

**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 оптимальної конфігурації електричної мережі 110 кВ»**

Виконала:

студентка IV курсу, групи ЕС-71

Ренгач Дар'я Анатоліївна \_\_\_\_\_

Керівник:

к.т.н, доцент

Баженов Володимир Андрійович \_\_\_\_\_

Консультант:

к.т.н, доцент

Кацадзе Теймураз Луарсабович \_\_\_\_\_

Рецензент:

к.т.н, доцент

Пушкар Микола Васильович \_\_\_\_\_

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

Студентка \_\_\_\_\_

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**  
Ренгач Дар’ї Анатоліївні

1. Тема проєкту «Вибір оптимальної конфігурації електричної мережі 110 кВ», керівник проєкту Баженов Володимир Андрійович, канд. техн. наук., доцент, затверджені наказом по університету від «21» травня 2021 р. №1246-с
2. Строк подання студентом проєкту «7» червня 2021 р.
3. Вихідні дані до проєкту: ситуаційний план електричної мережі напругою 110 Кв з відповідним масштабом, навантаження пунктів, категорії споживачів.
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки: 1. Побудувати функцію оптимальних витрат для ПЛ-110 кВ на сталевих опорах. 2. Виконати апроксимацію функції дисконтованих витрат. 3. Виконати оптимізацію електричної мережі методом поконтурної оптимізації. 4. Виконати розрахунок ustalених режимів роботи електричної мережі.

5. Перелік графічного матеріалу:

5.1. Функція оптимальних витрат.

5.2 Метод поконтурної оптимізації.

5.3 Принципова схема РЕМ і розрахунок режимів роботи РЕМ.

6. Консультанти розділів проєкту

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

7. Дата видачі завдання «15» квітня 2021 року.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проєкту	Строк виконання етапів дипломного проєкту	Примітка
1	Аналіз літератури згідно теми роботи	15.04.21-20.04.21	
2	Побудова функції оптимальних витрат ПЛ-110 кВ на сталевих опорах	21.04.21-24.04.21	
3	Апроксимація функції оптимальних витрат ПЛ-110 кВ	25.04.21-29.04.21	
4	Вибір силових трансформаторів та перерізу проводів	30.04.21-06.05.21	
5	Розрахунок усталених режимів роботи мережі	07.05.21-13.05.21	
6	Оформлення пояснювальної записки	14.05.21-27.05.21	
7	Оформлення технічних креслень	28.05.21-03.06.21	

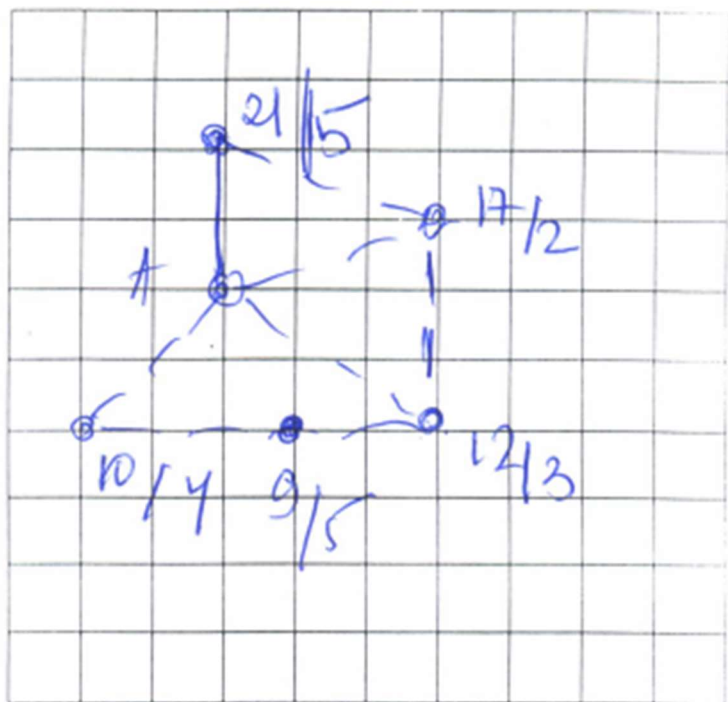
Студент \_\_\_\_\_

Ренгач Д.А.

Керівник проєкту \_\_\_\_\_

Баженов В.А.

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:

\$ 27,50

- Номінальна напруга мережі  $U_n = 110$  кВ.
- Балансуючий пункт у точці A.
- Відстань між пунктами  $L$ (км) та активні потужності пунктів  $P$ (МВт) ...  
ситуаційним планом.
- $\cos \varphi_{сн} = \underline{0,82}$   $\cos \varphi_{нн} = \underline{0,84}$   $T_{max} = \underline{5300}$  [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  $\alpha = \underline{65}$  (%). р-п I - II.
- $M_{грт} = \underline{\hspace{2cm}}$  [МВт·км],  $\alpha_m = \underline{\hspace{2cm}}$

Примітки:

1. На ситуаційному плані дроби 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 трикоштурних схем мережі.

Завдання  
видане

Дата \_\_\_\_\_

Підпис викладача \_\_\_\_\_

**Пояснювальна записка  
до дипломного проєкту**

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

Київ – 2021 року

## ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЄКТУ

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка листів
1	A4		Завдання на дипломний проєкт	1	
2	A4	ДП 7112.141.010.ПЗ	Пояснювальна записка	72	
3	A1	ДП 7112.141.01.010.ПЗ	Функція дисконтованих витрат	1	
4	A1	ДП 7112.141.02.010.ПЗ	Вибір оптимальної конфігурації РЕМ	1	
5	A1	ДП 7112.141.03.010.ПЗ	Принципова схема і режимні параметри РЕМ	1	

## РЕФЕРАТ

Дипломний проєкт складається із пояснювальної записки та графічної частини. Пояснювальна записка виконана на 72 сторінках формату А4, до якої входить 27 таблиць, 16 рисунків та 4 джерела літератури. Графічна частина включає всебі 3 аркуші формату А1.

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

В даному проєкті знайдено функцію дисконтованих витрат повітряної лінії електропередачі. Знайдено оптимальну конфігурацію розподільчої мережі 110 кВ. Виконано розрахунок опорних режимів роботи мережі.

ФУНКЦІЯ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ, ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, ВТРАТИ ПОТУЖНОСТІ, СТРУМ, ЛІНЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ, ПОТУЖНІСТЬ, НАПРУГА, РЕЖИМ РОБОТИ МЕРЕЖІ, ТРАНСФОРМАТОР.

Ренгач Д.А. ПРОБЛЕМИ ЯДЕРНОЇ РАДІАЦІЙНОЇ БЕЗПЕКИ ТА ЕФЕКТИВНІ ЗАХОДИ ЯДЕРНОЇ БЕЗПЕКИ. // [Електронне видання]: Визначні досягнення в науці і техніці: Матеріали Університетської студентської науково-практичної конференції, 15 листопада 2017 року. – Київ, 2017. – 109-111 с.

					ДП 7112.141.010.ПЗ	Лист
						6
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

## ABSTRACT

The diploma project consists of an explanatory note and a graphic chap-style. The explanatory note is made on 72 pages of A4 format, which includes 27 tables, 16 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.

FUNCTIONION OF DISCOUNT EXPENSES, ELECTRIC NETWORK, CAPACITY LOSSES, CURRENT, POWER LINE, CAPACITY, VOLTAGE, MODE OF NETWORK WORK, TRANSFORMER.

D. Renhach. PROBLEMS OF NUCLEAR RADIATION SAFETY AND EFFECTIVE NUCLEAR SECURITY MEASURES. // [Electronic edition]: Significant achievements in science and technology: materials of the University student scientific-practical conference, November 15, 2017. – Kyiv, 2017. – 109-111.

					ДП 7112.141.010.ПЗ	Лист
						7
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		



## ЗМІСТ

ПЕРІЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ.....	9
ВСТУП.....	10
1 ПОБУДОВА ФУНКЦІЇ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ.....	11
1.1 Загальні положення.....	11
1.2 Функція дисконтованих витрат для лінії 110 кВ.....	13
Висновок до розділу.....	15
2 АПРОКСИМАЦІЯ ФУНКЦІЇ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ.....	16
2.1 Загальні положення.....	16
2.2 Апроксимація функції дисконтованих витрат ПЛ-110 кВ.....	18
Висновок до розділу.....	20
3 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ КОНФІГУРАЦІЇ ДЛЯ ПРОЄКТОВАНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	21
3.1 Загальні положення.....	21
3.2 Оптимізація схеми РЕМ 110 кВ.....	23
Висновок до розділу.....	27
4 РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	28
4.1 Вибір типу та кількості силових трансформаторів.....	28
4.2 Визначення поточкорозподілу за L-схемою мережі.....	29
4.3 Вибір перерізу проводів для замкненої мережі.....	34
4.4 Розрахунок параметрів Z-схеми мережі.....	41
4.5 Розрахунок приведених навантажень та еквівалентних провідностей.....	45
4.6 Режиму максимальних навантажень.....	48
4.7 Режиму мінімальних навантажень.....	63
4.8 Післяаварійний режим.....	67
Висновок до розділу.....	70
ВИСНОВКИ.....	71
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	72

					ДП 7112.141.010.ПЗ	Лист
						8
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

## ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

БП – балансуєчий пункт;  
ВН – висока напруга;  
КЗ – коротке замикання;  
НХ – неробочий хід;  
ОЕС – об'єднана енергетична система  
ЛЕП – лінія електропередачі;  
НН – низька напруга;  
ВН – висока напруга  
ПБЗ – переключення без збудження;  
ПЛ – повітряна лінія;  
ПС – підстанція;  
РПН – регулювання під навантаженням;  
СН – середня напруга;  
РЕМ – район електричних мереж.

					ДП 7112.141.010.ПЗ	Лист
						9
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

## ВСТУП

Основною метою виконання дипломного проєкту є закріплення навичок, набутих за період навчання, та вміння їх застосовувати на практиці. Мова йде про розрахунки режимів роботи РЕМ та інженерні рішення, які мають відповідати техніко-економічним вимогам.

Районні електричні мережі, що входять до ОЕС України, слугують для розподілу та передачі електричної енергії, та переважно формуються на основі замкнених електричних мереж номінальною напругою 110 кВ.

Мета роботи полягає у виконанні оптимізації та розрахунку усталених режимів роботи електричної мережі 110 кВ. Для досягнення мети необхідно вирішити наступні завдання: побудувати функцію дисконтованих витрат для ПЛ-110 кВ на сталевих опорах, виконати апроксимацію функції оптимальних витрат, знайти оптимальну конфігурацію електричної мережі методом поконтурної оптимізації та виконати розрахунок усталених режимів роботи електричної мережі.

Вибір оптимальної конфігурації мережі є важливою частиною проєктування електричної системи, адже вона об'єднує споживачів та джерела живлення. Під час вирішення цієї задачі необхідно враховувати такі вимоги, як висока якість електроенергії та надійність; достатня пропускна здатність та механічна міцність кожного з елементів, що входять до конструкції; конфігурація і параметри схеми мають бути такими, щоб під час подальшого розвитку застосовувати якомога менше змін, з урахуванням можливості підключення до мереж більш високих класів напруги. Для виконання оптимізації мають бути відомі значення навантажень в пунктах електричної мережі та її розрахункова схема, яка містить як існуючі ПЛ та ПС, так і проєктовані. В даній роботі задача оптимізації електричної мережі виконується одним із багатьох математичних методів, а саме методом поконтурної оптимізації.

					ДП 7112.141.010.ПЗ	Лист
						10
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

# 1 ПОБУДОВА ФУНКЦІЇ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ

## 1.1 Загальні положення

Критерієм оптимальності при оптимізації є сума динамічних приведених витрат по всіх елементах мережі.

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

де  $i$  – поточний індекс віток мережі;

$M$  – інші вітки.

Розв'язуючи дану задачу необхідно враховувати динаміку розвитку мереж, потребу до надійності та якості енергопостачання, обмеження пропускної здатності лінії електропередачі та трансформаторних підстанцій.

Кожен з елементів мережі, а саме лінії електропередачі та трансформатори, характеризуються такими параметрами як: напруга, переріз і кількість ланцюгів лінії, потужність трансформатора тощо. Оскільки ці параметри є дискретними, то задача оптимізації дещо ускладнюється. Для спрощення використовується метод економічних інтервалів, при застосуванні якого приведені затрати  $i$ -тої вітки електричної мережі при будь-якому значенні потоку потужності  $P_i$  по елементу повинні задовольняти умову:

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

де  $V$  – загальна кількість варіантів технічного виконання  $i$ -тої вітки.

Затрати на лінію електропередачі мають такий вигляд:

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

					ДП 7112.141.010.ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		11

де  $l$  – довжина лінії;

$Z_{V0}$  – приведені витрати на експлуатацію одиниці довжини необхідного типу та напруги з перерізом  $S_V$  та на будівництво.

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

де  $K_{V0}$  – капіталовкладення на одиницю довжини з перерізом  $S_V$ ;

$U_H$  – номінальна напруга мережі;

$P_a$  – щорічні витрати для ремонту та обслуговування ЛЕП;

$E$  – норма дисконту;

$P$  – потужність даної ЛЕП;

$\cos \varphi$  – середнє значення коефіцієнту потужності для даного класу напруги;

$r_{V0}$  – погонний опір лінії з перерізом  $S_V$ ;

$Z_e$  – питома вартість втрат електроенергії;

$\tau$  – число максимальних втрат.

Якщо  $P = 0$ , то затрати також рівні нулю.

Дану функцію дисконтованих витрат можна подати у такому вигляді:

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

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

$$a_{V0} = K_{V0} + \frac{P_a \cdot K_{V0}}{E};$$

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

					ДП 7112.141.010.ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		12

## 1.2 Функція дисконтованих витрат для лінії 110 кВ

При побудові графіка функції дисконтованих витрат отримується сімейство парабол, де нижня крива – функція оптимальних витрат.

Побудуємо функцію оптимальних витрат для ПЛ 110 кВ, яка виконана на сталевих опорах. Технічні дані перерізів, які будуть використовуватися, наведені в табл. 1.1

Таблиця 1.1 – Технічні дані проводів

Переріз, мм <sup>2</sup>	Алюмінієва частина			Опір при постійному струму Ом/км	Діаметр, мм
	Переріз, мм <sup>2</sup>	Кількість дротів	Діаметр дротів, мм		
70/11	68,0	6	3,8	0,422	11,4
120/19	118,0	26	2,4	0,244	15,2
240/32	244,0	24	3,6	0,118	31,6

Для подальшого розрахунку необхідні такі дані:

$P_a = 1,2\%$  - щорічні витрати для ремонту та обслуговування ЛЕП;

$E = 0,1$  – норма дисконту;

$Z_e = 2,07$  грн/(кВт·год) – питома вартість електроенергії.

Розраховуємо час максимальних витрат:

$$\begin{aligned} \tau &= (0,124 + T_{max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + T_{max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 5300 = \\ &= 3746,79 \frac{\text{ГОД}}{\text{рік}} \end{aligned}$$

В табл. 1.2 наведені базові показники вартості спорудження ПЛ-110 кВ на сталевих опорах із урахуванням курсу долара 27,5 грн за 1 долар.

Таблиця 1.2 – Вартість будівництва ПЛ

Переріз, мм <sup>2</sup>	Вартість, тис.грн./км
70/11	1732,5
120/19	1897,5
240/32	2200

Розраховуємо коефіцієнти параболи для вище обраних перерізів проводів:

$$a_{V0(70)} = K_{V0(70)} + \frac{P_a \cdot K_{V0(70)}}{E} = 1732,5 + \frac{1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 1732,5}{0,1} = 1940,4;$$

$$b_{V0(70)} = \frac{r_{V0(70)} \cdot \mathcal{Z}_e \cdot \tau}{U_H^2 \cdot \cos^2 \varphi \cdot E} = \frac{0,422 \cdot 2,07 \cdot 3746,79}{110^2 \cdot 0,9^2 \cdot 0,1} = 3,339;$$

$$a_{V0(120)} = K_{V0(120)} + \frac{P_a \cdot K_{V0(120)}}{E} = 1897,5 + \frac{1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 1897,5}{0,1} = 2125,2;$$

$$b_{V0(120)} = \frac{r_{V0(120)} \cdot \mathcal{Z}_e \cdot \tau}{U_H^2 \cdot \cos^2 \varphi \cdot E} = \frac{0,244 \cdot 2,07 \cdot 3746,79}{110^2 \cdot 0,9^2 \cdot 0,1} = 1,931;$$

$$a_{V0(240)} = K_{V0(240)} + \frac{P_a \cdot K_{V0(240)}}{E} = 2200 + \frac{1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 2200}{0,1} = 2464;$$

$$b_{V0(240)} = \frac{r_{V0(240)} \cdot \mathcal{Z}_e \cdot \tau}{U_H^2 \cdot \cos^2 \varphi \cdot E} = \frac{0,422 \cdot 2,07 \cdot 3746,79}{110^2 \cdot 0,9^2 \cdot 0,1} = 0,934.$$

Звідси знаходимо значення функції дисконтованих витрат для обраних перерізів:

$$\mathcal{Z}_{V0(70)} = a_{V0(70)} + b_{V0(70)} \cdot P^2 = 1940,4 + 3,339 \cdot P^2;$$

$$\mathcal{Z}_{V0(120)} = a_{V0(120)} + b_{V0(120)} \cdot P^2 = 2125,2 + 1,931 \cdot P^2;$$

$$\mathcal{Z}_{V0(240)} = a_{V0(240)} + b_{V0(240)} \cdot P^2 = 2464 + 0,934 \cdot P^2.$$

На рисунку 1.1 представлені графіки функцій дисконтованих витрат для перерізів 70 мм<sup>2</sup>, 120 мм<sup>2</sup> та 240 мм<sup>2</sup>.

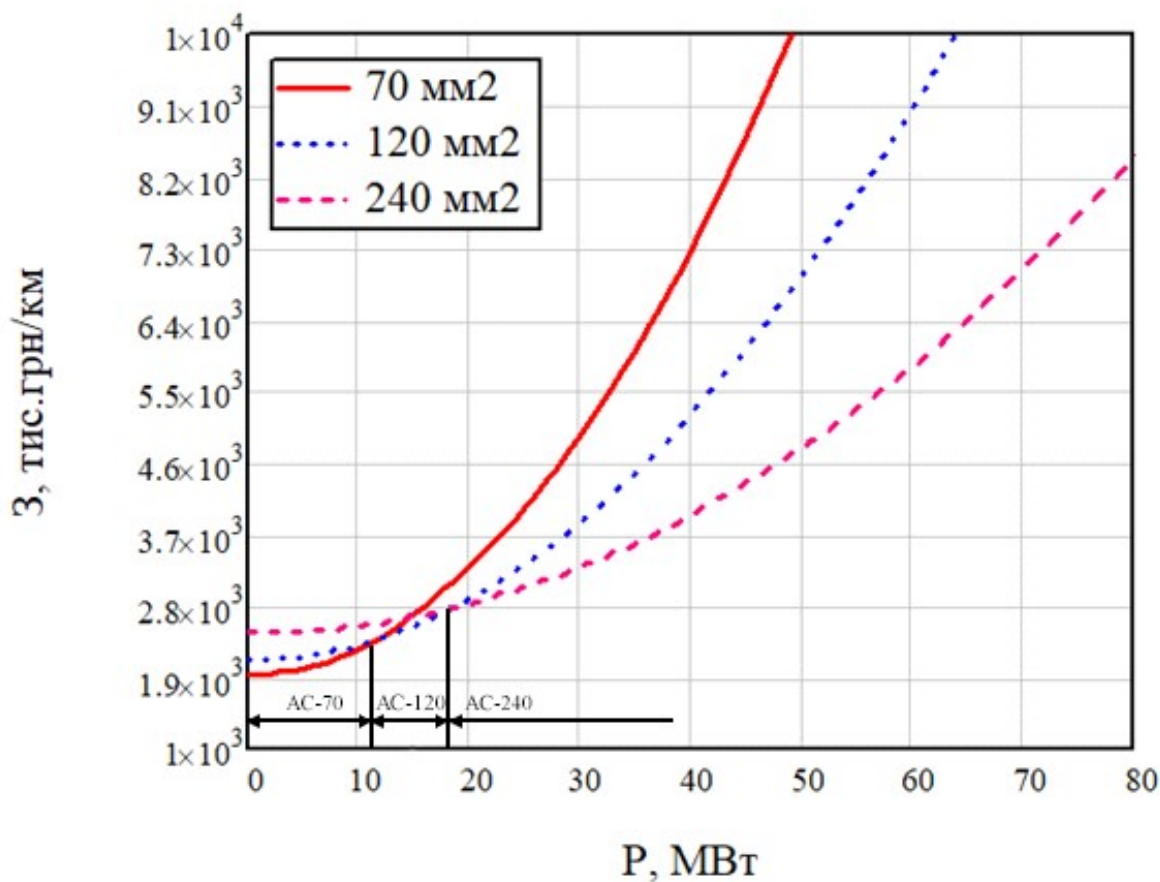


Рис. 1.1 – Графік функції дисконтованих витрат ПЛ-110 кВ

### Висновок до розділу

В даному розділі було побудовано функцію оптимальних дисконтованих витрат для ПЛ-110 кВ, яка виконана на сталевих опорах. Була використана скорочена номенклатура стандартних перерізів для номінальної напруги 110 кВ, тобто 70 мм<sup>2</sup>, 120 мм<sup>2</sup> або 240 мм<sup>2</sup>.



## 2 АПРОКСИМАЦІЯ ФУНКЦІЇ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ

### 2.1 Загальні положення

Використання функції дисконтованих витрат  $Z_i = f(P_i)$  є досить складним та об'ємним. Тому дану функцію необхідно замінити на більш просту. Для цього виконаємо апроксимацію.

В нашому випадку використаємо метод найменших квадратів. Цей метод дозволяє визначити многочлен, який максимально точно опише дану функцію. Власне сам многочлен має такий вигляд:

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

Многочлен мінімізує функцію виду:

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

Для отримання системи рівнянь, яка описує шукані коефіцієнти  $a_0, a_1, \dots, a_M$ , необхідно продиференціювати останню функцію по кожному із коефіцієнтів виду  $a_K$ , а після прирівняти отримані похідні до нуля. Отримуємо такий вираз:

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

Останній вираз запишемо таким чином:

					ДП 7112.141.010.ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		16

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

$$K = 0, 1, 2, \dots, M.$$

Введемо такі позначення:

$$\sum_{i=1}^N y_i x_i^{K+j} = T_K,$$

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

Звідси отримуємо систему рівнянь для визначення шуканих коефіцієнтів:

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

При апроксимації приведених втрат електричної мережі прямою лінією система рівнянь перетворюється в інший вигляд:

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

де

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

					ДП 7112.141.010.ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		17

## 2.2 Апроксимація функції дисконтованих витрат ПЛ-110 кВ

Використаємо метод найменших квадратів для апроксимації функції дисконтованих витрат, яка була знайдена в попередньому розділі.

Коефіцієнт  $a_1$  можна знайти з рівняння:

$$a_1 \sum_{i=1}^N x_i^2 = \sum_{i=1}^N x_i y_i \rightarrow a_1 = \frac{\sum_{i=1}^N x_i y_i}{\sum_{i=1}^N x_i^2}.$$

Знайдемо точки, які належать функції дисконтованих витрат, що необхідно апроксимувати, та точки перетину функцій різних перерізів. Результати розрахунку наведені в табл. 2.1

Таблиця 2.1 – Значення координат

Р, МВт	0	2,5	5	7,5	11,47	15	18,43	25	40
З, тис.грн/км	1940	1961	2024	2128	2379	2560	2781	3048	3958

Після знаходження координат можемо розрахувати дані для системи рівнянь:

$$S_0 = \sum_{i=1}^N x_i^0 = 9;$$

$$S_1 = \sum_{i=1}^N x_i^1 = x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5 + x_6 + x_7 + x_8 + x_9 = 0 + 2,5 + 5 + 7,5 + \\ + 11,47 + 15 + 18,43 + 25 + 40 = 124,9;$$

$$S_2 = \sum_{i=1}^N x_i^2 = x_1^2 + x_2^2 + x_3^2 + x_4^2 + x_5^2 + x_6^2 + x_7^2 + x_8^2 + x_9^2 = 0^2 + 2,5^2 + 5^2 + 7,5^2 + 11,47^2 + 15^2 + 18,43^2 + 25^2 + 40^2 = 3009;$$

$$T_0 = \sum_{i=1}^N y_i = y_1 + y_2 + y_3 + y_4 + y_5 + y_6 + y_7 + y_8 + y_9 = 1940 + 1961 + 2024 + 2128 + 2379 + 2560 + 2781 + 3048 + 3958 = 2,278 \cdot 10^4;$$

$$T_1 = \sum_{i=1}^N y_i x_i = y_1 x_1 + y_2 x_2 + y_3 x_3 + y_4 x_4 + y_5 x_5 + y_6 x_6 + y_7 x_7 + y_8 x_8 + y_9 x_9 = 1940 \cdot 0 + 1961 \cdot 2,5 + 2024 \cdot 5 + 2128 \cdot 7,5 + 2379 \cdot 11,47 + 2560 \cdot 15 + 2781 \cdot 18,43 + 3048 \cdot 25 + 3958 \cdot 40 = 3,824 \cdot 10^5.$$

Маємо систему рівнянь:

$$\begin{cases} 9 \cdot a_0 + 124,9 \cdot a_1 = 2,278 \cdot 10^4; \\ 124,9 \cdot a_0 + 3009 \cdot a_1 = 3,824 \cdot 10^5. \end{cases}$$

Розв'язавши систему рівнянь отримуємо шукані коефіцієнти:

$$a_0 = 1810,23;$$

$$a_1 = 51,94.$$

Функція сумарних дисконтованих витрат після апроксимації має наступний вигляд:

$$Z_H = 1810 + 51,94 \cdot P.$$

					ДП 7112.141.010.ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		19

Функція для існуючої ЛЕП:

$$Z_{\text{існ}} = 38 \cdot P.$$

На рис. 2.1 зображений графік апроксимованої функції дисконтованих витрат для проєктованої ПЛ-110 кВ із сталевими опорами.

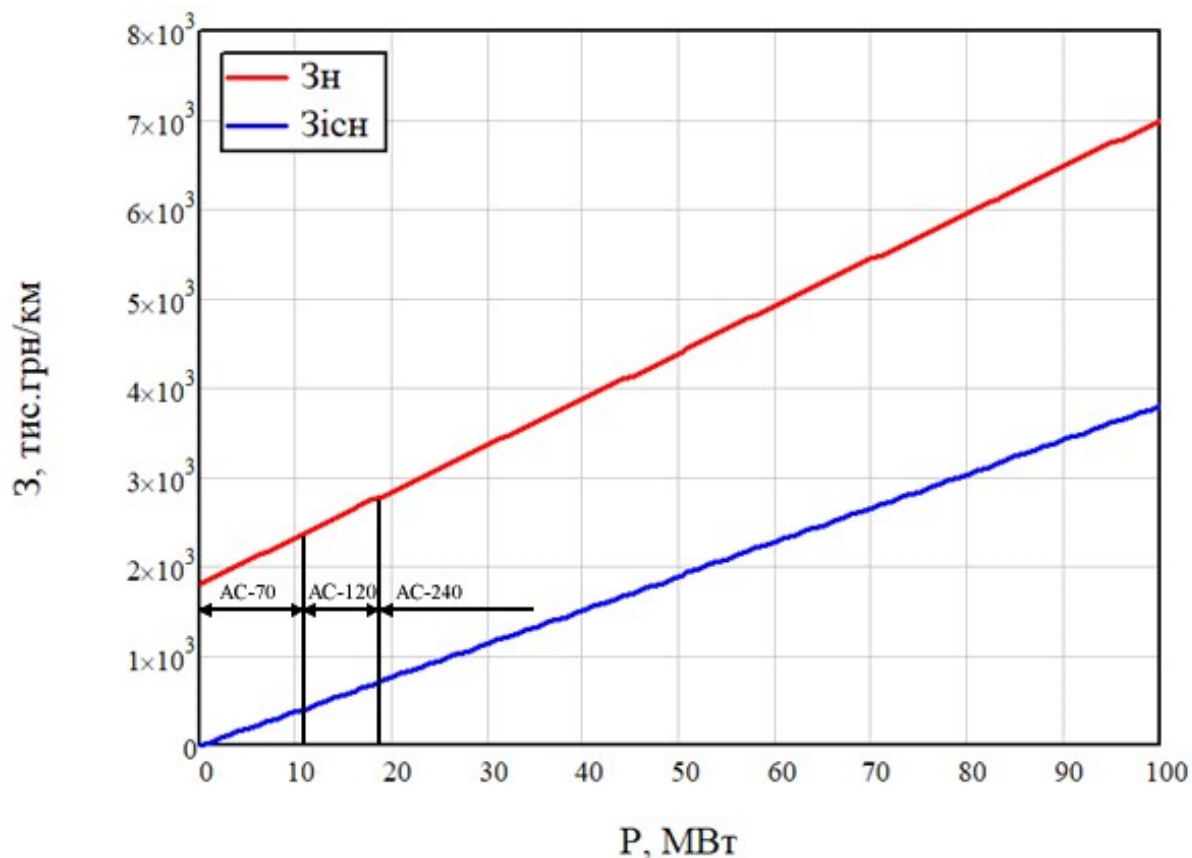


Рис. 2.1 – Апроксимована функція дисконтованих витрат

### Висновок до розділу

В даному розділі була знайдена апроксимована функція дисконтованих витрат для ПЛ-110 кВ, виконаної на сталевих опорах із перерізом провідників 70 мм<sup>2</sup>, 120 мм<sup>2</sup> та 240 мм<sup>2</sup>, а також для існуючої лінії. Апроксимацію виконано методом найменших квадратів.

### 3 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ КОНФІГУРАЦІЇ ДЛЯ ПРОЄКТОВАНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

#### 3.1 Загальні положення

В даній роботі оптимальна конфігурація для проєктованої електричної мережі буде визначатися методом поконтурної оптимізації.

Даний метод належить до групи методів покоординатної оптимізації. При його використанні задача вибору оптимальної конфігурації мережі перетворюється в задачу визначення функції витрат:

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

де має виконуватися така умова:

$$\sum_{i \in M} P_i - P_j = 0 \quad (j = 1, 2, \dots, J - 1),$$

де  $i$  – поточний індекс вітки мережі;  $M$  – допустимі вітки мережі;  $V_i(P_i)$  – відома функція витрат;  $M_j$  – вітки, які приєднуються до вузла  $j$ ;  $P_j$  – навантаження  $j$ -го пункту;  $P_i$  – навантаження  $i$ -тої лінії;  $J$  – кількість вузлів мережі.

Дерево – це розімкнена мережа, яка включає в себе всі вузли, які зв'язані між собою, але в ньому немає жодного замкненого контуру. До складу дерева входить кількість віток рівна кількості незалежних вузлів схеми. Хорда – це вітка, включення якої утворить замкнений контур.

Розглянемо детальніше метод поконтурної оптимізації.

					ДП 7112.141.010.ПЗ	Лист
						21
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Прирівнявши навантаження всіх хорд до нуля і змінюючи потужність певної хорди, ми можемо визначити мінімум функції витрат на будівництво і експлуатацію віток контуру, до якого входить дана хорда, за виразом:

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

де  $P_k$  і  $V_k(P_k)$  – навантаження і витрати  $k$ -тої хорди;  $M_k$  – множина віток контуру, який виникає при замиканні  $k$ -тої хорди;  $P_l$  – навантаження  $l$ -тої вітки, котра залежить від потужності хорди.

В нашому випадку для оптимізації контуру необхідно прирівняти приведені витрати для тих випадків, коли навантаження вітки або хорди дорівнюють нулю. Оскільки деякі вітки входять одночасно до кількох контурів, то необхідно скористатися ітераційним методом.

Алгоритм методу поконтурної оптимізації:

1. Знаходимо дерево мережі, де дуги мають позначення  $l$ , а хорди –  $k$ . Навантаження всіх хорд рівне нулю, а  $k=1$ .
2. Оптимізуємо  $k$ -тий контур, і знаходимо:

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

У випадку, якщо  $V_k^*(P_{\Gamma} = 0) < V_k^*(P_k = 0)$ , дуга  $\Gamma$  в наступних обчисленнях приймається за хорду, а  $k$ -та хорда включається в дерево. В іншому випадку нічого не змінюється і задається  $P_k = 0$ .

3. Якщо всі контури розглянуті, то виконуємо п.4, якщо ні – змінюємо поточний індекс контуру на  $k=k+1$  та повертаємося до п.2.
4. У випадку змін дерева і хорд мережі в процесі виконання, приймаємо  $k=1$  та переходимо до п.2, в іншому випадку – до п.5.
5. Закінчення розрахунку.

						Лист
						22
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Якщо при розрахунку не змінювалися дерево і хорди, то процес оптимізації можна вважати закінченим. Також має виконуватися умова:

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

де  $V$  – номер циклу оптимізації.

### 3.2 Оптимізація схеми РЕМ 110 кВ

На рисунку 3.1 зображена вихідна схема мережі, де суцільною лінією зображена існуюча лінія, а можливі – пунктиром. Навантаження пунктів в мегаватах, довжини ліній в кілометрах.

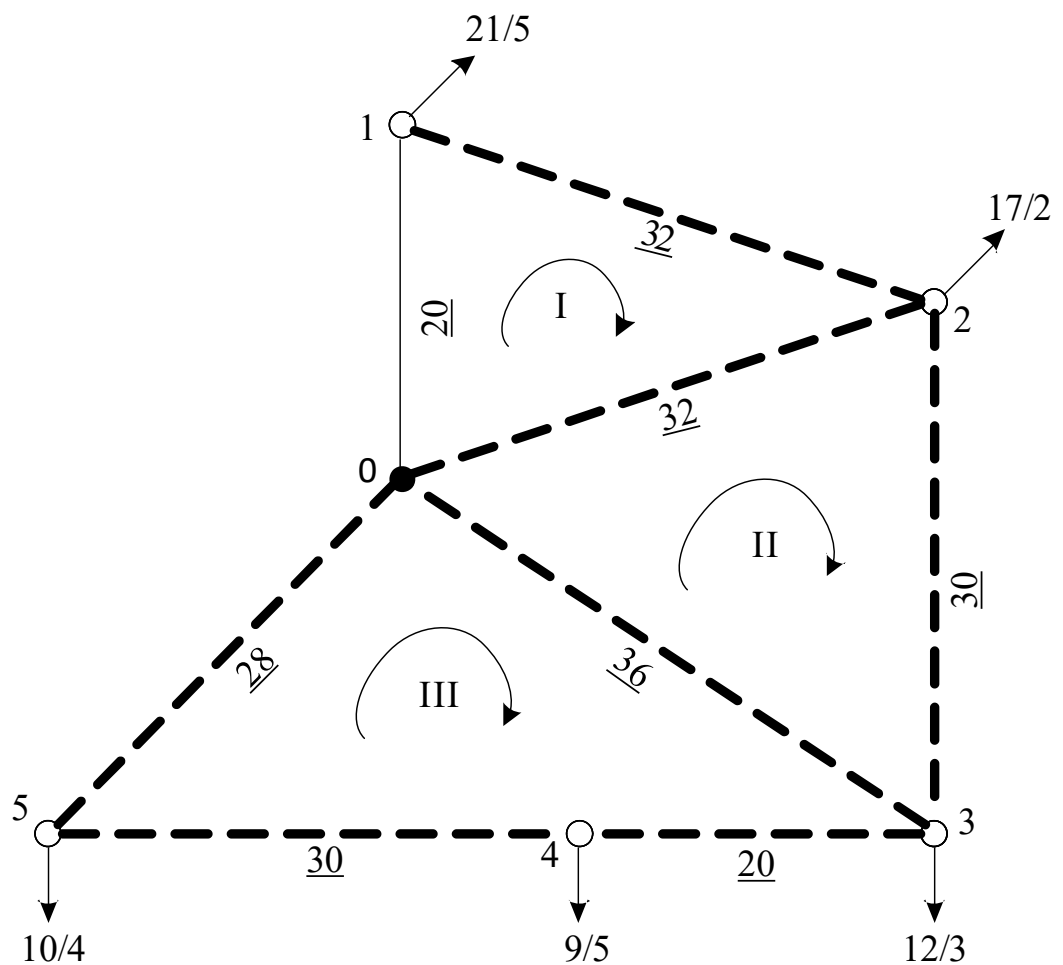


Рис. 3.1 – Надлишкова схема мережі



В попередньому розділі було отримане значення приведених витрат для існуючої та можливих ліній:

$$Z_H = 1810 + 51,94 \cdot P;$$

$$Z_{iCH} = 38 \cdot P.$$

В якості хорд вихідної схеми приймаємо лінії 1-2, 2-3, 4-5. Тоді маємо такі контури: 0-1-2-0; 0-2-3-0; 0-3-4-5-0.

Виконуємо оптимізацію першого контуру.

Приймаємо  $P_{0-2}=0$ , тоді:

$$P_{1-2} = P_2 = 17 \text{ МВт};$$

$$P_{0-1} = P_2 + P_{1-2} = 38 \text{ МВт}.$$

Приведені витрати для цього варіанту дорівнюють:

$$\begin{aligned} Z_1(\overline{0-2}) &= (1,810 + 0,052 \cdot P_{1-2}) \cdot L_{1-2} + 0,038 \cdot P_{0-1} \cdot L_{0-1} = \\ &= (1,810 + 0,052 \cdot 17) \cdot 32 + 0,038 \cdot 38 \cdot 20 = 115,088 \text{ млн. грн.} \end{aligned}$$

Так само розраховуємо для інших варіантів. Результати обчислення наведемо в табл. 3.1

Таблиця 3.1 – Оптимізація першого контуру

Лінія	Навантаження лінії, МВт		
	I режим	II режим	III режим
0-1	0	21	38

Продовження табл. 3.1

Лінія	Навантаження лінії, МВт		
	I режим	II режим	III режим
1-2	21	0	17
0-2	38	17	0
З, млн.грн.	214,016	102,168	115,088

Звідси бачимо, що найменше значення приведених витрат спостерігається при відключенні ділянки 1-2. Положення хорд не змінилося, отже, контури залишаються такими ж.

Аналогічно виконуємо оптимізацію для другого контуру. Розрахунки бачимо в табл.3.2.

Таблиця 3.2 – Оптимізація другого контуру

Лінія	Навантаження лінії, МВт		
	I режим	II режим	III режим
0-2	0	29	17
0-3	29	0	12
2-3	17	12	0
З, млн.грн.	200,268	179,196	173,832

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

Аналогічно виконуємо оптимізацію для третього контуру. Розрахунки бачимо в табл.3.3.

Таблиця 3.3 – Оптимізація третього контуру

Лінія	Навантаження лінії, МВт			
	I режим	II режим	III режим	III режим
0-3	0	31	21	12
0-5	31	0	10	19
4-5	21	10	0	9
3-4	12	19	9	0
З, млн.грн.	231,556	249,052	215,272	233,074

Найменше значення приведених витрат спостерігається при відключенні ділянки 4-5. Положення хорд не змінилося, отже, контури залишаються такими ж.

Оскільки на першому кроці оптимізації вітки та хорди не змінили своє положення, то розрахунки можна закінчити. На рис. 3.2 зображений результат оптимізації мережі.

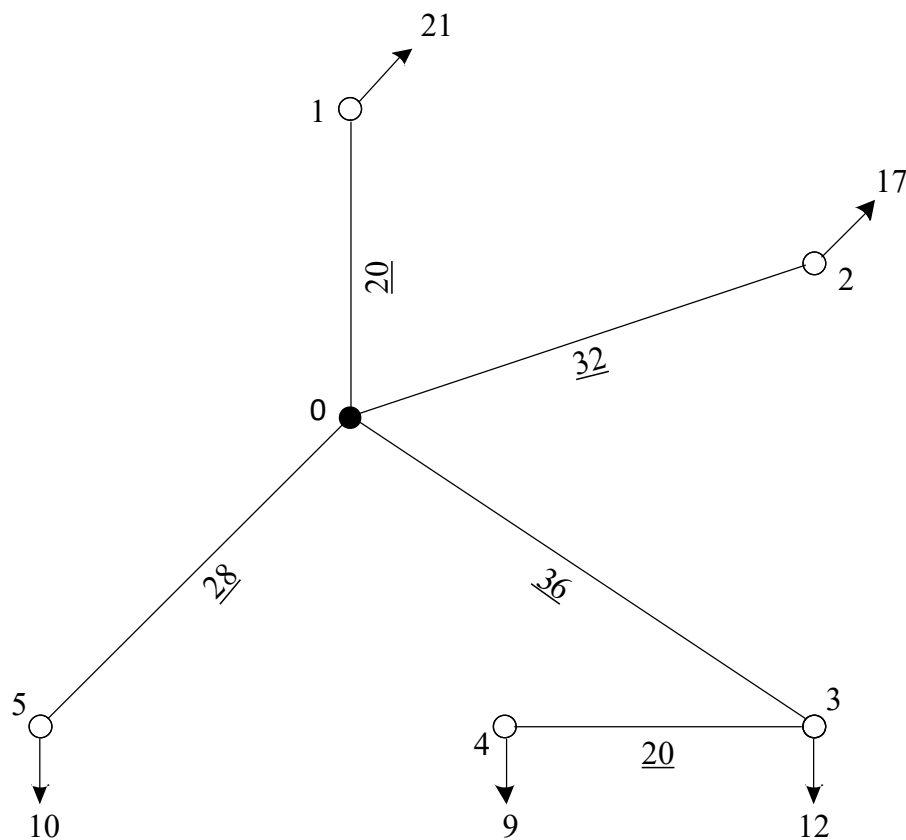


Рис. 3.2 – Оптимальна конфігурація проєктованої мережі

## Висновок до розділу

У даному розділі за допомогою методу поконтурної оптимізації було оптимізовано проєктовану мережу 110 кВ, у результаті чого відключено ділянки 2-3, 1-2, 4-5. Така конфігурація не досить надійна, тому для подальших розрахунків замикаємо ділянки 1-5, 4-5, 2-3.

					ДП 7112.141.010.ПЗ	Лист
						27
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

## 4 РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

### 4.1 Вибір типу та кількості силових трансформаторів

Виконуючи дане завдання необхідно враховувати категорії під'єднаних споживачів, номінальну напругу мережі, значення активної потужності в пунктах та коефіцієнти потужності. Виходячи з того, що до мережі під'єднані споживачі першої та другої категорії, на кожній з ПС має бути встановлено по два однакових трансформатори.

Приклад розрахунку для ПС №3.

Визначаємо коефіцієнти потужності та реактивне навантаження на шинах СН та НН:

$$\varphi_{\text{СН}} = \arccos(\cos(\varphi_{\text{СН}})) = \arccos(0.82) = 32,86^\circ;$$

$$\varphi_{\text{НН}} = \arccos(\cos(\varphi_{\text{НН}})) = \arccos(0.84) = 34,915^\circ;$$

$$Q_{\text{СНЗ}} = -P_{\text{СНЗ}} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{\text{СН}}) = -12 \cdot \operatorname{tg}(32,86^\circ) = -1,938 \text{ МВАр};$$

$$Q_{\text{ННЗ}} = -P_{\text{ННЗ}} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{\text{НН}}) = -3 \cdot \operatorname{tg}(34,915^\circ) = -8,376 \text{ МВАр}.$$

Сумарне навантаження ПС, розташованої в пункті №3, становить:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{МАХЗ}} &= (P_{\text{СНЗ}} + P_{\text{ННЗ}}) + j(Q_{\text{СНЗ}} + Q_{\text{ННЗ}}) = \\ &= (12 + 3) + j(-1,938 - 8,376) = 15 - j10,314 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Отримавши значення повної потужності підстанції можемо визначити номінальну потужність силових трансформаторів встановлених в даному пункті:

					ДП 7112.141.010.ПЗ	Лист
						28
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$S_{T3} = 0.7 \cdot |S_{MAX3}| = 0.7 \cdot 18,204 = 12,743 \text{ МВА}$$

Отже, на ПС №3 встановлюємо два силових трансформатора ТДТН-16000/110.

Аналогічно вибираємо трансформатори для інших підстанцій. Результат вибору наведений в табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – результати вибору потужності силових трансформаторів вузлових підстанцій

№ пункту	Модуль повної потужності $S_{max}$ , МВА	Розрахункова номінальна потужність $S_T$ , МВА	Кількість і тип трансформаторів
1	26-j17,888	22,091	2×ТДТН-25000/110
2	19-j13,111	16,178	2×ТДТН-16000/110
3	15-j10,314	12,743	2×ТДТН-16000/110
4	14-j9,512	11,848	2×ТДТН-16000/110
5	14-j9,564	11,868	2×ТДТН-16000/110

#### 4.2 Визначення потокорозподілу потужності за L-схемою мережі

За допомогою методу контурних рівнянь визначимо попередній потокорозподіл потужності за довжинами ділянок. До першого контуру входять ділянки 0-2, 2-3, 0-3 з перемичкою 2-3, до другого – ділянки 0-3, 3-4, 4-5, 0-5 з перемичкою 4-5, до третього – ділянки 0-5, 5-1 та 0-1 з перемичкою 5-1. Позитивний напрям обходу контурів за годинниковою стрілкою.

Потокорозподіл по ділянках схеми:

$$\dot{S}'_{0-1} = \dot{S}_{max1} = 26 - j17,888 \text{ МВА}$$

$$\dot{S}'_{0-2} = \dot{S}_{max2} = 19 - j13,158 \text{ МВА}$$

$$\dot{S}'_{3-4} = \dot{S}_{max4} = 14 - j9,512 \text{ МВА}$$

$$\dot{S}'_{0-3} = \dot{S}'_{3-4} + \dot{S}_{max3} = 14 - j9,512 + 15 - j10,314 = 29 + j19,826 \text{ МВА}$$

$$\dot{S}'_{0-5} = \dot{S}_{max5} = 14 - j9,564 \text{ МВА}$$

Потокорозподіл в умовно розімкненій мережі зображений на рис.4.1

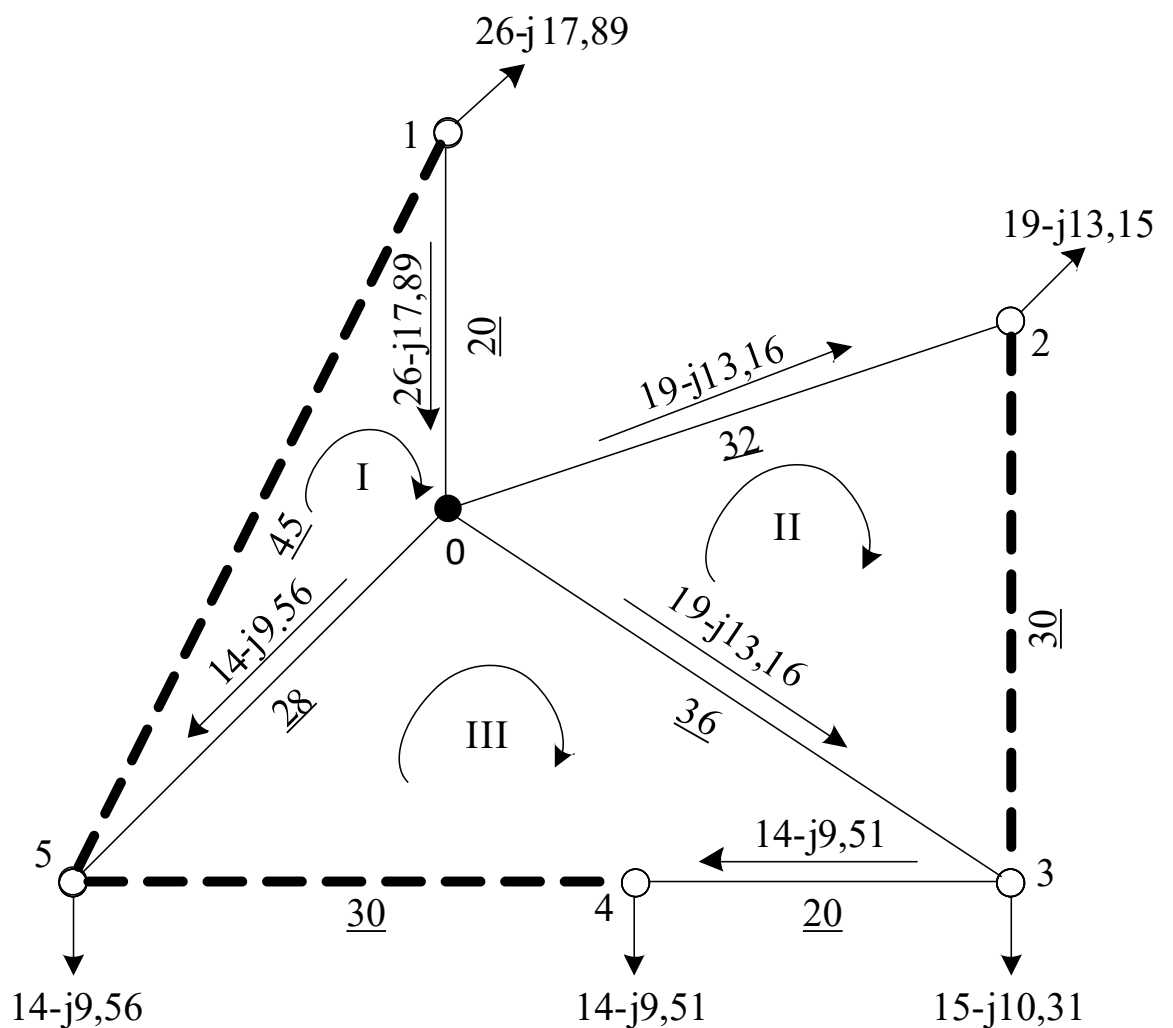


Рис.4.1 – Потокорозподіл потужності в розімкненій мережі

Довжина першого контуру:

$$L_I = L_{0-1} + L_{0-5} + L_{1-5} = 20 + 28 + 45 = 93 \text{ км}$$

Довжина другого контуру:

$$L_{II} = L_{0-2} + L_{2-3} + L_{0-3} = 32 + 30 + 36 = 98 \text{ км}$$

Довжина третього контуру:

$$L_{III} = L_{0-3} + L_{3-4} + L_{4-5} + L_{0-5} = 36 + 20 + 30 + 28 = 114 \text{ км}$$

Довжина спільних ділянок для контурів:

$$L_{I-II} = 0 \text{ км}$$

$$L_{II-III} = L_{0-3} = 36 \text{ км}$$

$$L_{I-III} = L_{0-5} = 28 \text{ км}$$

Складаємо систему контурних рівнянь для даної схеми:

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

Підставляємо значення довжин та попередньо знайдених потужностей на ділянках:

					ДП 7112.141.010.ПЗ	Лист
						31
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		



$$\begin{cases} -(26 - j17,888) \cdot 20 + (25 - j9,546) \cdot 28 = -\dot{S}_I \cdot 93 + \dot{S}_{II} \cdot 0 + \dot{S}_{III} \cdot 28; \\ (19 - j13,158) \cdot 32 - (29 - j19,826) \cdot 36 = -\dot{S}_{II} \cdot 98 + \dot{S}_I \cdot 0 + \dot{S}_{III} \cdot 36; \\ (29 - j19,826) \cdot 36 - (14 - j9,546) \cdot 28 + (14 - j9,512) \cdot 20 = -\dot{S}_{III} \cdot 114 + \dot{S}_{II} \cdot 0 + \dot{S}_{III} \cdot 28. \end{cases}$$

Із системи рівнянь знаходимо контурні потужності, і отримуємо наступні значення:

$$\dot{S}_I = -1,014 + j0,668 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{II} = 1,532 - j0,991 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{III} = -7,941 + j5,431 \text{ МВА}.$$

Потік потужності для кожної з ділянок замкненої мережі:

$$\dot{S}_{0-1} = \dot{S}'_{0-1} - \dot{S}_I = 26 - j17,888 - (-1,014 + j0,668) = 27,014 - j18,556 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-2} = \dot{S}'_{0-2} + \dot{S}_{II} = 19 - j13,158 + 1,532 - j0,991 = 20,532 - j14,149 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{3-4} = \dot{S}'_{3-4} + \dot{S}_{III} = 14 - j9,512 + (-7,941 + j5,431) = 6,059 - j4,08 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-3} = \dot{S}'_{0-3} + \dot{S}_{III} = 29 + j19,826 + (-7,941 + j5,431) = 19,53 - j13,403 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{5-1} = -\dot{S}_I = 1,014 - j0,668 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{2-3} = \dot{S}_{II} = 1,532 - j0,991 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{5-4} = -\dot{S}_{III} = 7,941 - j5,431 \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{0-5} &= \dot{S}'_{0-5} + \dot{S}_{III} + \dot{S}_I = 14 - j9,564 - (-7,941 + j5,431) + (-1,014 + j0,668) = \\ &= 19,53 - j13,403 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Перевірка за другим законом Кірхгофа:

					ДП 7112.141.010.ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		32

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

Виконаємо підстановку:

$$\begin{cases} -(27,014 - j18,556) \cdot 20 + (19,53 - j13,403) \cdot 28 - (1,014 - j0,668) \cdot 45 = 0; \\ (20,532 - j14,149) \cdot 32 - (19,53 - j13,403) \cdot 36 + (1,532 - j0,991) \cdot 30 = 0; \\ (19,53 - j13,403) \cdot 36 - (19,53 - j13,403) \cdot 28 + (6,059 - j4,08) \cdot 20 - (7,941 - j5,431) \cdot 20 = 0. \end{cases}$$

Отже, розрахунок виконано правильно.

Результуючий поточкорозподіл потужностей зображено на рис.4.2.

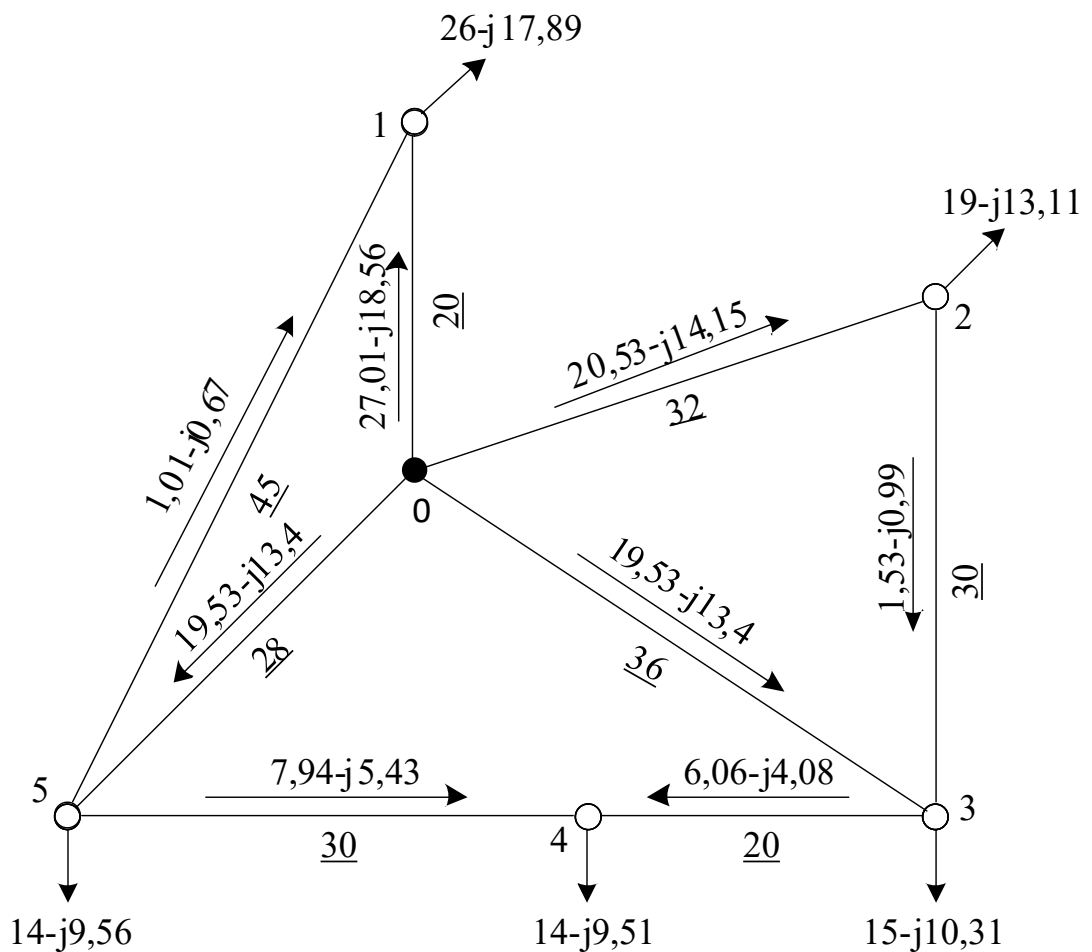


Рис.4.2 – Поточкорозподіл потужностей в L-схемі

### 4.3 Вибір перерізу проводів для замкненої мережі

Для того, щоб знайти оптимальний переріз проводів для проєктованої мережі, необхідно скористатися апроксимованою функцією дисконтованих витрат, яка була побудована в другому розділі. Графік функції зображений на рис.4.3.

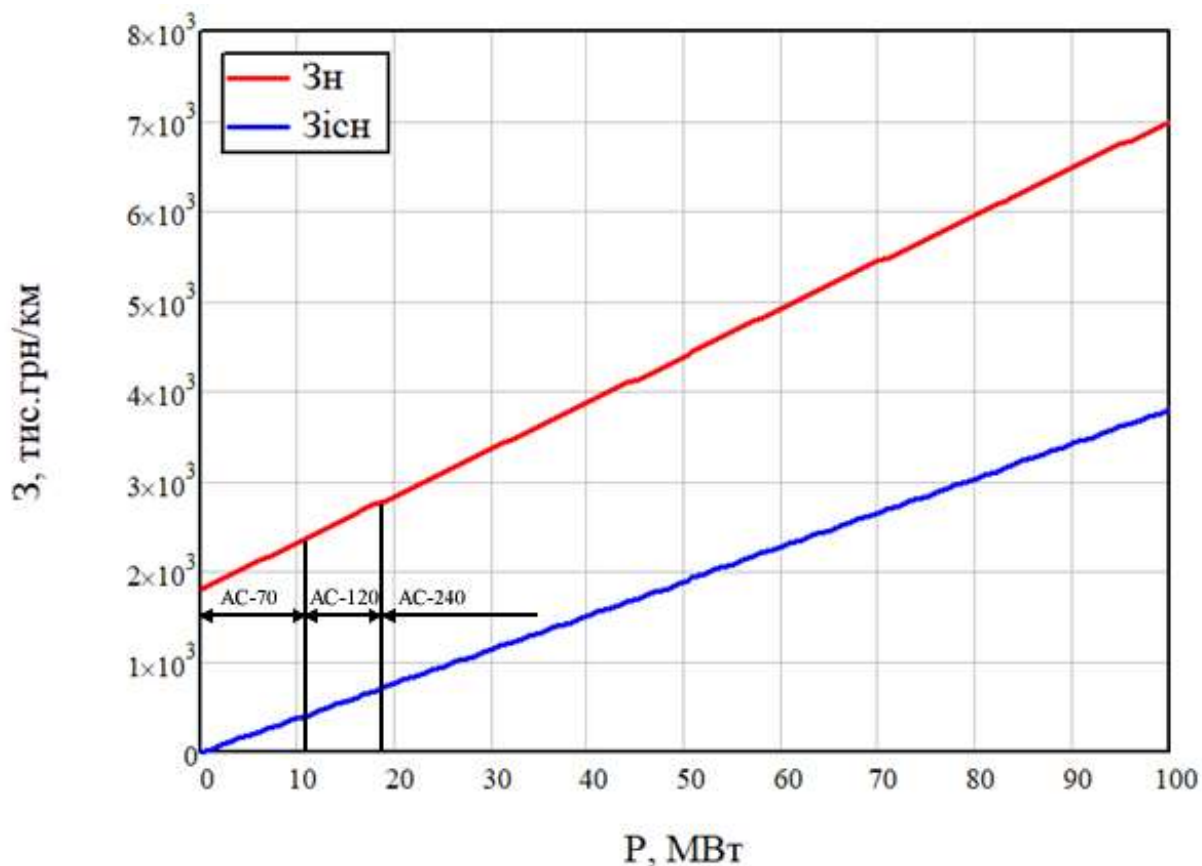


Рис. 4.3 – Апроксимована функція оптимальних витрат

Використовуючи даний графік та враховуючи знайдений поточкорозподіл у замкненій мережі, обираємо оптимальні перерізи проводів, які наведені в табл.4.2.

Таблиця 4.2 – Перерізи проводів для проєктованої мережі

Ділянка	Навантаження, МВА	Струмове навантаження, А	Марка проводу
0-1	32,773	172,015	АС-240/32
0-2	24,935	130,875	АС-240/32
5-1	1,215	6,375	АС-70/11
2-3	1,825	9,577	АС-70/11
0-3	23,684	124,311	АС-240/32
3-4	7,305	38,341	АС-70/11
5-4	9,621	50,496	АС-70/11
0-5	25,361	133,111	АС-240/32

Наступним кроком стане перевірка обраних перерізів на відповідність технічним обмеженням в першій та другій групах післяаварійних режимах.

Перша група післяаварійних режимів.

Під час розрахунку першої групи перевіряємо умову допустимості відхилень напруги у випадку відімкнення одного трансформатору на кожній з підстанцій.

Розраховуємо регульовальний діапазон для силових трансформаторів, що встановлені в пункті 3. Фіктивні значення напруги К.З. матимуть наступні значення:

$$U_{КВЗ} = 0.5 \cdot (U_{К(В-С)З} + U_{К(В-Н)З} - U_{К(С-Н)З}) =$$

$$= 0.5 \cdot (10.5 + 17.5 - 6.5) = 10.75 \%;$$

$$U_{КСЗ} \% = 0.5 \cdot (U_{К(В-С)З} \% + U_{К(С-Н)З} \% - U_{К(В-Н)З} \%) =$$

$$= 0.5 \cdot (10.5 + 6.5 - 17.5) = -0.25 = 0 \%;$$

$$U_{КНЗ} \% = 0.5 \cdot (U_{К(В-Н)З} \% + U_{К(С-Н)З} \% - U_{К(В-С)З} \%) =$$

$$= 0.5 \cdot (17 + 6.5 - 10.5) = 6.75 \%$$

Значення втрат напруги в обмотках трансформатора на ПС №3:

$$\begin{aligned} \Delta U_{\text{ТВЗ}} &= \frac{P_{\text{max3}}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{кЗЗ}} \cdot U_{\text{ТВЗ}} \cdot 10^{-3}}{1 \cdot S_{\text{HЗ}}^2} - \frac{Q_{\text{max3}}}{n} \cdot \frac{U_{\text{ТВЗ}} \cdot U_{\text{кВЗ}}}{100 \cdot S_{\text{HЗ}}} = \\ &= \frac{15}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-10,314}{1} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{100 \cdot 16} = 8,306 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{\text{ТСЗ}} &= \frac{P_{\text{снЗ}}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{кЗЗ}} \cdot U_{\text{ТВЗ}} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{\text{HЗ}}^2} - \frac{Q_{\text{снЗ}}}{n} \cdot \frac{U_{\text{ТВЗ}} \cdot U_{\text{кВЗ}}}{100 \cdot S_{\text{HЗ}}} = \\ &= \frac{12}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-1,938}{1} \cdot \frac{115 \cdot 0}{100 \cdot 16} = 0,27 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{\text{ТНЗ}} &= \frac{P_{\text{ннЗ}}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{кЗЗ}} \cdot U_{\text{ТВЗ}} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{\text{HЗ}}^2} - \frac{Q_{\text{ннЗ}}}{n} \cdot \frac{U_{\text{ТВЗ}} \cdot U_{\text{кВЗ}}}{100 \cdot S_{\text{HЗ}}} = \\ &= \frac{3}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-1,938}{1} \cdot \frac{115 \cdot 6,75}{100 \cdot 16} = 0,938 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

Регульовальний діапазон напруги для силового трансформатора на ПС №3:

$$\begin{aligned} U_{\text{min3}} &= \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_{\text{ТВЗ}}}{U_{\text{ТНЗ}}} \cdot (1 - \omega_{\text{вЗ}}) + \Delta U_{\text{ТВЗ}} + \Delta U_{\text{ТНЗ}} = \\ &= \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0,16) + 8,306 + 0,938 = 101,435 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} U_{\text{max3}} &= \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_{\text{ТВЗ}}}{U_{\text{ТНЗ}}} \cdot (1 + \omega_{\text{вЗ}}) + \Delta U_{\text{ТВЗ}} + \Delta U_{\text{ТНЗ}} = \\ &= \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0,16) + 8,306 + 0,938 = 136,58 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

					ДП 7112.141.010.ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		36

Аналогічно розраховуємо діапазон регулювання для трансформаторів на інших підстанціях. Результати наведені в табл.4.3.

Таблиця 4.3. Результати розрахунку регулювальних діапазонів силових трансформаторів підстанцій для першої групи післяаварійних режимів

№ ПС	Тип трансформатора	Обмотка	$U_{ном},$ кВ	Потік потужності, МВА	$\Delta U, \text{кВ}$	$U_{min},$ кВ	$U_{max},$ кВ
1	ТДТН-25000/110	ВН	115	26-j17,888	9,18	102,46	137,58
		СН	38,5	21-j14,658	0,27		
		НН	22	5-j3,23	1,067		
2	ТДТН-16000/110	ВН	115	19-j13,158	10,593	103,43	138,56
		СН	38,5	17-j11,866	0,382		
		НН	11	2-j1,292	0,625		
3	ТДТН-16000/110	ВН	115	15-j10,314	8,306	101,45	136,58
		СН	38,5	12-j8,376	0,27		
		НН	11	3-j1,938	0,938		
4	ТДТН-16000/110	ВН	115	14-j9,512	7,664	101,44	136,56
		СН	38,5	9-j6,282	0,202		
		НН	11	5-j3,23	1,563		
5	ТДТН-16000/110	ВН	115	14-j9,564	7,704	101,16	136,29
		СН	38,5	10-6,98	0,225		
		НН	11	4-j2,584	1,251		

За даними про потікорозподіл потужності за L-схемою розраховуємо рівні напруги в пунктах мережі. Приймаємо значення погонного реактивного опору рівним 0,4 Ом/км.

Визначаємо рівні напруги на шинах ВН на ПС №3:

$$U_3 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-3} \cdot r'_{0-3} - Q_{0-3} \cdot x'_{0-3})} =$$

$$= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (19,527 \cdot 4,248 - (-13,403) \cdot 14,508)} = 112,562 \text{ кВ.}$$

Аналогічно розраховуємо рівні напруги на решті підстанцій. Результати розрахунку можемо побачити табл.4.4.

Таблиця 4.4 – Результати перевірки на відповідність технічним обмеженням першої групи післяаварійних режимів

№ пункту	Діапазон регулювання трансформаторів		$U_{max\text{ роб, кВ}}$ (ГОСТ 721-77)	Розрахунковий рівень напруги, кВ
	$U_{min, кВ}$	$U_{max, кВ}$		
1	102,457	137,584	126	113,13
2	103,428	138,555		112,716
3	101,453	136,58		112,562
4	103,428	138,555		111,813
5	101,164	136,291		112,975

Отже, всі обмеження виконуються.

Виконаємо перевірку обраних перерізів ПЛ на відповідність технічним умовам другої групи післяаварійних режимів. Перевірка виконується за випадку відключення найбільш завантаженої ділянки, а саме ділянки 0-1.

Потокорозподіл потужностей розраховуємо за L-схемою так само, як знаходили вище. Результат розрахунку зображений на рис.4.4.

Знаходимо струмове навантаження ділянки 0-3:

$$I_{0-3} = \frac{\sqrt{P_{0-3}^2 + Q_{0-3}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{24,276^2 + (-16,665)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 154,548 \text{ А}$$

Аналогічно розраховуємо струмові навантаження для інших ділянок. В табл.4.5 зображені результати.

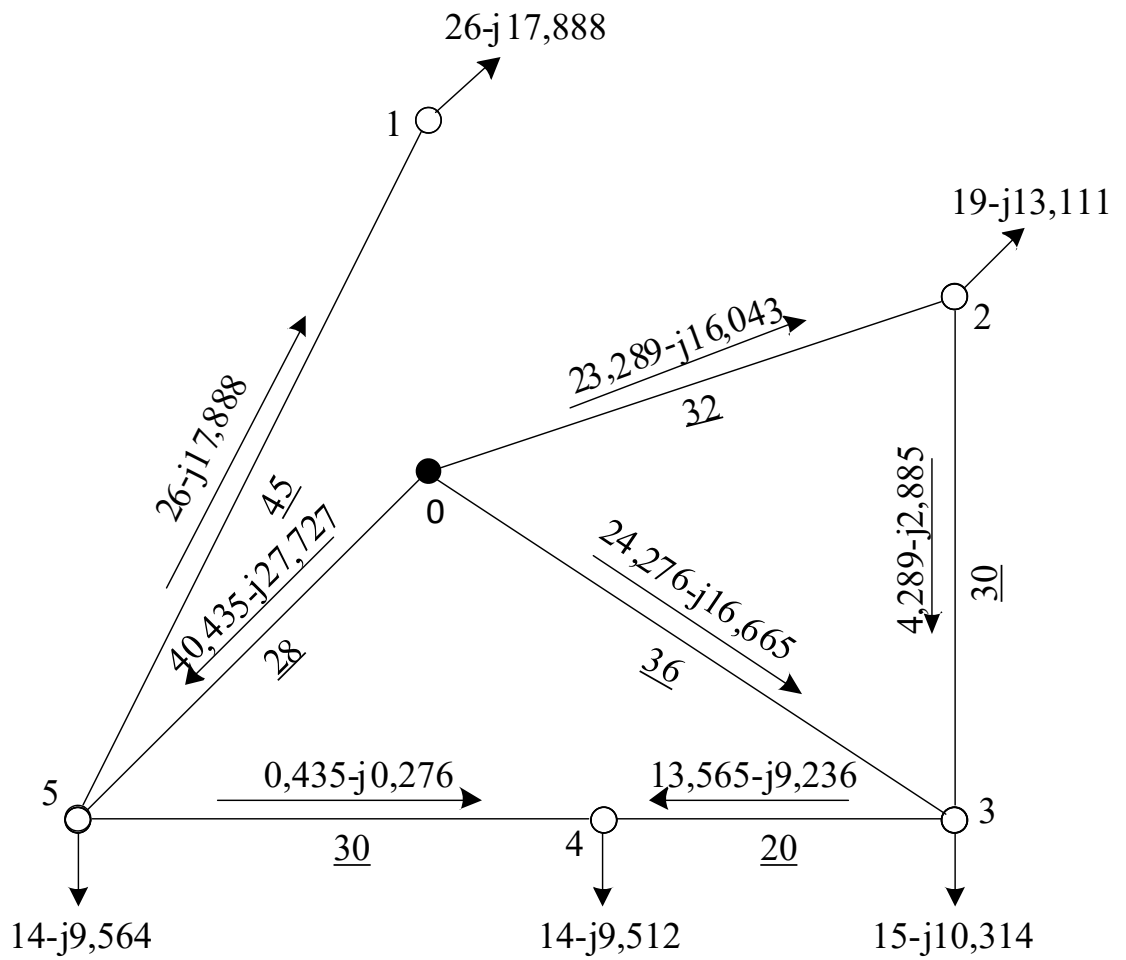


Рис.4.4 – Потокорозподіл потужностей в L-схемі мережі у післяаварійному режимі

Таблиця 4.5 – результати перевірки обраних проводів ПЛ за струмом у другому післяаварійного режимі

Ділянка	Переріз проводу F, мм <sup>2</sup>	Струмове навантаження I, А	Тривалий допустимий струм I <sub>доп</sub> , А
0-2	1×240	148,432	610
0-3	1×240	154,548	610
2-3	1×70	27,131	265
3-4	1×70	86,134	265
5-4	1×70	2,704	265



Продовження табл. 4.5

Ділянка	Переріз проводу F, мм <sup>2</sup>	Струмове навантаження I, А	Тривалий допустимий струм I <sub>доп</sub> , А
0-5	1×240	257,333	610
5-1	1×70	165,642	265

Звідси, отримані значення струмових навантажень відповідають всім технічним умовам.

Виконаємо перевірку рівня напруги на вводах силових трансформаторів на відповідність нормам. Оскільки найменший рівень напруги у післяаварійному режимі спостерігається в пункті 4, то перевірка здійснюється для нього.

Аналогічно попереднім розрахункам:

$$\begin{aligned} \Delta U_{ТВ4} &= \frac{P_{max4}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{кз4} \cdot U_{ТВ4} \cdot 10^{-3}}{1 \cdot S_{H4}^2} - \frac{Q_{max4}}{n} \cdot \frac{U_{ТВ4} \cdot U_{кв4}}{100 \cdot S_{H4}} = \\ &= \frac{14}{2} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-9,512}{2} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{100 \cdot 16} = 3,832 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{тс4} &= \frac{P_{сн4}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{кз4} \cdot U_{ТВ4} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{H4}^2} - \frac{Q_{сн4}}{n} \cdot \frac{U_{ТВ4} \cdot U_{кц4}}{100 \cdot S_{H4}} = \\ &= \frac{9}{2} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-3,23}{2} \cdot \frac{115 \cdot 0}{100 \cdot 16} = 0,101 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{тн4} &= \frac{P_{нн4}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{кз4} \cdot U_{ТВ4} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{H4}^2} - \frac{Q_{нн4}}{n} \cdot \frac{U_{ТВ4} \cdot U_{кн4}}{100 \cdot S_{H4}} = \\ &= \frac{5}{2} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-3,23}{2} \cdot \frac{115 \cdot 6,75}{100 \cdot 16} = 0,782 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

Регульовальний діапазон напруги для силових трансформаторів на ПС №4:

						ДП 7112.141.010.ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата			40

$$U_{min4} = \frac{U_{ндж} \cdot U_{тв4}}{U_{тн4}} \cdot (1 - \omega_{в4}) + \Delta U_{тв4} + \Delta U_{тн4} =$$

$$= \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0,16) + 8,832 + 0,782 = 98,823 \text{ кВ};$$

$$U_{max4} = \frac{U_{ндж} \cdot U_{тв4}}{U_{тн4}} \cdot (1 + \omega_{в4}) + \Delta U_{тв4} + \Delta U_{тн4} =$$

$$= \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0,16) + 3,832 + 0,782 = 131,95 \text{ кВ}.$$

Рівень напруги на ПС №4:

$$U_4 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-3} \cdot r'_{0-3} - Q_{0-3} \cdot x'_{0-3} + P_{3-4} \cdot r'_{3-4} - Q_{3-4} \cdot x'_{3-4})} =$$

$$= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (24,28 \cdot 4,25 - (-16,67) \cdot 14,51 + 13,57 \cdot 8,44 - (-9,24) \cdot 8,06)} =$$

$$= 110,26 \text{ кВ}.$$

Рівень напруги на ПС №4 не перевищує допустимі межі.

Отже, перерізи для ПЛ, обрані раніше, відповідають технічним обмеженням.

#### 4.4 Розрахунок параметрів Z-схеми мережі

Розрахуємо параметри схеми заміщення ПЛ та силових трансформаторів.

Знаходимо погонний реактивний опір обраних проводів, які мають переріз 70 та 240 мм<sup>2</sup>:

$$x_{070} = 0,145 \cdot \lg \left( \frac{2 \cdot D_{ср}}{d_{70}} \right) + 0,016 \cdot \mu = 0,145 \cdot \lg \left( \frac{2 \cdot 5000}{11,4} \right) + 0,016 \cdot 1 =$$

					ДП 7112.141.010.ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		41

$$= 0,443 \frac{\text{Ом}}{\text{км}};$$

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

$$= 0,403 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}.$$

Оскільки номінальна напруга мережі 110 кВ, то втрати на корону незначні, і значення погонної активної провідності рівні нулю.

Погонна ємнісна провідність для проводів обраних перерізів:

$$b_{0\ 70} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{\text{cp}}}{d_{70}}\right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{11,4}\right)} = 2,576 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}};$$

$$b_{0\ 240} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{\text{cp}}}{d_{240}}\right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{21,6}\right)} = 2,844 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}}.$$

Розрахунок параметрів схем заміщення ПЛ зобразимо для ділянки 0-2.

Значення активного опору та індуктивного реактивного опору складає:

$$r_{0-2} = \frac{r_{0\ 240} \cdot l_{0-2}}{n_{0-2}} = \frac{0,118 \cdot 32}{1} = 3,776 \text{ Ом};$$

$$x_{0-2} = \frac{x_{0\ 240} \cdot l_{0-2}}{n_{0-2}} = \frac{0,403 \cdot 32}{1} = 12,896 \text{ Ом}.$$

Тоді повний опір дорівнює:

					ДП 7112.141.010.ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		42

$$\underline{Z}_{0-2} = r_{0-2} + jx_{0-2} = 3,776 + j12,896 \text{ Ом.}$$

Значення ємнісної реактивної провідності для ділянки 0-2:

$$b_{0-2} = b_{0\ 240} \cdot l_{0-2} = 2,844 \cdot 10^{-6} \cdot 32 = 91 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}}$$

Комплексна провідність лінії 0-2:

$$\underline{Y}_{0-2} = g_l + jb_{0-2} = j91 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Для решти ПЛ значення параметрів схеми заміщення розраховуються аналогічно. Результати зображені в табл.4.6.

Таблиця 4.6 – Параметри схем заміщення ПЛ

Ділянка	Довжина, км	Перетин, мм <sup>2</sup>	$\underline{Z}_{\text{ЛЕП}}$	$\underline{Y}_{\text{ЛЕП}}$
0-1	20	240	2,36+j8,06	$j56,87 \cdot 10^{-6}$
0-2	32	240	3,776+j12,896	$j91 \cdot 10^{-6}$
5-1	45	70	18,99+j18,135	$j115,9 \cdot 10^{-6}$
0-3	36	240	4,248+j14,508	$j102,4 \cdot 10^{-6}$
3-4	20	70	8,44+j8,06	$j51,51 \cdot 10^{-6}$
5-4	30	70	12,66+j12,09	$j77,27 \cdot 10^{-6}$
0-5	28	240	3,304+j11,284	$j79,62 \cdot 10^{-6}$
2-3	30	70	12,66+j12,09	$j77,27 \cdot 10^{-6}$

Наведемо приклад розрахунку параметрів схем заміщення силового трансформатора для ПС №3, де встановлюється два трансформатора типу ТДТН-16000/110.

Активний опір обмоток дорівнює:

$$r_{в3} = r_{с3} = r_{н3} = \frac{\Delta P_{кз3} \cdot U_{ов3}^2 \cdot 10^3}{2 \cdot S_{н2}^2} = \frac{100 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{2 \cdot 16000^2} = 2,583 \text{ Ом.}$$

Реактивний опір обмоток дорівнює:

$$x_{в3} = \frac{10 \cdot U_{кв3} \cdot U_{ов3}^2}{S_{н3}} = \frac{10 \cdot 10,75 \cdot 115^2}{16000} = 44,428 \text{ Ом;}$$

$$x_{с3} = \frac{10 \cdot U_{кц3} \cdot U_{ов3}^2}{S_{н3}} = \frac{10 \cdot 0 \cdot 115^2}{16000} = 0 \text{ Ом;}$$

$$x_{н3} = \frac{10 \cdot U_{кн3} \cdot U_{ов3}^2}{S_{н3}} = \frac{10 \cdot 6,25 \cdot 115^2}{16000} = 25,83 \text{ Ом.}$$

Активна та реактивна провідності блоків силових трансформаторів:

$$g_{т3} = \frac{\Delta P_{хх3} \cdot 10^{-3}}{U_{ов3}^2} = \frac{2 \cdot 23 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 3,478 \cdot 10^{-6} \text{ См;}$$

$$b_{т3} = -\frac{I_{хх3} \% \cdot S_{н3} \cdot 10^{-5}}{U_{ов3}^2} = -\frac{2 \cdot 16 \cdot 10^{-2}}{115^2} = -24,2 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Тоді повна провідність буде рівна:

$$Y_{бт3} = g_{бт3} + jb_{бт3} = (3,478 - j24,2) \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Аналогічно виконуємо розрахунки для решти блоків силових трансформаторів. Результати розрахунку зображені в табл.4.7.

					ДП 7112.141.010.ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		44

Таблиця 4.7 – Параметри схем заміщення блоків силових трансформаторів

№ ПС	Тип трансформаторів	Опір, Ом				Провідність, См
		$r_T$	$x_B$	$x_C$	$x_H$	
1	ТДТН-25000-110	2,481	28,434	0	17,854	$(4,69 - j26,47) \cdot 10^{-6}$
2	ТДТН-16000-110	2,583	44,428	0	25,83	$(3,478 - j24,2) \cdot 10^{-6}$
3	ТДТН-16000-110	2,583	44,428	0	25,83	$(3,478 - j24,2) \cdot 10^{-6}$
4	ТДТН-16000-110	2,583	44,428	0	25,83	$(3,478 - j24,2) \cdot 10^{-6}$
5	ТДТН-16000-110	2,583	44,428	0	25,83	$(3,478 - j24,2) \cdot 10^{-6}$

#### 4.5 Розрахунок приведених навантажень та еквівалентних провідностей

Наведемо приклад розрахунку приведених навантажень для ПС №3.

Знаходимо коефіцієнт завантаження трансформаторів:

$$\beta_{ВНЗ} = \frac{S_{ВНЗ} \cdot 10^3}{n \cdot S_{НЗ}} = \frac{\sqrt{P_{ВНЗ}^2 + Q_{ВНЗ}^2} \cdot 10^3}{n \cdot S_{НЗ}} = \frac{\sqrt{15^2 + 10,314^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 16000} = 0,569;$$

$$\beta_{СНЗ} = \frac{S_{СНЗ} \cdot 10^3}{n \cdot S_{НЗ}} = \frac{\sqrt{P_{СНЗ}^2 + Q_{СНЗ}^2} \cdot 10^3}{n \cdot S_{НЗ}} = \frac{\sqrt{12^2 + 8,376^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 16000} = 0,457;$$

$$\beta_{ННЗ} = \frac{S_{ННЗ} \cdot 10^3}{n \cdot S_{НЗ}} = \frac{\sqrt{P_{ННЗ}^2 + Q_{ННЗ}^2} \cdot 10^3}{n \cdot S_{НЗ}} = \frac{\sqrt{3^2 + 1,938^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 16000} = 0,112.$$

Активні та реактивні втрати потужності в опорах блоку силових трансформаторів в пункті 3:

$$\Delta P_{ТЗЗ} = \frac{n \cdot \Delta P_{кзЗ}}{2} \cdot (\beta_{ВНЗ}^2 + \beta_{СНЗ}^2 + \beta_{ННЗ}^2) =$$

$$= \frac{2 \cdot 100}{2} \cdot (0,569^2 + 0,457^2 + 0,112^2) = 54,52 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\text{TЗ3}} = \frac{-n \cdot S_{\text{НЗ}} \cdot (\beta_{\text{ВНЗ}}^2 \cdot U_{\text{КВЗ}} + \beta_{\text{СНЗ}}^2 \cdot U_{\text{КС2}} + \beta_{\text{ННЗ}}^2 \cdot U_{\text{КНЗ}})}{100} =$$

$$= -2 \cdot 16000 \cdot (0,569^2 \cdot 10,75 + 0,457^2 \cdot 0 + 0,112^2 \cdot 6,25) = -1138 \text{ кВАр.}$$

Приведене навантаження в пункті 3 буде дорівнювати:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{пр3}} &= \dot{S}_{\text{зад3}} + \Delta \dot{S}_{\text{TЗ3}} \cdot 10^{-3} = \dot{S}_{\text{max3}} + (\Delta P_{\text{TЗ3}} + j\Delta Q_{\text{TЗ3}}) \cdot 10^{-3} = \\ &= 15 - j10,314 + (54,52 - j1138) \cdot 10^{-3} = 15,055 - j11,452 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Аналогічно ведеться розрахунок приведених навантажень інших ПС. Результати наведені в табл.4.8.

Таблиця 4.8 – Приведені навантаження підстанцій

№ ПС	$\dot{S}_{\text{зад}}, \text{МВА}$	$\Delta \dot{S}_{\text{TЗ}}, \text{МВА}$	$\dot{S}_{\text{пр}}, \text{МВА}$
1	26-j17,888	0,094-j2,189	26,094-j20,077
2	19-j13,158	0,095-j1,805	19,095-j14,963
3	15-j10,314	0,055-j1,138	15,055-j11,452
4	14-j9,512	0,043-j1,032	14,043-j10,543
5	14-j9,564	0,041-j1,01	14,041-j10,574

Значення еквівалентної провідності для пункту 4:

$$\begin{aligned} \underline{Y}_4 &= 0,5 \cdot (\underline{Y}_{3-4} + \underline{Y}_{5-4}) + \underline{Y}_{\text{бт4}} = \\ &= \left( (0,5 \cdot (j51,51 + j77,27)) + 3,48 - j24,2 \right) \cdot 10^{-6} = (3,48 + j40,19) \cdot 10^{-6} \text{ См.} \end{aligned}$$

Значення еквівалентних провідностей для решти ПС наведені в табл.4.9.

Таблиця 4.9 – Еквівалентні провідності пунктів мережі

№ ПС	$Y_i \cdot 10^{-6}, \text{См}$
1	$4,69+j59,9$
2	$3,48+j59,94$
3	$3,48+j94,38$
4	$3,48+j40,19$
5	$3,48+j122,2$
6	$3,48+j122,2$

На рис.4.5 приведена розрахункова схема мережі.

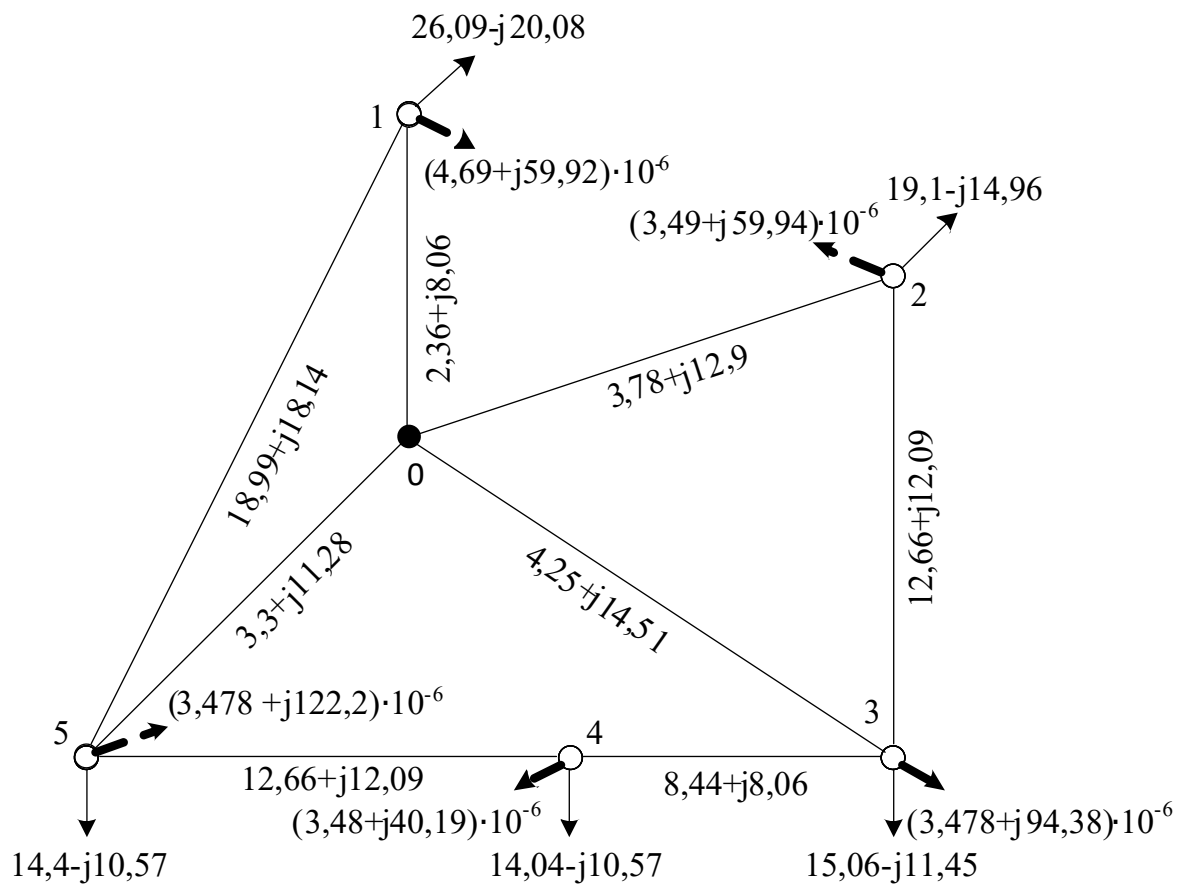


Рис.4.5 – Розрахункова схема електричної мережі



#### 4.6 Режим максимальних навантажень

Розрахуємо режимні параметри мережі при максимальних навантаженнях. Для цього скористаємося методом контурних рівнянь.

На рис.4.6 зображений вибір контурів та перемичок, а також поточкорозподіл приведених потужностей.

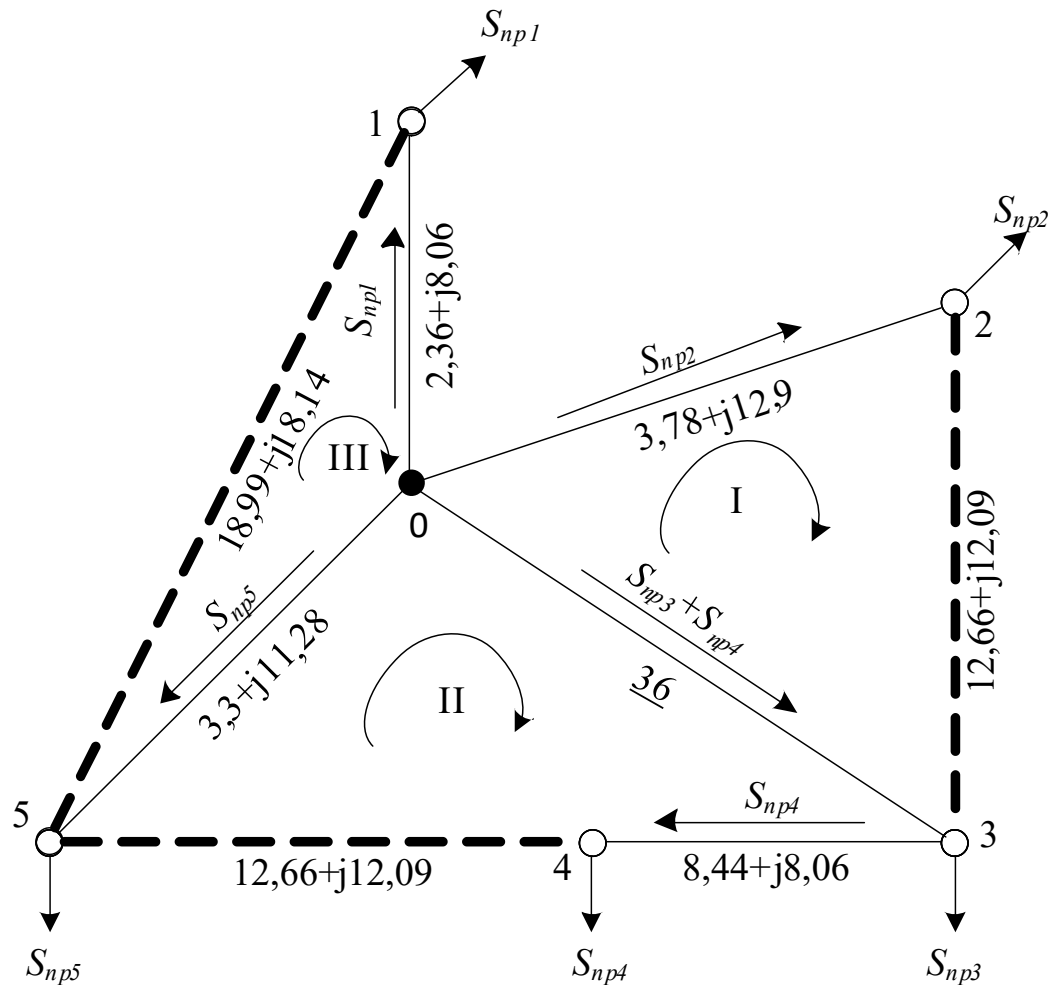


Рис.4.6 – Z-схема електричної мережі у режимі максимальних навантажень

Аналогічно попереднім розрахункам знаходимо основний поточкорозподіл в мережі. Маємо:

$$\dot{S}_{осн0-1} = 27,05 - j20,157 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{\text{очн}0-2} = 20,706 - j15,875 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{\text{очн}3-4} = 6,049 - j5,418 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{\text{очн}0-3} = 19,493 - j15,959 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{\text{очн}1-5} = 0,955 - j0,08 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{\text{очн}2-3} = 1,611 - j0,912 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{\text{очн}5-4} = 7,994 - j5,125 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{\text{очн}0-5} = 21,08 - j15,619 \text{ МВА}.$$

Перевірка за другим законом Кірхгофа:

$$\begin{cases} \dot{S}_{0-2} \cdot \underline{Z}_{0-2} - \dot{S}_{0-3} \cdot \underline{Z}_{0-3} + \dot{S}_{2-3} \cdot \underline{Z}_{2-3} = 0; \\ \dot{S}_{0-3} \cdot \underline{Z}_{0-3} - \dot{S}_{0-5} \cdot \underline{Z}_{0-5} + \dot{S}_{3-4} \cdot \underline{Z}_{3-4} - \dot{S}_{5-4} \cdot \underline{L}_{5-4} = 0; \\ -\dot{S}_{0-1} \cdot \underline{Z}_{0-1} + \dot{S}_{0-5} \cdot \underline{Z}_{0-5} + \dot{S}_{1-5} \cdot \underline{Z}_{5-1} = 0. \end{cases}$$

Виконаємо підстановку:

$$\begin{cases} (20,706 - j15,875) \cdot (3,776 + j12,896) - (19,493 - j15,959) \cdot (4,248 + j14,508) + \\ + (1,611 - j0,912) \cdot (12,66 + j12,09) = 0; \\ (19,493 - j15,959) \cdot (4,248 + j14,508) - (21,08 - j15,619) \cdot (3,304 + j11,248) + \\ + (6,049 - j5,418) \cdot (8,44 + j8,06) - (7,994 - j5,125) \cdot (12,66 + j12,09) = 0; \\ -(27,05 - j20,157) \cdot (2,36 + j8,06) + (21,08 - j15,619) \cdot (3,304 + j11,248) + \\ + (0,955 - j0,08) \cdot (18,99 + j18,135) = 0. \end{cases}$$

На рис.4.7 зображений основний потокорозподіл потужностей в Z-схемі мережі у режимі максимальних навантажень.

					ДП 7112.141.010.ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		49

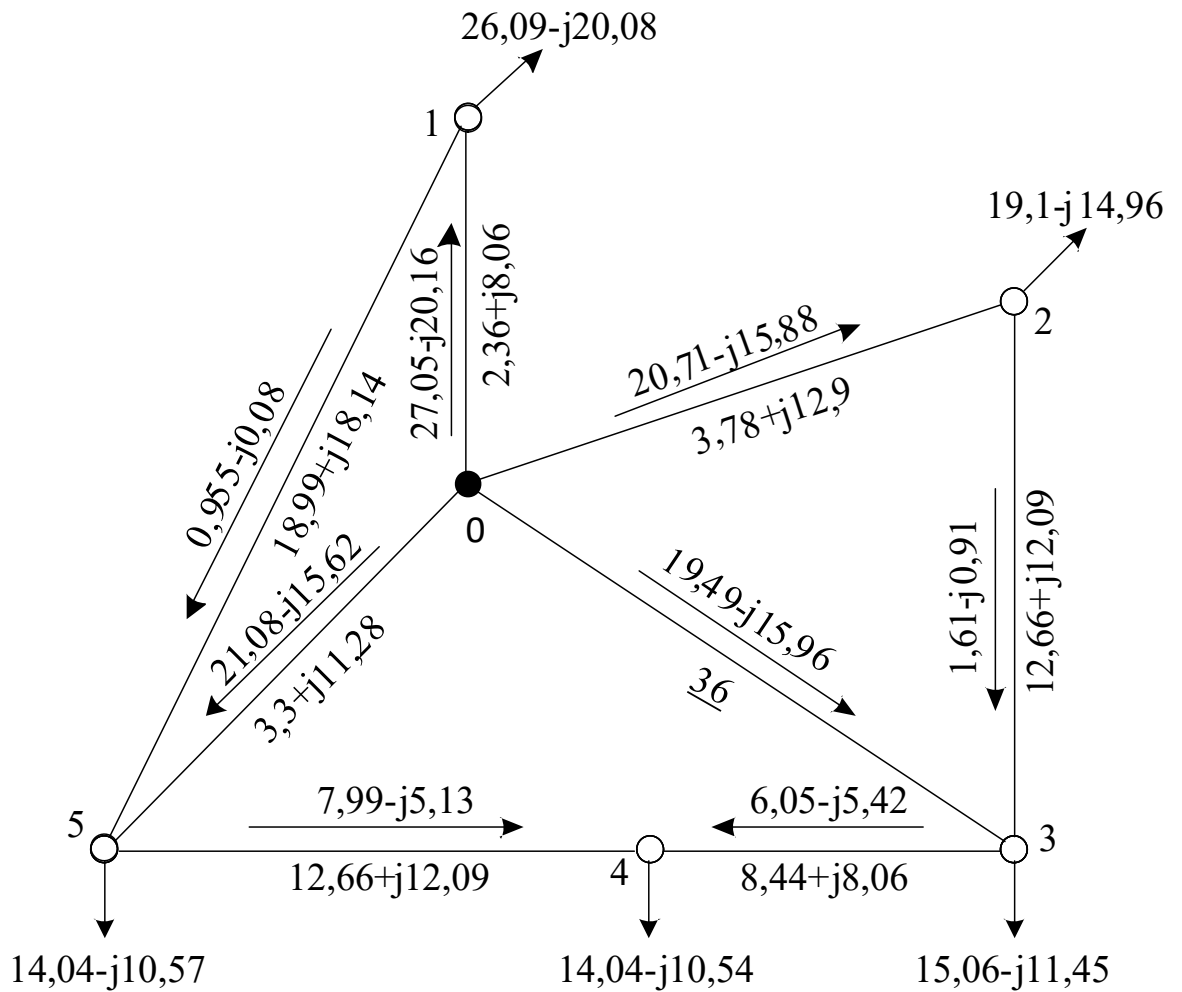


Рис.4.7 – Основний потокорозподіл потужностей в мережі у режимі максимальних навантажень

Виконаємо першу ітерацію розрахунку режиму роботи електричної мережі при максимальних навантаженнях. Задамо початкові значення напруг в пункті:

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

Знайдемо втрати потужності в опорах ділянок  $\Delta \dot{S}_{iz}^{(1)}$ , МВА, за основним потокорозподілом потужностей та початковим наближенням рівнів напруги у пунктах.

Наведемо приклад розрахунку для ділянки 0-1:

$$\Delta \dot{S}_{z_{0-1}}^{(1)} = \frac{P_{\text{осн}0-1}^2 + Q_{\text{осн}0-1}^2}{0,5 \cdot ((U_0^{(0)})^2 + (U_1^{(0)})^2)} \cdot (r_{\text{л}0-1} - jx_{\text{л}0-1}) =$$

$$= \frac{27,05^2 + 20,157^2}{0,5 \cdot ((110)^2 + (110)^2)} \cdot (2,36 - j8,06) = 0,201 - j0,686 \text{ МВА.}$$

Втрати потужності в опорах решти ділянок розраховують аналогічно. Результати розрахунку наведено в табл.4.10.

Таблиця 4.10 – Результати розрахунку втрат потужності в опорах ділянок на першій ітерації розрахунку

Ділянка	Втрати потужності, МВА
0-1	0,201-j0,686
1-5	0,001-j0,001
0-2	0,192-j0,657
2-3	0,004-j0,003
0-3	0,202-j0.689
3-4	0,046-j0,044
5-4	0,094-j0,09
0-5	0,017-j0,581

Знайдемо втрати потужності у провідностях пунктів. Для першого пункту схеми отримаємо:

$$\Delta \dot{S}_{y_1}^{(1)} = \underline{Y}_1 \cdot (U_1^{(0)})^2 = (4,688 + j59,92) \cdot 10^{-6} \cdot 110^2 = 0,057 + j0,725 \text{ МВА.}$$

Аналогічно розраховують втрати потужності у провідностях інших пунктів, які наведено в табл 4.11.

Таблиця 4.11 – Результати розрахунку втрат потужності в провідностях пунктів на першій ітерації розрахунку

Номер пункту	Втрати потужності, МВА
1	0,057+j0,0725
2	0,042+j0,725
3	0,042+j1,106
4	0,042+j0,486
5	0,042+j1,358

Формуємо додаткові навантаження пунктів від втрат потужності:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{п1}^{(1)} &= \Delta \dot{S}_{y1}^{(1)} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z0-1}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z1-5}^{(1)}) = \\ &= 0,057 + j0,725 + 0,5 \cdot (0,201 - j0,686 + 0,001 - j0,001) = \\ &= 0,158 + j0,381 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{п2}^{(1)} &= \Delta \dot{S}_{y2}^{(1)} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z0-2}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z2-3}^{(1)}) = \\ &= 0,042 + j0,725 + 0,5 \cdot (0,192 - j0,657 + 0,004 - j0,003) = \\ &= 0,14 + j0,395 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{п3}^{(1)} &= \Delta \dot{S}_{y3}^{(1)} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z3-0}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z2-3}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z3-4}^{(1)}) = \\ &= 0,042 + j1,106 + 0,5 \cdot (0,202 - j0,689 + 0,004 - j0,003 + 0,046 - j0,044) = \\ &= 0,168 + j0,738 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{п4}^{(1)} &= \Delta \dot{S}_{y4}^{(1)} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z3-4}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z5-4}^{(1)}) = \\ &= 0,042 + j0,486 + 0,5 \cdot (0,046 - j0,044 + 0,094 - j0,09) = \\ &= 0,112 + j0,419 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{п5}^{(1)} &= \Delta \dot{S}_{y5}^{(1)} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z0-5}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z5-4}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z1-5}^{(1)}) = \\ &= 0,042 + j1,358 + 0,5 \cdot (0,17 - j0,581 + 0,094 - j0,09 + 0,001 - j0,001) = \\ &= 0,175 + j1,021 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Визначимо поточкорозподіл додаткових навантажень від втрат потужності в пунктах за ділянками Z-схеми мережі. Розрахунок виконуємо за допомогою методу контурних рівнянь аналогічно тому, як знаходили основний поточкорозподіл до цього.

Поточкорозподіл додаткових навантажень від втрат потужності в пунктах зображено на рис.4.8.

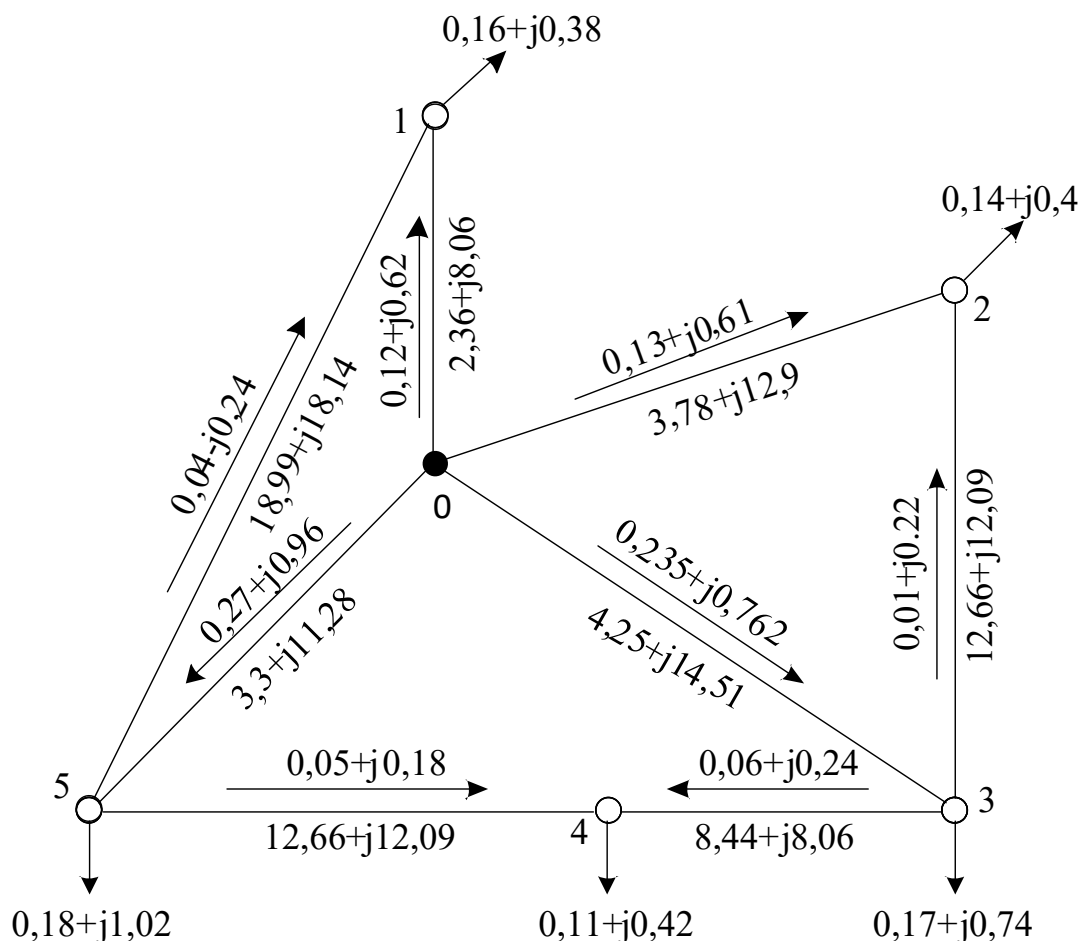


Рис.4.8 – Поточкорозподіл від додаткових навантажень пунктів на першій ітерації розрахунку у режимі максимальних навантажень

Знайдемо результуючий потік потужностей, наклавши потік потужностей від додаткових навантажень пунктів на основний.

Результуюче навантаження пункту 1 на першій ітерації:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\text{рез1}}^{(1)} &= \dot{S}_{\text{пр1}} + \Delta\dot{S}_{\text{п1}}^{(1)} = 26,094 - j20,077 + 0,158 + j0,381 = \\ &= 26,252 - j19,696 \text{ МВА.}\end{aligned}$$

Аналогічно визначаються навантаження решти пунктів.

Результуючий потік потужності на ділянці 0-1 на першій ітерації:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\text{рез0-1}}^{(1)} &= \dot{S}_{\text{осн0-1}} + \Delta\dot{S}_{\text{д0-1}}^{(1)} = 27,05 - j20,157 + 0,115 + j0,623 = \\ &= 27,165 - j19,534 \text{ МВА.}\end{aligned}$$

Рівні напруги в пунктах мережі на першій ітерації:

$$\begin{aligned}U_1^{(1)} &= \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{\text{рез0-1}}^{(1)} \cdot r_{0-1} - Q_{\text{рез0-1}}^{(1)} \cdot x_{0-2})} = \\ &= \sqrt{121^2 - 2 \cdot (27,165 \cdot 2,36 - (-19,534) \cdot 8,06)} = 119,155 \text{ кВ;} \\ U_2^{(1)} &= \sqrt{U_0^{(1)2} - 2 \cdot (P_{\text{рез0-2}}^{(1)} \cdot r_{0-2} - Q_{\text{рез0-2}}^{(1)} \cdot x_{0-2})} = \\ &= \sqrt{121^2 - 2 \cdot ((20,383) \cdot 3,776 - (-15,265) \cdot 12,896)} = 118,701 \text{ кВ;} \\ U_3^{(1)} &= \sqrt{U_0^{(1)2} - 2 \cdot (P_{\text{рез0-3}}^{(1)} \cdot r_{0-3} - Q_{\text{рез0-3}}^{(1)} \cdot x_{0-3})} =\end{aligned}$$

$$= \sqrt{121^2 - 2 \cdot ((19,727) \cdot 4,248 - (-15,197) \cdot 14,508)} = 118,459 \text{ кВ};$$

$$U_4^{(1)} = \sqrt{U_3^{(1)2} - 2 \cdot (P_{\text{рез3-4}}^{(1)} \cdot r_{3-4} - Q_{\text{рез3-4}}^{(1)} \cdot x_{3-4})} =$$

$$= \sqrt{118,459^2 - 2 \cdot ((6,109) \cdot 8,44 - (-5,18) \cdot 8,06)} = 117,668 \text{ кВ};$$

$$U_5^{(1)} = \sqrt{U_0^{(1)2} - 2 \cdot (P_{\text{рез0-5}}^{(1)} \cdot r_{0-5} - Q_{\text{рез0-5}}^{(1)} \cdot x_{0-5})} =$$

$$= \sqrt{121^2 - 2 \cdot (21,35 \cdot 3,304 - (-14,658) \cdot 11,284)} = 119,034 \text{ кВ}.$$

Перевірка збіжності ітераційного процесу за критерієм зміни модулів напруги в пунктах:

$$\Delta U_1^{(1)} = \frac{|U_1^{(1)} - U_1^{(0)}|}{U_1^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|119,155 - 110|}{110} \cdot 100\% = 8,323 \%;$$

$$\Delta U_2^{(1)} = \frac{|U_2^{(1)} - U_2^{(0)}|}{U_2^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|118,701 - 110|}{110} \cdot 100\% = 7,91 \%;$$

$$\Delta U_3^{(1)} = \frac{|U_3^{(1)} - U_3^{(0)}|}{U_3^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|118,459 - 110|}{110} \cdot 100\% = 7,69 \%;$$

$$\Delta U_4^{(1)} = \frac{|U_4^{(1)} - U_4^{(0)}|}{U_4^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|117,668 - 110|}{110} \cdot 100\% = 6,971 \%;$$

$$\Delta U_5^{(1)} = \frac{|U_5^{(1)} - U_5^{(0)}|}{U_5^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|119,034 - 110|}{110} \cdot 100\% = 8,213 \%.$$

Продовжуємо розрахунок, оскільки зміни модулів напруги перевищують 2%.

										Лист
										55
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	ДП 7112.141.010.ПЗ					



Розрахуємо потужність БП на першій ітерації:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{бп}}^{(1)} &= \dot{S}_{\text{рез0-2}}^{(1)} + \dot{S}_{\text{рез0-1}}^{(1)} + \dot{S}_{\text{рез0-3}}^{(1)} + \dot{S}_{\text{рез0-5}}^{(1)} + \\ &+ 0,5 \cdot \left( \Delta \dot{S}_{z0-2}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z0-3}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z0-5}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z0-1}^{(1)} \right) + \underline{Y}_{\text{бп}} \cdot U_{\text{бп}}^2 = \\ &= 27,165 - 19,534 + 20,838 - j15,265 + 19,727 - j15,197 + 21,35 - j25,65 + \\ &+ 0,5 \cdot (0,201 - j0,686 + 0,192 - j0,657 + 0,202 - j0,689 + 0,17 - j0,581) + \\ &+ 1,649 \cdot 10^{-4} \cdot 121^2 = 89,463 - j63,546 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Сумарна потужність всіх навантажень мережі:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\Sigma} &= \dot{S}_{\text{ма}} + \dot{S}_{\text{ма}2} + \dot{S}_{\text{ма}3} + \dot{S}_{\text{ма}4} + \dot{S}_{\text{ма}5} = 26 - j17,888 + \\ &+ 19 - j13,158 + 15 - j10,314 + 14 - j9,512 + 14 - j9,564 = \\ &= 88 - j60,435 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Повні втрати потужності будуть рiні:

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)} = \dot{S}_{\text{бп}}^{(1)} - \dot{S}_{\Sigma} = 89,463 - 63,546 - (88 - j60,435) = 1,463 - j3,111 \text{ МВА.}$$

Результуючий потокорозподіл потужностей на першій ітерації розрахунку в режимі максимальних навантажень зображено на рис.4.9.

					ДП 7112.141.010.ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		56

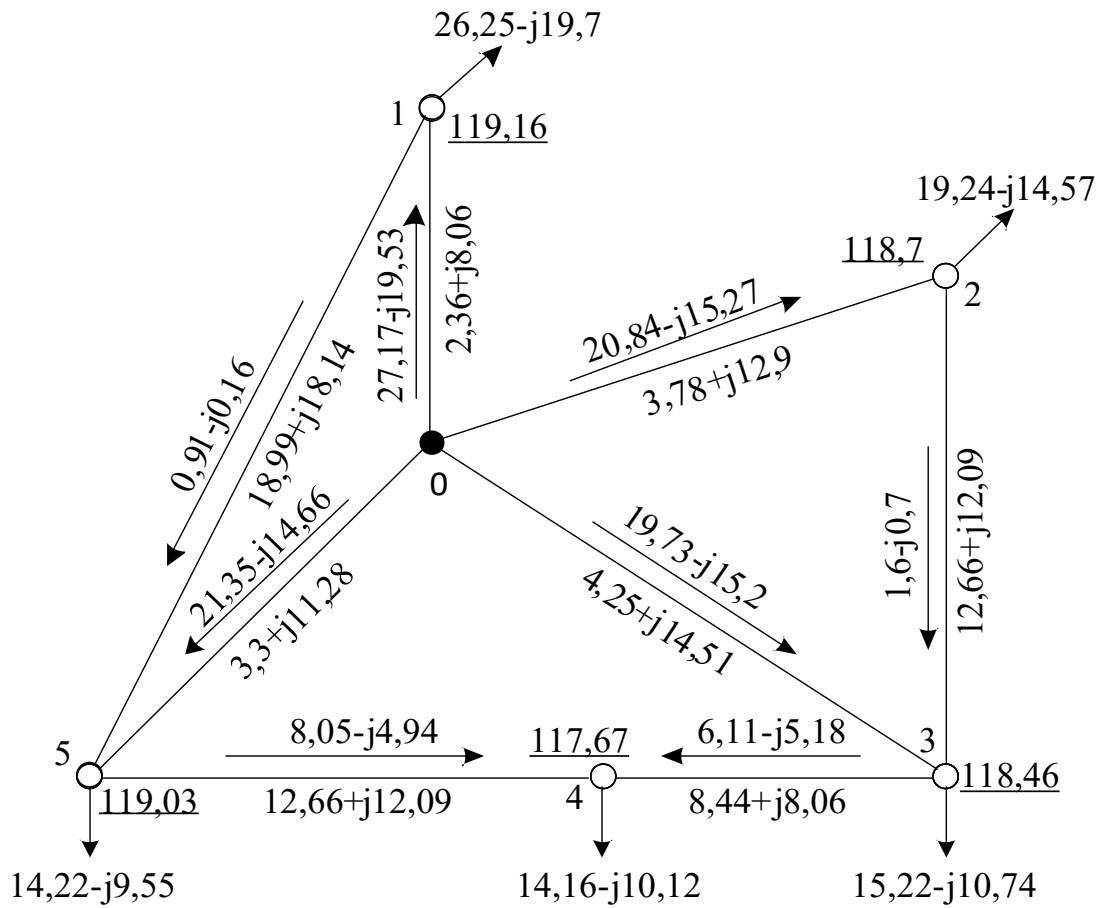


Рис.4.9 – Результуючий потікорозподіл потужностей та режим на-  
пруги в пунктах схеми на першій ітерації в режимі максимальних навантажень.

Аналогічні розрахунки для наступних ітерацій наведено в табл.4.12

Таблиця 4.12 – Результати ітераційного розрахунку

Ітерація	2	3
$U_1$ , кВ	119,169	119,169
$U_2$ , кВ	118,721	118,721
$U_3$ , кВ	118,484	118,484
$U_4$ , кВ	117,696	117,696

Продовження табл.4.12

Ітерація	2	3
$U_5$ , кВ	119,058	119,058
$\Delta U_1$ , %	0,011	$3,41 \cdot 10^{-4}$
$\Delta U_2$ , %	0,017	$3,787 \cdot 10^{-5}$
$\Delta U_3$ , %	0,021	$2,846 \cdot 10^{-4}$
$\Delta U_4$ , %	0,024	$2,926 \cdot 10^{-4}$
$\Delta U_5$ , %	0,02	$3,343 \cdot 10^{-4}$
$\dot{S}_{\text{БП}}$ , МВА	89,426-j62,62	89,426-j62,617
$d\dot{S}_{\Sigma}$ , МВА	1,426-j2,184	1,426-j2,182
$\partial\dot{S}_{\Sigma}$ , %	26,973	0,074

Оскільки зміна сумарних втрат потужності та модулів напруги на третій ітерації не перевищує 2%, то розрахунок можна вважати завершеним.

Зобразимо на рис.4.10 результуючий поточкорозподіл потужностей та рівні напруг в пунктах мережі в режимі максимальних навантажень.

Виконаємо перевірку значення струмових навантажень на технічні обмеження обраних ПЛ.

Для ділянки 0-1:

$$I_{\text{макс}0-1} = \frac{\sqrt{(P_{\text{рез}0-1}^{(3)})^2 + (Q_{\text{рез}0-1}^{(3)})^2}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,5 \cdot ((U_0)^2 + (U_1^{(3)})^2)}} \cdot 10^3 =$$

$$= \frac{\sqrt{(27,15)^2 + (-19,336)^2}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,5 \cdot ((121)^2 + (119,169)^2)}} \cdot 10^3 = 160,251 \text{ А.}$$

$$S_{\Sigma} = 1,43 - j2,18$$

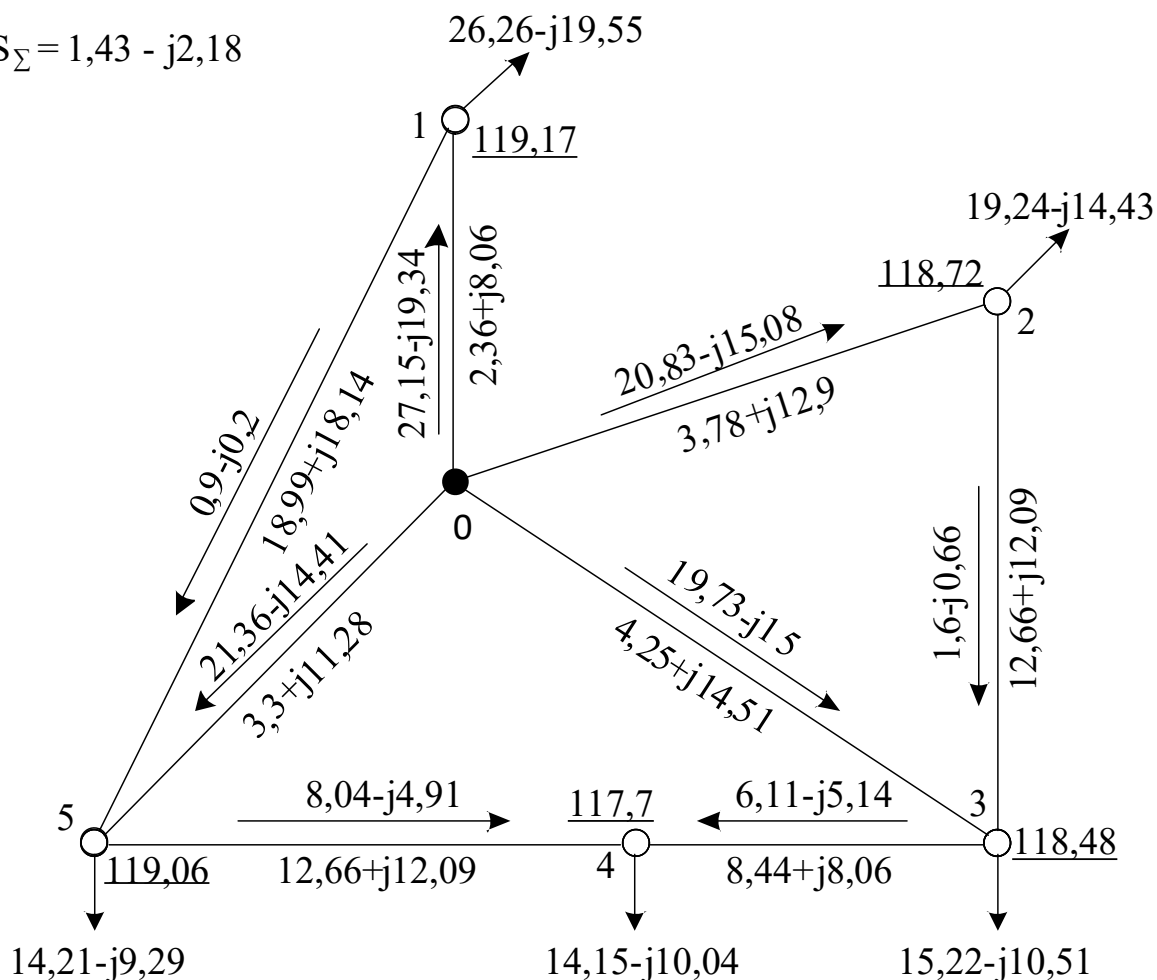


Рис.4.10 – Результат розрахунку мережі в режимі максимальних навантажень

Результат розрахунку струмових навантажень наведений в табл.4.13.

Таблиця 4.13 – Струмові навантаження ділянок в режимі максимальних навантажень

Ділянка	Переріз проводу F, мм <sup>2</sup>	Струмове навантаження I, А	Тривалий допустимий струм I <sub>доп</sub> , А
0-2	1×240	123,871	610
0-3	1×240	119,482	610
2-3	1×70	8,398	265

Продовження табл.4.13

Ділянка	Переріз проводу F, мм <sup>2</sup>	Струмове навантаження I, А	Тривалий допустимий струм I <sub>доп</sub> , А
3-4	1×70	39,028	265
5-4	1×70	45,948	265
0-5	1×240	123,918	610
1-5	1×70	4,456	265
0-1	1×240	160,256	610

Струмові навантаження ділянок не перевищують допустимих значень, отже, обрані перерізи проводів ПЛ вибрані вірно.

Для режиму максимальних навантажень виберемо відгалуження ПБЗ та РПН силових трансформаторів в пунктах мережі.

Приклад розрахунку наведемо для ПС №2, де мають бути встановлені два трансформатора типу ТДТН-16000/110.

Розрахуємо втрати напруги в обмотках блоку трансформаторів:

$$\Delta U_{TB2} = \frac{(P_{B2} + \Delta P_{tz2} + g_{T2} \cdot U_2^2) \cdot r_{B2}}{U_2} - \frac{(Q_{B2} + \Delta Q_{tz2} + b_{T2} \cdot U_2^2) \cdot x_{B2}}{U_2} =$$

$$= \frac{(19 + 94,688 \cdot 10^{-3} + 3,478 \cdot 10^{-6} \cdot (|118,721|)^2) \cdot 2,583}{|118,721|} -$$

$$- \frac{(-13,158 - 1,805 - 2,42 \cdot 10^{-5} \cdot (|118,721|)^2) \cdot 44,428}{|118,721|} = 6,144 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{TC2} = \frac{P_{c2} \cdot r_{c5} - Q_{c2} \cdot x_{c2}}{U_2 - \Delta U_{TB2}} = \frac{17 \cdot 2,583 + 11,866 \cdot 0}{|118,721| - 6,144} = 0,39 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{TH2} = \frac{P_{H2} \cdot r_{H5} - Q_{H2} \cdot x_{H2}}{U_2 - \Delta U_{TB2}} = \frac{2 \cdot 2,583 + 1,292 \cdot 25,83}{|118,721| - 6,144} = 0,342 \text{ кВ}.$$

Знаходимо значення  $U_{\text{пс}}$  та  $U_{\text{пн}}$  для трансформаторів на ПС №2:

$$U_{\text{пс}2} = U_2 - \Delta U_{\text{тв}2} - \Delta U_{\text{тс}2} = 118,721 - 6,144 - 0,39 = 112,187 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{пн}2} = U_2 - \Delta U_{\text{тв}2} - \Delta U_{\text{тн}2} = 118,721 - 6,144 - 0,342 = 112,235 \text{ кВ}.$$

Тоді бажане відносне число регулювальних витків РПН буде:

$$\omega_{\text{вж}2} = \frac{U_{\text{пн}2} \cdot U_{\text{тн}2}}{U_{\text{тв}2} \cdot U_{\text{ндж}2}} - 1 = \frac{112,235 \cdot 11}{115 \cdot 10,5} - 1 = 0,022.$$

Звідси ступінь регулювання РПН становить:

$$N_{\text{в}2} = \frac{\omega_{\text{вж}2}}{\omega_{\text{в}0}} = \frac{0,022}{0,0178} = 1,26 \rightarrow N_{\text{в}2}^{\text{ст}} = 1.$$

Розраховуємо стандартне число регулювальних витків РПН силових трансформаторів на ПС №2:

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

Фактичний рівень напруги на шинах НН в пункті 2 становить:

$$U_{\text{нд}2} = \frac{U_{\text{пн}2} \cdot U_{\text{тн}2}}{U_{\text{тв}2} \cdot (1 + \omega_{\text{в}2}^{\text{ст}})} = \frac{112,235 \cdot 11}{115 \cdot (1 + 0,036)} = 10,548 \text{ кВ}.$$

Знаходимо бажане відносне число регулювальних витків ПБЗ для трансформаторів на ПС №2:

					ДП 7112.141.010.ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		61

$$\omega_{\text{сж2}} = \frac{U_{\text{сж2}} \cdot U_{\text{ТВ2}} \cdot (1 + \omega_{\text{В2}}^{\text{СТ}})}{U_{\text{ПС2}} \cdot U_{\text{ТС2}}} - 1 = \frac{38,5 \cdot 115 \cdot (1 + 0,036)}{112,187 \cdot 38,5} = 0,043.$$

Звідси ступінь регулювання ПБЗ становить:

$$N_{\text{с2}} = \frac{\omega_{\text{сж2}}}{\omega_{\text{с0}}} = \frac{0,043}{0,025} = 1,733 \rightarrow N_{\text{с2}}^{\text{СТ}} = 2.$$

Тоді стандартне число регулювальних витків ПБЗ силових трансформаторів на ПС №2 становить :

$$\omega_{\text{с2}}^{\text{СТ}} = N_{\text{с2}}^{\text{СТ}} \cdot \omega_{\text{с0}} = 2 \cdot 0,025 = 0,05.$$

Розраховуємо рівень напруги на шинах СН в пункті 2:

$$U_{\text{сд2}} = \frac{U_{\text{ПС2}} \cdot U_{\text{ТС2}} \cdot (1 + \omega_{\text{с2}}^{\text{СТ}})}{U_{\text{ТВ2}} \cdot (1 + \omega_{\text{В2}}^{\text{СТ}})} = \frac{112,187 \cdot 38,5 \cdot (1 + 0,05)}{115 \cdot (1 + 0,0178)} = 38,747 \text{ кВ.}$$

Для решти ПС відгалуження РПН та ПБЗ вибираються аналогічно. Результати розрахунку наведені в табл.4.14.

Таблиця 4.14 – Результати вибору РПН та ПБЗ в режимі максимальних навантажень

№ ПС	$U_i$ , кВ	$N_{\text{В}}^{\text{СТ}}$	$N_{\text{С}}^{\text{СТ}}$	$U_{\text{нд}}$ , кВ	$U_{\text{сд}}$ , кВ
1	119,169	2	2	10,473	38,591
2	118,721	1	2	10,548	38,747
3	118,484	2	2	10,458	38,513
4	117,696	1	2	10,566	38,124
5	119,058	2	2	10,53	38,85

#### 4.7 Режим мінімальних навантажень

Враховуючи коефіцієнт зменшення активного навантаження, перераховуємо значення навантажень в пунктах. Приклад розрахунку наведемо для ПС №2.

Знаходимо активне навантаження на шинах СН та НН:

$$P_{\text{CH2}}^{\text{min}} = 0,65 \cdot P_{\text{CH3}} = 0,65 \cdot 17 = 11,05 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{HH2}}^{\text{min}} = 0,65 \cdot P_{\text{HH3}} = 0,65 \cdot 2 = 1,3 \text{ МВт}.$$

Реактивне навантаження буде рівне:

$$Q_{\text{CH2}}^{\text{min}} = -P_{\text{CH2}}^{\text{min}} \cdot \text{tg}(\varphi_{\text{CH}}) = -11,05 \cdot \text{tg}(32,86^\circ) = -7,71 \text{ МВАр};$$

$$Q_{\text{HH2}}^{\text{min}} = -P_{\text{HH2}}^{\text{min}} \cdot \text{tg}(\varphi_{\text{CH}}) = -1,3 \cdot \text{tg}(34,915^\circ) = -0,84 \text{ МВАр}.$$

Тоді повне навантаження ПС №2 в режимі мінімальних навантажень буде становити:

$$\begin{aligned} \dot{S}_2^{\text{min}} &= P_{\text{CH2}}^{\text{min}} + P_{\text{HH2}}^{\text{min}} + j(Q_{\text{CH2}}^{\text{min}} + Q_{\text{HH2}}^{\text{min}}) = 11,05 + 1,3 + j(-7,71 - 0,84) = \\ &= 12,35 - j8,553 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Аналогічно рахуємо навантаження для інших підстанцій. Результати наведені в табл. 4.15.

Таблиця 4.15 – Навантаження підстанцій в режимі мінімальних навантажень

№ ПС	$\dot{S}_i^{\text{min}}$ , МВА
1	16,9-j11,627



Продовження табл. 4.15

Перевіримо можливість відключення одного з трансформаторів на ПС в режимі мінімальних навантажень.

Наведемо приклад для ПС №1.

Сума квадратів модулів потужності обмоток силових трансформаторів буде рівна:

$$\begin{aligned}\sum (|S_1|^2) &= (|\dot{S}_{\text{HH1}}^{\text{min}}|^2) + (|\dot{S}_{\text{CH1}}^{\text{min}}|^2) + (|\dot{S}_{\text{BH1}}^{\text{min}}|^2) = \\ &= 20,513^2 + 16,646^2 + 3,869^2 = 712,869 \text{ МВА.}\end{aligned}$$

Критична потужність трансформаторів на ПС №1 буде рівна:

$$S_{\text{кр1}} = \frac{4 \cdot \Delta P_{\text{HX1}} \cdot S_{\text{H1}}^2}{\Delta P_{\text{кз1}}} = \frac{4 \cdot 31 \cdot 25^2}{140} = 553,571 \text{ МВА.}$$

Звідси можна зробити висновок, що в режимі мінімальних навантажень в пункті 3 має бути включено два силові трансформатори, тому що  $712,869 \text{ МВА} > 553,571 \text{ МВА}$ .

Для інших ПС розраховуємо аналогічно. Результати наведені в табл. 4.16.

Таблиця 4.16 – Кількість включених силових трансформаторів на ПС

№ ПС	$\sum ( S_1 ^2)$ , МВА	$S_{\text{кри}}$ , МВА	К-сть трансформаторів
1	712,869	553,571	2
2	406,658	235,52	2
3	235,877	235,52	2
4	186,9	235,52	1
5	193,87	235,52	1

Оскільки кількість включених трансформаторів на деяких ПС змінилася через зміну навантажень, то необхідно перерахувати значення приведених навантажень та еквівалентних провідностей. Результати розрахунку наведені в табл. 4.17.

Таблиця 4.17 – Приведені навантаження та еквівалентні провідності

№ ПС	$\dot{S}_{пр}, \text{MVA}$	$\underline{Y}_j, \text{Cm}$
1	16,94-j12,552	$(4,688+j59,92) \cdot 10^{-6}$
2	12,409-j9,971	$(3,478+j59,94) \cdot 10^{-6}$
3	9,773-j7,185	$(3,478+j91,38) \cdot 10^{-6}$
4	9,137-j7,054	$(1,739+j52,29) \cdot 10^{-6}$
5	9,134-j7,07	$(1,739+j124,3) \cdot 10^{-6}$
0	-	$j164,9 \cdot 10^{-6}$

Розрахуємо режимні параметри мережі при мінімальних навантаженнях. Скористаємося методом контурних рівнянь, розрахунок ведеться аналогічно попередньому розрахунку режиму максимальних навантажень.

В табл. 4.18 наведено результати ітераційного розрахунку.

Таблиця 4.18 – Результати ітераційного розрахунку.

Ітерація	1	2	3
$U_1, \text{kV}$	113,8	113,805	113,805
$U_2, \text{kV}$	113,468	113,476	113,476
$U_3, \text{kV}$	113,334	113,344	113,344
$U_4, \text{kV}$	112,801	112,812	112,812
$U_5, \text{kV}$	113,718	113,728	113,728



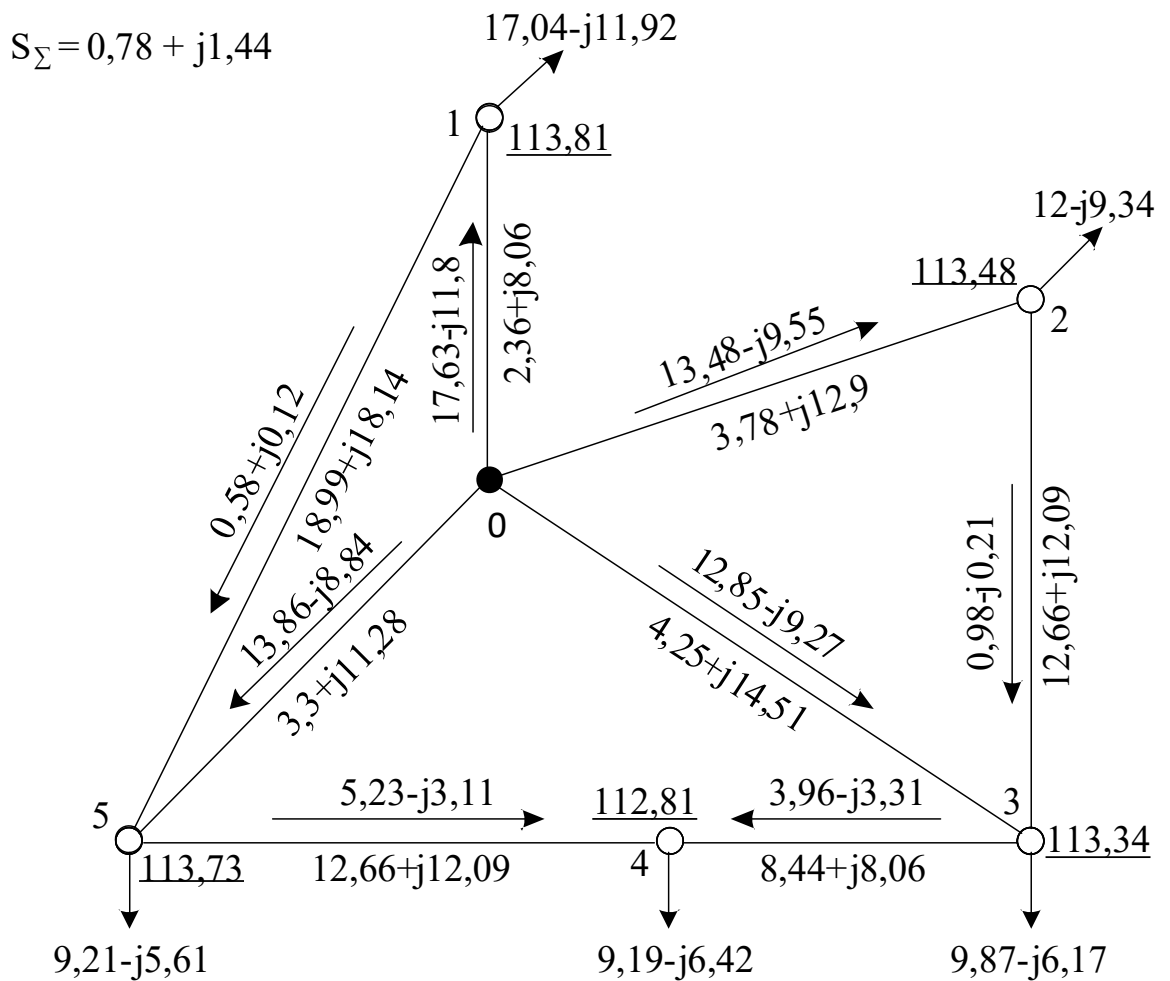


Рис.4.11 – Результат розрахунку мережі в режимі мінімальних навантажень

#### 4.8 Післяаварійний режим

Найбільш завантаженою ділянкою мережі є ділянка 0-1. Виконаємо розрахунок післяаварійного режиму роботи мережі у випадку відключення цієї лінії.

Перераховуємо значення еквівалентних провідностей в пунктах 0 та 1:

$$\begin{aligned} \underline{Y}_1 &= 0.5 \cdot (\underline{Y}_{5-1}) + \underline{Y}_{6-1} = \\ &= ((0.5 \cdot (j115,9)) + 4,688 - j26,47) \cdot 10^{-6} = (4,688 + j31,48) \cdot 10^{-6} \text{ См;} \end{aligned}$$

$$Y_0 = 0.5 \cdot (Y_{0-2} + Y_{0-3} + Y_{0-5}) =$$

$$= 0.5 \cdot (j91 + j102,4 + j79,62) \cdot 10^{-6} = j136,5 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Решта значень еквівалентних провідностей не змінилися.

Розрахунок режимних параметрів мережі у післяаварійному здійснюємо за допомогою методу контурних рівнянь. Ітераційний розрахунок виконується аналогічно попереднім розрахункам. Результати наведені в табл. 4.20.

Таблиця 4.20 – Результати ітераційного розрахунку післяаварійного режиму

Ітерація	1	2
$U_1$ , кВ	102,523	102,515
$U_2$ , кВ	112,431	112,435
$U_3$ , кВ	111,823	111,827
$U_4$ , кВ	110,22	110,222
$U_5$ , кВ	110,537	110,537
$\Delta U_1$ , %	6,798	$3,734 \cdot 10^{-3}$
$\Delta U_2$ , %	2,21	$3,743 \cdot 10^{-3}$
$\Delta U_3$ , %	1,657	$1,943 \cdot 10^{-3}$
$\Delta U_4$ , %	0,2	$1,312 \cdot 10^{-4}$
$\Delta U_5$ , %	0,489	$8,2 \cdot 10^{-3}$
$\dot{S}_{\text{БП}}$ , МВА	90,024-j60,435	90,003-j66,192
$d\dot{S}_{\Sigma}$ , МВА	2,024-j5,841	2,003+j5,757
$\partial\dot{S}_{\Sigma}$ , %	-	1,395

Оскільки зміна сумарних втрат потужності та модулів напруги на другій ітерації не перевищує 2%, то розрахунок можна вважати завершеним.

Зобразимо на рис.4.12 результуючий поточкорозподіл потужностей та рівні напруг в пунктах мережі в післяаварійному режимі.

В табл. 4.21 наведено результат вибору відгалужень РПН та ПБЗ силових трансформаторів на всіх ПС у післяаварійному режимі.

Таблиця 4.21 – Результати вибору РПН та ПБЗ у післяаварійному режимі

№ ПС	$U_i$ , кВ	$N_B^{CT}$	$N_C^{CT}$	$U_{нд}$ , кВ	$U_{сд}$ , кВ
1	102,515	-7	2	10,484	38,67
2	112,435	-2	2	10,489	38,528
3	111,827	-2	2	10,552	38,87
4	110,222	-5	2	10,423	
5	110,537	-5	1	10,497	38,037

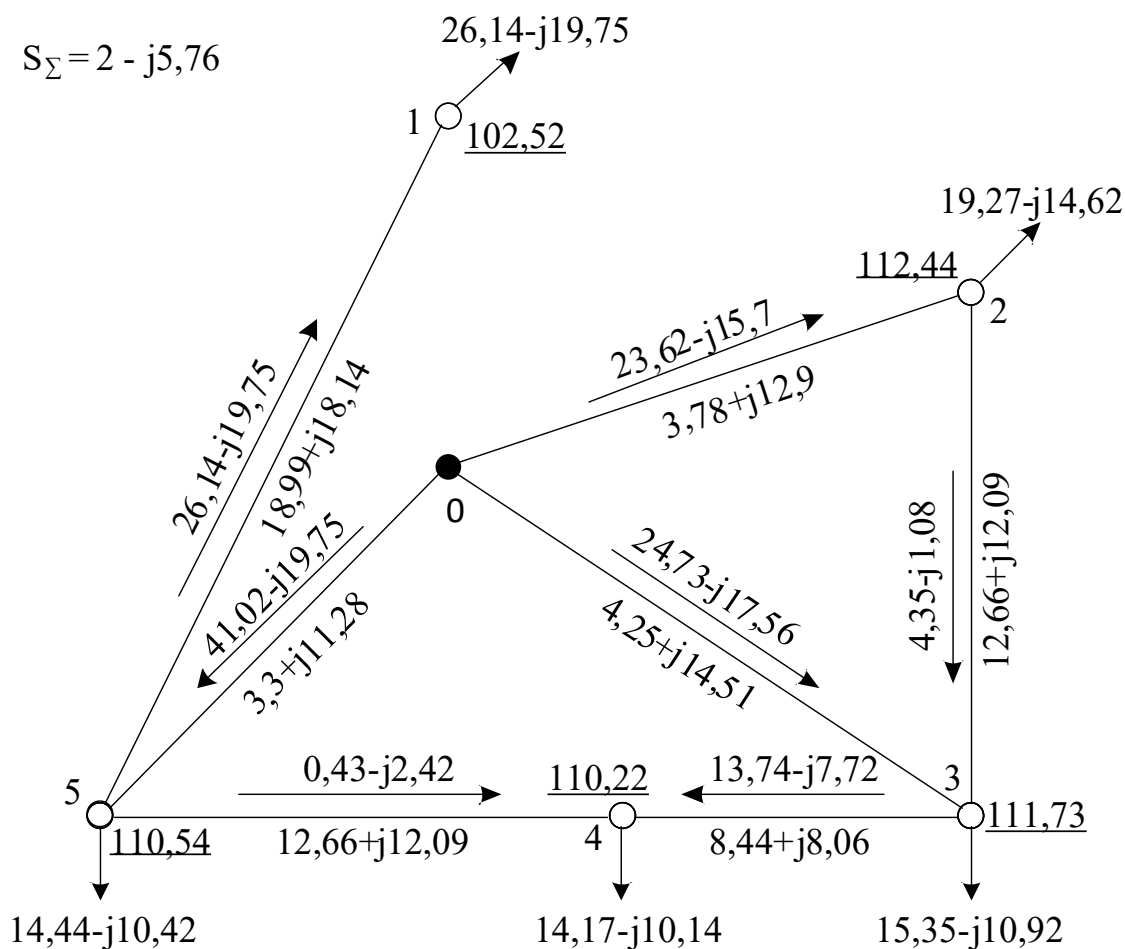


Рис.4.12 – Результат розрахунку мережі в післяаварійному режимі

## Висновок до розділу

В даному розділі було обрано кількість та тип силових трансформаторів для встановлення на ПС, виконано вибір перерізів проводів ПЛ 110 кВ, а також виконана їх перевірка на відповідність технічним обмеженням, розрахувавши першу та другу групи післяаварійних режимів.

Після було розраховано мережу в таких режимах, як максимальних та мінімальних навантажень і післяаварійному режимах, відповідно вибрано необхідні відгалуження РПН та ПБЗ для кожного з них.

У кожному з режимів значення струму та напруги не виходять за допустимі межі.

					ДП 7112.141.010.ПЗ	Лист
						70
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

## ВИСНОВКИ

В процесі виконання даної роботи було спроектовано та пораховано районну електричну мережу номінальної напруги 110 кВ.

Першим кроком стала побудова функції оптимальних дисконтованих витрат для ПЛ-110 кВ, яка виконана на сталевих опорах. Обрані перерізи проєктованих ліній – 70 мм<sup>2</sup> та 240 мм<sup>2</sup>.

В другому розділі була знайдена апроксимована функція дисконтованих витрат для ПЛ-110 кВ за допомогою методу найменших квадратів.

У третьому розділі за допомогою методу поконтурної оптимізації було оптимізовано проєктовану РЕМ 110 кВ.

Далі було розраховано мережу в усталених режимах роботи. Для кожного з них було отримано наступні значення втрат: режим максимальних навантажень – 1,463 – j3,111 МВА; режим мінімальних навантажень – 0,777 + j1,442 МВА; післяаварійний режим – 2,003 – j5,757 МВА. Технічні вимоги виконуються для всіх режимів, допустимі значення напруги в пунктах знаходяться в межах норми.

					ДП 7112.141.010.ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		71



## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Модели оптимального развития энергосистем / В.А. Баженов. Учеб. пособие. – Киев: КПИ, 1984. – 100 с.
2. Районні електричні мережі: Метод. вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи та мережі» (Електротехнічна частина) для студ. усіх форм навчання та студентів-іноземців напрямку підготов. 6.050701 «Електротехніка та електротехнології»/ Уклад.: В.М. Сулейманов, В.В. Чижевський, О.М. Янковська – К.: НТУУ «КПІ», 2009. – 89 с.
3. Математичні моделі електричних систем: Метод. вказівки до викон. лабораторних робіт з дисципліни “Математичні моделі електричних систем” для студ. усіх форм навчання та студ.-іноземців спец. 7.090602 “Електричні системи і мережі” / Уклад. Т. Л. Кацадзе, О. М. Паненко. – К.: ІВЦ “Видавництво «Політехніка»”, 2006. – 72 с.
4. Электрические системы и сети / Буслова Н.В., Винославский В.Н., Денисенко Г.И., Перхач В.С. – К.: Вища шк, 1986. – 584 с.

					ДП 7112.141.010.ПЗ	Лист
						72
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Ім'я користувача:  
Чижевський Володимир Валерійович

ID перевірки:  
1008107145

Дата перевірки:  
31.05.2021 17:29:33 EEST

Тип перевірки:  
Doc vs Internet + Library

Дата звіту:  
31.05.2021 17:30:59 EEST

ID користувача:  
100006981

Назва документа: Ренгач

Кількість сторінок: 63 Кількість слів: 8590 Кількість символів: 55579 Розмір файлу: 1.31 MB ID файлу: 1008190902

Виявлено модифікації тексту (можуть впливати на відсоток схожості)

## 6.69% Схожість

Найбільша схожість: 3.31% з Інтернет-джерелом ([https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28477/1/Dolynyuk\\_bakalavr.pdf](https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28477/1/Dolynyuk_bakalavr.pdf)).

6.38% Джерела з Інтернету

28

Сторінка 65

2.17% Джерела з Бібліотеки

53

Сторінка 65

## 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

356

Підозріле форматування

27  
сторінок