

**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  
“ \_\_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 2023р.

**Дипломний проєкт  
на здобуття ступеня «бакалавр»**

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

на тему: «Оптимізація та розрахунок усталених режимів  
електричної мережі 110 кВ»

Виконав: студент 4 курсу, групи ЕС-91  
(шифр групи)

Крихтяк Владислав Володимирович  
(прізвище, ім'я, по батькові)

  
\_\_\_\_\_ (підпис)

Керівник проєкту: к.т.н., доц., Баженов Володимир Андрійович  
(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

  
\_\_\_\_\_ (підпис)

Консультант:

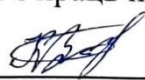
\_\_\_\_\_ (назва розділу ДП) \_\_\_\_\_ (вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

\_\_\_\_\_ (підпис)

Рецензент: к.т.н., доц., Пушкар Микола Васильович  
(посада, науковий ступінь, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

\_\_\_\_\_ (підпис)

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

Студент   
\_\_\_\_\_ (підпис)

Київ – 2023

**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»  
Освітня програма – «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ  
Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_ **В.В. Кирик**  
(підпис) (ініціали, прізвище)

«» \_\_\_\_\_ 2023 р.

**ЗАВДАННЯ**  
**на дипломний проект студенту**  
**Крихтяку Владиславу Володимировичу**  
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту Тема проекту «Оптимізація та розрахунок усталених режимів електричної мережі 110 кВ», керівник проекту Баженов Володимир Андрійович, доцент, затверджені наказом по університету від «25» травня 2023р. № 1969-с.
2. Строк подання студентом проекту «21» червня 2023р.
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 2023 року.

#### Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту	Строк виконання етапів проекту	Примітка
1	Аналіз літератури згідно теми роботи	12.04-19.04	
2	Побудова функції дисконтованих витрат	19.04-26.04	
3	Апроксимація функції дисконтованих витрат	26.04-03.05	
4	Вибір оптимальної конфігурації схеми РЕМ	03.05-10.05	
5	Розрахунок усталених режимів роботи мережі	10.05-17.05	
6	Оформлення пояснювальної записки	17.05-19.05	
7	Оформлення технічних креслень	20.05-31.05	

Студент

\_\_\_\_\_ (підпис)

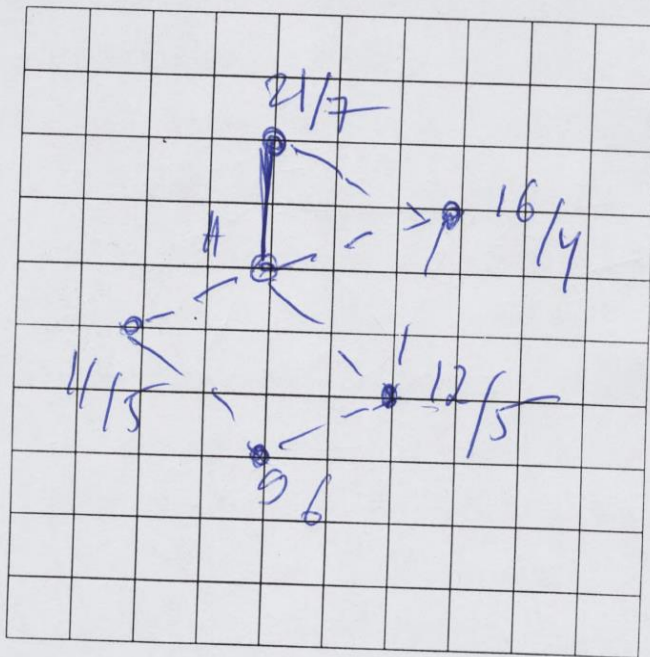
Владислав КРИХТЯК

Керівник проекту

\_\_\_\_\_ (підпис)

Володимир БАЖЕНОВ

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:

\$ 39,9

- 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.
- $\cos \varphi_{сн} = \underline{0,81}$ ,  $\cos \varphi_{нн} = \underline{0,84}$ ,  $T_{max} = \underline{5300}$  [год/рік].
- У всіх пунктах підключені споживачі I-ї та II-ї категорії.
- Географічний район спорудження мережі \_\_\_\_\_
- Коефіцієнт зниження активного навантаження пунктів у режимі мінімальних навантажень  $\alpha = \underline{65}$  (%). р-н I – II.
- $M_{ран} = \underline{\hspace{2cm}}$  [МВт·км],  $\alpha_m = \underline{\hspace{2cm}}$

Примітки:

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

Завдання  
видане



Дата \_\_\_\_\_

Підпис викладача

# **Пояснювальна записка до дипломного проекту**

на тему: « Оптимізація та розрахунок ustalених режимів електричної мережі 110 кВ»

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проект	1	
2	A4	ДП9107.141.006.ПЗ	Пояснювальна записка	69	
3	A1	ЕС9107.141.01.006.ТК	Функція оптимальних витрат	1	
4	A1	ДП9107.141.02.006.ТК	Метод упорядкованого виключення гілок	1	
5	A1	ДП9107.141.03.006.ТК	Принципова схема РЕМ та розрахунок режимів роботи РЕМ	1	

					ДП91.141.009.ПЗ			
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив		Крихтяк В.В.			Вибір оптимального варіанту конфігурації замкненої електричної мережі, розрахунок усталених режимів її роботи	Літ.	Лист	Листів
Перевірив		Баженов В.А.					6	
Реценз.						КПІ Ім. Ігоря Сікорського, ФЕА, гр. ЕС-91		
Н. Контр.								
Затвердив		Кирик В.В.						

## РЕФЕРАТ

Даний дипломний проєкт складається з пояснювальної записки та графічної частини. Пояснювальна записка має 69 сторінок у форматі А4 і включає 27 таблиць, 25 рисунків і 4 джерела літератури. Графічна частина складається з 3 аркушів формату А1.

Метою даного дипломного проєкту є оптимізація розвитку електричної мережі з напругою 110 кВ. В рамках проєкту, була побудована функція дисконтованих витрат та її апроксимація, а також проведений розрахунок усталених режимів роботи мережі. Мережу було оптимізовано за допомогою методу упорядкованого виключення гілок .

ФУНКЦІЯ ЗАГАЛЬНИХ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ, ОПТИМАЛЬНА КОНФІГУРАЦІЯ, ПОТОКОРОЗПОДІЛ, АПРОКСИМАЦІЯ ФУНКЦІЇ, ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, РЕЖИМИ РОБОТИ , СТРУМОРОЗПОДІЛ.

					ДП91.141.007.ПЗ	Лист
						7
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

## ABSTRACT

This diploma project consists of an explanatory report and a graphical part. The explanatory report has 69 pages in a4 format, including 27 tables, 25 figures, and 5 references. The graphical part consists of 3 sheets in a1 format.

The aim of this diploma project is to optimize the development of a 110 kV electrical network. Within the project, a discounted cost function and its approximation were constructed, and steady-state operating modes of the network were calculated. The network was optimized using the method of branch and bound.

THE FUNCTION OF OVERALL DISCOUNTED COSTS, OPTIMAL CONFIGURATION, POWER FLOW DISTRIBUTION, FUNCTION APPROXIMATION, ELECTRICAL NETWORK, OPERATING MODES, CURRENT DISTRIBUTION.

					ДП91.141.007.ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		8

## ЗМІСТ

Перелік умовних скорочень .....	10
Вступ.....	11
1 Побудова функції дисконтованих витрат .....	12
1.1 Загальні положення .....	12
1.2 Функція дисконтованих витрат.....	14
Висновок по розділу 1 .....	16
2 Апроксимація функції дисконтованих витрат .....	17
2.1 Загальні положення .....	17
2.2 Апроксимація функції дисконтованих .....	18
Висновок по розділу 2 .....	20
3 Визначення оптимальної конфігурації для проєктованої електричної мережі .....	21
3.1 Загальні положення .....	21
3.2 Оптимізація схеми РЕМ 110 кВ .....	22
Висновок по розділу 3 .....	30
4 Розрахунок режимів роботи електричної мережі.....	31
4.1 Вибір типу та кількості силових трансформаторів .....	31
4.2 Визначення поточкорозподілу за L-схемою мережі .....	32
4.3 Вибір перерізу проводів для замкненої мережі.....	36
4.4 Розрахунок параметрів Z-схеми мережі.....	43
4.5 Розрахунок приведених навантажень та еквівалентних провідностей..	46
4.6 Режиму максимальних навантажень .....	48
4.7 Режиму мінімальних навантажень.....	58
4.8 Післяаварійний режим .....	63
Висновок по розділу 4 .....	67
Загальні висновки.....	68
Список використаних джерел .....	69

					ДП91.141.007.ПЗ	Лист
						9
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

ПЛ	–	повітряна лінія
КЗ	–	коротке замикання
НН	–	низька напруга
ВН	–	висока напруга
РЕМ	–	район електричних мереж
РПН	–	Регулювання під навантаженням
ПБЗ	–	перемикання без збудження
ПС	–	підстанція
ЛЕП	–	лінія електропередавання

## ВСТУП

Метою дипломного проєкту є систематизація та застосування теоретичних знань та практичних навичок у розв'язанні інженерних задач. В нашому випадку мається на увазі розрахунок районної електричної мережі, усталених режимів та оптимізація розвитку мережі.

Електричною мережею називають сукупність зв'язаних між собою електроустановок для розподілу і передавання електричної енергії, яка складається з підстанцій, розподільчих пристроїв, кабельних і повітряних ліній електропередавання .

Для досягнення поставленої мети в роботі вирішено наступні завдання:

1. Побудова функції оптимальних витрат для ПЛ-110 кВ на залізобетонних опорах.
2. Виконання апроксимації функції дисконтованих витрат.
3. Виконання оптимізації електричної мережі методом упорядкованого виключення гілок.
4. Виконання розрахунку усталених режимів роботи електричної мережі.

Особливу увагу потрібно приділити при виборі оптимальної конфігурації електричної мережі. Оскільки саме вона з'єднує споживачів із джерелом живлення. При вирішенні цієї задачі, необхідно враховувати такі параметри як, надійність, якість , пропускну здатність, навантаження ліній.

					ДП91.141.007.ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		11

# 1 ПОБУДОВА ФУНКЦІЇ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ

## 1.1 Загальні положення

Для розвитку електричних мереж критерієм оптимальності вважається мінімум функції загальних дисконтованих витрат.

$$Z^c = \sum_{i \in M} Z_c \quad (1.1)$$

де  $i$  – поточний індекс віток мережі;

$M$  – кількість віток.

При вирішенні задач оптимізації необхідно враховувати вимоги до надійності та якості енергопостачання. Кожна система електричного живлення включає в себе силові трансформатори на підстанціях та мережі електропередавання. Оскільки параметри елементів електричної мережі, такі як номінальна напруга, потужність трансформатора, перерізи проводів та кількість ланцюгів, є дискретними, розв'язання оптимізаційної задачі ускладнюється. Для спрощення процесу розв'язання можна скористатися методом економічних інтервалів. Цей метод передбачає, що витрати для кожної гілки мережі при будь-якому значенні потужності на цій гілці повинні задовольняти певну умову.

$$Z_i(P_i) = \min\{Z_{i1}(P_i), Z_{i2}(P_i), \dots, Z_{iV}(P_i)\}. \quad (1.2)$$

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

Затрати на лінію електропередачі мають такий вигляд:

$$Z_V = l \cdot Z_{V0}, \quad (1.3)$$

де  $l$  – довжина лінії;

$Z_{V0}$  – приведені витрати на експлуатацію одиниці довжини необхідного типу

					ДП91.141.007.ПЗ	Лист
						12
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

та напруги з перерізом  $S_V$  та на будівництво.

$$K_{V0} + Z_{V0} = \frac{P_a \cdot K_{V0}}{E} + \frac{P^2}{U_n^2 \cdot \cos^2 \varphi \cdot E} \cdot r_{V0} \cdot Z_e \cdot \tau. \quad (1.4)$$

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

$U_n$  – 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;

$\tau$  – час максимальних втрат.

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

Дану функцію дисконтованих витрат можна подати у такому вигляді:

$$Z_{V0} = a_{V0} + b_{V0} \cdot P^2. \quad (1.5)$$

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

$$a_{V0} = K_{V0} + \frac{P_a \cdot K_{V0}}{E} \quad (1.6)$$

$$b_{V0} = \frac{r_{V0} \cdot Z_e \cdot \tau}{U_n^2 \cdot \cos^2 \varphi \cdot E} \quad (1.7)$$

## 1.2 Функція дисконтованих витрат для лінії 110 кВ

Побудуємо функцію дисконтованих витрат для ПЛ 110 кВ, яка виконана на залізобетонних опорах. Значення питомого опіру проводів, які будуть використовуватися, наведені в табл. 1.1

					ДП91.141.007.ПЗ	Лист
						13
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.1 – Технічні дані проводів

Переріз, мм <sup>2</sup>	Опір при постійному струму Ом/км
70/11	0,422
120/19	0,244
240/32	0,118

Для подальшого розрахунку необхідні такі дані:

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

$E = 0,1$  – норма дисконту;

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

Розраховуємо час максимальних втрат:

$$\begin{aligned} \tau &= (0,124 + T_{max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + T_{max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 5600 = \\ &= 4098,4 \frac{\text{год}}{\text{рік}}. \end{aligned}$$

В табл. 1.2 наведені базові показники вартості спорудження ПЛ-110 кВ на залізобетонних опорах із урахуванням курсу долара 39,9 грн за 1 долар.

Таблиця 1.2 – Базові показники вартості спорудження ПЛ-110 кВ

Переріз, мм <sup>2</sup>	Вартість, тис.грн./км
70/11	2513,7
120/19	2753,1
240/32	3192

Розраховуємо коефіцієнти параболи для обраних перерізів проводів:

$$\begin{aligned} a_{V0(70)} &= K_{V0(70)} + \frac{P_a \cdot K_{V0(70)}}{E} = 2513,7 + \frac{1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 2513,7}{0,1} \\ &= 2815,3 \text{ тис. грн/км}; \end{aligned}$$

$$b_{V0(70)} = \frac{r_{V0(70)} \cdot З_e \cdot \tau}{U_H^2 \cdot \cos^2 \varphi \cdot E} = \frac{0,422 \cdot 2,74 \cdot 4098,4}{110^2 \cdot 0,9^2 \cdot 0,1} = 4,835 \text{ тис. грн/км};$$

$$a_{V0(120)} = K_{V0(120)} + \frac{P_a \cdot K_{V0(120)}}{E} = 2753,1 + \frac{1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 2753,1}{0,1}$$

$$= 3083,4 \text{ тис. грн/км ;}$$

$$b_{V0(120)} = \frac{r_{V0(120)} \cdot 3_e \cdot \tau}{U_H^2 \cdot \cos^2 \varphi \cdot E} = \frac{0,244 \cdot 2,74 \cdot 4098,4}{110^2 \cdot 0,9^2 \cdot 0,1} = 2,796 \text{ тис. грн/км ;}$$

$$a_{V0(240)} = K_{V0(240)} + \frac{P_a \cdot K_{V0(240)}}{E} = 3192 + \frac{1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 3192}{0,1}$$

$$= 3575,04 \text{ тис. грн/км ;}$$

$$b_{V0(240)} = \frac{r_{V0(240)} \cdot 3_e \cdot \tau}{U_H^2 \cdot \cos^2 \varphi \cdot E} = \frac{0,422 \cdot 2,74 \cdot 4098,4}{110^2 \cdot 0,9^2 \cdot 0,1} = 1,352 \text{ тис. грн/км .}$$

Далі знаходимо значення функції дисконтованих витрат для обраних перерізів:

$$3_{V0(70)} = a_{V0(70)} + b_{V0(70)} \cdot P^2 = 2815,3 + 4,835 \cdot P^2;$$

$$3_{V0(120)} = a_{V0(120)} + b_{V0(120)} \cdot P^2 = 3083,4 + 2,796 \cdot P^2;$$

$$3_{V0(240)} = a_{V0(240)} + b_{V0(240)} \cdot P^2 = 3575,04 + 1,352 \cdot P^2.$$

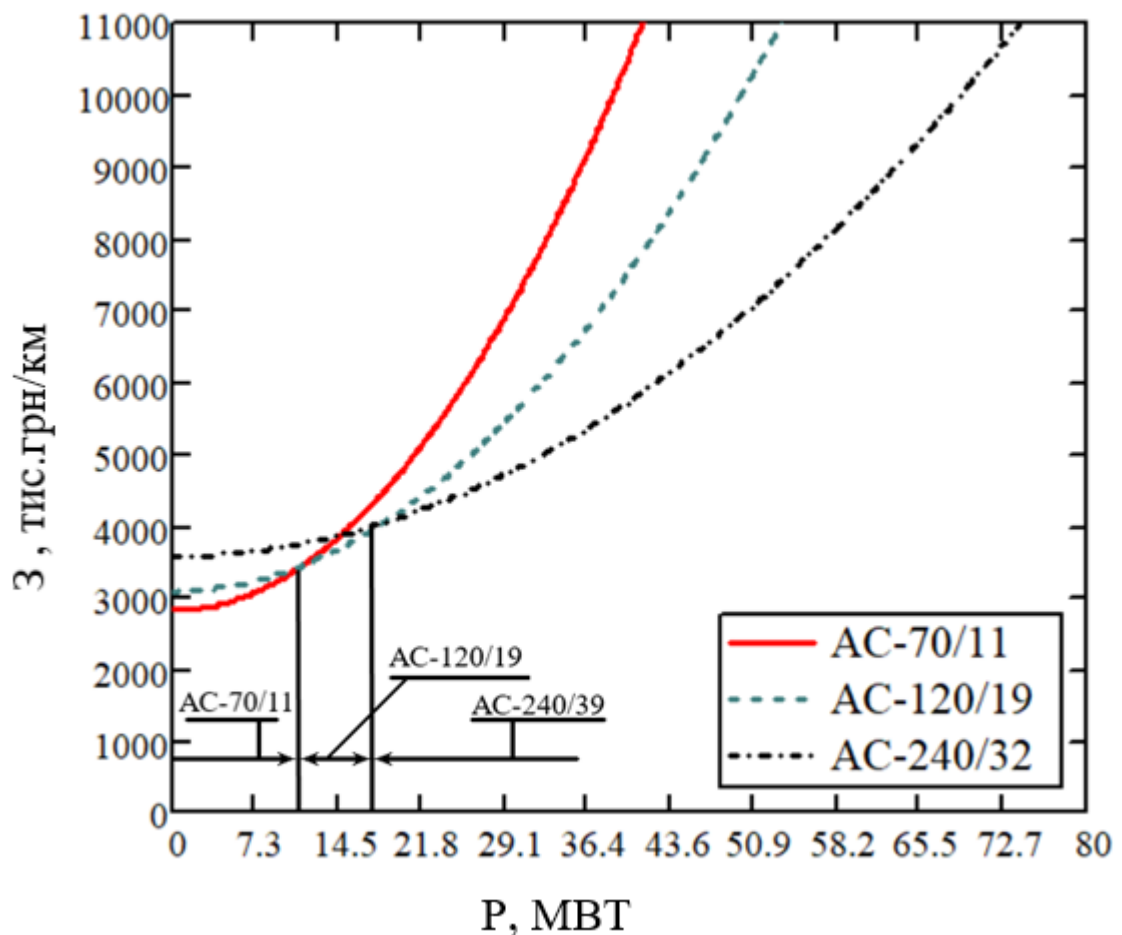


Рис. 1.1 – Графік функції дисконтованих витрат ПЛ-110 кВ

### Висновки по розділу 1

В першому розділі дипломного проєкту було побудовану функцію оптимальних дисконтованих витрат для ПЛ-110 кВ. При цьому були використані перерізи проводів 70 мм<sup>2</sup>, 120 мм<sup>2</sup> та 240 мм<sup>2</sup>.

## 2 АПРОКСИМАЦІЯ ФУНКЦІЇ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ

### 2.1 Загальні положення

Оскільки використання функції дисконтованих витрат  $Z_i = f(P_i)$  є складним та , необхідно замінити її більш простою апроксимуючою функцією. Для цього ми використовуємо метод найменших квадратів, який дозволяє знайти многочлен, найточніше описати задану функцію. Отриманий многочлен має наступний вигляд:

$$y(x) = a_0 + a_1x + a_2x^2 + \dots + a_Kx^K + \dots + a_Mx^M. \quad (2.1)$$

Многочлен мінімізує функцію до виду:

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

Для отримання системи рівнянь, що описує шукані коефіцієнти  $a_0, a_1, \dots, a_M$ , треба продиференціювати отриману функцію по кожному із коефіцієнтів виду  $a_K$ , потім прирівняти отримані похідні до нуля. В результаті отримуємо такий вираз:

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

Отриманий вираз запишемо таким чином:

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^N y_i x_i^K &= a_0 \sum_{i=1}^N x_i^K + a_1 \sum_{i=1}^N x_i^{K+1} + \dots + a_M \sum_{i=1}^N x_i^{K+M} = \sum_{j=0}^M a_j \sum_{i=1}^N x_i^{K+j}, \\ &= 0, 1, 2, \dots, M. \end{aligned}$$

Введемо такі позначення:

									Лист
									17
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата					

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

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

Звідси отримуємо систему рівнянь:

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

При апроксимації приведених витрат електричної мережі прямою лінією система рівнянь набуває наступного вигляду:

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

де

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

## 2.2 Апроксимація функції дисконтованих витрат ПЛ-110 кВ

Для апроксимації функції дисконтованих витрат, яка була знайдена в попередньому розділі, використовуємо метод найменших квадратів. Коефіцієнт  $a_1$  можна знайти з рівняння:

$$a_1 \sum_{i=1}^N x_i^2 = \sum_{i=1}^N x_i y_i \rightarrow a_1 = \frac{\sum_{i=1}^N x_i y_i}{\sum_{i=1}^N x_i^2}. \quad (2.2)$$

Для апроксимації функції дисконтованих витрат необхідно знайти точки

					ДП91.141.007.ПЗ	Лист
						18
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

координат, що належать цій функції та точки перетину різних перерізів. Результати розрахунку наведені в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Значення координат

Р, МВт	0	3	6	9	11,47	15	18,45	25	47	60
З, тис.грн/км	2815	2858	2989	3206	3451	3712	4035	4420	6613	8442

Після знаходження координат можемо розрахувати дані для системи рівнянь:

$$S_0 = \sum_{i=1}^N x_i^0 = 9; \quad (2.3)$$

$$S_1 = \sum_{i=1}^N x_i^1 = x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5 + x_6 + x_7 + x_8 + x_9 + x_{10} = 0 + 3 + 6 + 9 + 11,47 + 15 + 18,45 + 25 + 47,4 + 60 = 195,328$$

$$S_2 = \sum_{i=1}^N x_i^2 = x_1^2 + x_2^2 + x_3^2 + x_4^2 + x_5^2 + x_6^2 + x_7^2 + x_8^2 + x_9^2 + x_{10}^2 = 0^2 + 3^2 + 6^2 + 9^2 + 11,47^2 + 15^2 + 18,45^2 + 25^2 + 47,4^2 + 60 = 7296;$$

$$T_0 = \sum_{i=1}^N y_i = y_1 + y_2 + y_3 + y_4 + y_5 + y_6 + y_7 + y_8 + y_9 + y_{10} = 2815 + 2858 + 2989 + 3206 + 3451 + 3712 + 4035 + 4420 + 6613 + 8442 = 4,255 \cdot 10^4;$$

$$T_1 = \sum_{i=1}^N y_i x_i = y_1 x_1 + y_2 x_2 + y_3 x_3 + y_4 x_4 + y_5 x_5 + y_6 x_6 + y_7 x_7 + y_8 x_8 + y_9 x_9 = 2815 \cdot 0 + 2858 \cdot 3 + 2989 \cdot 6 + 3206 \cdot 9 + 3451 \cdot 11,47 + 3712 \cdot 15 + 4035 \cdot 18,45 + 4420 \cdot 25 + 6613 \cdot 47,7 + 8442 \cdot 60 = 1,156 \cdot 10^6$$

Отримуємо систему рівнянь:

$$\begin{cases} 10 \cdot a_0 + 195,3 \cdot a_1 = 4,255 \cdot 10^4; \\ 195,3 \cdot a_0 + 7296 \cdot a_1 = 1,156 \cdot 10^6. \end{cases}$$

Розв'язавши систему рівнянь отримуємо шукані коефіцієнти:

$$a_0 = 2432,48;$$

$$a_1 = 93,28.$$

В результаті апроксимації функція набула вигляду:

$$Z_H = 2432,48 + 93,28 \cdot P.$$

Функція для існуючої ЛЕП:

$$Z_{\text{існ}} = 93,28 \cdot P. \quad (2.4)$$

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

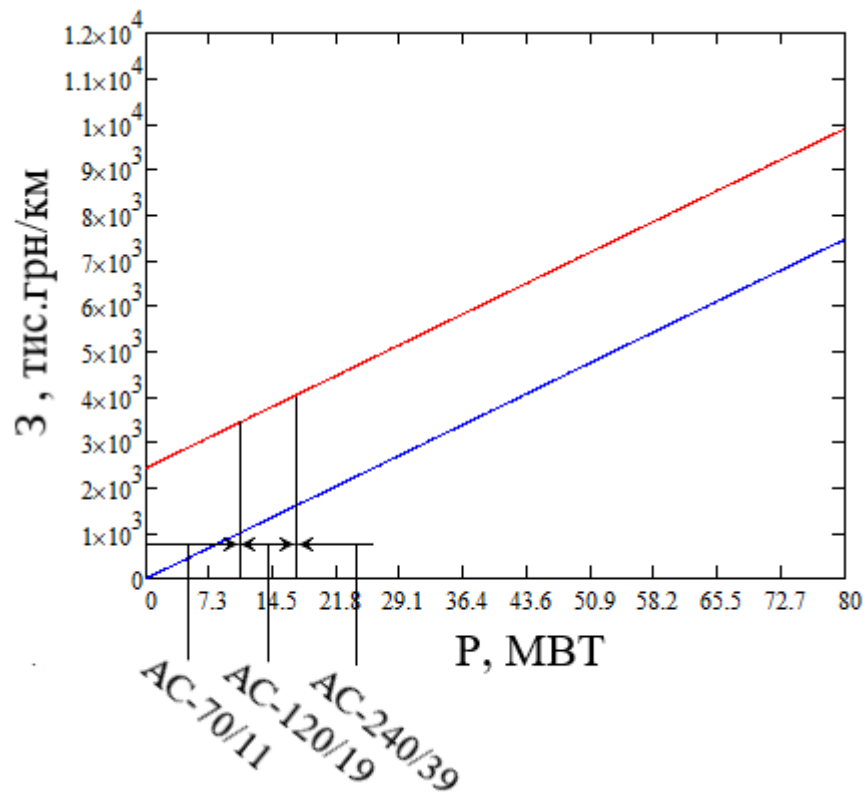


Рис. 2.1 – Апроксимована функція дисконтованих витрат

## Висновки по розділу 2

В другому розділі дипломного проекту була виконана апроксимація функції сумарних дисконтованих витрат, використавши метод найменших квадратів.

### 3 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ КОНФІГУРАЦІЇ ДЛЯ ПРОЄКТОВАНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Для вирішення оптимізаційних задач щодо конфігурації мережі використовуються різні методи, такі як метод впорядкованого виключення гілок, метод поконтурної оптимізації та метод гілок і границь. Кожен з цих методів має свої переваги і недоліки. У нашому випадку, ми вирішили скористатися методом впорядкованого виключення гілок.

Один з головних переваг цього методу полягає в тому, що при розрахунках зведених витрат можна використати криву економічних інтервалів. Це означає, що ми можемо знайти оптимальну конфігурацію мережі, яка забезпечує найнижчі витрати при заданих умовах. Однак, недоліком цього методу є великий обсяг розрахунків, які потрібно виконати.

Для початку розрахунків за допомогою методу впорядкованого виключення гілок, ми формуємо початкову схему електричної мережі з надлишковими лініями. Потім ми розраховуємо зведені витрати для цієї схеми. Далі, шляхом послідовного відключення припустимих гілок мережі, ми вибираємо ту гілку, відключення якої не порушує зв'язність схеми і призводить до найбільшого зменшення зведених витрат. Обрану гілку видаляється зі схеми електричної мережі і продовжується розрахунок. Цей процес повторюється до тих пір, поки не буде порушена цілісність схеми електричної мережі або відключення лінії не призведе до збільшення зведених витрат.

Після відключення кожної наступної ділянки кожної нової схеми електричної мережі розраховуємо поточний розподіл мережі і приведені витрати на спорудження та експлуатацію для кожної ділянки й підсумовуємо їх.

На рисунку 3.1 зобразимо вихідну електричну мережу, із показаною існуючою (суцільна лінія) та можливими (пунктирна лінія) лініями. Також нанесемо на схему активне навантаження вузлів схеми.

					ДП91.141.007.ПЗ	Лист
						21
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

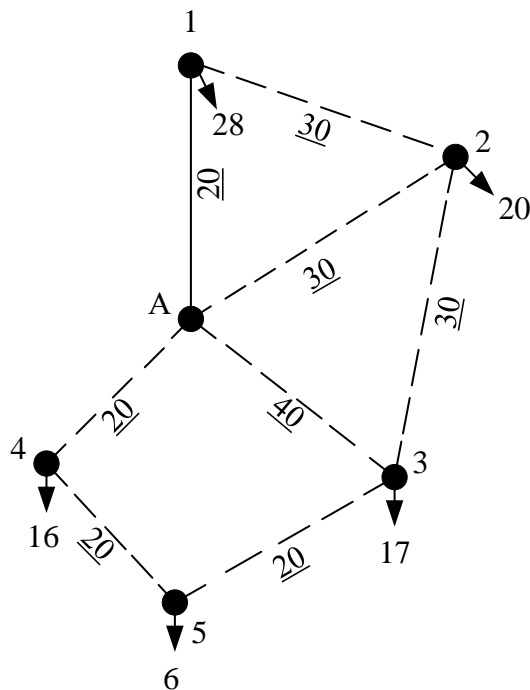


Рисунок 3.1 – Початкова схема з вхідними даними

Використовуючи метод контурних рівнянь розрахуємо поточкорозподіл потужностей по довжинам ліній електричної мережі. З вихідної схеми умовно видалимо хорди 1-2, 2-3 та 4-5 та вираховуємо поточкорозподіл розімкненої мережі:

$$P_{01}^{poz} = P_1 = 28 \text{ МВт}$$

$$P_{02}^{poz} = P_2 = 20 \text{ МВт}$$

$$P_{35}^{poz} = P_5 = 6 \text{ МВт}$$

$$P_{04}^{poz} = P_4 = 16 \text{ МВт}$$

$$P_{03}^{poz} = P_3 + P_{35}^{poz} = 23 \text{ МВт}$$

На Рисунку 3.2 зображено поточкорозподіл розімкненої схеми. Система контурних рівнянь матиме наступний вигляд.

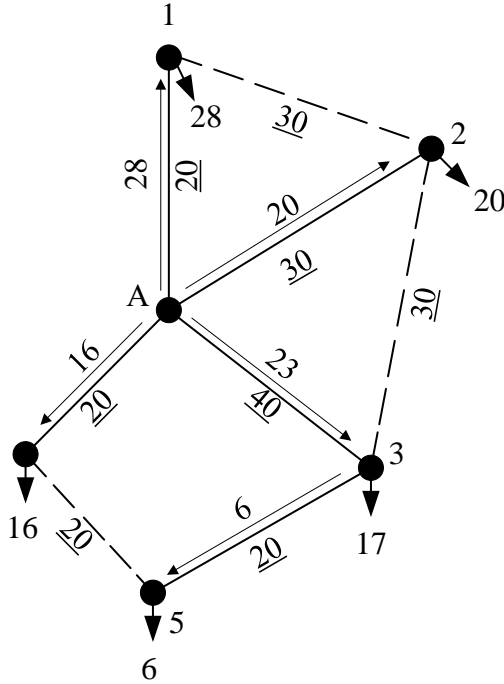


Рисунок 3.2 – Потокорозподіл в розімкненій електричній мережі

Система рівнянь матиме наступний вигляд:

$$P_I \cdot (l_{01} + l_{02} + l_{12}) - P_{II} \cdot l_{02} = -(P_{01}^{poz} \cdot l_{01} - P_{02}^{poz} \cdot l_{02})$$

$$P_{II} \cdot (l_{02} + l_{23} + l_{03}) - P_I \cdot l_{02} - P_{III} \cdot l_{03} = -(P_{02}^{poz} \cdot l_{02} - P_{03}^{poz} \cdot l_{03})$$

$$P_I \cdot (l_{04} + l_{03} + l_{35} + l_{45}) - P_{II} \cdot l_{03} = -(P_{04}^{poz} \cdot l_{04} - P_{03}^{poz} \cdot l_{03} + P_{35}^{poz} \cdot l_{35})$$

Після розв’язання системи рівнянь, знаходимо такі контурні потужності:

$$P_I = 0,742 \text{ МВт}$$

$$P_{II} = 0,646 \text{ МВт}$$

$$P_{III} = -6,942 \text{ МВт}$$

Розраховуємо потокорозподіл в замкненій схемі РЕМ.

$$P_{01} = P_{01}^{p03} + P_I = 28,742 \text{ МВт}$$

$$P_{02} = P_{02}^{p03} - P_I + P_{II} = 19,904 \text{ МВт}$$

$$P_{03} = P_{03}^{p03} - P_{II} + P_{III} = 15,412 \text{ МВт}$$

$$P_{04} = P_{03}^{p03} - P_{III} = 22,942 \text{ МВт}$$

$$P_{12} = P_I = 0,742 \text{ МВт}$$

$$P_{23} = P_{II} = 0,646 \text{ МВт}$$

$$P_{35} = P_{03}^{p03} + P_{III} = -0,942 \text{ МВт}$$

$$P_{45} = -P_{III} = 6,942 \text{ МВт}$$

Перевіримо правильність розрахунку за другим законом Кірхгофа:

$$P_{01} \cdot l_{01} - P_{02} \cdot l_{02} + P_{12} \cdot l_{12} = 28,742 \cdot 20 - 19,904 \cdot 20 + 0,742 \cdot 30 = 0$$

Для решти контурів аналогічно

$$P_{02} \cdot l_{02} + P_{23} \cdot l_{23} - P_{03} \cdot l_{03} = 0$$

$$-P_{04} \cdot l_{04} + P_{03} \cdot l_{03} - P_{45} \cdot l_{45} = 0$$

На Рисунку 3.3 зображено поточкорозподіл в замкненій електричній мережі.

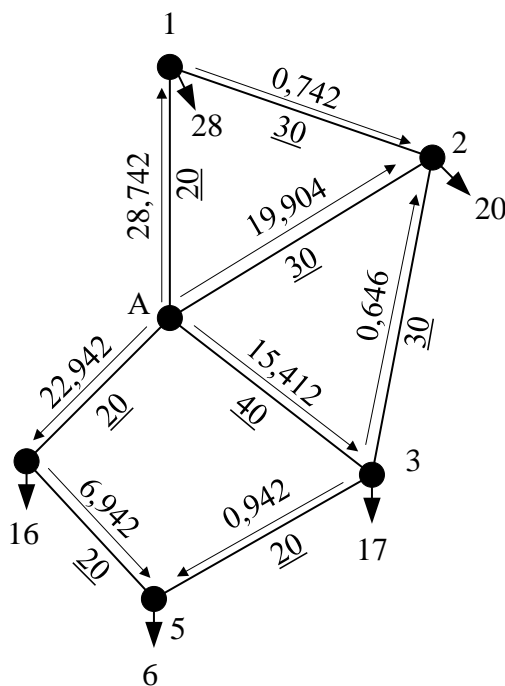


Рисунок 3.3 – Поточкорозподіл в замкненій електричній мережі

Знаходимо значення приведених витрат для кожної ділянки РЕМ:

$$Z_{01} = 0,093 \cdot P_{05} = 0,093 \cdot 28,742 = 2,681 \text{ млн.грн};$$

$$Z_{02} = 2,432 + 0,093 \cdot P_{02} = 2,432 + 0,093 \cdot 19,904 = 4,289 \text{ млн.грн};$$

					ДП91.141.007.ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		24

$$Z_{03} = 2,432 + 0,093 \cdot P_{03} = 2,432 + 0,093 \cdot 15,412 = 3,87 \text{ млн.грн};$$

$$Z_{04} = 2,432 + 0,093 \cdot P_{04} = 2,432 + 0,093 \cdot 22,942 = 4,573 \text{ млн.грн};$$

$$Z_{35} = 2,432 + 0,093 \cdot P_{35} = 2,432 + 0,093 \cdot |0,942| = 2,345 \text{ млн.грн};$$

$$Z_{12} = 2,432 + 0,093 \cdot P_{12} = 2,432 + 0,093 \cdot 0,742 = 2,502 \text{ млн.грн};$$

$$Z_{23} = 2,432 + 0,093 \cdot P_{23} = 2,432 + 0,093 \cdot 0,646 = 2,493 \text{ млн.грн};$$

$$Z_{45} = 1,152 + 0,084 \cdot P_{45} = 1,152 + 0,084 \cdot 6,942 = 3,08 \text{ млн.грн};$$

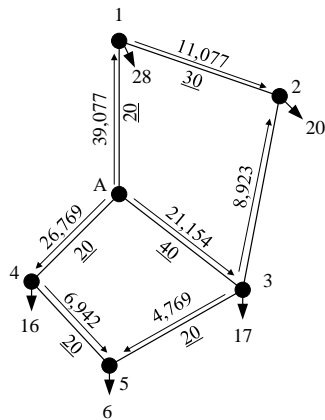
$$Z_0 = Z_{04} + Z_{01} + Z_{02} + Z_{05} + Z_{12} + Z_{23} + Z_{34} + Z_{45} = 25,832 \text{ млн.грн.}$$

Переходимо до оптимізації електричної мережі.

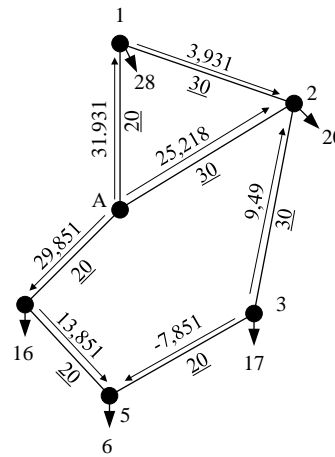
*Крок перший.*

Із вихідної схеми електричної мережі по черзі відключаємо гілки і розраховуємо приведені витрати для кожної можливої схеми.

На рисунках від 3.4 і до 3.5 зображено поточкорозподіл для варіантів схемирозподільчої схеми.

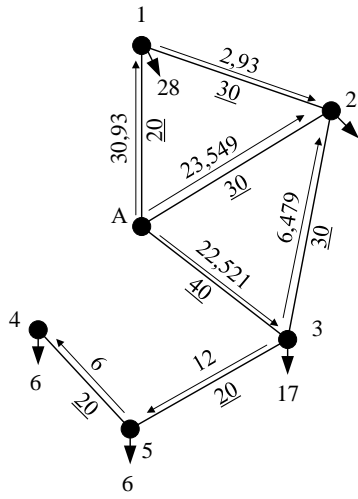


а

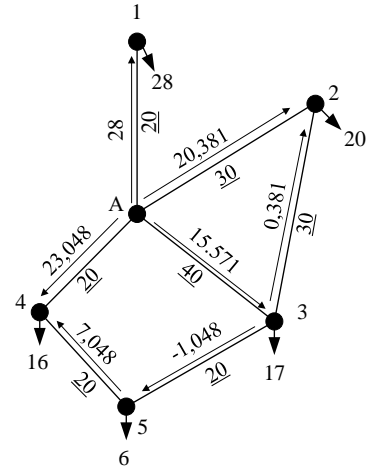


б

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

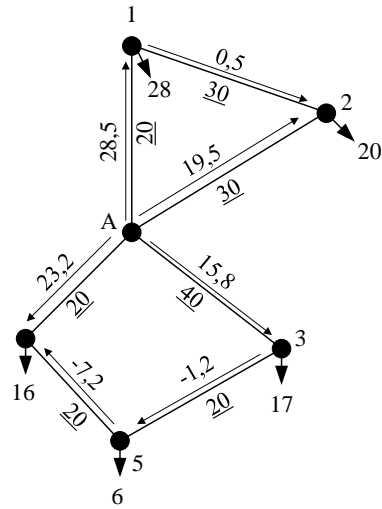


В



Г

Рисунок 3.4 – Варіанти схем РЕМ після відключення ПЛ  
а – 0-2 ; б – 0-3 ; в – 0-4 ; г – 1-2



а

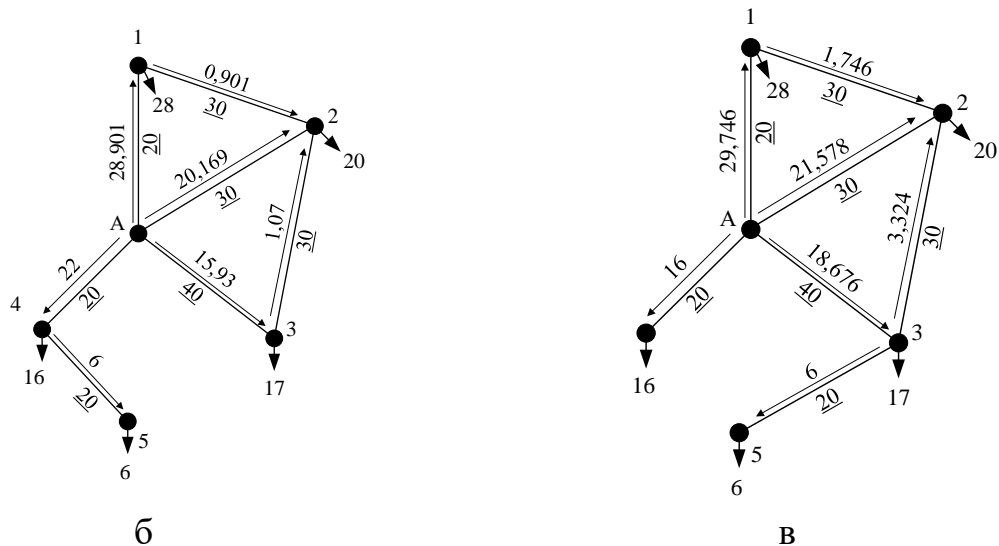


Рисунок 3.5 – Варіанти конфігурацій схем після відключення

ПЛ: а – 2-3; б – 3-5; в – 4-5;

Результати першого кроку оптимізації наведені в табл. 3.1

Таблиця 3.1 – Приведені витрати за першим кроком оптимізації

Вилучена Лінія	Загальні Витрати, млн. грн	Витрати Лінії, млн. грн
Без вилучення	25,832	0
0-2	25,136	0,696
0-3	24,49	1,132
0-4	24,335	1,497
1-2	23,317	2,515
2-3	23,306	2,526
3-5	23,454	2,454
4-5	23,65	2,182

Аналізуючи дані таблиці, мінімальні приведені витрати будуть після відключення ділянки 2-3. Тож для другого кроку оптимізації розглядаємо схему в якій відсутня лінія 2-3.

*Другий крок*

Прийнявши що загальні витрати 23,306 млн. грн після відключення ПЛ 2-3,

розрахуємо другий крок. На рисунках 3.6 – 3.7 зобразимо результуючий потікорозподіл для варіантів оптимізаційних схем. Результати розрахунків наведено в таблиці 3.2

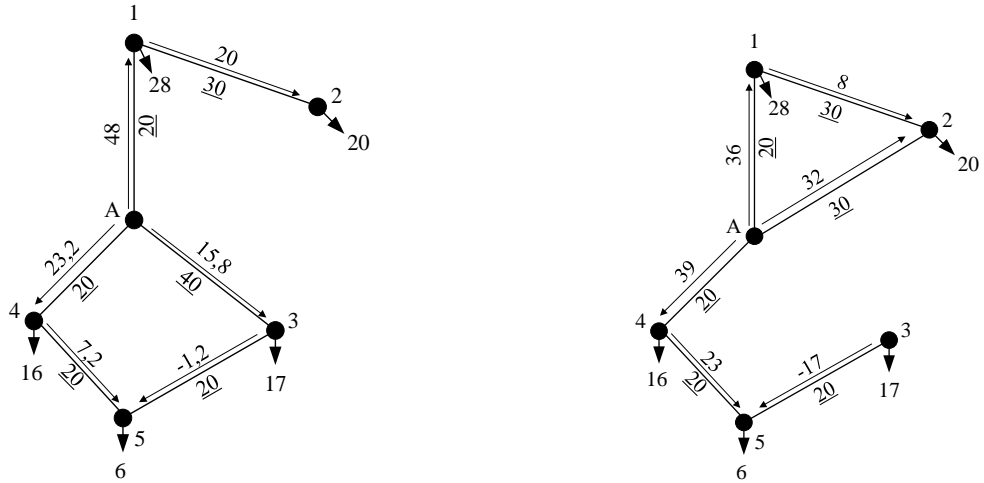
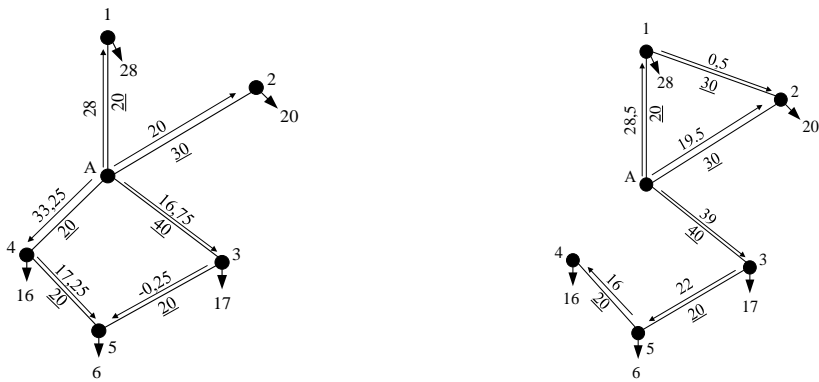
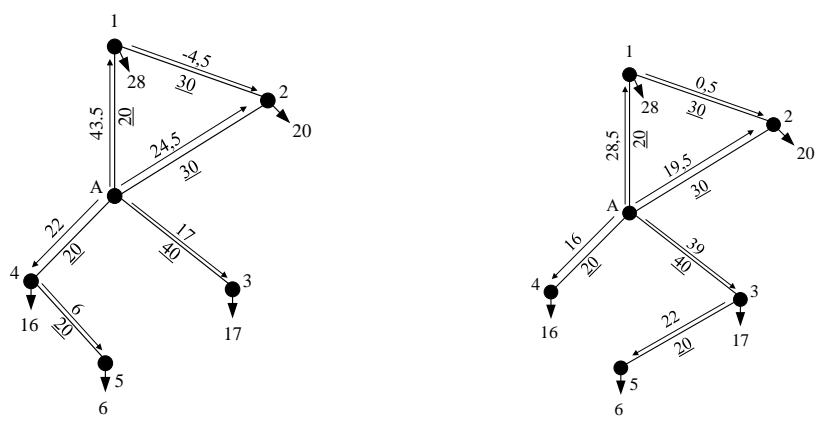


Рис. 3.6 – Варіанти конфігурацій схем після відключення ПЛ на другому кроці: а – 0-2; б – 0-3;



а б



в г

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

Рис. 3.7 – Варіанти конфігурацій схем після відключення ПЛ на другому кроці: а – 1-2; б – 0-4 ; в – 3-5; г – 4-5;

Таблиця 3.2 – Приведені витрати за другою ітерацією оптимізації

Вилучена Лінія	Загальні Витрати, млн. грн	Витрати Лінії, млн. грн
Без вилучення	23,306	0
0-2	22,703	0,603
0-3	26,621	-3,3
0-4	23,869	-0,563
1-2	26,069	-2,763
3-5	22,284	1,022
4-5	23,543	-0,237

Після виконання другого кроку оптимізації мінімальні приведені витрати будуть після відключення лінії 2-3. Тож на третьому кроці оптимізації розглядаємо схему в якій відсутня лінія 2-3 та 3-5.

### Третій Крок

Прийнявши що Загальні витрати 22,284 млн.грн після відключення ПЛ 2-3 та 3-5, розрахуємо третій крок. На рисунку 3.8 зобразимо результуючий потокорозподіл для варіантів оптимізаційних схем. Результати розрахунків наведено в таблиці. 3.3

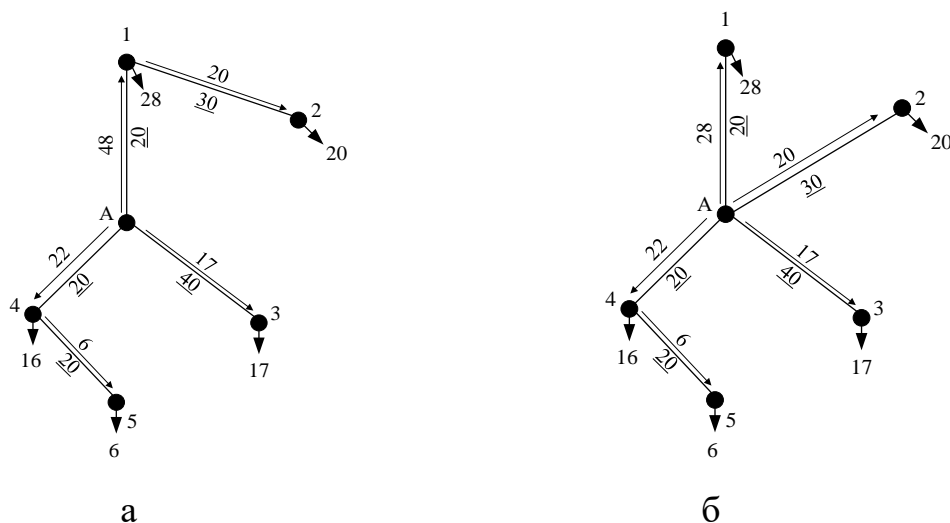


Рис. 3.9 – Варіанти конфігурації схеми після відключення ПЛ на третьому

кроці: а – 0-1; б – 1-2;

Таблиця 3.3 – Приведені витрати за першою ітерацією оптимізації

Вилучена Лінія	Загальні Витрати, млн. грн	Витрати Лінії, млн. грн
Без вилучення	22,284	0
1-2	21,25	1,034
0-2	19,478	2,806

Як бачимо з таблиці, мінімальні приведені витрати будуть після відключення лінії 1-2. Оскільки відключення ліній що залишилися, призведе до порушення зв'язаності мережі, закінчуємо оптимізацію. Оптимальна конфігурація схеми зображена на рисунку 3.9.

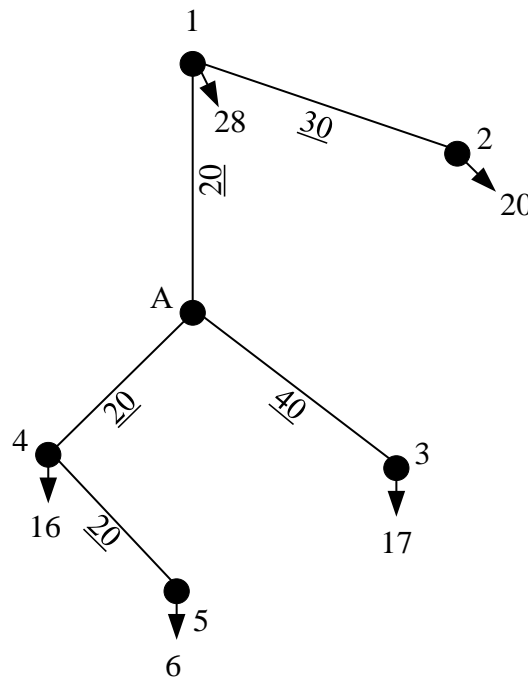


Рисунок 3.9 – Оптимальна конфігурація

### Висновки по розділу 3

В третьому розділі було визначено оптимальну конфігурацію мережі, використовуючи метод впорядкованого виключення гілок. В даному випадку це мережа із вимкненими вітками 0-2, 2-3, та 3-5. Дана конфігурація характеризується найменшими приведеними витратами.

## 4 РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

### 4.1 Вибір типу та кількості силових трансформаторів

Обираючи кількість і тип силових трансформаторів ми робимо певні припущення. Зокрема, що всі споживачі, які підключені до підстанцій районної електричної мережі напругою 110 кВ, належать до першої та другої категорій. Враховуючи цю інформацію, приймаємо для встановлення два силових трансформатори на кожну підстанцію.

Далі розраховуємо необхідну потужність трансформаторів для кожного пункту. Визначимо значення величин  $\varphi_{сн}$  і  $\varphi_{нн}$ .

$$\varphi_{сн} = \arccos(\cos\varphi_{сн}) = \arccos(0,84) = 32,86$$

$$\varphi_{нн} = \arccos(\cos\varphi_{нн}) = \arccos(0,81) = 35,9$$

Рахуємо реактивну потужність для підстанції на підстанції №1:

$$Q_{сн1} = -P_{сн1} \cdot \tan(\varphi_{сн}) = -21 \cdot \operatorname{tg}(32,86^\circ) = -15,204 \text{ МВАр}$$

$$Q_{нн1} = -P_{нн1} \cdot \tan(\varphi_{нн}) = -7 \cdot \operatorname{tg}(35,9^\circ) = -4,522 \text{ МВАр}$$

Повне навантаження яке приєднане до підстанції №1, у максимальному режимі роботи електричної мережі становить:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{МАХ1} &= (P_{сн1} + P_{нн1}) + j(Q_{сн1} + Q_{нн1}) = \\ &= (21 + 7) + j(-15,204 - 4,522) = 28 - j19,725 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Наводимо розрахунок потужності силових трансформаторів, які встановимо на ПС №1:

$$S_{Т1} = 0,7 \cdot S_{МАХ1} = 0,7 \cdot 34,25 = 23,975 \text{ МВА}$$

Із отриманих результатів ,бачимо , що для підстанції №1 слід приймати два силових трансформатори ТДТН-25000/110.

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

Таблиця 4.1 – результати вибору потужності силових трансформаторів вузлових підстанцій

					ДП91.141.007.ПЗ	Лист
						31
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

№ пункту	Модуль повної потужності $S_{\max}$ , МВА	Розрахункова номінальна потужність $S_T$ , МВА	Кількість і тип трансформаторів
1	28-j19,725	23,975	2×ТДТН-25000/110
2	20-j14,168	17,157	2×ТДТН-25000/110
3	17-j11,918	14,533	2×ТДТН-16000/110
4	16-j11,194	13,669	2×ТДТН-16000/110
5	6-j3,876	5	2×ТДТН-6300/110

#### 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 0-1, 1-2, 0-2 з перемичкою 1-2, до другого – ділянки 0-3, 2-3, 0-2 з перемичкою 2-3, до третього – ділянки 0-4, 0-3, 3-5 та 4-5 з перемичкою 4-5. Позитивний напрям обходу контурів за годинниковою стрілкою.

Потокорозподіл по ділянках схеми:

$$\dot{S}'_{0-1} = \dot{S}_{\max 1} = 28 - j19,725 \text{ МВА}$$

$$\dot{S}'_{0-2} = \dot{S}_{\max 2} = 20 - j14,168 \text{ МВА}$$

$$\dot{S}'_{3-5} = \dot{S}_{\max 5} = 6 - j3,876 \text{ МВА}$$

$$\dot{S}'_{0-3} = \dot{S}'_{3-4} + \dot{S}_{\max 3} = 17 - j11,91 + 6 - j3,876 = 23 - j15,793 \text{ МВА}$$

$$\dot{S}'_{0-4} = \dot{S}_{\max 4} = 16 - j11,194 \text{ МВА}$$

Довжина першого контуру:

$$L_I = L_{0-1} + L_{0-2} + L_{1-2} = 20 + 30 + 30 = 80 \text{ км}$$

Довжина другого контуру:

$$L_{II} = L_{0-2} + L_{0-3} + L_{2-3} = 30 + 40 + 30 = 100 \text{ км}$$

					ДП91.141.007.ПЗ	Лист
						32
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Довжина третього контуру:

$$L_{III} = L_{0-4} + L_{0-3} + L_{3-5} + L_{4-5} = 20 + 40 + 20 + 20 = 100 \text{ км}$$

Довжина спільних ділянок для контурів:

$$L_{I-II} = L_{0-2} = 30 \text{ км}$$

$$L_{II-III} = L_{0-3} = 40 \text{ км}$$

$$L_{I-III} = 0 \text{ км}$$

Складаємо систему контурних рівнянь для даної схеми:

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

Підставивши значення отримуємо :

$$\begin{cases} (28 - j19,725) \cdot 20 - (20 - j14,168) \cdot 28 = -\dot{S}_I \cdot 80 + \dot{S}_{II} \cdot 40 + \dot{S}_{III} \cdot 0; \\ (20 - j14,168) \cdot 30 - (23 - j15,793) \cdot 40 = -\dot{S}_{II} \cdot 100 + \dot{S}_I \cdot 30 + \dot{S}_{III} \cdot 40; \\ (23 - j15,793) \cdot 40 - (16 - j11,194) \cdot 20 + (6 - j3,876) \cdot 20 = -\dot{S}_{III} \cdot 100 + \dot{S}_{II} \cdot 40 + \dot{S}_I \cdot 0 \end{cases}$$

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

$$\dot{S}_I = 0,742 - j0,505 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{II} = 0,646 - j0,33 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{III} = -6,942 + j4,722 \text{ МВА}.$$

Потік потужності для кожної з ділянок замкненої мережі:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{0-1} &= \dot{S}'_{0-1} + \dot{S}_I = 28 - j19,725 + 0,742 - j0,505 = \\ &= 28,742 - j20,23 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}'_{0-2} &= \dot{S}'_{0-2} + \dot{S}_{II} - \dot{S}_I = 20 - j14,168 + 0,646 - j0,33 - \\ &- 0,742 - j0,505 = 19,904 - j13,992 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{3-5} &= \dot{S}'_{3-5} + \dot{S}_{III} = 6 - j3,876 + (-6,942 + j4,722) = \\ &= -0,942 + j0,846 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

					ДП91.141.007.ПЗ	Лист
						33
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\begin{aligned}\dot{S}_{0-3} &= \dot{S}'_{0-3} + \dot{S}_{III} - \dot{S}_{II} \\ &= 23 - j15,793 + (-6,942 + j4,722) - 0,646 - j0,33 = \\ &= 15,412 - j10,742 \text{ МВА};\end{aligned}$$

$$\dot{S}_{1-2} = \dot{S}_I = 0,742 - j0,505 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{2-3} = \dot{S}_{II} = 0,646 - j0,33 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{4-5} = -\dot{S}_{III} = 6,942 + j4,722 \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned}\dot{S}_{0-4} &= \dot{S}'_{0-4} - \dot{S}_{III} = 16 - j11,194 - (-6,942 + j4,722) \\ &= 22,942 - j15,915 \text{ МВА}.\end{aligned}$$

Перевірка за другим законом Кірхгофа:

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

Виконаємо підстановку:

$$\begin{aligned}(28,742 - j20,23) \cdot 20 + (19,904 - j13,992) \cdot 30 + (0,742 - j0,505) \\ \cdot 30 = 0;\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}(19,904 - j13,992) \cdot 30 - (15,412 - j10,742) \cdot 40 + (0,646 - j0,33) \\ \cdot 30 = 0;\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}(15,412 - j10,742) \cdot 40 - (22,942 - j15,915) \cdot 28 \\ + (-0,942 + j0,846) \cdot 20 - (6,942 + j4,722) \cdot 20 = 0.\end{aligned}$$

Отже, розрахунок виконано правильно.

Результуючий поточкорозподіл потужностей зображено на рис.4.2.

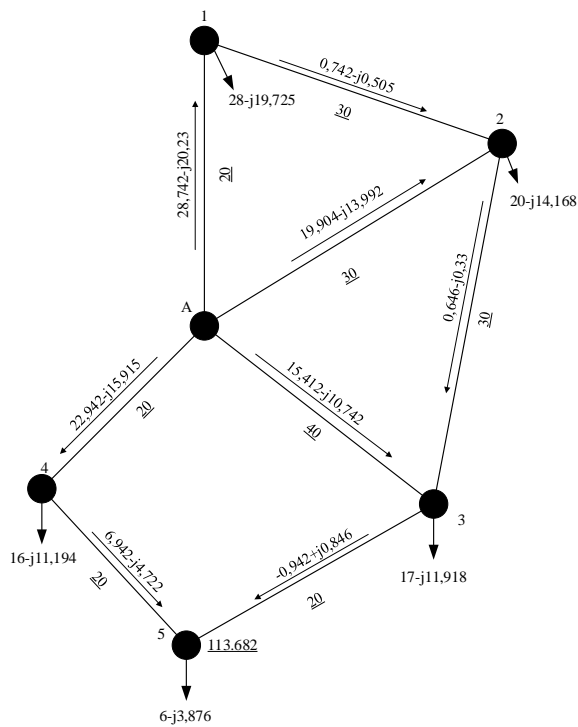


Рис.4.2 - Результуючий поточкорозподіл потужностей в L-схемі

### 4.3 Вибір перерізу проводів для замкненої мережі

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

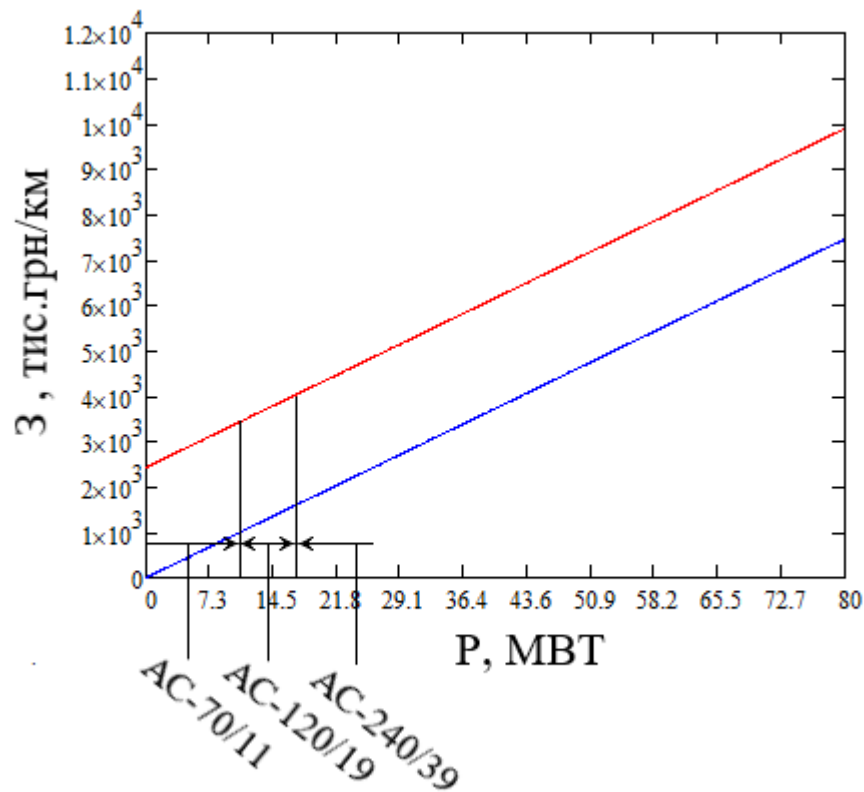


Рис. 4.3 – Апроксимована функція оптимальних витрат

За допомогою поточкорозподілу потужностей у L-схемі та графіком апроксимованої функції дисконтованих витрат ПЛ-110 кВ і виконавши розрахунок оптимального перерізу обираємо перерізи проводів.

Для прикладу наведемо розрахунок оптимального перерізу для ділянки 0-4:

$$F_{opt0-4} = \frac{1}{k} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot (I_{0-4})^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot C_{ex} \cdot 10^{-5}}{k_{num\ 3m} \cdot (0,01 \cdot H_e \cdot E)}} =$$

$$= \frac{1}{1} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot (146,55)^2 \cdot 28,5 \cdot 4098,41 \cdot 273,885 \cdot 10^{-5}}{3591 \cdot (0,01 \cdot 1,2 \cdot 0,1)}} = 226,383 \text{ мм}^2$$

Аналогічним способом виконуються розрахунки для інших ділянок.

Вибрані перерізи наводимо у таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 – Обрані перерізи поводів

Ділянка	Навантаження, МВА	Струмове навантаження, А	Марка проводу	I <sub>кр</sub> , А
0-1	35,148	184,48	АС - 240/32	610
0-2	24,33	127,699	АС - 240/32	610
0-4	27,922	146,55	АС - 240/32	610
0-3	18,786	98,602	АС - 240/32	610
1-2	0,898	4,713	АС - 70/11	265
2-3	0,725	3,807	АС - 70/11	265
3-5	1,266	6,644	АС - 70/11	265
4-5	8,395	44,064	АС - 70/11	265

Далі обрані перерізи треба перевірити на відповідність технічних обмежень у першому та другому післяаварійних режимах роботи мережі.

*Перша група післяаварійних режимів.*

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

Тому розглянемо випадок відключення одного силового трансформатора на кожній підстанції.

Знаходимо фіктивні напруги КЗ на першій підстанції:

$$u_{кв1} = 0,5 \cdot (U_{к(в-с)1} + U_{к(в-н)1} - U_{к(с-н)1}) = 0,5 \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) = 10,75 \%$$

$$u_{кс1} \% = 0,5 \cdot (U_{к(в-с)1} \% + U_{к(с-н)1} \% - U_{к(в-н)1} \%)$$

$$= 0,5 \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = -0,25 = 0 \%$$

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

$$= 0,5 \cdot (17 + 6,5 - 10,5) = 6,75 \%$$

Значення втрат напруги в обмотках трансформатора :

$$U_{ТВ1} = \frac{P_{max1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{кз1} \cdot U_{ТВ1} \cdot 10^{-3}}{1 \cdot S_{H1}^2} - \frac{Q_{max1}}{n} \cdot \frac{U_{ТВ1} \cdot u_{кв1}}{100 \cdot S_{H1}} =$$

$$= \frac{28}{1} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{-19,725}{1} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{100 \cdot 25} = 10,115 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{тс1} = \frac{P_{сн1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{кз1} \cdot U_{ТВ1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{H1}^2} - \frac{Q_{сн1}}{n} \cdot \frac{U_{ТВ1} \cdot u_{кс1}}{100 \cdot S_{H1}} =$$

$$= \frac{21}{1} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{-15,204}{1} \cdot \frac{115 \cdot 0}{100 \cdot 25} = 0,27 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{тн1} = \frac{P_{нн1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{кз1} \cdot U_{ТВ1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{H1}^2} - \frac{Q_{нн1}}{n} \cdot \frac{U_{ТВ1} \cdot u_{кн1}}{100 \cdot S_{H1}} =$$

$$= \frac{7}{1} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{-4,522}{1} \cdot \frac{115 \cdot 6,75}{100 \cdot 25} = 1,494 \text{ кВ}$$

Регулювальний діапазон напруги для силового трансформатора:

$$U_{min1} = \frac{U_{ндж} \cdot U_{ТВ1}}{U_{тн1}} \cdot (1 - \omega_{вз}) + \Delta U_{ТВ1} + \Delta U_{тн1} =$$

$$= \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0,16) + 10,115 + 1,494 = 103,796 \text{ кВ};$$

$$U_{max3} = \frac{U_{ндж} \cdot U_{ТВ3}}{U_{тн3}} \cdot (1 + \omega_{вз}) + \Delta U_{ТВ3} + \Delta U_{тн3} =$$

$$= \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0,16) + 10,115 + 1,494 = 138,967 \text{ кВ}.$$

Аналогічним способом 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

					ДП91.141.007.ПЗ	Лист
						38
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

№ ПС	Тип трансформатора	Обмотка	$U_{ном,кВ}$	Потік потужності, МВА	$\Delta U, кВ$	$U_{min}, кВ$	$U_{max}, кВ$
1	ТДТН-25000/110	ВН	115	28-j19,725	10,115	103,79	138,96
		СН	38,5	21-j15,204	0,27		
		НН	11	7-j4,52	1,494		
2	ТДТН-25000/110	ВН	115	20-j14,168	7,263	100,3	135,476
		СН	38,5	16-j11,584	0,206		
		НН	11	4-j2,584	0,854		
3	ТДТН-16000/110	ВН	115	17-j11,918	9,59	103,34	138,511
		СН	38,5	12-j8,688	0,27		
		НН	11	5-j3,23	1,563		
4	ТДТН-16000/110	ВН	115	16-j11,194	9,008	102,75	137,93
		СН	38,5	11-j7,964	0,247		
		НН	11	5-j3,23	1,563		
5	ТДТН-6300/110	ВН	115	6-j3,876	8,109	108,4	143,57
		СН	38,5	0	0		
		НН	11	6-j3,876	8,109		

За даними поточкорозподілу потужності в L-схемі розраховуємо рівні напруги в пунктах мережі. Приймаємо значення реактивного опору рівним 0,4 Ом/км.

Визначаємо рівні напруги на шинах ВН на ПС №1:

$$U_1 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-1} \cdot r'_{0-1} - Q_{0-1} \cdot x'_{0-1})} =$$

$$= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (28,742 \cdot 2,36 - (-20,23) \cdot 8)} = 112,985 \text{ кВ.}$$

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		$U_{max\ rob}$ , кВ	Розрахунковий рівень напруги, кВ
	$U_{min}$ , кВ	$U_{max}$ , кВ		
1	103,79	138,96	121	112,985
2	103,428	138,555		113,411
3	101,453	136,58		112,853
4	100,3	135,476		112,908
5	101,164	136,291		112,983

Висновок, всі обмеження виконуються.

Виконаємо перевірку обраних перерізів ПЛ на відповідність технічним умовам другої групи післяаварійних режимів. Перевірка виконується за випадку відключення найбільш завантаженої ділянки, в уашому випадку це буде ділянка 0-1.

Розрахунок поточкорозподілу потужностей проводимо за L-схемою, аналогічно попередньому.

Результуючий поточкорозподіл зображено на рис. 4.4.

Струмове навантаження ділянки 0-2 становить :

$$I_{0-2} = \frac{\sqrt{P_{0-2}^2 + Q_{0-2}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \cdot 10^3 = 289,69 \text{ А}$$

Аналогічно розраховуємо струмові навантаження для інших ділянок.

Результати занесені табл. 4.5.

Таблиця 4.5 – Результати перевірки обраних проводів ПЛІ за струмом у другому післяаварійному режимі.

Ділянка	Переріз проводу F, мм <sup>2</sup>	Струмове навантаження I, А	Тривалий допустимий струм I <sub>доп</sub> , А
0-2	240	289,69	610
0-3	240	127,077	610
0-4	240	140,578	610
1-2	70	128,642	265
2-3	70	38,107	265
3-5	70	0,617	265
4-5	70	127,077	265

Аналізуючи таблицю бачимо, що 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 3, тому виконаємо перевірку для цього пункту.

Аналогічно попереднім розрахункам:

$$\Delta U_{ТВ3} = \frac{P_{max3}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{кз3} \cdot U_{ТВ3} \cdot 10^{-3}}{1 \cdot S_{Н3}^2} - \frac{Q_{max3}}{n} \cdot \frac{U_{ТВ3} \cdot U_{кв3}}{100 \cdot S_{Н3}} =$$

$$= \frac{17}{2} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-11,918}{2} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{100 \cdot 16} = 9,59 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{тс3} = \frac{P_{сн3}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{кз3} \cdot U_{ТВ3} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{Н3}^2} - \frac{Q_{сн3}}{n} \cdot \frac{U_{ТВ3} \cdot U_{кц3}}{100 \cdot S_{Н3}} =$$

$$= \frac{12}{2} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-8,688}{2} \cdot \frac{115 \cdot 0}{100 \cdot 16} = 0,27 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{тн3} = \frac{P_{нн3}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{кз3} \cdot U_{ТВ3} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{Н3}^2} - \frac{Q_{нн3}}{n} \cdot \frac{U_{ТВ3} \cdot U_{кн3}}{100 \cdot S_{Н3}} =$$

$$= \frac{5}{2} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-3,23}{2} \cdot \frac{115 \cdot 6,25}{100 \cdot 16} = 1,563 \text{ кВ.}$$

Регулювальний діапазон напруги для силових трансформаторів на ПС №3:

$$U_{min3} = \frac{U_{ндж} \cdot U_{ТВ3}}{U_{ТН4}} \cdot (1 - \omega_{В3}) + \Delta U_{ТВ3} + \Delta U_{ТН3} =$$

$$= \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0,16) + 9,59 + 1,563 = 103,34 \text{ кВ;}$$

$$U_{max3} = \frac{U_{ндж} \cdot U_{ТВ3}}{U_{ТН4}} \cdot (1 + \omega_{В3}) + \Delta U_{ТВ3} + \Delta U_{ТН3} =$$

$$= \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0,16) + 9,59 + 1,563 = 138,511 \text{ кВ.}$$

Рівень напруги на ПС №3:

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

$$= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (19,667 \cdot 4,72 - (-14,121) \cdot 16)} = 112,194 \text{ кВ.}$$

Як бачимо, рівень напруги на ПС №3 не перевищує допустимі межі.

З цього можемо сказати ,що обрані перерізи для ПЛ, відповідають технічним обмеженням.

#### 4.4 Розрахунок параметрів Z-схеми мережі

Розрахуємо параметри схеми заміщення ПЛ та силових трансформаторів.

Знаходимо погонний реактивний опір обраних проводів:

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

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

						ДП91.141.007.ПЗ	Лист
							42
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата			

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

$$= 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{21,6}\right) + 0,016 \cdot 1 = 0,403 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

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:

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

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

Розрахунки параметрів схем заміщення ПЛ зобразимо на прикладі ділянки 0-1.

Значення активного опору та індуктивного реактивного опору складає:

$$r_{0-1} = \frac{r_{0\ 240} \cdot l_{0-1}}{n_{0-1}} = \frac{0,118 \cdot 20}{1} = 2,36 \text{ Ом};$$

$$x_{0-1} = \frac{x_{0\ 240} \cdot l_{0-1}}{n_{0-1}} = \frac{0,403 \cdot 20}{1} = 8,01 \text{ Ом}.$$

Тоді повний опір дорівнює:

$$\underline{Z}_{0-1} = r_{0-1} + jx_{0-1} = 2,36 + j8,05 \text{ Ом}.$$

Реактивна провідність для ділянки 0-1 становить:

$$b_{0-2} = b_{0\ 240} \cdot l_{0-2} = 2,844 \cdot 10^{-6} \cdot 20 = 56,874 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}}$$

Повна провідність лінії 0-1 становить:

$$\underline{Y}_{0-1} = g_l + jb_{0-1} = j56,874 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

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>	$Z_{ЛЕП}$	$Y_{ЛЕП}$
0-1	20	240	2,36+j8,06	$j56,87 \cdot 10^{-6}$
0-2	30	240	3,54+j12,075	$j85,31 \cdot 10^{-6}$
0-3	40	70	4,72+j16,1	$j113,7 \cdot 10^{-6}$
0-4	20	240	2,36+j8,05	$J56,87 \cdot 10^{-6}$
1-2	30	70	12,66+j13,282	$J77,26 \cdot 10^{-6}$
2-3	30	70	12,66+j13,282	$j77,27 \cdot 10^{-6}$
3-5	20	70	8,44+j8,855	$J51,51 \cdot 10^{-6}$
4-5	20	70	8,44+j8,493	$J53,79 \cdot 10^{-6}$

Для прикладу розрахунку параметрів схем заміщення силового трансформатора для ПС №1, де встановлюється два трансформатора типу ТДТН-25000/110.

Активний опір обмоток дорівнює:

$$r_{B1} = r_{c1} = r_{H1} = \frac{\Delta P_{K31} \cdot U_{OB1}^2 \cdot 10^3}{4 \cdot S_{H1}^2} = \frac{140 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{4 \cdot 25000^2} = 0,741 \text{ Ом.}$$

Реактивний опір обмоток дорівнює:

$$x_{B1} = \frac{10 \cdot U_{KB1} \cdot U_{OB1}^2}{2 \cdot S_{H1}} = \frac{10 \cdot 10,75 \cdot 115^2}{2 \cdot 25000} = 28,434 \text{ Ом;}$$

$$x_{c1} = \frac{10 \cdot U_{KC1} \cdot U_{OB1}^2}{2 \cdot S_{H1}} = \frac{10 \cdot 0 \cdot 115^2}{2 \cdot 25000} = 0 \text{ Ом;}$$

$$x_{H1} = \frac{10 \cdot U_{KH1} \cdot U_{OB1}^2}{2 \cdot S_{H1}} = \frac{10 \cdot 6,25 \cdot 115^2}{2 \cdot 25000} = 17,854 \text{ Ом.}$$

Активна та реактивна провідності блоків силових трансформаторів:

$$g_{T1} = \frac{\Delta P_{XX1} \cdot 10^{-3}}{U_{OB1}^2} = \frac{2 \cdot 31 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 4,688 \cdot 10^{-6} \text{ См;}$$

$$b_{T1} = -\frac{2 \cdot I_{xx3} \% \cdot S_{H1} \cdot 10^{-8}}{U_{OB1}^2} = -\frac{2 \cdot 0,7 \cdot 25000 \cdot 10^{-8}}{115^2} =$$

$$= -26,4 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Повна провідність становитиме:

$$Y_{бT1} = g_{бT1} + j b_{бT1} = (4,688 - j26,4) \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

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

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	0,741	28,434	0	17,854	$(4,69 - j26,47) \cdot 10^{-6}$
2	ТДТН-16000-110	0,741	28,434	0	17,854	$(4,69 - j26,47) \cdot 10^{-6}$
3	ТДТН-16000-110	1,292	44,428	0	25,83	$(3,478 - j24,2) \cdot 10^{-6}$
4	ТДТН-16000-110	1,292	44,428	0	25,83	$(3,478 - j24,2) \cdot 10^{-6}$
5	ТДТН-16000-110	4,832	112,832	0	65,6	$(2,11 - j11,433) \cdot 10^{-6}$

#### 4.5 Розрахунок приведених навантажень та еквівалентних провідностей

Наведемо приклад розрахунку приведених навантажень для ПС №1.

Знаходимо коефіцієнт завантаження трансформаторів:

$$\beta_{BH1} = \frac{S_{BH1} \cdot 10^3}{n \cdot S_{H1}} = \frac{\sqrt{P_{BH1}^2 + Q_{BH1}^2} \cdot 10^3}{n \cdot S_{H1}} = \frac{34,25 \cdot 10^3}{2 \cdot 25000} = 0,685;$$

$$\beta_{CH1} = \frac{S_{CH1} \cdot 10^3}{n \cdot S_{H1}} = \frac{\sqrt{P_{CH1}^2 + Q_{CH1}^2} \cdot 10^3}{n \cdot S_{H1}} = \frac{\sqrt{21^2 - 15,204^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 25000}$$

$$= 0,519;$$

$$\beta_{\text{HH1}} = \frac{S_{\text{HH1}} \cdot 10^3}{n \cdot S_{\text{H1}}} = \frac{\sqrt{P_{\text{HH1}}^2 + Q_{\text{HH1}}^2} \cdot 10^3}{n \cdot S_{\text{H1}}} = \frac{\sqrt{7^2 + -4,522^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 16000}$$

$$= 0,167$$

Активні та реактивні втрати потужності в опорах блоку силових трансформаторів в пункті 1 становлять:

$$\Delta P_{\text{TZ1}} = \frac{n \cdot \Delta P_{\text{КЗ1}}}{2} \cdot (\beta_{\text{ВН1}}^2 + \beta_{\text{СН1}}^2 + \beta_{\text{HH1}}^2) =$$

$$= \frac{2 \cdot 140}{2} \cdot (0,685^2 + 0,519^2 + 0,167^2) = 107,222 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\text{TZ1}} = \frac{-n \cdot S_{\text{H1}} \cdot (\beta_{\text{ВН1}}^2 \cdot U_{\text{КВ1}} + \beta_{\text{СН1}}^2 \cdot U_{\text{КС1}} + \beta_{\text{HH1}}^2 \cdot U_{\text{КН1}})}{100} =$$

$$= -2 \cdot 25000 \cdot (0,685^2 \cdot 10,75 + 0,519^2 \cdot 0 + 0,167^2 \cdot 6,25)$$

$$= -2616 \text{ кВАр.}$$

Приведене навантаження в 1-му вузлі буде дорівнювати:

$$\dot{S}_{\text{пр1}} = \dot{S}_{\text{зад1}} + \Delta \dot{S}_{\text{TZ1}} \cdot 10^{-3} = \dot{S}_{\text{max1}} + (\Delta P_{\text{TZ1}} + j\Delta Q_{\text{TZ1}}) \cdot 10^{-3} =$$

$$= 28 - j19,725 + (0,107 - j2,616) \cdot 10^{-3} = 28,107 - j22,341 \text{ МВА.}$$

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

Таблиця 4.8 – Приведені навантаження підстанцій

№ ПС	$\dot{S}_{\text{зад}}$ , МВА	$\Delta \dot{S}_{\text{TZ}}$ , МВА	$\dot{S}_{\text{пр}}$ , МВА
1	28-j19,725	0,107-j2,616	28,107-j22,341
2	20-j14,168i	0,057-j1,322	20,057-j15,49
3	17-j11,918	0,067-j1,517	17,067-j13,435
4	16-j11,194	0,059-j1,35	16,059-j12,544
5	6-j3,876	0,037-j0,688	6,037-j4,564

Значення еквівалентної провідності для пункту 1:

$$\begin{aligned} \underline{Y}_4 &= 0,5 \cdot (\underline{Y}_{1-2} + \underline{Y}_{0-1}) + \underline{Y}_{6т1} = \\ &= \left( (0,5 \cdot (j77,27 + j56,87)) + 4,688 - j26,47 \right) \cdot 10^{-6} \\ &= (4,68 + j40,605) \cdot 10^{-6} \text{ См.} \end{aligned}$$

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

Таблиця 4.9 – Еквівалентні провідності пунктів мережі

№ ПС	$\underline{Y}_i \cdot 10^{-6}, \text{ См}$
1	4,69+j40,6
2	4,69+j93,4
3	3,48+j97,06
4	3,48+j31,137
5	2,11+j41,21
A	j156,403

Приведена розрахункова схема мережі зображена на рис.4.5.

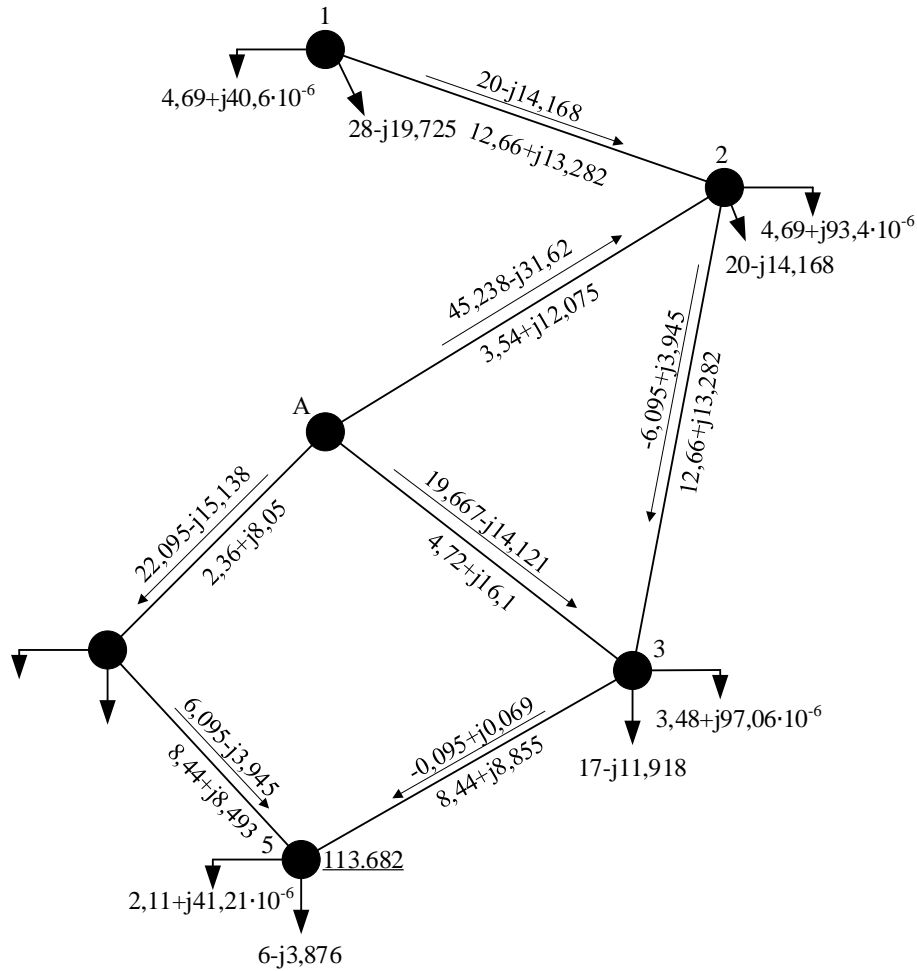


Рис. 4.4 – Потокорозподіл потужностей в другому післяаварійному режимі

#### 4.6 Режим максимальних навантажень

Розрахуємо режимні параметри мережі в режимі максимальних навантажень. Для цього використаємо метод контурних рівнянь. Щоб отримати розіmkнену схеми, умовно видаляємо ділянки 4-5, 2-3, 1-2.

Розрахуємо лінійні струми навантажень в пунктах мережі, для прикладу візьмемо пункт 1.

$$\begin{aligned}
 \dot{i}_1^{(1)} &= \frac{\dot{S}_{\text{пр}1}}{U_1^{(0)}} + Y_1 \cdot \hat{U}_1^{(0)} = \frac{28,107 - j22,341}{110} + (4,688 + j46) \cdot 10^{-6} \cdot 110 \\
 &= 0,256 - j0,199 \text{ кА}
 \end{aligned}$$

Аналогічним способом розраховуємо решту струмів. Результати

						ДП91.141.007.ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата			48

розрахунків наведено в табл. 4.10

Таблиця 4.10 – Лінійні струми навантажень мережі

№ ПС	I, кА
1	0,256-j0,199
2	0,183-j0,131
3	0,156-j0,111
4	0,146-j0,111
5	0,055-j0,037

Знаходимо струморозподіл по ділянкам розімкненої мережі :

$$i_{\text{роз } 0-1}^{(1)} = i_1^{(1)} = 256,036 - j198,635 \text{ A}$$

$$i_{\text{роз } 0-2}^{(1)} = i_2^{(1)} = 182,85 - j130,535 \text{ A}$$

$$i_{\text{роз } 3-5}^{(1)} = i_5^{(1)} = 55,117 - j36,957 \text{ A}$$

$$\begin{aligned} i_{\text{роз } 0-3}^{(1)} &= i_3^{(1)} + i_{\text{роз } 3-5}^{(1)} = (156 - j111) + (55,117 - j36,957) \\ &= 210,654 - j148,413 \text{ A} \end{aligned}$$

$$i_{\text{роз } 0-4}^{(1)} = i_4^{(1)} = 146,371 - j110,608 \text{ A}$$

Розрахуємо власні та взаємні опори контурів.

$$\begin{aligned} \underline{Z}_I &= \underline{Z}_{0-1} + \underline{Z}_{1-2} + \underline{Z}_{0-2} = (2,36 + j8,05) + (12,66 + j13,282) + \\ &+ (3,54 + j12,075) = 18,56 + j33,408 \text{ Ом}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{II} &= \underline{Z}_{0-2} + \underline{Z}_{2-3} + \underline{Z}_{0-3} = (3,54 + j12,075) + \\ &+ (12,66 + j13,282) + (4,72 + j16,1) = 20,92 + j41,458 \text{ Ом}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{III} &= \underline{Z}_{0-4} + \underline{Z}_{0-3} + \underline{Z}_{3-5} + \underline{Z}_{4-5} \\ &= (2,36 + j8,05) + (4,72 + j16,1) + (8,44 + j8,85) \\ &+ (8,44 + j8,5) = 23,96 + j41,498 \text{ Ом}; \end{aligned}$$

$$\underline{Z}_{I-II} = \underline{Z}_{0-2} = 3,54 + j12,075 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{II-III} = \underline{Z}_{0-3} = 4,72 + j16,1 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{I-III} = 0 \text{ Ом}.$$

Складаємо систему контурних рівнянь для даної схеми:

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{0-1} \cdot i_{\text{роз } 0-1}^{(1)} - \underline{Z}_{0-2} \cdot i_{\text{роз } 0-2}^{(1)} &= -i_{kl}^{(1)} \cdot \underline{Z}_I + i_{kII}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{I-II} + i_{kIII}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{I-III}; \\ \underline{Z}_{0-2} \cdot i_{\text{роз } 0-2}^{(1)} - \underline{Z}_{0-3} \cdot i_{\text{роз } 0-3}^{(1)} &= -i_{kII}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{II} + i_{kl}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{I-II} + i_{kIII}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{II-III}; \\ \underline{Z}_{0-3} \cdot i_{\text{роз } 0-3}^{(1)} - \underline{Z}_{0-4} \cdot i_{\text{роз } 0-4}^{(1)} + \underline{Z}_{3-5} \cdot i_{\text{роз } -5}^{(1)} &= -i_{kIII}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{III} + i_{kII}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{II-III} + i_{kl}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{I-III} \end{aligned}$$

Розв'язавши систему рівнянь знаходимо контурні струми, і отримуємо наступні значення:

$$i_{kl}^{(1)} = 6,306 + j0,106 \text{ A};$$

$$i_{kII}^{(1)} = 6,594 - j5,789 \text{ A};$$

$$i_{kIII}^{(1)} = -63,201 + j31,369 \text{ A}.$$

Знаходимо струморозподіл у замкненій мережі:

$$\begin{aligned} i_{0-1}^{(1)} = i_{0-1\text{роз}}^{(1)} + i_{kl}^{(1)} &= (0,256 - j0,199) + (-0,173 + j0,109) \\ &= 0,262 - j0,199 \text{ кА}; \end{aligned}$$

$$i_{1-2}^{(1)} = i_{kl}^{(1)} = 6,306 + j0,106 \text{ A};$$

$$\begin{aligned} i_{0-2}^{(1)} &= +i_{0-2\text{роз}}^{(1)} - i_{kl}^{(1)} + i_{kII}^{(1)} \\ &= (0,183 - j0,131) - (6,306 + j0,106) + (6,594 - j5,789) = 0,183 - j0,136 \text{ кА}; \end{aligned}$$

$$i_{2-3}^{(1)} = i_{kII}^{(1)} = 6,594 - j5,789 \text{ A}$$

$$\begin{aligned}
 i_{0-3}^{(1)} &= i_{0-3\text{роз}}^{(1)} - i_{kII}^{(1)} + i_{kIII}^{(1)} \\
 &= (0,211 - j0,148) - (6,594 - j5,789) + (-63,201 \\
 &\quad + j31,369) = 0,141 - j0,111 \text{ кА};
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 i_{0-4}^{(1)} &= i_{0-4\text{роз}}^{(1)} - i_{kIII}^{(1)} = (0,146 - j0,111) + (-63,201 + j31,369) \\
 &= 0,21 - j0,142 \text{ кА};
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 i_{3-5}^{(1)} &= i_{3-5\text{роз}}^{(1)} + i_{kIII}^{(1)} = (0,055 - 0,037) - (-63,201 + j31,369) = \\
 &= -8,084 - j5,588 \text{ кА};
 \end{aligned}$$

$$i_{4-5}^{(1)} = -i_{kIII}^{(1)} = 63,201 - j31,369 \text{ кА};$$

Виконаємо перевірку за другим законом Кірхгофа:

$$\begin{aligned}
 i_{0-1}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-1} + i_{1-2}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{1-2} - i_{0-2}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-2} &= (0,262 - j0,199) \cdot (2,36 + j8,05) + \\
 + (6,306 + j0,106) \cdot (12,66 + j13,2) - (0,183 - j0,136) \cdot (3,54 + j12,075) &= 0;
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 i_{0-2}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-2} + i_{2-3}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{2-3} - i_{0-3}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-3} &= \\
 (0,183 - j0,136) \cdot (3,54 + j12,075) + (6,594 - j5,789) \cdot (12,66 + j13,282) - & \\
 - (0,141 - j0,111) \cdot (4,72 + j16,1) &= 0
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 i_{0-3}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-3} + i_{3-5}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{3-5} - i_{0-4}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-4} - i_{4-5}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{4-5} &= \\
 = (0,141 - j0,111) \cdot (4,72 + j16,1) + & \\
 + (-8,084 - j5,588) \cdot (8,44 + j8,855) - (0,21 - j0,142) \cdot (2,36 + j8,05) & \\
 - (63,201 - j31,369) \cdot (8,44 + j8,493) &= 0
 \end{aligned}$$

Здійснюємо розрахунок рівня напруги в пунктах мережі :

$$\begin{aligned}
 \dot{U}_1^{(1)} &= U_0 - i_{0-1}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-1} = 121 - (0,262 - j0,199) \cdot (2,36 + j8,05) = \\
 &= 118,783 - j1,643 \text{ кВ};
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \dot{U}_2^{(1)} &= U_0 - i_{0-2}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-2} = 121 - (0,183 - j0,136) \cdot (3,54 + j12,075) = \\
 &= 118,704 - j1,743 \text{ кВ};
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \dot{U}_3^{(1)} &= U_0 - i_{0-3}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-3} = 121 - (0,141 - j0,111) \cdot (4,72 + j16,1) = \\
 &= 118,544 - j1,743 \text{ кВ};
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \dot{U}_4^{(1)} &= U_0 - i_{0-4}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-4} = 121 - (0,21 - j0,142) \cdot (2,36 + j8,05) = \\
 &= 119,362 - j1,352 \text{ кВ};
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{U}_5^{(1)} &= U_3 - \dot{I}_{3-5}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{3-5} \\ &= 118,544 - j1,743 - (-8,084 - j5,588) \cdot \\ &\quad \cdot (8,44 + j8,855) = 118,563 - j1,624 \text{ кВ};\end{aligned}$$

Визначимо втрати потужності мережі на першій ітерації :

$$\begin{aligned}\dot{S}_\Sigma^{(1)} &= U_0 \cdot (\dot{I}_{0-1}^{(1)} + \dot{I}_{0-2}^{(1)} + \dot{I}_{0-4}^{(1)} + \dot{I}_{0-5}^{(1)}) + \underline{Y}_0 \cdot U_0^2 \\ &\quad - (\dot{S}_1 + \dot{S}_2 + \dot{S}_3 + \dot{S}_4 + \dot{S}_5) = \\ &= 121 \cdot ((0,262 - j0,199) + (0,183 - j0,136) + (0,141 - j0,111) \\ &\quad + (0,21 - j0,142)) \\ &\quad + ((j156,4) \cdot 10^{-6}) \cdot 121^2 - ((28 - j19,725) + (20 - j14,168) + \\ &\quad + (17 - j11,918) + (16 - j11,194) + (6 - j3,876)) \\ &= (9,305 - j8,002) \text{ МВА}.\end{aligned}$$

Наступні ітерації виконуються аналогічно. Результати решти ітерацій наведено в таблиці 4.11.

Таблиця 4.11 – Ітераційний розрахунок режиму максимальних навантажень

Параметри	Номер ітерації			
	2	3	4	5
$\dot{I}_1, \text{кА}$	0,235-j0,187	0,235-j0,186	0,235-j0,186	0,235-j0,186
$\dot{I}_2, \text{кА}$	0,168-j0,122	0,168-j0,121	0,168-j0,121	0,168-j0,121
$\dot{I}_3, \text{кА}$	0,143-j0,104	0,143-j0,104	0,143-j0,104	0,143-j0,104
$\dot{I}_4, \text{кА}$	0,134-j0,103	0,134-j0,103	0,134-j0,103	0,134-j0,103
$\dot{I}_5, \text{кА}$	0,051-j0,034	0,051-j0,034	0,051-j0,034	0,051-j0,034
$\dot{I}_{0-1}, \text{кА}$	0,24-j0,186	0,24-j0,186	0,24-j0,186	0,24-j0,186
$\dot{I}_{1-2}, \text{кА}$	$(5,77+j0,38) \cdot 10^{-3}$	$(5,7+j0,4) \cdot 10^{-3}$	$(5,7+j0,4) \cdot 10^{-3}$	$(5,7+j0,4) \cdot 10^{-3}$
$\dot{I}_{0-2}, \text{кА}$	0,168-j0,127	0,168-j0,127	0,168-j0,127	0,168-j0,127
$\dot{I}_{2-3}, \text{кА}$	$(6,021-j5,219) \cdot 10^{-3}$	$(6-j5,2) \cdot 10^{-3}$	$(6-j5,2) \cdot 10^{-3}$	$(6-j5,2) \cdot 10^{-3}$



Для решти ділянок розрахунок залишається незмінним. Результати розрахунків решти ділянок зображено в табл. 4.12 та рис. 4.10

Таблиця 4.12 – Потокорозподіл потужності в режимі максимальних навантажень

ПЛ	$\dot{S}_{\text{поч}}$ , МВА	$\dot{S}_{\text{кін}}$ , МВА
0-1	29,075-j22,035	28,858-j22,112
0-2	20,319-j14,746	20,162-j15,438
0-4	23,232-j15,534	23,104-j15,92
0-3	15,631-j11,671	15,502-j12,865
1-2	0,684+j0,603	0,684-j0,489
2-3	0,723-j0,063	0,722-j1,152
3-5	-0,892-j0,242	-0,893-j0,967
5-4	6,996-3,031	6,96-3,758

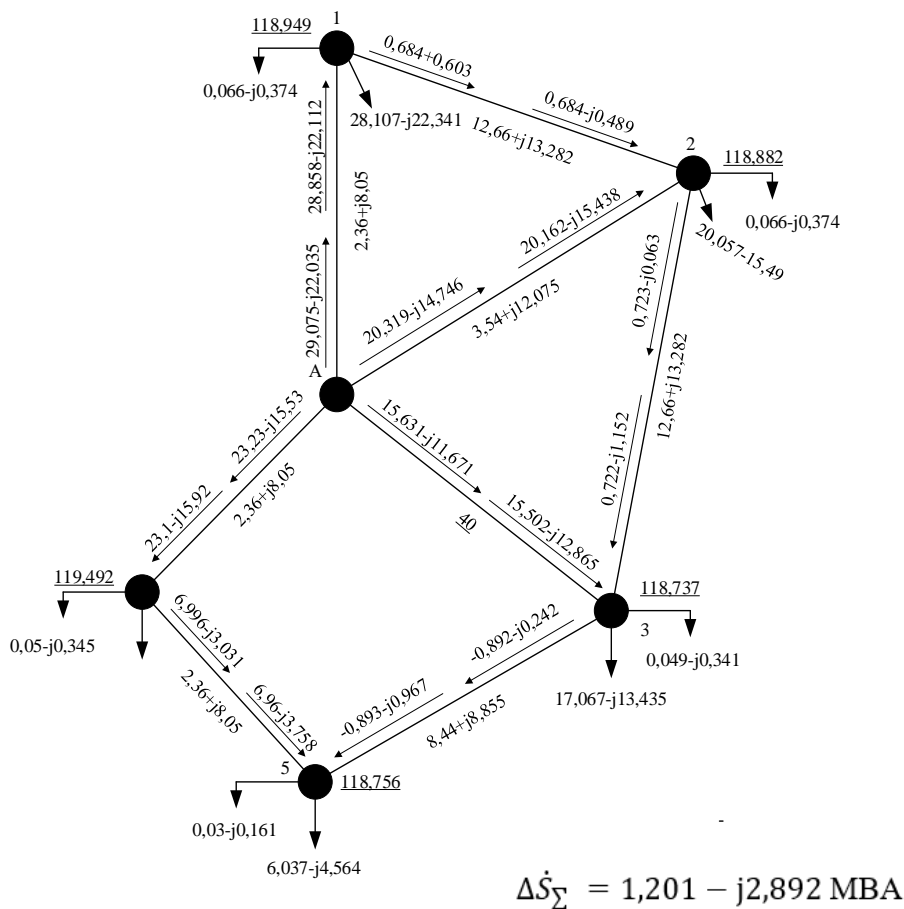


Рис. 4.5 – Параметри режиму максимальних навантажень

Виконаємо перевірку обраних перерізів за струмом в режимі максимальних навантажень. Результат представлено в табл. 4.13.

Таблиця 4.13 - Результати перевірки обраних проводів ПЛ за струмом

ПЛ	Переріз, мм <sup>2</sup>	Струмове навантаження, А	Допустимий струм, А
0-1	240	303,595	610
0-2	240	210,558	610
0-3	240	165,429	610
0-4	240	232,897	610
1-2	70	5,772	265
2-3	70	7,949	265
3-5	70	9,075	265
4-5	70	65,147	265

Як бачимо, струми , які протікають ділянками не перевищують допустимі значення.

Для режиму максимальних навантажень виберемо відгалуження ПБЗ та РПН силових трансформаторів в пунктах мережі. Для прикладу наведемо розрахунок для ПС №1.

Визначимо втрати напруги в обмотках блоку трансформаторів:

$$\begin{aligned} \Delta U_{\text{ТВ1}} &= \frac{(P_{\text{В1}} + \Delta P_{\text{тз1}} + g_{\text{T1}} \cdot U_2^2) \cdot r_{\text{В1}}}{U_2} - \frac{(Q_{\text{В1}} + \Delta Q_{\text{тз1}} + b_{\text{T1}} \cdot U_2^2) \cdot x_{\text{В2}}}{U_2} = \\ &= \frac{(28 + 0,107 \cdot 10^{-3} + 4,688 \cdot 10^{-6} \cdot (118,93^2 + 1,49^2)) \cdot 0,741}{118,93^2 + 1,49^2} - \\ &- \frac{(-19,725 - 2.616 \cdot 10^{-6} \cdot (118,93^2 + 1,49^2)) \cdot 28,434}{118,93^2 + 1,49^2} = 4,98 \text{ кВ;} \end{aligned}$$

$$\Delta U_{\text{Тс1}} = \frac{P_{\text{с1}} \cdot r_{\text{с1}} - Q_{\text{с1}} \cdot x_{\text{с1}}}{|U_1| - \Delta U_{\text{ТВ1}}} = \frac{21 \cdot 0,741 + 15,204 \cdot 10^{-6} \cdot 0}{(118,93^2 + 1,49^2) - 4,98} = 0,136 \text{ кВ;}$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{\text{ТН1}} &= \frac{P_{\text{Н1}} \cdot r_{\text{Н1}} - Q_{\text{Н1}} \cdot x_{\text{Н1}}}{|U_2| - \Delta U_{\text{ТВ1}}} = \frac{7 \cdot 0,741 + 4.522 \cdot 10^{-6} \cdot 17,854}{118,93^2 + 1,49^2 - 4,98} \\ &= 0,754 \text{ кВ.} \end{aligned}$$

Знаходимо значення  $U_{\text{ПС}}$  та  $U_{\text{ПН}}$  для трансформаторів на ПС №1:

$$U_{\text{ПС1}} = U_1 - \Delta U_{\text{ТВ1}} - \Delta U_{\text{Тс1}} = 118,949 - 4,98 - 0,136 = 113,832 \text{ кВ;}$$

$$U_{\text{ПН1}} = U_1 - \Delta U_{\text{ТВ1}} - \Delta U_{\text{ТН1}} = 118,949 - 4,98 - 0,754 = 113,215 \text{ кВ.}$$

Тоді бажане відносне число регулювальних витків РПН буде:

$$\omega_{\text{ВЖ1}} = \frac{U_{\text{ПН1}} \cdot U_{\text{ТН1}}}{U_{\text{ТВ1}} \cdot U_{\text{НДЖ1}}} - 1 = \frac{113,215 \cdot 11}{115 \cdot 10,5} - 1 = 0,031.$$

Звідси ступінь регулювання РПН становить:

$$N_{\text{В1}} = \frac{\omega_{\text{ВЖ1}}}{\omega_{\text{В0}}} = \frac{0,031}{0,0178} = 1,742 \rightarrow N_{\text{В2}}^{\text{СТ}} = 2.$$

Розраховуємо стандартне число регулювальних витків РПН силових трансформаторів на ПС №1:

						ДП91.141.007.ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата			56

$$\omega_{B1}^{CT} = N_{B1}^{CT} \cdot \omega_{B0} = 2 \cdot 0,0178 = 0,036.$$

Фактичний рівень напруги на шинах НН в пункті 1 становить:

$$U_{нд1} = \frac{U_{ПН1} \cdot U_{ТН1}}{U_{ТВ1} \cdot (1 + \omega_{B1}^{CT})} = \frac{113,215 \cdot 11}{115 \cdot (1 + 0,036)} = 11,229 \text{ кВ.}$$

Знаходимо бажане відносне число регулювальних витків ПБЗ для трансформаторів на ПС №1:

$$\omega_{сж1} = \frac{U_{сж1} \cdot U_{ТВ1} \cdot (1 + \omega_{B2}^{CT})}{U_{пс1} \cdot U_{сж1}} - 1 = \frac{38,5 \cdot 115 \cdot (1 + 0,036)}{113,832 \cdot 38,5} = 0,046.$$

Звідси ступінь регулювання ПБЗ становить:

$$N_{с1} = \frac{\omega_{сж1}}{\omega_{с0}} = \frac{0,046}{0,025} = 1,849 \rightarrow N_{с1}^{CT} = 2.$$

Стандартне число регулювальних витків ПБЗ силових трансформаторів на ПС №1 становить:

$$\omega_{с1}^{CT} = N_{с1}^{CT} \cdot \omega_{с0} = 2 \cdot 0,025 = 0,05.$$

Розраховуємо рівень напруги на шинах СН в пункті 1:

$$U_{сд1} = \frac{U_{пс1} \cdot U_{тс1} \cdot (1 + \omega_{с1}^{CT})}{U_{ТВ1} \cdot (1 + \omega_{B1}^{CT})} = \frac{113,832 \cdot 38,5 \cdot (1 + 0,05)}{115 \cdot (1 + 0,0178)} = 41,492 \text{ кВ.}$$

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	$N_B^{CT}$	$N_C^{CT}$	$U_{нд}$ , кВ	$U_{сд}$ , кВ
1	118,949	2	2	11,229	41,492
2	118,882	3	2	11,536	42,514
3	118,737	2	2	11,225	41,49
4	119,492	3	2	11,544	42,67
5	118,756	2	2	11,129	41,799

#### 4.7 Режим мінімальних навантажень

Враховуючи коефіцієнт зменшення активного навантаження,  $\alpha = 0,65$  перераховуємо значення навантажень в пунктах. Приклад розрахунку

					ДП91.141.007.ПЗ	Лист
						57
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

наведемо для ПС №1. Знаходимо активне навантаження на шинах СН та НН:

$$P_{\text{СН1}}^{\text{min}} = 0,65 \cdot P_{\text{СН1}} = 0,65 \cdot 21 = 13,65 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{НН1}}^{\text{min}} = 0,65 \cdot P_{\text{НН1}} = 0,65 \cdot 8 = 4,55 \text{ МВт}.$$

Реактивне навантаження буде рівне:

$$Q_{\text{СН1}}^{\text{min}} = -P_{\text{СН1}}^{\text{min}} \cdot \text{tg}(\varphi_{\text{СН}}) = -13,65 \cdot \text{tg}(0.627) = -7,71 \text{ МВАр};$$

$$Q_{\text{НН1}}^{\text{min}} = -P_{\text{НН1}}^{\text{min}} \cdot \text{tg}(\varphi_{\text{СН}}) = -4,55 \cdot \text{tg}(34,915^\circ) = -2,939 \text{ МВАр}.$$

Повне навантаження ПС №1 в режимі мінімальних навантажень становить:

$$\begin{aligned} \dot{S}_1^{\text{min}} &= P_{\text{СН1}}^{\text{min}} + P_{\text{НН1}}^{\text{min}} + j(Q_{\text{СН1}}^{\text{min}} + Q_{\text{НН1}}^{\text{min}}) \\ &= 13,65 + 4,55 + j(-7,71 - 2,939) = 18,2 - j12,821 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Таблиця 4.15 – Навантаження підстанцій в режимі мінімальних навантажень

№ ПС	$\dot{S}_i^{\text{min}}$ , МВА
1	18,2-j12,821
2	13-j9,209
3	11,05-j7,746
4	10,4-j7,276
5	3,9-j2,519

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:

$$\begin{aligned} \sum (|S_1|^2) &= (|\dot{S}_{\text{НН1}}^{\text{min}}|^2) + (|\dot{S}_{\text{СН1}}^{\text{min}}|^2) + (|\dot{S}_{\text{ВН1}}^{\text{min}}|^2) = \\ &= 495,629 + 283,985 + 29,34 = 808,954 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Критична потужність трансформаторів на ПС №1 буде рівна:

$$S_{\text{кр1}} = \frac{4 \cdot \Delta P_{\text{НХ1}} \cdot S_{\text{Н1}}^2}{\Delta P_{\text{КЗ1}}} = \frac{4 \cdot 31 \cdot 25^2}{140} = 553,571 \text{ МВА}.$$

Звідси можна зробити висновок, що в режимі мінімальних навантажень в пункті 3 має бути включено два силові трансформатори, тому що  $808,954 \text{ МВА} > 553,571 \text{ МВА}$ .

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

Таблиця 4.16 – Кількість включених силових трансформаторів на ПС

№ ПС	$\Sigma( S_1 ^2), \text{ МВА}$	$S_{\text{крі}}, \text{ МВА}$	К-сть трансформаторів
1	808,954	553,571	2
2	428,237	553,571	1
3	289,808	235,52	2
4	253,986	235,52	2
5	43,112	38,321	2

В результаті попереднього розрахунку кількість включених трансформаторів на деяких ПС змінилася оскільки змінилось навантаження, тому перерахуємо значення навантажень. Результати розрахунку наведені в табл. 4.17.

Таблиця 4.17 – Навантаження пунктів мережі в режимі мінімальних навантажень

№ ПС	$\dot{S}_i^{\text{min}}, \text{ МВА}$
1	18,223-j13,373
2	13,048-j10,326
3	11,078-j8,387
4	10,425-j7,846
5	3,916-j2,81

Виконаємо розрахунок режимних параметрів мережі при мінімальних навантаженнях. Для цього використаємо метод контурних рівнянь, розрахунок якого проводиться аналогічно розрахунку режиму максимальних навантажень. Результати розрахунків наведені в табл. 4.18

Таблиця 4.18 – Результати ітераційного розрахунку мінімальних навантажень

Параметри	Номер ітерації			
	1	2	3	4
$\dot{I}_1, \text{кА}$	0,166-j0,117	0,16-j0,115	0,16-j0,114	0,16-j0,114
$\dot{I}_2, \text{кА}$	0,119-j0,082	0,114-j0,08	0,114-j0,08	0,114-j0,08
$\dot{I}_3, \text{кА}$	0,101-j0,066	0,097-j0,064	0,097-j0,064	0,097-j0,064
$\dot{I}_4, \text{кА}$	0,095-j0,068	0,091-j0,066	0,091-j0,066	0,091-j0,066
$\dot{I}_5, \text{кА}$	0,036-j0,021	0,035-j0,02	0,035-j0,02	0,035-j0,02
$\dot{I}_{0-1}, \text{кА}$	0,164-j0,116	0,164-j0,116	0,164-j0,115	0,164-j0,115
$\dot{I}_{1-2}, \text{кА}$	(4,417-j1,156) · 10 <sup>-3</sup>	(4,2-j0,9) · 10 <sup>-3</sup>	(4,2-j0,9) · 10 <sup>-3</sup>	(4,2-j0,9) · 10 <sup>-3</sup>
$\dot{I}_{0-2}, \text{кА}$	0,114-j0,081	0,114-j0,081	0,114-j0,08	0,114-j0,08
$\dot{I}_{2-3}, \text{кА}$	(4,22-j2,308) · 10 <sup>-3</sup>	(4-2,1) · 10 <sup>-3</sup>	(4-2,1) · 10 <sup>-3</sup>	(4-2,1) · 10 <sup>-3</sup>
$\dot{I}_{3-5}, \text{кА}$	(-4,92-3,562) · 10 <sup>-3</sup>	(-4,8-3,3) · 10 <sup>-3</sup>	(-4,8-3,3) · 10 <sup>-3</sup>	(-4,8-3,3) · 10 <sup>-3</sup>
$\dot{I}_{0-4}, \text{кА}$	0,136-j0,085	0,131-j0,083	0,131-j0,083	0,131-j0,083
$\dot{I}_{0-3}, \text{кА}$	0,092-j0,067	0,088-j0,065	0,088-j0,065	0,088-j0,065
$\dot{I}_{4-5}, \text{кА}$	0,041-j0,017	0,039-j0,017	0,039-j0,017	0,039-j0,017
$\dot{U}_1, \text{кВ}$	113,645-j1,094	113,683-j1,047	118,939-j1,496	113,684-j1,048
$\dot{U}_2, \text{кВ}$	113,574-j1,138	113,616-j1,091	113,684-j1,048	113,617-j1,091

$\dot{U}_3, \text{кВ}$	113,574-j1,138	113,616-j1,091	113,617-j1,091	113,617-j1,091
$\dot{U}_4, \text{кВ}$	113,992-j0,893	114,023-j0,856	114,024-j0,856	114,02-j0,85
$\dot{U}_5, \text{кВ}$	113,84-j1,065	113,627-j1,02	113,628-j1,02	113,62-j1,02
$\Delta \dot{S}_\Sigma, \text{МВА}$	2,92+j0,961	0,637+j1,998	0,634+j2,037	0,633+j2,037

Виконуючи перевірку умови закінчення розрахунку бачимо, що відносна різниця зміни втрат потужності 3 та 4 ітерації менша, ніж 1%. Отже, ітераційний розрахунок можна завершувати.

$$\left| \frac{\dot{S}_\Sigma^{(4)} - \dot{S}_\Sigma^{(3)}}{\dot{S}_\Sigma^{(3)}} \right| \cdot 100 = \left| \frac{(0,633 + 2,037) - (0,634 + j2,037)}{0,634 + j2,037} \right| \cdot 100$$

$$= 0,28 \%$$

Результуючий поточкорозподіл зображено на рис. 4.6

Результати вибору відгалужень РПН та ПБЗ силових трансформаторів кожної ПС наведено в табл. 4.19

Таблиця 4.19 – Результати вибору РПН та ПБЗ в режимі мінімальних навантажень.

№ ПС	$U_i, \text{кВ}$	$N_B^{\text{СТ}}$	$N_C^{\text{СТ}}$	$U_{\text{нд}}, \text{кВ}$	$U_{\text{сд}}, \text{кВ}$
1	113,688	-1	-1	10,64	36,506
2	113,622	-3	1	9,558	34,518
3	113,543	-1	2	10,125	37,446
4	114,027	-1	2	10,2	37,726
5	113,632	-2	1	9,856	35,853

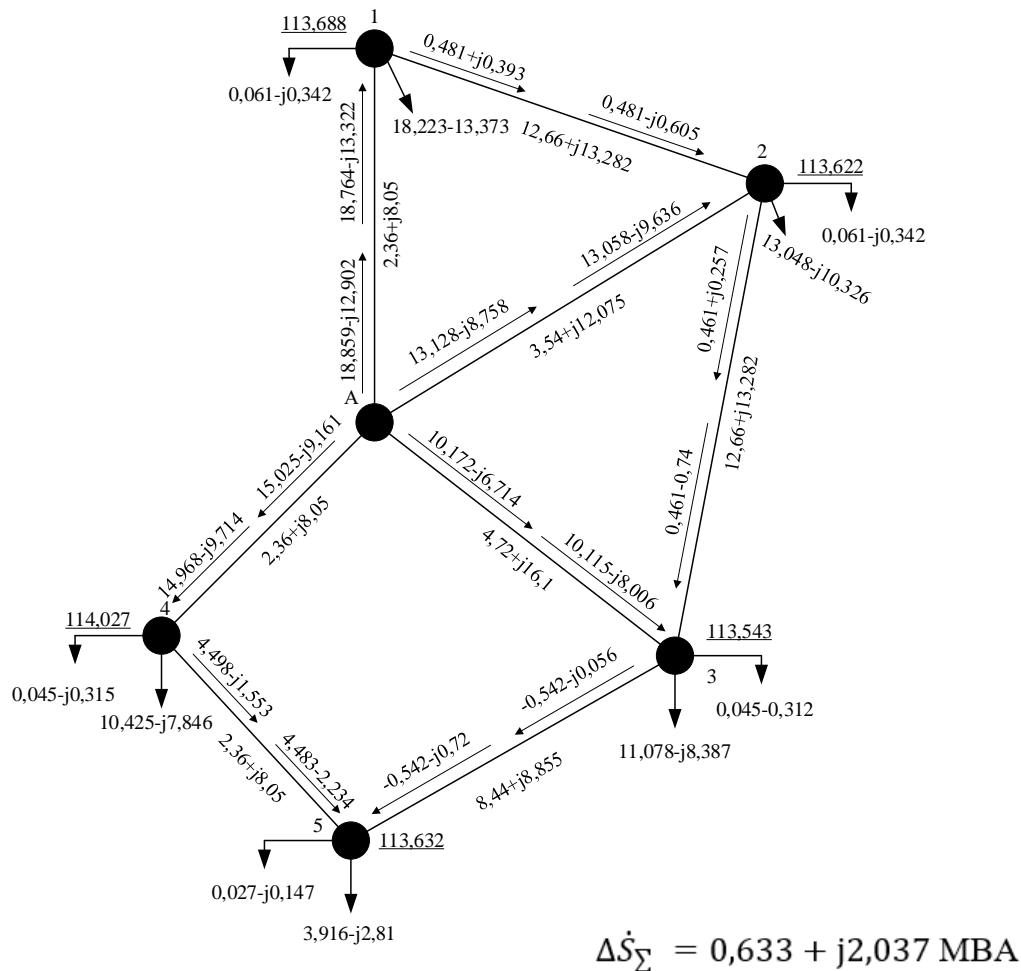


Рис. 4.6 – Режим параметри для режиму мінімальних навантажень

#### 4.8 Післяаварійний режим

Аналізуючи дані, отримані в режимі максимальних навантажень бачимо, найбільш завантаженою ділянкою мережі є ділянка 0-1. Виконаємо розрахунок післяаварійного режиму роботи мережі після відключення ділянки 0-1 .

Робимо перерахунок еквівалентних провідностей в пунктах 0 та 1:

$$\begin{aligned} Y_1 &= 0,5 \cdot (Y_{1-2}) + Y_{бт1} = ((0,5 \cdot (j77,27)) + 4,688 - j26,47) \cdot 10^{-6} = \\ &= (4,688 + j12,68) \cdot 10^{-6} \text{ См}; \end{aligned}$$

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата
-----	------	----------	--------	------

$$\underline{Y}_0 = 0.5 \cdot (\underline{Y}_{0-2} + \underline{Y}_{0-3} + \underline{Y}_{0-4}) =$$

$$= 0.5 \cdot (j85,31 + j113,7 + j56,87) \cdot 10^{-6} = j136,5 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Решта значень еквівалентних провідностей залишилися без змін.

Розрахунок режимних параметрів мережі у післяаварійному проводиться методом контурних рівнянь, аналогічно розрахункам мінімального та максимального режимам. Результати ітераційного розрахунку наведені в табл. 4.20.

Таблиця 4.20 – Результати ітераційного розрахунку післяаварійного режиму

Параметр и	Номер ітерації				
	1	2	3	4	5
$\dot{I}_1, \text{кА}$	0,256- j0,202	0,248-j0,21	0,249-j0,2	0,248- j0,209	0,248- j0,209
$\dot{I}_2, \text{кА}$	0,183- j0,131	0,17-0,127	0,17-j0,127	0,17-j0,127	0,17- j0,127
$\dot{I}_3, \text{кА}$	0,156- j0,111	0,143-0,106	0,143-j0,1	0,143- j0,105	0,143- j0,105
$\dot{I}_4, \text{кА}$	0,146- j0,111	0,134- j0,103	0,134-j0,1	0,134- j0,103	0,134- j0,103
$\dot{I}_5, \text{кА}$	0,055- j0,037	0,051- j0,035	0,051-j0,03	0,051- j0,035	0,051- j0,035
$\dot{I}_{1-2}, \text{кА}$	0,256- j0,202	0,248-0,21	0,249-j0,2	0,248- j0,209	0,248- j0,209
$\dot{I}_{0-2}, \text{кА}$	0,353- j0,297	0,332-0,298	0,33-j0,29	0,333- j0,297	0,333- j0,297
$\dot{I}_{2-3}, \text{кА}$	0,086- j0,035	0,085-j0,04	0,086-j0,03	0,086- j0,039	0,086- j0,039
$\dot{I}_{3-5}, \text{кА}$	- 0,04+0,000	- 0,04+0,000	- 0,04+j0,00	- 0,043+0,00	- 0,04+0,00

	6	6	2	2	2
$\dot{I}_{0-4}, \text{кА}$	0,244- j0,148	0,227- j0,141	0,227-j0,14	0,227- j0,141	0,227- j0,141
$\dot{I}_{0-3}, \text{кА}$	0,199- j0,146	0,186- j0,142	0,186-j0,14	0,186- j0,142	0,186- j0,142
$\dot{I}_{4-5}, \text{кА}$	0,098- j0,038	0,093- j0,038	0,093-j0,03	0,093- j0,037	0,093- j0,037
$\dot{U}_1, \text{кВ}$	110,24- j4,055	110,294- j3,581	110,31- j3,62	110,311- j3,617	110,311- j3,617
$\dot{U}_2, \text{кВ}$	116,161- j3,208	116,226- j2,955	116,237- j2,969	116,237- j2,967	116,237- j2,967
$\dot{U}_3, \text{кВ}$	117,715- j2,509	117,832- j2,321	117,841- j2,327	117,841- j2,327	117,841- j2,327
$\dot{U}_4, \text{кВ}$	119,23- j1,618	119,328- j1,495	119,333- j1,497	119,333- j1,496	119,333- j1,496
$\dot{U}_5, \text{кВ}$	118,083- 2,134	118,219- j1,97	118,226- j1,974	118,226- j1,973	118,226- j1,973
$\Delta \dot{S}_\Sigma, \text{МВА}$	9,305- j8,797	3,149- j7,591	3,274-j7,31	3,254- j7,319	3,255- j7,318

Перевіряючи умови закінчення розрахунку бачимо, що відносна різниця зміни втрат потужності 4 та 5 ітерації менша, ніж 1%. Отже ітераційний розрахунок можна завершувати.

$$\left| \frac{\dot{S}_\Sigma^{(4)} - \dot{S}_\Sigma^{(3)}}{\dot{S}_\Sigma^{(3)}} \right| \cdot 100 = \left| \frac{(3,255 - j7,318) - (3,254 - j7,319)}{3,254 - j7,319} \right| \cdot 100 = 0,23 \%$$

Результуючий поточкорозподіл зображено на рис.4.7.

Результати вибору відгалужень РПН та ПБЗ силових трансформаторів кожної ПС наведено в табл. 4.21

Таблиця 4.21 – Результати вибору РПН та ПБЗ в післяаварійному

					ДП91.141.007.ПЗ	Лист
						64
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

режимі.

№ ПС	$U_i$ , кВ	$N_B^{CT}$	$N_C^{CT}$	$U_{HD}$ , кВ	$U_{CD}$ , кВ
1	113,688	-3	2	9,462	34,995
2	113,622	1	2	10,854	40,006
3	113,543	2	3	11,135	42,139
4	114,027	3	3	11,529	43,627
5	113,632	1	1	10,874	39,895

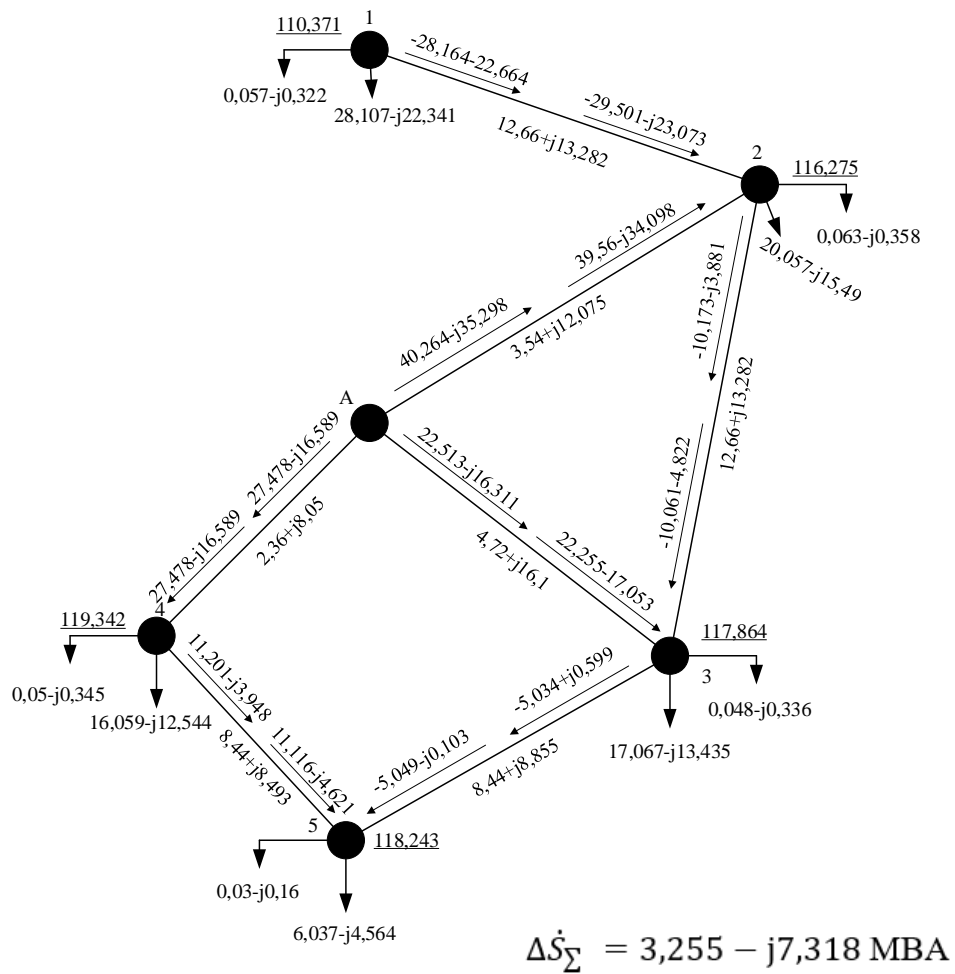


Рис. 4.7 – Режимні параметри в післяаварійному режимі

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата
-----	------	----------	--------	------

## Висновок до розділу

У цьому розділі було здійснено вибір кількості та типу силових трансформаторів для установки на підстанції. Також було обрано оптимальні перерізи проводів ПЛ 110 кВ і перевірено їх відповідність технічним обмеженням за допомогою першої та другої груп післяаварійних режимів.

Після цього була розраховано параметри Z-схеми заміщення електричної мережі. На основі цих параметрів були проведені розрахунки для трьох режимів мережі, а саме: максимального та мінімального навантаження, а також для післяаварійного режиму. Для кожного з цих режимів були вибрані необхідні відгалуження РПН та ПБЗ для забезпечення безпеки та стабільності роботи системи.

Для розрахунку режиму максимальних навантажень було розраховано 5 ітерацій для мінімального знадобилося 4, а післяаварійного 5 відповідно. При цьому, величина сумарних втрат потужності для режимів становила:  $1,201-j2,892$  для максимальних навантажень,  $0,633+j2,037$  для мінімальних і  $3,255-j7,318$  для післяаварійного. Найнижчий рівень напруги для режиму максимальних навантажень був визначений в пункті 3 та становив 118,747 кВ, для режиму мінімальних навантажень найнижча напруга була визначена в пункті 2 із значенням 113,622 кВ, в післяаварійному режимі найнижча напруга була в пункті 1 та становила 110,37 кВ.

Найвищий номер РПН для режиму максимальних навантажень був у пункт 2 та 4 і становив 3. Для ПБЗ у всіх пунктах був становлений номер 2.

Для мінімального режиму найвищий номер РПН був у пункті 2 і становив -3, найменший в пункті 1,3,4 і становив -1. Найменший номер ПБЗ був встановлений в пункті 1 і становить -1, а найбільший в пункті 3 та 4 і рівний 2.

Для післяаварійного режиму найвищий рівень РПН був встановлений в пункті 4 і становить 3, найменший в пункті 2 та 5 і рівний 1. Найвищий номер ПБЗ був в пункті 3 та 4 і становив 3, найменший в пункті 5 і рівний 1.

При розрахунку режиму мінімальних навантажень всі навантаження

					ДП91.141.007.ПЗ	Лист
						66
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

пунктів було знижено у  $a = 0,65$  разів і встановлено напругу на БП 115 кВ. Далі було проведено перевірку на відключення одного із трансформаторів у блоках кожні ПС. В нашому випадку це був пункт 2. У всіх інших пунктах всі трансформатори залишились в роботі. Як наслідок, були перераховані приведенні навантаження пунктів, оскільки навантаження трансформаторів змінилось.

Для піляварійного режиму було відключено найбільш завантажену ділянку мережі, в нашому випадку це ділянка 0-1 із струм на ділянці був рівним  $I = 303,595$  А. Дана ділянка була виконана одноколловою лінією із поводом АС-240/32. І оскільки в результаті цього змінилася конфігурація контурів були розраховані нові контурні опори.

					ДП91.141.007.ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		67

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

Протягом виконання дипломного проєкту було спроектовано та пораховано районну електричну мережу номінальною напругою 110 кВ.

Спочатку була побудова функція дисконтованих витрат для ПЛ-110 кВ, яка виконана на залізобетонних, одностійкових, вільностоячих опорах. Далі були обрані перерізи проводів лінії, в нашому випадку, це проводи – 70 мм<sup>2</sup> та 240 мм<sup>2</sup>.

Наступним було знаходження апроксимованої функції дисконтованих витрат для ПЛ-110 кВ в якому було застосовано метод найменших квадратів.

За допомогою методу впорядкового виключення гілок було вибрано оптимальну схему мережі.

В останньому розділі були розраховані усталені режими роботи мережі. Для кожного з них був проведений ітераційний розрахунок, розрахований струморозподіл та поточкорозподіл потужності, а також визначені рівні напруг в на ПС. Також для кожного із режимів роботи були вибрані відгалудження РПН та ПБЗ.

В режимі мінімальних навантажень в якому всі навантаження пунктів було знижено у  $a = 0,65$  разів і встановлено напругу на БП 115 кВ також була проведена перевірка на вимкнення одного із трансформаторів кожної ПС.

В післяаварійному режимі була вимкнута найбільш завантажена ділянка, нею виявилась ділянка 0-1. У зв'язку із зміненням конфігурації мережі були перераховані контурні опори та еквівалентні провідності ділянок.

					ДП91.141.007.ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		68

## 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. Електричні мережі та системи : підручник / В. В. Кирик. – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2021. – 324 с.

					ДП91.141.007.ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		69

**Додаток А**  
**Результати перевірки на плагіат**

					ДП91.141.007.ПЗ	Лист
						70
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Ім'я користувача:  
Чижевський Володимир

ID перевірки:  
1015600775

Дата перевірки:  
14.06.2023 13:21:04 EEST

Тип перевірки:  
Doc vs Internet + Library

Дата звіту:  
14.06.2023 13:59:39 EEST

ID користувача:  
100006981

Назва документа: Крихтяк Владислав Володимирович ЕС-91

Кількість сторінок: 51 Кількість слів: 9374 Кількість символів: 57511 Розмір файлу: 1.65 MB ID файлу: 1015249127

Виявлено модифікації тексту (можуть впливати на відсоток схожості)

## 29.1% Схожість

Найбільша схожість: 18.4% з джерелом з Бібліотеки (ID файлу: 1015249135)

16% Джерела з Інтернету

427

Сторінка 53

27.7% Джерела з Бібліотеки

435

Сторінка 58

## 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

432

Підозріле форматування

31  
сторінка