U_0 = 115 \text{ кВ}$$

$$U_1 = 110 \text{ кВ}$$

$$U_2 = 110 \text{ кВ}$$

$$U_3 = 110 \text{ кВ}$$

$$U_4 = 110 \text{ кВ}$$

$$U_5 = 110 \text{ кВ}$$

Знайдемо значення рівнів напруг на першій ітерації:

Маємо наступні вирази:

					ДП7107.141.006.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		60

$$U_1^{(1)} = \frac{1}{(-0.071+j0.126)} \cdot \left(\frac{27-j17.362}{110} - (0.022-j0.074) \cdot 110 - (0.049-j0.051) \cdot 115 \right) =$$

$$= 110.692-j1.484 \text{ кВ}$$

$$U_2^{(1)} = \frac{1}{(-0.212+j0.221)} \cdot \left(\frac{18-j11.417}{110} - (0.049-j0.051) \cdot 110 - (0.049-j0.051) \cdot 110 - \right.$$

$$\left. - (0.113-j0.118) \cdot 115 \right) = 110.651-j0.808 \text{ кВ}$$

$$U_3^{(1)} = \frac{1}{(-0.113+j0.118)} \cdot \left(\frac{12-j7.62}{110} - (0.113-j0.118) \cdot 110 \right) = 109.854-j0.969 \text{ кВ}$$

$$U_4^{(1)} = \frac{1}{(-0.114+j0.153)} \cdot \left(\frac{16-j10.178}{110} - (0.034-j0.059) \cdot 115 - (0.049-j0.051) \cdot 110 - (0.041-j0.042) \cdot 110 \right) =$$

$$= 111.094-j0.786 \text{ кВ}$$

$$U_5^{(1)} = \frac{1}{(-0.081+j0.123)} \cdot \left(\frac{16-j10.23}{110} - (0.041-j0.042) \cdot 110 - (0.047-j0.081) \cdot 115 \right) =$$

$$= 112.419-j0.915 \text{ кВ}$$

Наведемо значення напруг на 2 ітерації для перевірки закінчення розрахункового процесу:

$$U_1^{(2)} = 111.102-j1.761 \text{ кВ}$$

$$U_2^{(2)} = 110.931-j1.393 \text{ кВ}$$

$$U_3^{(2)} = 110.132-j1.547 \text{ кВ}$$

$$U_4^{(2)} = 111.841-j0.989 \text{ кВ}$$

$$U_5^{(2)} = 112.738-j0.933 \text{ кВ}$$

Виконаємо перевірку закінчення розрахункового процесу, згідно з виразом:

$$\max |U_1^{(2)} - U_1^{(1)}| \leq \varepsilon$$

$$|U_1^{(2)} - U_1^{(1)}| = |(110.514 - j1.734) - (110.692 - j1.484)| = 1.637$$

Умова збіжності не виконується вже для напруги 1 пункту. Продовжуємо ітераційний процес. Результати зведемо до таблиці 4.19

Таблиця 4.19 – Результати розрахунку режиму напруги в схемі мережі

Ітерація	U_1 , кВ	U_2 , кВ	U_3 , кВ	U_4 , кВ	U_5 , кВ	$\Delta U_{\max}$, кВ
1	2	3	4	5	6	7
1	110.692- j1.484	109.509- j0.463	108.713- j0.623	110.672- j0.696	112.251- j0.904	2.4262
2	110.514- j1.734	108.932- j1.014	108.126- j1.172	111.174- j1.118	112.488- j1.021	0.8034

					ДП7107.141.006.ПЗ		Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата			61

1	2	3	4	5	6	7
3	110.3- j2.065	108.681- j1.479	107.869- j1.634	111.173- j1.317	112.501- j1.096	0.5291
...	...	...	...	...	...	...
15	110.17- j2.979	108.241- j2.801	107.422- j2.943	111.059- j1.89	112.489- j1.32	0.0124
16	110.171- j2.985	108.242- j2.81	107.423- j2.952	111.06- j1.893	112.489- j1.321	0.0091

Оскільки найбільша різниця між значеннями суміжних напруг на 15 та 16 ітераціях менші за 0,01. Приймаємо за результат розрахунку режиму напруги значення напруг на 16-й ітерації.

Виконаємо розрахунок струмового навантаження ділянок. Знайдемо струм мережі в післяаварійному режимі для лінії 0-1:

$$\dot{I}_{0-1} = (U_0 - U_1) \cdot y_{0-1} = (115 - (110.171 - j2.985)) \cdot (0.022 - j0.074) = 0.327 - j0.293 \text{ кА};$$

$$\frac{|\dot{I}_{0-1}| \cdot 1000}{\sqrt{3}} = 253,312 \text{ кА};$$

Подібно розраховуємо струмові навантаження решти ділянок схеми. Результати розрахунку занесені в табл. 4.20.

Таблиця 4.20 – Струмові навантаження ділянок схеми мережі в післяаварійному режимі

ПЛ	Переріз, мм ²	I_i , А	$I_{дон}$, А
0-1	240	253.312	610
0-4	120	172.493	390
0-5	120	152.644	390
1-2	70	79.722	265
2-3	70	78.728	265
2-4	70	121.947	265
4-5	70	52.061	265

0-2	240	-	610
-----	-----	---	-----

Струмові навантаження всіх ділянок схеми мережі в післяаварійному режимі не перевищують тривало допустимих значень струмів для відповідних перерізів проводів, що свідчить про правильний вибір перерізів проводів ПЛ схеми районної мережі.

Знайдемо потокорозподіл початку і кінця для ділянки 0-1:

$$\begin{aligned}
 S_{П_{0-1}} &= \bar{P}_{0-1} \cdot \bar{U}_0 + 0.5 \cdot Y_{0-1} \cdot (|U_0|)^2 = \\
 &= (0.327-j0.293) \cdot (115) + 0.5 \cdot (88.04 \cdot 10^{-6}) \cdot (|115|)^2 = \\
 &= 37.58 - j33.08 \text{ МВА} \\
 S_{К_{0-1}} &= \bar{P}_{0-1} \cdot \bar{U}_1 - 0.5 \cdot Y_{0-1} \cdot (|U_1|)^2 = \\
 &= (0.327-j0.293) \cdot (110.171 - j2.985) - 0.5 \cdot (88.04 \cdot 10^{-6}) \cdot (|110.171 - j2.985|)^2 = \\
 &= 36.88 - j31.81 \text{ МВА}
 \end{aligned}$$

Подібно розраховуємо значення для усіх ділянок мережі. Результати розрахунку заносимо до табл. 4.21.

Таблиця 4.21 – Потокорозподіл мережі в післяаварійному режимі

ПЛ	$\bar{S}_{пoc}^g$, МВА	$\bar{S}_{кін}^g$, МВА
0-1	37.58-j33.08	36.88-j31.81
0-4	28.38-j18.84	27.72-j18.74
0-5	25.72-j15.84	25.34-j15.94
1-2	9.82-j11.27	9.63-j11.78
2-3	12.11-j8.30	12.03-j8.51
2-4	-20.43+j10.62	-20.86+j10.36
4-5	-9.19+j4.43	-9.29+j3.63
0-2	-	-

Сумарне навантаження в мережі:

$$\begin{aligned}
 S_{П_{\Sigma}} &= S_1^g + S_2^g + S_3^g + S_4^g + S_5^g = (27,104 - j19,594) + (18,067 - j13,117) + (12,03 - j8,367) + \\
 &+ (16,054 - j11,483) + (16,057 - j11,485) = 89-j56,807 \text{ МВА}
 \end{aligned}$$

					ДП7107.141.006.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		63

Сумарні втрати потужності в мережі:

$$S_{\Sigma} = S_{\Pi_{0-1}} + S_{\Pi_{0-4}} + S_{\Pi_{0-5}} = (37.58 - j33.08) + (28.38 - j18.84) + (25.72 - j15.84) = 91.678 - j67.764 \text{ MBA}$$

$$\Delta S_{\Sigma} = S_{\Sigma} - S_{H_{\Sigma}} = (91.678 - j67.764) - (89 - j56.807) = 2.366 - j3.718 \text{ MBA.}$$

Результат розрахунку мережі в післяаварійному режимі зображено на рис. 4.8.

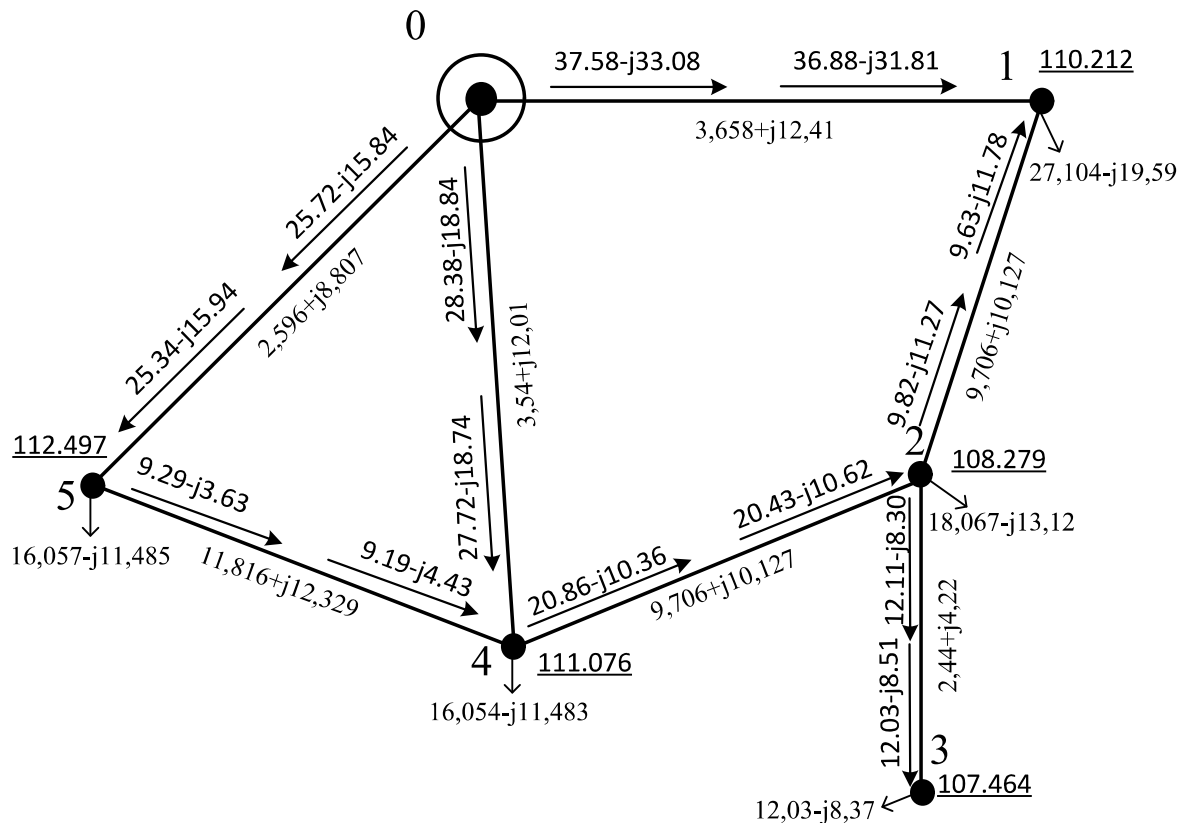


Рисунок 4.8 – Результат розрахунку мережі в післяаварійному режимі

Таблиця 4.22 – Результат вибору положення РПН та ПБЗ в післяаварійному режимі мережі

ПС	U_{BH} , кВ	$N_{РПН}^{CT}$	U_{HH} , кВ	$N_{ПБЗ}^{CT}$	U_{CH} , кВ
1	110.211	-3	10.565	2	38.963
2	108.278	-4	10.424	2	38.844
3	107.464	-4	10.598	2	39.306
4	111.076	-2	10.434	2	38.73
5	112.497	-2	10.591	1	38.175

Результат вибору положення РПН та ПБЗ в післяаварійному режимі наведено в табл. 4.22.

Висновки до розділу

В розділі роботи №4 був виконаний вибір трансформаторів для п'яти ПС 110 кВ по типу та потужності. Виконано розрахунки таких режимів мережі, як: максимальних та мінімальних навантажень, а також для післяаварійного режиму мережі.

ВИСНОВКИ

В першому розділі для ПЛ-110 кВ, що проектується на залізобетонних опорах розраховано, та побудовано функцію дисконтованих витрат. Розглянутими перерізами були 70 мм², 120 мм², 240 мм².

В другому розділі виконано апроксимацію функції дисконтованих витрат методом найменших квадратів. Апроксимація виконувалась як до існуючої так і до проектованої ПЛ-110 кВ.

В третьому розділі було отримано оптимальну конфігурацію мережі з допомогою метода поконтурної оптимізації.

В четвертому розділі був виконаний вибір трансформаторів по типу та потужності для п'яти ПС 110 кВ. За допомогою функції оптимальних витрат обрані перерізи проводів ПЛ-110 кВ. Виконано розрахунки параметрів Z-схеми. Розраховано такі режими роботи мережі, як: максимальних та мінімальних навантажень, а також для післяаварійного режиму мережі. Для цих режимів був здійснений вибір положення регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ.

					ДП7107.141.006.ПЗ	Арк.
						66
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Модели оптимального развития энергосистем / В.А. Баженов. Учеб. пособие. - Киев: КПИ, 1984. – 100 с.
2. Районні електричні мережі: Метод. Вказівки до викон. дипломного проекту освітньо-кваліфікаційного рівня «Бакалавр» для студ. усіх форм навчання та студентів-іноземців напрямку підготов. 6.050701 «Електроенерготехніка та електротехнології» / Уклад.: В.М. Сулейманов, В.В. Чижевський, О.М. Янковська – К.: НТУУ «КПІ», 2009. – 95 с.
3. Сулейманов В.М. Розрахунок і регулювання усталених режимів роботи електричних мереж енергосистем. – Київ: НМК, 1992. – 207 с.
4. Электрические системы и сети./ Буслова Н.В., Винославский В.Н., Денисенко Г.И., Перхач В.С. – К.: Вища шк, 1986. – 584 с.

					ДП7107.141.006.ПЗ	Арк.
						67
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Ім'я користувача:
Чижевський Володимир Валерійович

ID перевірки:
1008224495

Дата перевірки:
08.06.2021 10:50:24 EEST

Тип перевірки:
Doc vs Internet + Library

Дата звіту:
08.06.2021 10:51:39 EEST

ID користувача:
100006981

Назва документа: Козій

Кількість сторінок: 58 Кількість слів: 11594 Кількість символів: 68381 Розмір файлу: 1.03 MB ID файлу: 1008298432

Виявлено модифікації тексту (можуть впливати на відсоток схожості)

16.2%
Схожість

Найбільша схожість: 3.02% з Інтернет-джерелом (https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28428/1/Melnychuk_bakalavr.p

14.5% Джерела з Інтернету

244

Сторінка 60

7.69% Джерела з Бібліотеки

416

Сторінка 64

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

227

Підозріле форматування

20
сторінок