

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ ІМЕНІ ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»
ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГОТЕХНІКИ ТА АВТОМАТИКИ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ТА СИСТЕМ**

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ В.В. Кирик
“ ____ ” _____ 2020 р.

Дипломний проект

на здобуття ступеня «бакалавр»

зі спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(код спеціальності)

на тему: «Вибір оптимальної конфігурації електричної мережі 110 кВ»

Виконав: студент III курсу, групи ЕС-зп71
(шифр групи)

Школьний Денис Анатолійович
(прізвище, ім'я, по батькові)

(підпис)

Керівник проекту: _____ к.т.н., доц., Баженов В. А.
(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Консультант:

(назва розділу ДП)

(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Рецензент: _____
(посада, науковий ступінь, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

(підпис)

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

Студент _____
(підпис)

Київ – 2020 року

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

Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра електричних мереж та систем

Освітній ступінь «Бакалавр»
Спеціальність – 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»

Овітня програма – «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

_____ В.В. Кирик
(підпис) (ініціали, прізвище)

«__» _____ 2020 р.

ЗАВДАННЯ
на дипломний проект студенту
Школьному Денису Анатолійовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту «Вибір оптимальної конфігурації електричної мережі 110 кВ»
керівник проекту Баженов Володимир Андрійович, доцент, затверджені
наказом по університету від «28» квітня 2020 р. №1050-с.
2. Строк подання студентом проекту «11» червня 2020 р.
3. Вихідні дані до проекту: додаток до завдання на ДП РЕМ.
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки:
 - 4.1. Визначення оптимальної конфігурації мережі за методом упорядкованого виключення гілок.
 - 4.2. Вибір типу трансформаторів до встановлення на підстанціях.

4.3. Розрахунок режимів роботи електричної мережі.

5. Перелік графічного матеріалу:

5.1. Ситуаційний план.

5.2. Вибір оптимальної конфігурації РЕМ.

5.3. Результат розрахунку робочих режимів мережі.

6. Консультанти розділів проекту

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

7. Дата видачі завдання «17» березня 2020 року.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту	Строк виконання етапів проекту	Примітка
1	Вибір конфігурації схеми мережі на основі техніко-економічного порівняння варіантів	13.04.20 – 19.04.20	
2	Розрахунок режимів роботи мережі	20.04.20 – 10.05.20	
3	Підготовка креслень	25.05.20 – 7.06.20	

Студент

_____ (підпис)

Школьний Д.А.

Керівник проекту

_____ (підпис)

Баженов В.А.

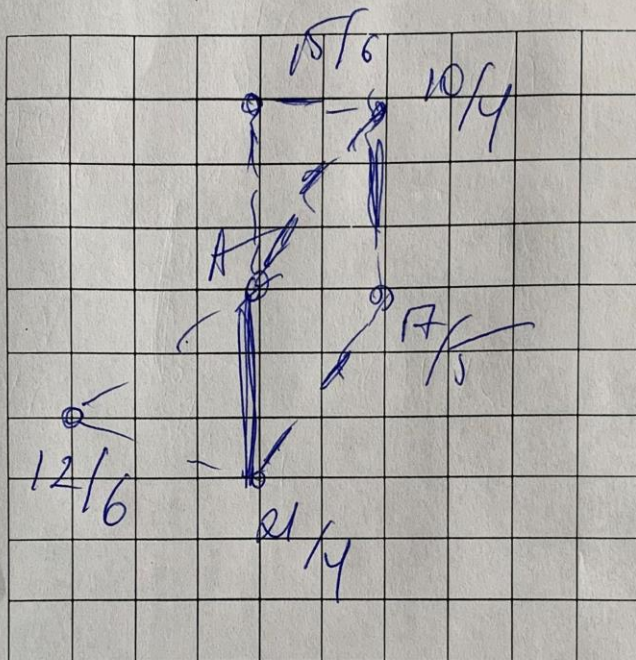
НТУУ "КПІ"
Кафедра ЕМС

Група _____

Студент

Джорджес

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



Вихідні дані до дипломного проекту:

- Номінальна напруга мережі $U_n = 110$ кВ.
- Балансуючий пункт у точці A.
- Відстань між пунктами L (км) та активні потужності пунктів P (МВт) - за ситуаційним планом.
- $\cos \varphi_{en} = \underline{0,85}$, $\cos \varphi_{nn} = \underline{0,81}$, $T_{max} = \underline{55000}$ [год/рік].
- У всіх пунктах підключені споживачі I-ї та II-ї категорії.
- Географічний район спорудження мережі _____
- Коефіцієнт зниження активного навантаження пунктів у режимі мінімальних навантажень $\alpha = \underline{0,4}$ (%). р-п I - II.
- $M_{rmin} =$ _____ [МВт·км], $\alpha_m =$ _____

Примітки:

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

Завдання
видане

Дата _____

Підпис викладача

[Signature]

**Пояснювальна записка
до дипломного проекту**

на тему: «Вибір оптимальної конфігурації електричної мережі 110 кВ»

Київ – 2020 року

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проект	2	
2	A4	ДП7110.141.005 ПЗ	Пояснювальна записка	68	
3	A3	ДП7110.141.01.005 ТК	Функція оптимальних витрат	1	
4	A3	ДП7110.141.02.005 ТК	Метод упорядкованого виключення гілок	1	
5	A3	ДП7110.141.03.005 ТК	Принципова схема РЕМ і розрахунок режимів роботи РЕМ	1	

					ДП7110.141.005 ПЗ		
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>			
<i>Розробив</i>		Школьний Д.А.			<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Акрушів</i>
<i>Перевірив</i>		Баженов В.А.				5	68
<i>Н. Контр.</i>		Баженов В.А.			НТУУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського» ФЕА, гр. ЕС-зп71		
<i>Затвердив</i>		Кирик В. В					
Вибір оптимальної конфігурації електричної мережі 110 кВ							

РЕФЕРАТ

Дипломний проект складається із пояснювальної записки та графічної частини. Пояснювальна записка виконана на 68 сторінках формату А4, до якої входить 27 таблиць, 18 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 знайдено функцію дисконтованих витрат повітряної лінії електропередачі. Знайдено оптимальну конфігурацію розподільчої мережі 110 кВ. Виконано розрахунок опорних режимів роботи мережі.

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

					ДП7110.141.005 ПЗ	Арк.
						6
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ABSTRACT

The diploma project consists of an explanatory note and a graphic chap-style. The explanatory note is made on 68 pages of A4 format, which includes 27 tables, 18 figures and 4 sources of literature. The graphic part includes 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 discounted air line power transmission is found. The optimal configuration of the 110 kV distribution network is found. The calculation of reference modes of the network is executed.

FUNCTION OF DISCOUNT EXPENSES, ELECTRICITY LINE, ELECTRIC NETWORK, CURRENT, POWER, VOLTAGE, MODE OF NETWORK WORK.

					ДП7110.141.005 ПЗ	Арк.
						7
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗМІСТ

ПЕРЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ.....	9
ВСТУП.....	10
1 ФУНКЦІЯ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ.....	11
1.1 Загальні положення.....	11
1.2 Функція дисконтованих витрат ПЛ-110 кВ.....	13
Висновки до розділу.....	15
2 АПРОКСИМАЦІЯ ФУНКЦІЇ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ.....	16
2.1 Загальні положення.....	16
2.2 Апроксимація функції дисконтованих витрат ПЛ-110 кВ.....	17
Висновки до розділу.....	20
3 ОПТИМАЛЬНА КОНФІГУРАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	21
3.1 Загальні положення.....	21
3.2 Оптимальна конфігурація ЛЕП 110 кВ.....	22
Висновки до розділу.....	31
4 РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОБОТИ РЕМ.....	32
4.1 Вибір числа та типу силових трансформаторів.....	32
4.2 Знаходження поточкорозподілу за L-схемою мережі.....	33
4.3 Вибір перерізу проводів для ПЛ-110 кВ.....	37
4.4 Розрахунок параметрів Z-схеми мережі.....	43
4.5 Розрахунок приведених навантажень та еквівалентних провідностей.....	46
4.6 Розрахунок режиму максимальних навантажень.....	49
4.7 Розрахунок режиму мінімальних навантажень.....	56
4.8 Розрахунок післяаварійного режиму.....	62
Висновки до розділу.....	65
ВИСНОВКИ.....	66
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	67
ДОДАТОК А. Результати перевірки на плагіат.....	68

					ДП7110.141.005 ПЗ	Арк.
						8
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

ВН – висока напруга;

КЗ – коротке замикання;

ЛЕП – лінія електропередачі;

НН – низька напруга;

ПБЗ – переключення без збудження;

ПЛ – повітряна лінія;

ПС – підстанція;

РПН – регулювання під навантаженням;

ПТЕ – правила технічної експлуатації;

СН – середня напруга;

РЕМ – район електричних мереж.

					ДП7110.141.005 ПЗ	Арк.
						9
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

Проектування нових електричних мереж вимагає виконання техніко-економічних розрахунків. Основною задачею, яких є мінімізація сумарних приведених витрат на нове будівництво та поточну експлуатацію районних електричних мереж. Це в свою чергу вимагає врахування дуже багатьох різних, а в деяких випадках і різнорідних характеристик електричної мережі, через багатозмінність критерію оптимальності. Тому під час проектування постає потреба у виконанні багатоваріантних розрахунків.

Головною метою виконання проекту електричної мережі є розроблення та вибір найбільш економічно-ефективної та оптимальної конфігурації мережі, за допомогою якої об'єднуються джерела живлення та споживачі електроенергії. Для вибору оптимальної конфігурації служить техніко-економічна оцінка показників.

В даному проекті для оптимізації розвитку електричних мереж енергосистем вибирається напруга й конфігурація мереж методом впорядкованого виключення гілок. Як основний критерій порівняльної економічно ефективності капітальних вкладень при обґрунтуванні рішень по розвитку електроенергетичних систем використовуються дисконтні втрати.

					ДП7110.141.005 ПЗ	Арк.
						10
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 ФУНКЦІЯ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ

1.1 Загальні положення

При виконанні оптимізації розвитку електричної системи для порівняння різних варіантів застосовують суму приведених витрат для усіх гілках даної системи:

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

де i – поточна гілка електричної мережі;

M – множина усіх можливих гілок мережі.

До складу кожної електричної мережі входять силові трансформатори та лінії електропередачі. Вони мають дискретні параметри, а саме номінальну напругу, потужність силового трансформатора, кількість кіл та переріз проводів на ділянках ЛЕП. Це спричинює виникнення труднощів при оптимізації електричної мережі. Дані параметри електричної мережі можливо представити, як функцію від потоку потужності по ділянкам ЛЕП та силових трансформаторах. З огляду на це для зменшення розмірності задачі, що розв'язується, дані параметри видаляють із загального числа незалежних змінних. Для видалення можливе використання методу економічних інтервалів. При застосуванні даного методу приведені витрати кожної гілки мережі для будь-якого значення потужності, що протікає нею задовольняють умові:

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

де V – кількість можливих варіантів виконання i -ї гілки мережі.

Витрати для ЛЕП знаходять за виразом

$$Z_v = Z_{v0} \cdot l,$$

					ДП7110.141.005 ПЗ	Арк.
						11
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де Z_{v0} - приведені витрати на будівництво та експлуатацію одиниці довжини ЛЕП з перерізом S_{v0} ;

l - довжина лінії електропередачі.

Приведені витрати Z_{v0} можливо розрахувати за виразом:

$$Z_{v0} = K_{v0} + \frac{P_a \cdot K_{v0}}{E} + \frac{P^2}{U_H^2 \cdot \cos^2 \varphi \cdot E} \cdot r_{v0} \cdot Z_e \cdot \tau,$$

K_{v0} - капітальні вкладення для будівництва одиниці довжини ЛЕП перерізом S_v ;

P_a - щорічні витрати для обслуговування та ремонту ЛЕП;

E - норма дисконту;

P - значення потоку потужності даною ЛЕП;

U_H - номінальна напруга мережі;

$\cos \varphi$ - середня величина коефіцієнта потужності даного класу напруги;

r_{v0} - погонний активний опір перерізу ЛЕП;

Z_e - питома вартість на відшкодування втрат електричної енергії, яку приймаємо рівною 195 коп/(кВт·год);

τ - час максимальних втрат.

Функцію приведених витрат ЛЕП можливо представити такому вигляді:

$$Z_{v0} = a_{v0} + b_{v0} \cdot P^2,$$

де a_{v0} та b_{v0} коефіцієнти параболі, які визначаються за формулами:

$$a_{v0} = K_{v0} + \frac{P_a \cdot K_{v0}}{E};$$

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

					ДП7110.141.005 ПЗ	Арк.
						12
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Функцію приведених витрат можливо записати для будь-якого числа перерізів, які допустимі для даного класу напруги. В результаті отримаємо сімейство парабол. Функція оптимальних витрат буде кривою, що огинає дані параболи знизу.

1.2 Функція дисконтованих витрат ПЛ-110 кВ

Для ПЛ-110 кВ, яка виконана на залізобетонних опорах побудуємо функцію оптимальних витрат. Будемо використовувати скорочену номенклатуру стандартних перерізів, а саме 70 мм², 120 мм² та 240 мм². Погонні активні опори ліній для перерізів 70 мм², 120 мм², 240 мм² наведені в табл. 1.1.

Таблиця 1.1 – Питомий опір проводів

Переріз, мм ²	Питомий опір, Ом/км
70/11	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 сталевих опорах, дивлячись на курс валют (5 гривень за 1 долар США), становитимуть:

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

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

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

Станом на 2020 рік курс долара приймаємо 25,35 гривень за 1 долар США

$$k_{\$} = \frac{25,35}{5} = 5.07$$

Тоді показники вартості ПЛ– 110 кВ будуть:

Таблиця 1.2 – Вартість будівництва ПЛ

					ДП7110.141.005 ПЗ	Арк.
						13
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Переріз, мм ²	Вартість, тис.грн./км
70	1597
120/19	1749
240/32	2028

Знаходимо час максимальних втрат:

$$T_{\max} := 5500$$

$$\tau := \left(0.124 + T_{\max} \cdot 10^{-4}\right)^2 \cdot 8760 = 3979.458$$

Знаходимо коефіцієнти параболи для обраних перерізів проводів:

Для проводу марки (АС-70/11)

$$a_{v0(70)} = \frac{p_a \cdot K'_{v0(70)}}{E} + K'_{v0(70)} = \frac{1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 1597}{0,1} + 1597 = 1789$$

$$b_{v0(70)} = \frac{r_{v0(70)} \cdot 3_e \cdot \tau}{U_H^2 \cdot \cos\varphi^{-2} \cdot E} = \frac{0,422 \cdot 1,95 \cdot 3979.46}{110^2 \cdot 0,85 \cdot 0,1} = 3.75$$

Для проводу марки (АС-120/19):

$$a_{v0(120)} = \frac{p_a \cdot K'_{v0(120)}}{E} + K'_{v0(120)} = \frac{1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 1749}{0,1} + 1749 = 1959$$

$$b_{v0(120)} = \frac{r_{v0(120)} \cdot 3_e \cdot \tau}{U_H^2 \cdot \cos\varphi^{-2} \cdot E} = \frac{0,244 \cdot 1,95 \cdot 3979.46}{110^2 \cdot 0,85 \cdot 0,1} = 2.17$$

Для проводу марки (АС-240/39):

$$a_{v0(240)} = \frac{p_a \cdot K'_{v0(240)}}{E} + K'_{v0(240)} = \frac{1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 2028}{0,1} + 2028 = 2271$$

$$b_{v0(240)} = \frac{r_{v0(240)} \cdot 3_e \cdot \tau}{U_H^2 \cdot \cos\varphi^{-2} \cdot E} = \frac{0,118 \cdot 1,95 \cdot 3979.46}{110^2 \cdot 0,85 \cdot 0,1} = 1.07$$

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

$$Z_{v0(70)} = a_{v0(70)} + b_{v0(70)} \cdot P^2 = 1789 + 3,75 \cdot P^2;$$

$$Z_{v0(120)} = a_{v0(120)} + b_{v0(120)} \cdot P^2 = 1959 + 2,17 \cdot P^2;$$

$$Z_{v0(240)} = a_{v0(240)} + b_{v0(240)} \cdot P^2 = 2271 + 1,07 \cdot P^2;$$

					ДП7110.141.005 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		14

Тепер можемо побудувати сумарні дисконтовані витрати на спорудження ПЛ-110 кВ від потужності (рис. 1.1).

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

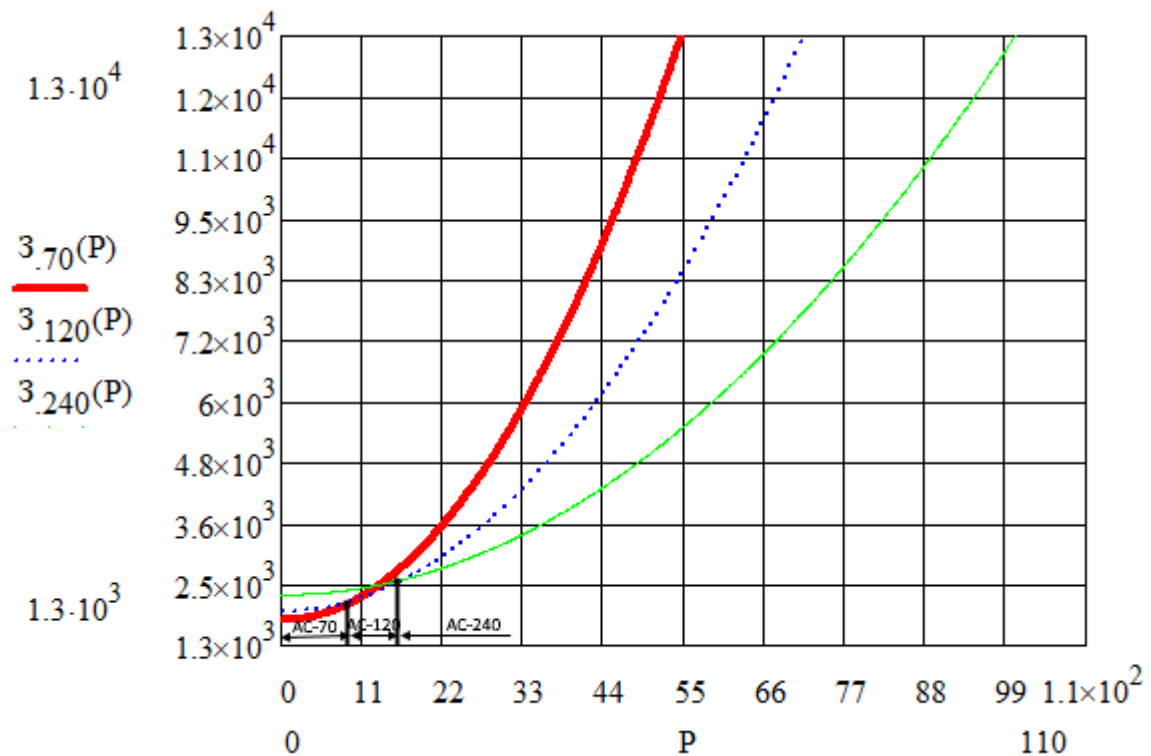


Рис. 1.1 – Функція питомих приведених втрат на спорудження та експлуатацію ПЛ-110 кВ

Висновки до даного розділу:

У цьому розділі побудовано функцію оптимальних питомих приведених витрат для ПЛ-110 кВ, що виконана на залізобетонних опорах. Були розглянуті перерізи 70 мм^2 , 120 мм^2 та 240 мм^2 . Була побудована функція питомих приведених витрат, яка являє собою нижню криву, що огинає сімейство парабол, кожна з яких побудована для заданого перерізу.

2 АПРОКСИМАЦІЯ ФУНКЦІЇ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ

2.1 Загальні положення

Використовувати функцію сумарних дисконтованих витрат $Z_i = f(P_i)$ складно в зв'язку з тим, що перші похідні на границі економічних інтервалів розірвані. Тому дану функцію заміняють на більш просту. З цією метою виконують апроксимацію.

Одним з методів апроксимації є метод найменших квадратів. Який згідно даних значень функції дозволяє знайти многочлен, який достатньо точно описує необхідну функцію. Даний многочлен має вигляд:

$$y(x) = a_0 + a_1 \cdot x + a_2 \cdot x^2 + \dots + a_k \cdot x^k + \dots + a_M \cdot x^M.$$

Під час використання метода найменших квадратів виконується вибір многочлену під час застосування, якого наступна функція має мінімальне значення:

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

Виконавши диференціювання останнього виразу по кожному коефіцієнту a_k та прирівнявши отримані похідні до нуля, отримаємо систему рівнянь, що описує коефіцієнти a_0, a_1, \dots, a_M . Похідні матимуть вигляд:

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

Попередній вираз в свою чергу можна записати у вигляді:

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

					ДП7110.141.005 ПЗ	Арк.
						16
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Використаємо позначення:

$$\sum_{i=1}^N y_i \cdot x_i^K = T_K;$$

$$\sum_{i=1}^N x_i^K = S_K.$$

Тоді знаходимо систему рівнянь для визначення коефіцієнтів:

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

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

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

де

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

2.2 Апроксимація функції дисконтованих витрат ПЛ-110 кВ

Виконуємо апроксимацію функції дисконтованих витрат розраховану в попередньому розділі.

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

					ДП7110.141.005 ПЗ	Арк.
						17
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.1 – Координати точок

P , МВт	0	2,75	5,5	8	10,3	13,5	17	23	33	47
Z , тис.грн/км	1820	1850	1910	2025	2190	2350	2585	2840	3430	4610

Формуємо систему рівнянь:

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

$$S_1 = \sum_{i=1}^N x_i = x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5 + x_6 + x_7 + x_8 + x_9 + x_{10} = 0 + 2,75 + 5,5 + 8 + 10,3 + 13,5 + 17 + 23 + 33 + 47 = 160,05$$

$$S_2 = \sum_{i=1}^N x_i^2 = x_1^2 + x_2^2 + x_3^2 + x_4^2 + x_5^2 + x_6^2 + x_7^2 + x_8^2 + x_9^2 + x_{10}^2 = 0^2 + 2,75^2 + 5,5^2 + 8^2 + 10,3^2 + 13,5^2 + 17^2 + 23^2 + 33^2 + 47^2 = 4506$$

$$T_0 = \sum_{i=1}^N y_i = y_1 + y_2 + y_3 + y_4 + y_5 + y_6 + y_7 + y_8 + y_9 + y_{10} = 1663 + 1682 + 1739 + 1835 + 1950 + 2181 + 2428 + 2650 + 4249 + 6296 = 2,667 \cdot 10^4;$$

$$T_1 = \sum_{i=1}^N x_i \cdot y_i = x_1 \cdot y_1 + x_2 \cdot y_2 + x_3 \cdot y_3 + x_4 \cdot y_4 + x_5 \cdot y_5 + x_6 \cdot y_6 + x_7 \cdot y_7 + x_8 \cdot y_8 + x_9 \cdot y_9 + x_{10} \cdot y_{10} = 0 \cdot 1820 + 2,75 \cdot 1850 + 5,5 \cdot 1910 + 8 \cdot 2025 + 10,3 \cdot 2190 + 13,5 \cdot 2350 + 17 \cdot 2585 + 23 \cdot 2840 + 33 \cdot 3430 + 47 \cdot 4610 = 5,252 \cdot 10^5.$$

Тоді отримуємо наступну систему рівнянь:

$$\begin{cases} 10 \cdot a_0 + 160,05 \cdot a_1 = 2,561 \cdot 10^4; \\ 160,05 \cdot a_0 + 4506 \cdot a_1 = 5,252 \cdot 10^5. \end{cases}$$

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

$$a_0 = 1,612 \cdot 10^3;$$

$$a_1 = 59,305.$$

					ДП7110.141.005 ПЗ	Арк.
						18
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

$$Z_n = 1,612 \cdot 10^3 + 59,305 \cdot P.$$

Для існуючих ПЛ-110 кВ розрахунок не наводимо. В результаті отримали таку функцію:

$$Z_{\text{існ}} = 59,305 \cdot P.$$

Графік апроксимованої функції зображений на рис. 2.1.

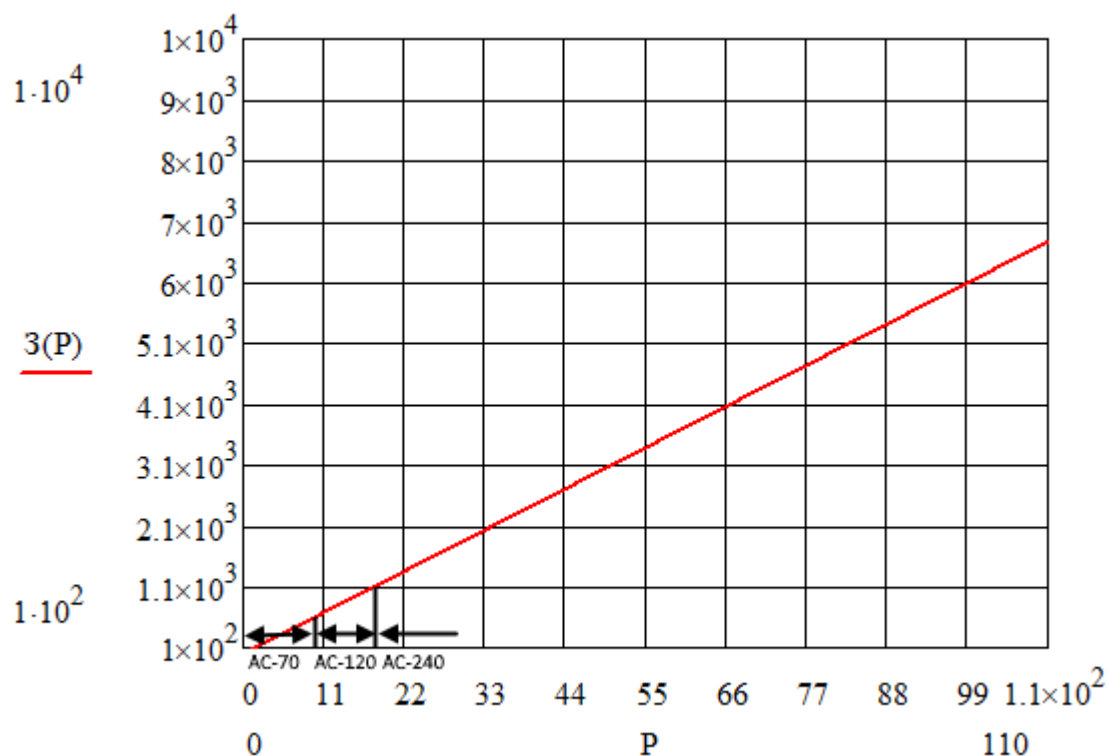


Рис. 2.1 – Апроксимована функція дисконтованих витрат

Висновки до розділу

В даному розділі за допомогою методу найменших квадратів зроблено апроксимацію функції сумарних дисконтованих витрат для проводів перерізом 70, 120, 240 мм² для ПЛ-110 кВ, що виконана на залізобетонних опорах. Апроксимацію виконано для проектованої та для існуючої ПЛ-110 кВ.

					ДП7110.141.005 ПЗ	Арк.
						20
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3 ОПТИМАЛЬНА КОНФІГУРАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

3.1 Загальні положення

Для знаходження оптимальної конфігурації електричної мережі скористуємося методом впорядкованого виключення гілок. Перевагами даного метода є можливість застосування кривої економічних інтервалів при знаходженні приведених витрат. Недоліком цього методу є велика кількість розрахунків на кожному кроці оптимізації. Також в результаті застосування даного методу не завжди можливо отримати найкращий варіант.

Для застосування методу впорядкованого виключення гілок спочатку формують схему мережі, яка містить всі можливі варіанти будівництва ЛЕП та знаходять для даної схеми приведені витрати. Потім виконують почергове відключення всіх ліній електричної мережі та знаходять приведені витрати для нової конфігурації мережі. Відключення ліній не повинно приводити до порушення зв'язаності схеми мережі. Порівнюючи варіанти мережі створені в результаті відключення кожної гілки знаходять варіант, який приводить до найбільшого зменшення приведених витрат. Дану лінію видаляють із початкової схеми. Далі аналогічно знаходять нову лінію відключення, якої приводить до найбільшого зменшення приведених витрат і видаляють її з мережі і т. д. Оптимізацію завершують тоді, коли подальше видалення ЛЕП приводить до порушення зв'язаності схеми електричної мережі.

Для кожного нового варіанта мережі створеного в результаті відключення однієї із гілок виконується розрахунок поточкорозподілу за довжинами ділянок діній електропередачі Після чого знаходимо приведені витрати на спорудження та технічну експлуатацію кожної ділянки електричної мережі. Знайдені приведені витрати підсумовуємо.

Виконаємо вибір конфігурації електричної мережі 110 кВ

					ДП7110.141.005 ПЗ	Арк.
						21
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Z_{\text{існ}} = 0,059 \cdot P.$$

Для початкової схеми РЕМ визначимо поточкорозподіл за довжинами ділянок.

В якості перемичок для першого контуру обираємо ділянку 1-2, для другого 2-3, для третього 4-5. та розраховуємо поточкорозподіл в розімкненій мережі:

$$P_{0-1}^{\text{роз}} = P_1 = 21 \text{ МВт};$$

$$P_{0-2}^{\text{роз}} = P_2 = 14 \text{ МВт};$$

$$P_{4-3}^{\text{роз}} = P_3 = 22 \text{ МВт};$$

$$P_{0-4}^{\text{роз}} = P_{4-3}^{\text{роз}} + P_4 = 47 \text{ МВт};$$

$$P_{0-5}^{\text{роз}} = P_5 = 18 \text{ МВт}.$$

На рис. 3.2 зображено поточкорозподіл в розімкненій мережі.

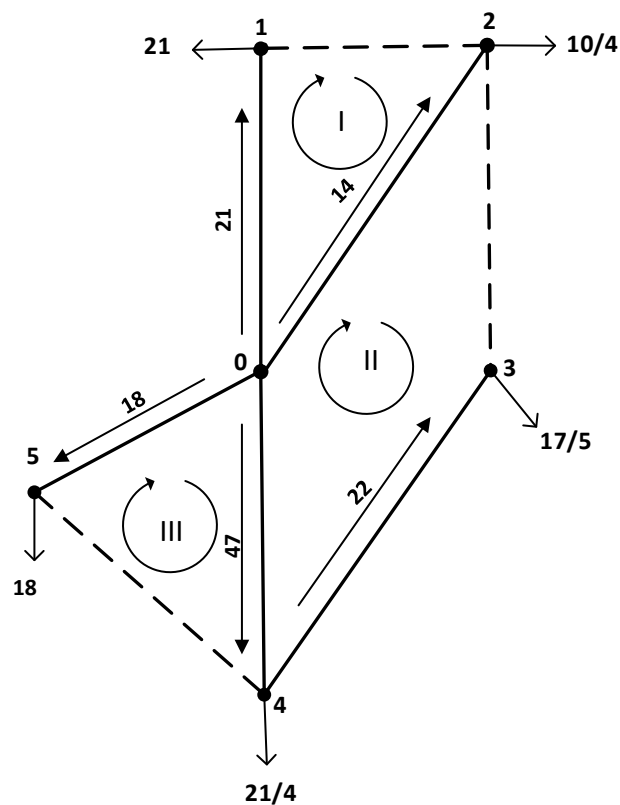


Рис. 3.2 – Поточкорозподіл в розімкненій мережі

Складаємо систему контурних рівнянь:

$$\begin{cases} P_I \cdot (l_{0-1} + l_{1-2} + l_{0-2}) - P_{II} \cdot l_{0-2} = -(P_{0-1}^{\text{роз}} \cdot l_{0-1} - P_{0-2}^{\text{роз}} \cdot l_{0-2}); \\ P_{II} \cdot (l_{0-2} + l_{2-3} + l_{0-4}) - P_I \cdot l_{0-2} - P_{III} \cdot l_{0-4} = -(P_{0-4}^{\text{роз}} \cdot l_{0-4} - P_{4-3}^{\text{роз}} \cdot l_{3-4} + P_{0-2}^{\text{роз}} \cdot l_{0-2}); \\ P_{III} \cdot (l_{0-4} + l_{4-5} + l_{0-5}) - P_{II} \cdot l_{0-4} = -(P_{0-5}^{\text{роз}} \cdot l_{0-5} + P_{0-4}^{\text{роз}} \cdot l_{0-4}). \end{cases}$$

Розв'язавши за допомогою програмного комплексу Mathcad систему рівнянь, отримаємо такі зрівнювальні потужності:

$$P_I = 3,84 \text{ МВт};$$

$$P_{II} = 13,325 \text{ МВт};$$

$$P_{III} = -3,961 \text{ МВт}.$$

Знаходимо результуючий потікорозподіл:

$$P_{0-1} = P_{0-1}^{\text{роз}} + P_I = 21 + 3,84 = 24,84 \text{ МВт};$$

$$P_{0-2} = P_{0-2}^{\text{роз}} + P_{II} - P_I = 14 + 13,325 - 3,84 = 23,49 \text{ МВт};$$

$$P_{0-4} = P_{0-4}^{\text{роз}} + P_{III} - P_I = 47 + (-3,961) - 13,325 = 29,71 \text{ МВт};$$

$$P_{0-5} = P_{0-5}^{\text{роз}} - P_{III} = 18 - (-3,961) = 21,96 \text{ МВт};$$

$$P_{1-2} = P_I = 3,84 \text{ МВт};$$

$$P_{2-3} = P_{II} = 13,32 \text{ МВт};$$

$$P_{4-3} = P_{4-3}^{\text{роз}} - P_{II} = 22 - 13,325 = 8,68 \text{ МВт}.$$

$$P_{4-5} = -P_{III} = 3,96 \text{ МВт};$$

Перевірка виконання II-го закону Кірхгофа:

$$P_{0-1} \cdot l_{0-1} + P_{1-2} \cdot l_{1-2} - P_{0-2} \cdot l_{0-2} = 0;$$

$$P_{0-2} \cdot l_{0-2} + P_{2-3} \cdot l_{2-3} - P_{4-3} \cdot l_{3-4} = 0;$$

$$P_{0-4} \cdot l_{0-4} - P_{4-5} \cdot l_{4-5} - P_{0-5} \cdot l_{0-5} = 0.$$

					ДП7110.141.005 ПЗ	Арк.
						24
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Отже, розрахунок виконано правильно. Потокорозподіл в замкненій мережі зображений на рис. 3.3.

Для кожної ділянки ЛЕП розраховуємо приведені витрати:

$$Z_{0-1} = a + b \cdot P_{0-1} = 1,61 + 0,059 \cdot 24,84 = 3,076 \text{ млн.грн};$$

$$Z_{0-2} = a + b \cdot P_{0-2} = 1,61 + 0,059 \cdot 23,49 = 2,996 \text{ млн.грн};$$

$$Z_{0-4} = b_{\text{ичн}} \cdot P_{0-4} = 0,059 \cdot 29,71 = 1,753 \text{ млн.грн};$$

$$Z_{0-5} = a + b \cdot P_{0-5} = 1,61 + 0,059 \cdot 21,96 = 2,906 \text{ млн.грн};$$

$$Z_{1-2} = a + b \cdot P_{1-2} = 1,61 + 0,059 \cdot 3,84 = 1,837 \text{ млн.грн};$$

$$Z_{2-3} = a + b \cdot P_{2-3} = 1,61 + 0,059 \cdot 13,32 = 2,396 \text{ млн.грн};$$

$$Z_{3-4} = a + b \cdot P_{4-3} = 1,61 + 0,059 \cdot 8,68 = 2,122 \text{ млн.грн};$$

$$Z_{4-5} = a + b \cdot P_{4-5} = 1,61 + 0,059 \cdot 3,96 = 1,844 \text{ млн.грн};$$

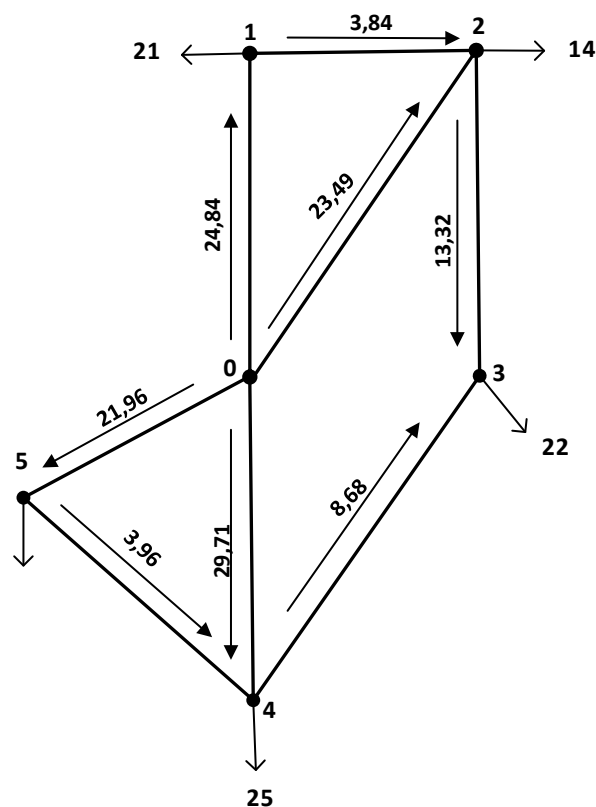


Рис. 3.3 – Потокорозподіл в замкненій мережі

Сумарні витрати для надлишкової мережі складуть:

$$Z_0 = Z_{0-1} + Z_{0-3} + Z_{0-4} + Z_{0-5} + Z_{1-2} + Z_{2-3} + Z_{3-4} + Z_{4-5} = 3,076 + 2,99 + 1,753 + 2,906 + 1,837 + 2,396 + 2,122 + 1,84 = 18,928 \text{ млн.грн.}$$

Переходимо до виконання кроків оптимізації конфігурації мережі.

Перший крок.

Із надлишкової схеми мережі почергово видаляємо лінії. Для кожного варіанта конфігурації мережі після відключення однієї лінії розраховуємо приведені витрати.

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

					ДП7110.141.005 ПЗ	Арк.
						26
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

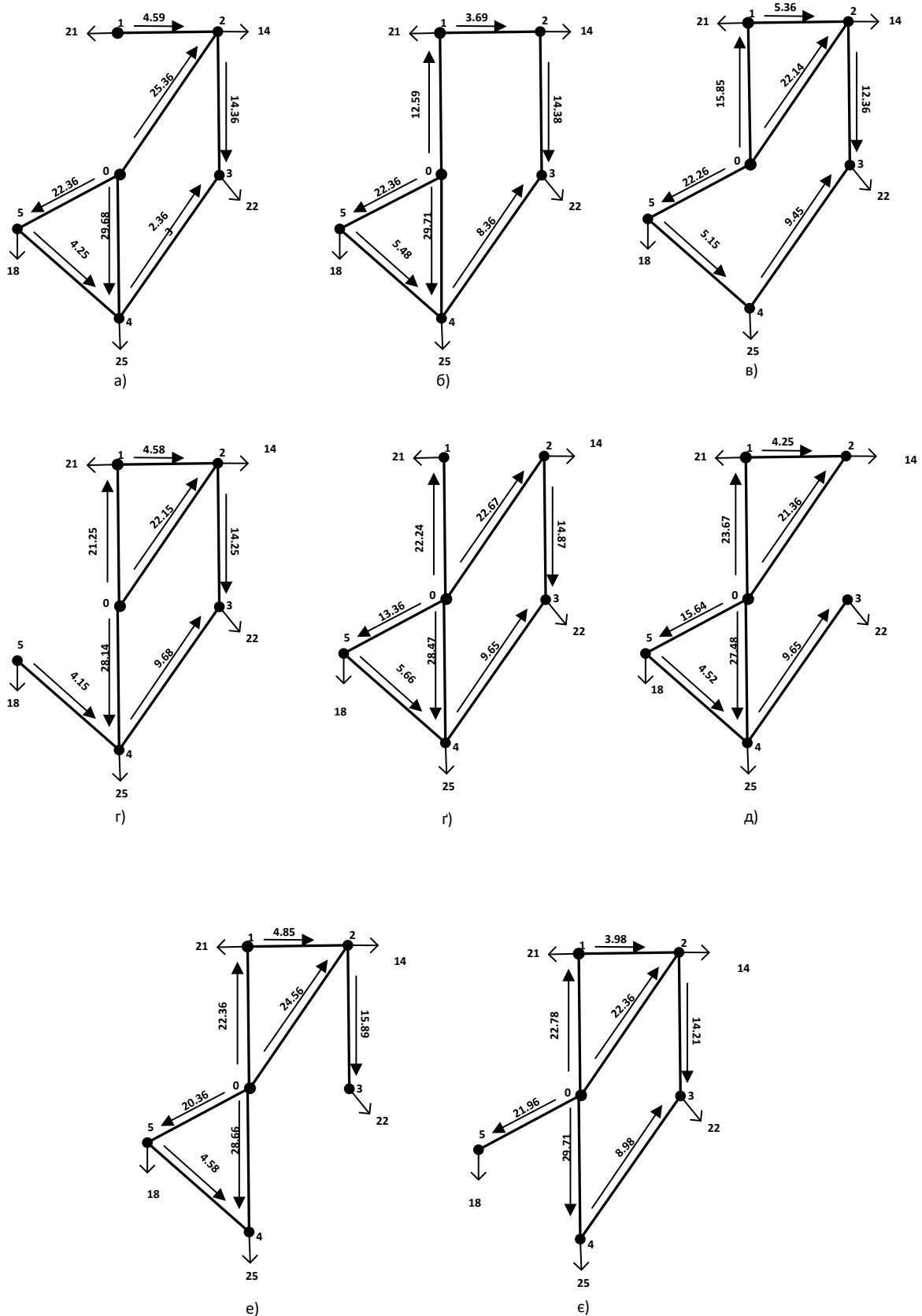


Рис. 3.4 – Варіанти конфігурації РЕМ на першому кроці після видалення ділянок: а – 0-1; б – 0-2; в – 0-4; г – 0-5; д – 1-2; е – 2-3; е – 3-4; є – 4-5

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Таблиця 3.1 – Перший крок оптимізації

Видалена ділянка	$z(i)$, млн. грн	$z_0 - z(i)$, млн. грн
0-1	18.632	0.29
0-2	18,323	0.60
0-4	17.843	1.08
0-5	17.563	1.36
1-2	17.286	1.64
2-3	17.067	1.86
3-4	16.911	2.01
4-5	16.826	2.1

Як бачимо, мінімальне значення приведених витрат буде після видалення гілки 4-5 з схеми. На другому кроці початково приймаємо конфігурацію в якій відсутня ділянка 4-5.

Другий крок.

На другому кроці приймаємо z_0 рівним $z(4-5) = 16,826$. Так само, як на першому кроці почергово видаляємо ділянки мережі та розраховуємо приведені витрати. Результати розрахунків наведені в табл. 3.2. Варіанти конфігурації РЕМ утворені після відключення гілок мережі приведені на рис. 3.5. та рис. 3.6.

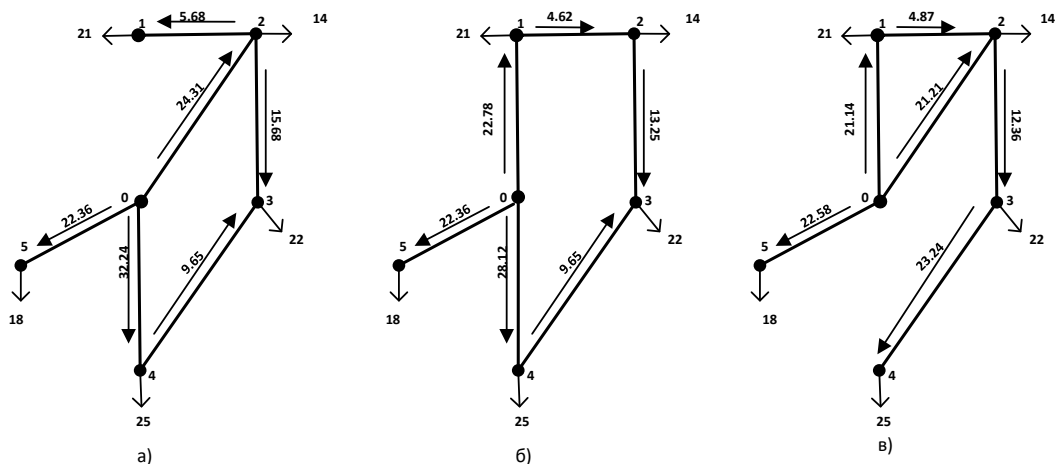


Рис. 3.5 - Варіанти конфігурації РЕМ на другому кроці після видалення ділянок: а – 0-1; б – 0-2; в – 0-4

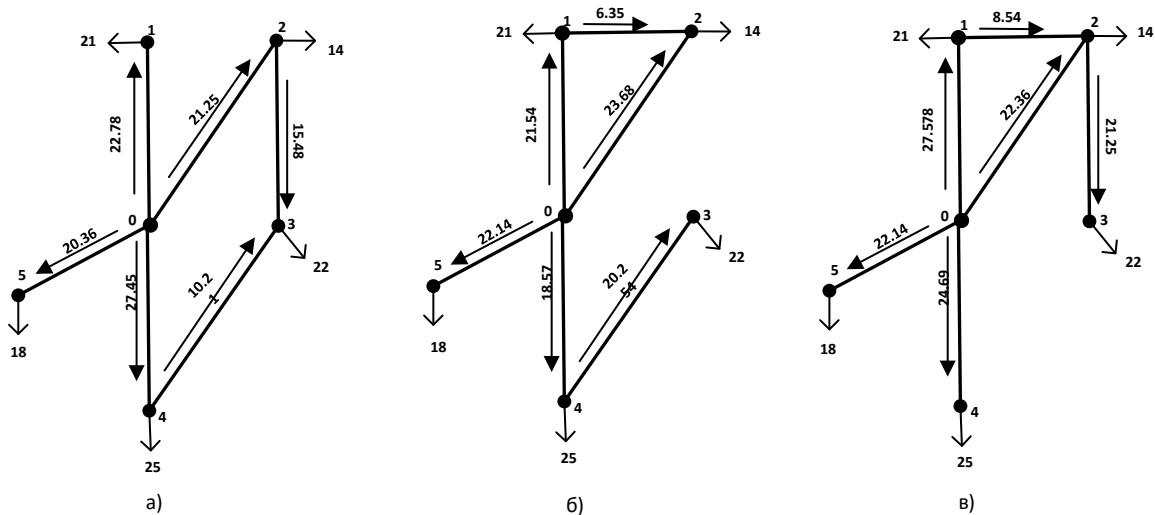


Рис. 3.6 – Варіанти конфігурації РЕМ на другому кроці після видалення ділянок: а – 1-2; б – 2-3; в – 2-3; г – 3-4

Таблиця 3.2 – Другий крок оптимізації

Видалена ділянка	$Z(i)$, млн. грн	$Z_0 - Z(i)$, млн. грн
0-1	17.256	-0.43
0-2	16.746	0.08
0-4	15.896	0.93
1-2	15.806	1.02
2-3	15.616	1.21
3-4	15.696	1.13

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

Третій крок.

На другому кроці приймаємо Z_0 рівним $Z(2-3) = 15,616$. Так само, як на першому кроці почергово видаляємо ділянки мережі та розраховуємо приведені витрати. Результати розрахунків наведені в табл. 3.3. Варіанти конфігурації РЕМ утворені після відключення гілок мережі приведені на рис. 3.7

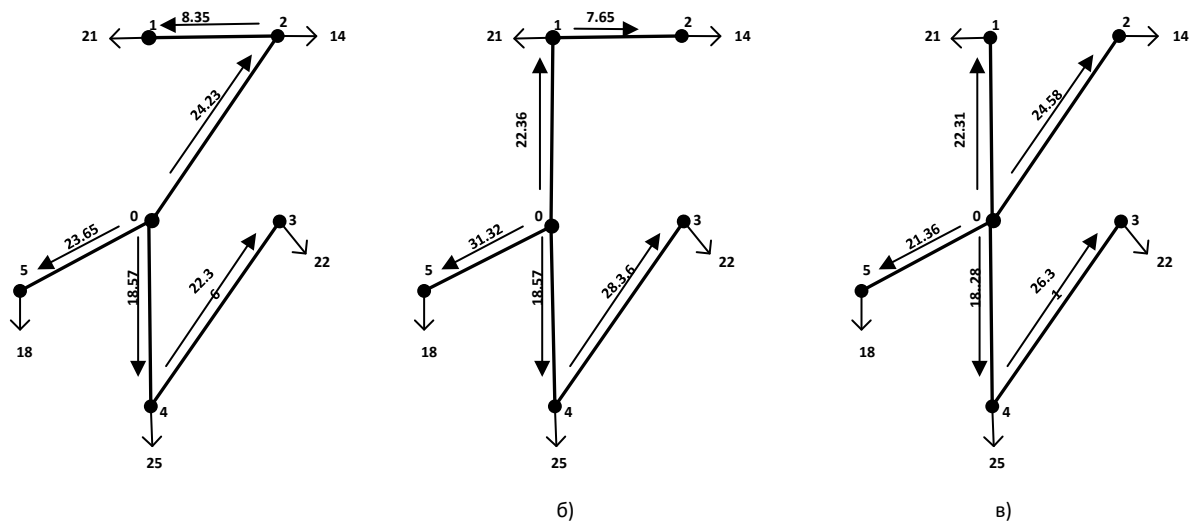


Рис. 3.7 – Варіанти конфігурації РЕМ на третьому кроці після видалення ділянок: а – 0-1; б – 0-2; в – 1-2;

Таблиця 3.3 – Третій крок оптимізації

Видалена ділянка	$Z(i)$, млн. грн	$Z_0 - Z(i)$, млн. грн
0-1	15.721	-0.10
0-2	15.521	0.09
1-2	14.493	1.12

Отже, мінімальне значення приведених витрат буде після видалення гілки 1-2 надлишкової схеми. Оптимізацію закінчуємо, оскільки подальше видалення ліній призведе до порушення зв'язаності мережі. Оптимальна схема електричної мережі наведена на рис. 3.8.

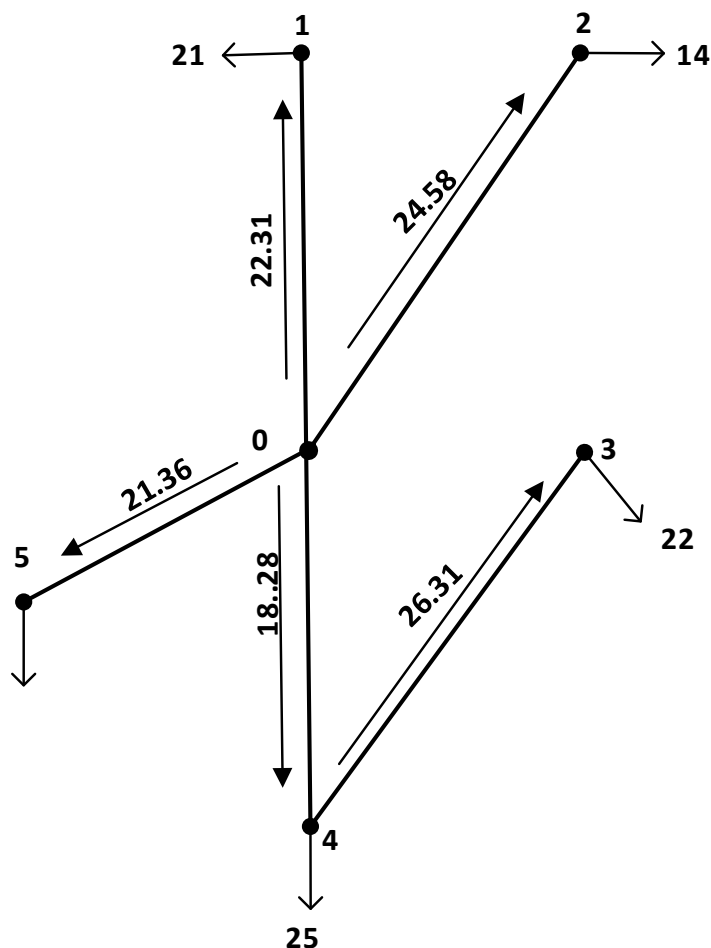


Рис. 3.8 – Оптимальна конфігурація мережі

Висновки до розділу

В даному розділі за допомогою методу впорядкованого виключення гілок визначено оптимальну конфігурації районної електричної мережі 110 кВ.

					ДП7110.141.005 ПЗ	Арк.
						31
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4 РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОБОТИ РЕМ

4.1 Вибір числа та типу силових трансформаторів

Під час вибору кількості силових трансформаторів на проєктованих ПС 110 кВ робимо припущення, що до шин НН та СН приєднанні споживачі першої та другої категорії. Отже, на кожній ПС обираємо до встановлення два трансформатори однакового типу та потужності.

Потужність силових трансформаторів потрібно обирати, виходячи, з допустимих перевантажень, які складають 40 % в післяаварійному режимі (згідно ПТЕ).

Наведемо приклад вибору трансформаторів для ПС №3.

Знаходимо значення реактивного навантаження на шинах ПС №3:

$$\varphi_{\text{НН}} = \arccos(\cos(\varphi_{\text{НН}})) = \arccos(0.81) = 35.9^\circ;$$

$$\varphi_{\text{СН}} = \arccos(\cos(\varphi_{\text{СН}})) = \arccos(0.84) = 31.79^\circ;$$

$$Q_{\text{НН3}} = -P_{\text{НН3}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{НН}} = -5 \cdot \text{tg}(35.9^\circ) = -3.62 \text{ МВар};$$

$$Q_{\text{СН3}} = -P_{\text{СН3}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{СН}} = -17 \cdot \text{tg}(31.79^\circ) = -10.54 \text{ МВар}.$$

Величина повного навантаження приєданого до ПС №3 складе:

$$\dot{S}_{\text{max3}} = P_{\text{НН3}} + P_{\text{СН3}} + j(Q_{\text{НН3}} + Q_{\text{СН3}}) = 5 + 17 + j(-2,9 - 10,54) = 22 - j14,16 \text{ МВА}.$$

Розраховуємо значення потужності силових трансформаторів, які будуть встановлені на ПС №3:

$$S_{\text{T3}} = 0.7 \cdot |\dot{S}_{\text{max3}}| = 0,7 \cdot 26,16 = 18,31 \text{ МВА}.$$

До встановлення на ПС №3 приймаємо два силові трансформатори типу ТДТН-25000/110.

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

					ДП7110.141.005 ПЗ	Арк.
						32
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 4.1 – Вибір трансформаторів для проєктованих ПС 110 кВ

ПС	\dot{S}_{\max} , МВА	S_T , МВА	Тип трансформаторів
1	21-j13.64	17.529	2× ТДТН-25000/110
2	14-j9.093	11.686	2×ТДТН-16000/110
3	22-j14.16	18.312	2× ТДТН-25000/110
4	25-j15.91	20.743	2×ТДТН-40000/110
5	18-j11.78	15.059	2×ТДТН-16000/110

4.2 Знаходження поточкорозподілу за L-схемою мережі

Виконаємо розрахунок поточкорозподілу потужності в режимі максимальних навантажень за L-схемою електричної мережі. Скористаємося методом контурних рівнянь. Із вихідної мережі умовно видаляємо перемички 1-2, 2-3 та 4-5 і згідно першого закону Кірхгофа визначаємо поточкорозподіл в розімкненій мережі:

$$\dot{S}_{0-1}^{\text{роз}} = \dot{S}_1 = 21 - j13,64 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-2}^{\text{роз}} = \dot{S}_2 = 14 - j9,093 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{4-3}^{\text{роз}} = \dot{S}_3 = 22 - j14,16 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-4}^{\text{роз}} = \dot{S}_{4-3}^{\text{роз}} + \dot{S}_4 = 22 - j14,16 + 25 - j15,91 = 47 - j30,07 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-5}^{\text{роз}} = \dot{S}_5 = 18 - j11,78 \text{ МВА}.$$

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

Визначимо власні та взаємні довжини контурів:

$$l_I = l_{0-1} + l_{1-2} + l_{0-2} = 30 + 20 + 35 = 85 \text{ км};$$

$$l_{II} = l_{0-2} + l_{2-3} + l_{3-4} + l_{0-4} = 35 + 28 + 35 + 30 = 128 \text{ км};$$

$$l_{III} = l_{0-4} + l_{4-5} + l_{0-5} = 30 + 31 + 35 = 96 \text{ км};$$

$$l_{I-II} = l_{II-I} = l_{0-2} = 35 \text{ км};$$

					ДП7110.141.005 ПЗ	Арк.
						33
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$l_{I-III} = l_{III-I} = 0 \text{ км};$$

$$l_{II-III} = l_{III-II} = l_{0-4} = 30 \text{ км}.$$

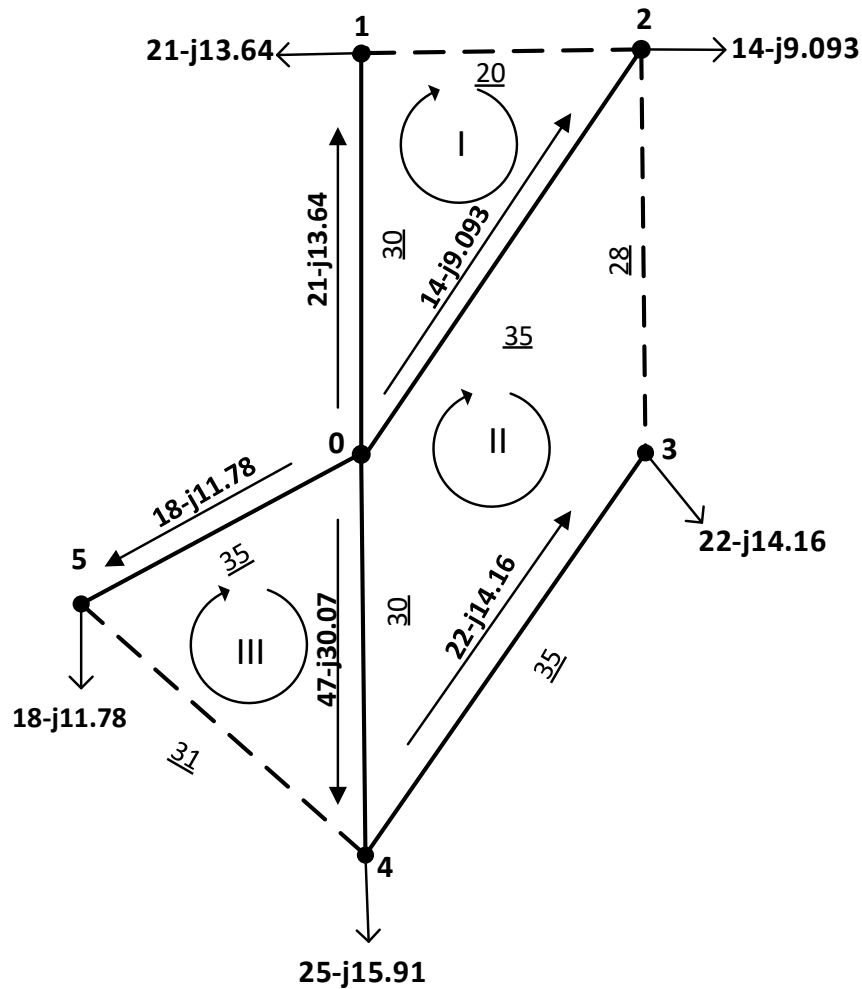


Рис. 4.1 – Потокорозподіл потужності в розімкненій мережі

Складаємо систему контурних рівнянь для даної схеми::

$$\begin{cases} S_I \cdot (l_{0-1} + l_{1-2} + l_{0-2}) - S_{II} \cdot l_{0-2} = -(S_{0-1}^{\text{поз}} \cdot l_{0-1} - S_{0-2}^{\text{поз}} \cdot l_{0-2}); \\ S_{II} \cdot (l_{0-2} + l_{2-3} + l_{0-4}) - S_I \cdot l_{0-2} - S_{III} \cdot l_{0-4} = -(S_{0-4}^{\text{поз}} \cdot l_{0-4} - S_{4-3}^{\text{поз}} \cdot l_{3-4} + S_{0-2}^{\text{поз}} \cdot l_{0-2}); \\ S_{III} \cdot (l_{0-4} + l_{4-5} + l_{0-5}) - S_{II} \cdot l_{0-4} = -(S_{0-5}^{\text{поз}} \cdot l_{0-5} + S_{0-4}^{\text{поз}} \cdot l_{0-4}). \end{cases}$$

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

ДП7110.141.005 ПЗ

Арк.

34

Розв'язавши за допомогою програмного комплексу Mathcad, отримаємо корені даної системи рівнянь:

$$\dot{S}_I = 3,8 - j2,4 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{II} = 13,3 - j8,5 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{III} = -4,0 + j2,4 \text{ МВА}.$$

В замкненій мережі поточкорозподіл потужності за L-схемою складе:

$$S_{0-1} = S_{0-1}^{\text{роз}} + S_I = 21,0 - j13,6 + 3,8 - j2,4 = 24,84 - j16,8 \text{ МВт};$$

$$S_{0-2} = S_{0-2}^{\text{роз}} + S_{II} - S_I = 14,0 - j9,1 + 13,3 - j8,5 - 3,8 - j2,4 = 23,49 - j15,18 \text{ МВт};$$

$$S_{0-4} = S_{0-4}^{\text{роз}} + S_{III} - S_I = 47,0 - j30,1 + (-4,0 + j2,4) - 3,8 - j2,4 = 29,71 - j19,1 \text{ МВт};$$

$$S_{0-5} = S_{0-5}^{\text{роз}} - S_{III} = 18,0 - j11,8 - (-4,0 + j2,4) = 21,96 - j14,22 \text{ МВт};$$

$$S_{1-2} = S_I = 3,8 - j2,4 \text{ МВт};$$

$$S_{2-3} = S_{II} = 13,3 - j8,5 \text{ МВт};$$

$$S_{4-3} = S_{4-3}^{\text{роз}} - S_{II} = 22,0 - j14,2 + 13,3 - j8,5 = 8,68 - j5,63 \text{ МВт}.$$

$$S_{4-5} = -S_{III} = 3,96 - j2,44 \text{ МВт};$$

Результат розрахунку поточкорозподілу потужності в замкненій мережі наведено на рис. 4.2.

					ДП7110.141.005 ПЗ	Арк.
						35
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

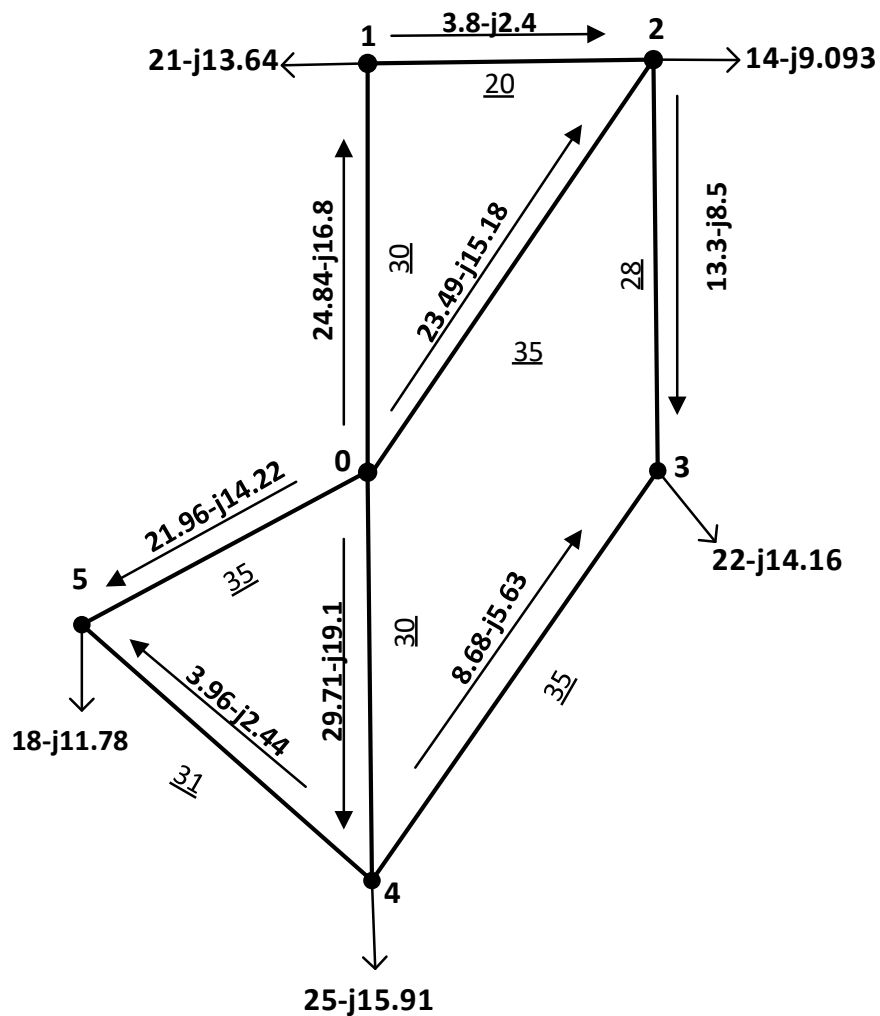


Рис. 4.2 – Потокорозподіл потужності в замкненій мережі

Перевірка виконання II-го закону Кірхгофа:

$$S_{0-1} \cdot l_{0-1} + S_{1-2} \cdot l_{1-2} - S_{0-2} \cdot l_{0-2} = 0;$$

$$S_{0-2} \cdot l_{0-2} + S_{2-3} \cdot l_{2-3} - S_{4-3} \cdot l_{3-4} = -0;$$

$$S_{0-4} \cdot l_{0-4} - S_{4-5} \cdot l_{4-5} - S_{0-5} \cdot l_{0-5} = 0.$$

Отже, розрахунок потокорозподілу потужності в замкненій мережі виконано правильно.

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

4.3 Вибір перерізу проводів для ПЛ-110 кВ

Для знаходження перерізу проводів ділянок розподільчої мережі 110 кВ використовуємо апроксимовану функцію дисконтованих витрат розраховану в попередніх розділах. Графік даної функції наведено на рис. 4.3.

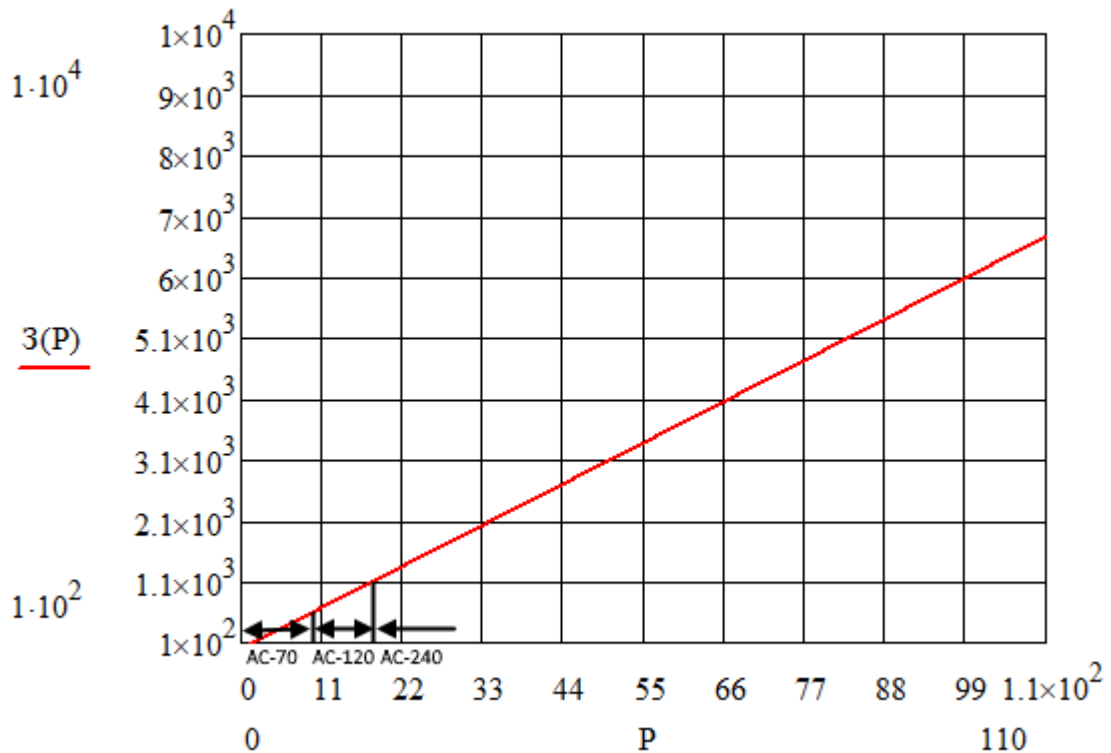


Рис. 4.3 – Апроксимована функція дисконтованих витрат

Згідно знайденого поточкорозподілу за L-схемою мережі визначаємо переріз ділянок. Результати вибору проводів наведені в табл. 4.2.

Таблиця 4.2 – Обрані перерізи проводів ЛЕП 110 кВ

Ділянка	Навантаження, МВА	Струмове навантаження, А	Марка проводу
0-1	29.591	155	АС-240/30
0-2	27.964	147	АС-240/30
0-4	35.325	185	АС-240/14
0-5	26.161	134	АС-240/30

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
-----	------	----------	--------	------

1-2	4.55	24	АС-240/22
2-3	15.821	83	АС-120/22
3-4	10.342	54	АС-70/20
4-5	4.65	24	АС-70/11

Виконаємо перевірку вибраних економічних перерізів на відповідність технічним обмеженням в експлуатаційних післяаварійних режимах роботи електричної мережі.

Перша група післяаварійних режимів.

Під час експлуатації мереж трапляються випадки аварійного або планового (для технічного обслуговування або ремонту) одного силового трансформатора на підстанції. В результаті даного відключення можливе не допустиме зменшення рівня напруги на шинах НН понижуючої підстанції.

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

Визначаємо діапазон силових трансформаторів. На ПС №1 планується до встановлення два трансформатора типу ТДТН-25000/110. Розраховуємо значення фіктивної напруги КЗ обмоток:

$$U_{кв1} = 0.5 \cdot (U_{к(в-с)1} + U_{к(в-н)1} - U_{к(с-н)1}) = 0,5 \cdot (10,5 + 17,5 - 6) = 11 \%$$

$$U_{кс1} = 0.5 \cdot (U_{к(в-с)1} + U_{к(с-н)1} - U_{к(в-н)1}) = 0,5 \cdot (10,5 + 6 - 17,5) = -0.5 \% \rightarrow U_{кс1} = 0;$$

$$U_{кн1} = 0.5 \cdot (U_{к(в-н)1} + U_{к(с-н)1} - U_{к(в-с)1}) = 0,5 \cdot (17,5 + 6 - 10,5) = 6,5 \%$$

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

$$\Delta U_{\text{ТВ1}} = \frac{P_1}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{кз1}} \cdot U_{\text{ТВ1}}}{2 \cdot S_{\text{н1}}^2} - \frac{Q_1}{n} \cdot \frac{U_{\text{ТВ1}} \cdot U_{\text{кВ1}}}{100 \cdot S_{\text{н1}}} = \frac{21}{1} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{-13,64}{1} \cdot \frac{115}{100 \cdot 25} = 0,27 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\text{Тс1}} = \frac{P_{\text{сн1}}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{кз1}} \cdot U_{\text{ТВ1}}}{2 \cdot S_{\text{н1}}^2} - \frac{Q_{\text{сн1}}}{n} \cdot \frac{U_{\text{ТВ1}} \cdot U_{\text{кС1}}}{100 \cdot S_{\text{н1}}} = \frac{12}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-7,75}{1} \cdot \frac{115 \cdot 0}{100 \cdot 16} = 0,193 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\text{ТН1}} = \frac{P_{\text{нн1}}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{кз1}} \cdot U_{\text{ТВ1}}}{2 \cdot S_{\text{н1}}^2} - \frac{Q_{\text{нн1}}}{n} \cdot \frac{U_{\text{ТВ1}} \cdot U_{\text{кН1}}}{100 \cdot S_{\text{н1}}} = \frac{6}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-4,34}{1} \cdot \frac{115 \cdot 6,25}{100 \cdot 16} = 0,077 \text{ кВ}.$$

Визначаємо регулювальний діапазон силового трансформатора встановленого на ПС №1:

$$U_{\text{max1}} = \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_{\text{ТВ1}}}{U_{\text{ТН1}}} \cdot (1 - \omega_{\text{в1}}) + \Delta U_{\text{ТВ1}} + \Delta U_{\text{ТН1}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} (1 + 0,16) + 0,27 + 0,077 = 127,706 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{min1}} = \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_{\text{ТВ1}}}{U_{\text{ТН1}}} \cdot (1 + \omega_{\text{в1}}) + \Delta U_{\text{ТВ1}} + \Delta U_{\text{ТН1}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} (1 - 0,16) + 0,27 + 0,077 = 92,535 \text{ кВ}.$$

На ПС №2 плануються до встановлення два трансформатора ТДТН-16000/110. Втрати напруги в даному трансформаторі складуть:

$$\Delta U_{\text{Т2}} = \frac{U_{\text{ТВ2}}}{n \cdot S_{\text{н2}}} \cdot \left(P_2 \cdot \frac{\Delta P_{\text{кз2}} \cdot 10^{-3}}{S_{\text{н2}}} - Q_2 \cdot \frac{U_{\text{к2}}}{100} \right) = \frac{115}{10} \cdot \left(4 \cdot \frac{100 \cdot 10^{-3}}{16} - (-2,89) \cdot \frac{10,5}{100} \right) = 0,18 \text{ кВ}.$$

Визначаємо регулювальний діапазон силового трансформатора встановленого на ПС №2:

$$U_{\text{min2}} = \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_{\text{ТВ2}}}{U_{\text{ТН2}}} \cdot (1 - \omega_{\text{в2}}) + \Delta U_{\text{Т2}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} (1 - 0,16) + 0,18 = 92,37 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{max2}} = \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_{\text{ТВ2}}}{U_{\text{ТН2}}} \cdot (1 + \omega_{\text{в2}}) + \Delta U_{\text{Т2}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} (1 + 0,16) + 0,18 = 127,54 \text{ кВ}.$$

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

					ДП7110.141.005 ПЗ	Арк.
						39
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 4.3 – Регулювальний діапазон напруги силових трансформаторів

№ пункту	Тип трансформатора	Обмотка	$U_{\text{ном}}$, кВ	ΔU , кВ	U_{min} , кВ	U_{max} , кВ
1	ТДТН-25000/110	ВН	115	0.27	92.53	127.7
		СН	38.5	0.19		
		НН	11	0.07		
2	ТДТН-16000/110	ВН	115	0.18	92.37	127.54
3	ТДТН-25000/110	ВН	115	7.12	101.12	136.29
		СН	38.5	5.3		
		НН	11	1.83		
4	ТДТН-40000/110	ВН	115	0.95	93.14	128.31
5	ТДТН-16000/110	ВН	115	9.57	103.78	138.95
		СН	38.5	0.27		
		НН	11	2.08		

Визначимо орієнтовані значення рівня напруги у вузлах розрахункової мережі. Погонний реактивний опір для всіх ділянок мережі приймаємо таким, що рівний 0,4 Ом/км.

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

Розрахуємо величину рівня напруги в пункті 4:

$$U_4 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{4-5} \cdot r_{45} - Q_{4-5} \cdot x_{45})} = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (29,71 \cdot 3,6 - (-19,104) \cdot 12)} = 112.038 \text{ кВ}$$

Аналогічно виконуються розрахунки рівня напруги в інших пунктах районної електричної мережі. Результати розрахунку наведені в табл. 4.4.

					ДП7110.141.005 ПЗ	Арк.
						40
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 4.4 – Перша група післяаварійних режимів

№ пункту	Регулювальний діапазон		Рівень напруги, кВ
	U_{\min} , кВ	U_{\max} , кВ	
1	92.53	127.7	112.517
2	92.37	127.54	112.262
3	101.12	136.29	110.587
4	93.14	128.31	112.038
5	103.78	138.95	111.304

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

Друга група післяаварійних режимів.

Перевірку виконання технічних обмежень здійснимо для найбільш важкого післяаварійного режиму, а саме відключення найбільш завантаженої ділянки 0-5. Виконаємо розрахунок пототокорозподілу потужності за L-схемою мережі.

Визначаємо струмові навантаження повітряних ліній. Наприклад, для ПЛ 0-1 струмове навантаження складе:

$$I_{0-1} = \frac{U_0 - U_1}{\sqrt{3} \cdot z_{01}} \times 10^3 = \frac{115 - (112.178 - j2.309)}{\sqrt{3} \cdot (3.6 + j12)} = 168.009 \text{ А.}$$

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

Таблиця 4.5 – Перевірка перерізу проводів за струмовим навантаженням

ПЛ	Марка та переріз проводу, мм ²	$I_{\text{доп}}$, А	I_1 , А
0-1	АС-240	610	168.009
0-2	АС-240	610	146.774
0-4	АС-240	610	185.41
0-5	АС-240	610	137.309

1-2	АС-240	610	39.098
2-3	АС-120		83.039
3-4	АС-70	265	19.508
4-5	АС-70	265	116.653

Згідно даної таблиці, перевищення тривало-допустимого струму для усіх ПЛ в післяаварійному режимі не спостерігається.

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

$$\Delta U_{\text{ТВ1}} = \frac{P_1}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{кз1}} \cdot U_{\text{ТВ1}}}{2 \cdot S_{\text{н1}}^2} - \frac{Q_5}{n} \cdot \frac{U_{\text{ТВ1}} \cdot U_{\text{кв1}}}{100 \cdot S_{\text{н1}}} = \frac{21}{2} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{13,64}{2} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{100 \cdot 25} = 0,135 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\text{Тс1}} = \frac{P_{\text{сн1}}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{кз1}} \cdot U_{\text{ТВ1}}}{2 \cdot S_{\text{н1}}^2} - \frac{Q_{\text{сн1}}}{n} \cdot \frac{U_{\text{ТВ1}} \cdot U_{\text{кц1}}}{100 \cdot S_{\text{н1}}} = \frac{24}{2} \cdot \frac{200 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 40^2} - \frac{15,5}{2} \cdot \frac{115 \cdot 0}{100 \cdot 40} = 0,097 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\text{ТН1}} = \frac{P_{\text{нн1}}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{кз1}} \cdot U_{\text{ТВ1}}}{2 \cdot S_{\text{н1}}^2} - \frac{Q_{\text{нн1}}}{n} \cdot \frac{U_{\text{ТВ1}} \cdot U_{\text{кн1}}}{100 \cdot S_{\text{н1}}} = \frac{8}{2} \cdot \frac{200 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 40^2} - \frac{5,79}{1} \cdot \frac{115 \cdot 6,25}{100 \cdot 40} = 0,039 \text{ кВ}.$$

$$U_{\text{min1}} = \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_{\text{ТВ1}}}{U_{\text{ТН1}}} \cdot (1 - \omega_{\text{в1}}) + \Delta U_{\text{ТВ1}} + \Delta U_{\text{ТН1}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} (1 - 0,16) + 3,41 + 0,55 = 92,361 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{max1}} = \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_{\text{ТВ1}}}{U_{\text{ТН1}}} \cdot (1 + \omega_{\text{в1}}) + \Delta U_{\text{ТВ1}} + \Delta U_{\text{ТН1}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} (1 + 0,16) + 3,41 + 0,55 = 127,532 \text{ кВ}.$$

Отже, обрані економічні перерізи проводів усіх ПЛ відповідають технічним обмеженням

4.4 Розрахунок параметрів Z-схеми мережі

Виконаємо розрахунок параметрів схем заміщення повітряних ліній електропередачі та силових трансформаторів.

					ДП7110.141.005 ПЗ	Арк.
						42
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Під час будівництва повітряних ліній планується використання проводів перерізом 70 та 240 мм². Знаходимо погонний реактивний опір даних проводів:

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

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

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

Розраховуємо погонну ємнісну реактивну провідність:

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

$$b_{(120)0} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{\text{сп}}}{d_{120}}\right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{11,4}\right)} = 2,69 \cdot 10^{-6} \text{ СМ/км};$$

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

Для повітряної лінії 0-1 активний та реактивний опір складе:

$$r_{0-1} = r_{(240)0} \cdot l_{0-1} = 0,12 \cdot 30 = 3,6 \text{ Ом};$$

$$x_{0-1} = x_{(240)0} \cdot l_{0-1} = 0,4 \cdot 30 = 12,08 \text{ Ом}.$$

Знаходимо комплексний опір лінії 0-1:

$$\underline{Z}_{0-1} = r_{0-1} + j \cdot x_{0-1} = 3,6 + j12,08 \text{ Ом}.$$

Ємнісна провідність повітряної лінії 0-5 складе:

					ДП7110.141.005 ПЗ	Арк.
						43
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$b_{0-1} = b_{(240)0} \cdot l_{0-1} = 2,84 \cdot 10^{-6} \cdot 30 = 85,31 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Активну провідність всіх повітряних ліній мережі 110 кВ приймаємо такими, що дорівнюють нулю.

Знаходимо комплексну провідність лінії 0-1:

$$Y_{0-1} = j \cdot b_{240} \cdot l_{0-1} = 2,844 \cdot 10^{-6} \cdot 30 = j8,531 \cdot 10^{-5} \text{ См.}$$

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

Таблиця 4.6 – Параметри схем заміщення повітряних ліній

Ділянка	Довжина, км	Перетин, мм ²	$Z_{\text{ПЛ}}, \text{ Ом}$	$Y_{\text{ПЛ}}, \text{ Ом}$
1	2	3	4	5
0-1	30	240	3.6+j12	$j8,531 \cdot 10^{-5}$
0-2	35	240	4.2+j14	$j9,953 \cdot 10^{-5}$
0-4	30	240	3.6+j12	$j8,531 \cdot 10^{-5}$
0-5	35	240	4.2+j14	$j9,953 \cdot 10^{-5}$
1-2	20	240	2.4+j8	$j5,687 \cdot 10^{-5}$
2-3	28	120	6.832+j11.2	$j7,531 \cdot 10^{-5}$
3-4	35	70	14.77+j14	$j9,014 \cdot 10^{-5}$
4-5	31	70	13.082+j12.4	$j7,984 \cdot 10^{-5}$

Розрахунок параметрів схем заміщення силових трансформаторів наведемо для ПС №2 та №3.

На ПС №2 планується встановлення двох трансформаторів типу ТДН-16000/110, а на ПС №3 – ТДТН-25000/110. Знаходимо активний опір обмоток даних трансформаторів:

					ДП7110.141.005 ПЗ	Арк.
						44
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$r_{B2} = r_{c2} = r_{H2} = \frac{\Delta P_{K32} \cdot U_{OB2}^2 \cdot 10^3}{n \cdot S_{H2}^2} = \frac{60 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{2 \cdot 10000^2} = 2,58 \text{ Ом};$$

$$r_{B3} = r_{c3} = r_{H3} = \frac{\Delta P_{K33} \cdot U_{OB3}^2 \cdot 10^3}{n \cdot 2 \cdot S_{H3}^2} = \frac{100 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{2 \cdot 2 \cdot 16000^2} = 1,29 \text{ Ом}.$$

Знаходимо реактивний опір обмоток блоку трансформаторів встановлених на ПС №2:

$$x_{T2} = \frac{10 \cdot U_{K2} \cdot U_{OB2}^2}{n \cdot S_{H2}} = \frac{10 \cdot 10,5 \cdot 115^2}{2 \cdot 10000} = 68,43 \text{ Ом}.$$

А реактивний опір обмоток блоку трансформаторів на ПС №3 складе:

$$x_{TB3} = \frac{10 \cdot U_{KB3} \cdot U_{OB3}^2}{n \cdot S_{H3}} = \frac{10 \cdot 10,75 \cdot 115^2}{2 \cdot 16000} = 42,43 \text{ Ом};$$

$$x_{TC3} = \frac{10 \cdot U_{KC3} \cdot U_{OB3}^2}{n \cdot S_{H3}} = \frac{10 \cdot 0 \cdot 115^2}{2 \cdot 16000} = 0 \text{ Ом};$$

$$x_{TH3} = \frac{10 \cdot U_{KH3} \cdot U_{OB3}^2}{n \cdot S_{H3}} = \frac{10 \cdot 6,25 \cdot 115^2}{2 \cdot 16000} = 26,83 \text{ Ом}.$$

Розрахуємо активну і реактивну провідність блоків трансформаторів на ПС №2 та ПС №3:

$$g_{T2} = \frac{n \cdot \Delta P_{XX2} \cdot 10^{-3}}{U_{OB2}^2} = \frac{2 \cdot 14 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 2,22 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$b_{T2} = -\frac{n \cdot I_{XX2} \cdot S_{H2} \cdot 10^{-5}}{U_{OB2}^2} = -\frac{2 \cdot 0,7 \cdot 10000 \cdot 10^{-5}}{115^2} = -9,8 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$g_{T3} = \frac{n \cdot \Delta P_{XX3} \cdot 10^{-3}}{U_{OB3}^2} = \frac{2 \cdot 23 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 3,58 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$b_{T3} = -\frac{n \cdot I_{XX3} \cdot S_{H3} \cdot 10^{-5}}{U_{OB3}^2} = -\frac{2 \cdot 1,0 \cdot 16000 \cdot 10^{-5}}{115^2} = -21,3 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Знайдемо комплексну провідність блоків трансформаторів:

					ДП7110.141.005 ПЗ	Арк.
						45
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Y_2 = g_{T2} + j \cdot b_{T2} = (2,22 - j11,6) \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$Y_3 = g_{T3} + j \cdot b_{T3} = (3,67 - j19,2) \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

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

Таблиця 4.7 – Параметри схем заміщення блоків силових трансформаторів

ПС	Тип трансформаторів	Опір, Ом					Провідність, См
		r_T	x_T	x_B	x_C	x_H	
1	ТДТН-25000/110	1.48	-	55.54	0	28.33	$(2.56-j19.3) \cdot 10^{-6}$
2	ТДТН-16000/110	2.58	68.43	-	-	-	$(2.12-j10.6) \cdot 10^{-6}$
3	ТДТН-25000/110	1.29	-	44.43	0	25.83	$(3.48-j24.2) \cdot 10^{-6}$
4	ТДТН-16000/110	3.97	69.43	-	-	-	$(2.12-j10.6) \cdot 10^{-6}$
5	ТДТН-40000/110	0.41	-	17.77	0	10.33	$(6.5-j36.29) \cdot 10^{-6}$

4.5 Розрахунок приведених навантажень та еквівалентних провідностей

Розрахунок приведених навантажень наведемо для ПС №1.

Визначимо коефіцієнт завантаження трансформаторів, які встановлені на ПС №1:

$$\beta_1 = \frac{S_2 \cdot 10^3}{n \cdot S_{H1}} = \frac{\sqrt{8^2 + (-5,79)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 16} = 0,52.$$

Коефіцієнт завантаження силових трансформаторів на ПС №1 складе:

$$\beta_{BH1} = \frac{S_{BH1} \cdot 10^3}{n \cdot S_{H1}} = \frac{\sqrt{6^2 + (-4,344)^2}}{2 \cdot 25} = 0,148;$$

$$\beta_{CH1} = \frac{S_{CH1} \cdot 10^3}{n \cdot S_{H1}} = \frac{\sqrt{15^2 + (-9,296)^2}}{2 \cdot 25} = 0,35;$$

					ДП7110.141.005 ПЗ	Арк.
						46
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\beta_{\text{HH1}} = \frac{S_{\text{HH1}} \cdot 10^3}{n \cdot S_{\text{H1}}} = \frac{\sqrt{6^2 + (-4,34)^2}}{2 \cdot 25} = 0,5.$$

Втрати потужності в блоку силових трансформаторів встановлених на ПС №1 складуть:

$$\Delta P_{\text{tz1}} = \frac{n \cdot \Delta P_{\text{кз1}}}{2} \cdot (\beta_{\text{BH1}}^2 + \beta_{\text{CH1}}^2 + \beta_{\text{HH1}}^2) = \frac{2 \cdot 140}{2} \cdot (0,148^2 + 0,353^2 + 0,501^2) = 55,63 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\text{tz3}} = -n \cdot S_{\text{H2}} \cdot (\beta_{\text{BH3}}^2 \cdot U_{\text{KB1}} + \beta_{\text{CH1}}^2 \cdot U_{\text{KC1}} + \beta_{\text{HH1}}^2 \cdot U_{\text{KH1}}) \cdot 10^{-2} = -2 \cdot 25 \cdot (0,148^2 \cdot 10,5 + 0,353^2 \cdot 0 + 0,501^2 \cdot 10,5) \cdot 10^{-2} = -1432,04 \text{ кВар}.$$

Отже, значення приведенного навантаження на ПС №1 складе:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{пр1}} &= \dot{S}_{\text{зад1}} + \Delta \dot{S}_{\text{tz1}} \cdot 10^{-3} = 21 - j13,64 + (55,63 - j1432,036) \cdot 10^{-3} = \\ &= 21,056 - j15,07 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

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

Таблиця 4.8 – Приведенні навантаження ПС

ПС	$\dot{S}_{\text{зад}}$, МВА	$\Delta \dot{S}_{\text{tz}}$, МВА	$\dot{S}_{\text{пр}}$, МВА
1	21-j13.64	0.03-j1	21.056-j15.07
2	14-j9.093	0.04-j0.21	14.054-j10.008
3	22-j14.156	0.04-j0.51	22.63-j14.156
4	25-j15.911	0.05-j0.8	25.055-j17.09
5	18-j11.781	0.07-j2	18.07-j13.44

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

$$Y_{-1} = 0.5 \cdot (Y_{-0-1} + Y_{-1-2}) + Y_{-1} = 0.5 \cdot (j85,31 + j103 + j92,72) \cdot 10^{-6} + (4,69 + j2,65) \cdot 10^{-6} = (4,69 - j44,6) \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

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

Таблиця 4.9 – Результат розрахунку еквівалентних провідностей

№ пункту	Y_{-1} , См
1	$(4.69+j44.6) \cdot 10^{-6}$
2	$(3.48+j41.89) \cdot 10^{-6}$
3	$(4.69+j60.92) \cdot 10^{-6}$
4	$(6.5+j46.27) \cdot 10^{-6}$
5	$(3.48+j65.48) \cdot 10^{-6}$
0	-j184.84

Розрахункова схема мережі наведена на рис. 4.5.

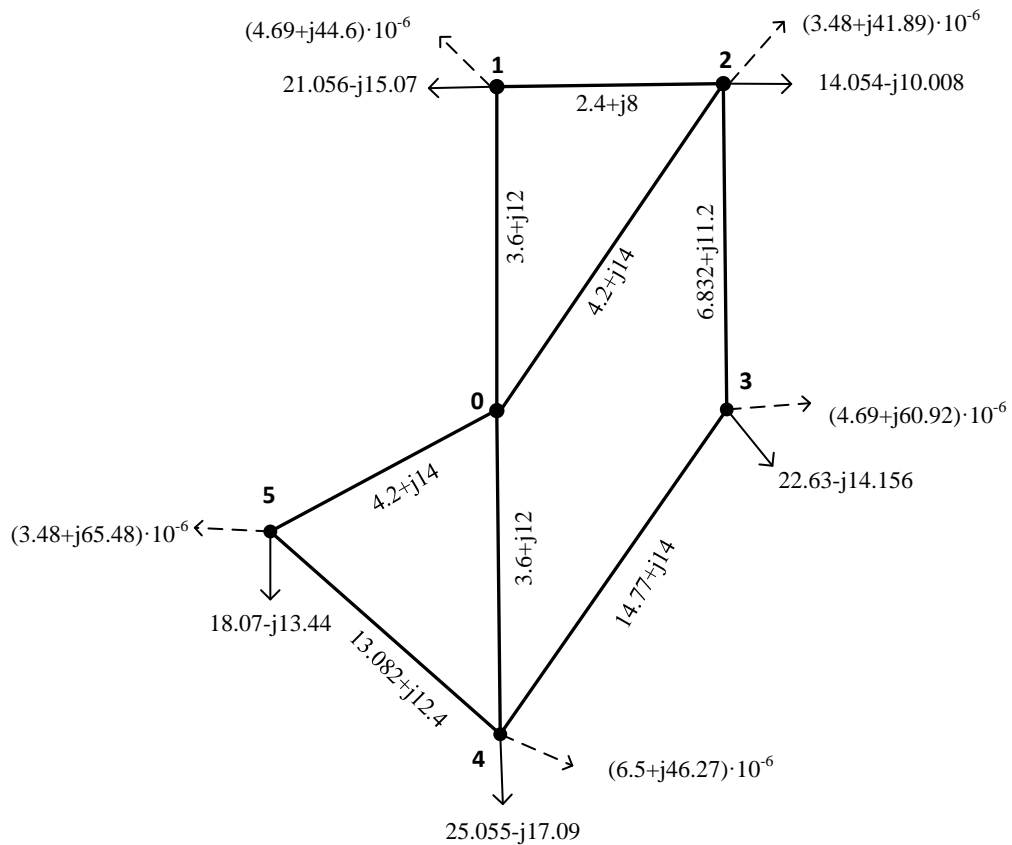


Рис. 4.5 – Розрахункова схема мережі

4.6 Розрахунок режиму максимальних навантажень

Виконаємо розрахунок режимних параметрів мережі при максимальних навантаженнях. Розрахунок виконаємо за допомогою методу Ньютона.

Виконуємо розрахунок ненульових взаємних провідностей:

$$\underline{y}_{0-1} = \frac{1}{z_{0-1}} = \frac{1}{3,6 + j12} = 0,023 - j0,076 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{0-2} = \frac{1}{z_{0-2}} = \frac{1}{4,2 + j14} = 0,02 - j0,066 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{0-4} = \frac{1}{z_{0-4}} = \frac{1}{3,6 + j12} = 0,023 - j0,076 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{0-5} = \frac{1}{z_{0-5}} = \frac{1}{4,2 + j14} = 0,02 - j0,066 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{1-2} = \frac{1}{\underline{z}_{1-2}} = \frac{1}{2,4 + j8} = 0,034 - j0,115 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{2-3} = \frac{1}{\underline{z}_{2-3}} = \frac{1}{6,832 + j11,2} = 0,04 - j0,065 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{3-4} = \frac{1}{\underline{z}_{3-4}} = \frac{1}{14,77 + j14} = 0,036 - j0,034 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{4-5} = \frac{1}{\underline{z}_{4-5}} = \frac{1}{13,082 + j12,4} = 0,04 - j0,038 \text{ См}.$$

Виконуємо розрахунок власних провідностей:

$$\underline{y}_{11} = -(\underline{y}_{0-1} + \underline{y}_{1-2}) = -(0,023 - j0,076 + 0,034 - j0,115) = -0,057 + j0,191 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{22} = -(\underline{y}_{1-2} + \underline{y}_{2-3} + \underline{y}_{0-2}) = -(0,034 - j0,115 + 0,04 - j0,065 + 0,02 - j0,066) = -0,094 + j0,245 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{33} = -(\underline{y}_{2-3} + \underline{y}_{3-4}) = -(0,04 - j0,065 + 0,036 - j0,034) = -0,075 + j0,099 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{44} = -(\underline{y}_{0-4} + \underline{y}_{3-4} + \underline{y}_{4-5}) = -(0,023 - j0,076 + 0,04 - j0,038 + 0,036 - j0,034) = -0,075 + j0,099 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{55} = -(\underline{y}_{0-5} + \underline{y}_{4-5}) = -(0,04 - j0,04 + 0,02 - j0,07) = -0,06 + j0,1 \text{ См}.$$

Перша ітерація.

Для вузлів розрахункової схеми приймаємо початкові наближення:

$$U_1^{(0)} = 110 \text{ кВ}; \quad \delta_1 = 0;$$

$$U_2^{(0)} = 110 \text{ кВ}; \quad \delta_2 = 0;$$

$$U_3^{(0)} = 110 \text{ кВ}; \quad \delta_3 = 0;$$

$$U_4^{(0)} = 110 \text{ кВ}; \quad \delta_4 = 0;$$

$$U_5^{(0)} = 110 \text{ кВ}; \quad \delta_5 = 0.$$

Визначимо розрахункові навантаження у вузлах:

Таблиця 4.10. – розрахункові навантаження у вузлах.

					ДП7110.141.005 ПЗ	Арк.
						50
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{02} = \sqrt{3} \cdot I_{02} = 197.506-154.383i \text{ A};$$

$$I_{04} = \sqrt{3} \cdot I_{04} = 209.539-154.118i \text{ A};$$

$$I_{05} = \sqrt{3} \cdot I_{05} = 169.219-123.726i \text{ A};$$

$$I_{12} = \sqrt{3} \cdot I_{12} = 26.916-25.237i \text{ A};$$

$$I_{23} = \sqrt{3} \cdot I_{23} = 100.412-87.775i \text{ A};$$

$$I_{34} = \sqrt{3} \cdot I_{34} = -96.385+45.188i \text{ A};$$

$$I_{45} = \sqrt{3} \cdot I_{45} = -10.684+1.702i \text{ A};$$

Розрахуємо середньолінійні напруги:

$$U_{01} = \frac{U_0 + U_1}{2} = \frac{115 + 112.276 - 1.962i}{2} = 113.638 - 0.981i \text{ кВ};$$

$$U_{02} = \frac{U_0 + U_2}{2} = \frac{115 + 112.009 - 2.117i}{2} = 113.505 - 1.058i \text{ кВ};$$

$$U_{04} = \frac{U_0 + U_4}{2} = \frac{115 + 112.396 - 1.96i}{2} = 113.698 - 0.98i \text{ кВ};$$

$$U_{05} = \frac{U_0 + U_5}{2} = \frac{115 + 112.56 - 1.849i}{2} = 113.779 - 0.925i \text{ кВ};$$

$$U_{12} = \frac{U_1 + U_2}{2} = \frac{112.276 - 1.962i + 112.009 - 2.117i}{2} = 112.142 - 2.039i \text{ кВ};$$

$$U_{23} = \frac{U_2 + U_3}{2} = \frac{112.009 - 2.117i + 110.34 - 2.642i}{2} = 111.175 - 2.379i \text{ кВ};$$

$$U_{34} = \frac{U_3 + U_4}{2} = \frac{110.34 - 2.642i + 112.396 - 1.96i}{2} = 111.368 - 2.301i \text{ кВ};$$

$$U_{45} = \frac{U_4 + U_5}{2} = \frac{112.396 - 1.96i + 112.557 - 1.849i}{2} = 112.477 - 1.905i \text{ кВ};$$

Знайдемо поточкорозподіл потужностей за ділянками:

$$S_{01} = \overline{U_{01}} \cdot I_{01} \cdot 10^{-3} = \overline{113.638 - 0.981i} \cdot 212.48 - 163.289i \cdot 10^{-3} = 24.306 - 18.347i \text{ МВА};$$

					ДП7110.141.005 ПЗ	Арк.
						52
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$S_{02} = \overline{U}_{02} \cdot I_{02} \cdot 10^{-3} = \overline{113.505-1.058i} \cdot 197.506-154.383i \cdot 10^{-3} = 22.581-17.314i \text{ МВА};$$

$$S_{04} = \overline{U}_{04} \cdot I_{04} \cdot 10^{-3} = \overline{113.698-0.98i} \cdot 209.539-154.118i \cdot 10^{-3} = 23.975-17.318i \text{ МВА};$$

$$S_{05} = \overline{U}_{05} \cdot I_{05} \cdot 10^{-3} = \overline{113.779-0.925i} \cdot 169.219-123.726i \cdot 10^{-3} = 19.368-13.921i \text{ МВА};$$

$$S_{12} = \overline{U}_{12} \cdot I_{12} \cdot 10^{-3} = \overline{112.142-2.039i} \cdot 26.916-25.237i \cdot 10^{-3} = 3.07-2.775i \text{ МВА};$$

$$S_{23} = \overline{U}_{23} \cdot I_{23} \cdot 10^{-3} = \overline{111.175-2.379i} \cdot 100.412-87.775i \cdot 10^{-3} = 11.372-9.519i \text{ МВА};$$

$$S_{34} = \overline{U}_{34} \cdot I_{34} \cdot 10^{-3} = \overline{111.368-2.301i} \cdot -96.385+45.188i \cdot 10^{-3} = -10.838+4.811i \text{ МВА};$$

$$S_{45} = \overline{U}_{45} \cdot I_{45} \cdot 10^{-3} = \overline{112.477-1.905i} \cdot -10.684+1.702i \cdot 10^{-3} = -1.205+0.171i \text{ МВА};$$

Сумарне навантаження в мережі:

$$\sum S = s_{np1} + s_{np2} + s_{np3} + s_{np4} + s_{np5} = 21.056-15.072i + 14.054-10.008i + 22.063-14.156i + \\ + 25.055-17.09i + 18.07-13.441i = 100.298-69.767i \text{ МВА};$$

Втрати у БП:

$$\Delta S_0 = U_0^2 \cdot (y_0) = 115^2 \cdot (-1.848i \cdot 10^{-4}) = -2.445i \text{ МВА};$$

Сумарні втрати потужності у мережі:

$$\Delta S_{\Sigma} = s_{01} + s_{02} + s_{04} + s_{05} + \Delta S_0 - S_{\Sigma} = 24.3-18.3i + 22.6-17.3i + 24-17.3i + \\ + 19.4-13.9i + -2.4i - 100.3-69.8i = -10.067+0.423i \text{ МВА};$$

					ДП7110.141.005 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		53

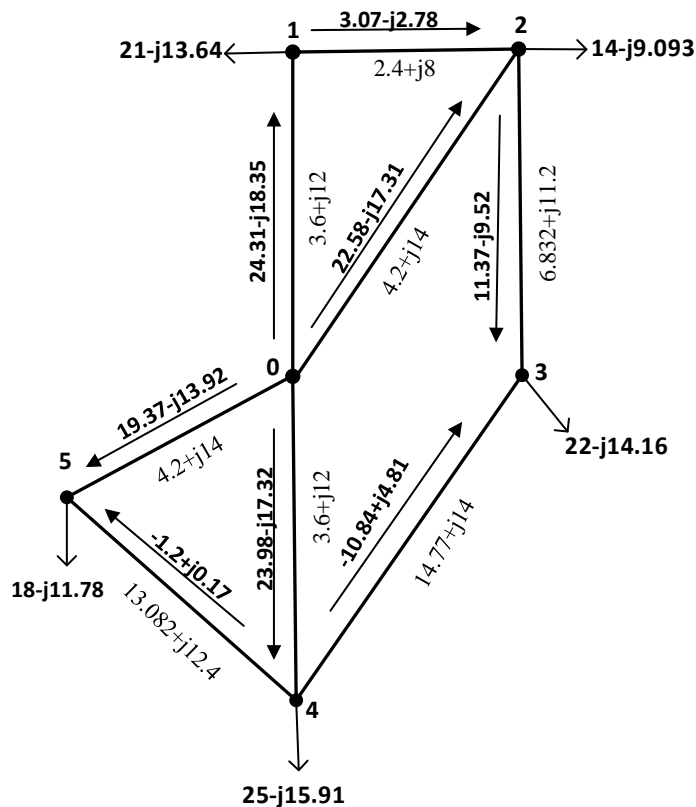


Рис. 4.6 – Режим максимальних навантажень

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

Наведемо приклад розрахунку для ПС №5. На ПС №5 плануються встановлення двох силових трансформаторів типу ТДТН-40000/110.

Визначимо величину втрат напруги в обмотка блоку трансформаторів встановлених на ПС №5:

$$\begin{aligned} \Delta U_{\text{ТВ5}} &= \frac{(P_{\text{B5}} + \Delta P_{\text{тз5}} + g_{\text{T5}} \cdot U_5^2) \cdot r_{\text{T5}}}{U_5} - \frac{(Q_{\text{B5}} + \Delta Q_{\text{тз5}} + b_{\text{T5}} \cdot U_5^2) \cdot x_{\text{T5}}}{U_5} = \\ &= \frac{(32 + 82,44 \cdot 10^{-3} + 6,4 \cdot 10^{-6} \cdot 112^2) \cdot 0,41}{118,18} - \\ &= \frac{(-11,29 - 2504 \cdot 10^{-3} - 36,29 \cdot 10^{-6} \cdot 118,18^2) \cdot 28,43}{112} = 2,71 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

					ДП7110.141.005 ПЗ	Арк.
						54
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\Delta U_{\text{ТС5}} = \frac{P_{\text{СН5}} \cdot r_{\text{Т5}} - Q_{\text{СН5}} \cdot x_{\text{Т5}}}{U_2 - \Delta U_{\text{ТВ5}}} = \frac{21 \cdot 0,41 + 14,5 \cdot 0}{112 - 3,79} = 0,07 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\text{ТН5}} = \frac{P_{\text{НН5}} \cdot r_{\text{Т5}} - Q_{\text{НН5}} \cdot x_{\text{Т5}}}{U_5 - \Delta U_{\text{ТВ5}}} = \frac{8 \cdot 0,42 + 5,89 \cdot 10,33}{112 - 3,69} = 0,36 \text{ кВ}.$$

Для трансформаторів на ПС №5 знайдемо значення $U_{\text{ПС}}$ і $U_{\text{ПН}}$:

$$U_{\text{ПС5}} = U_5 - \Delta U_{\text{ТВ5}} - \Delta U_{\text{ТС5}} = 112 - 3,59 - 0,45 = 112,71 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{ПН5}} = U_5 - \Delta U_{\text{ТВ5}} - \Delta U_{\text{ТН5}} = 112 - 3,45 - 0,08 = 113,2 \text{ кВ}.$$

Для силових трансформаторів на ПС №5 бажане відносне число регулювальних витків РПН складе:

$$\omega_{\text{ВЖ5}} = \frac{U_{\text{ПН5}} \cdot U_{\text{ТН5}}}{U_{\text{ТВ5}} \cdot U_{\text{НДЖ5}}} - 1 = \frac{112,3 \cdot 11}{115 \cdot 10,5} - 1 = 0,021.$$

Ступінь регулювання РПН для трансформаторів ПС №5 складе:

$$N_{\text{В5}} = \frac{\omega_{\text{ВЖ5}}}{\omega_{\text{В0}}} = \frac{-0,048}{0,0188} = 2,145 \rightarrow N_{\text{В5}}^{\text{СТ}} = 2.$$

Таким чином стандартне число регулювальних витків РПН складе:

$$\omega_{\text{В5}}^{\text{СТ}} = N_{\text{В5}}^{\text{СТ}} \cdot \omega_{\text{В0}} = 2 \cdot 0,0178 = 0,034.$$

Знаходимо фактичний рівень напруги на шинах низької напруги ПС №5:

$$U_{\text{НД5}} = \frac{U_{\text{ПН5}} \cdot U_{\text{ТН5}}}{U_{\text{ТВ5}} \cdot (1 + \omega_{\text{В5}}^{\text{СТ}})} = \frac{112,93 \cdot 11}{115 \cdot (1 - 0,034)} = 10,34 \text{ кВ}.$$

Для силових трансформаторів на ПС №5 бажане відносне число регулювальних витків ПБЗ складе:

$$\omega_{\text{СЖ5}} = \frac{U_{\text{СЖ5}} \cdot U_{\text{ТВ5}} \cdot (1 + \omega_{\text{В5}}^{\text{СТ}})}{U_{\text{ПС5}} \cdot U_{\text{ТС5}}} - 1 = \frac{38,5 \cdot 115 \cdot (1 - 0,034)}{113,2 \cdot 37,5} - 1 = 0,032.$$

					ДП7110.141.005 ПЗ	Арк.
						55
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Ступінь регулювання ПБЗ для трансформаторів ПС №5 складе:

$$N_{c5} = \frac{\omega_{сж5}}{\omega_{c0}} = \frac{0,051}{0,032} = 1,78 \rightarrow N_{c2}^{CT} = 2.$$

Таким чином стандартне число регулювальних витків РПН складе:

$$\omega_{c5}^{CT} = N_{c5}^{CT} \cdot \omega_{c0} = 2 \cdot 0,025 = 0,05.$$

Знаходимо фактичний рівень напруги на шинах середньої напруги ПС №5:

$$U_{сд5} = \frac{U_{пс5} \cdot U_{тс5} \cdot (1 + \omega_{c5}^{CT})}{U_{тв5} \cdot (1 + \omega_{в5}^{CT})} = \frac{114,4 \cdot 38,5 \cdot (1 + 0,05)}{115 \cdot (1 + 0,036)} = 38,83 \text{ кВ.}$$

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

Таблиця 4.11 – Положення РПН і ПБЗ в режимі максимальних навантажень

ПС	U_i , кВ	N_B^{CT}	N_c^{CT}	$U_{нд}$, кВ	$U_{сд}$, кВ
1	117.82	2	2	10.34	37.82
2	117.31	2	-	10.48	-
3	118.2	1	1	10.34	37.21
4	118.21	2	-	10.54	-
5	117.21	2	2	10.32	37.23

4.7. Розрахунок режиму мінімальних навантажень

Виконаємо розрахунок режимних параметрів мережі при мінімальних навантаженнях. Розрахунок виконаємо за допомогою методу Зейделя.

Виконуємо розрахунок взаємних провідностей:

$$\underline{y}_{0-1} = \frac{1}{\underline{z}_{0-1}} = \frac{1}{3.6+12i} = 0.023-0.076i \text{ См;}$$

					ДП7110.141.005 ПЗ	Арк.
						56
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\underline{y}_{0-2} = \frac{1}{z_{0-2}} = \frac{1}{4.2+14i} = 0.02-0.066i \text{ См};$$

$$\underline{y}_{0-4} = \frac{1}{z_{0-4}} = \frac{1}{3.6+12i} = 0.023-0.076i \text{ См};$$

$$\underline{y}_{0-5} = \frac{1}{z_{0-5}} = \frac{1}{4.2+14i} = 0.02-0.066i \text{ См};$$

$$\underline{y}_{1-2} = \frac{1}{z_{1-2}} = \frac{1}{2.4+8i} = 0.034-0.115i \text{ См};$$

$$\underline{y}_{2-3} = \frac{1}{z_{2-3}} = \frac{1}{6.832+11.2i} = 0.04-0.065i \text{ См};$$

$$\underline{y}_{3-4} = \frac{1}{z_{3-4}} = \frac{1}{14.77+14i} = 0.036-0.034i \text{ См};$$

$$\underline{y}_{4-5} = \frac{1}{z_{4-5}} = \frac{1}{13.082+12.4i} = 0.04-0.038i \text{ См}.$$

Виконуємо розрахунок власних провідностей:

$$\underline{y}_{11} = -(\underline{y}_{0-1} + \underline{y}_{1-2}) = -(0,023 - j0,076 + 0,034 - j0,115) = -0,057 + j0,191 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{22} = -(\underline{y}_{1-2} + \underline{y}_{2-3} + \underline{y}_{0-2}) = -(0,034 - j0,115 + 0,04 - j0,065 + 0,02 - j0,066) = -0,094 + j0,245 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{33} = -(\underline{y}_{2-3} + \underline{y}_{3-4}) = -(0,04 - j0,065 + 0,036 - j0,034) = -0,075 + j0,099 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{44} = -(\underline{y}_{0-4} + \underline{y}_{3-4} + \underline{y}_{4-5}) = -(0,023 - j0,076 + 0,04 - j0,038 + 0,036 - j0,034) = -0,075 + j0,099 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{55} = -(\underline{y}_{0-5} + \underline{y}_{4-5}) = -(0,04 - j0,04 + 0,02 - j0,07) = -0,06 + j0,1 \text{ См}.$$

					ДП7110.141.005 ПЗ	Арк.
						57
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Перша ітерація.

Для незалежних вузлів розрахункової схеми приймаємо початкові наближення:

$$U_1^{(0)} = 110 \text{ кВ}; \quad \delta_1 = 0;$$

$$U_2^{(0)} = 110 \text{ кВ}; \quad \delta_2 = 0;$$

$$U_3^{(0)} = 110 \text{ кВ}; \quad \delta_3 = 0;$$

$$U_4^{(0)} = 110 \text{ кВ}; \quad \delta_4 = 0;$$

$$U_5^{(0)} = 110 \text{ кВ}; \quad \delta_5 = 0.$$

Визначимо розрахункові навантаження у вузлах:

Таблиця 4.12. – Навантаження пунктів

№-Ітер.	U.1, кВ	U.2, кВ	U.3, кВ	U.4, кВ	U.5, кВ	ΔU_{\max}
1	111.366	111.567	109.696	111.171	112.377	2.766
2	112.313	111.952	110.421	112.377	112.989	1.289
3	112.548	112.29	111.116	112.925	113.238	0.746
~			~			~
8	113.153	112.984	111.879	113.259	113.366	0.036
9	113.17	112.997	111.887	113.259	113.365	0.018
10	113.178	113.003	111.89	113.258	113.365	0.009

Розрахунок лінійних струмів у ділянках мережі:

$$I_{01} = \frac{U_0 - U_1}{\sqrt{3} \cdot Z_{01}} \cdot 10^3 = \frac{115 - (113.17 - 1.336i)}{\sqrt{3} \cdot (3.6 + 12i)} \cdot 10^3 = 83.208 - 63.083i \text{ A};$$

$$I_{02} = \frac{U_0 - U_2}{\sqrt{3} \cdot Z_{02}} \cdot 10^3 = \frac{115 - (112.993 - 1.441i)}{\sqrt{3} \cdot (4.2 + 14i)} \cdot 10^3 = 77.287 - 59.564i \text{ A};$$

$$I_{04} = \frac{U_0 - U_4}{\sqrt{3} \cdot Z_{04}} \cdot 10^3 = \frac{115 - (113.25 - 1.333i)}{\sqrt{3} \cdot (3.6 + 12i)} \cdot 10^3 = 81.993 - 59.589i \text{ A};$$

$$I_{05} = \frac{U_0 - U_5}{\sqrt{3} \cdot Z_{05}} \cdot 10^3 = \frac{115 - (113.358 - 1.257i)}{\sqrt{3} \cdot (4.2 + 14i)} \cdot 10^3 = 66.215 - 47.862i \text{ A};$$

$$I_{12} = \frac{U_1 - U_2}{\sqrt{3} \cdot Z_{12}} \cdot 10^3 = \frac{113.17 - 1.336i - (112.993 - 1.441i)}{\sqrt{3} \cdot (2.4 + 8i)} \cdot 10^3 = 10.441 - 9.612i \text{ A};$$

$$I_{23} = \frac{U_2 - U_3}{\sqrt{3} \cdot Z_{23}} \cdot 10^3 = \frac{112.993 - 1.441i - (111.876 - 1.802i)}{\sqrt{3} \cdot (6.832 + 11.2i)} \cdot 10^3 = 39.162 - 33.714i \text{ A};$$

$$I_{34} = \frac{U_3 - U_4}{\sqrt{3} \cdot Z_{34}} \cdot 10^3 = \frac{111.876 - 1.802i - (113.25 - 1.333i)}{\sqrt{3} \cdot (14.77 + 14i)} \cdot 10^3 = -37.448 + 17.165i \text{ A};$$

$$I_{45} = \frac{U_4 - U_5}{\sqrt{3} \cdot Z_{45}} \cdot 10^3 = \frac{113.25 - 1.33i - (113.358 - 1.257i)}{\sqrt{3} \cdot (13.082 + 12.4i)} \cdot 10^3 = -4.156 + 0.621i \text{ A};$$

Розрахунок фазних струмів:

$$I_{01} = \sqrt{3} \cdot I_{01} = 144.12 - 109.264i \text{ A};$$

$$I_{02} = \sqrt{3} \cdot I_{02} = 133.865 - 103.168i \text{ A};$$

$$I_{04} = \sqrt{3} \cdot I_{04} = 142.016 - 103.211i \text{ A};$$

$$I_{05} = \sqrt{3} \cdot I_{05} = 114.687 - 82.899i \text{ A};$$

$$I_{12} = \sqrt{3} \cdot I_{12} = 18.084 - 16.648i \text{ A};$$

$$I_{23} = \sqrt{3} \cdot I_{23} = 67.831 - 58.395i \text{ A};$$

$$I_{34} = \sqrt{3} \cdot I_{34} = -64.861 + 29.731i \text{ A};$$

$$I_{45} = \sqrt{3} \cdot I_{45} = -7.199 + 1.075i \text{ A};$$

					ДП7110.141.005 ПЗ	Арк.
						59
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахуємо середньолінійні напруги:

$$U_{01} = \frac{U_0 + U_1}{2} = \frac{115 + 113.17 - 1.336i}{2} = 114.085 - 0.668i \text{ кВ};$$

$$U_{02} = \frac{U_0 + U_2}{2} = \frac{115 + 112.993 - 1.441i}{2} = 113.997 - 0.72i \text{ кВ};$$

$$U_{04} = \frac{U_0 + U_4}{2} = \frac{115 + 113.25 - 1.333i}{2} = 114.125 - 0.666i \text{ кВ};$$

$$U_{05} = \frac{U_0 + U_5}{2} = \frac{115 + 113.358 - 1.257i}{2} = 114.179 - 0.629i \text{ кВ};$$

$$U_{12} = \frac{U_1 + U_2}{2} = \frac{113.17 - 1.336i + 112.993 - 1.441i}{2} = 113.082 - 1.388i \text{ кВ};$$

$$U_{23} = \frac{U_2 + U_3}{2} = \frac{112.993 - 1.441i + 111.876 - 1.802i}{2} = 112.435 - 1.621i \text{ кВ};$$

$$U_{34} = \frac{U_3 + U_4}{2} = \frac{111.876 - 1.802i + 113.25 - 1.333i}{2} = 112.563 - 1.567i \text{ кВ};$$

$$U_{45} = \frac{U_4 + U_5}{2} = \frac{113.25 - 1.333i + 113.358 - 1.257i}{2} = 113.304 - 1.295i \text{ кВ};$$

Знайдемо потокорозподіл потужностей за ділянками:

$$S_{01} = \overline{U_{01}} \cdot I_{01} \cdot 10^{-3} = \overline{114.085 - 0.668i} \cdot 144.12 - 109.264i \cdot 10^{-3} = 16.515 - 12.369i \text{ МВА};$$

$$S_{02} = \overline{U_{02}} \cdot I_{02} \cdot 10^{-3} = 15.335 - 11.664i \text{ МВА};$$

$$S_{04} = \overline{U_{04}} \cdot I_{04} \cdot 10^{-3} = 16.276 - 11.684i \text{ МВА};$$

$$S_{05} = \overline{U_{05}} \cdot I_{05} \cdot 10^{-3} = 13.147 - 9.393i \text{ МВА};$$

$$S_{12} = \overline{U_{12}} \cdot I_{12} \cdot 10^{-3} = 2.068 - 1.857i \text{ МВА};$$

$$S_{23} = \overline{U_{23}} \cdot I_{23} \cdot 10^{-3} = 7.721 - 6.456i \text{ МВА};$$

$$S_{34} = \overline{U_{34}} \cdot I_{34} \cdot 10^{-3} = -7.348 + 3.245i \text{ МВА};$$

$$S_{45} = \overline{U_{45}} \cdot I_{45} \cdot 10^{-3} = -0.817 + 0.113i \text{ МВА};$$

					ДП7110.141.005 ПЗ	Арк.
						60
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Сумарне навантаження в мережі:

$$\sum S = S_{np1} + S_{np2} + S_{np3} + S_{np4} + S_{np5} = 14.318 - 10.249i + 9.557 - 6.805i + 15.003 - 9.626i + 17.037 - 11.621i + 12.288 - 9.14i = 68.202 - 47.442i \text{ МВА};$$

Втрати у БП:

$$\Delta S_0 = U_0^2 \cdot (y_0) = 115^2 \cdot (-1.848i \cdot 10^{-4}) = -2.445i \text{ МВА};$$

Розрахуємо сумарні втрати потужності в режимі мінімальних навантажень:

$$\Delta S_{\Sigma} = s_{01} + s_{02} + s_{04} + s_{05} + \Delta S_0 - S_{\Sigma} = 16.5 - 12.4i + 15.3 - 11.7i + 16.3 - 11.7i + 13.1 - 9.4i + -1.773i - 58.7 - 45.9i = -6.93 - 0.114i \text{ МВА};$$

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

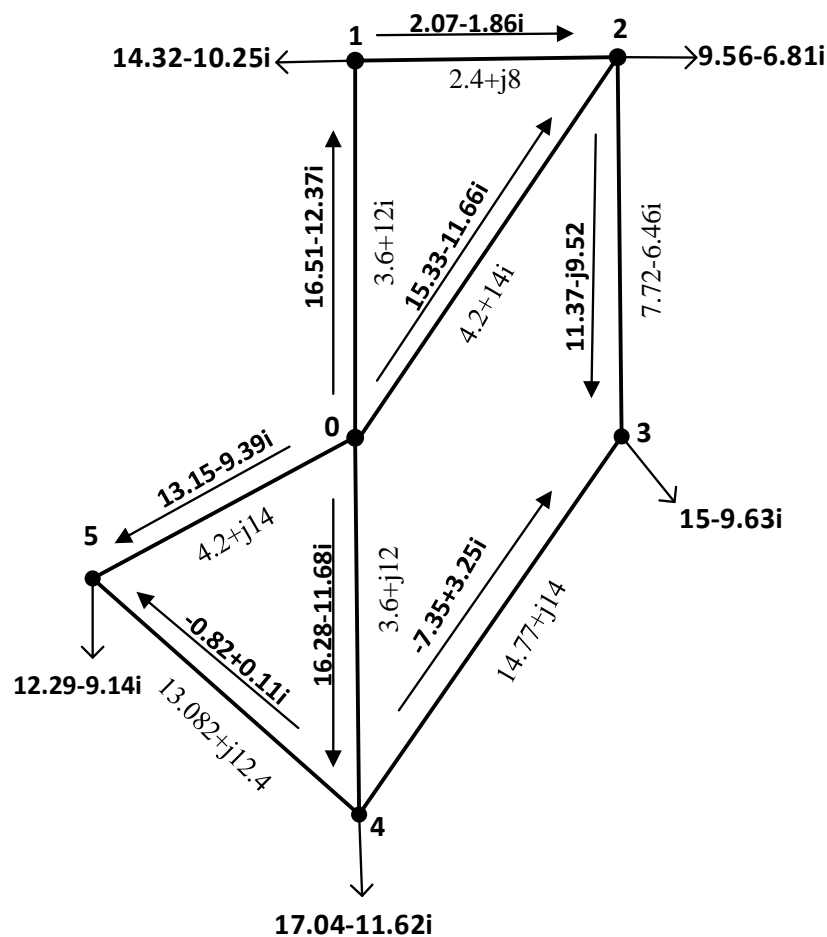


Рис. 4.7 – Режим мінімальних навантажень

Результат вибору відгалужень РПН і ПБЗ в режимі мінімальних навантажень наведено в табл. 4.13.

Таблиця 4.13 – Положення РПН і ПБЗ в режимі мінімальних навантажень

ПС	U_i , кВ	$N_B^{ст}$	$N_C^{ст}$	$U_{нд}$, кВ	$U_{сд}$, кВ
1	117.82	2	2	10.34	37.82
2	117.31	2	-	10.48	-
3	118.2	1	1	10.34	37.21
4	118.21	2	-	10.54	-
5	117.21	2	2	10.32	37.23

4.8. Розрахунок післяаварійного режиму

Виконаємо розрахунок післяаварійного режиму роботи розподільчої мережі, який виникає після відключення лінії, якою транспортується найбільша потужність.

Видаляємо ділянку 0-2: $\underline{y}_{0-2} = 0$ См;

$$\underline{y}_{22} = -(\underline{y}_{0-2} + \underline{y}_{1-2} + \underline{y}_{2-3}) = -(0 + 0.034 - 0.115i + 0.04 - 0.065i) = -0.074 + 0.18i \text{ См};$$

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

Виконуємо розрахунок режимних параметрів післяаварійного режиму. Розрахунок виконуємо за допомогою методу Зейделя. Результати ітераційного розрахунку режиму напруги наведені в табл. 4.14.

					ДП7110.141.005 ПЗ	Арк.
						62
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 4.14 – Результати розрахунку режиму напруги

№-Ітер.	U.1, кВ	U.2, кВ	U.3, кВ	U.4, кВ	U.5, кВ	ΔU.max
1	111.069	109.93	108.101	110.283	111.57	2.567
2	111.034	109.217	107.793	110.888	111.953	1.189
3	110.603	108.865	107.808	111.072	112.068	0.851
~			~			~
11	110.221	108.618	107.705	111.18	112.159	0.023
12	110.218	108.615	107.703	111.181	112.159	0.014
13	110.217	108.614	107.702	111.181	112.16	0.009

Після виконання тринадцятої ітерації максимальна за модулем нев'язка потужності менша за прийняту інженерну точність:

$$\max \left\{ \left| \omega_{P_i} \right| ; \left| \omega_{Q_i} \right| \right\} = 0.0092 \text{ МВА} < 0,001 \text{ МВА.}$$

Отже, ітераційний розрахунок закінчуємо.

Результати розрахунку струмозподілу та поточкорозподілу потужності наведені в табл. 4.15.

Таблиця 4.15 – Струмозподіл та поточкорозподіл потужності

Ділянка	\dot{I}_{i-j} , кА	\dot{S}_{i-j} , МВА	U_{i-j} , кВ
0-1	201.993-171.683i	39.855-32.932i	112.586-1.564i
0-4	185.403-130.115i	36.653-24.994i	113.07-1.521i
0-5	126.723-80.251i	25.1-15.512i	113.566-1.245i
1-2	94.611-89.591i	10.668-9.457i	109.355-3.597i
2-3	22.219-33.546i	18.345-16.102i	108.081-4.083i
3-4	-93.044+46.827i	-10.345+4.79i	109.382-3.571i
4-5	-35.264+9.013i	32.429-29.22i	111.636-2.766i

Результат розрахунку режимних параметрів післяаварійного режиму наведено на рис. 4.8.

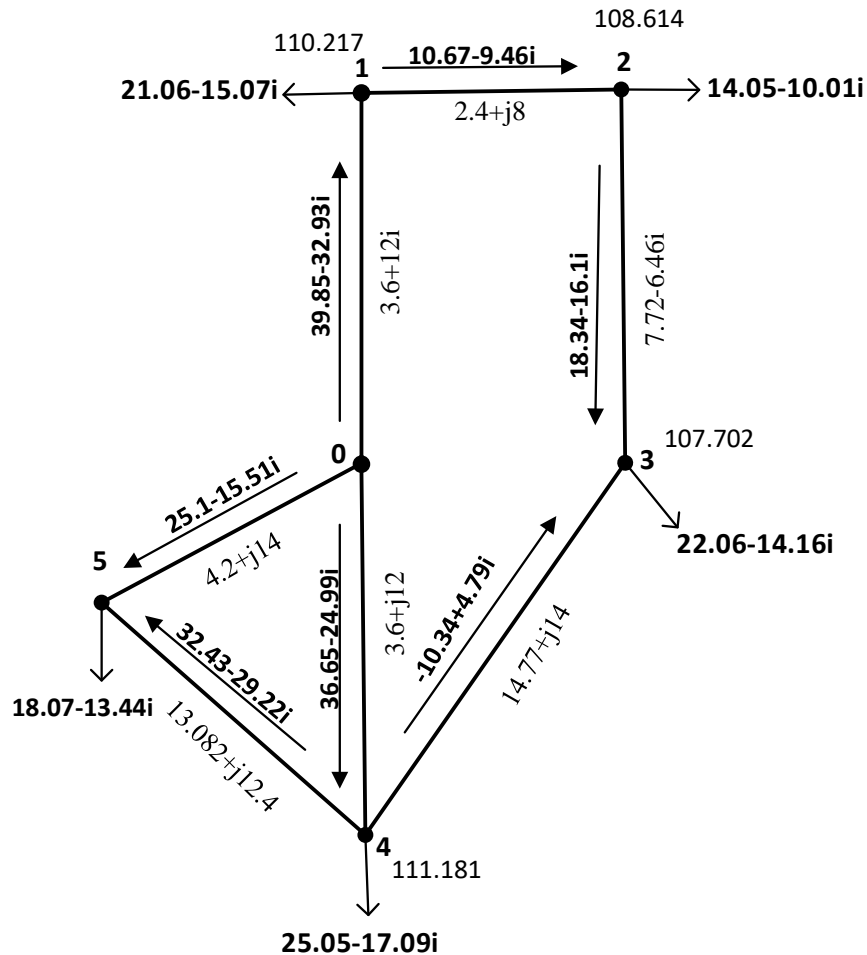


Рис. 4.8 – Післяаварійний режим

Розрахуємо загальні втрати потужності в післяаварійному режимі:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{\Sigma} &= \dot{S}_{01} + \dot{S}_{04} + \dot{S}_{05} + \dot{S}_4 + \dot{S}_5 + \Delta \dot{S}_0 - \dot{S}_{\Sigma} = \\ &= 39.9-32.9i + 36.7-25i + 25.1-15.5i + (-2.4i) - (100.3-69.8i) = 1.309-6.115i \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Результат вибору відгалужень РПН і ПБЗ в післяаварійному режимі наведено в табл. 4.16.

					ДП7110.141.005 ПЗ	Арк.
						64
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 4.16 – Положення РПН і ПБЗ в післяаварійному режимі

ПС	U_i , кВ	$N_B^{ст}$	$N_C^{ст}$	$U_{нд}$, кВ	$U_{сд}$, кВ
1	109.648	-6	2	10.46	38.67
2	112.02	-1	-	10.49	-
3	112.09	-2	2	10.43	38.69
4	110.17	-3	-	10.58	-
5	102.72	-6	2	10.48	38.73

Висновки до розділу

В даному розділі проекту виконано вибір силових трансформаторів для встановлення на понижуючих підстанція. Обрано число ланцюгів та переріз проводів для повітряних ліній номінальною напругою 110 кВ.

За допомогою методу Зейделя виконано розрахунок опорних режимів роботи розподільчої мережі. А саме режиму максимальних навантажень, мінімальних навантажень та післяаварійного режиму. Для розглянутих режимів роботи мережі обрано положення РПН і ПБЗ.

					ДП7110.141.005 ПЗ	Арк.
						65
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВКИ

В першому розділі цієї роботи побудовано функцію оптимальних питомих приведених витрат для ПЛ-110 кВ, що виконана на залізобетонних опорах. Були розглянуті перерізи 70 мм², 120 мм² та 240 мм². За допомогою методу найменших квадратів в другому розділі зроблено апроксимацію функції оптимальних питомих приведених витрат.

В третьому розділі за допомогою методу впорядкованого виключення гілок визначено оптимальну конфігурації районної електричної мережі 110 кВ.

В четвертому розділі виконано вибір силових трансформаторів для встановлення на понижуючих підстанція. Обрано число ланцюгів та переріз проводів для повітряних ліній номінальною напругою 110 кВ.

За допомогою методу Зейделя виконано розрахунок опорних режимів роботи розподільчої мережі. А саме режиму максимальних навантажень, мінімальних навантажень та післяаварійного режиму. Для розглянутих режимів роботи мережі обрано положення РПН і ПБЗ.

					ДП7110.141.005 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. Електричні системи та мережі. Районні електричні мережі [Текст]: метод. вказівки до викон. курсового проекту з дисципліни для студ. усіх форм навчання та студ.-іноземців напряму підготов. 6050707 «Електротехніка та електротехнології» / Уклад.: В.М. Сулейманов, В.В. Чижевський, О.М. Янковська. – К., НТУУ «КПІ», 2009. – 92 с.
3. Математичні моделі електричних систем [Текст]: Метод. Вказівки до викон. Модульної контрольної роботи з дисципліни для студ. денної форми та студ.-іноземців напрямку підготовки «Електротехніка та електротехнології» програми професійного спрямування «Електричні системи і мережі» / Уклад. Т.Л. Кацадзе, О.М. Паненко. – К.: НТУУ «КПІ», 2016. – 59 с.
4. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.

					ДП7110.141.005 ПЗ	Арк.
						67
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Власник документу:
приховано налаштуваннями конфіденційності

ID перевірки:
1003754414

Дата перевірки:
03.06.2020 23:00:33 EEST

Тип перевірки:
Doc vs Library + My Database

Дата звіту:
03.06.2020 23:12:17 EEST

ID користувача:
41934

Назва документу: **Диплом Школьний**

ID файлу: 1003769081 Кількість сторінок: 62 Кількість слів: 10641 Кількість символів: 59489 Розмір файлу: 1.81 MB

11.3% Схожість

Найбільша схожість: 2.67% з джерело бібліотеки. ID файлу: EF-579840

Не знайдено жодних джерел з Інтернету

5.65% Текстові збіги по Бібліотеці акаунту

454

Page 64

1.09% Цитат

Цитати 1

Page 65

Посилання 1

Page 65

0% Вилучень

Вилучений текст відсутній

Підміна символів

Заміна символів 92