

**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: Оптимізація розвитку електричної мережі, розрахунок усталених режимів її роботи*

Виконав:

студент IV курсу, групи ЕС-71

Карапіщенко Артем Юрійович  
(прізвище, ім'я, по батькові)

(підпис)

Керівник проєкту:

Доцент, к.т.н. Баженов В.А.  
(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

\_\_\_\_\_ (підпис)

Консультант:

\_\_\_\_\_ Доцент, к.т.н. Кацадзе Т.Л.  
(назва розділу ДП) (вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Рецензент

\_\_\_\_\_ Доцент, к.т.н. Пушкар М.В.  
(посада, науковий ступінь, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

(підпис)

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

Студент \_\_\_\_\_  
(підпис)

Київ – 2021 року

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ**  
**«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ ІМЕНІ ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**  
Факультет електроенерготехніки та автоматики  
Кафедра електричних мереж та систем

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)  
Спеціальність – 141 “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”  
Освітньо-професійна програма “Електричні системи і мережі”

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

Валерій КИРИК

«    »                      2021 р.

**ЗАВДАННЯ**

на дипломний проєкт студенту  
Караніщенку Артему Юрійовичу  
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проєкту «Оптимізація розвитку електричної мережі, розрахунок установлених режимів її роботи»

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

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

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

3. Вихідні дані до проєкту: план району з відповідним масштабом, надлишкова схема РЕМ.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік завдань, які потрібно розробити):

1. Функція дисконтованих витрат.

2.Апроксимація функції дисконтованих витрат.

3.Оптимальна конфігурація РЕМ.

4.Розрахунок усталених режимів роботи РЕМ.

5. Перелік графічного матеріалу:

5.1 Метод упорядкованого виключення гілок.

5.2.Принципова схема РЕМ та розрахунок режимів роботи.

5.3 Функція дисконтованих витрат.

6. Консультанти розділів проекту.

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		Завдання ви- дав	Завдання прийняв

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

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	Визначення функції дисконтованих витрат	19.04-26.04	
3	Апроксимація функції дисконтованих витрат методом найменших квадратів	26.04-03.05	
4	Метод упорядкованого виключення гілок	03.05-10.05	
5	Визначення оптимальної конфігурації мережі 110 кВ	10.05-17.05	
6	Розрахунок L та Z схем оптимальної конфігурації мережі 110 кВ	17.05-19.05	
7	Розрахунок усталених режимів РЕМ 110 кВ	19.05-21.05	
8	Оформлення пояснювальної записки	21.05-04.06	
9	Оформлення технічних креслень	04.06-08.06	

Студент

\_\_\_\_\_  
(підпис)

Карапіщенко А.Ю.

Керівник проекту

\_\_\_\_\_  
(підпис)

доцент, Баженов В.А.

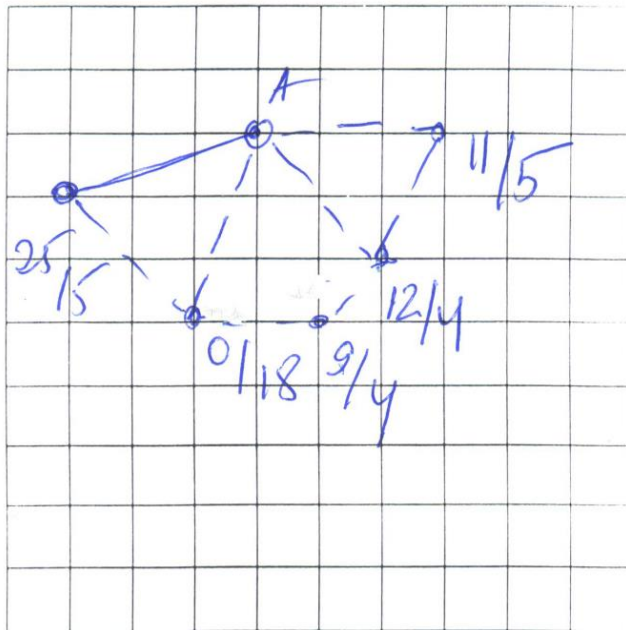
НТУУ "КПІ"  
Кафедра ЕМС

Група ЕС-7

Студент Каратішук

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:

\$ 28,7

- 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.
- $\cos \varphi_{\text{сн}} = 0,83$ ,  $\cos \varphi_{\text{нн}} = 0,81$ ,  $T_{\text{max}} = 5400$  [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  $\alpha = 62$  (%). р-п I - II.
- $M_{\text{гран}} =$  \_\_\_\_\_ [МВт·км],  $\alpha_m =$  \_\_\_\_\_

Примітки:

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

Завдання  
видане

Дата \_\_\_\_\_

Підпис викладача \_\_\_\_\_

# **Пояснювальна записка до дипломного проєкту**

на тему: **«Оптимізація розвитку електричної мережі, розрахунок ustalених режимів її роботи»**

Київ – 2021 року

## ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проект	2	
2	A4	ДП7106.141.005 ПЗ	Пояснювальна записка	66	
3	A1	ДП7106.141.02.005 ТК	Метод упорядкованого виключення гілок	1	
4	A1	ДП7106.141.03.005 ТК	Принципова схема РЕМ і розрахунок режимів роботи	1	
5	A1	ДП7106.141.01.005 ТК	Функція оптимальних витрат	1	

					ДП7106.141.005 ПЗ				
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					
Розробив		Карапіщенко А			Оптимізація розвитку елект- ричної мережі, розрахунок усталених режимів її роботи	Літ.	Арк.	Арк.	
Перевірив		Баженов В.А.					5		
						КПІ ім. Ігоря Сікорського ФЕА, гр. ЕС-71			
Н. Контр.		Кацадзе Т.Л.							
Затвердив		Кирик В.В.							

## РЕФЕРАТ

Дипломний проект складається з: 66 аркушів формату А4, таблиць – 26, рисунків – 18, перелік посилань – 10, графічний матеріал – 3 аркуша формату А1.

Головною метою данного дипломного проекту є оптимізаційний розвиток електричної мережі, номінальною напругою у 110 кВ та розрахунок уставлених режимів її роботи.

Цей проект застосовує оптимізаційні методи на кшталт: дисконтованих витрат, оптимальну конфігуративність схеми мережі та визначення режимів роботи.

В даному проекті реалізована технологія оптимальності вибору проводів для повітряних лінії електропередавання застосовуючи апроксимовану функції дисконтованих витрат, яка допомагає оцінити капіталовкладення в реконструкцію або спорудження електричної мережі до основних розрахунків, котрі мають відношення до режимних параметрів мережі.

Ключові слова: функція дисконтованих витрат, апроксимація, оптимальна конфігурація, напруга, струм, потужність, режими роботи, проводи, перерізи, трансформатори, лінія.

					ДП7106.141.005 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## ABSTRACT

The diploma project consists of: 66 sheets of A4 format, tables - 26, figures - 18, list of references - 10, graphic material - 3 sheets of A1 format.

The main purpose of this diploma project is the optimization development of the electrical network, rated voltage of 110 kV and the calculation of the set modes of its operation.

This project uses optimization methods such as: discounted costs, optimal network scheme configuration and operation modes.

This project implements the technology of optimal selection of wires for overhead power lines using an approximate function of discounted costs, which helps to estimate the investment in the reconstruction or construction of the power grid to the basic calculations related to the network parameters.

Keywords: discounted cost function, approximation, optimal configuration, voltage, current, power, operating modes, wires, cross sections, transformers, lin

					ДП7106.141.005 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



## ЗМІСТ ДИПЛОМНОГО ПРОЄКТА

<b>ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ.....</b>	<b>7</b>
<b>ВСТУП.....</b>	<b>8</b>
<b>РОЗДІЛ 1. ФУНКЦІЯ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ .....</b>	<b>9</b>
1.1 Загальні положення про функцію дисконтованих витрат .....	9
1.2 Розрахунок функції дисконтованих витрат.....	11
Висновок до першого розділу.....	13
<b>РОЗДІЛ 2. АПРОКСИМАЦІЯ ФУНКЦІЇ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ .....</b>	<b>14</b>
2.1 Загальні відомості .....	14
2.2 Апроксимування функції дисконтованих витрат .....	15
Висновок по другому розділу .....	17
<b>РОЗДІЛ 3. ОПТИМАЛЬНА КОНФІГУРАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ .....</b>	<b>9</b>
3.1 Загальні положення.....	18
3.2 Оптимальна конфігурація ЛЕП 110 кВ.....	19
Висновок до третього розділу.....	27
<b>РОЗДІЛ 4. ОБЧИСЛЕННЯ РОБОЧИХ РЕЖИМІВ РАЙОННОЇ МЕРЕЖІ .....</b>	<b>28</b>
4.1 Обрання тип і кількість силових автотрансформаторів.....	28
4.2 Розрахунок поточкорозподілу за L-схемою мережі .....	29
4.3 Обрання перерізу для проводів ПЛЕП-110 кВ .....	32
4.4 Розрахунок параметрів Z-схеми мереж .....	38
4.5 Розрахунок приведених навантажень та еквівалентних провідностей .....	41
4.6 Розрахунок режиму максимальних навантажень .....	44
4.7 Розрахунок режиму мінімальних навантажень.....	54
4.8 Розрахунок післяаварійного режиму .....	60
Висновок до четвертого розділу.....	66
<b>ВИСНОВКИ .....</b>	<b>67</b>
<b>СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....</b>	<b>68</b>

					ДП7106.141.005 ПЗ	
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		6

## ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

ВН – висока напруга;

КЗ – коротке замикання;

ЛЕП – лінія електропередавання;

НН – низька напруга;

ПБЗ – переключення без збудження;

ПЛ – повітряна лінія;

ПС – електрична підстанція;

РПН – регулювання без розриву ланцюга навантаженням;

ПТЕ – правила технічної експлуатації;

СН – середня напруга;

РЕМ – район електричних мереж

					ДП7106.141.005 ПЗ	
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		7

## ВСТУП

Головна мета дипломної проєктної роботи полягає у практичному використанні навичок та знань отриманих теоретичним шляхом. Тобто, для спроектованої районної мережі 110 кВ провести розрахунки режимів роботи, а саме: максимальне та мінімальне навантаження, післяаварійний режим.

Оптимізація розвитку електричної мережі насамперед базується обранням найбільш оптимальною схемою для проєктної мережі та зазначені послідовних дій спорудження окремих частин. Оптимальна мережа служить для об'єднання джерел живлення та споживачів.

Вибір покращеної конфігурації ЕМ є першим кроком під час реконструювання або спорудження нового проєкту мережі. Використовуючи даний підхід є можливість на початкових етапах передбачити появу різноманітних складнощів, котрі можуть виникнути при подальших проєктних діях. Діджиталізація розрахунків надає можливість урахувати незліченну кількість процесів, наприклад: відведений час для реконструювання мереж, споживчих тарифів, передача електричної енергії, ціна та її порівняння для будь-якого обладнання. Отримаємо дані для позачергового вирішення низки питань, які нададуть змогу для покращення проєкту.

У цьому проєкті представлений вибір та порівнянні перерізів проводів щоб в майбутньому отримати оптимальну схему для заданої мережі класу 110 кВ.

За рахунок різних математичних методів розрахунку можемо визначити оптимальну схему нашої мережі. Використовуючи метод впорядкованого виключення гілок із схеми мережі, було вирішено задачу оптимізації мережі.

Для досягнення поставленої мети в проєкті були вирішені наступні завдання:

- 1) розрахунок функції дисконтованих витрат;
- 2) апроксимування функції дисконтованих витрат;
- 3) оптимальна конфігурація ЛЕП 110 кВ;
- 4) обчислення робочих режимів районної мережі.

## РОЗДІЛ 1. ФУНКЦІЯ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ

### 1.1 Загальні положення про функцію дисконтованих витрат

Виконуючи оптимізацію розвитку електричної системи для зіставлення варіацій використовують суму дисконтованих витрат кожної ділянки мережі:

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

де:  $i$  – використовуєма гілка мережі;

$M$  – множина усіх можливих гілок мережі.

Складнощі під час розрахунку, використанням дискретних параметрів силових автотрансформаторів/трансформаторів та ліній електропередавання спричиняють певні проблеми при оптимізації електричної мережі. Цей випадок передбачає застосування методу економічних інтервалів. Його використовують щоб зменшити розмірність задачі, виключаючи параметри електричної мережі, котрі представляють собою, функцію від потоку потужності ділянками ЛЕП та силових автотрансформаторів/трансформаторів. Застосовуючи вище названий метод, потрібно розуміти, що має виконуватися наступна умова:

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

Де:  $V$  – кількість можливих варіацій виконання  $i$ -ї гілки мережі.

Дисконтовані витрати кожної з гілок мережі для будь-якого значення потужності, яке проходить гілкою потрібна виконувати умови, про які було раніше сказано.

Першим кроком задачі – визначення затрат для ЛЕП. Ці затрати визначають шляхом використання наступної формули:

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

Де:  $Z_{v0}$  - дисконтовані затрати на спорудження та використання кожної одиниці довжини лінії перерізом  $Z_{v0}$ ;

$l$  - довжина ЛЕП.

Величина дисконтованих затрат  $Z_{v0}$ , має можливість визначити формулою:

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

Де:  $K_{v0}$  - капіталовкладення спорудження кожної одиниці довжини лінії із перерізом  $S_v$ ;

$P_a$  - щорічні затрати на експлуатацію лінії;

$E$  - нормованість дисконту;

$P$  - значення потоку потужності лінії;

$U_H$  - номінальна напруга електричної мережі;

$\cos \varphi$  - середнє значення коефіцієнта потужності;

$r_{v0}$  - погонний активний опір лінії;

$Z_e$  - питома вартість на відшкодування втрат електричної енергії, яку приймаємо рівною 140 коп/(кВт·год);

$\tau$  - час максимальних втрат.

Функцію дисконтованих затрат лінії визначаємо за такою формулою:

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

Де:  $a_{v0}$  та  $b_{v0}$  коефіцієнти параболи, розраховуємо їх з допомогою виразів, представлених нижче:

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

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

Функція дисконтованих затрат дає змогу визначити будь-якого значення перерізу, котрих використовують для 110 кВ, є велика кількість. Кінцем завершенням розрахунку буде одержання сімейства параболи. Функції дисконтованих затрат матиме кривий вигляд, оминаючи параболи використаних перерізів.

## 1.2 Розрахунок функції дисконтованих витрат

Повітряну лінію напругою 110 кВ, споруджену із залізобетонних опор, визначаємо функцію дисконтованих затрат. Застосувавши лише скорочену номенклатуру стандартних перерізів для лінії 110 кВ(70, 120, 240). Інформація за питомий опір даних проводів має представлення в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Питомий опір дротів

Тип дроту, мм <sup>2</sup>	Питомий опір, Ом/км
70 / 11	0, 422
120 / 19	0, 244
240 / 32	0, 118

Базовим показником вартості будівництва будь-якої ЛЕП-110 кВ із використанням залізобетонних опор показані в таблиці 1.2. Ураховуючи ріст цін пов'язаним з змінною курсу гривні до долара США та інфляцією нашої валюти було використано коефіцієнт 28,7.

Таблиця 1.2 – Грошова вартість спорудження ЛЕП

Тип дроту, мм <sup>2</sup>	Ціна, тис. грн/км
70 / 11	1808,1
120 / 19	1980,3
240 / 32	2296

Розрахуємо час максимальних затрат:

$$\tau = (0,124 + T_{\max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 5400 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 3862,25 \text{ год/рік}.$$

Визначаємо коефіцієнти параболи використаних перерізів

$$a_{V0(70)} = K_{V0(70)} + \frac{P_a \cdot K_{V0(70)}}{E} = 1808,1 + \frac{1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 1808,1}{0,12} = 1988,91;$$

$$b_{V0(70)} = \frac{r_{V0(70)} \cdot Z_e \cdot \tau}{U_H^2 \cdot \cos^2 \varphi \cdot E} = \frac{0,422 \cdot 1,4 \cdot 3862,25}{110^2 \cdot 0,9^2 \cdot 0,12} = 1,94;$$

Як розрахунок проводять ідентичний для інших перерізів, наводжу лише вихідні дані, цих проводів:

$$a_{V0(120)} = 2178,33;$$

$$b_{V0(120)} = 1,122;$$

$$a_{V0(240)} = 2525,6;$$

$$b_{V0(240)} = 0,542.$$

Отже, сумарна функція дисконтованих затрат для проводів можна визначити таким чином:

$$Z_{V0(70)} = a_{V0(70)} + b_{V0(70)} \cdot P^2 = 1988,91 + 1,94 \cdot P^2;$$

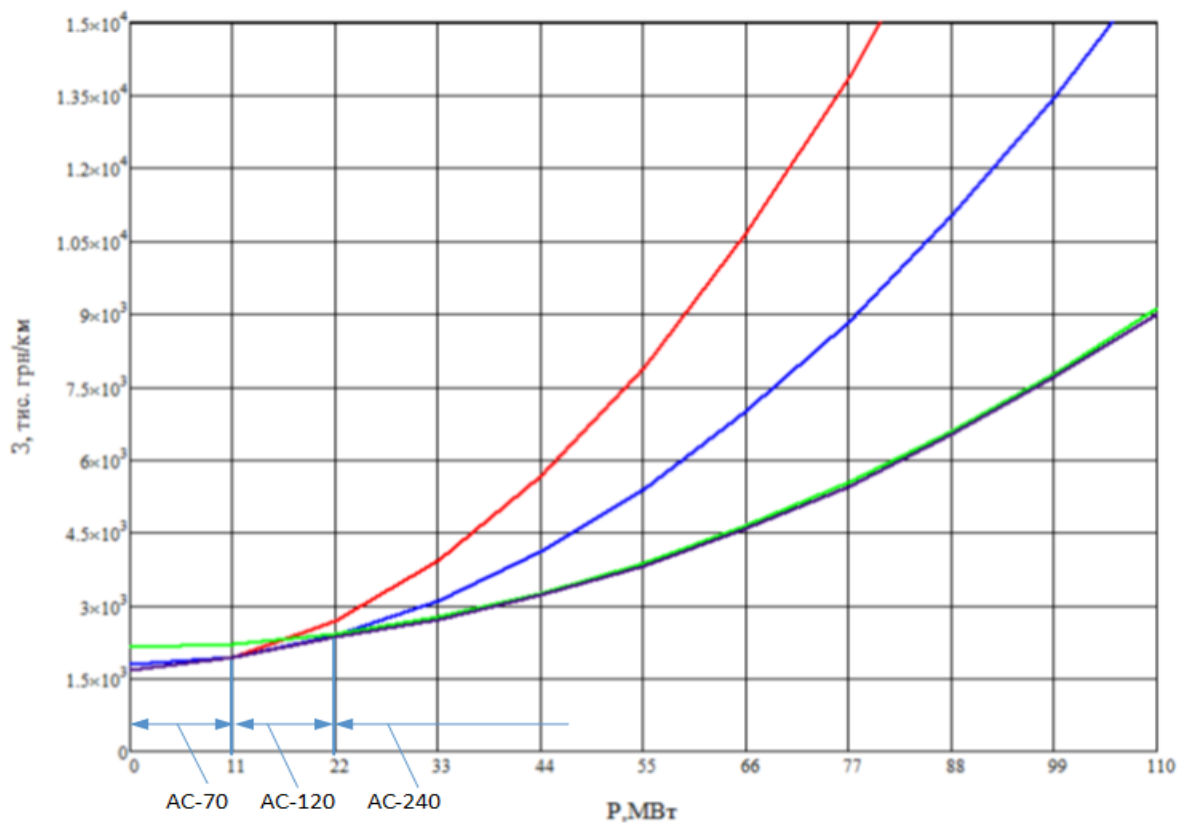
Як розрахунок проводять ідентичний для інших перерізів, наводжу лише вихідні дані, цих проводів:

$$Z_{V0(120)} = 2178,33 + 1,122 \cdot P^2;$$

$$Z_{V0(240)} = 2525,6 + 0,542 \cdot P^2.$$

Графіки функцій дисконтованих затрат ПЛ-110 кВ для проводів із використанням різного перерізу показані рисунку 1.1.

З рисунку 1.1 можна зрозуміти, що функції дисконтованих затрат являють собою нижню криву лінії, яка оминається сімейством параболи.



Де:

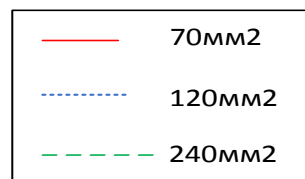


Рис. 1.1 – Функції питомих дисконтованих затрат на будівництва та використання ПЛЕП-110 кВ

### **Висновок до першого розділу**

Ця частина роботи мала на меті побудови функцій оптимальних питомих дисконтованих затрат для ПЛЕП-110 кВ, яка виконується із допомогою залізобетонних опор. Даний пункт роботи вимагав порівняння проводів різного перерізу (70, 120, 240) для ПЛ напругою 110 кВ.



## РОЗДІЛ 2. АПРОКСИМАЦІЯ ФУНКЦІЇ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ

### 2.1 Загальні відомості

Сумарна функція дисконтованих затрат  $Z_i = f(P_i)$  має недоліки у застосуванні порівняно з іншими тим, що перші похідні на рубіжах техніко-економічних інтервалів будуть розірвані. Отже, ця функція є недоцільною у використанні, саме тому вона замінюється більш простим методом. Саме це і дає нам змогу використовувати апроксимацію.

Метод найменших квадратів, враховуючи дані значення функції дає змогу визначення многочлену, дуже коректно та чітко описуючий потрібну функцію. Многочлен представленим наступним виразом для визначення:

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

У процесі користування методу найменших квадратів обирається многочлен використовуючи котрий попередня функція характеризується мінімальним значенням:

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

Проведемо диференційний розрахунок попереднього виразу за кожним коефіцієнту  $a_k$  та розрахований результат має бути приведений до нуля, буде отримана систему рівнянь, що описує коефіцієнти  $a_0, a_1, \dots, a_M$ . Похідні виглядатимуть так:

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

Останній вираз записується наступним чином:

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

Скористаємося позначками:

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

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

Система рівнянь отримання коефіцієнтів матиме новий вигляд:

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

Якщо наша функцію буде апроксимувати пряма лінія, то отримана система рівнянь, в котрий раз змінює свій вигляд та буде представлятися наступним чином:

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

Для визначення коефіцієнтів скористаємося формулами, які представлені далі:

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

## 2.2 Апроксимування функції дисконтованих витрат

Виконуємо апроксимування функцію дисконтованих затрат розраховану у розділі, котрий був представлений вище.

В процесі використання апроксимування користуємося координатами точок, які належать шуканим функціям проводів різного типу перерізу, а також місця в, котрих наведені функції перетинаються. Розрахункові точки координат представлені таблицею 2.1.

Таблиця 2.1 – Координати точок

<i>P</i> , МВт	0	11	22	33	44	55	66	77	88	99	110
<i>З</i> , тис.грн/км	2673	2722	2850	3150	3511	4199	4887	5643	6820	7712	9095

Формуємо систему рівнянь:

$$S_0 = \sum_{i=1}^N x_i^0 = N = 11;$$

$$S_1 = \sum_{i=1}^N x_i = x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5 + x_6 + x_7 + x_8 + x_9 + x_{10} = 605;$$

$$S_2 = \sum_{i=1}^N x_i^2 = 0^2 + 11^2 + 22^2 + 33^2 + 44^2 + 55^2 + \\ + 66^2 + 77^2 + 88^2 + 99^2 + 110^2 = 46585;$$

$$T_0 = \sum_{i=1}^N y_i = 2673 + 2722 + 2850 + 3150 + \\ + 3511 + 4199 + 4887 + 5643 + 6820 + 7712 + 9095 = 5,326 \cdot 10^4;$$

$$T_1 = \sum_{i=1}^N x_i \cdot y_i = \\ = 0 \cdot 2673 + 11 \cdot 2722 + 22 \cdot 2850 + 33 \cdot 3150 + 44 \cdot 3511 + 55 \cdot 4199 + 66 \cdot 4887 + 77 \cdot 5643 + \\ + 88 \cdot 6820 + 99 \cdot 7712 + 110 \cdot 9095 = 3,703 \cdot 10^6.$$

В результаті отримана систему рівнянь матиме вигляд:

$$\begin{cases} 11 \cdot a_0 + 605 \cdot a_1 = 5,326 \cdot 10^4; \\ 605 \cdot a_0 + 46585 \cdot a_1 = 3,703 \cdot 10^6. \end{cases}$$

У кінці розрахунку заданої системи рівнянь, отримаємо такі коефіцієнти:

$$a_0 = 1,644 \cdot 10^3;$$

$$a_1 = 58,129.$$

Тобто, сумарна функція дисконтованих затрат ЛЕП-110 кВ, розглянута в цьому проєкті, отримає наступне значення:

$$Z_n = 1,644 \cdot 10^3 + 58,129 \cdot P.$$

Розрахунок можна не наводити тільки існуючої лінії. Результируюча функція існуючої ЛЕП-110 кВ:

$$Z_{\text{існ}} = 74,98 \cdot P.$$

Графіки апроксимування сумарної функції дисконтованих затрат для лінії 110 кВ, яка проектується представлена рисунком 2.1.

					ДП7106.141.005 ПЗ	16
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		

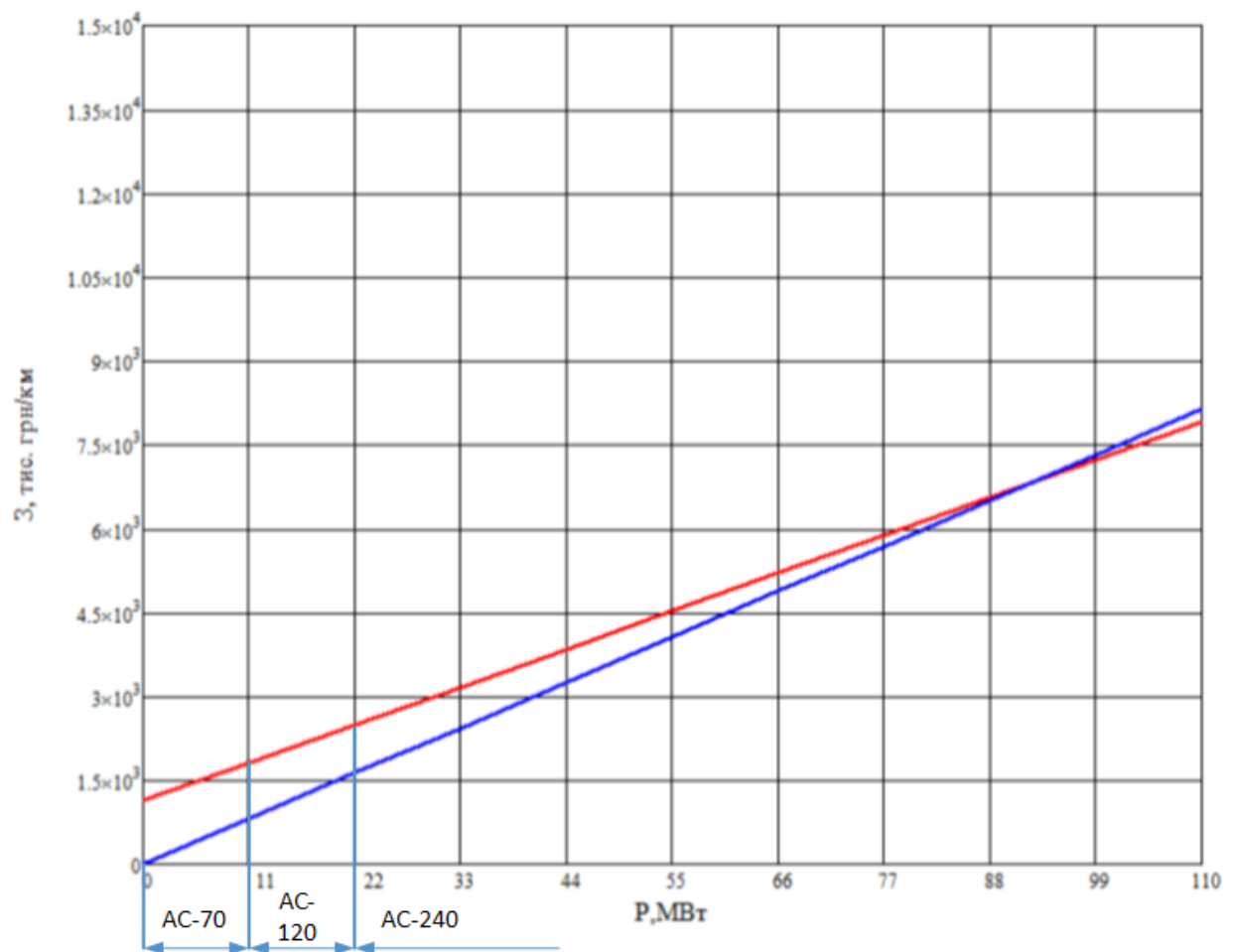


Рис. 2.1 – Апроксимована функція дисконтованих затрат  
Лінії 110 кВ

### ***Висновок по другому розділу***

Розділ роботи включав в себе із використанням методу найменших квадратів провести апроксимування сумарної функції дисконтованих затрат ПЛЕП-110 кВ, споруджена з використанням залізобетонних опор. Апроксимування було проведено для існуючої та проєктованої ПЛ-110 кВ.

## РОЗДІЛ 3. ОПТИМАЛЬНА КОНФІГУРАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

### 3.1 Загальні положення

Використовуючи метод впорядкованого виключення гілок із схеми мережі отримаємо нагоду для визначення оптимальної конструкції мережі. Головна причина використання методу є можливість отримати криву економічних інтервалів під час визначення дисконтованих витрат. Відмінною метода від інших – збільшення об'ємів вирішення завдання при кожному кроці покращення. Результатом використання методу є неможливість, в деяких випадках, отримати доцільну конфігурацію.

Метод впорядкованого виключення гілок потребує формування схеми мережі, яка складається із різноманітних варіацій спорудження ПЛ та їх дисконтованих витрат. Наступним кроком йде відключення ліній мережі по черзі і знову ж таки отримують дисконтовані витрати вже для нової мережі. Відключення ліній не має на меті порушення зв'язаності схеми мережі. Зрівнюючи варіацію мереж отриманні внаслідок вимкнення будь-якої гілки визначається варіація, із мінімальними дисконтованими витратами. Лінію із мінімальними затратами видаляють із надлишкової схеми. Надалі розрахунок проводять ідентичним, видаливши лінію із попереднього кроку покращень мереж та видаленням інших ліній. Оптимальність отримана, якщо порушень зв'язаності схем не відбувається.

Після виконання видалення одних із гілок з надлишкової схеми мережі потрібно проводити індивідуальні розрахунки поточкорозподілу по довжині кожної з ліній. В кінці розрахунку виконуємо підсумування дисконтованих витрат на спорудження та технічну експлуатацію кожної частини ЕМ. Отримані дисконтовані витрати додаємо до попередніх.

### 3.2 Оптимальна конфігурація ЛЕП 110 кВ

Схема електричної мережі представлена із існуючої (суцільна лінія) та можливих (пунктирна лінія) варіативністю будівництва ЛЕП класом номінальної напруги 110 кВ показана на рисунку 3.1. На вихідній схемі, під кожним пунктом зазначені активні навантаження та довжини ліній.

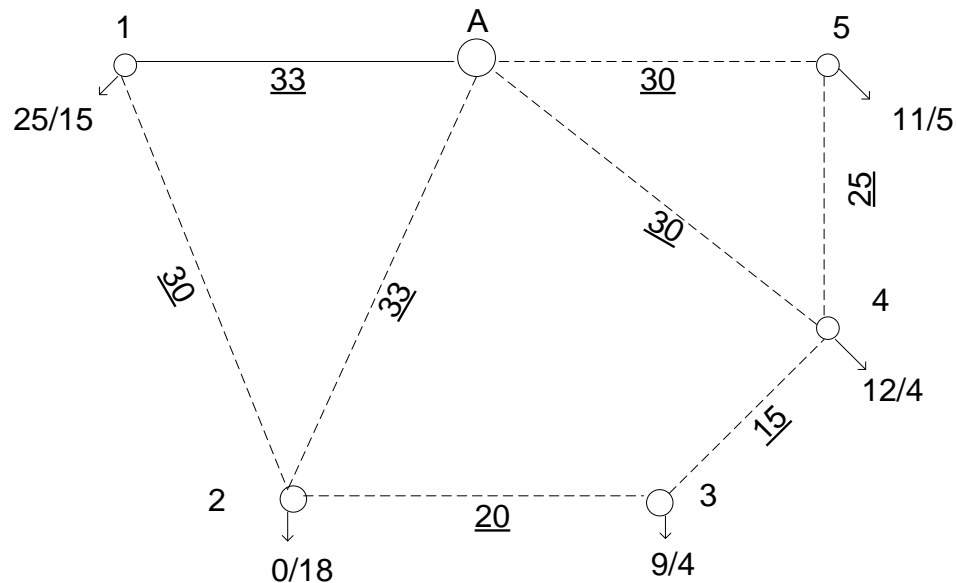


Рис. 3.1 – Надлишкова схема РЕМ

Визначення дисконтованих витрат для будівництва ділянок РЕМ залучаємося допомогою апроксимованої функції дисконтованих витрат отриманих у пунктах, які представлені вище:

$$Z_n = 1,644 \cdot 10^3 + 58,129 \cdot P.$$

Для реальної ЛЕП 110 кВ використаємо функцією представлену нижче:

$$Z_{icn} = 74,98 \cdot P.$$

Вихідну схему РЕМ розрахуємо поточкорозподіл за довжинами ділянок.

Умовно зі схеми прибираємо лінії 1-2, 2-3 і 4-5 та визначаємо поточкорозподіл в L-схемі:

$$P_{1-A}^{роз} = P_1 = 40 \text{ МВт};$$

$$P_{2-A}^{роз} = P_2 = 18 \text{ МВт};$$

$$P_{5-A}^{p03} = P_5 = 16 \text{ МВт};$$

$$P_{3-4}^{p03} = P_3 = 13 \text{ МВт};$$

$$P_{4-A}^{p03} = P_4 + P_{34} = 16 + 13 = 29 \text{ МВт}.$$

На рисунку 3.2 показано потокорозподіл в L-схемі.

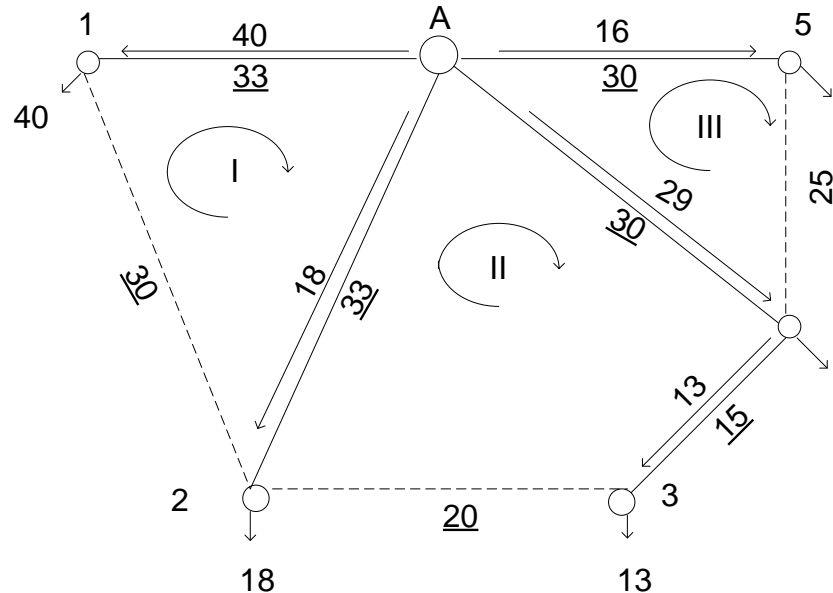


Рис. 3.2 – Потокорозподіл в розімкненій мережі

Система контурних рівнянь для вище зазначеної мережі:

$$\begin{cases} P_I \cdot (l_{1-A} + l_{2-A} + l_{1-2}) - P_{II} \cdot l_{2-A} = -(P_{2-A}^{p03} \cdot l_{2-A} - P_{1-A}^{p03} \cdot l_{1-A}); \\ P_{II} \cdot (l_{2-A} + l_{4-A} + l_{2-3} + l_{3-4}) - P_I \cdot l_{2-A} - P_{III} \cdot l_{4-A} = -(P_{4-A}^{p03} \cdot l_{4-A} + P_{3-4}^{p03} \cdot l_{3-4} - P_{2-A}^{p03} \cdot l_{2-A}); \\ P_{III} \cdot (l_{5-A} + l_{4-A} + l_{4-5}) - P_{II} \cdot l_{4-A} = -(P_{5-A}^{p03} \cdot l_{5-A} + P_{4-5}^{p03} \cdot l_{4-5} - P_{4-A}^{p03} \cdot l_{4-A}). \end{cases}$$

Підставивши значення довжин ділянок, отримаємо:

$$\begin{cases} 96 \cdot P_I - 33 \cdot P_{II} = 726; \\ 98 \cdot P_{II} - 33 \cdot P_I - 30 \cdot P_{III} = -471; \\ 85 \cdot P_{III} - 30 \cdot P_{II} = 390. \end{cases}$$

Зрівнювальні потужності отримані після розрахунку контурних рівнянь:

$$P_I = 7,184 \text{ МВт};$$

$$P_{II} = -1,102 \text{ МВт};$$

$$P_{III} = 4,199 \text{ МВт}.$$

Накладаючи зрівнювальні потужності на потокорозподіл в L-схемі отримаємо результуючий потокорозподіл:

$$P_{1-A} = P_{1-A}^{\text{роз}} - P_I = 40 - (7,184) = 32,816 \text{ МВт};$$

$$P_{2-A} = P_{2-A}^{\text{роз}} + P_I - P_{II} = 18 + 7,184 - (-1,102) = 26,286 \text{ МВт};$$

$$P_{4-A} = P_{4-A}^{\text{роз}} + P_{II} - P_{III} = 29 + (-1,102) - 4,199 = 23,699 \text{ МВт};$$

$$P_{5-A} = P_{5-A}^{\text{роз}} + P_{III} = 16 + 4,199 = 20,199 \text{ МВт};$$

$$P_{3-4} = P_{3-4}^{\text{роз}} + P_{II} = 13 + (-1,102) = 11,898 \text{ МВт};$$

$$P_{1-2} = -P_I = -7,184 \text{ МВт};$$

$$P_{2-3} = -P_{II} = 1,102 \text{ МВт};$$

$$P_{4-5} = -P_{III} = -4,199 \text{ МВт}.$$

Проводимо перевірку другого закону Кірхгофа:

$$P_{2-A} \cdot l_{2-A} - P_{1-A} \cdot l_{1-A} - P_{1-2} \cdot l_{1-2} = 26,286 \cdot 33 - 32,816 \cdot 23 - 7,184 \cdot 30 = 0;$$

$$P_{4A} \cdot l_{4A} - P_{2A} \cdot l_{2A} - P_{23} \cdot l_{23} + P_{34} \cdot l_{34} = 23,699 \cdot 30 - \\ - 26,286 \cdot 33 - 1,102 \cdot 20 + 11,898 \cdot 20 = 0;$$

$$P_{5-A} \cdot l_{5-A} - P_{4-A} \cdot l_{4-A} - P_{4-5} \cdot l_{4-5} = 20,199 \cdot 30 - 23,699 \cdot 30 - 4,199 \cdot 25 = 0.$$

Отже, вирішення поставленої задачі виконано коректно. Потокорозподіл в R-схемі представлено на рисунку 3.3.

Кожну ділянку схеми представимо та визначимо дисконтовані витрати:

$$Z_{1-A} = 0,0749 \cdot P_{1-A} = 0,0749 \cdot 32,816 = 2,458 \text{ млн.грн};$$

$$Z_{2-A} = 1,644 + 0,0581 \cdot P_{2-A} = 1,654 + 0,0581 \cdot 26,286 = 3,171 \text{ млн.грн};$$

$$Z_{4-A} = 1,644 + 0,0581 \cdot P_{4-A} = 1,654 + 0,0581 \cdot 24,699 = 3,021 \text{ млн.грн};$$

$$Z_{4-5} = 1,644 + 0,0581 \cdot P_{4-5} = 1,654 + 0,0581 \cdot 4,199 = 1,4 \text{ млн.грн};$$



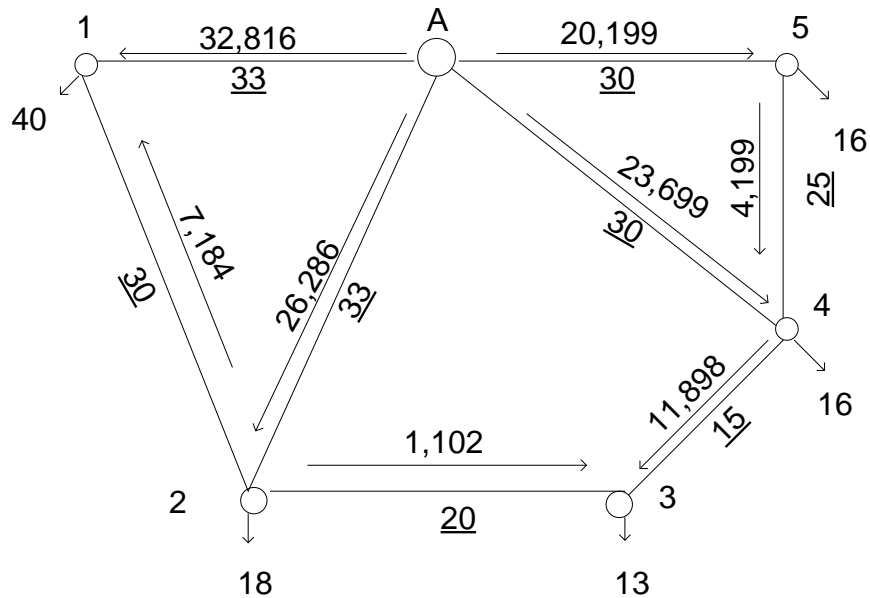


Рис. 3.3 – Потокорозподіл в замкненій мережі

$$Z_{5-A} = 1,644 + 0,0581 \cdot P_{5-A} = 1,654 + 0,0581 \cdot 20,199 = 2,818 \text{ млн.грн};$$

$$Z_{3-4} = 1,644 + 0,0581 \cdot P_{3-4} = 1,654 + 0,0581 \cdot 11,898 = 2,335 \text{ млн.грн};$$

$$Z_{2-3} = 1,644 + 0,0581 \cdot P_{2-3} = 1,654 + 0,0581 \cdot 1,102 = 1,708 \text{ млн.грн};$$

$$Z_{1-2} = 1,644 + 0,0581 \cdot P_{1-2} = 1,654 + 0,0581 \cdot 7,184 = 1,227 \text{ млн.грн};$$

Сумарні затрати вихідної мережі представляють наступне:

$$Z_0 = Z_{1-A} + Z_{2-A} + Z_{4-A} + Z_{5-A} + Z_{4-5} + Z_{2-3} + Z_{3-4} + Z_{1-2} = 2,458 + 3,171 + 3,021 + 2,818 + 1,4 + 1,708 + 2,335 + 1,227 = 18,138 \text{ млн.грн}.$$

Приступаємо до подальшої оптимальності конфігуративності схеми за рахунок кроків оптимальності.

### ***Перший етап***

З вихідної схеми мережі по чергово видаляємо ЛЕП. Визначаємо дисконтовані затрати для усіх варіацій мережі, які були визначенні у розрахунках.

Результат розрахунку дисконтованих затрат наведені у таблиці 3.1. На рисунку 3.4 показано варіації конструкцій мережі, котрі отримані після видалення гілок із вихідної схеми. Ще на рисунку 3.4 представлено потокорозподілення потужностей.

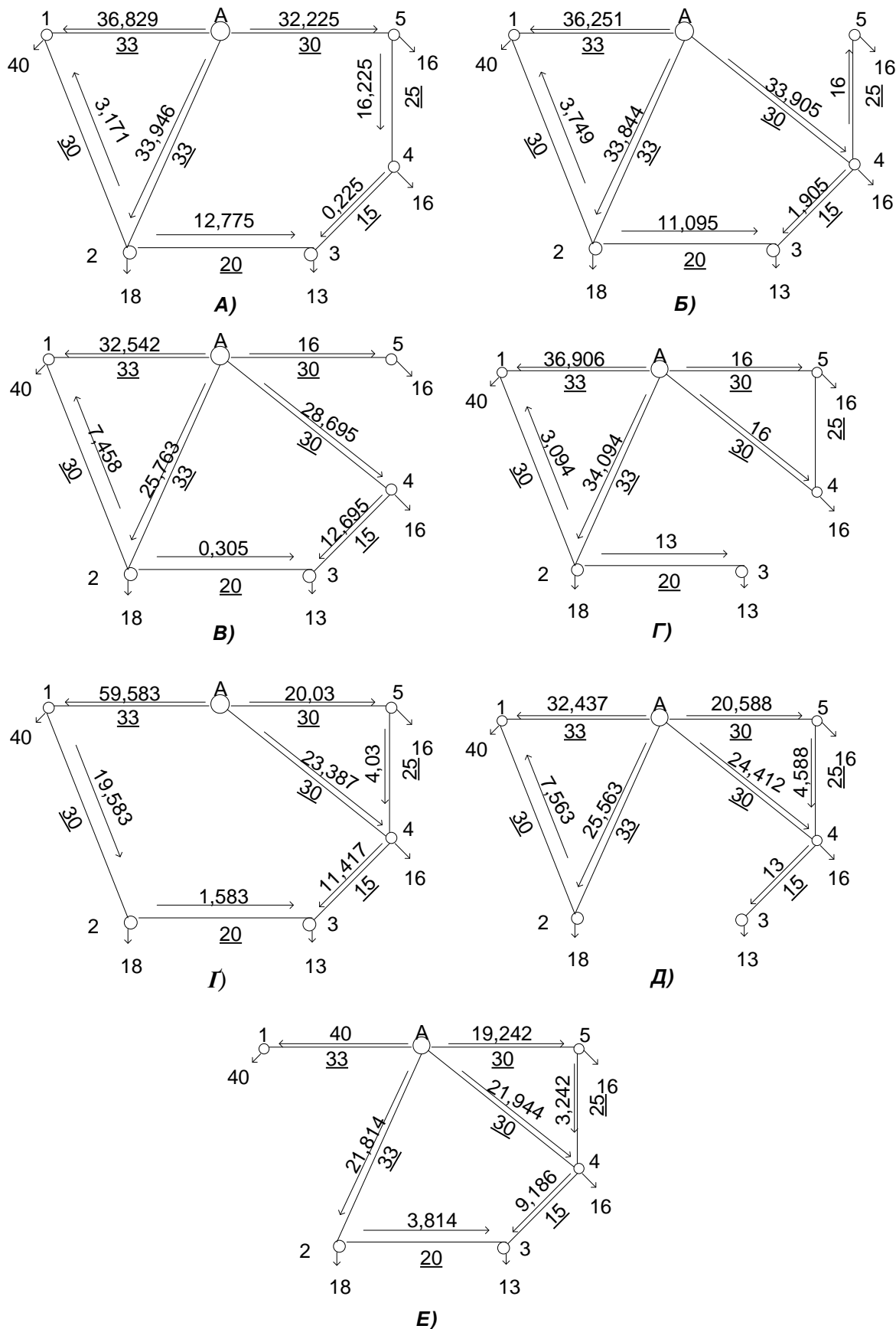


Рис. 3.4 – Варіації конфігуративності районної мережі після першого етапу вирі-  
зання ділянок : а– 4-А; б – 5-А; в – 4-5; г – 3-4; г – 2-А; д – 2-3; е – 1-2

Таблиця 3.1 – Перший оптимізаційний етап

Вирізнана ділянка	Затрати млн грн	Економія млн грн
5-A	18.914	-0.803
4-5	16.718	1.42
3-4	17.044	1.094
4-A	17.98	0.158
2-3	16.442	1.696
1-2	17.088	1.05
2-A	18.509	-0.371

Отже, мінімізація дисконтованих затрат отримаємо після видалення гілки 2-3 з вихідної мережі. На наступному кроці оптимальності приймаємо конфігуративність схеми в немає ділянка 2-3.

### Другий етап

На цьому кроці приймаємо  $z_0$  рівним  $z(2-3)=16,442$ . Ідентично першому кроку видаляємо ділянки мережі та визначаємо дисконтовані затрати. Результати розрахунків наведені в таблиці 3.2. Варіація РЕМ утворена після другого кроку проілюстрована на рисунку 3.5. та рисунку 3.6.

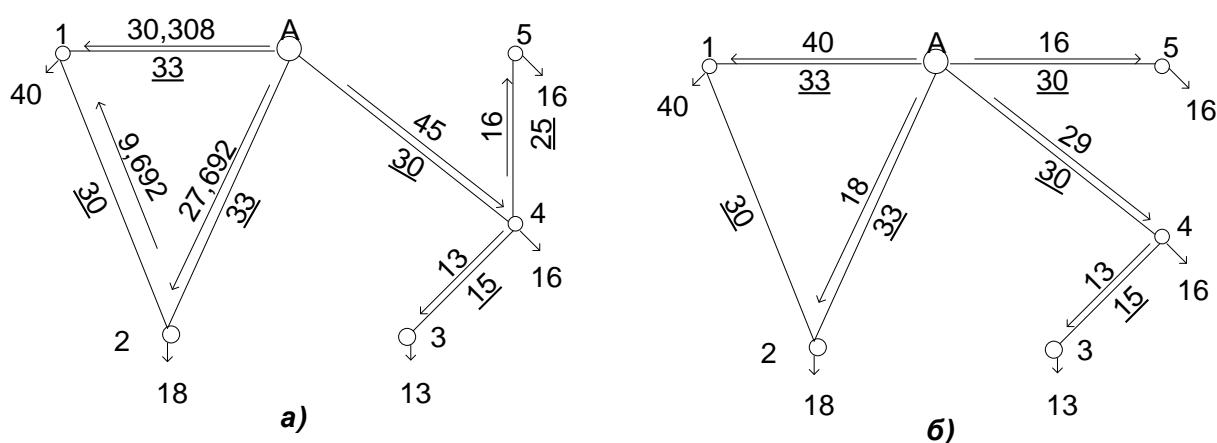


Рис. 3.5 - Варіації конфігуративності районної мережі після другого етапу вирізнання ділянок: а – 5-A; б – 4-5

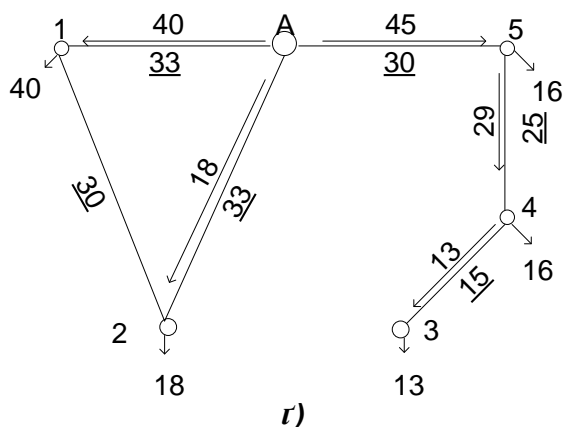
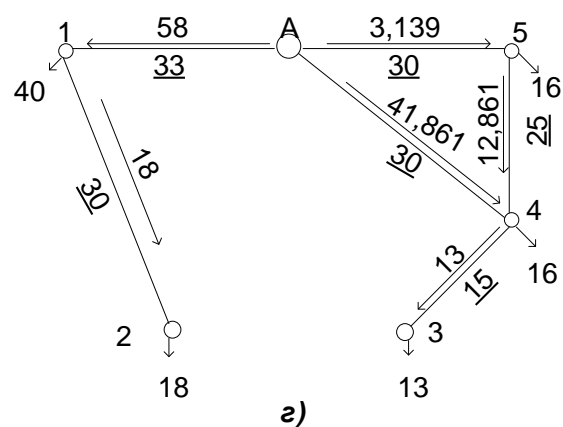
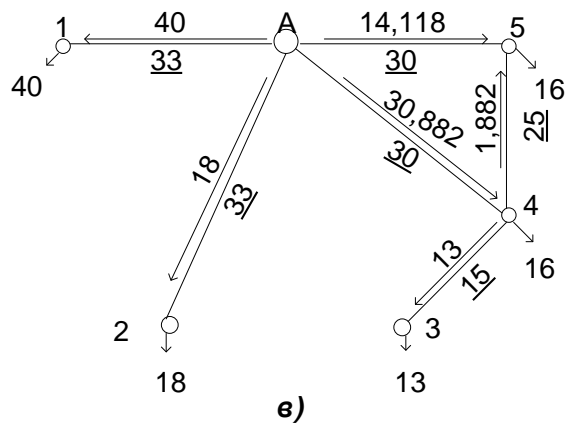


Рис. 3.6 – - Варіації конфігуративності районної мережі після другого етапу вирі-  
зання ділянок в – 1-2; г – 2-А; г – 4-А;

Лінію 1-А видалити неможливо, яка буде слугувати порушенням зв'язності ме-  
режі.

Таблиця 3.2 – Другий оптимізаційний етап

Вирізнана ділянка	Затрати млн грн	Економія млн грн
5-А	17.536	-1.094
4-А	18.454	-2.012
4-5	16.77	-0.328
1-2	15.74	0.702
2-А	17.726	-1.284

Отже, мінімізація дисконтованих затрат отримаємо після видалення гілки 1-2 зі схеми. На подальшому кроці оптимальності на початку конфігуруємо схему в якій немає ділянки 1-2 та 2-3.

### Третій етап

Фінальний крок, приймаємо  $z_0$  рівним  $z(1-2)=15,74$ . Аналогічно попереднім крокам оптимальності мережі, визначимо дисконтованих затрат після того, як прибираємо ділянки зі схеми мережі. Результати розрахунків наведені в таблиці 3.3. Варіації схем, отримані після вимкнення гілок мережі показані нижче на рисунку 3.7

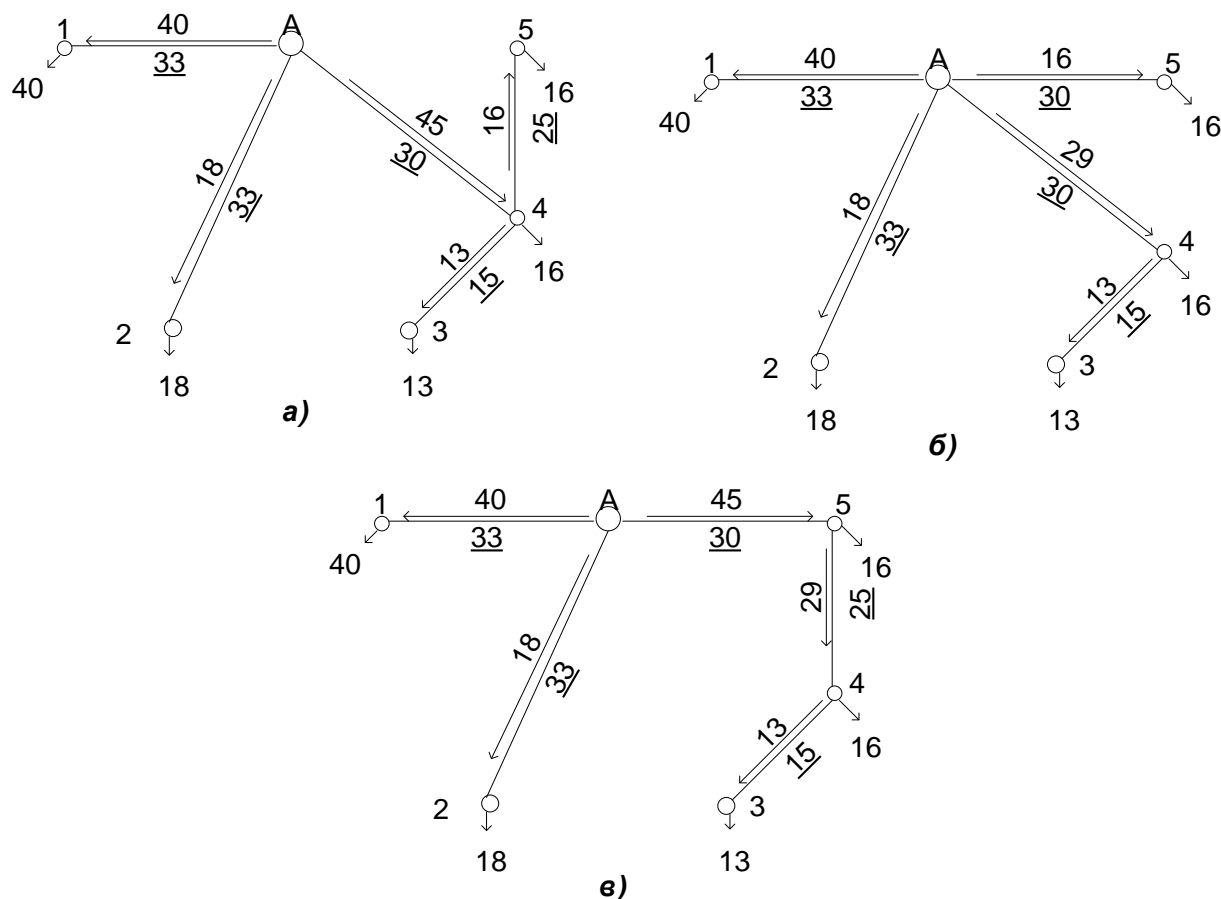


Рис. 3.7 – - Варіації конфігуративності районної мережі після третього етапу вирі-  
зання ділянок: а – 5-А; б – 4-5; в – 4-А;

Таблиця 3.3 – Третій оптимізаційний крок

Вирізнана ділянка	Затрати млн грн	Економія млн грн
5-А	14.917	0.823
4-5	13.988	1.752
4-А	15.672	0.068

Отже, мінімізація дисконтованих затрат отримаємо видаленням гілки 4-5 з початкової схеми. Вимикаємо гілку 4-5. Оптимізацію вважаємо завершеною, бо наступне видалення ліній буде причиною порушення зв'язаності мережі. Найоптимальніша конфігурація мережі показана на рисунку 3.8.

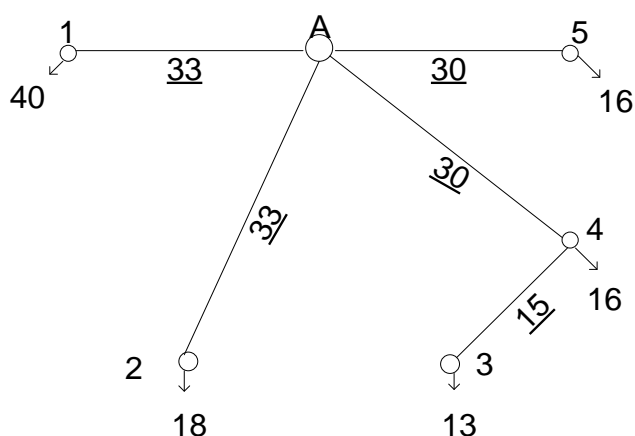


Рис. 3.8 – Оптимальна конфігурація РЕМ 110 кВ

### ***Висновок до третього розділу***

Даний розділ було розраховано за допомогою математичного методу – впорядкованого виключення гілок, яка показує оптимальні конфігуративні варіації схеми мережі для районної ЕМ номінальної напруги 110 кВ.

## РОЗДІЛ 4. ОБЧИСЛЕННЯ РОБОЧИХ РЕЖИМІВ РАЙОННОЇ МЕРЕЖІ

### 4.1 Обрання тип і кількість силових автотрансформаторів

При обрані кількості силових автотрансформаторів/трансформаторів на проєктованих підстанціях напругою 110 кВ можемо висунути припущення щодо шин НН та СН приєднаних споживачі першої та другої категорії. Таким чином, кожна підстанція має мати встановлені по два автотрансформатори/трансформатори ідентичного типу та потужності.

Потужність силових автотрансформаторів/трансформаторів необхідно визначити, спираючись на допустимі перевантаження, котрі утворюють 40% в післяаварійних режимах (базуючись ПТЕ).

Приведемо приклад розрахунку трансформаторів для ПС №1.

Визначаємо значення реактивного навантаження на шинах підстанції №1:

$$\varphi_{\text{HH}} = \arccos(\cos(\varphi_{\text{HH}})) = \arccos(0.81) = 35.904^\circ;$$

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

$$Q_{\text{HH1}} = -P_{\text{HH1}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{HH}} = -15 \cdot \operatorname{tg}(35.904^\circ) = -10.86 \text{ МВар};$$

$$Q_{\text{CH1}} = -15.494 \text{ МВар}.$$

Обсяг повного навантаження підходять першої підстанції буде складати:

$$\dot{S}_{\text{max1}} = P_{\text{HH1}} + P_{\text{CH1}} + j(Q_{\text{HH1}} + Q_{\text{CH1}}) = 15 + 25 + j(-10.86 - 15.494) = 40 - j26.353 \text{ МВА}.$$

Обчислимо значення потужності силових автотрансформаторів, котрі плануються до встановлення на ПС №1:

$$S_{\text{T1}} = 0.7 \cdot |\dot{S}_{\text{max1}}| = 0.7 \cdot 47.901 = 33.531 \text{ МВА}.$$

Згідно розрахунку ПС №1 потребує використання двох силових автотрансформаторів типу ТДТН-40000/110.

Підсумок обрання автотрансформаторів для підстанцій в інших пунктах схеми мережі представлені в таблиці 2.1.

					ДП7106.141.005 ПЗ	28
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		

Таблиця 4.1 – Вибір автотрансформаторів для проєктованих ПС 110 кВ

ПС	$\dot{S}_{\max}$ , МВА	$S_T$ , МВА	Тип трансформаторів
1	40-j26.353	33.531	2×ТДТН-40000/110
2	18-j13.032i	15.556	2×ТДТН-16000/110
3	13-j8.474	10.862	2×ТДТН-16000/110
4	16-j10.333	13.333	2×ТДТН-16000/110
5	16-j10.437	13.372	2×ТДТН-16000/110

#### 4.2 Розрахунок потокорозподілу за L-схемою мережі

Проведемо обчислювальні дії потокорозподілу потужності у режимі максимальних навантажень за L-схемою електричної мережі. Залучимося допомогою методу контурних рівнянь. З вихідної мережі умовно прибираємо хорди 1-2, А-3 та 4-5 та за першим законом Кірхгофа формулюємо потокорозподілення в розімкненій мережі:

$$\dot{S}_{1-A}^{\text{poz}} = \dot{S}_1 = 40 - j26,353 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{4-A}^{\text{poz}} = \dot{S}_{3-4}^{\text{poz}} + \dot{S}_4 = 29 - j18,807 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{5-A}^{\text{poz}} = \dot{S}_5 = 16 - j10,437 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{2-A}^{\text{poz}} = \dot{S}_2 = 18 - j13,032 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{3-4}^{\text{poz}} = \dot{S}_3 = 13 - j8,474 \text{ МВА}.$$

Підсумок обчислення потокорозподілу потужності у тимчасово розімкненій мережі представлено рисунком 4.1.

Розраховуємо власні та взаємні довжини кожного з контурів:

$$l_I = l_{1-A} + l_{2-A} + l_{1-2} = 33 + 33 + 30 = 96 \text{ км};$$

$$l_{II} = l_{3-A} + l_{4-A} + l_{3-4} = 33 + 30 + 15 = 78 \text{ км};$$

$$l_{III} = l_{5-A} + l_{4-A} + l_{4-5} = 30 + 30 + 25 = 85 \text{ км};$$

$$l_{II-III} = l_{III-II} = l_{4-A} = 30 \text{ км};$$



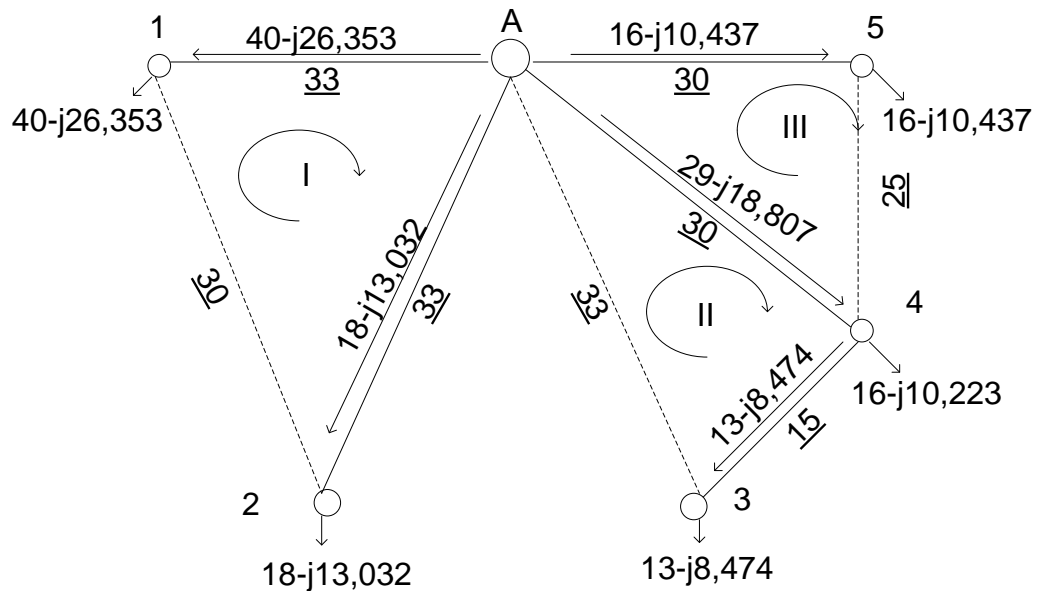


Рис. 4.1 – Потокорозподілення потужності в розімкненій мережі

Для вищезазначеної схеми РЕМ система контурних рівнянь отримає наступний вид:

$$\begin{cases} \dot{S}_{2-A}^{\text{роз}} \cdot l_{2-A} - \dot{S}_{1-A}^{\text{роз}} \cdot l_{1-A} = -\dot{S}_I \cdot l_I + \dot{S}_{II}; \\ \dot{S}_{4-A}^{\text{роз}} \cdot l_{4-A} - \dot{S}_{2-A}^{\text{роз}} \cdot l_{2-A} = -\dot{S}_{II} \cdot l_{II} + \dot{S}_I + \dot{S}_{III} \cdot l_{II-III}; \\ \dot{S}_{5-A}^{\text{роз}} \cdot l_{5-A} - \dot{S}_{4-A}^{\text{роз}} \cdot l_{4-A} = -\dot{S}_{III} \cdot l_{III} + \dot{S}_{II} \cdot l_{II-III}. \end{cases}$$

Підставивши відомі значення, маємо:

$$\begin{cases} -726 + j439.614 = -96 \cdot \dot{S}_I + \dot{S}_{II}; \\ 276 - j134.147 = -78 \cdot \dot{S}_{II} + \dot{S}_I + 30 \cdot \dot{S}_{III}; \\ -390 + j251.082 = -85 \cdot \dot{S}_{III} + 30 \cdot \dot{S}_{II}. \end{cases}$$

Після розв'язання системи рівнянь, отримаємо наступні корені для розрахунку потокорозподілу:

$$\dot{S}_I = 7,542 - j4,573 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{II} = -1,94 + j0,608 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{III} = 3,9 - j2,739 \text{ МВА}.$$

Потокорозподіл потужностей по L-схемі у замкненій мережі вийде наступний:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{1-A} &= \dot{S}_{1-A}^{\text{poz}} - \dot{S}_I = 40 - j26,353 - 7,542 + j4,573 = 32,458 - j21,78 \text{ MBA}; \\ \dot{S}_{2-A} &= \dot{S}_{2-A}^{\text{poz}} + \dot{S}_I = 18 - j13,032 + 7,542 - j4,573 = 25,542 - j17,605 \text{ MBA}; \\ \dot{S}_{4-A} &= 23,16 - j15,46 \text{ MBA}; \\ \dot{S}_{5-A} &= \dot{S}_{5-A}^{\text{poz}} + \dot{S}_{III} = 16 - j10,437 + 3,903 - j2,739 = 19,903 - j13,176 \text{ MBA}; \\ \dot{S}_{3-4} &= \dot{S}_{3-4}^{\text{poz}} + \dot{S}_{II} = 13 - j8,474 - 1,94 + j0,608 = 11,06 - j7,866 \text{ MBA}; \\ \dot{S}_{1-2} &= \dot{S}_I = 7,542 - j4,573 \text{ MBA}; \\ \dot{S}_{3-A} &= -\dot{S}_{II} = 1,94 - j0,608 \text{ MBA}; \\ \dot{S}_{4-5} &= \dot{S}_{III} = 3,903 - j2,739 \text{ MBA}.\end{aligned}$$

Розрахункову схему поточкорозподілу потужності в замкненій мережі приведено рисунком 4.2.

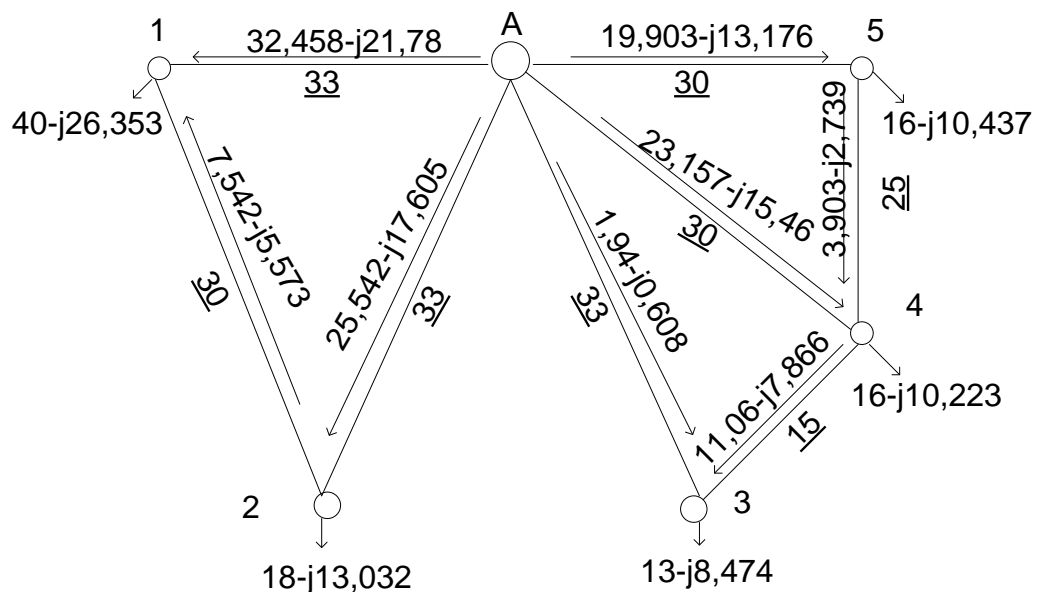


Рис. 4.2 – Поточкорозподілення потужності в замкненій мережі

Головна умова – виконання другого закону Кірхгофа:

$$\dot{S}_{2A} \cdot l_{2A} - \dot{S}_{1A} \cdot l_{1A} + \dot{S}_{12} \cdot l_{12} = (25,542 - j17,605) \cdot 33 - (32,458 - j21,78) \cdot 23 + (7,542 - j4,573) \cdot 30 = 0;$$

$$\dot{S}_{4-A} \cdot l_{4-A} - \dot{S}_{3-A} \cdot l_{3-A} + \dot{S}_{3-4} \cdot l_{3-4} = (23,157 - j15,46) \cdot 30 - (1,94 - j0,608) \cdot 33 + (11,06 - j7,866) \cdot 15 = 0;$$

$$\dot{S}_{5-A} \cdot l_{5-A} - \dot{S}_{4-A} \cdot l_{4-A} + \dot{S}_{4-5} \cdot l_{4-5} = 0.$$

Отже, потокорозподіл потужності знайдений вірно та коректно для мережі.

#### 4.3 Обрання перерізу для проводів ПЛЕП-110 кВ

Кращий метод вибору оптимального перерізу для проводів лінії 110 кВ – економічних перерізів. Графік даної функції наведено на рисунку 4.3.

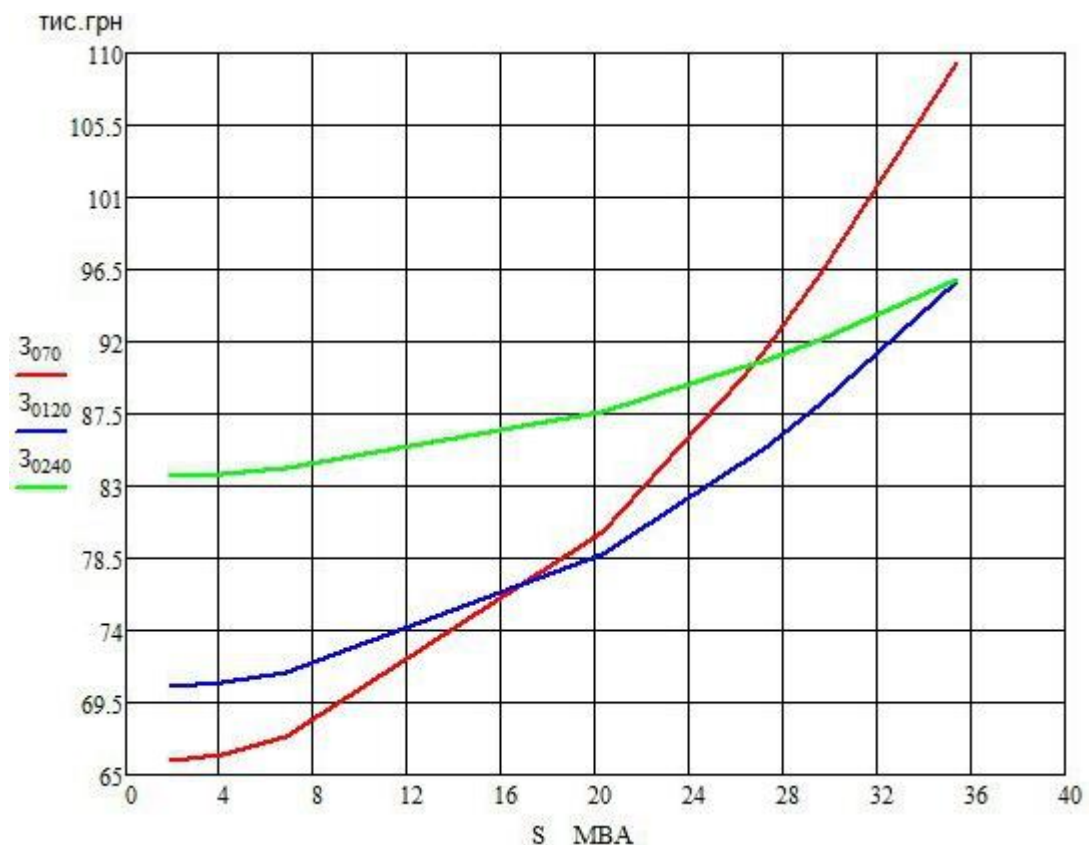


Рис. 4.3 – Апроксимована функція дисконтованих витрат

Опираючись на розрахований потокорозподілу L-схемою мережі знайдемо переріз ділянок РЕМ. Результати вибору проводів наведені в таблиці 4.2.

$$F_{\text{опт1-А}} = \sqrt{\frac{3 \cdot (I_{0-6})^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot \Pi_{\text{вх}} \cdot 10^{-5}}{k_{\text{пит зм}} \cdot (H_e + E)}}$$

$$= \frac{\sqrt{3 \cdot 205.16^2 \cdot 28.5 \cdot 3862.25 \cdot 0.97 \cdot 10^{-3}}}{450 \cdot (0.012 + 0.1)} = 517.21;$$

$$\tau = (0.124 + T_{\text{та}} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0.124 + 5400 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 3862.25;$$

Таблиця 4.2 – Вихідні дані обраних перерізів дротів

Лінія	S, МВА	I, А	Fопт, А	Марка проводу
1-А	39.088	205.16	517,21	АС-240/39
2-А	31.021	162.82	410,47	АС-150/24
3-А	2.033	10.671	26,9	АС-70/11
4-А	27.843	146.14	368,4	АС-120/19
5-А	23.869	125.281	315,83	АС-95/16
1-2	8.82	46.293	116,71	АС-70/11
3-4	13.572	71.234	179,58	АС-70/11
4-5	4.768	25.026	63,1	АС-70/11

Проведемо дотримання виконання технічних обмежень обраних дротів на доцільне використання під час післяаварійних режимів роботи.

### ***Початкова варіація післяаварійних режимів***

Експлуатуючи районну електричну мережу можливі прецеденти аварійного та/або планового вимкнення(для технічного обслуговування та/або ремонту) одного із силових автотрансформаторів на ПС. Наслідком такого відключення ймовірно відбудеться не допустиме зниження рівня напруги на шинах НН понижуючої підстанції.

Кожну підстанцію 110 кВ оглянемо на прецедент пов'язаним із силовим трансформатором.

Розрахуємо регулюючий діапазон силових автотрансформаторів. На ПС №2 планується розміщення двох автотрансформаторів ТДТН-16000/110. Визначимо значення фіктивної напруги КЗ обмоток:

$$U_{кн2} = 0.5 \cdot (U_{к(в-н)2} + U_{к(с-н)2} - U_{к(в-с)2}) = 6.25 \%;$$

$$U_{кс2} = 0.5 \cdot (U_{к(в-с)2} + U_{к(с-н)2} - U_{к(в-н)2}) = -0.25 \% \rightarrow U_{ксл} = 0;$$

$$U_{кв2} = 0.5 \cdot (U_{к(в-с)2} + U_{к(в-н)2} - U_{к(с-н)1}) = 10.75 \%.$$

На 2 підстанції втрати напруги автотрансформаторних обмотках розраховуємо наступним чином:

$$\Delta U_{тв2} = \frac{P_2}{n} \cdot \frac{\Delta P_{кз2} \cdot U_{тв2}}{2 \cdot S_{н2}^2} - \frac{Q_1}{n} \cdot \frac{U_{тв2} \cdot U_{кв2}}{100 \cdot S_{н2}} = 10,473 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{тс2} = \frac{P_{сн2}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{кз2} \cdot U_{тв2}}{2 \cdot S_{н2}^2} - \frac{Q_{сн2}}{n} \cdot \frac{U_{тв2} \cdot U_{кс2}}{100 \cdot S_{н2}} = 0,025 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{тн2} = \frac{P_{нн2}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{кз2} \cdot U_{тв2}}{2 \cdot S_{н2}^2} - \frac{Q_{нн2}}{n} \cdot \frac{U_{тв2} \cdot U_{кн2}}{100 \cdot S_{н2}} = 1,002 \text{ кВ}.$$

Розрахуємо регулюючі діапазони силових автотрансформаторів розміщеного на ПС №2:

$$U_{\min 2} = \frac{U_{ндж} \cdot U_{тв2}}{U_{тн2}} \cdot (1 - \omega_{в2}) + \Delta U_{тв2} + \Delta U_{тн2} = 103,662 \text{ кВ};$$

$$U_{\max 2} = \frac{U_{ндж} \cdot U_{тв2}}{U_{тн2}} \cdot (1 + \omega_{в2}) + \Delta U_{тв2} + \Delta U_{тн2} = 138,833 \text{ кВ}.$$

Розрахунки автотрансформаторів на підстанціях інших пунктів схеми - аналогічні. Тому результати наведені в таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 – Регульовальний діапазон напруги силових автотрансформаторів

№ пункту	Тип трансформатора	Обмотка	$U_{ном}$ , кВ	Потік потужності, МВА	Втрати, кВ	$U_{min}$ , кВ	$U_{max}$ , кВ
1	ТДТН-40000/110	ВН	115	40-j26.353	8.43	102.6	137.8
		СН	38.5	31-j20.271	0.18	8	5

		НН	11	9-j6.128	2.06		
2	ТДТН-16000/110	ВН	115	18-j13.032	10.47	103.6 6	138.8 3
		СН	38.5	15-j10.025	0.25		
		НН	11	4-j3.03	1		
3	ТДТН-16000/110	ВН	115	13-j8.474	6.84	100.4 2	135.5 9
		СН	38.5	10-j6.518	0.2		
		НН	11	3-j1.97	1.39		
4	ТДТН-16000/110	ВН	115	16-j10.333	8.34	101.9 2	137.0 9
		СН	38.5	12-j7.948	0.27		
		НН	11	4-j2.4	1.4		
5	ТДТН-16000/110	ВН	115	16-j10.437	8.42	102.3 5	137.5 2
		СН	38.5	12-j8.028	0.25		
		НН	11	4-j2.427	1.74		

Розрахуємо попередні значення рівнів напруг у вузлах проєктованої мережі. Погонний реактивний опір для всіх ділянок мережі обираємо рівний 0,4 Ом/км.

При калькуляції рівнів напруг в пунктах мережі користуємося інформацією о потокорозподілу потужності за L-схемою в режимі максимальних навантажень.

Обрахуємо величину рівня напруги в пункті 1:

$$U_1 = \sqrt{U_A^2 - 2 \cdot (P_{0-1} \cdot r_{01} - Q_{0-1} \cdot x_{01})} = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (32,458 \cdot 3,894 - (-21,78) \cdot 13,2)} = 111.343 \text{ кВ.}$$

Ідентично проводимо обчислення рівнів напруг у всіх пунктах районної електричної мережі. Результати показані в таблиці 4.4.

Таблиця 4.4 – Початкова варіація післяаварійного режиму

П/П	Регулюючий діапазон		Напруга в пункті, кВ
	Umin, кВ	Umax,кВ	
1	102.68	126	111.343

2	103.66	126	111.791
3	100.42	126	114.695
4	101.92	126	112.327
5	102.35	126	112.118

Отже, величина рівнів напруг в пунктах мережі отримані за L-схемою знаходиться в допустимих межах.

### *Кінцева варіація післяаварійного режиму*

Дотримання всіх технічних обмежень проведемо на найзавантаженій лінії, тим самим створивши складний післяаварійний режим. Проведемо обчислення поточкорозподілу потужності за L-схемою мережі. Результуючі дані знаходяться на рисунку 4.4.

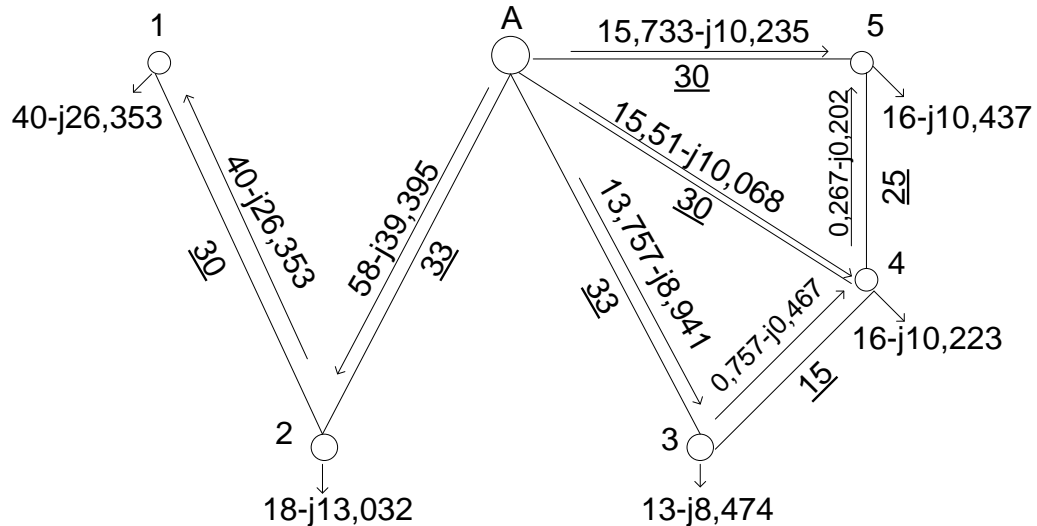


Рис. 4.4 – Післяаварійний режим за L-схемою

Проведемо розрахунок струмовим навантаженням ПЛ. До прикладу оберемо ПЛ 2-А, її струмове навантаження буде наступне:

$$I_{2-A} = \frac{\sqrt{P_{2-A}^2 + Q_{2-A}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{\sqrt{58^2 + (-39,385)^2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 367,974 \text{ А.}$$

Ідентично вище показаним розрахункам, проводять розрахунки струмових навантажень для всіх ПЛ. Результати розміщені у таблиці 4.5.

Таблиця 4.5 – Виконання дотримання навантаження струмом

Лінія	Тип дроту, мм <sup>2</sup>	Ідоп, А	I, А
2-А	АС-150	450	367.974
3-А	АС-70	265	86.115
4-А	АС-120	390	97.053
5-А	АС-95	330	98.513
1-2	АС-70	265	251.415
3-4	АС-70	265	31.585
4-5	АС-70	265	11.041

Згідно даних таблиці 4.5 не помічені в обчислюваному режимі жодних недотримань умов за струмом.

Виконаємо перевірку на допустимі відхилення рівнів напруг на вводах силових автотрансформаторів. Перевірку здійснюємо для ПС №1 післяаварійний режим якої, відзначився найнижчим рівнем напруги. Проведемо ідентичні обчислення регульовального діапазону силового автотрансформатору, котрі розміщені в ПС №1:

$$\Delta U_{TB1} = \frac{P_1}{n} \cdot \frac{\Delta P_{K31} \cdot U_{TB1}}{2 \cdot S_{H1}} - \frac{Q_1}{n} \cdot \frac{U_{TB1} \cdot U_{KB1}}{100 \cdot S_{H1}} = \frac{40}{2} \cdot \frac{200 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 40^2} - \frac{-26,353}{2} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{100 \cdot 40} = 4,216 \text{ кВ};$$

Як розрахунок проводять ідентичний, наводжу лише вихідні дані

$$\Delta U_{TC1} = 0,832 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{TH1} = 0,166 \text{ кВ.}$$

$$U_{min1} = \frac{U_{HДЖ} \cdot U_{TB1}}{U_{TH1}} \cdot (1 - \omega_{B5}) + \Delta U_{TB1} + \Delta U_{TH1} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} (1 - 0,1602) + 4,216 + 1,03 = 97,43 \text{ кВ};$$

Як розрахунок проводять ідентичний, наводжу лише вихідні дані



$$U_{\max 1} = 132,604 \text{ кВ.}$$

Визначаємо величину рівня напруги в пункті 1:

$$U_1 = \sqrt{U_2^2 - 2 \cdot (P_{1-2} \cdot r_{12} - Q_{1-2} \cdot x_{12})} = \\ = \sqrt{111,125^2 - 2 \cdot (40 \cdot 12,66 - (-26,353) \cdot 12)} = 103,458 \text{ кВ.}$$

Напруга першого пункту знаходиться в допустимих межах.

Тобто, вибрані економічні перерізи проводів для лінії 110 кВ відповідають технічним обмеженням.

#### 4.4 Розрахунок параметрів Z-схеми мереж

Проведемо обчислення параметрів схем заміщення повітряних ліній електропередачі та силових автотрансформаторів.

При спорудженні повітряних ліній планується використання проводів перерізом 70, 120, 150, 95, 240 мм<sup>2</sup>. Розрахуємо погонний реактивний опір цих проводів:

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

Як розрахунок проводять ідентичний, наводжу лише вихідні дані

$$x_{(240)0} = 0,403 \text{ Ом/км.}$$

$$x_{(120)0} = 0,425 \text{ Ом/км.}$$

$$x_{(150)0} = 0,417 \text{ Ом/км.}$$

$$x_{(95)0} = 0,432 \text{ Ом/км.}$$

Погонна ємнісна реактивна провідність представлених перерізів обчислимо наступним чином:

$$b_{(95)0} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \left( \frac{2 \cdot D_{\text{сп}}}{d_{95}} \right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \left( \frac{2 \cdot 5000}{13,5} \right)} = 2,641 \cdot 10^{-6} \text{ СМ/км.}$$

Як розрахунок проводять ідентичний, наводжу лише вихідні дані

$$b_{(70)0} = 2,58 \cdot 10^{-6} \text{ СМ/км;}$$

$$b_{(240)0} = 2,84 \cdot 10^{-6} \text{ СМ/км.}$$

$$b_{(120)0} = 2,69 \cdot 10^{-6} \text{ СМ/км.}$$

$$b_{(150)0} = 2,739 \cdot 10^{-6} \text{ СМ/км.}$$

Для ПЛ 2-А активний та реактивний опір склав:

$$r_{2-A} = r_{(150)0} \cdot l_{2-A} = 0,299 \cdot 33 = 6,312 \text{ Ом;}$$

$$x_{2-A} = x_{(150)0} \cdot l_{2-A} = 0,417 \cdot 33 = 13,768 \text{ Ом.}$$

Обчислимо комплексний опір лінії 2-А:

$$\underline{Z}_{2A} = r_{2A} + j \cdot x_{2A} = 6,312 + j13,768 \text{ Ом.}$$

Ємнісна провідність ділянки 2-А:

$$b_{2-A} = b_{(150)0} \cdot l_{2-A} = 2,739 \cdot 10^{-6} \cdot 33 = 9,04 \cdot 10^{-5} \text{ СМ.}$$

Значення активної провідності усіх ПЛ мережі 110 кВ приймаємо дорівним нулю.

Виконаємо розрахунок комплексної провідності лінії 2-А:

$$\underline{Y}_{2-A} = g_{2-A} + j \cdot b_{2-A} = 0 + j9,04 \cdot 10^{-5} = j9,04 \cdot 10^{-5} \text{ СМ.}$$

Обчислення параметрів схем заміщення для усіх ПЛ проведемо ідентично.

Кінцеві дані розміщені в таблиці 4.6.

Таблиця 4.6 – Складові схеми заміщення ліній

Лінія	Протяжність, км	Дріт, мм <sup>2</sup>	Опір лінії, Ом	Провідність лінії, Ом
1-А	33	240	3.855+13.283i	9.384i · 10 <sup>-5</sup>
2-А	33	150	6.312+13.768i	9.04i · 10 <sup>-5</sup>
3-А	33	70	13.831+14.611i	8.499i · 10 <sup>-5</sup>
1-2	30	70	12.574+13.282i	7.727i · 10 <sup>-5</sup>
4-А	30	120	7.246+12.739i	8.069i · 10 <sup>-5</sup>
3-4	15	70	6.287+6.641i	3.863i · 10 <sup>-4</sup>
5-А	30	95	8.962+12.963i	7.924i · 10 <sup>-5</sup>

4-5	25	70	10.478+11.069i	6.439i·10 <sup>-5</sup>
-----	----	----	----------------	-------------------------

Визначення параметрів схем заміщення силових автотрансформаторів покажемо на прикладі ПС №1 та №2.

На ПС №1 планується розміщення двох автотрансформаторів типу ТДТН-40000/110, а на ПС №2 – ТДТН-16000/110. Обчислимо активний опір обмоток цих автотрансформаторів:

$$r_{B2} = r_{c2} = r_{H2} = \frac{\Delta P_{K32} \cdot U_{OB2}^2 \cdot 10^3}{n \cdot S_{H2}^2} = \frac{100 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{2 \cdot 16000^2} = 2,583 \text{ Ом};$$

Як розрахунок проводять ідентичний, наводжу лише вихідні дані

$$r_{B1} = r_{c1} = r_{H1} = 0,827 \text{ Ом}.$$

Визначимо реактивний опір обмоток блоку автотрансформаторів розміщених у ПС №1:

$$x_{TC1} = \frac{10 \cdot U_{KC1} \cdot U_{OB1}^2}{n \cdot S_{H1}} = \frac{10 \cdot 0 \cdot 115^2}{2 \cdot 40000} = 0 \text{ Ом};$$

Як розрахунок проводять ідентичний, наводжу лише вихідні дані

$$x_{TH1} = 10,332 \text{ Ом}.$$

$$x_{TB1} = 17,771 \text{ Ом};$$

А реактивний опір обмоток блоку автотрансформаторів у ПС №2 буде:

$$x_{TB2} = \frac{10 \cdot U_{KB2} \cdot U_{OB2}^2}{n \cdot S_{H2}} = \frac{10 \cdot 10,75 \cdot 115^2}{2 \cdot 16000} = 44,428 \text{ Ом};$$

Як розрахунок проводять ідентичний, наводжу лише вихідні дані

$$x_{TC2} = 0 \text{ Ом};$$

$$x_{TH2} = 25,83 \text{ Ом}.$$

Обчислюємо активну і реактивну провідності блоків автотрансформаторів у ПС №1 і ПС №2:

$$g_{T2} = \frac{n \cdot \Delta P_{XX2} \cdot 10^{-3}}{U_{OB2}^2} = \frac{2 \cdot 23 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 3,478 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

					ДП7106.141.005 ПЗ	40
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		

$$b_{T1} = -\frac{n \cdot I_{xx3} \cdot S_{H3} \cdot 10^{-5}}{U_{OB3}^2} = -\frac{2 \cdot 0,6 \cdot 40000 \cdot 10^{-5}}{115^2} = -3,629 \cdot 10^{-5} \text{ См.}$$

Як розрахунок проводять ідентичний, наводжу лише вихідні дані

$$b_{T2} = -2,42 \cdot 10^{-5} \text{ См;}$$

$$g_{T1} = 6,503 \cdot 10^{-6} \text{ См;}$$

Визначимо комплексну провідність блоків автотрансформаторів:

$$Y_1 = g_{T1} + j \cdot b_{T1} = 6,503 \cdot 10^{-6} - 3,629 \cdot 10^{-5} \text{ См;}$$

$$Y_2 = g_{T2} + j \cdot b_{T2} = 3,478 \cdot 10^{-6} - 2,42 \cdot 10^{-5} \text{ См.}$$

Усі обчислення мають ідентичний вид із обчисленнями наведеними вище.  
Тому остаточні дані показані таблицею 4.7.

Таблиця 4.7 – Параметри схем заміщення блоків силових автотрансформаторів

ПС	Вид автотрансформатора	Z, Ом					Y, См
		R <sub>T</sub>	X <sub>T</sub>	X <sub>B</sub>	X <sub>C</sub>	X <sub>H</sub>	
1	ТДТН-40000/110	0.413	-	17.771	0	10.332	$(6.5-j36.29) \cdot 10^{-6}$
2	ТДТН-16000/110	1.292	-	44.428	0	25.83	$(3.478-j24.2) \cdot 10^{-6}$
3	ТДТН-16000/110	1.292	-	28.434	0	17.854	$(3.478-j24.2) \cdot 10^{-6}$
4	ТДТН-16000/110	1.292	-	44.428	0	25.83	$(3.478-j24.2) \cdot 10^{-6}$
5	ТДТН-16000/110	1.292	-	44.428	0	25.83	$(3.478-j24.2) \cdot 10^{-6}$

#### 4.5 Розрахунок приведених навантажень та еквівалентних провідностей

Обчислення приведених навантажень продемонструємо на прикладі ПС №1 .

Розрахуємо коефіцієнт завантаження автотрансформаторів, розміщених не-  
подалік ПС №1:

Коефіцієнт завантаження силових автотрансформаторів на ПС №1 буде:

$$\beta_{\text{BH1}} = \frac{S_{\text{BH1}} \cdot 10^3}{n \cdot S_{\text{H1}}} = \frac{\sqrt{40^2 + (-26,353)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 40000} = 0,599;$$

$$\beta_{\text{CH1}} = \frac{S_{\text{CH1}} \cdot 10^3}{n \cdot S_{\text{H1}}} = \frac{\sqrt{25^2 + (-15,49)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 40000} = 0,368;$$

$$\beta_{\text{HH1}} = \frac{S_{\text{HH1}} \cdot 10^3}{n \cdot S_{\text{H1}}} = \frac{\sqrt{15^2 + (-10,86)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 40000} = 0,231.$$

Обчислимо втрати потужності в блоку силових автотрансформаторів, розмі-  
щених біля ПС №1:

$$\Delta P_{\text{tz1}} = \frac{n \cdot \Delta P_{\text{кз1}}}{2} \cdot (\beta_{\text{BH1}}^2 + \beta_{\text{CH1}}^2 + \beta_{\text{HH1}}^2) = \frac{2 \cdot 200}{2} \cdot (0,59^2 + 0,368^2 + 0,231^2) = 109.54 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\text{tz1}} = -n \cdot S_{\text{H1}} \cdot (\beta_{\text{BH1}}^2 \cdot U_{\text{KB1}} + \beta_{\text{CH1}}^2 \cdot U_{\text{KC1}} + \beta_{\text{HH1}}^2 \cdot U_{\text{KH1}}) \cdot 10^{-2} = -2 \cdot 40000 \cdot (0,59^2 \cdot 10,75 +$$

$$+ 0,368^2 \cdot 0 + 0,231^2 \cdot 6,75) \cdot 10^{-2} = -3354,93 \text{ кВАр}.$$

Отже, значення приведенного навантаження на ПС №1 складе:

$$\dot{S}_{\text{пр1}} = \dot{S}_{\text{зад1}} + \Delta \dot{S}_{\text{tz1}} \cdot 10^{-3} = 40 - j26,353 +$$

$$+ (109,54 - j3354,93) \cdot 10^{-3} = 40,11 - j29,708 \text{ МВА};$$

Обчислення навантаження проводиться ідентичного для усіх підстанцій, як  
показано у виразах раніше, тому розрахункові дані приводимо в таблицю 4.8

Таблиця 4.8 – Розрахункові дані навантажень

Підстанція	S, МВА	$\Delta \dot{S}_{\text{tz}}$ , кВА	$\dot{S}_{\text{пр}}$ , МВА
1	40-j26.353	109.54-j3354.93	40.11-29.708i
2	18-j13.032	96.451-j2623.46	18.096-15.655i
3	13-j8.474	36.872-j857.4	13.037-9.331i
4	16-j10.333	57.307-j1268	16.057-11.6i
5	16-j10.437	55.745-j1302	16.056-11.739i

Обчислимо еквівалентні провідності пунктів. Для прикладу беремо обчислення пункту 1:

$$Y_1 = 0.5 \cdot (Y_{1-A} + Y_{1-2}) + Y_{1-1} = 0.5 \cdot (j88.76 + j77.26) \cdot 10^{-6} + (6.5 - j36.29) \cdot 10^{-6} = (6.503 + j46.72) \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

Кінцеві результати решти пунктів мережі – аналогічні, показані в таблиці 4.9

Таблиця 4.9 – Вихідні дані після обчислення провідностей пунктів в мережі

Пункти мережі	Провідність, См
1	$(6.503 + j49.26) \cdot 10^{-6}$
2	$(3.478 + j59.64) \cdot 10^{-6}$
3	$(3.478 + j37.62) \cdot 10^{-6}$
4	$(3.478 + j67.66) \cdot 10^{-6}$
5	$(3.478 + j47.62) \cdot 10^{-6}$
A	$j174.2 \cdot 10^{-6}$

Розрахункова схема мережі наведена на рисунку 4.5.

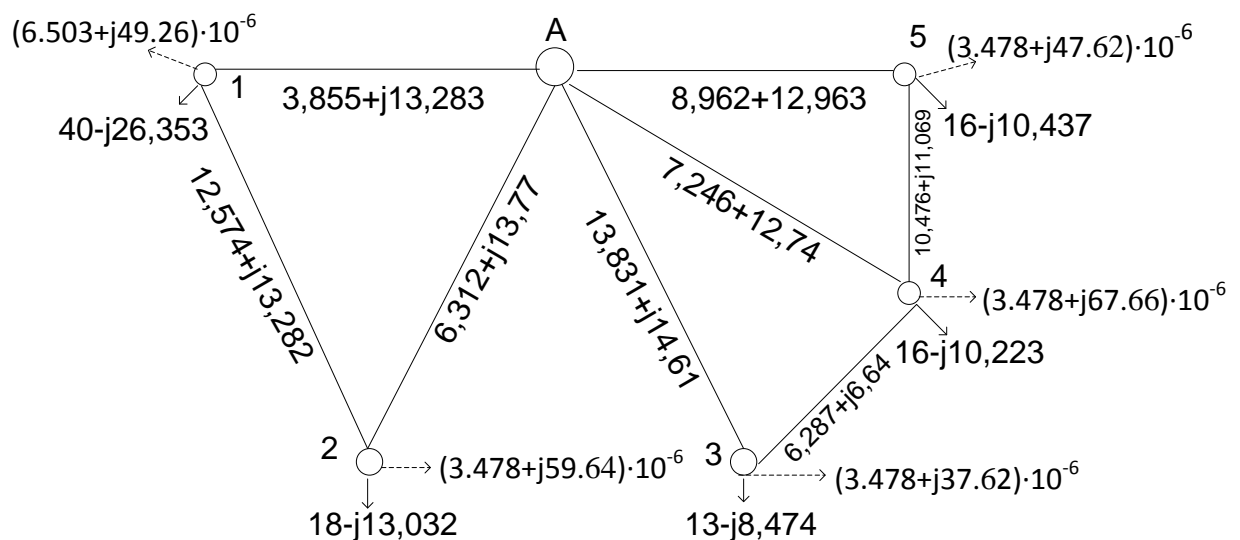


Рис. 4.5 – Розрахункова схема мережі

#### 4.6 Розрахунок режиму максимальних навантажень

Проведемо обчислення режимних параметрів мережі під час максимальних навантажень. Обчислення виконується методом розрізання контурів.

Вираховуємо початковий поточкорозподіл:

$$\dot{S}_{5-A} = \dot{S}_{np5} = 16.056 - 11.74j \text{ MBA}$$

$$\dot{S}_{4-A} = \dot{S}_{np4} = 16.057 - 11.6j \text{ MBA}$$

$$\dot{S}_{3-A} = \dot{S}_{np3} = 13.037 - 9.331j \text{ MBA}$$

$$\dot{S}_{1-A} = \dot{S}_{np1} = 40.11 - 29.708j \text{ MBA}$$

$$\dot{S}_{2-A} = \dot{S}_{np2} = 18.096 - 15.655j \text{ MBA}$$

Проводимо обчислення власних провідностей:

$$\begin{cases} \dot{S}_{2-A} \cdot \underline{z}_{2-A} - \dot{S}_{1-A} \cdot \underline{z}_{1-A} = -\dot{S}_{K1} \cdot (\underline{z}_{2-A} + \underline{z}_{1-A} + \underline{z}_{1-2}) \\ \dot{S}_{4-A} \cdot \underline{z}_{4-A} - \dot{S}_{3-A} \cdot \underline{z}_{3-A} = -\dot{S}_{K2} \cdot (\underline{z}_{4-A} + \underline{z}_{3-A} + \underline{z}_{3-4}) + \dot{S}_{K3} \cdot \underline{z}_{4-A} \\ \dot{S}_{5-A} \cdot \underline{z}_{5-A} - \dot{S}_{4-A} \cdot \underline{z}_{4-A} = -\dot{S}_{K3} \cdot (\underline{z}_{5-A} + \underline{z}_{4-A} + \underline{z}_{4-5}) + \dot{S}_{K2} \cdot \underline{z}_{4-A} \end{cases}$$

Підставляємо відповідні значення та маємо потужності контурів:

$$\dot{S}_{K1} = 6.483 - 9.317j$$

$$\dot{S}_{K2} = -0.364 - 1.718j$$

$$\dot{S}_{K3} = -0.155 + 0.233j$$

Значення потоків потужностей кожною ділянкою схеми:

$$\dot{S}_{осн.1-A} = \dot{S}_{1-A} - \dot{S}_{K1} = 33.63 - 20.4j \text{ MBA}$$

$$\dot{S}_{осн.2-A} = \dot{S}_{2-A} + \dot{S}_{K1} = 24.56 - 24.97j \text{ MBA}$$

$$\dot{S}_{осн.4-A} = \dot{S}_{4-A} + \dot{S}_{K2} - \dot{S}_{K3} = 15.85 - 13.55j \text{ MBA}$$

$$\dot{S}_{осн.5-A} = \dot{S}_{5-A} + \dot{S}_{K3} = 15.9 - 11.51j \text{ MVA}$$

$$\dot{S}_{осн.3-A} = \dot{S}_{3-A} - \dot{S}_{K2} = 13.4 - 7.6j \text{ MVA}$$

$$\dot{S}_{осн.1-2} = \dot{S}_{K1} = 6.48 - 9.32j \text{ MVA}$$

$$\dot{S}_{осн.3-4} = \dot{S}_{K2} = -0.36 - 1.72j \text{ MVA}$$

$$\dot{S}_{осн.4-5} = \dot{S}_{K3} = -0.155 + 0.23j \text{ MVA}$$

Проводимо дотримання 2-го закону Кірхгофа

$$\dot{S}_{осн.2-A} \cdot \underline{z_{2-A}} - \dot{S}_{осн.1-A} \cdot \underline{z_{1-A}} - \dot{S}_{осн.1-2} \cdot \underline{z_{1-2}} = 0$$

$$\dot{S}_{осн.4-A} \cdot \underline{z_{4-A}} - \dot{S}_{3-A} \cdot \underline{z_{3-A}} - \dot{S}_{осн.3-4} \cdot \underline{z_{3-4}} = 0$$

$$\dot{S}_{осн.5-A} \cdot \underline{z_{5-A}} - \dot{S}_{осн.4-A} \cdot \underline{z_{4-A}} - \dot{S}_{осн.4-5} \cdot \underline{z_{4-5}} = 0$$

Це свідчить про правильність розрахунку.

### ***Перша ітерація***

Для незалежних вузлів розрахункової схеми приймаємо початкові наближення:

$$U_1^{(0)} = 110 \text{ кВ};$$

$$U_2^{(0)} = 110 \text{ кВ};$$

$$U_3^{(0)} = 110 \text{ кВ};$$

$$U_4^{(0)} = 110 \text{ кВ};$$

$$U_5^{(0)} = 110 \text{ кВ};$$

Обчислимо напруги ділянок по всій мережі:

$$\dot{U}_{C.1-A} = \sqrt{\frac{\dot{U}_A^2 + \dot{U}_1^2}{2}} = \sqrt{\frac{115^2 + 110^2}{2}} = 112.528 \text{ кВ}$$

$$\dot{U}_{C.2-A} = \sqrt{\frac{\dot{U}_A^2 + \dot{U}_2^2}{2}} = \sqrt{\frac{115^2 + 110^2}{2}} = 112.528 \text{ кВ}$$



$$\dot{U}_{C.3-A} = \sqrt{\frac{\dot{U}_A^2 + \dot{U}_3^2}{2}} = \sqrt{\frac{115^2 + 110^2}{2}} = 112.528 \text{ кВ}$$

$$\dot{U}_{C.4-A} = \sqrt{\frac{\dot{U}_A^2 + \dot{U}_4^2}{2}} = \sqrt{\frac{115^2 + 110^2}{2}} = 112.528 \text{ кВ}$$

$$\dot{U}_{C.5-A} = \sqrt{\frac{\dot{U}_A^2 + \dot{U}_5^2}{2}} = \sqrt{\frac{115^2 + 110^2}{2}} = 112.528 \text{ кВ}$$

$$\dot{U}_{C.1-2} = \sqrt{\frac{\dot{U}_1^2 + \dot{U}_2^2}{2}} = \sqrt{\frac{110^2 + 110^2}{2}} = 110 \text{ кВ}$$

$$\dot{U}_{C.3-4} = \sqrt{\frac{\dot{U}_3^2 + \dot{U}_4^2}{2}} = \sqrt{\frac{110^2 + 110^2}{2}} = 110 \text{ кВ}$$

$$\dot{U}_{C.4-5} = \sqrt{\frac{\dot{U}_4^2 + \dot{U}_5^2}{2}} = \sqrt{\frac{110^2 + 110^2}{2}} = 110 \text{ кВ}$$

Обчислимо втрати потужності опорів ділянок за основним потокорозподілом потужностей та початковим наближенням рівнів напруг пунктів.

$$\Delta S_{Z.1-A} = \frac{P_{1-A}^2 + Q_{1-A}^2}{U_{C.1-A}^2} \cdot (r_{1-A} - j \cdot x_{1-A}) = \frac{33.73^2 - 19.53^2}{112.527^2} \cdot$$

$$\cdot (3.85 - j \cdot 13.28) = 0.47 - 1.62j \text{ МВА}$$

Як розрахунок проводять ідентичний, наводжу лише вихідні дані

$$\Delta S_{Z.2-A} = 0.61 - 1.335j \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{Z.3-A} = 0.26 - 0.27j \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{Z.4-A} = 0.25 - 0.44j \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{Z.5-A} = 0.27 - 0.39j \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{Z.1-2} = 0.13 - 0.14j \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{Z.4-5} = 0 - 0j \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{Z.3-4} = 0.002 - 0.002j \text{ МВА}$$

Обчислимо втрати потужності в провідностях пунктів за початковим наближенням

$$\Delta S_{Y.1} = Y_1 \cdot U_1^2 = (6.5 + 4.92) \cdot 10^{-6} \cdot 110^2 = 0.079 + 0.596j \text{ MBA}$$

$$\Delta S_{Y.2} = Y_2 \cdot U_2^2 = (3.478 + 6) \cdot 10^{-6} \cdot 110^2 = 0.042 + 0.72j \text{ MBA}$$

$$\Delta S_{Y.3} = Y_3 \cdot U_3^2 = (3.478 + 3.8) \cdot 10^{-6} \cdot 110^2 = 0.042 + 0.455j \text{ MBA}$$

$$\Delta S_{Y.4} = Y_4 \cdot U_4^2 = (3.478 + 6.84) \cdot 10^{-6} \cdot 110^2 = 0.042 + 0.819j \text{ MBA}$$

$$\Delta S_{Y.5} = Y_5 \cdot U_5^2 = (3.478 + 4.834) \cdot 10^{-6} \cdot 110^2 = 0.042 + 0.576j \text{ MBA}$$

Утворюємо додаткові навантаження від втрат потужності:

$$\begin{aligned} \Delta S_{P.1} &= \Delta S_{Y.1} + 0.5 \cdot (\Delta S_{Z.1-A} + \Delta S_{Z.1-2}) = (0.079 + 0.565) + \\ &+ 0.5 \cdot (0.032 - 0.056j + 2.05 - 2.167j) = 0.38 - 0.29j \text{ MBA} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta S_{P.2} &= \Delta S_{Y.2} + 0.5 \cdot (\Delta S_{Z.2-A} + \Delta S_{Z.1-2}) = (0.042 + 0.712) + \\ &+ 0.5 \cdot (2.94 - 5.172j + 2.051 - 2.167j) = 0.415 + 0.02j \text{ MBA} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta S_{P.3} &= \Delta S_{Y.3} + 0.5 \cdot (\Delta S_{Z.3-4} + \Delta S_{Z.3-A}) = (0.042 + 0.455) + \\ &+ 0.5 \cdot (0.002 - 0.002j + 0.25 - 0.267j) = 0.17 + 0.32j \text{ MBA} \end{aligned}$$

$$\Delta S_{P.4} = 0.17 + 0.6j \text{ MBA}$$

$$\Delta S_{P.5} = 0.18 + 0.38j \text{ MBA}$$

Знайдемо дані поточкорозподілу від втрат навантаження та втрат потужності ділянок мережі. Обчислення проводиться методом контурних рівнянь

Попередній поточкорозподіл

$$\Delta S_{P.5-A} = \Delta S_{P.5} = 0.18 + 0.38j \text{ MBA}$$

$$\Delta S_{P.4-A} = \Delta S_{P.4} = 0.17 + 0.6j \text{ MBA}$$

$$\Delta S_{P.3-A} = \Delta S_{P.3} = 0.17 + 0.32j \text{ MBA}$$

$$\Delta S_{P.1-A} = \Delta S_{P.1} = 0.38 - 0.29j \text{ MBA}$$

$$\Delta S_{P.2-A} = \Delta S_{P.2} = 0.415 + 0.017j \text{ MBA}$$

Система рівнянь буде виглядати наступним чином

$$\begin{cases} \Delta \dot{S}_{P,2-A} \cdot \underline{z_{2-A}} - \Delta \dot{S}_{P,1-A} \cdot \underline{z_{1-A}} = -\dot{S}_{K1} \cdot (\underline{z_{2-A}} + \underline{z_{1-A}} + \underline{z_{1-2}}) \\ \Delta \dot{S}_{P,4-A} \cdot \underline{z_{4-A}} - \Delta \dot{S}_{P,3-A} \cdot \underline{z_{3-A}} = -\dot{S}_{K2} \cdot (\underline{z_{4-A}} + \underline{z_{3-A}} + \underline{z_{3-4}}) + \dot{S}_{K3} \cdot \underline{z_{4-A}} \\ \Delta \dot{S}_{P,5-A} \cdot \underline{z_{5-A}} - \Delta \dot{S}_{P,4-A} \cdot \underline{z_{4-A}} = -\dot{S}_{K3} \cdot (\underline{z_{5-A}} + \underline{z_{4-A}} + \underline{z_{4-5}}) + \dot{S}_{K2} \cdot \underline{z_{4-A}} \end{cases}$$

Підставивши відповідні значення отримаємо потужності контурів

$$\dot{S}_{K1} = -0.005 - 0.063j \text{ MBA}$$

$$\dot{S}_{K2} = 0.123 - 0.172j \text{ MBA}$$

$$\dot{S}_{K3} = 0.019 + 0.014j \text{ MBA}$$

$$\Delta \dot{S}_{D,1-A} = \Delta \dot{S}_{P,1-A} - \dot{S}_{K1} = 0.39 - 0.22j \text{ MBA}$$

$$\Delta \dot{S}_{D,2-A} = \Delta \dot{S}_{P,2-A} + \dot{S}_{K1} = 0.41 - 0.08j \text{ MBA}$$

$$\Delta \dot{S}_{D,3-A} = \Delta \dot{S}_{P,3-A} - \dot{S}_{K2} = 0.05 + 0.49j \text{ MBA}$$

$$\Delta \dot{S}_{D,5-A} = \Delta \dot{S}_{P,5-A} + \dot{S}_{K3} = 0.2 + 0.4j \text{ MBA}$$

$$\Delta \dot{S}_{D,4-A} = \Delta \dot{S}_{P,4-A} + \dot{S}_{K2} - \dot{S}_{K3} = 0.27 - 0.41j \text{ MBA}$$

$$\Delta \dot{S}_{D,1-2} = \dot{S}_{K1} = -0.005 - 0.063j \text{ MBA}$$

$$\Delta \dot{S}_{D,4-5} = \dot{S}_{K3} = 0.02 - 0.014j \text{ MBA}$$

$$\Delta \dot{S}_{D,3-4} = \dot{S}_{K2} = 0.12 - 0.17j \text{ MBA}$$

Проводимо дотримання 2-го закону Кірхгофа

$$\Delta \dot{S}_{D,2-A} \cdot \underline{z_{2-A}} - \Delta \dot{S}_{D,1-A} \cdot \underline{z_{1-A}} - \Delta \dot{S}_{D,1-2} \cdot \underline{z_{1-2}} = 0$$

$$\Delta \dot{S}_{D,4-A} \cdot \underline{z_{4-A}} - \Delta \dot{S}_{D,3-A} \cdot \underline{z_{3-A}} + \Delta \dot{S}_{D,3-4} \cdot \underline{z_{3-4}} = 0$$

$$\Delta \dot{S}_{D,5-A} \cdot \underline{z_{5-A}} - \Delta \dot{S}_{D,4-A} \cdot \underline{z_{4-A}} + \Delta \dot{S}_{D,4-5} \cdot \underline{z_{4-5}} = 0$$

Потокорозподіл від додаткових навантажень розраховано правильно.

Накладаємо поточкорозподіл додаткових навантажень на основний поточкорозподіл та матимемо результуючий поточкорозподіл потужностей на першій ітерації обчислення

$$\dot{S}_{PE3.1} = \dot{S}_{PP.1} + \Delta \dot{S}_{P.1} = 40.11 - 29.708j + 0.38 - 0.28j = 40.49 - 29.994j \text{ MBA}$$

$$\dot{S}_{PE3.2} = \dot{S}_{PP.2} + \Delta \dot{S}_{P.2} = 18.096 - 15.655j + 0.38 - 0.028j = 18.51 - 15.67j \text{ MBA}$$

$$\dot{S}_{PE3.3} = \dot{S}_{PP.3} + \Delta \dot{S}_{P.3} = 13.037 - 9.331j + 0.165 + 0.325j = 13.21 - 9.014j \text{ MBA}$$

$$\dot{S}_{PE3.4} = \dot{S}_{PP.4} + \Delta \dot{S}_{P.4} = 16.057 - 11.6j + 0.145 + 0.604j = 16.225 - 11j \text{ MBA}$$

$$\dot{S}_{PE3.5} = \dot{S}_{PP.5} + \Delta \dot{S}_{P.5} = 16.056 - 11.74j + 0.156 + 0.38j = 16.234 - 11.36j \text{ MBA}$$

Результуючий потік потужностей ділянками схеми знаходиться так:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{PE3.1-A} &= \dot{S}_{OCH.1-A} + \Delta \dot{S}_{D.1-A} = 33.734 - 19.53j + \\ &+ 0.37 - 0.21j = 34.01 - 20.61j \text{ MBA} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{PE3.2-A} &= \dot{S}_{OCH.2-A} + \Delta \dot{S}_{D.2-A} = 24.47 - 25.874j + \\ &+ 0.39 + 0.093j = 24.99 - 25.05j \text{ MBA} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{PE3.3-A} &= \dot{S}_{OCH.3-A} + \Delta \dot{S}_{D.3-A} = 13.27 - 6.78j + \\ &+ 0.036 + 0.49j = 13.45 - 7.12j \text{ MBA} \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{PE3.5-A} = 16.1 - 11.11j \text{ MBA}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{PE3.1-2} &= \dot{S}_{OCH.1-2} + \Delta \dot{S}_{D.1-2} = 6.375 - 10.18j + \\ &+ 0.012 + 0.017j = 6.48 - 9.38j \text{ MBA} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{PE3.4-5} &= \dot{S}_{OCH.4-5} + \Delta \dot{S}_{D.4-5} = -0.155 - 0.072j + \\ &+ 0.021 - 0.017j = -0.136 - 0.25j \text{ MBA} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{PE3.4-A} &= \dot{S}_{OCH.4-A} + \Delta \dot{S}_{D.4-A} = 15.85 - 14.07j + \\ &+ 0.25 + 0.419j = 16.12 - 13.14j \text{ MBA} \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{PE3.3-4} = \dot{S}_{OCH.3-4} + \Delta \dot{S}_{D.3-4} = -0.36 - 1.8j + \\ + 0.13 - 0.167j = -0.24 + 1.9j \text{ MBA}$$

Знайдемо рівні напруги в пунктах при першій ітерації обчислення

$$\dot{U}_{1.1} = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (33.972 \cdot 7.97 + 22.748 \cdot 14.03)} = 111.42 \text{ кВ}$$

$$\dot{U}_{2.1} = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (25.324 \cdot 7.97 + 22.97 \cdot 14.03)} = 110.54 \text{ кВ}$$

$$\dot{U}_{3.1} = \sqrt{U_A^2 - 2 \cdot (P_{3-A} \cdot r_{3-A} - Q_{3-A} \cdot x_{3-A})} = \\ = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (13.329 \cdot 13.831 + 6.855 \cdot 14.61)} = 112.5 \text{ кВ}$$

$$\dot{U}_{5.1} = \sqrt{U_A^2 - 2 \cdot (P_{5-A} \cdot r_{5-A} - Q_{5-A} \cdot x_{5-A})} = \\ = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (16.224 \cdot 7.25 + 11.954 \cdot 12.74)} = 112.465 \text{ кВ}$$

$$\dot{U}_{4.1} = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (16.09 \cdot 7.246 + 12.555 \cdot 12.74)} = 112.5 \text{ кВ}$$

Проведемо дотримання збіжності ітераційного процесу з критерієм зміни модулів напруги в пунктах схеми

$$\Delta U_{1.1} = \left| \frac{U_{1.1} - U_1}{U_1} \right| \cdot 100 = \left| \frac{111.42 - 110}{110} \right| \cdot 100 = 1.3\%$$

$$\Delta U_{2.1} = \left| \frac{U_{2.1} - U_2}{U_2} \right| \cdot 100 = \left| \frac{110.54 - 110}{110} \right| \cdot 100 = 0.5\%$$

$$\Delta U_{3.1} = \left| \frac{U_{3.1} - U_3}{U_3} \right| \cdot 100 = \left| \frac{112.5 - 110}{110} \right| \cdot 100 = 2.23\%$$

$$\Delta U_{4.1} = \left| \frac{U_{4.1} - U_4}{U_4} \right| \cdot 100 = \left| \frac{112.465 - 110}{110} \right| \cdot 100 = 2.27\%$$

$$\Delta U_{5.1} = \left| \frac{U_{5.1} - U_5}{U_5} \right| \cdot 100 = \left| \frac{112.5 - 110}{110} \right| \cdot 100 = 2.24\%$$

Обчислення втрати потужності при першій кроці

$$\dot{S}_{БП} = \dot{S}_{PE3.1-A} + \dot{S}_{PE3.2-A} + \dot{S}_{PE3.3-A} + \dot{S}_{PE3.4-A} + \dot{S}_{PE3.5-A} + 0.5 \cdot (\Delta \dot{S}_{Z.1-A} + \Delta \dot{S}_{Z.2-A} + \Delta \dot{S}_{Z.4-A} + \Delta \dot{S}_{Z.3-A} + \Delta \dot{S}_{Z.5-A}) + Y_{БП} \cdot \dot{U}_A = 105.6 - 79.05j \text{ MBA}$$

$$S_{\Sigma} = S_{m.1} + S_{m.2} + S_{m.3} + S_{m.4} + S_{m.5} = 40 - 26.353j + 18 - 13.032j + 13 - 8.474j + 16 - 10.333j + 16 - 10.437j = 103 - 68.63j \text{ MBA}$$

$$\Delta S_{\Sigma.1} = S_{БП} - S_{\Sigma} = 105.6 - 79.05j - (103 - 68.63j) = 2.6 - 10.42j \text{ MBA}$$

Зважаючи на зміну модулів напруги в пунктах схеми більше за 2%, беремося на обчислення подільшої ітерації. Обчислення ідентичне, тому усі дані представлено у таблицю 4.10.

Таблиця 4.10 – Результат розрахунку другої ітерації режиму максимальних навантажень

Параметр	Значення			
Втрати потужності в опорах ділянок, MBA	1-A	0.476-1.639i	4-5	0.0001-0.0001i
	2-A	0.621-1.355i	1-2	0.133-0.14i
	3-A	0.248-0.262i	4-A	0.247-0.435i
	5-A	0.265-0.383i	3-4	0.002-0.002i
Втрати потужності в провідностях пунктів, MBA	1	0.079+0.596i	4	0.042+0.82i
	2	0.042+0.72i	5	0.042+0.58i
	3	0.042+0.455i		
Додаткові навантаження пунктів, MBA	1	0.383-0.293i	4	0.167+0.6i
	2	0.419-0.026i	5	0.175+0.384i
	3	0.167+0.323i		
	1-A	0.389-0.231i	3-A	0.04+0.499i

Потоки потужностей за ділянками від дод. навантажень пунктів, МВА	2-А	0.413-0.088i	5-А	0.196+0.396i
	4-5	0.021+0.012i	4-А	0.273+0.412i
	1-2	-0.006-0.062i	3-4	0.127-0.176i
Результуюче навантаження пунктів, МВА.	1	40.492-30.002i	4	16.224-11i
	2	18.515-15.681i	5	16.23-11.354i
	3	13.204-9.008i		
Результуючий потік потужності ділянками, МВА	1-А	40.504-29.878i	1-2	-0.012-0.124i
	2-А	18.503-15.805i	4-5	0.042+0.024i
	3-А	12.95-8.656i	4-А	16.436-11.376i
	5-А	16.272-11.33i	3-4	0.254-0.352i
Рівень напруги в пунктах, кВ	1	110.09	4	112.7
	2	112.05	5	112.43
	3	112.31		

$$\dot{S}_{БП} = \dot{S}_{PE3.1-A} + \dot{S}_{PE3.2-A} + \dot{S}_{PE3.3-A} + \dot{S}_{PE3.4-A} + \dot{S}_{PE3.5-A} + 0.5 \cdot (\Delta \dot{S}_{Z.1-A} + \Delta \dot{S}_{Z.2-A} + \Delta \dot{S}_{Z.4-A} + \Delta \dot{S}_{Z.3-A} + \Delta \dot{S}_{Z.5-A}) + Y_{БП} \cdot \dot{U}_A = 105.595 - 79.06j \text{ МВА}$$

$$S_{\Sigma} = S_{m.1} + S_{m.2} + S_{m.3} + S_{m.4} + S_{m.5} = 40 - 26.353j + 18 - 13.032j + 13 - 8.474j + 16 - 10.333j + 16 - 10.437j = 103 - 68.63j \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{\Sigma.2} = S_{БП} - S_{\Sigma} = 105.595 - 79.06j - (103 - 68.63j) = 2.595 - 10.43j \text{ МВА}$$

$$\Delta = \left| \frac{\Delta S_{\Sigma.2} - \Delta S_{\Sigma.1}}{\Delta S_{\Sigma.1}} \right| \cdot 100 = \left| \frac{2.595 - 10.43j - (2.6 - 10.42j)}{(2.6 - 10.42j)} \right| \cdot 100 = 0.12 \%$$

Так як, зміна сумарних втрат потужності не вища 2%, обчислення вважаємо закінченим.

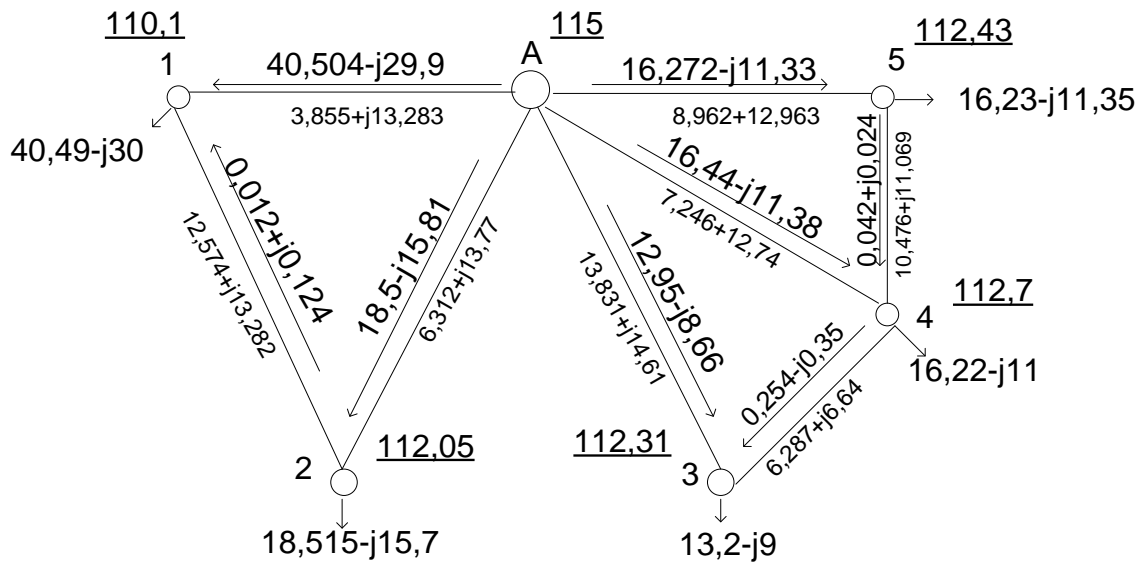


Рис. 4.6 – Режим максимальних навантажень

Проведемо обрання відгалуджень РПН та ПБЗ силових автотрансформаторів під час режиму максимальних навантажень.

Покажемо приклад обчислення ПС №1. На ПС №1 плануються розміщення двох силових автотрансформаторів типу ТДТН-40000/110.

Знайдемо величину втрат напруги в обмотка блоку трансформаторів розміщених у ПС №1:

$$\Delta U_{\text{ТВ1}} = \frac{(P_{\text{В1}} + \Delta P_{\text{тз1}} + g_{\text{Т1}} \cdot U_1^2) \cdot r_{\text{Т1}}}{U_1} - \frac{(Q_{\text{В1}} + \Delta Q_{\text{тз1}} + b_{\text{Т1}} \cdot U_1^2) \cdot x_{\text{Т1}}}{U_1} = 4,46 \text{ кВ};$$

Як розрахунок проводять ідентичний, наводжу лише вихідні дані

$$\Delta U_{\text{ТС1}} = 0,097 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\text{ТН1}} = 1,072 \text{ кВ}.$$

Для автотрансформаторів на ПС №1 розрахуємо значення  $U_{\text{ПС}}$  і  $U_{\text{ПН}}$ :

$$U_{\text{ПН1}} = U_1 - \Delta U_{\text{ТВ1}} - \Delta U_{\text{ТН1}} = 110,47 - 4,46 - 1,07 = 104,943 \text{ кВ}.$$

Як розрахунок проводять ідентичний, наводжу лише вихідні дані

$$U_{\text{ПС1}} = 105,917 \text{ кВ};$$

Для силових автотрансформаторів на ПС №1 число регулювальних витків РПН:



$$\omega_{вж1} = \frac{U_{пн1} \cdot U_{тн1}}{U_{тв1} \cdot U_{ндж1}} - 1 = \frac{104,943 \cdot 11}{115 \cdot 10,5} - 1 = -0,044.$$

Ступінь регулювання РПН для автотрансформаторів ПС №1 буде:

$$N_{в1} = \frac{\omega_{вж1}}{\omega_{в0}} = \frac{-0,044}{0,018} = -2,6 \rightarrow N_{в5}^{ст} = -3.$$

Матимемо таке число стандартних регулюючих витків РПН:

$$\omega_{в1}^{ст} = N_{в5}^{ст} \cdot \omega_{в0} = -3 \cdot 0,0178 = -0,054$$

Обчислимо фактичний рівень напруги на шинах НН ПС №1:

$$U_{нд1} = \frac{104,943 \cdot 11}{115 \cdot (1 - 0,036)} = 10,57 \text{ кВ.}$$

Для силових автотрансформаторів на ПС №1 бажане відносне число регулювальних витків ПБЗ буде:

$$\omega_{сж1} = 0,047.$$

Регулюючий крок ПБЗ автотрансформаторів ПС №1:

$$N_{с2}^{ст} = -3.$$

Матимемо таке число стандартних регулюючих витків РПН:

$$\omega_{с1}^{ст} = N_{с1}^{ст} \cdot \omega_{с0} = -3 \cdot 0,018 = -0,05.$$

Обчислимо фактичний рівень напруги на шинах СН ПС №1:

$$U_{сд1} = \frac{105,917 \cdot 38,5 \cdot (1 - 0,036)}{115 \cdot (1 - 0,036)} = 35,324 \text{ кВ.}$$

Обрання відгалуження ПБЗ і РПН для інших пілстанцій виконується ідентично. Результати в таблиці 4.11.

Таблиця 4.11 – Ступінь регулювання ПБЗ і РПН у режимах максимальних навантажень

Підстанція	Напруга, кВ	$N_{в}^{ст}$	$N_{с}^{ст}$	$U_{нд}$ , кВ	$U_{сд}$ , кВ
1	110.1	-3	-3	10.57	35.32
2	112.05	-3	-3	10.45	35.67
3	112.31	-1	-1	10.518	36.35

4	112.7	-1	-1	10.5	36.21
5	112.93	-1	-1	10.43	36.1

#### 4.7 Розрахунок режиму мінімальних навантажень

Зважаючи на коефіцієнт зменшення активного навантаження розрахуємо значення навантажень в пунктах проєктованої мережі. Приклад обчислення покажемо підстанцією №3:

$$P_{\text{сн3}}^{\text{min}} = 0,62 \cdot P_{\text{сн3}} = 0,62 \cdot 9 = 5,58 \text{ МВт};$$

Як розрахунок проводять ідентичний, наводжу лише вихідні дані

$$P_{\text{нн3}}^{\text{min}} = 2,48 \text{ МВт}.$$

Під час мінімальних навантажень на підстанції №3 реактивне навантаження становить:

$$Q_{\text{сн3}}^{\text{min}} = -P_{\text{сн3}}^{\text{min}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{сн}} = -5,58 \cdot \text{tg}(32,86^\circ) = -3,46 \text{ МВАр};$$

Як розрахунок проводять ідентичний, наводжу лише вихідні дані

$$Q_{\text{нн3}}^{\text{min}} = -1,795 \text{ МВАр}.$$

На третій підстанції обсяг повного навантаження складе :

$$\dot{S}_3^{\text{min}} = P_{\text{сн3}}^{\text{min}} + P_{\text{нн3}}^{\text{min}} + j(Q_{\text{сн3}}^{\text{min}} + Q_{\text{нн3}}^{\text{min}}) = 5,58 + 2,48 + j(-3,46 - 1,795) = 8,06 - j5,254 \text{ МВА}$$

Аналогічно перераховуємо навантаження інших підстанцій напругою 110 кВ.

Результати розрахунків наведені в таблиці 4.12.

Таблиця 4.12 - Навантаження пунктів під час мінімальних навантажень

П/П	Потужність, МВА
1	24.8-16.339i
2	11.16-8.08i
3	8.06-5.254i
4	9.92-6.406i

5	9.92-6.471i
---	-------------

Розрахуємо кількість силових автотрансформаторів, включених під час режиму мінімальних навантажень.

Представимо приклад розрахунку ПС №4. Отримаємо суму квадратів модулів потужності обмоток силових автотрансформаторів:

$$\Sigma(|S_4|^2) = (|S_{\text{HH4}}^{\text{min}}|)^2 + (|S_{\text{CH4}}^{\text{min}}|)^2 + (|S_{\text{BH4}}^{\text{min}}|)^2 = 8,62^2 + 3,012^2 + 11,618^2 = 225,44 \text{ МВА}.$$

Розраховуємо значення критичної потужності силових автотрансформаторів встановлених на ПС №4:

$$S_{\text{кр4}} = \frac{4 \cdot \Delta P_{\text{xx4}} \cdot S_{\text{H4}}^2}{\Delta P_{\text{кз4}}} = \frac{4 \cdot 23 \cdot 10^{-3} \cdot (16)^2}{100 \cdot 10^{-3}} = 235,52 \text{ МВА}.$$

Підстанція №4 під час мінімальних навантажень повинна вимкнути один силовий автотрансформатор (225,44 МВА < 235,52 МВА).

Обчислення числа увімкнених автотрансформаторів на інших ПС – ідентичний, до показаного вище. Результати занесені до таблиці 4.13.

Таблиця 4.13 – Кількість включених трансформаторів

ПС	$\Sigma( S_i ^2), \text{МВА}$	$S_{\text{кри}}, \text{МВА}$	Кількість трансформаторів
1	1346.36	1376	1
2	379.654	235.52	2
3	145.034	235.52	1
4	225.436	235.52	1
5	219.305	235.52	1

Враховуючи зміну увімкнених автотрансформаторів на підстанціях мережі та відповідно навантаження пунктів, необхідно перерахувати провідності та навантаження. Вихідні дані представлені у таблиці 4.14.

Таблиця 4.14 – Розраховані провідності і навантаження під час мінімальних навантажень

П/П	Потужність, МВА	Провідність, См
1	24.842-17.629i	$(6.503+49.26i) \cdot 10^{-6}$
2	11.197-9.088i	$(3.478+59.64i) \cdot 10^{-6}$
3	8.082-5.74i	$(3.478+37.62i) \cdot 10^{-6}$
4	9.955-7.329i	$(3.478+67.66i) \cdot 10^{-6}$
5	9.941-6.971i	$(3.478+47.62i) \cdot 10^{-6}$
0	-	$j174.2 \cdot 10^{-6}$

Таблиця 4.15 – Результати першої ітерації обчислення режиму мінімальних навантажень

Параметр	Значення			
Втрати потужності в опорах ділянок, МВА	1-A	0.143-0.493i	4-5	0-0j
	2-A	0.279-0.608i	1-2	0.1-0.105i
	3-A	0.099-0.105i	4-A	0.095-0.168i
	5-A	0.103-0.149i	3-4	0.001-0.001i
Втрати потужності в провідностях пунктів, МВА	1	0.021+0.251i	4	0.042+0.82i
	2	0.057+0.947j	5	0.021+0.251j
	3	0.028+0.473j		
Додаткові навантаження пунктів, МВА	1	0.143-0.049i	4	0.09+0.735i
	2	0.246+0.591i	5	0.073+0.176i
	3	0.078+0.421i		
	1-A	0.162+0.155i	3-A	0.028+0.42i

Потоки потужностей за ділянками від дод. навантажень пунктів, МВА	2-A	0.227+0.387i	5-A	0.068+0.355i
	4-5	-0.005+0.179i	4-A	0.145+0.557i
	1-2	-0.019-0.204i	3-4	0.05+0.001i
Результуюче навантаження пунктів, МВА.	1	24.985-17.677i	4	10.045-6.594i
	2	11.443-8.498i	5	10.014-6.795i
	3	8.16-5.319i		
Результуючий потік потужності ділянками, МВА	1-A	15.469-15.202i	1-2	9.516-2.475i
	2-A	20.959-10.973i	4-5	-0.088+0.179i
	3-A	8.329-4.274i	4-A	9.964-7.818i
	5-A	9.926-6.616i	3-4	-0.169-1.045i
Рівень напруги в пунктах, кВ	1	112.7	4	113.5
	2	112.51	5	113.47
	3	113.445		

$$\dot{S}_{БП} = \dot{S}_{PE3.1-A} + \dot{S}_{PE3.2-A} + \dot{S}_{PE3.3-A} + \dot{S}_{PE3.4-A} + \dot{S}_{PE3.5-A} + 0.5 \cdot (\Delta \dot{S}_{Z.1-A} + \Delta \dot{S}_{Z.2-A} + \Delta \dot{S}_{Z.4-A} + \Delta \dot{S}_{Z.3-A} + \Delta \dot{S}_{Z.5-A}) + Y_{БП} \cdot \dot{U}_A = 65 - 45.63j \text{ МВА}$$

$$S_{\Sigma} = S_{m.1} + S_{m.2} + S_{m.3} + S_{m.4} + S_{m.5} = 40 - 26.353j + 18 - 13.032j + 13 - 8.474j + 16 - 10.333j + 16 - 10.437j = 103 - 68.63j \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{\Sigma,1} = S_{БП} - S_{\Sigma} = 65 - 45.63j - (103 - 68.629j) = -37.99 + 23j \text{ МВА}$$

Таблиця 4.16 – Результати другої ітерації обчислення режиму мінімальних навантажень

Параметр	Значення			
Втрати потужності в опорах ділянок, МВА	1-A	0.14-0.482i	4-5	0.00001-0.00001i
	2-A	0.273-0.595i	1-2	0.096-0.101i
	3-A	0.093-0.098i	4-A	0.092-0.161i
	5-A	0.098-0.141i	3-4	0.001-0.001i
Втрати потужності в провідностях пунктів, МВА	1	0.021+0.251i	4	0.042+0.82i
	2	0.057+0.947i	5	0.021+0.251i
	3	0.028+0.473i		
Додаткові навантаження пунктів, МВА	1	0.139-0.041i	4	0.088+0.738i
	2	0.241+0.599i	5	0.07+0.18i
	3	0.075+0.424i		
Потоки потужностей за ділянками від дод. навантажень пунктів, МВА	1-A	0.158+0.163i	3-A	0.049+0.39i
	2-A	0.222+0.395i	5-A	0.056+0.369i
	4-5	-0.014+0.189i	4-A	0.128+0.583i
	1-2	-0.019-0.204i	3-4	0.026+0.034i
Результуюче навантаження пунктів, МВА.	1	24.981-17.67i	4	10.043-6.591i
	2	11.438-8.489i	5	10.011-6.791i
	3	8.157-5.316i		
	1-A	25.019-17.262i	1-2	-0.038-0.408i

Результуючий потік потужності ділян- ками, МВА	2-А	11.4-8.897i	4-5	-0.028+0.378i
	3-А	8.105-5.384i	4-А	10.123-6.901i
	5-А	9.983-6.413i	3-4	0.052+0.068i
Рівень напруги в пунктах, кВ	1	112.13	4	113.59
	2	113.3	5	113.49
	3	113.33		

$$\dot{S}_{БП} = \dot{S}_{PE3.1-A} + \dot{S}_{PE3.2-A} + \dot{S}_{PE3.3-A} + \dot{S}_{PE3.4-A} + \dot{S}_{PE3.5-A} + 0.5 \cdot (\Delta \dot{S}_{Z.1-A} + \Delta \dot{S}_{Z.2-A} + \Delta \dot{S}_{Z.3-A} + \Delta \dot{S}_{Z.4-A} + \Delta \dot{S}_{Z.5-A}) + Y_{БП} \cdot \dot{U}_A = 64.98 - 45.58j \text{ MBA}$$

$$S_{\Sigma} = S_{m.1} + S_{m.2} + S_{m.3} + S_{m.4} + S_{m.5} = 40 - 26.353j + 18 - 13.032j + 13 - 8.474j + 16 - 10.333j + 16 - 10.437j = 103 - 68.63j \text{ MBA}$$

$$\Delta S_{\Sigma.2} = S_{БП} - S_{\Sigma} = 64.98 - 45.58j - (103 - 68.63j) = -38.02 + 23.05j \text{ MBA}$$

$$\Delta = \left| \frac{\Delta S_{\Sigma.2} - \Delta S_{\Sigma.1}}{\Delta S_{\Sigma.1}} \right| \cdot 100 = \left| \frac{-38.02 + 23.05j - (-37.99 + 23j)}{(-37.99 + 23j)} \right| \cdot 100 = 0.126 \%$$

Результат обчислення режимних параметрів при мінімальних навантаженнях демонструється рисунком 4.7.

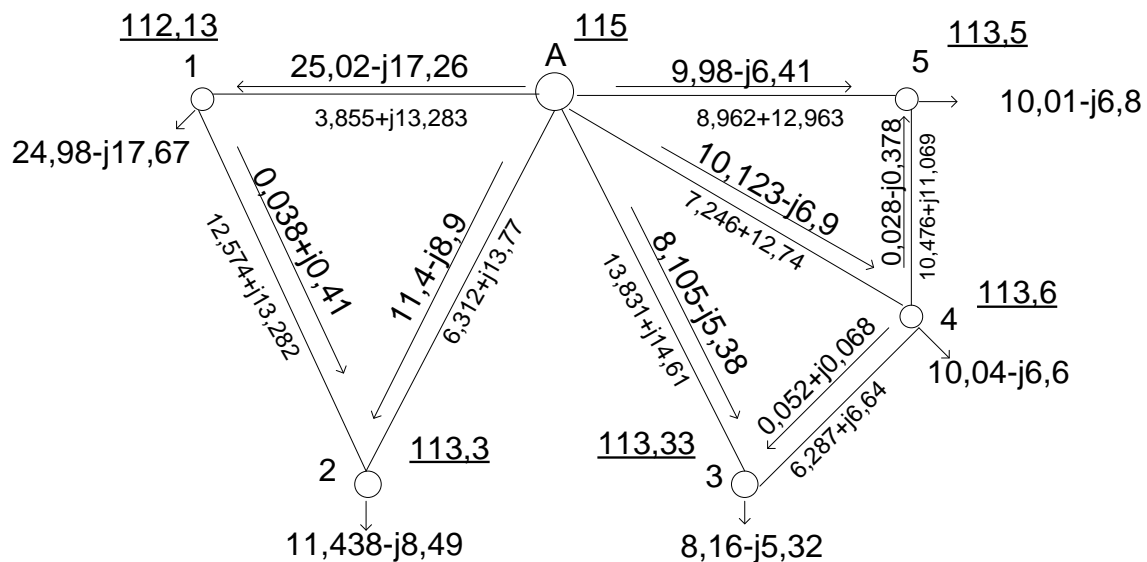


Рис. 4.7 – Режим мінімальних навантажень

Результат вибору відгалужень РПН і ПБЗ при режимі мінімальних навантажень занесено в таблицю 4.17.

Таблиця 4.17 – Положення РПН і ПБЗ в режимі мінімальних навантажень

Підстанція	Напруга,кВ	$N_{\text{в}}^{\text{ст}}$	$N_{\text{с}}^{\text{ст}}$	$U_{\text{нд}}$ , кВ	$U_{\text{сд}}$ , кВ
1	112.13	-1	-1	10.59	36.6
2	113.3	-1	-1	10.51	36.785
3	113.33	0	0	10.58	37.16
4	113.6	0	0	10.56	37.1
5	113.5	0	0	10.534	37.03

#### 4.8 Розрахунок післяаварійного режиму

Проведемо обчислення під час післяаварійного режиму роботи розподільчої мережі, можливо відтворити лише після відключення лінії, якою транспортується найбільша потужність. В проєктованій мережі це ділянка 0-1. Інші параметри схем заміщення ідентичні параметрам режиму максимальних навантажень.



Таблиця 4.18 – Результати першої ітерації обрахунку післяаварійного режиму

Параметр	Значення			
Втрати потужності в опорах ділянок, МВА	5-A	0.269-0.389i	4-5	0.0001-0.0001i
	2-A	2.659-5.8i	1-2	2.548-2.692i
	3-A	0.256-0.27i	4-A	0.245-0.431i
	3-4	0.002-0.002i		
Втрати потужності в провідностях пунктів, МВА	1	0.079+0.028i	4	0.042+0.82i
	2	0.042+0.72i	5	0.042+0.576i
	3	0.042+0.455i		
Додаткові навантаження пунктів, МВА	1	1.353-1.318i	4	0.171+0.319i
	2	2.646-3.525i	5	0.176+0.382i
	3	0.171+0.319i		
Потоки потужностей за ділянками від дод. навантажень пунктів, МВА	5-A	0.021+0.603i	3-A	0.175+0.268i
	2-A	3.999-4.842i	3-4	-0.004+0.051i
	4-5	-0.155+0.221i	4-A	0.317+0.432i
	1-2	1.353-1.318i		
Результуюче навантаження пунктів, МВА.	1	41.442-30.393i	4	16.213-10.767i
	2	20.722-18.625i	5	16.222-11.115i
	3	13.201-8.853i		

Результуючий потік потужності ділян- ками, МВА	5-А	15.912-10.673i	1-2	41.442-30.393i
	2-А	62.164-49.017i	4-5	-0.31+0.442i
	3-А	13.55-7.18i	4-А	16.174-12.882i
	3-4	-0.349-1.673i		
Рівень напруги в пунктах, кВ	1	101.245	4	112.5
	2	105.31	5	112.53
	3	112.43		

$$\dot{S}_{БП} = \dot{S}_{PE3.1-A} + \dot{S}_{PE3.2-A} + \dot{S}_{PE3.3-A} + \dot{S}_{PE3.4-A} + 0.5 \cdot (\Delta \dot{S}_{Z.1-A} + \Delta \dot{S}_{Z.2-A} + \Delta \dot{S}_{Z.3-A} + \Delta \dot{S}_{Z.4-A}) + Y_{БП} \cdot \dot{U}_A = 118.56 - 89.74j \text{ МВА}$$

$$S_{\Sigma} = S_{m.1} + S_{m.2} + S_{m.3} + S_{m.4} + S_{m.5} = 40 - 26.353j + 18 - 13.032j + 13 - 8.474j + 16 - 10.333j + 16 - 10.437j = 103 - 68.63j \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{\Sigma.1} = S_{БП} - S_{\Sigma} = 118.56 - 89.74j - (103 - 68.63j) = 15.56 - 21.12j \text{ МВА}$$

Таблиця 4.19 – Результати другої ітерації розрахунку післяаварійного режиму

Параметр	Значення			
Втрати потужності в опорах ділянок, МВА	5-А	0.254-0.368i	4-5	0.00001-0.00001i
	2-А	3.254-7.097i	1-2	3.112-3.288i
	3-А	0.251-0.266i	4-А	0.24-0.422i
	3-4	0.002-0.002i		
	1	0.079+0.028i	4	0.042+0.829i
	2	0.042+0.72i	5	0.042+0.576i

Втрати потужності в провідностях пунктів, МВА	3	0.042+0.455i		
Додаткові навантаження пунктів, МВА	1	1.635-1.616i	4	0.163+0.607i
	2	3.225-4.471i	5	0.169+0.392i
	3	0.169+0.321i		
Потоки потужностей за ділянками від дод. навантажень пунктів, МВА	5-A	0.014+0.613i	3-A	0.158+0.274i
	2-A	4.86-6.086i	3-4	-0.002+0.048i
	4-5	-0.155+0.221i	4-A	0.316+0.434i
	1-2	1.635-1.616i		
Результуюче навантаження пунктів, МВА.	1	41.724-30.691i	4	16.21-10.762i
	2	21.301-19.571i	5	16.215-11.105i
	3	13.199-8.851i		
Результуючий потік потужності ділянками, МВА	5-A	15.905-10.663i	1-2	41.724-30.691i
	2-A	63.025-50.261i	4-5	-0.31+0.442i
	3-A	13.546-7.175i	4-A	16.173-12.88i
	3-4	-0.347-1.676i		
Рівень напруги в пунктах, кВ	1	101.17	4	112.5
	2	105.1	5	112.53
	3	112.43		

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\text{БП}} &= \dot{S}_{\text{PE3.1-A}} + \dot{S}_{\text{PE3.2-A}} + \dot{S}_{\text{PE3.3-A}} + \dot{S}_{\text{PE3.4-A}} + 0.5 \cdot (\Delta \dot{S}_{\text{Z.1-A}} + \Delta \dot{S}_{\text{Z.2-A}} + \Delta \dot{S}_{\text{Z.3-A}} + \\ &+ \Delta \dot{S}_{\text{Z.4-A}}) + Y_{\text{БП}} \cdot \dot{U}_A = 118.6 - 90.13j \text{ MBA} \\ S_{\Sigma} &= S_{m.1} + S_{m.2} + S_{m.3} + S_{m.4} + S_{m.5} = 40 - 26.353j + 18 - 13.032j + 13 - 8.474j + \\ &+ 16 - 10.333j + 16 - 10.437j = 103 - 68.63j \text{ MBA} \\ \Delta S_{\Sigma.2} &= S_{\text{БП}} - S_{\Sigma} = 118.6 - 90.13j - (103 - 68.63j) = 15.6 - 21.5j \text{ MBA} \\ \Delta &= \left| \frac{\Delta S_{\Sigma.2} - \Delta S_{\Sigma.1}}{\Delta S_{\Sigma.1}} \right| \cdot 100 = \left| \frac{15.6 - 21.5j - (15.56 - 21.12j)}{(15.56 - 21.12j)} \right| \cdot 100 = 1.5 \%\end{aligned}$$

Підсумкові дані обчислення післяаварійного режиму представлено рисунком 4.8

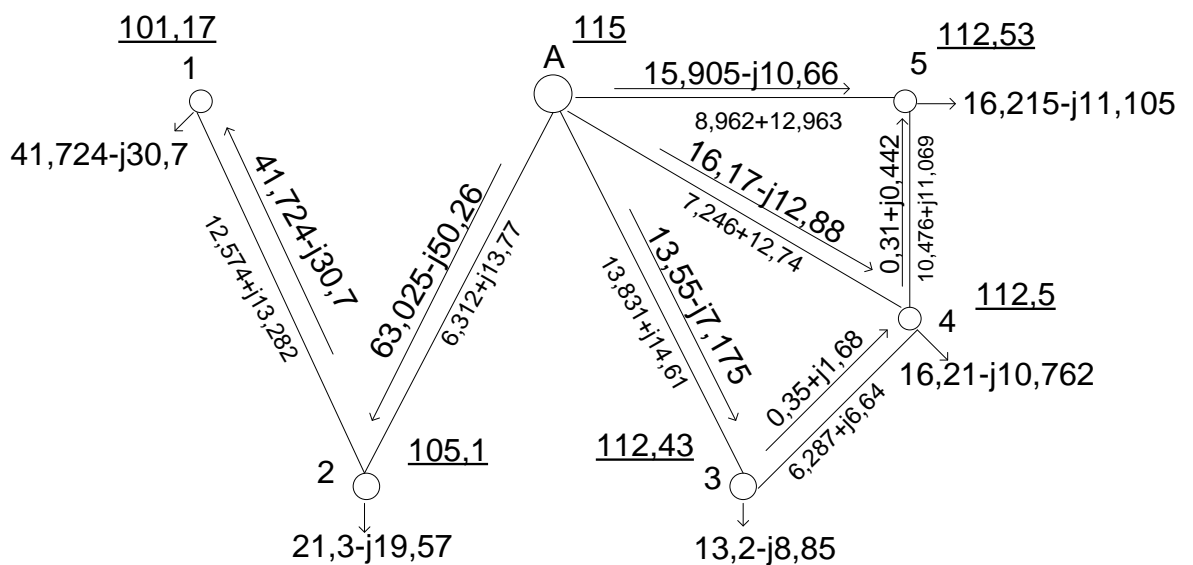


Рис. 4.8 – Післяаварійний режим

Вихідні дані обрання регулюючого відгалудження ПБЗ і РПН післяаварійного режиму показано таблицею 4.20.

Таблиця 4.20 – Вихідні дані обрання відгалужень ПБЗ і РПН під час післяаварійного режиму

Підстанція	Напруга, кВ	$N_B^{ст}$	$N_C^{ст}$	$U_{нд}$ , кВ	$U_{сд}$ , кВ
1	101.17	-1	-1	10.58	36.57
2	105.1	-1	-1	10.5	36.76
3	112.43	0	0	10.57	37.125
4	112.5	0	0	10.55	37.04
5	112.53	0	0	10.53	37

#### ***Висновок до четвертого розділу***

Останній розділ проєктної роботи виконано обчислення районної мережі.

При виконанні цього пункту проєкту був проведено обрання силових автотрансформаторів щоб розмістити у понижуючих підстанція. Визначена кількість ланцюгів та перерізи проводів для ПЛ із номінальною напругою 110 кВ.

Залучивши допомогу математичного методу розрізання контурів було проведено обчислення усталених режимів роботи розподільчої мережі. Для розглянутих режимів роботи мережі обрано положення РПН і ПБЗ.

## ВИСНОВКИ

Перший розділ робить акцент на розгляд функція оптимальних питомих приведених дисконтованих витрат для ПЛ-110 кВ із використанням залізобетонних опор. Проведені дисконтовані затрати для перерізів проводів (70, 120, 240).

В другому розділі розраховано апроксимацію функції оптимальних питомих приведених витрат, користуючись методом найменших квадратів, для проєктованої та існуючої ліній.

Третій розділ мав на меті максимально оптимізувати конфігуративність вихідної схеми РЕМ 110 кВ, із допомогою математичного методу впорядкованого виключення гілок

Найосновніший розділ – четвертий. В якому обиралися силові автотрансформатори розміщенні в понижуючих підстанціях. Визначено оптимальні перерізи дротів для лінії 110 кВ, ці перерізи проводів ПЛ пройшли перевірку на надійність, відповідають усім технічним обмеженням, які приносять споживача 1-ї та 2-ї груп післяаварійних обмежень.

Використовуючи математичний метод розрізання контурів зроблено обчислення усталених режимів роботи розподільчої мережі. Визначені параметри режимів роботи під час післяаварійного режиму, максимальних та мінімальних навантаження. Для обчислених режимів роботи мережі були прийняті положення РПН і ПБЗ.

					ДП7106.141.005 ПЗ	
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		67

## СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Модели оптимального развития энергосистем / В.А. Баженов. Учеб. пособие. – Киев: КПИ, 1984. – 100 с.

2. Електричні системи та мережі. Районні електричні мережі [Текст]: метод. вказівки до викон. курсового проекту з дисципліни для студ. усіх форм навчання та студ.-іноземців напряму підготов. 6050707 «Електротехніка та електротехнології» / Уклад.: В.М. Сулейманов, В.В. Чижевський, О.М. Янковська. – К., НТУУ «КПІ», 2009. – 92 с.

3. Математичні моделі електричних систем [Текст]: Метод. Вказівки до викон. Модульної контрольної роботи з дисципліни для студ. денної форми та студ.-іноземців напрямку підготовки «Електротехніка та електротехнології» програми професійного спрямування «Електричні системи і мережі» / Уклад. Т.Л. Кацадзе, О.М. Паненко. – К.: НТУУ «КПІ», 2016. – 59 с.

4. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.

5. Казанський С.В. Надійність електроенергетичних систем: навчальний посібник [Текст] / С.В. Казанський, Ю.П. Матесенко, Б.М. Сердюк. – К.: НТУУ «КПІ», 2011. – 216 с. – ISBN 978-966-622-453-1.

6. Методичні вказівки до виконання курсового проекту "Проектирование местных электрических сетей". Київ.: КПИ, 1992 – 56 с

**ДОДАТОК А**  
**Результат перевірки на плагіат**

					ДП7106.141.005 ПЗ	
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		69



Ім'я користувача:  
Чижевський Володимир Валерійович

ID перевірки:  
1008224494

Дата перевірки:  
08.06.2021 10:52:02 EEST

Тип перевірки:  
Doc vs Internet + Library

Дата звіту:  
08.06.2021 10:53:02 EEST

ID користувача:  
100006981

Назва документа: Карапіщенко

Кількість сторінок: 69 Кількість слів: 14827 Кількість символів: 85014 Розмір файлу: 4.35 MB ID файлу: 1008298453

Виявлено модифікації тексту (можуть впливати на відсоток схожості)

**23%**  
**Схожість**

Найбільша схожість: 11.1% 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)).

20.3% Джерела з Інтернету

381

Сторінка 71

13.8% Джерела з Бібліотеки

417

Сторінка 82

**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

119

Підозріле форматування

31  
сторінка