

**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

“ ____ ” _____ 202_р.

Дипломний проєкт

на здобуття ступеня бакалавра

за освітньо-професійною програмою «Електричні системи і мережі»

спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

на тему «Вибір оптимальної конфігурації електричної мережі, розрахунок

режимів енергосистеми 110 кВ»

Виконала:

Студентка III курсу, групи ЕС-зп81

Куценко Юлія Олександрівна _____

Керівник:

Доцент, к.т.н

Баженов Володимир Андрійович _____

Консультант:

Асистент

Моссаковський Вадим Ігорович _____

Рецензент:

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

Студентка _____

Київ – 2021 року

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра електричних мереж та систем

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

Спеціальність – 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ Валерій КИРИК
(підпис) (ініціали, прізвище)

« ____ » _____ 202_ р.

ЗАВДАННЯ
на дипломний проект студенту
Куценко Юлії Олександрівні
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту «Вибір оптимальної конфігурації електричної мережі, розрахунок режимів енергосистеми 110 кВ»
керівник проекту Баженов Володимир Андрійович, к.т.н., доцент.
затверджені наказом по університету від «21» «травня» 2021 р. №1095-с.
2. Строк подання студентом проекту «07» «червня» 2021 р.
3. Вихідні дані до проекту: ситуаційний план, мережі 110 кВ. з відповідним масштабом, активні навантаження у вузлах мережі, значення коефіцієнтів потужності, коефіцієнт зниження активного навантаження в режимі мінімальних навантажень.
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки: 1. Виконати синтез функції дисконтованих затрат для ПЛ-110 кВ на залізобетонних опорах. 2. Виконати апроксимацію функції дисконтованих затрат. 3. Оптимізувати конфігурацію мережі згідно методу поконтурної оптимізації. 4. Розрахувати режими енергосистеми 110 кВ.
5. Перелік графічного матеріалу:
 - 5.1. Функція дисконтованих затрат.
 - 5.2. Метод поконтурної оптимізації.
 - 5.3. Принципова схема РЕМ і розрахунок режимів роботи РЕМ.

6. Консультанти розділів проєкту

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

7. Дата видачі завдання «__» «_____» 2021 р.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проєкту	Строк виконання етапів проєкту	Примітка
1	Аналіз літератури згідно теми проєкту		
2	Формування функції дисконтованих затрат ПЛ-110 кВ на залізобетонних опорах		
3	Апроксимація функції дисконтованих затрат ЛЕП-110 кВ		
4	Вибір силових трансформаторів і перерізу проводів ділянок мережі		
5	Розрахунок режимів роботи енергосистеми		
6	Оформлення пояснювальної записки		
7	Оформлення технічних креслень		

Студент

(підпис)

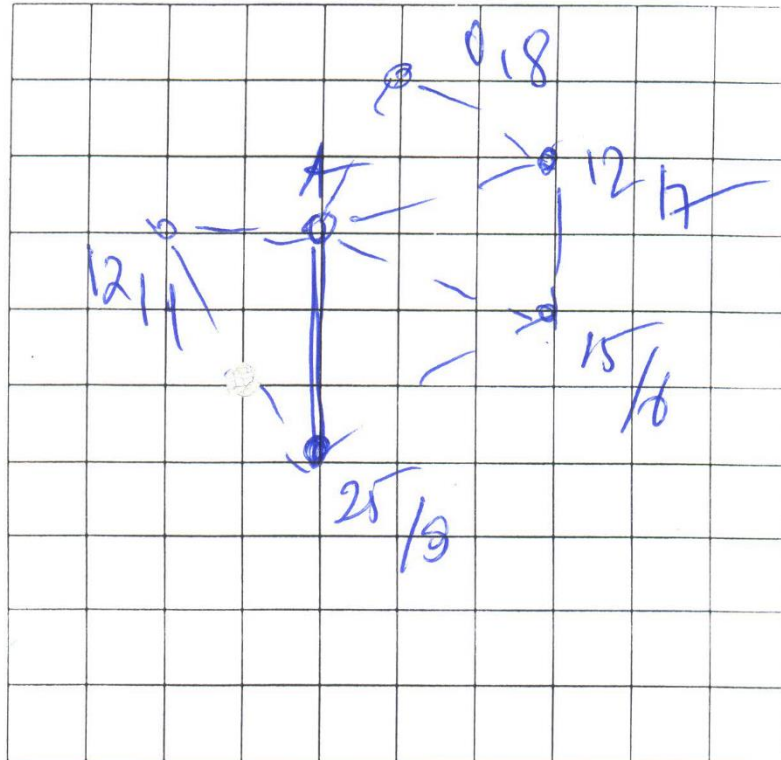
Куценко Ю.О.

Керівник проєкту

(підпис)

Баженов В.А.

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



Вихідні дані до дипломного проекту:

\$ 27,72

- Номінальна напруга мережі $U_n = 110$ кВ.
- Балансуючий пункт у точці A.
- Відстань між пунктами L (км) та активні потужності пунктів P (МВт) за ситуаційним планом.
- $\cos \varphi_{en} = 0,84$, $\cos \varphi_{nn} = 0,84$, $T_{max} = 5900$ [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 $\alpha = 62$ (%), р-н I - II.
- $M_{gran} =$ _____ [МВт·км], $\alpha_m =$ _____

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 триконтурних схем мережі.

Завдання
видане

Дата _____

Підпис викладача

Пояснювальна записка до дипломного проєкту

на тему: Вибір оптимальної конфігурації електричної мережі, розрахунок режимів енергосистеми 110 кВ

Київ – 2021 року

РЕФЕРАТ

Дипломний проект складається із пояснювальної записки та графічної частини. Пояснювальна записка виконана на 62 сторінках формату А4, до якої входить 32 таблиці, 12 рисунків та 4 джерела літератури. Графічна частина включає в себе 3 аркуші формату А1.

Метою виконання даної роботи є визначення оптимальної конфігурації електричної мережі та розрахунок режимів енергосистеми 110 кВ.

В даному проекті побудовано функцію дисконтованих затрат повітряної лінії електропередавання 110 кВ на залізобетонних опорах. Знайдено оптимальну конфігурацію мережі 110 кВ. Виконано розрахунок ustalених режимів роботи енергосистеми 110 кВ.

ФУНКЦІЯ ДИСКОНТОВАНИХ ЗАТРАТ, ПІДСТАНЦІЯ, ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ, ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, РЕЖИМ РОБОТИ МЕРЕЖІ.

					ДП8105.141.004.ПЗ	Арк.
						6
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

ABSTRACT

The diploma project consists of an explanatory note and a graphic chap-style. The explanatory note is made on 62 pages of A4 format, which includes 32 tables, 12 figures and 4 sources of literature. The graphic part includes 3 sheets of A1 format.

The purpose of this work is to determine the optimal configuration of the electrical network and calculate the modes of the 110 kV power system.

In this project, the function of discounted costs of the 110 kV overhead transmission line on reinforced concrete supports is constructed. The optimal configuration of the 110 kV network was found. The calculation of the established modes of operation of the 110 kV power system is performed.

FUNCTION OF DISCOUNT EXPENSES, SUBSTATION ELECTRICITY LINE, ELECTRIC NETWORK, MODE OF NETWORK WORK.

					ДП8105.141.004.ПЗ	Арк.
						7
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

ЗМІСТ

ПЕРЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ.....	9
ВСТУП.....	10
1 ФУНКЦІЯ ДИСКОНТОВАНИХ ЗАТРАТ ПЛ-110 кВ.....	11
1.1 Синтез функції дисконтованих затрат.....	11
1.2 Апроксимація функції дисконтованих затрат.....	12
Висновки до розділу 1.....	15
2 ОПТИМАЛЬНА КОНФІГУРАЦІЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	17
2.1 Метод поконтурної оптимізації.....	17
2.2 Оптимізація конфігурації електричної мережі.....	19
Висновки до розділу 2.....	24
3 РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ ЕНЕРГОСИСТЕМИ 110 кВ.....	25
3.1 Вибір трансформаторів для ПС 110 кВ.....	25
3.2 Розрахунок поточкорозподілу потужності в L-схемі мережі.....	26
3.3 Вибір марки та перерізу проводів для ЛЕП.....	28
3.4 Розрахункова Z-схема мережі.....	36
3.5 Режим максимальних навантажень	40
3.6 Режим мінімальних навантажень	51
3.7 Післяаварійний режим	55
Висновки до розділу 3.....	58
ВИСНОВКИ.....	59
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	61
ДОДАТОК А. Результати перевірки на плагіат.....	62

					ДП8105.141.004.ПЗ	Арк.
						8
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

ВН – висока напруга;

ЛЕП – лінія електропередачі;

НН – низька напруга;

ПБЗ – переключення без збудження;

ПЛ – повітряна лінія;

ПС – підстанція;

РПН – регулювання під навантаженням;

ПТЕ – правила технічної експлуатації;

СН – середня напруга;

РЕМ – район електричних мереж.

					ДП8105.141.004.ПЗ	Арк.
						9
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

ВСТУП

Основним призначенням електричних мереж є передача та розподілення електричної енергії від виробників до споживачів. Найбільшими складовими частинами електричних мереж є підстанції та лінії електропередавання.

Згідно нормативно-правових документів до об'єктів електроенергетики висуваються конкретні вимоги щодо надійності електропостачання та якості електроенергії, що отримують споживачі. Під час виконання проектних робіт врахування даних вимог є обов'язковим. Крім того необхідно враховувати економічні вимоги. Тобто необхідно забезпечити максимально можливий економічний ефект, при цьому не порушуючи технічні вимоги до проектного об'єкту.

Реалізацію кожного об'єкту електроенергетики в більшості випадків можна виконати декілька різними способами, що відрізняються топологією схеми, складом обладнання, економічними показниками тощо. Тому необхідно здійснювати техніко-економічне зіставлення конкурентних варіант спорудження електроенергетичного об'єкту. На даний час основним критерієм співставлення є мінімум значення функції дисконтованих затрат.

Метою виконання даної роботи є пошук оптимальної конфігурації електричної мережі 110 кВ та розрахунок режимів роботи енергосистеми 110 кВ. Для досягнення цієї мети необхідно:

- 1) Побудувати функцію дисконтованих затрат для повітряних ліній електропередавання з використанням залізобетонних опор;
- 2) Оптимізувати конфігурацію електричної мережі;
- 3) Змодельовати усталені режими роботи енергосистеми 110 кВ.

					ДП8105.141.004.ПЗ	Арк.
						10
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

1 ФУНКЦІЯ ДИСКОНТОВАНИХ ЗАТРАТ ПЛ-110 кВ

1.1 Синтез функції дисконтованих затрат

Одним із основних завдань, яке вирішується при проектуванні електричних мереж є вибір оптимального перерізу проводів для ліній електропередавання. Зазвичай критерієм для порівняння конкурентних варіантів є мінімум значення функції дисконтованих затрат.

Сформуємо функцію дисконтованих затрат для лінії електропередавання номінальною напругою, що буде споруджуватися на залізобетонних опорах. В якості провідників будуть використовуватися сталюалюмінієві проводи перерізом 70, 120 та 240 мм². Відомості щодо активного опору та вартості спорудження одного кілометра лінії із використанням зазначених проводів представлені в табл. 1.1. Вартості спорудження лінії приведені до курсу 27,72 грн за 1 долар США.

Таблиця 1.1 – Активний опір та вартість монтажу проводів

Марка та переріз проводів	Погонний активний опір, Ом/км	Вартість спорудження, тис.грн/км
АС-70/11	0,422	1524,6
АС-120/19	0,244	1653,5
АС-240/32	0,118	1940,4

Функцію дисконтованих затрат ПЛ-110 кВ представимо у наступному вигляді:

$$Z_{vo} = a_{vo} + b_{vo} \cdot P^2. \quad (1.1)$$

Вартість електроенергії на вході в мережу приймаємо на рівні 260 грн/кВт·год.

Час максимальних втрат знаходимо за емпіричною формулою:

$$\tau = (0,124 + T_{\max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 5900 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 4466 \text{ год/рік.}$$

Згідно даних про проводи, що використовуються для спорудження ліній 110 кВ визначимо значення коефіцієнтів параболи:

					ДП8105.141.004.ПЗ	Арк.
						11
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$a_{V0(70)} = K_{V0(70)} + \frac{H_e \cdot K_{V0(70)}}{E} = 1524,6 + \frac{1,2 \cdot 1524,6}{0,1} = 1707,55;$$

$$b_{V0(70)} = \frac{r_{V0(70)} \cdot 3_e \cdot \tau}{U_H^2 \cdot \cos \varphi \cdot E} = \frac{0,422 \cdot 2,6 \cdot 4466}{110 \cdot 0,9 \cdot 0,1} = 5;$$

$$a_{V0(120)} = K_{V0(120)} + \frac{H_e \cdot K_{V0(120)}}{E} = 1635,48 + \frac{1,2 \cdot 1635,48}{0,1} = 1831,74;$$

$$b_{V0(120)} = \frac{r_{V0(120)} \cdot 3_e \cdot \tau}{U_H^2 \cdot \cos \varphi \cdot E} = \frac{0,244 \cdot 2,6 \cdot 4466}{110 \cdot 0,9 \cdot 0,1} = 2,89;$$

$$a_{V0(240)} = K_{V0(240)} + \frac{H_e \cdot K_{V0(240)}}{E} = 1940,4 + \frac{1,2 \cdot 1940,4}{0,1} = 2173,25;$$

$$b_{V0(240)} = \frac{r_{V0(240)} \cdot 3_e \cdot \tau}{U_H^2 \cdot \cos \varphi \cdot E} = \frac{0,118 \cdot 2,6 \cdot 4466}{110 \cdot 0,9 \cdot 0,1} = 1,4.$$

В результаті для розглянутих перерізів функції дисконтованих затрат матимуть наступний вигляд:

$$3_{V0(70)} = a_{V0(70)} + b_{V0(70)} \cdot P^2 = 1707,55 + 5 \cdot P^2;$$

$$3_{V0(120)} = a_{V0(120)} + b_{V0(120)} \cdot P^2 = 1831,74 + 2,89 \cdot P^2;$$

$$3_{V0(240)} = a_{V0(240)} + b_{V0(240)} \cdot P^2 = 2173,25 + 1,4 \cdot P^2.$$

Функція дисконтованих затрат для ПЛ-110 кВ являє собою нижню криву, що огинає наведені вище параболи. На рис. 1.1 зображено функцію дисконтованих затрат ПЛ-110 кВ.

1.2 Апроксимація функції дисконтованих затрат

Безпосереднє використання функції дисконтованих затрат є доволі складним завданням. Тому здійснимо апроксимацію даної функції згідно методу найменших квадратів.

Для апроксимації застосуємо координати точки, які належать кривій, що описує функцію дисконтованих затрат ПЛ-110 кВ, а також координати точок перетину парабол різних перерізів.

					ДП8105.141.004.ПЗ	Арк.
						12
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

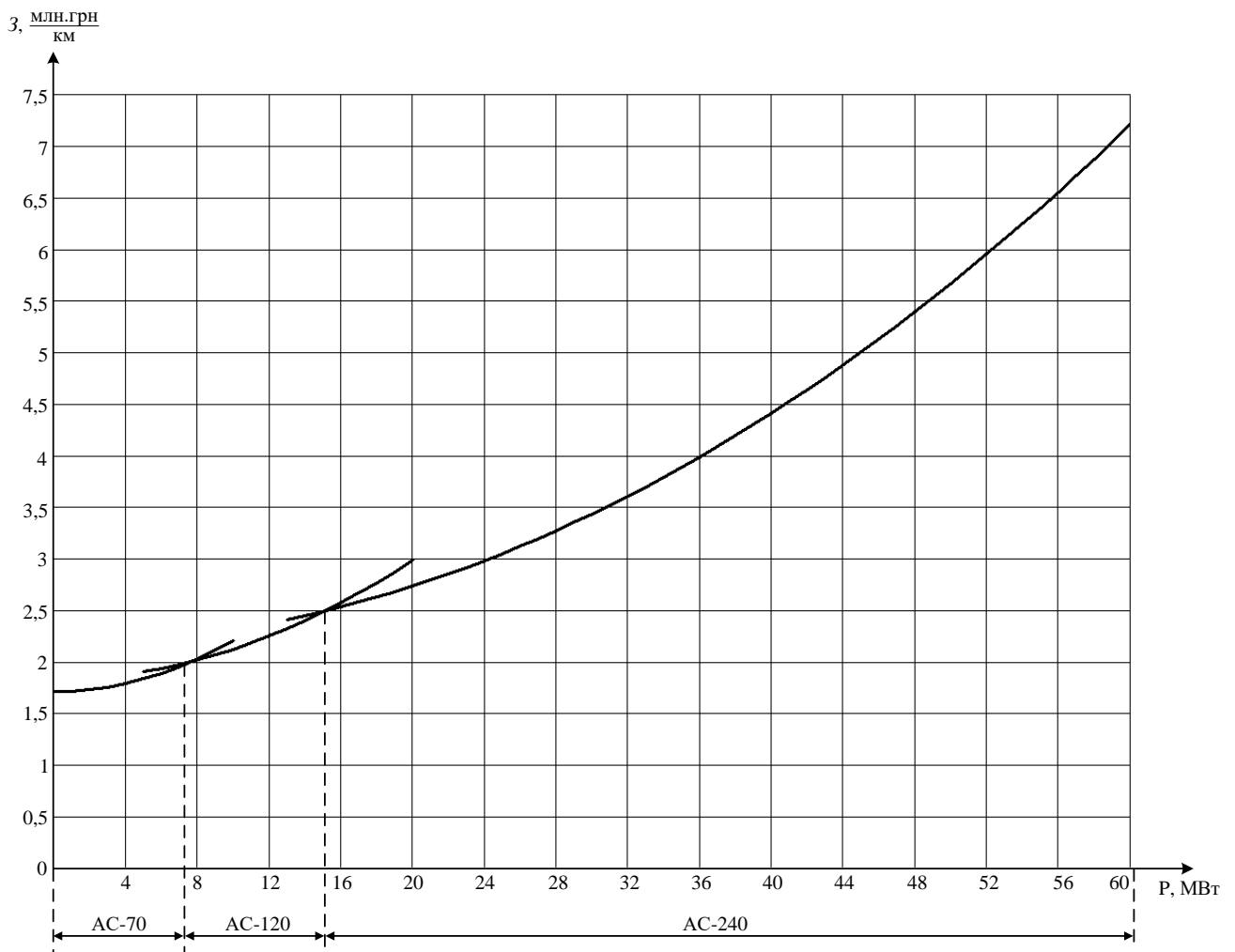


Рисунок 1.1 – Функція дисконтованих затрат ПЛ-110 кВ

Використані для апроксимації координати точок наведені в табл. 1.2.

Таблиця 1.2 – Використанні для апроксимації координати точок

x_i	0	2	4	6	7,67	10	13
y_i	1707,55	1727,55	1787,54	1887,53	2001,97	2120,8	2320,26
x_i	15,13	20	30	40	50	60	
y_i	2493,09	2732,42	3431,39	4409,94	5668,07	7205,8	

В даному випадку функція апроксимується прямою лінією. Знаходимо значення коефіцієнтів для формування системи рівнянь:

$$S_0 = \sum_{i=1}^N x_i^0 = N = 13;$$

$$S_1 = \sum_{i=1}^N x_i = x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5 + x_6 + x_7 + x_8 + x_9 + x_{10} + x_{11} + x_{12} + x_{13} =$$

$$= 0 + 2 + 4 + 6 + 7,67 + 10 + 13 + 15,13 + 20 + 30 + 40 + 50 + 60 = 257,8;$$

$$S_2 = \sum_{i=1}^N x_i^2 = x_1^2 + x_2^2 + x_3^2 + x_4^2 + x_5^2 + x_6^2 + x_7^2 + x_8^2 + x_9^2 + x_{10}^2 + x_{11}^2 + x_{13}^2 + x_{14}^2 =$$

$$= 0^2 + 2^2 + 4^2 + 6^2 + 7,67^2 + 10^2 + 13^2 + 15,13^2 + 20^2 + 30^2 + 40^2 + 50^2 + 60^2 =$$

$$= 9612,69;$$

$$T_0 = \sum_{i=1}^N y_i = y_1 + y_2 + y_3 + y_4 + y_5 + y_6 + y_7 + y_8 + y_9 + y_{10} + y_{11} + y_{12} + y_{13} =$$

$$= 1707,55 + 1727,55 + 1787,54 + 1887,53 + 2001,97 + 2120,8 + 2320,26 +$$

$$+ 2493,09 + 2732,42 + 3431,39 + 4409,94 + 5668,07 + 7205,8 = 39493,9;$$

$$T_1 = \sum_{i=1}^N x_i \cdot y_i = x_1 \cdot y_1 + x_2 \cdot y_2 + x_3 \cdot y_3 + x_4 \cdot y_4 + x_5 \cdot y_5 + x_6 \cdot y_6 + x_7 \cdot y_7 + x_8 \cdot y_8 + x_9 \cdot y_9 +$$

$$+ x_{10} \cdot y_{10} + x_{11} \cdot y_{11} + x_{12} \cdot y_{12} + x_{13} \cdot y_{13} = 0 \cdot 1707,55 + 2 \cdot 1727,55 + 4 \cdot 1787,54 +$$

$$+ 6 \cdot 1887,53 + 7,67 \cdot 2001,97 + 10 \cdot 2120,8 + 13 \cdot 2320,26 + 15,13 \cdot 2493,09 +$$

$$+ 20 \cdot 2732,42 + 30 \cdot 3431,39 + 40 \cdot 4409,94 + 50 \cdot 5668,07 + 60 \cdot 7205,8 =$$

$$= 1176114,23.$$

Таким чином в нашому випадку система рівнянь для знаходження коефіцієнтів прямої має наступний вигляд:

$$\begin{cases} 13 \cdot a_0 + 257,8 \cdot a_1 = 39493,9; \\ 257,8 \cdot a_0 + 9612,69 \cdot a_1 = 1176114,23. \end{cases}$$

Корені даної системи складуть:

$$a_0 = 2576,69;$$

$$a_1 = 53,25.$$

В результаті апроксимована функція дисконтованих затрат для ПЛ-110 кВ матиме вигляд:

$$Z_n = 2576,69 + 53,25 \cdot P.$$

В результаті аналогічно проведених розрахунків для існуючих ПЛ-110 кВ апроксимовані функція дисконтованих затрат має наступний вигляд:

$$Z_{існ} = 62,39 \cdot P.$$

					ДП8105.141.004.ПЗ	Арк.
						14
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

На рис. 1.2 наведено графік апроксимованої функції дисконтованих затрат для нових та існуючих ЛЕП.

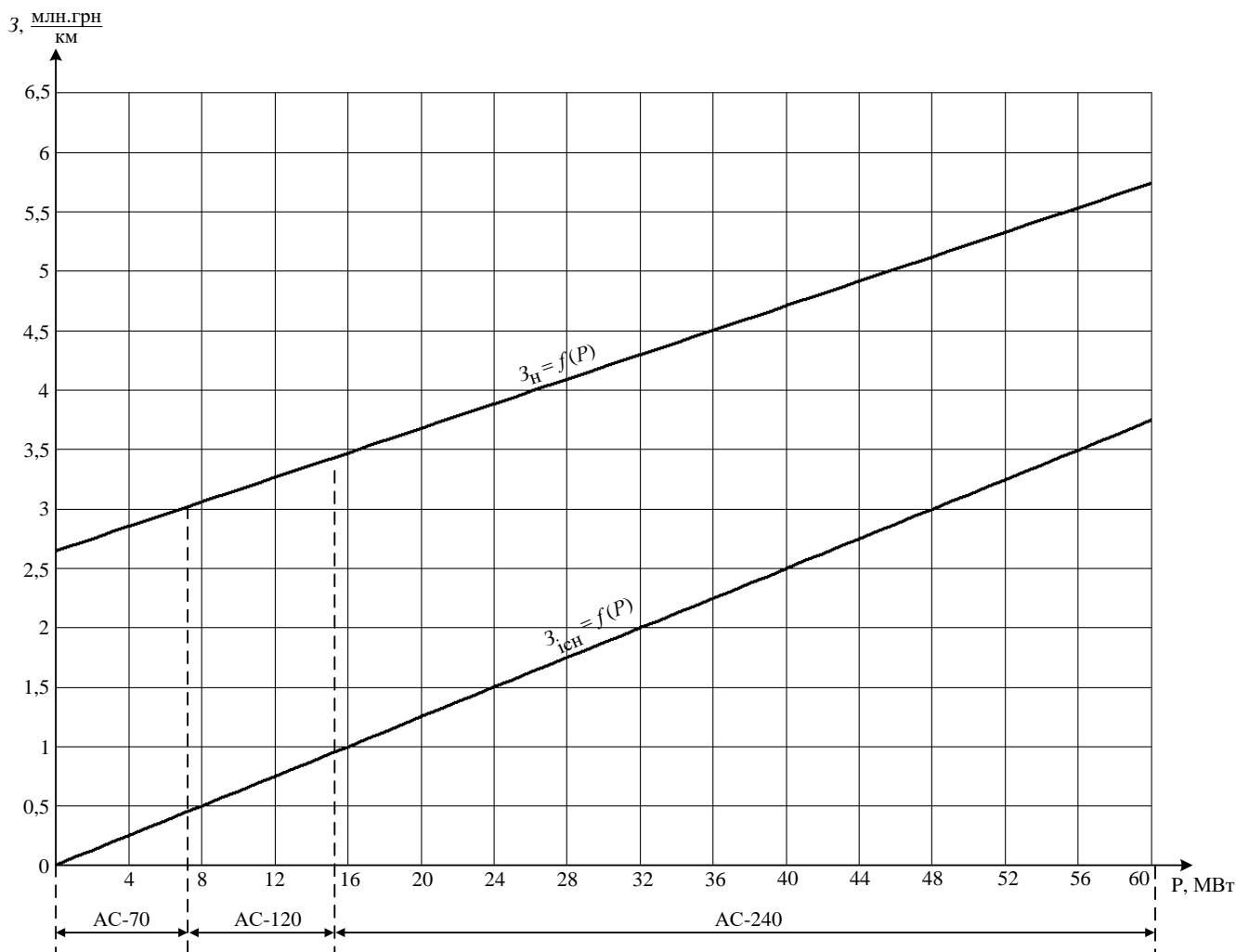


Рисунок 1.2 – Апроксимована функція дисконтованих затрат ПЛ-110 кВ на залізобетонних опорах

Висновки до розділу 1

Виконано формування функції дисконтованих затрат для ПЛ-110 кВ на залізобетонних опорах для перерізів провідів 70, 120 та 240 мм².

Для перерізу проводу 70 мм² функція дисконтованих затрат має вигляд $1707,55+5 \cdot P^2$, для перерізу 120 мм² – $1831,74+2,89 \cdot P^2$, а для перерізу 240 мм² – $2173,25+1,4 \cdot P^2$.

					ДП8105.141.004.ПЗ	Арк.
						15
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Визначено інтервал за потужністю доцільності використання перерізу проводів. Переріз 70 мм² доцільно використовувати в інтервалі потужності від 0 до 7,67 МВт, переріз 120 мм² – від 7,67 до 15,13 МВт, а потужності більше 15,13 МВт доцільно використовувати переріз 240 мм².

Здійснено апроксимацію функції дисконтованих затрат. В результаті для нових ліній апроксимована функція дисконтованих затрат має вигляд $2576,69+53,25 \cdot P$, а для нових – $62,39 \cdot P$.

					ДП8105.141.004.ПЗ	Арк.
						16
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

2 ОПТИМАЛЬНА КОНФІГУРАЦІЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

2.1 Метод поконтурної оптимізації

Оптимізацію конфігурації мережі здійснимо методом поконтурної оптимізації.

В процесі використання методу поконтурної оптимізації у вихідній схемі умовно виділяють дерево, що являє собою будь-яку розімкнену мережу, яка забезпечує зв'язаність схеми. Лінії, що входять до вихідної замкненої мережі називаються дугами. Якщо дуги входять до складу дерева, то позначаються індексами $l=1, 2, \dots, L$. Дуги, які не увійшли до складу дерева називаються хордами та позначаються індексами $k=1, 2, \dots, K$. Уведення будь-якої хорди до складу дерева призводить до утворення замкненого контуру. При оптимізації навантаження хорд приймаються, як незалежні змінні, а навантаження дуг, що входять до складу дерева, як залежні.

В процесі оптимізації спочатку навантаження усіх хорд приймається рівним нулю. Потім змінюючи навантаження, будь-якої K -ї хорди знаходимо значення функції дисконтованих затрат на спорудження поточного контуру згідно наступного виразу:

$$V_k^*(P_k) = V_k(P_k) \sum_{l \in M_k} V_l(P_l), \quad (2.1)$$

де P_k і $V_k(P_k)$ – значення навантаження та затрат k -ї хорди;

M_k – множина дуг поточного контуру, утвореного включенням k -ї хорди;

P_l – залежне від навантаження k -ї хорди навантаження l -ї дуги.

В загальному випадку в процесі оптимізації розглядаються так звані критичні точки, якими є нульові навантаження хорд або дуг поточного контуру. Таким чином розглядаються режими роботи мережі із нульовим навантаженням однієї дуги чи хорди. Для кожного режиму обчислюється значення функції дисконтованих затрат та знаходиться порівняно мінімальне значення. Якщо

					ДП8105.141.004.ПЗ	Арк.
						17
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

контури невзаємозв'язані, то оптимізація закінчується за k кроків, але переважній більшості випадків дуги входять до складу декількох контурів. Тому необхідно здійснювати ітераційний розрахунок.

При оптимізації k -го контуру можливі випадки, що мінімальне значення функції дисконтованих затрат буде при відключенні дуги, а не хорди. В цьому разі необхідно виконати змінну системи незалежних змінних. До складу дерева вводять хорду, а дугу при нульовому навантаженні якої, значення функції дисконтованих затрат має мінімальне значення до складу хорд. Це необхідно для того, щоб одна й та сама дуга не була для одного контуру розімкненою, а для іншого розімкненою.

Нижче приведено алгоритм методу поконтурної оптимізації мережі:

1) У вихідній замкненій мережі виділяють дерево та хорди. Дуги, що входять до складу дерева позначають індексами $l=1, 2, \dots, L$, а хорди – $k=1, 2, \dots, K$. Навантаження хорд мережі приймають рівним нулю $P_k=0, k=1, 2, \dots, K$ та приймають $k=1$.

2) Оптимізують k -й контур. Обчислюють:

$$V_k^*(P_l = 0) = \min \{V_k^*(P_l = 0) / l \in M_k\}. \quad (2.2)$$

Якщо в процесі оптимізації контуру виявилось, що $V_k^*(P_l = 0) < V_k^*(P_k = 0)$, то дуга l переходить до складу хорд, а k -а хорда – до складу дерева. В іншому випадку вихідна система змінних залишається без змін. Приймають $P_k=0$.

3) Якщо розглянуто усі контури мережі, $k=K$, то виконують п.4 алгоритму. Якщо ні, то виконують змінну поточного індексу контуру на $k=k+1$ і виконують п.2 алгоритму.

4) Якщо в процесі здійснення циклу оптимізації змінився склад дерева і хорд, то приймають $k=1$ і виконують п.2 алгоритму, в іншому випадку п.5.

5) Кінець.

					ДП8105.141.004.ПЗ	Арк.
						18
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Критерієм закінчення алгоритму методу поконтурної оптимізації є сталість складу дерева та хорд після завершення чергового циклу оптимізації. Оптимізацію закінчують після виконання наступної умови:

$$|V^{*(V-1)} - V^{*V}| \leq \varepsilon, \quad (2.3)$$

де V – номер циклу оптимізації.

2.2 Оптимізація конфігурації електричної мережі

На рис. 2.1 зображено вихідну схему електричної мережі 110 кВ. Суцільною лінією показана існуюча лінія ЛЕП, а пунктиром можливі варіанти будівництва нових ЛЕП. Також наведено значення активного навантаження в пунктах мережі в МВт (числівник на стороні СН та знаменник на стороні НН).

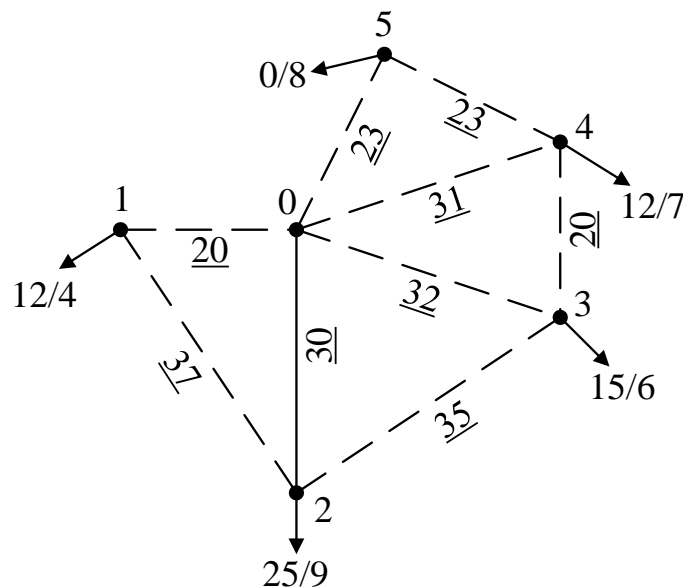


Рисунок 2.1 – Вихідна схема електричної мережі

Для знаходження дисконтованих затрат на спорудження нових ЛЕП використаємо знайдений в попередньому розділі вираз:

$$Z_n = 2,58 + 0,053 \cdot P.$$

					ДП8105.141.004.ПЗ	Арк.
						19
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

А для існуючої ЛЕП наступний вираз:

$$Z_{исн} = 0,062 \cdot P.$$

Згідно методу поконтурної оптимізації здійснюємо ітераційний процес оптимізації конфігурації мережі.

Перший крок оптимізації.

Вихідну електричну мережу умовно ділимо на дерево та хорди. Нехай перший контур утворюють дуги 0-1 та 0-2, а також хорда 1-2; другий контур – дуги 0-2 та 0-3, а також хорда 2-3; третій контур – дуги 0-3 та 0-4, а також хорда 3-4; четвертий контур дуги 0-4 та 0-5, а також хорда 4-5.

Процес оптимізації розпочинається із першого контуру. Почергово відключаємо усі дуги та хорди, що утворюють даний контур та знаходимо потокорозподіл в отриманих умовно розімкнених схемах. Отриманні потокорозподіли приведені на рис. 2.2.

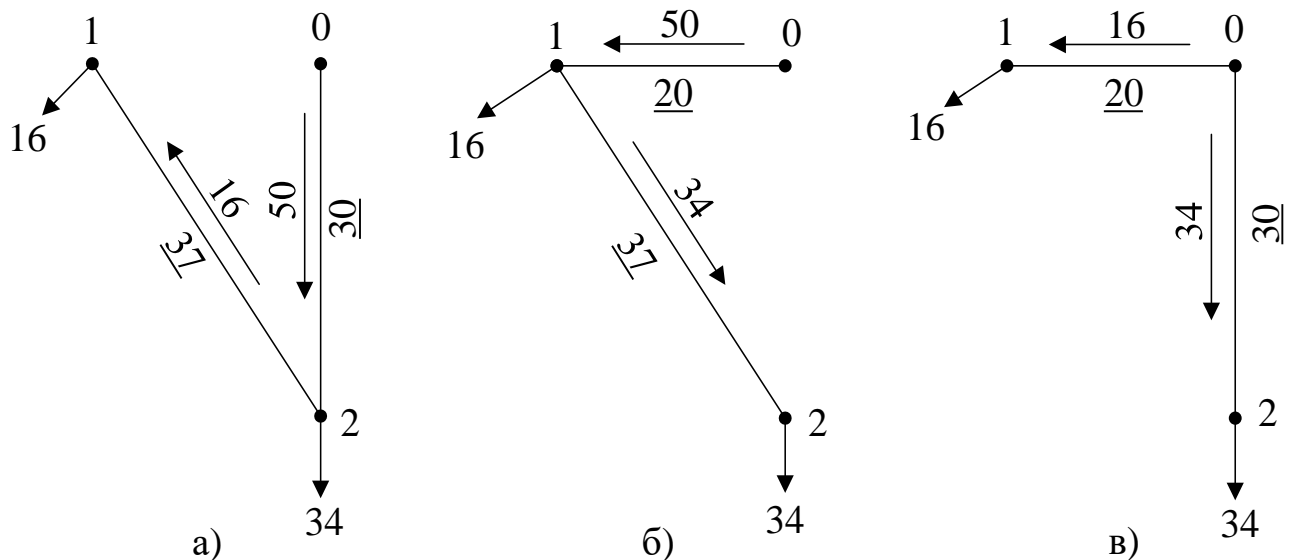


Рисунок 2.2 – Потокорозподіл в умовно розімкненопершому контурі в результаті відключення ЛЕП: а – 0-1; б – 1-2; в – 1-2

Для кожного варіанту умовно розімкненого першого контуру знайдемо значення дисконтованих затрат:

					ДП8105.141.004.ПЗ	Арк.
						20
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$\overline{3(0-1)} = 0,062 \cdot P_{02} \cdot l_{02} + (2,58 + 0,053 \cdot P_{21}) \cdot l_{12} = 0,062 \cdot 50 \cdot 30 + \\ + (2,58 + 0,053 \cdot 16) \cdot 37 = 220,45 \text{ млн.грн};$$

$$\overline{3(0-2)} = (2,58 + 0,053 \cdot P_{01}) \cdot l_{01} + (2,58 + 0,053 \cdot P_{12}) \cdot l_{12} = (2,58 + 0,053 \cdot 50) \cdot 20 + \\ + (2,58 + 0,053 \cdot 34) \cdot 37 = 267,1 \text{ млн.грн};$$

$$\overline{3(1-2)} = 0,062 \cdot P_{02} \cdot l_{02} + (2,58 + 0,053 \cdot P_{01}) \cdot l_{01} = 0,062 \cdot 34 \cdot 30 + \\ + (2,58 + 0,053 \cdot 16) \cdot 20 = 132,21 \text{ млн.грн.}$$

В табл. 2.1 приведено отримані результати в процесі оптимізації першого контуру.

Таблиця 2.1 – Результат оптимізації першого контуру

ЛЕП	Потужність ЛЕП, МВт		
	I Режим	II режим	III Режим
0-1	0	50	16
0-2	50	0	34
1-2	16	34	0
Σ, млн. грн	220,45	267,1	132,21

Згідно даних табл. 2.1 мінімальне значення дисконтованих затрат в першому контурі буде після відключення ЛЕП 1-2. Тому конфігурація першого контуру залишається без змін.

Процес оптимізації для інших контурів виконується аналогічно. В табл. 2.2 приведено отримані результати в процесі оптимізації другого контуру.

Таблиця 2.2 – Результат оптимізації другого контуру

ЛЕП	Потужність ЛЕП, МВт		
	I Режим	II режим	III Режим
0-2	0	55	34
0-3	55	0	21
2-3	34	21	0
Σ, млн. грн	222,12	232,27	181,88

Згідно даних табл. 2.2 мінімальне значення дисконтованих затрат в другому контурі буде після відключення ЛЕП 2-3. Тому конфігурація другого контуру залишається без змін.

В табл. 2.3 приведено отримані результати в процесі оптимізації третього контуру.

Таблиця 2.3 – Результат оптимізації третього контуру

ЛЕП	Потужність ЛЕП, МВт		
	I Режим	II режим	III Режим
0-3	0	40	21
0-4	40	0	19
3-4	21	19	0
Σ, млн. грн	219,8	222,38	229,48

Згідно даних табл. 2.3 мінімальне значення дисконтованих затрат в другому контурі буде після відключення ЛЕП 0-3. Таким чином дуга 0-3 стає хордою, а хорда 3-4 переходить до складу дерева.

В табл. 2.4 приведено отримані результати в процесі оптимізації четвертого контуру.

Таблиця 2.4 – Результат оптимізації четвертого контуру

ЛЕП	Потужність ЛЕП, МВт		
	I Режим	II режим	III Режим
0-4	0	27	19
0-5	27	0	8
4-5	19	8	0
Σ, млн. грн	193,77	193,51	180,3

Згідно даних табл. 2.4 мінімальне значення дисконтованих затрат в другому контурі буде після відключення ЛЕП 4-5. Тому конфігурація четвертого контуру залишається без змін.

Оскільки, при виконання першого кроку оптимізації відбулися зміни у складі дерева та хорд, то виконуємо другий крок оптимізації.

Другий крок оптимізації.

Перший контур утворюють дуги 0-1 та 0-2, а також хорда 1-2; другий контур утворюють дуги 0-2, 0-4 та 3-4, а також хорда 2-3; третій контур – дуги 0-3 та 0-4, а також хорда 3-4; четвертий контур дуги 0-4 та 0-5, а також хорда 4-5.

					ДП8105.141.004.ПЗ	Арк.
						22
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Так як конфігурації першого, третього та четвертого контуру аналогічні до першого кроку оптимізації, то результат оптимізації даних контурів буде аналогічним до першого кроку. В табл. 2.5 приведено отримані результати в процесі оптимізації другого контуру на другому кроці оптимізації.

Таблиця 2.5 – Результат оптимізації другого контуру на другому кроці оптимізації

ЛЕП	Потужність ЛЕП, МВт			
	I Режим	II режим	III Режим	IV Режим
0-2	0	74	34	55
0-4	74	0	40	19
2-3	34	40	0	21
3-4	55	19	21	0
З, млн. грн	465,68	375,01	283,44	343,51

Згідно даних табл. 2.5 мінімальне значення дисконтованих затрат в другому контурі на другому кроці оптимізації буде після відключення ЛЕП 2-3. Тому конфігурація другого контуру залишається без змін.

Оскільки, на другому кроці оптимізації склад дерева та хорд не змінився, то ітераційний розрахунок завершуємо. На рис. 2.3 приведено оптимальну конфігурацію мережі.

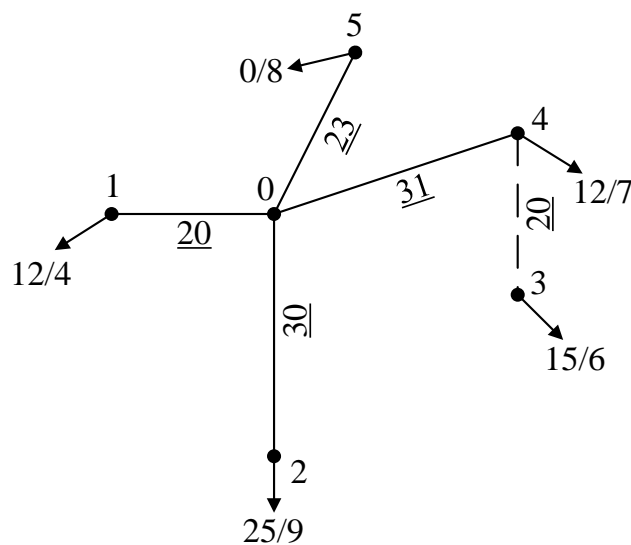


Рисунок 2.3 – Оптимальна конфігурація електричної мережі

Висновки до розділу 2

В даному розділі виконано оптимізацію конфігурації електричної мережі номінальною напругою 110 кВ згідно методу поконтурної оптимізації.

На першому кроці оптимізації для першого контуру у складі дуг 0-1 та 0-2, а також хорди 1-2 мінімальне значення функції дисконтованих затрат склало 132,21 млн. грн при відключенні ЛЕП 1-2; для другого контуру у складі дуг 0-2 та 0-3, а також хорди 2-3 – 181,88 млн. грн при відключенні ЛЕП 2-3; для третього контуру у складі дуг 0-3 та 0-4, а також хорди 3-4 – 219,8 млн. грн при відключенні ЛЕП 0-3; для четвертого контуру у складі дуг 0-4 та 0-5, а також хорди 4-5 – 180,3 млн. грн при відключенні ЛЕП 4-5. оскільки першому кроці змінився склад дерева та хорд, то виконано другий крок оптимізації.

На другому кроці виконано оптимізацію другого контуру у складі дуг 0-2, 0-4 та 3-4, а також хорди 2-3. Мінімальне значення дисконтованих затрат буде після відключення ЛЕП 2-3 та становить 283,44 млн. грн. Після виконання другого циклу оптимізації склад дерева та хорд не змінився.

Таким чином оптимальна експлуатаційна конфігурація мережі складається із ЛЕП 0-1, 0-2, 0-4, 0-5 та 3-4.

					ДП8105.141.004.ПЗ	Арк.
						24
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

3 РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ ЕНЕРГОСИСТЕМИ 110 кВ

3.1 Вибір трансформаторів для ПС 110 кВ

Так як до шин НН та СН ПС 110 кВ приєднані споживачі I-її та II-ї категорії на всіх ПС встановлюємо два силові трансформатори із однаковими технічними параметрами.

Розглянемо ПС 2. Згідно коефіцієнтів потужності знаходимо реактивне навантаження на шинах НН та СН:

$$\varphi_{\text{НН}} = \arccos(\cos(\varphi_{\text{НН}})) = \arccos(0,84) = 32,86^\circ;$$

$$\varphi_{\text{СН}} = \arccos(\cos(\varphi_{\text{СН}})) = \arccos(0,84) = 32,86^\circ;$$

$$Q_{\text{НН}2} = -P_{\text{НН}2} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{НН}} = -9 \cdot \text{tg}(32,86^\circ) = -5,81 \text{ МВАр};$$

$$Q_{\text{СН}2} = -P_{\text{СН}2} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{СН}} = -25 \cdot \text{tg}(32,86^\circ) = -16,15 \text{ МВАр}.$$

Таким чином для ПС 2 значення повного навантаження матиме наступне значення:

$$\dot{S}_{\text{макс}2} = P_{\text{НН}2} + P_{\text{СН}2} + j(Q_{\text{НН}2} + Q_{\text{СН}2}) = 9 + 25 + j(-5,81 - 16,15) = 31 - j21,96 \text{ МВА}.$$

Модуль навантаження ПС 2 становить:

$$S_{\text{макс}2} = \sqrt{P_{\text{макс}2}^2 + Q_{\text{макс}2}^2} = \sqrt{31^2 + (-21,96)^2} = 40,48 \text{ МВА}.$$

Номінальну потужність силових трансформаторів обираємо, враховуючи допустимі перевантаження силових оливних трансформаторів, що складають 40 % від номінальної потужності.

Розрахункова потужність силових трансформаторів на ПС 2 матиме наступне значення:

$$S_{\text{Т}2} = 0,7 \cdot S_{\text{макс}2} = 0,7 \cdot 40,48 = 28,33 \text{ МВА}.$$

Згідно каталогів виробників до встановлення на ПС 2 обираємо два триобмоткові силові трансформатори типу ТДТН-40000/110.

Для усіх ПС 110 кВ електричної мережі силові трансформатори обираються аналогічним чином до ПС 2. В табл. 3.1 наведено результат вибору силових трансформаторів.

					ДП8105.141.004.ПЗ	Арк.
						25
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Таблиця 3.1 – Результат вибору силових трансформаторів

ПС	Повна потужність, МВА	Розрахункова потужність, МВА	Тип обраних трансформаторів
1	16-j10,34	13,33	2×ТДТН-16000/110
2	34-j21,96	28,33	2×ТДТН-40000/110
3	21-j13,57	17,5	2×ТДТН-25000/110
4	19-j12,27	15,88	2×ТДТН-16000/110
5	8-j5,17	6,67	2×ТДН-10000/110

3.2 Розрахунок потокорозподілу потужності в L-схемі мережі

Для розрахунку потокорозподілу потужності в L-схемі електричної мережі застосуємо метод контурних рівнянь.

Із вихідної замкненої електричної мережі умовно видаляємо ділянки 1-2, 2-3 і 4-5. Після чого знаходимо потокорозподіл в отриманій розімкненій мережі:

$$\dot{S}_{01}^{\text{роз}} = \dot{S}_1 = 16 - j10,34 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{02}^{\text{роз}} = \dot{S}_2 = 34 - j21,96 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{43}^{\text{роз}} = \dot{S}_3 = 21 - j13,57 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{04}^{\text{роз}} = \dot{S}_{43}^{\text{роз}} + \dot{S}_4 = 21 - j13,57 + 19 - j12,27 = 40 - j25,84 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{45}^{\text{роз}} = \dot{S}_5 = 8 - j5,17 \text{ МВА}.$$

На рис. 3.1 зображено потокорозподіл потужності в умовно розімкненій мережі.

Для обраної конфігурації контурів значення власних і взаємних довжин становить:

$$l_{\text{I}} = l_{01} + l_{12} + l_{02} = 20 + 37 + 30 = 87 \text{ км};$$

$$l_{\text{II}} = l_{02} + l_{23} + l_{34} + l_{04} = 30 + 35 + 20 + 31 = 116 \text{ км};$$

$$l_{\text{III}} = l_{04} + l_{45} + l_{05} = 31 + 23 + 23 = 77 \text{ км};$$

$$l_{\text{I-II}} = l_{\text{II-I}} = l_{02} = 30 \text{ км};$$

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

$$l_{\text{II-III}} = l_{\text{III-II}} = l_{04} = 31 \text{ км}.$$

В даному випадку система рівнянь матиме наступний вигляд:

					ДП8105.141.004.ПЗ	Арк.
						26
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

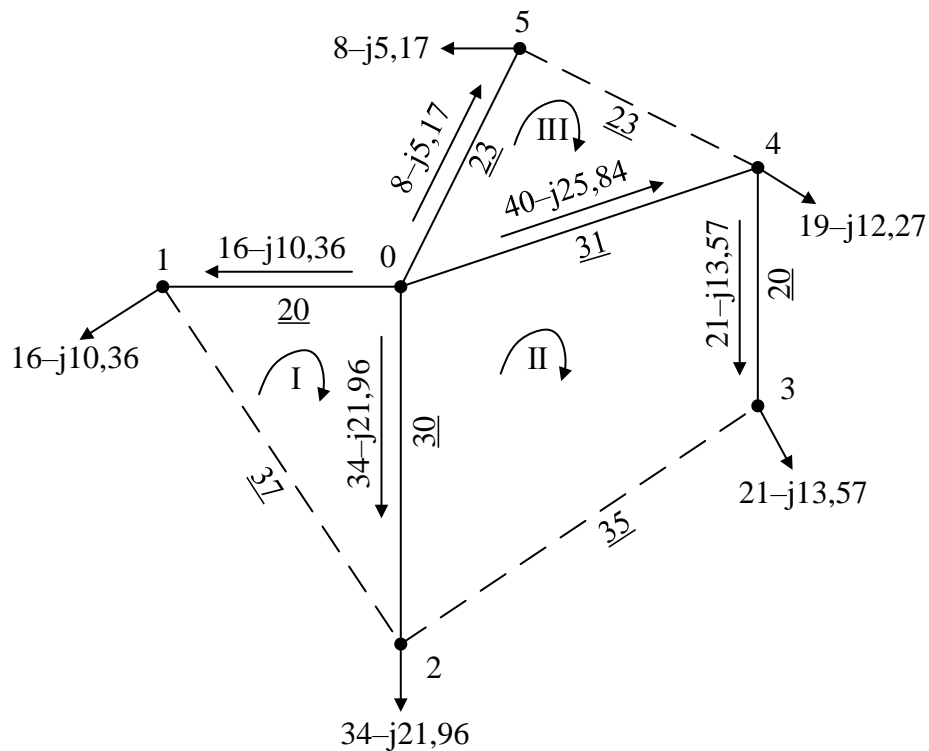


Рисунок 3.1 – Потокорозподіл потужності в умовно розімкненій мережі

$$\begin{cases} \dot{S}_{02}^{poz} \cdot l_{02} - \dot{S}_{01}^{poz} \cdot l_{01} = -\dot{S}_I \cdot l_I + \dot{S}_{II} \cdot l_{I-II} + \dot{S}_{III} \cdot l_{I-III}; \\ \dot{S}_{04}^{poz} \cdot l_{04} + \dot{S}_{43}^{poz} \cdot l_{34} - \dot{S}_{02}^{poz} \cdot l_{02} = -\dot{S}_{II} \cdot l_{II} + \dot{S}_I \cdot l_{II-I} + \dot{S}_{III} \cdot l_{II-III}; \\ \dot{S}_{05}^{poz} \cdot l_{05} - \dot{S}_{04}^{poz} \cdot l_{04} = -\dot{S}_{III} \cdot l_{III} + \dot{S}_I \cdot l_{III-I} + \dot{S}_{II} \cdot l_{III-II}. \end{cases}$$

$$\begin{cases} 700 - j452,16 = -87 \cdot \dot{S}_I + 30 \cdot \dot{S}_{II}; \\ 640 - j413,4 = -116 \cdot \dot{S}_{II} + 30 \cdot \dot{S}_I + 31 \cdot \dot{S}_{III}; \\ -1056 + j682,11 = -77 \cdot \dot{S}_{III} + 31 \cdot \dot{S}_{II}. \end{cases}$$

Розв'язуємо попередню систему рівнянь:

$$\dot{S}_I = -9,73 + j6,29 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{II} = -4,9 + j3,16 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{III} = 11,74 - j7,59 \text{ МВА}.$$

Визначаємо потокорозподіл потужності в замкненій електричній мережі за довжинами ЛЕП:

$$\dot{S}_{01} = \dot{S}_{01}^{poz} - \dot{S}_I = 16 - j10,34 - 9,73 - j6,29 = 25,73 - j16,62 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{02} = \dot{S}_{02}^{\text{поз}} + \dot{S}_I - \dot{S}_{II} = 34 - j21,96 - 9,73 + j6,29 + 4,9 - j3,16 = 29,16 - j18,84 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{04} = \dot{S}_{04}^{\text{поз}} + \dot{S}_{II} - \dot{S}_{III} = 40 - j25,84 - 4,9 + j3,16 - 11,74 + j7,359 = 23,36 - j15,09 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{05} = \dot{S}_{04}^{\text{поз}} + \dot{S}_{III} = 8 - j5,17 + 11,74 - j7,59 = 19,74 - j12,75 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{12} = -\dot{S}_I = 9,73 - j6,29 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{23} = -\dot{S}_{II} = 4,9 - j3,16 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{43} = \dot{S}_{43}^{\text{поз}} + \dot{S}_{II} = 21 - j13,57 - 4,9 + j3,16 = 16,1 - j10,4 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{54} = \dot{S}_{III} = 11,74 - j7,59 \text{ МВА}.$$

Для усіх контурів перевіримо виконання другого закону Кірхгофа:

$$\dot{S}_{02} \cdot l_{02} - \dot{S}_{12} \cdot l_{12} - \dot{S}_{01} \cdot l_{01} = (29,16 - j18,84) \cdot 30 - (9,73 - j6,29) \cdot 37 - (25,73 - j16,62) \cdot 20 = 0;$$

$$\dot{S}_{04} \cdot l_{04} + \dot{S}_{43} \cdot l_{34} - \dot{S}_{23} \cdot l_{23} - \dot{S}_{02} \cdot l_{02} = (23,36 - j15,09) \cdot 31 + (16,1 - j10,4) \cdot 20 - (4,9 - j3,16) \cdot 35 - (29,16 - j18,84) \cdot 30 = 0;$$

$$\dot{S}_{05} \cdot l_{05} + \dot{S}_{54} \cdot l_{45} - \dot{S}_{04} \cdot l_{04} = (19,74 - j12,75) \cdot 23 + (11,74 - j7,59) \cdot 23 - (23,36 - j15,09) \cdot 31 = 0.$$

Як бачимо другий закон Кірхгофа виконується для всіх контурів. На рис. 3.2 зображено потокорозподіл потужності в L-схемі мережі.

3.3 Вибір марки та перерізу проводів для ЛЕП

Струмове навантаження ЛЕП 0-2 становить:

$$I_{02} = \frac{\sqrt{P_{02}^2 + Q_{02}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{\sqrt{21,16^2 + (-18,84)^2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 182,22 \text{ А}.$$

Аналогічно визначаємо струмові навантаження усіх ЛЕП. В табл. 3.2 наведено отримані результати.

Для вибору перерізу проводів ЛЕП використаємо метод оптимального перерізу.

Визначимо розрахунковий оптимальний переріз для ЛЕП 0-2:

$$F_{\text{опт}(02)} = \sqrt{\frac{3 \cdot (I_{02})^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot \Pi_{\text{вх}} \cdot 10^{-5}}{k_{\text{пит.зм}} \cdot (0,01 \cdot H_e + E)}} = \frac{1}{2} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot 182,22^2 \cdot 28,5 \cdot 4466 \cdot 260 \cdot 10^{-5}}{2495 \cdot (0,01 \cdot 1,2 + 0,1)}} = 343,46 \text{ мм}^2.$$

					ДП8105.141.004.ПЗ	Арк.
						28
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

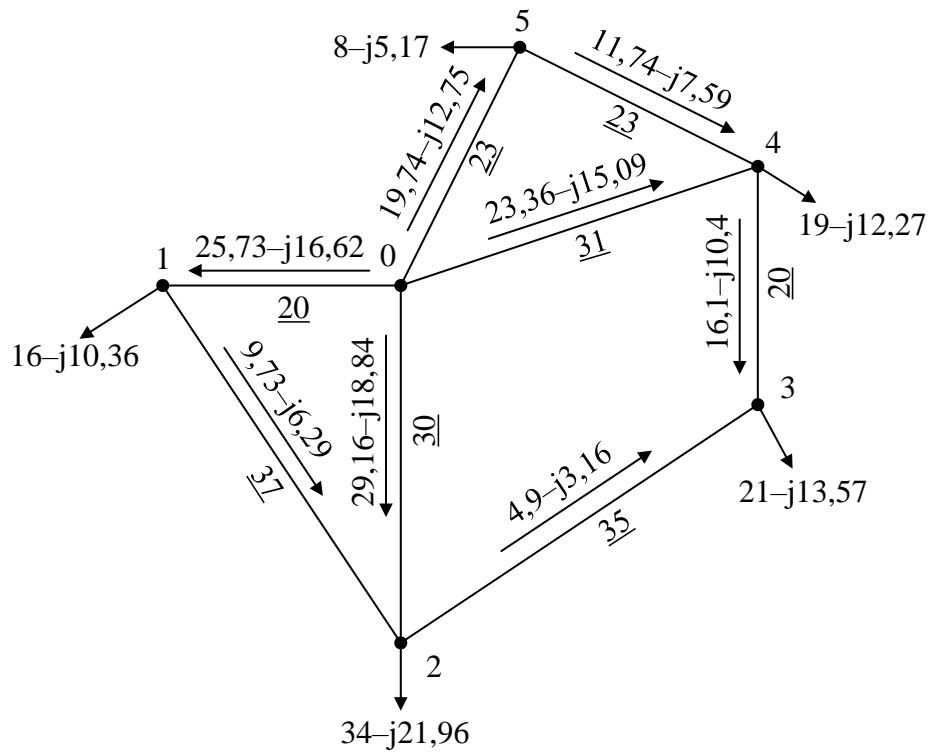


Рисунок 3.2 – Потокорозподіл потужності в L-схемі мережі

Таблиця 3.2 – Струмове навантаження ЛЕП

ЛЕП	Струмове навантаження, А
0-1	160,8
0-2	182,22
0-4	145,97
0-5	123,36
1-2	60,83
2-3	30,6
4-3	100,62
5-4	73,37

Отриманий розрахунковий оптимальний переріз ЛЕП 0-2 не відповідає жодному стандартному. В даному випадку необхідно виконати співставлення значення функції дисконтованих затрат для ближчого меншого та більшого стандартного перерізу. Для ЛЕП 0-2 такими є 240 мм² та 2×240 мм².

В табл. 3.3 наведено результат розрахунку значення оптимального перерізу для усіх ЛЕП мережі.

Наведемо розрахунок вибору стандартного перерізу для ЛЕП 0-2.

Таблиця 3.3 – Оптимальні перерізи ділянок мережі

ЛЕП	Розрахунковий переріз, мм ²	Стандартний переріз, мм ²	
		Більший	Менший
0-1	303,09	2×240	240
0-2	343,46	2×240	240
0-4	275,13	2×240	240
0-5	232,53	240	120
1-2	114,65	120	70
2-3	57,67	70	–
3-4	189,66	240	120
4-5	138,31	240	120

Для спорудження ЛЕП 0-2 із застосуванням перерізу 2×240 мм² необхідні наступні капіталовкладення:

$$K_{02(2 \times 240)} = K_{0(2 \times 240)} \cdot I_{02} = 2772 \cdot 30 = 83160 \text{ тис. грн.}$$

Для підключення додаткового кола необхідно додатково встановити одна коміру з вимикачем 110 кВ на ПС 2 та одну на ПС 0. Для цього необхідні наступні капіталовкладення:

$$K_{\text{пс}} = 6653 \cdot 2 = 13306 \text{ тис. грн.}$$

Річні експлуатаційні витрати для ЛЕП 0-2 перерізом 2×240 мм² складуть:

$$B_{e02(2 \times 240)} = \frac{K_{02(2 \times 240)} \cdot H_e}{100\%} = \frac{83160 \cdot 1,2}{100} = 997,92 \text{ тис. грн/рік.}$$

Річні експлуатаційні витрати на дві комірочки з вимикачами складуть:

$$B_{\text{епс}} = \frac{K_{\text{пс}} \cdot H_e}{100\%} = \frac{13306 \cdot 2,4}{100} = 319,33 \text{ тис. грн/рік.}$$

Знаходимо величину орієнтованих втрат активної потужності на ЛЕП 0-2 із перерізом 2×240 мм²:

$$\Delta P_{02(2 \times 240)} = \frac{(P_{02}^2 + Q_{02}^2) \cdot 10^3}{U_{\text{н}}^2} \cdot r_{0(2 \times 240)} \cdot I_{02} = \frac{(29,16^2 + (-18,84)^2) \cdot 10^3}{110^2} \cdot 0,059 \cdot 30 = 176,31 \text{ кВт.}$$

В розрахунках втрати на корону не враховуємо через їх незначну величину для мереж 110 кВ.

Змінні втрати для ЛЕП 0-2 із перерізом 2×240 мм² складуть:

					ДП8105.141.004.ПЗ	Арк.
						30
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$\Delta A_{зм02} = \Delta P_{02(2 \times 240)} \cdot \tau = 176,31 \cdot 4466 = 787350 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік.}$$

Знаходимо значення річних витрат на відшкодування втрат електроенергії:

$$B_{втр02(2 \times 240)} = Z'_e \cdot \Delta A_{зм02} \cdot 10^{-5} = 260 \cdot 787950 \cdot 10^{-5} = 2047,11 \text{ тис.грн/рік.}$$

Сумарні щорічні витрати на ЛЕП 0-2 складуть:

$$\begin{aligned} B_{02(2 \times 240)} &= B_{e02(2 \times 240)} + B_{пс02(2 \times 240)} + B_{втр02(2 \times 240)} = 997,92 + 319,33 + 2047,32 = \\ &= 3364,37 \text{ тис.грн/рік.} \end{aligned}$$

В результаті для ЛЕП 0-2 маємо наступне значення функції дисконтованих затрат:

$$Z_{02(2 \times 240)} = K_{02(2 \times 240)} + K_{пс} + \frac{B_{02(2 \times 240)}}{E} = 96466 + \frac{3364,37}{0,1} = 130109,26 \text{ тис.грн.}$$

Для перерізу 240 мм² ЛЕП 0-2 визначення значення функції дисконтованих затрат здійснюється за аналогічним алгоритмом:

$$K_{02(240)} = K_{0(240)} \cdot l_{02} = 1885 \cdot 30 = 56548,8 \text{ тис. грн.}$$

$$B_{e02(240)} = \frac{K_{02(240)} \cdot H_e}{100\%} = \frac{56548,8 \cdot 1,2}{100} = 678,59 \text{ тис.грн/рік.}$$

$$\begin{aligned} \Delta P_{02(240)} &= \frac{(P_{02}^2 + Q_{02}^2) \cdot 10^3}{U_H^2} \cdot r_{0(240)} \cdot l_{02} = \frac{(29,16^2 + (-18,84)^2) \cdot 10^3}{110^2} \cdot 0,118 \cdot 30 = \\ &= 352,61 \text{ кВт;} \end{aligned}$$

$$\Delta A_{зм02} = \Delta P_{02(240)} \cdot \tau = 352,62 \cdot 4466 = 1574701 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік.}$$

$$B_{втр02(240)} = Z'_e \cdot \Delta A_{зм02} \cdot 10^{-5} = 260 \cdot 1574701 \cdot 10^{-5} = 4094,22 \text{ тис.грн/рік.}$$

$$B_{02(240)} = B_{e02(240)} + B_{втр02(240)} = 678,59 + 4094,22 = 4772,81 \text{ тис.грн/рік.}$$

$$Z_{02(240)} = K_{02(240)} + K_{пс} + \frac{B_{02(240)}}{E} = 56548,8 + \frac{4772,81}{0,1} = 104276,88 \text{ тис.грн.}$$

Так як $104276,88 < 130109,26$, то для ЛЕП 0-2 обираємо переріз 240 мм².

Аналогічно виконується вибір перерізу проводів для усіх ЛЕП мережі. Отримані результати приведені в табл. 3.4. Обрані перерізи проводів позначено курсивом.

Обрані перерізи перевіримо в післяаварійних режимах роботи мережі.

					ДП8105.141.004.ПЗ	Арк.
						31
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Таблиця 3.4 – Вибір перерізу проводів для ЛЕП мережі

ЛЕП	Переріз, мм ²	K, тис. грн	V _e , тис. грн	V _{впр} , тис. грн	V, тис. грн	З, тис. грн
0-1	2×240	55440	1463,62	1062,78	2526,39	113967,92
	240	37699,2	452,39	2125,55	2577,94	63478,62
0-2	2×240	83160	1317,25	2047,11	3364,37	130109,26
	240	56548,8	678,59	4094,22	4772,81	104276,88
0-4	2×240	85932	1350,52	1357,4	2707,92	126316,77
	240	58433,76	701,21	2714,8	3416	92593,79
0-5	240	44629,2	535,55	1438,68	1974,23	64371,48
	120	37616,04	451,39	2974,89	3426,28	71878,88
1-2	120	60512,76	726,15	1163,44	1889,59	79408,7
	70	56410,2	676,92	2066,11	2743,04	83840,57
3-4	240	38808	465,7	832,3	1297,99	51787,94
	120	32709,6	392,52	1721,02	2113,54	53844,97
4-5	240	44629,2	535,55	508,97	1044,52	55074,42
	120	37616,04	451,39	1052,45	1503,84	52654,46

Перша група післяаварійних режимів.

В процесі експлуатації РЕМ можливі випадки аварійного відключення одного із двох силових трансформаторів на ПС 110 кВ. Це може спричинити недопустиме зниження рівня напруги на шинах НН. Розглянемо випадок відключення одного силового трансформатора, як перший післяаварійний режим.

Розраховуємо допустимий діапазон напруг на стороні ВН трансформаторів, за яких вони здатні підтримувати бажане значення напруги на стороні НН, а саме 10,5 кВ. Розрахунки наведемо для ПС 2.

Для трансформаторів на ПС 2 значення фіктивних величин напруги КЗ складе:

$$U_{KB2} = 0,5 \cdot (U_{K(B-C)2} + U_{K(B-H)2} - U_{K(C-H)2}) = 0,5 \cdot (10,5 + 17 - 6) = 10,75\%;$$

$$U_{KC2} = 0,5 \cdot (U_{K(B-C)2} + U_{K(C-H)2} - U_{K(B-H)2}) = 0,5 \cdot (10,5 + 6 - 17) = -0,25\% \rightarrow U_{KC2} = 0\%;$$

$$U_{KH2} = 0,5 \cdot (U_{K(B-H)2} + U_{K(C-H)2} - U_{K(B-C)2}) = 0,5 \cdot (17 + 6 - 10,5) = 6,25\%.$$

Величина втрати напруги в обмотках ВН, СН та НН трансформатора типу ТДТН-40000/110, що встановлений на ПС 2 складе:

$$\Delta U_{TB2} = \frac{P_2}{n} \cdot \frac{\Delta P_{K2} \cdot U_{TB2} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{H2}^2} - \frac{Q_2}{n} \cdot \frac{U_{TB2} \cdot U_{KB2}}{100 \cdot S_{H2}} = \frac{34}{1} \cdot \frac{200 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 40^2} - \frac{21,96}{1} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{100 \cdot 40} = 7,03 \text{ кВ};$$

										Арк.
										32
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата	ДП8105.141.004.ПЗ					

$$\Delta U_{\text{тс2}} = \frac{P_{\text{ч2}}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{к2}} \cdot U_{\text{тв2}} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{\text{н2}}^2} - \frac{Q_{\text{ч2}}}{n} \cdot \frac{U_{\text{тв2}} \cdot U_{\text{к2}}}{100 \cdot S_{\text{н2}}} = \frac{25}{1} \cdot \frac{200 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 40^2} - \frac{-16,15}{1} \cdot \frac{115 \cdot 0}{100 \cdot 40} = 0,18 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\text{тн2}} = \frac{P_{\text{нн2}}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{к2}} \cdot U_{\text{тв2}} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{\text{н2}}^2} - \frac{Q_{\text{нн2}}}{n} \cdot \frac{U_{\text{тв2}} \cdot U_{\text{кн21}}}{100 \cdot S_{\text{н2}}} = \frac{9}{1} \cdot \frac{200 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 40^2} - \frac{-5,81}{1} \cdot \frac{115 \cdot 6,25}{100 \cdot 40} = 1,11 \text{ кВ}.$$

Регулювальний діапазон одного силового трансформатора на ПС 2 складе:

$$U_{\text{min2}} = \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_{\text{тв2}}}{U_{\text{тн2}}} \cdot (1 - \omega_{\text{в2}}) + \Delta U_{\text{тв2}} + \Delta U_{\text{тн2}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} (1 - 0,16) + 7,03 + 1,11 = 100,33 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{max2}} = \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_{\text{тв2}}}{U_{\text{тн2}}} \cdot (1 + \omega_{\text{в2}}) + \Delta U_{\text{тв2}} + \Delta U_{\text{тн2}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} (1 + 0,16) + 10,09 + 2,43 = 139,88 \text{ кВ}.$$

В табл. 3.5 наведено аналогічним чином розраховані допустимі регулювальні діапазони усіх трансформаторів.

Таблиця 3.5 – Регулювальні діапазони силових трансформаторів

ПС	Тип трансформатора	Обмотка	U_i , кВ	Потік потужності, МВА	ΔU_i , кВ	U_{min} , кВ	U_{max} , кВ
1	ТДТН-16000/110	ВН	115	16-j10,34	8,35	101,78	126
		СН	38,5	12-j7,75	0,27		
		НН	11	4-j2,58	1,25		
2	ТДТН-40000/110	ВН	115	34-j21,96	7,03	100,33	126
		СН	38,5	25-j16,15	0,18		
		НН	11	9-j5,81	1,11		
3	ТДТН-25000/110	ВН	115	21-j13,57	6,98	100,45	126
		СН	38,5	15-j9,69	0,19		
		НН	10,5	6-j3,88	1,28		
4	ТДТН-16000/110	ВН	115	19-j12,27	9,91	104,29	126
		СН	38,5	12-j7,75	0,27		
		НН	11	7-j4,52	2,19		
5	ТДН-10000/110	ВН	115	8-j5,17	6,79	98,98	126

За поточкорозподілом потужності в L-схемі мережі визначаємо орієнтовні значення рівня напруги на шинах ВН ПС 110 кВ. Погонний реактивний опір проводів на даному етапі розрахунку приймається рівним 0,4 Ом/км.

На шинах ВН ПС 2 рівень напруги складе:

					ДП8105.141.004.ПЗ	Арк.
						33
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$U_2 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{02} \cdot r_{02} - Q_{02} \cdot x_{02})} = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (29,16 \cdot 3,54 - (-18,84) \cdot 12)} = 112,1 \text{ кВ.}$$

В табл. 3.6 наведено аналогічно розраховані значення рівня напруги на шинах ВН усіх ПС 110 кВ мережі.

Таблиця 3.6 – Перевірка допустимості відхилення напруги для першої групи післяаварійних режимів

ПС	Рівень напруги, кВ	Регульовальний діапазон	
		U_{\min} , кВ	U_{\max} , кВ
1	113,3	101,78	126
2	112,1	100,33	126
3	111,52	100,45	126
4	112,61	104,29	126
5	113,5	98,98	126

Як бачимо з даних табл. 3.6 в першій групі післяаварійних режимів рівень напруги на шинах ВН усіх ПС 110 кВ знаходиться в допустимих межах.

Друга група післяаварійних режимів.

Розглянемо післяаварійний режим роботи мережі після відключення найбільш завантаженої ЛЕП 0-2. Потокорозподіл потужності в даному режимі за L-схемою мережі зображено на рис. 3.3.

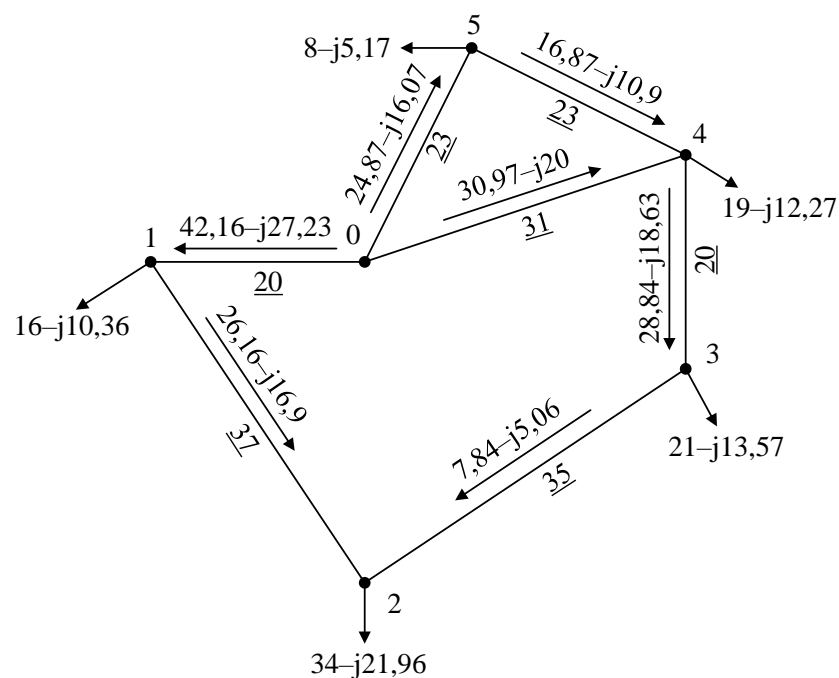


Рисунок 3.3 – Потокорозподіл потужності в післяаварійному режимі
за L-схемою

Для розглянутого післяаварійного режиму роботи мережі здійснимо перевірку за нагріванням перерізів проводів ЛЕП. Отримані результати приведені в табл. 3.7.

Таблиця 3.7 – Перевірка перерізів проводів за нагріванням

ЛЕП	Переріз, мм ²	I_i , А	$I_{доп}$, А
0-1	240	263,44	610
0-4	240	193,51	610
0-5	240	155,4	610
1-2	120	163,46	390
2-3	70	48,98	265
4-3	240	180,2	610
5-4	240	105,41	610

Як бачимо з даних табл. 3.7 на жодній ЛЕП в післяаварійному режимі не перевищено значення допустимого струму за навантаженням.

Для точки потокорозподілу потужності, що характеризується найменшим значенням рівня напруги у післяаварійному режимі перевіримо допустимість відхилення рівня напруги на шинах ВН. В даному випадку це ПС 2.

Для двох силових трансформаторів типу ТДТН-40000/110, що встановлені на ПС 2 регульовальний діапазон складе:

$$\Delta U_{ТВ2} = \frac{P_2}{n} \cdot \frac{\Delta P_{к2} \cdot U_{ТВ2} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{H2}^2} - \frac{Q_2}{n} \cdot \frac{U_{ТВ2} \cdot U_{кВ2}}{100 \cdot S_{H2}} = \frac{34}{2} \cdot \frac{200 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 40^2} - \frac{-21,96}{2} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{100 \cdot 40} = 3,52 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{Тс2} = \frac{P_{сн2}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{к2} \cdot U_{ТВ2} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{H2}^2} - \frac{Q_{сн2}}{n} \cdot \frac{U_{ТВ2} \cdot U_{кс2}}{100 \cdot S_{H2}} = \frac{25}{2} \cdot \frac{200 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 40^2} - \frac{-16,15}{2} \cdot \frac{115 \cdot 0}{100 \cdot 40} = 0,09 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{ТН2} = \frac{P_{нн2}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{к2} \cdot U_{ТВ2} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{H2}^2} - \frac{Q_{нн2}}{n} \cdot \frac{U_{ТВ2} \cdot U_{кн21}}{100 \cdot S_{H2}} = \frac{9}{2} \cdot \frac{200 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 40^2} - \frac{-5,81}{2} \cdot \frac{115 \cdot 6,25}{100 \cdot 40} = 0,56 \text{ кВ}.$$

$$U_{\min 2} = \frac{U_{ндж} \cdot U_{ТВ2}}{U_{ТН2}} \cdot (1 - \omega_{В2}) + \Delta U_{ТВ2} + \Delta U_{ТН2} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} (1 - 0,16) + 3,52 + 0,56 = 96,26 \text{ кВ};$$

$$U_{\max 2} = \frac{U_{\text{ВДЖ}} \cdot U_{\text{ТВ2}}}{U_{\text{ТН2}}} \cdot (1 + \omega_{\text{в6}}) + \Delta U_{\text{ТВ2}} + \Delta U_{\text{ТН2}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} (1 + 0,16) + 3,52 + 0,56 = 131,43 \text{ кВ.}$$

Орієнтовне значення рівня напруги на шинах ВН ПС 2 в післяаварійному режимі складе:

$$U_2 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{01} \cdot r_{01} - Q_{01} \cdot x_{01} + P_{12} \cdot r_{12} - Q_{12} \cdot x_{12})} = \\ = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (42,16 \cdot 2,36 - (-27,23) \cdot 8 + 26,16 \cdot 9,03 - (-16,9) \cdot 14,8)} = 107,79 \text{ кВ;}$$

Так як $96,26 \text{ кВ} < 107,29 \text{ кВ} < 126 \text{ кВ}$, то рівень напруги на шинах ВН ПС знаходиться в допустимих межах.

Таким чином обрані перерізи для ЛЕП мережі відповідають усім технічним обмеженням першої та другої групи післяаварійних режимів.

3.4 Розрахункова Z-схема мережі

Розрахуємо параметри схем заміщення силових трансформаторів. Розглянемо ПС 2, що обладнана двома трансформаторами типу ТДТН-40000/110.

Знаходимо величину активного опору двох паралельно включених трансформаторів типу ТДТН-40000/110:

$$r_{\text{в2}} = r_{\text{с2}} = r_{\text{н2}} = \frac{\Delta P_{\text{к2}} \cdot U_{\text{об2}}^2 \cdot 10^3}{n \cdot 2 \cdot S_{\text{н2}}^2} = \frac{200 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{2 \cdot 2 \cdot 40000^2} = 0,41 \text{ Ом.}$$

Реактивний опір двох паралельно включених трансформаторів типу ТДТН-40000/110 становить:

$$x_{\text{ТВ2}} = \frac{10 \cdot U_{\text{кВ2}} \cdot U_{\text{об2}}^2}{n \cdot S_{\text{н2}}} = \frac{10 \cdot 10,75 \cdot 115^2}{2 \cdot 40000} = 17,77 \text{ Ом;}$$

$$x_{\text{Тс2}} = \frac{10 \cdot U_{\text{кС2}} \cdot U_{\text{об2}}^2}{n \cdot S_{\text{н2}}} = \frac{10 \cdot 0 \cdot 115^2}{2 \cdot 40000} = 0 \text{ Ом;}$$

$$x_{\text{ТН2}} = \frac{10 \cdot U_{\text{кН2}} \cdot U_{\text{об2}}^2}{n \cdot S_{\text{н2}}} = \frac{10 \cdot 6,25 \cdot 115^2}{2 \cdot 40000} = 10,33 \text{ Ом.}$$

					ДП8105.141.004.ПЗ	Арк.
						36
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Активна та реактивна провідність двох паралельно включених трансформаторів типу ТДТН-40000/110 становить:

$$g_{T2} = \frac{n \cdot \Delta P_{xx2} \cdot 10^{-3}}{U_{об2}^2} = \frac{2 \cdot 43 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 6,5 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$b_{T2} = -\frac{n \cdot I_{xx2} \cdot S_{H2} \cdot 10^{-5}}{U_{об2}^2} = -\frac{2 \cdot 0,6 \cdot 40000 \cdot 10^{-5}}{115^2} = -36,29 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

В табл. 3.8 наведено аналогічно розраховані параметри схем заміщення усіх силових трансформаторів мережі.

Таблиця 3.8 – Параметри схем заміщення силових трансформаторів

ПС	Кількість та тип трансформаторів	Опір, Ом					Повна провідність, См
		r_T	x_T	x_B	x_C	x_H	
1	2×ТДТН-16000/110	1,29	-	44,43	0	25,83	$(3,48-j24,2) \cdot 10^{-6}$
2	2×ТДТН-40000/110	0,41	-	17,77	0	10,33	$(6,5-j36,29) \cdot 10^{-6}$
3	2×ТДТН-25000/110	0,74	-	28,43	-	17,85	$(4,69-j26,47) \cdot 10^{-6}$
4	2×ТДТН-16000/110	1,29	-	44,43	0	25,83	$(3,48-j24,2) \cdot 10^{-6}$
5	2×ТДН-10000/110	3,97	69,43	-	-	-	$(2,12-j10,59) \cdot 10^{-6}$

Знайдемо параметри схем заміщення ЛЕП.

Для перерізів 70, 120 та 240 мм² значення погонного індуктивного опору становить:

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

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

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

Значення погонної ємнісної провідності становить:

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

					ДП8105.141.004.ПЗ	Арк.
						37
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

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

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

Розглянемо ЛЕП 0-2. Активний та реактивний опір даної ЛЕП складе:

$$r_{02} = r_{0(240)} \cdot l_{02} = 0,118 \cdot 30 = 3,54 \text{ Ом};$$

$$x_{02} = x_{0(240)} \cdot l_{02} = 0,403 \cdot 30 = 12,08 \text{ Ом.}$$

Повний опір ЛЕП 0-2 складе:

$$\underline{Z}_{02} = r_{02} + j \cdot x_{02} = 3,54 + j12,08 \text{ Ом.}$$

Ємнісна реактивна провідність ЛЕП 0-2 становить:

$$b_{02} = b_{0(240)} \cdot l_{02} = 2,84 \cdot 10^{-6} \cdot 30 = 85,31 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

В розрахунку активну провідність ЛЕП не враховуємо. Оскільки для класу напруги 110 кВ величина втрат на корону незначна.

В табл. 3.9 наведені аналогічно розраховані параметри схем заміщення усіх ЛЕП.

Таблиця 3.9 – Параметри схем заміщення ЛЕП-110 кВ

ЛЕП	Переріз, мм ²	Довжина, км	Повний опір, Ом	Ємнісна провідність, См
0-1	240	20	2,36+j8,05	56,87·10 ⁻⁶
0-2	240	30	3,54+j12,08	85,31·10 ⁻⁶
0-4	240	31	3,66+j12,48	88,15·10 ⁻⁶
0-5	240	23	2,71+j9,26	65,4·10 ⁻⁶
1-2	120	37	9,03+j15,71	99,52·10 ⁻⁶
2-3	70	35	14,77+j15,5	90,14·10 ⁻⁶
3-4	240	20	2,36+j8,05	56,87·10 ⁻⁶
4-5	240	23	2,71+j9,26	65,4·10 ⁻⁶

Знайдемо приведені навантаження.

Розглянемо ПС 2. Коефіцієнти завантаження обмоток ВН, СН та НН трансформаторів типу ТДТН-40000/110 складуть:

					ДП8105.141.004.ПЗ	Арк.
						38
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$\beta_{\text{BH2}} = \frac{S_{\text{BH2}} \cdot 10^3}{n \cdot S_{\text{H2}}} = \frac{\sqrt{34^2 + (-21,96)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 40000} = 0,51;$$

$$\beta_{\text{CH2}} = \frac{S_{\text{CH2}} \cdot 10^3}{n \cdot S_{\text{H2}}} = \frac{\sqrt{25^2 + (-16,15)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 40000} = 0,37;$$

$$\beta_{\text{HH2}} = \frac{S_{\text{HH2}} \cdot 10^3}{n \cdot S_{\text{H2}}} = \frac{\sqrt{9^2 + (-5,81)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 40000} = 0,13.$$

Втрат потужності в блоці трансформаторів типу ТДТН-40000/110 на ПС 2 складуть:

$$\Delta P_{\text{tz2}} = \frac{n \cdot \Delta P_{\text{кз2}}}{2} \cdot (\beta_{\text{BH2}}^2 + \beta_{\text{CH2}}^2 + \beta_{\text{HH2}}^2) = \frac{2 \cdot 200}{2} \cdot (0,51^2 + 0,37^2 + 0,13^2) = 82,47 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\text{tz2}} = -n \cdot S_{\text{H2}} \cdot (\beta_{\text{BH2}}^2 \cdot U_{\text{KB2}} + \beta_{\text{CH2}}^2 \cdot U_{\text{KC2}} + \beta_{\text{HH2}}^2 \cdot U_{\text{KH2}}) \cdot 10^{-2} = -2 \cdot 40000 \cdot (0,51^2 \cdot 10,75 + 0,37^2 \cdot 0 + 0,13^2 \cdot 6,25) \cdot 10^{-2} = -2291,18 \text{ кВАр}.$$

Для ПС 2 маємо наступне значення приведенного навантаження:

$$\dot{S}_{\text{пр2}} = \dot{S}_{\text{зад2}} + \Delta \dot{S}_{\text{tz2}} \cdot 10^{-3} = 34 - j21,96 + (82,47 - j2291,19) \cdot 10^{-3} = 34,08 - j24,25 \text{ МВА}.$$

В табл. 3.10 наведені аналогічно розраховані приведені навантаження для усіх ПС 110 кВ.

Таблиця 3.10 – Приведенні навантаження ПС

ПС	$\dot{S}_{\text{зад}}$, МВА	$\Delta \dot{S}_{\text{tz}}$, МВА	$\dot{S}_{\text{пр}}$, МВА
1	16-j10,34	0,06-j1,26	16,06-j11,6
2	34-j21,96	0,08-j2,29	34,08-j24,25
3	21-j13,57	0,06-j1,41	21,06-j14,98
4	19-j12,27	0,08-j1,85	19,08-j14,13
5	8-j5,17	0,03-j0,48	8,03-j5,64

Знайдемо сумарні еквівалентні провідності пунктів мережі.

Для пункту 2 мережі маємо наступну величину сумарної еквівалентної провідності:

$$Y_2 = Y_{\text{т2}} + 0,5 \cdot (Y_{\text{02}} + Y_{\text{12}} + Y_{\text{23}}) = (6,5 - j36,29) \cdot 10^{-6} + 0,5 \cdot (j85,31 + j99,52 + j90,14) \cdot 10^{-6} = (6,5 + j101,2) \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

					ДП8105.141.004.ПЗ	Арк.
						39
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

В табл. 3.11 наведено аналогічно розраховані сумарні еквівалентні провідності усіх пунктів мережі.

Розрахункова Z-схема районної електричної мережі представлена на рис. 3.4.

Таблиця 3.11 – Сумарні еквівалентні провідності

Номер пункту	$Y_i, \text{См}$
1	$(3,48+j54) \cdot 10^{-6}$
2	$(6,5+j101,2) \cdot 10^{-6}$
3	$(4,69+j47,04) \cdot 10^{-6}$
4	$(3,48+j81,02) \cdot 10^{-6}$
5	$(2,12+j54,82) \cdot 10^{-6}$
0	$j147,9 \cdot 10^{-6}$

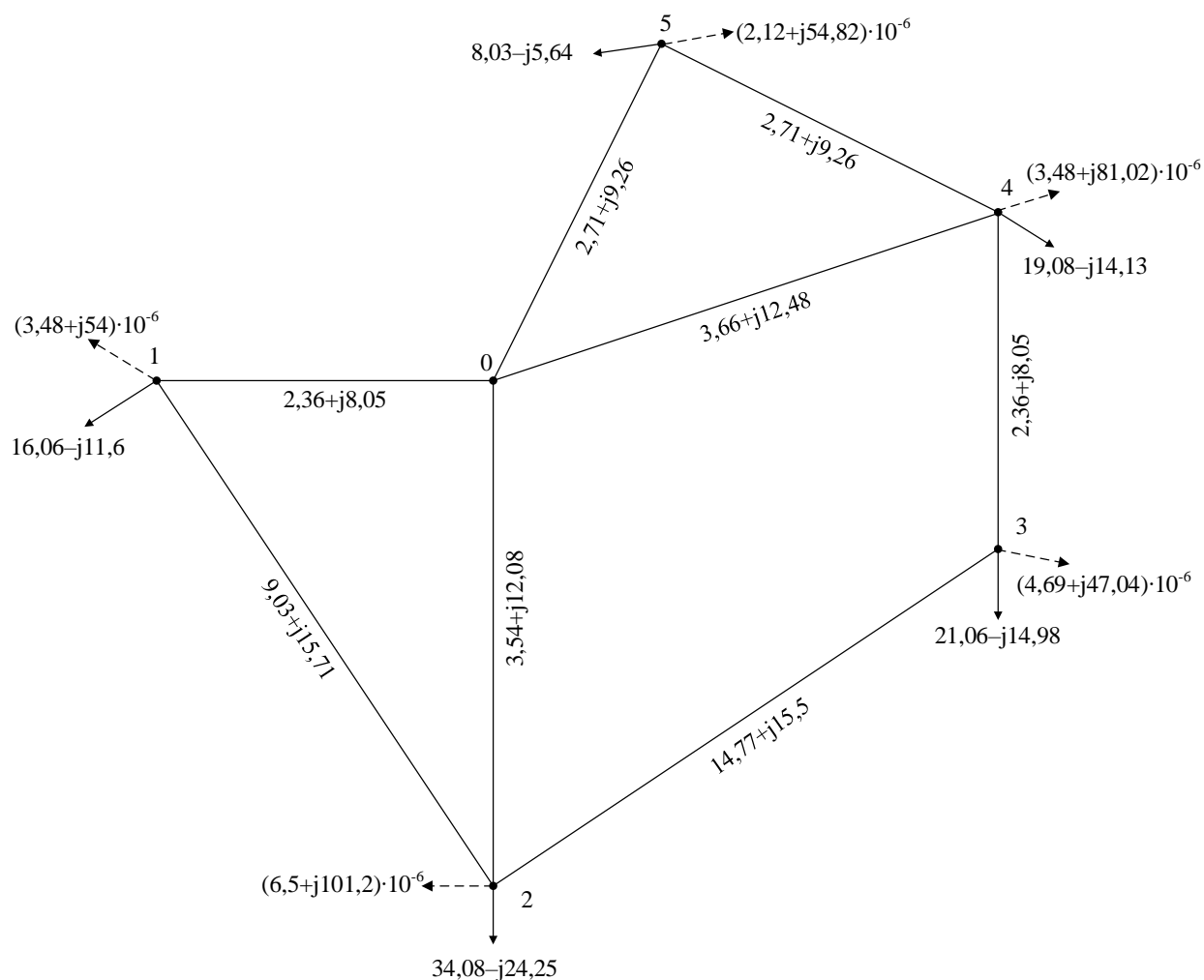


Рисунок 3.4 – Розрахункова схема мережі

3.5 Режим максимальних навантажень

Визначимо параметри роботи електричної мережі в режимі максимальних навантажень за методом Зейделя.

Визначимо взаємні провідності:

$$\underline{y}_{01} = \frac{1}{z_{01}} = \frac{1}{2,36 + j8,05} = 0,034 - j0,114 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{02} = \frac{1}{z_{02}} = \frac{1}{3,54 + j12,08} = 0,022 - j0,076 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{04} = \frac{1}{z_{04}} = \frac{1}{3,66 + j12,48} = 0,022 - j0,074 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{05} = \frac{1}{z_{05}} = \frac{1}{2,71 + j9,26} = 0,029 - j0,099 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{12} = \frac{1}{z_{12}} = \frac{1}{9,03 + j15,71} = 0,027 - j0,048 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{23} = \frac{1}{z_{23}} = \frac{1}{14,77 + j15,5} = 0,032 - j0,034 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{34} = \frac{1}{z_{34}} = \frac{1}{2,36 + j8,05} = 0,034 - j0,114 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{45} = \frac{1}{z_{45}} = \frac{1}{2,71 + j9,26} = 0,029 - j0,099 \text{ См}.$$

Визначимо власні провідності вузлів:

$$\underline{y}_{11} = -(\underline{y}_{01} + \underline{y}_{12}) = -(0,034 - j0,114 + 0,027 - j0,048) = -0,061 + j0,162 \text{ См};$$

$$\begin{aligned} \underline{y}_{22} &= -(\underline{y}_{02} + \underline{y}_{12} + \underline{y}_{23}) = -(0,022 - j0,076 + 0,027 - j0,048 + 0,032 - j0,034) = \\ &= -0,082 + j0,158 \text{ См}; \end{aligned}$$

$$\underline{y}_{33} = -(\underline{y}_{23} + \underline{y}_{34}) = -(0,032 - j0,034 + 0,034 - j0,114) = -0,066 + j0,148 \text{ См};$$

$$\begin{aligned} \underline{y}_{44} &= -(\underline{y}_{04} + \underline{y}_{34} + \underline{y}_{45}) = -(0,022 - j0,074 + 0,034 - j0,114 + 0,029 - j0,099) = \\ &= -0,084 + j0,288 \text{ См}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{y}_{55} &= -(\underline{y}_{05} + \underline{y}_{45}) = -(0,029 - j0,099 + 0,029 - j0,099) = \\ &= -0,058 + j0,199 \text{ См}. \end{aligned}$$

					ДП8105.141.004.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		41

Приймаємо наступні значення початкових наближень рівня напруги у вузлах:

$$\dot{U}_1^{(0)} = \dot{U}_2^{(0)} = \dot{U}_3^{(0)} = \dot{U}_4^{(0)} = \dot{U}_5^{(0)} = 110 \text{ кВ.}$$

Здійснюємо ітераційний розрахунок згідно методу Зейделя.

Перша ітерація.

Розрахункові навантаження у вузлах складуть:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{p1}^{(1)} &= \dot{S}_{np1} + \underline{Y}_{11} \cdot \left(U_1^{(0)} \right)^2 = 16,06 - j11,6 + (3,48 + j54) \cdot 10^{-6} \cdot 110^2 = \\ &= 16,1 - j10,95 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{p2}^{(1)} &= \dot{S}_{np2} + \underline{Y}_{22} \cdot \left(U_2^{(0)} \right)^2 = 34,08 - j24,25 + (6,5 + j101,2) \cdot 10^{-6} \cdot 110^2 = \\ &= 34,16 - j23,03 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{p3}^{(1)} &= \dot{S}_{np3} + \underline{Y}_{33} \cdot \left(U_3^{(0)} \right)^2 = 21,06 - j14,98 + (4,69 + j47,04) \cdot 10^{-6} \cdot 110^2 = \\ &= 21,11 - j14,41 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{p4}^{(1)} &= \dot{S}_{np4} + \underline{Y}_{44} \cdot \left(U_4^{(0)} \right)^2 = 19,08 - j14,13 + (3,48 + j81,02) \cdot 10^{-6} \cdot 110^2 = \\ &= 19,12 - j13,15 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{p5}^{(1)} &= \dot{S}_{np5} + \underline{Y}_{55} \cdot \left(U_5^{(0)} \right)^2 = 8,03 - j5,64 + (2,12 + j54,82) \cdot 10^{-6} \cdot 110^2 = \\ &= 8,05 - j4,98 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Уточнені значення рівнів напруги на першій ітерації складуть:

$$\begin{aligned} \dot{U}_1^{(1)} &= \frac{1}{\underline{y}_{11}} \left[\frac{\dot{S}_{p1}^{(1)}}{*} - (\underline{y}_{01} \cdot \dot{U}_0 + \underline{y}_{12} \cdot \dot{U}_2^{(0)}) \right] = \frac{1}{-0,061 + j0,162} \times \\ &\times \left[\frac{16,1 - j10,95}{110} - ((0,034 - j0,114) \cdot 121 + (0,027 - j0,048) \cdot 110) \right] = \\ &= 116,71 - j1,15 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

					ДП8105.141.004.ПЗ	Арк.
						42
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$\dot{U}_2^{(1)} = \frac{1}{\underline{y}_{22}} \left[\frac{\dot{S}_{p2}^{(1)}}{*} - (\underline{y}_{02} \cdot \dot{U}_0 + \underline{y}_{12} \cdot \dot{U}_1^{(1)} + \underline{y}_{23} \cdot \dot{U}_3^{(0)}) \right] = \frac{1}{-0,082 + j0,158} \times$$

$$\times \left[\frac{34,16 - j23,03}{110} - ((0,022 - j0,076) \cdot 121 + (0,027 - j0,048) \cdot (116,71 - j1,15) + (0,032 - j0,034) \cdot 110) \right] = 115,06 - j2,22 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_3^{(1)} = \frac{1}{\underline{y}_{33}} \left[\frac{\dot{S}_{p3}^{(1)}}{*} - (\underline{y}_{23} \cdot \dot{U}_2^{(1)} + \underline{y}_{34} \cdot \dot{U}_4^{(0)}) \right] = \frac{1}{-0,066 + j0,148} \times$$

$$\times \left[\frac{21,11 - j14,41}{110} - ((0,032 - j0,034) \cdot (115,06 - j2,22) + (0,034 - j0,114) \cdot 110) \right] =$$

$$= 110,37 - j0,87 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_4^{(1)} = \frac{1}{\underline{y}_{44}} \left[\frac{\dot{S}_{p4}^{(1)}}{*} - (\underline{y}_{04} \cdot \dot{U}_0 + \underline{y}_{34} \cdot \dot{U}_3^{(1)} + \underline{y}_{45} \cdot \dot{U}_5^{(0)}) \right] = \frac{1}{-0,154 + j0,404} \times$$

$$\times \left[\frac{19,12 - j13,15}{110} - ((0,022 - j0,074) \cdot 121 + (0,034 - j0,114) \cdot (110,37 - j0,87) + (0,029 - j0,099) \cdot 110) \right] = 112,42 - j0,79 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_5^{(1)} = \frac{1}{\underline{y}_{55}} \left[\frac{\dot{S}_{p5}^{(1)}}{*} - (\underline{y}_{05} \cdot \dot{U}_0 + \underline{y}_{25} \cdot \dot{U}_2^{(1)} + \underline{y}_{56} \cdot \dot{U}_6^{(0)}) \right] = \frac{1}{-0,058 + j0,199} \times$$

$$\times \left[\frac{8,05 - j4,98}{110} - ((0,029 - j0,099) \cdot 121 + (0,029 - j0,099) \cdot (112,42 - j0,79)) \right] =$$

$$= 116,4 - j0,67 \text{ кВ}.$$

Модулі небалансу потужності на першій ітерації складуть:

					ДП8105.141.004.ПЗ	Арк.
						43
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$\delta_1^{(1)} = \left| \dot{S}_{p1}^{(1)} - \left(\underline{y}_{01} \cdot \dot{U}_0 + \underline{y}_{12} \cdot \dot{U}_2^{(1)} + \underline{y}_{11} \cdot \dot{U}_1^{(1)} \right) \cdot U_1^{(1)*} \right| =$$

$$= |(16,1 - j10,95) - ((0,034 - j0,114) \cdot 121 +$$

$$+ (0,027 - j0,048) \cdot (115,06 - j2,22) + (-0,161 + j0,162) \cdot (116,71 - 1,15)) \times$$

$$\times (116,71 + j1,15)| = 36,26 \text{ МВА};$$

$$\delta_2^{(1)} = \left| \dot{S}_{p2}^{(1)} - \left(\underline{y}_{02} \cdot \dot{U}_0 + \underline{y}_{12} \cdot \dot{U}_1^{(1)} + \underline{y}_{23} \cdot \dot{U}_3^{(1)} + \underline{y}_{22} \cdot \dot{U}_2^{(1)} \right) \cdot U_2^{(1)*} \right| =$$

$$= |(34,16 - j23,03) - ((0,022 - j0,076) \cdot 121 + (0,027 - j0,048) \cdot (116,71 - j1,15) +$$

$$+ (0,032 - j0,034) \cdot (110,37 - j0,87) + (-0,082 + j0,158) \cdot (115,06 - 2,22)) \times$$

$$\times (115,06 + j2,22)| = 5,06 \text{ МВА};$$

$$\delta_3^{(1)} = \left| \dot{S}_{p3}^{(1)} - \left(\underline{y}_{23} \cdot \dot{U}_2^{(1)} + \underline{y}_{34} \cdot \dot{U}_4^{(1)} + \underline{y}_{33} \cdot \dot{U}_3^{(1)} \right) \cdot U_3^{(1)*} \right| =$$

$$= |(21,11 - j14,41) - ((0,032 - j0,034) \cdot (115,06 - j2,22) +$$

$$+ (0,034 - j0,114) \cdot (112,42 - j0,79) + (-0,066 + j0,148) \cdot (110,37 - 0,87)) \times$$

$$\times (110,37 + j0,87)| = 33,42 \text{ МВА};$$

$$\delta_4^{(1)} = \left| \dot{S}_{p4}^{(1)} - \left(\underline{y}_{04} \cdot \dot{U}_0 + \underline{y}_{34} \cdot \dot{U}_3^{(1)} + \underline{y}_{45} \cdot \dot{U}_5^{(1)} + \underline{y}_{44} \cdot \dot{U}_4^{(1)} \right) \cdot U_4^{(1)*} \right| =$$

$$= |(19,12 - j13,15) - ((0,022 - j0,074) \cdot 121 + (0,034 - j0,114) \cdot (110,37 - j0,87) +$$

$$+ (0,029 - j0,099) \cdot (116,4 - j0,67) + (-0,084 + j0,29) \cdot (112,42 - 0,79)) \times$$

$$\times (112,42 + j0,79)| = 75,28 \text{ МВА};$$

$$\delta_5^{(1)} = \left| \dot{S}_{p5}^{(1)} - \left(\underline{y}_{05} \cdot \dot{U}_0 + \underline{y}_{45} \cdot \dot{U}_4^{(1)} + \underline{y}_{55} \cdot \dot{U}_5^{(1)} \right) \cdot U_5^{(1)*} \right| =$$

$$= |(8,05 - j4,98) - ((0,029 - j0,099) \cdot 121 +$$

$$+ (0,029 - j0,099) \cdot (112,42 - j0,79) + (-0,058 + j0,199) \cdot (116,4 - 0,67)) \times$$

$$\times (116,4 + j0,67)| = 0,554 \text{ МВА}.$$

Здійснено перевірку виконання умови завершення ітераційного розрахунку:

$$\max \{ \delta_i \} = \{ 36,26; 5,06; 33,42; 75,28; 0,554 \} = 75,28 \text{ МВА}.$$

					ДП8105.141.004.ПЗ	Арк.
						44
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$\dot{U}_3^{(2)} = \frac{1}{\underline{y}_{33}} \left[\frac{\dot{S}_{p3}^{(2)}}{U_3^{(1)}} - (\underline{y}_{23} \cdot \dot{U}_2^{(2)} + \underline{y}_{34} \cdot \dot{U}_4^{(1)}) \right] = \frac{1}{-0,066 + j0,148} \times$$

$$\times \left[\frac{21,11 - j14,41}{110,37 + j0,87} - ((0,032 - j0,034) \cdot (115,84 - j2,44) + (0,034 - j0,114) \cdot (112,42 - j0,79)) \right] =$$

$$= 112,29 - j1,65 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_4^{(2)} = \frac{1}{\underline{y}_{44}} \left[\frac{\dot{S}_{p4}^{(2)}}{U_4^{(1)}} - (\underline{y}_{04} \cdot \dot{U}_0 + \underline{y}_{34} \cdot \dot{U}_3^{(2)} + \underline{y}_{45} \cdot \dot{U}_5^{(1)}) \right] = \frac{1}{-0,084 + j0,288} \times$$

$$\times \left[\frac{19,12 - j13,1}{112,42 + j0,79} - ((0,022 - j0,074) \cdot 121 + (0,034 - j0,114) \cdot (112,29 - j1,65) + \right.$$

$$\left. + (0,029 - j0,099) \cdot (116,4 - j0,67)) \right] = 115,41 - j1,32 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_5^{(2)} = \frac{1}{\underline{y}_{55}} \left[\frac{\dot{S}_{p5}^{(2)}}{U_5^{(1)}} - (\underline{y}_{05} \cdot \dot{U}_0 + \underline{y}_{25} \cdot \dot{U}_2^{(2)} + \underline{y}_{56} \cdot \dot{U}_6^{(1)}) \right] = \frac{1}{-0,171 + j0,378} \times$$

$$\times \left[\frac{18,11 - j12,05}{111,48 + j0,61} - ((0,048 - j0,163) \cdot 115 + (0,051 - j0,089) \cdot (109,69 - j0,82) + \right.$$

$$\left. + (0,073 - j0,126) \cdot (110,66 - j0,59)) \right] = 111,83 - j0,93 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_5^{(2)} = \frac{1}{\underline{y}_{55}} \left[\frac{\dot{S}_{p5}^{(2)}}{U_5^{(1)}} - (\underline{y}_{05} \cdot \dot{U}_0 + \underline{y}_{45} \cdot \dot{U}_4^{(1)}) \right] = \frac{1}{-0,058 + j0,199} \times$$

$$\times \left[\frac{8,06 - j4,9}{116,4 + j0,67} - ((0,029 - j0,099) \cdot 121 + (0,029 - j0,099) \cdot (115,41 - j1,32)) \right] =$$

$$= 117,92 - j0,92 \text{ кВ}.$$

Модулі небалансу потужності на другій ітерації складуть:

					ДП8105.141.004.ПЗ	Арк.
						46
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$\delta_1^{(2)} = \left| \dot{S}_{p1}^{(2)} - \left(\underline{y}_{01} \cdot \dot{U}_0 + \underline{y}_{12} \cdot \dot{U}_2^{(2)} + \underline{y}_{11} \cdot \dot{U}_1^{(2)} \right) \cdot U_1^{(2)*} \right| =$$

$$= |(16,11 - j10,86) - ((0,034 - j0,114) \cdot 121 +$$

$$+ (0,027 - j0,048) \cdot (115,84 - j2,44) + (-0,061 + j0,162) \cdot (118,46 - 1,55)) \times$$

$$\times (118,46 + j1,55)| = 5,43 \text{ МВА};$$

$$\delta_2^{(2)} = \left| \dot{S}_{p2}^{(2)} - \left(\underline{y}_{02} \cdot \dot{U}_0 + \underline{y}_{12} \cdot \dot{U}_1^{(2)} + \underline{y}_{23} \cdot \dot{U}_3^{(2)} + \underline{y}_{22} \cdot \dot{U}_2^{(2)} \right) \cdot U_2^{(2)*} \right| =$$

$$= |(34,17 - j22,91) - ((0,022 - j0,076) \cdot 121 + (0,027 - j0,048) \cdot (118,46 - j1,55) +$$

$$+ (0,032 - j0,034) \cdot (112,29 - j1,65) + (-0,082 + j0,158) \cdot (115,84 - 2,44)) \times$$

$$\times (115,84 + j2,44)| = 11,41 \text{ МВА};$$

$$\delta_3^{(2)} = \left| \dot{S}_{p3}^{(2)} - \left(\underline{y}_{23} \cdot \dot{U}_2^{(2)} + \underline{y}_{34} \cdot \dot{U}_4^{(2)} + \underline{y}_{33} \cdot \dot{U}_3^{(2)} \right) \cdot U_3^{(2)*} \right| =$$

$$= |(21,11 - j14,41) - ((0,032 - j0,034) \cdot (115,84 - j2,44) +$$

$$+ (0,034 - j0,114) \cdot (115,41 - j1,32) + (-0,066 + j0,148) \cdot (112,29 - 1,65)) \times$$

$$\times (112,29 + j1,65)| = 40,78 \text{ МВА};$$

$$\delta_4^{(2)} = \left| \dot{S}_{p4}^{(2)} - \left(\underline{y}_{04} \cdot \dot{U}_0 + \underline{y}_{34} \cdot \dot{U}_3^{(2)} + \underline{y}_{45} \cdot \dot{U}_5^{(2)} + \underline{y}_{44} \cdot \dot{U}_4^{(2)} \right) \cdot U_4^{(2)*} \right| =$$

$$= |(19,12 - j13,1) - ((0,022 - j0,074) \cdot 121 + (0,034 - j0,114) \cdot (112,29 - j1,65) +$$

$$+ (0,029 - j0,099) \cdot (117,92 - j0,92) + (-0,084 + j0,29) \cdot (115,41 - 1,32)) \times$$

$$\times (115,41 + j1,32)| = 18,68 \text{ МВА};$$

$$\delta_5^{(2)} = \left| \dot{S}_{p5}^{(2)} - \left(\underline{y}_{05} \cdot \dot{U}_0 + \underline{y}_{45} \cdot \dot{U}_4^{(2)} + \underline{y}_{55} \cdot \dot{U}_5^{(2)} \right) \cdot U_5^{(2)*} \right| =$$

$$= |(8,06 - j4,9) - ((0,029 - j0,099) \cdot 121 +$$

$$+ (0,029 - j0,099) \cdot (115,41 - j1,32) + (-0,058 + j0,199) \cdot (117,92 - 0,92)) \times$$

$$\times (117,92 + j0,92)| = 0,124 \text{ МВА}.$$

Здійснено перевірку виконання умови завершення ітераційного розрахунку:

$$\max \{ \delta_i \} = \{ 5,43; 11,41; 40,78; 18,68; 0,124 \} = 40,78 \text{ МВА}.$$

					ДП8105.141.004.ПЗ	Арк.
						47
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Оскільки $40,78 > 0,001$, то необхідно продовжувати ітераційний розрахунок.

В табл. 3.12 наведено отримані значення рівнів напруги на подальших ітераціях.

Таблиця 3.12 – Ітераційний розрахунок рівнів напруги в режимі максимальних навантажень

Іт.	\dot{U}_1 , кВ	\dot{U}_2 , кВ	\dot{U}_3 , кВ	\dot{U}_4 , кВ	\dot{U}_5 , кВ
0	110	110	110	110	110
1	116,71-j1,15	115,06-j2,22	110,37-j0,87	112,42-j0,79	116,4-j0,67
2	118,46-j1,55	115,84-j2,44	112,29-j1,65	115,41-j1,32	117,92-j0,92
3	118,73-j1,57	116,47-j2,49	114,61-j2,26	116,87-j1,63	118,65-j1,08
4	118,93-j1,55	117,17-j2,46	115,85-j2,53	117,62-j1,79	119,03-j1,15
5	119,15-j1,51	117,59-j2,42	116,51-j2,66	118,02-j1,86	119,23-j1,19
...
18	119,42-j1,42	118,05-j2,34	117,23-j2,76	118,45-j1,92	119,44-j1,22
19	119,42-j1,42	118,05-j2,34	117,23-j2,76	118,45-j1,92	119,44-j1,22

Після завершення 19 ітерації:

$$\max \{ \delta_i \} = 6,92 \cdot 10^{-4} \text{ МВА.}$$

Оскільки $6,92 \cdot 10^{-4} < 0,001$, то ітераційний розрахунок завершуємо.

Для всіх ділянок мережі визначимо потокорозподіл потужності:

$$\dot{S}_{02}^{\Pi} = \frac{U_0 - \dot{U}_2}{z_{02}} \cdot U_0 = \frac{121 - (118,05 - j2,34)}{3,54 + j12,08} \cdot 121 = 29,57 - j20,92 \text{ МВА;}$$

$$\dot{S}_{02}^{\kappa} = \frac{U_0 - \dot{U}_1}{z_{02}} \cdot \dot{U}_2^* = \frac{121 - (118,05 - j2,34)}{3,54 + j12,09} \cdot (118,05 + j2,34) = 29,26 - j19,84 \text{ МВА.}$$

В табл. 3.13 наведено потокоозподіл на початку та наприкінці усіх ділянок мережі.

Таблиця 3.13 – Потокорозподіл потужності

ЛЕП	Потокорозподіл потужності, МВА	
	На початку	Наприкінці
0-1	26,08-j16,07	25,93-j15,56
0-5	29,57-j20,92	29,26-j19,84
0-4	23,84-j17,72	23,62-j16,97
0-5	20,12-j14,44	20,01-j14,06
1-2	9,82-j4,73	9,74-j4,6

2-3	4,82-j1,59	4,8-j1,56
4-3	16,4-j13,02	16,32-j12,77
5-4	11,95-j9,2	11,91-j9,05

В режимі максимальних навантажень втрати потужності складуть:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\Sigma} &= \dot{S}_{01}^{\Pi} + \dot{S}_{02}^{\Pi} + \dot{S}_{04}^{\Pi} + \dot{S}_{05}^{\Pi} + Y_0 \cdot U_0^2 - (\dot{S}_1 + \dot{S}_2 + \dot{S}_3 + \dot{S}_4 + \dot{S}_5) = \\ &= (26,08 - j16,07) + (29,57 - j20,92) + (23,84 - j17,72) + (20,12 - j14,44) + \\ &+ 121^2 \cdot j147,9 \cdot 10^{-6} - ((16 - j10,34) + (34 - j21,96) + (21 - j13,57) + (19 - j12,27) + \\ &+ (8 - j5,17)) = 1,61 - j3,68 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

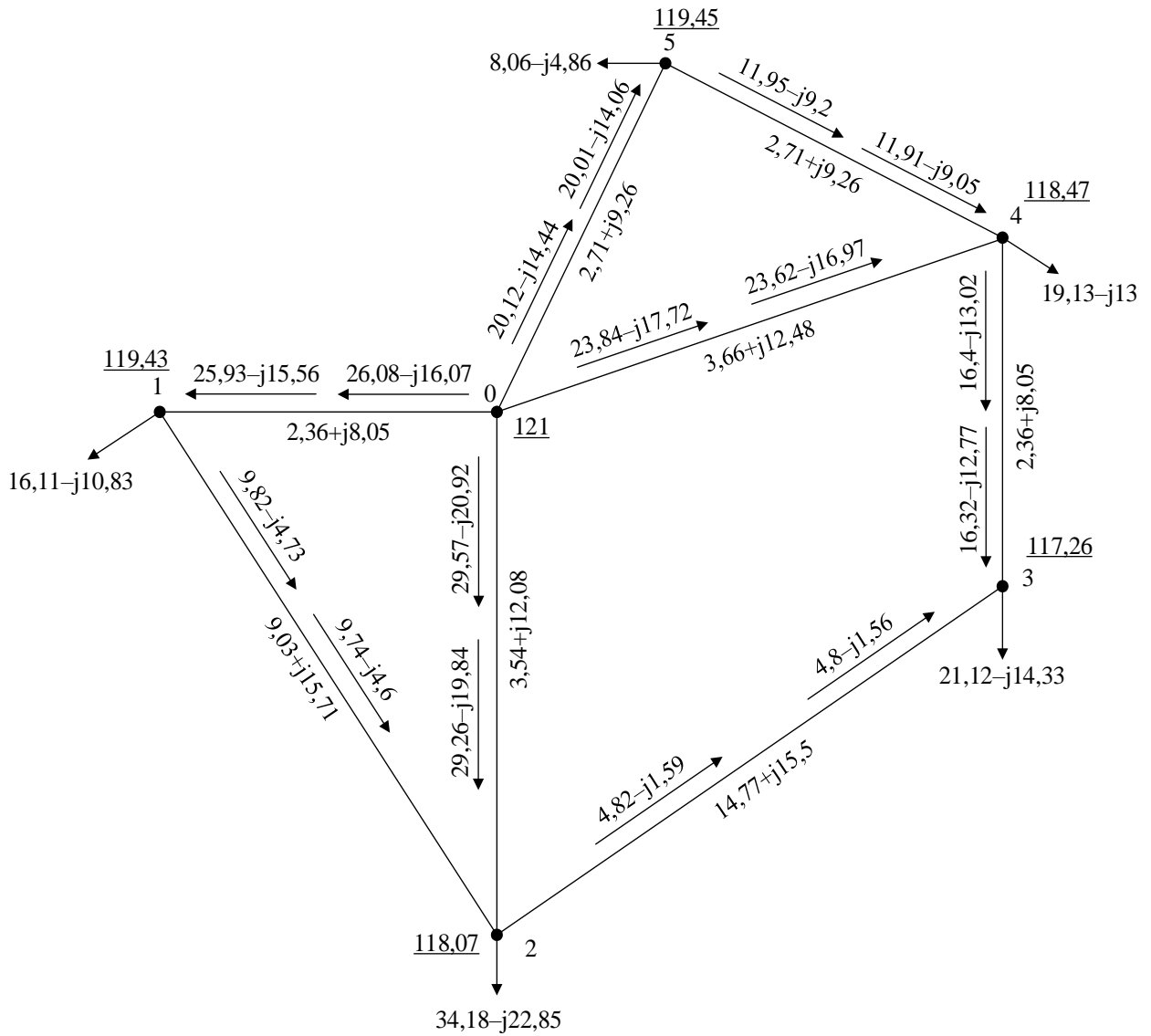
На рис. 3.5 представлено режимні параметри роботи електричної мережі в режимі максимальних навантажень.

Результати перевірки перерізів проводів за нагріванням в режимі максимальних навантажень приведені в табл. 3.14. На всіх ЛЕП струмове навантаження перебуває в допустимих межах.

Для режиму максимальних навантажень виберемо положення регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ.

Розрахунки наведемо для силових трансформаторів встановлених на ПС 2.

					ДП8105.141.004.ПЗ	Арк.
						49
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		



$$\Delta \dot{S}_{\Sigma} = 1,61 - j3,68 \text{ МВА}$$

Рисунок 3.5 – Режим максимальних навантажень

Таблиця 3.14 – Перевірка перерізів ЛЕП за нагріванням в режимі максимальних навантажень

ЛЕП	Переріз, мм ²	Допустимий струм, А	Струмове навантаження, А
0-1	240	610	147,1
0-2	240	610	174,94
0-4	240	610	143,21
0-5	240	610	118,94
1-2	120	390	52,97
2-3	70	265	24,92
4-3	240	610	102,57
5-4	240	610	73,18

Втрати напруги в обмотках трансформаторів типу ТДТН-40000/110 на ПС 2 складуть:

$$\Delta U_{\text{ТВ}2} = \frac{(P_{\text{В}2} + g_{\text{Т}2} \cdot U_2^2) \cdot r_{\text{Т}2} - (Q_{\text{В}2} + b_{\text{Т}2} \cdot U_2^2) \cdot x_{\text{Т}2}}{U_2} = \frac{(34 + 6,5 \cdot 10^{-6} \cdot 118,07^2) \cdot 0,41 - (-21,96 - 36,29 \cdot 10^{-6} \cdot 118,07^2) \cdot 17,77}{118,07} = 3,5 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\text{Тс}2} = \frac{P_{\text{сн}2} \cdot r_{\text{Т}2} - Q_{\text{сн}2} \cdot x_{\text{Т}2}}{U_2 - \Delta U_{\text{ТВ}2}} = \frac{25 \cdot 0,41 + 16,15 \cdot 0}{118,07 - 3,5} = 0,09 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\text{Тн}2} = \frac{P_{\text{нн}2} \cdot r_{\text{Т}2} - Q_{\text{нн}2} \cdot x_{\text{Т}2}}{U_2 - \Delta U_{\text{ТВ}2}} = \frac{9 \cdot 0,41 + 5,81 \cdot 10,33}{118,07 - 3,5} = 0,56 \text{ кВ}.$$

Величини $U_{\text{пс}}$ і $U_{\text{пн}}$ на ПС 2 мають наступне значення:

$$U_{\text{пс}2} = U_2 - \Delta U_{\text{ТВ}2} - \Delta U_{\text{Тс}2} = 118,07 - 3,5 - 0,09 = 114,48 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{пн}2} = U_2 - \Delta U_{\text{ТВ}2} - \Delta U_{\text{Тн}2} = 118,07 - 3,5 - 0,56 = 114,01 \text{ кВ}.$$

Бажане значення рівня напруги на стороні 10 кВ складає 10,5 кВ.

На ПС 2 бажана відносна кількість витків РПН трансформаторів складе

$$\omega_{\text{вж}2} = \frac{U_{\text{пн}2} \cdot U_{\text{Тн}2}}{U_{\text{ТВ}2} \cdot U_{\text{ндж}2}} - 1 = \frac{114,01 \cdot 11}{115 \cdot 10,5} - 1 = -0,039.$$

Для трансформаторів на ПС 2 ступінь регулювання РПН становить:

$$N_{\text{В}2} = \frac{\omega_{\text{вж}2}}{\omega_{\text{В}0}} = \frac{0,039}{0,0178} = 2,17 \rightarrow N_{\text{В}2}^{\text{СТ}} = 2.$$

Таким чином стандартна кількість витків РПН трансформаторів на ПС 2 становить:

$$\omega_{\text{В}2}^{\text{СТ}} = N_{\text{В}2}^{\text{СТ}} \cdot \omega_{\text{В}0} = 2 \cdot 0,0178 = 0,036.$$

На стороні 10 кВ ПС 2 фактичний рівень напруги складе:

$$U_{\text{нд}2} = \frac{U_{\text{пн}2} \cdot U_{\text{Тн}2}}{U_{\text{ТВ}2} \cdot (1 + \omega_{\text{В}2}^{\text{СТ}})} = \frac{114,01 \cdot 11}{115 \cdot (1 + 0,036)} = 10,53 \text{ кВ}.$$

Бажане значення рівня напруги на стороні 35 кВ складає 38,5 кВ.

На ПС 2 бажана відносна кількість витків ПБЗ трансформаторів складе

$$\omega_{\text{сж}2} = \frac{U_{\text{сж}2} \cdot U_{\text{ТВ}2} \cdot (1 + \omega_{\text{В}2}^{\text{СТ}})}{U_{\text{пс}2} \cdot U_{\text{Тс}2}} - 1 = \frac{38,5 \cdot 115 \cdot (1 + 0,036)}{114,48 \cdot 38,5} - 1 = 0,04.$$

					ДП8105.141.004.ПЗ	Арк.
						51
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Для трансформаторів на ПС 2 ступінь регулювання ПБЗ становить:

$$N_{c2} = \frac{\omega_{сж2}}{\omega_{с0}} = \frac{0,04}{0,025} = 1,61 \rightarrow N_{c2}^{ст} = 2.$$

Таким чином стандартна кількість витків ПБЗ трансформаторів на ПС 2 становить:

$$\omega_{с2}^{ст} = N_{c2}^{ст} \cdot \omega_{с0} = 2 \cdot 0,025 = 0,05.$$

На стороні 35 кВ ПС 2 фактичний рівень напруги складе:

$$U_{сд2} = \frac{U_{пс2} \cdot U_{тс2} \cdot (1 + \omega_{с2}^{ст})}{U_{тв6} \cdot (1 + \omega_{в2}^{ст})} = \frac{114,48 \cdot 38,5 \cdot (1 + 0,05)}{115 \cdot (1 + 0,036)} = 38,86 \text{ кВ.}$$

В табл. 3.15 наведено результат аналогічно виконаного вибору положення регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ усіх силових трансформаторів мережі.

Таблиця 3.15 – Вибір положення регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ в режимі максимальних навантажень

ПС	$U_{вн}$, кВ	$N_{в}^{ст}$	$U_{нд}$, кВ	$N_{с}^{ст}$	$U_{сд}$, кВ
1	119,43	2	10,55	2	38,93
2	118,07	2	10,53	2	38,86
3	117,26	2	10,45	2	38,58
4	118,47	1	10,57	1	38,23
5	119,45	3	10,52	-	-

3.6 Режим мінімальних навантажень

Згідно заданого коефіцієнту зменшення навантаження розраховуємо навантаження, що приєднане до шин ПС в режимі мінімальних навантажень. Для ПС 2 маємо:

$$P_{сн2}^{min} = 0,62 \cdot P_{сн2} = 0,62 \cdot 25 = 15,5 \text{ МВт};$$

$$P_{нн2}^{min} = 0,62 \cdot P_{нн2} = 0,62 \cdot 9 = 5,58 \text{ МВт};$$

$$Q_{сн2}^{min} = -P_{сн2}^{min} \cdot tg\varphi_{сн} = -15,5 \cdot tg(32,86^\circ) = -10,01 \text{ МВАр};$$

$$Q_{нн2}^{min} = -P_{нн2}^{min} \cdot tg\varphi_{нн} = -5,58 \cdot tg(32,86^\circ) = -3,6 \text{ МВАр}.$$

					ДП8105.141.004.ПЗ	Арк.
						52
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

В режимі мінімальних навантажень повне навантаження на вторинних шинах ПС 2 складе:

$$\dot{S}_2^{\min} = P_{\text{CH2}}^{\min} + P_{\text{HH2}}^{\min} + j(Q_{\text{CH2}}^{\min} + Q_{\text{HH2}}^{\min}) = 15,5 + 5,58 + j(-10,01 - 3,6) = 21,08 - j13,62 \text{ МВА.}$$

В табл. 3.16 наведено аналогічно розраховані навантаження в режимі мінімальних навантажень для усіх ПС

Таблиця 3.16 – Навантаження ПС в режимі мінімальних навантажень

ПС	\dot{S}_i^{\min} , МВА
1	9,92-j6,41
2	21,08-j13,62
3	13,02-j8,41
4	11,78-j7,61
5	4,96-j3,2

Виконаємо перевірку необхідності відключення одного із двох силових трансформаторів для усіх ПС 110 кВ.

Розглянемо ПС 2. Знаходимо величину суми квадратів модулів потужності обмоток:

$$\sum(|S_2|^2) = (|S_{\text{HH2}}^{\min}|)^2 + (|S_{\text{CH2}}^{\min}|)^2 + (|S_{\text{BH2}}^{\min}|)^2 = 6,64^2 + 18,145^2 + 25,1^2 = 1014,39 \text{ МВА.}$$

Критична потужність силових трансформаторів типу ТДТН-40000/110 складає:

$$S_{\text{кр2}} = \frac{4 \cdot \Delta P_{\text{xx2}} \cdot S_{\text{H2}}^2}{\Delta P_{\text{K2}}} = \frac{4 \cdot 43 \cdot 10^{-3} \cdot (40000 \cdot 10^{-3})^2}{200 \cdot 10^{-3}} = 1376 \text{ МВА.}$$

Так як 1014,39 МВА < 1376 МВА, то в режимі мінімальних навантажень на ПС 2 має бути в роботі один трансформатор.

В табл. 3.17 наведено результат аналогічно виконано перевірки кількості включених трансформаторів в режимі мінімальних навантажень для віх ПС.

В табл. 3.18 наведено значення приведених навантажень та сумарних еквівалентних провідностей для режиму мінімальних навантажень.

Аналогічно до режиму максимальних навантажень за допомогою методу Зейделя знаходимо режимні параметри при мінімальних навантаженнях.

					ДП8105.141.004.ПЗ	Арк.
						53
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Таблиця 3.17 – Кількість включених трансформаторів в режимі мінімальних навантажень

ПС	$\sum(S ^2), \text{МВА}$	$S_{\text{кр}}, \text{МВА}$	Кількість силових трансформаторів
1	226,63	235,52	1
2	1014,39	1376	1
3	382,44	553,57	1
4	301,81	235,52	2
5	5,91	6,83	1

Таблиця 3.18 – Приведенні навантажені і сумарні провідності в режимі мінімальних навантажень

ПС	Приведене навантаження, МВА	Еквівалентна провідність, См
1	$9,99-j7,43$	$(1,74+j66,1) \cdot 10^{-6}$
2	$21,18-j15,49$	$(3,25+j11,93) \cdot 10^{-6}$
3	$13,09-j9,58$	$(2,34+j60,28) \cdot 10^{-6}$
4	$11,83-j8,41$	$(3,48+j81,02) \cdot 10^{-6}$
5	$4,98-j3,57$	$(1,06+j60,11) \cdot 10^{-6}$
0	-	$j147,9 \cdot 10^{-6}$

В табл. 3.19 наведено результат ітераційного розрахунку рівнів напруги.

Таблиця 3.19 – Ітераційний розрахунок рівнів напруги в режимі мінімальних навантажень

Іт.	$\dot{U}_1, \text{кВ}$	$\dot{U}_2, \text{кВ}$	$\dot{U}_3, \text{кВ}$	$\dot{U}_4, \text{кВ}$	$\dot{U}_5, \text{кВ}$
0	110	110	110	110	110
1	$112,94-j0,63$	$111,97-j1,22$	$109,9-j0,61$	$110,93-j0,53$	$112,78-j0,44$
2	$113,63-j0,9$	$112,23-j1,43$	$110,61-j1,11$	$112,17-j0,87$	$113,41-j0,61$
3	$113,73-j0,95$	$112,47-j1,52$	$111,57-j1,48$	$112,77-j1,07$	$113,71-j0,71$
4	$113,81-j0,97$	$112,77-j1,54$	$112,07-j1,66$	$113,08-j1,18$	$113,87-j0,76$
5	$113,9-j0,96$	$112,94-j1,55$	$112,33-j1,74$	$113,24-j1,23$	$113,95-j0,78$
...
16	$114,02-j0,94$	$113,13-j1,54$	$112,62-j1,82$	$113,41-j1,27$	$114,03-j0,81$
17	$114,02-j0,94$	$113,13-j1,54$	$112,62-j1,82$	$113,41-j1,27$	$114,03-j0,81$

В табл. 3.20 наведено поточкорозподіл на початку та наприкінці усіх ділянок мережі в режимі мінімальних навантажень

На рис. 3.6 представлено режимні параметри роботи електричної мережі в режимі мінімальних навантажень.

Таблиця 3.20 – Потокорозподіл потужності в режимі мінімальних навантажень

ЛЕП	Потокорозподіл потужності, МВА	
	На початку	Наприкінці
0-1	16,13-j9,33	16,07-j9,12
0-2	18,28-j12,44	18,15-j12
0-4	14,76-j10,34	14,67-j10,03
0-5	12,46-j8,39	12,41-j8,23
1-2	6,07-j2,9	6,04-j2,85
2-3	2,96-j0,88	2,95-j0,87
4-3	10,2-j8,05	10,17-j7,95
5-4	7,42-j5,44	7,4-j5,38

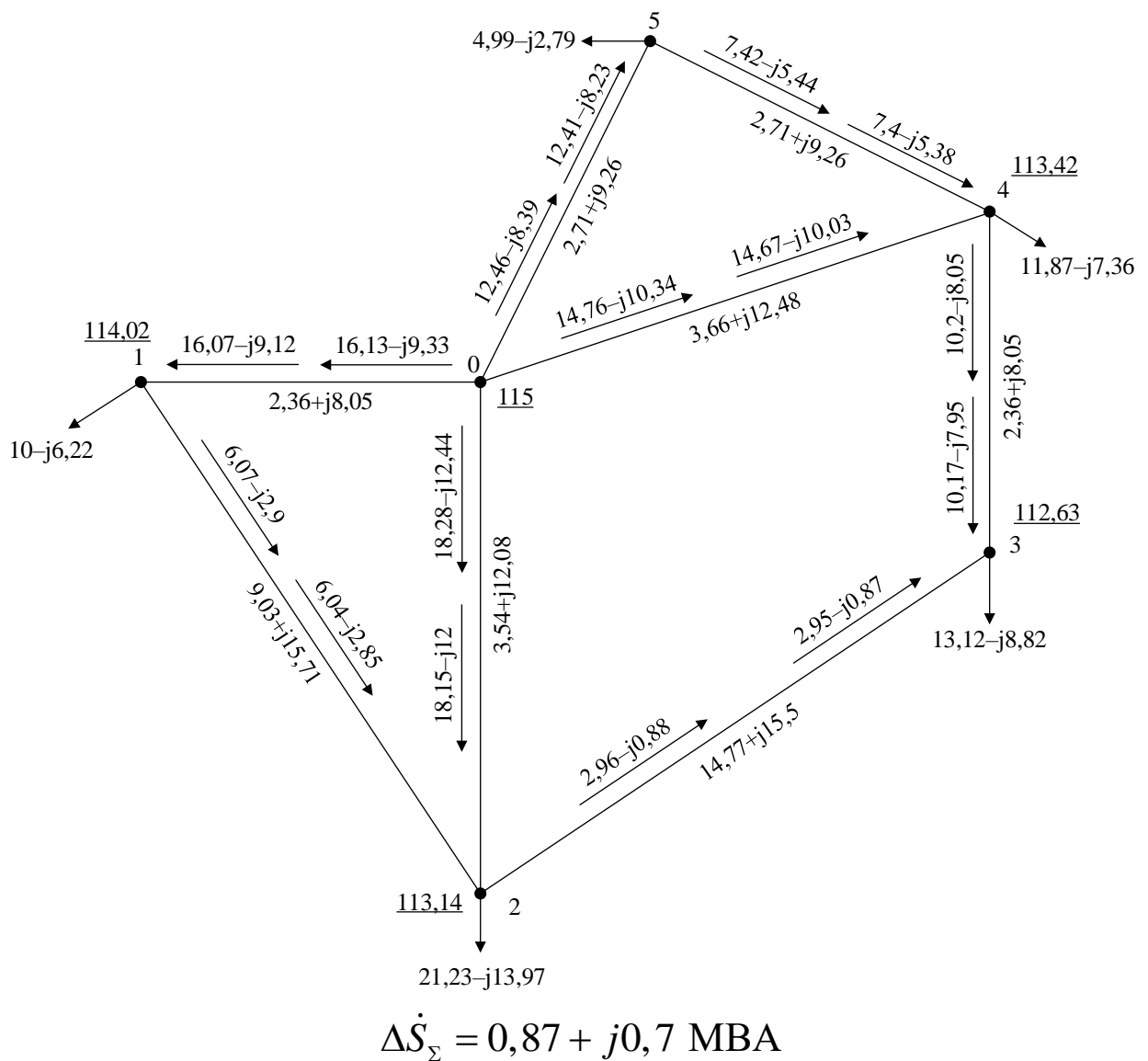


Рисунок 3.6 – Режим мінімальних навантажень

В режимі мінімальних навантажень втрати потужності складуть:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\Sigma} &= \dot{S}_{01}^{\text{п}} + \dot{S}_{02}^{\text{п}} + \dot{S}_{04}^{\text{п}} + \dot{S}_{05}^{\text{п}} + Y_0 \cdot U_0^2 - (\dot{S}_1 + \dot{S}_2 + \dot{S}_3 + \dot{S}_4 + \dot{S}_5) = \\ &= (16,13 - j9,33) + (18,28 - j12,44) + (14,76 - j10,34) + (12,46 - j8,39) + \\ &+ 115^2 \cdot j147,9 \cdot 10^{-6} - ((9,92 - j6,41) + (21,08 - j13,62) + (13,02 - j8,41) + (11,78 - j7,61) + \\ &+ (4,96 - j3,2)) = 0,87 + j0,7 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

В табл. 3.21 наведено результат вибору положення регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ в режимі мінімальних навантажень.

Таблиця 3.21 – Вибір положення регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ в режимі мінімальних навантажень

ПС	$U_{\text{вн}}, \text{кВ}$	$N_{\text{в}}^{\text{ст}}$	$U_{\text{нд}}, \text{кВ}$	$N_{\text{с}}^{\text{ст}}$	$U_{\text{сд}}, \text{кВ}$
1	114,02	0	10,56	1	38,07
2	113,14	-1	10,47	2	38,81
3	112,63	-2	10,59	1	38,4
4	113,42	-3	10,58	1	38,71
5	114,03	1	10,49	-	-

3.7 Післяаварійний режим

Визначимо параметри роботи мережі в післяаварійному режимі після відключення найбільш завантаженої ділянки 0-2.

В зв'язку із змінами в складі мережі знайдемо нові значення еквівалентних провідностей п.0 та п.2:

$$Y_0 = 0,5 \cdot (Y_{01} + Y_{04} + Y_{05}) = 0,5 \cdot (j56,87 + j88,15 + j65,4) \cdot 10^{-6} = j105,2 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$\begin{aligned} Y_2 &= 0,5 \cdot (Y_{12} + Y_{23}) + Y_{\text{т}2} = 0,5 \cdot (j99,52 + j90,14) \cdot 10^{-6} + (6,5 - j36,29) \cdot 10^{-6} = \\ &= (6,5 + j58,54) \cdot 10^{-6} \text{ См.} \end{aligned}$$

Аналогічно до режиму максимальних навантажень за допомогою методу Зейделя знаходимо режимні параметри при мінімальних навантаженнях. Отримані результати розрахунку рівня напруги в післяаварійному режимі приведені в табл. 3.22.

					ДП8105.141.004.ПЗ	Арк.
						56
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Таблиця 3.22 – Ітераційний розрахунок рівнів напруги в післяаварійному режимі

Іт.	\dot{U}_1 , кВ	\dot{U}_2 , кВ	\dot{U}_3 , кВ	\dot{U}_4 , кВ	\dot{U}_5 , кВ
0	110	110	110	110	110
1	112,59-j0,85	107,84-j1,84	108,37-j1,46	110,09-j1,03	112,34-j0,79
2	112,03-j1,52	106,74-j2,9	108,12-j2,61	110,76-j1,75	112,58-j1,15
3	111,73-j1,9	106,45-j3,61	108,51-j3,41	111,03-j2,18	112,71-j1,36
4	111,67-j2,14	106,62-j4,05	108,76-j3,84	111,18-j2,43	112,79-j1,48
5	111,74-j2,27	106,79-j4,29	108,91-j4,08	111,27-j2,56	112,83-j1,55
...
19	111,92-j2,4	107,11-j4,56	109,16-j4,34	111,4-j2,71	112,9-j1,62
20	111,92-j2,4	107,11-j4,56	109,16-j4,34	111,4-j2,71	112,9-j1,62

В табл. 3.23 наведено поточкорозподіл на початку та наприкінці усіх ділянок мережі в післяаварійному режимі.

Таблиця 3.23 – Поточкорозподіл потужності в післяаварійному режимі

ЛЕП	Поточкорозподіл потужності, МВА	
	На початку	Наприкінці
0-1	43,39-j31,23	42,88-j29,49
0-4	31,96-j23,78	31,53-j22,29
0-5	25,61-j18,6	25,4-j17,9
1-2	26,78-j18,57	26,01-j17,24
3-2	8,28-j6,49	8,15-j6,34
4-3	29,65-j21,78	29,39-j20,91
5-4	17,35-j12,96	17,25-j12,62

Результати перевірки перерізів проводів за нагріванням в післяаварійному режимі приведені в табл. 3.24.

Таблиця 3.24 – Перевірка перерізів ЛЕП за нагріванням в післяаварійному режимі

ЛЕП	Переріз, мм ²	Допустимий струм, А	Струмове навантаження, А
0-1	240	610	271,97
0-4	240	610	203,14
0-5	240	610	160,35
1-2	120	390	171,65
2-3	70	265	56,12
4-3	240	610	192,5

5-4	240	610	111,44
-----	-----	-----	--------

Як бачимо з даних табл. 3.23 на всіх ЛЕП мережі струмове навантаження знаходиться в допустимих межах.

На рис. 3.7 представлено режимні параметри роботи електричної мережі в післяаварійному режимі.

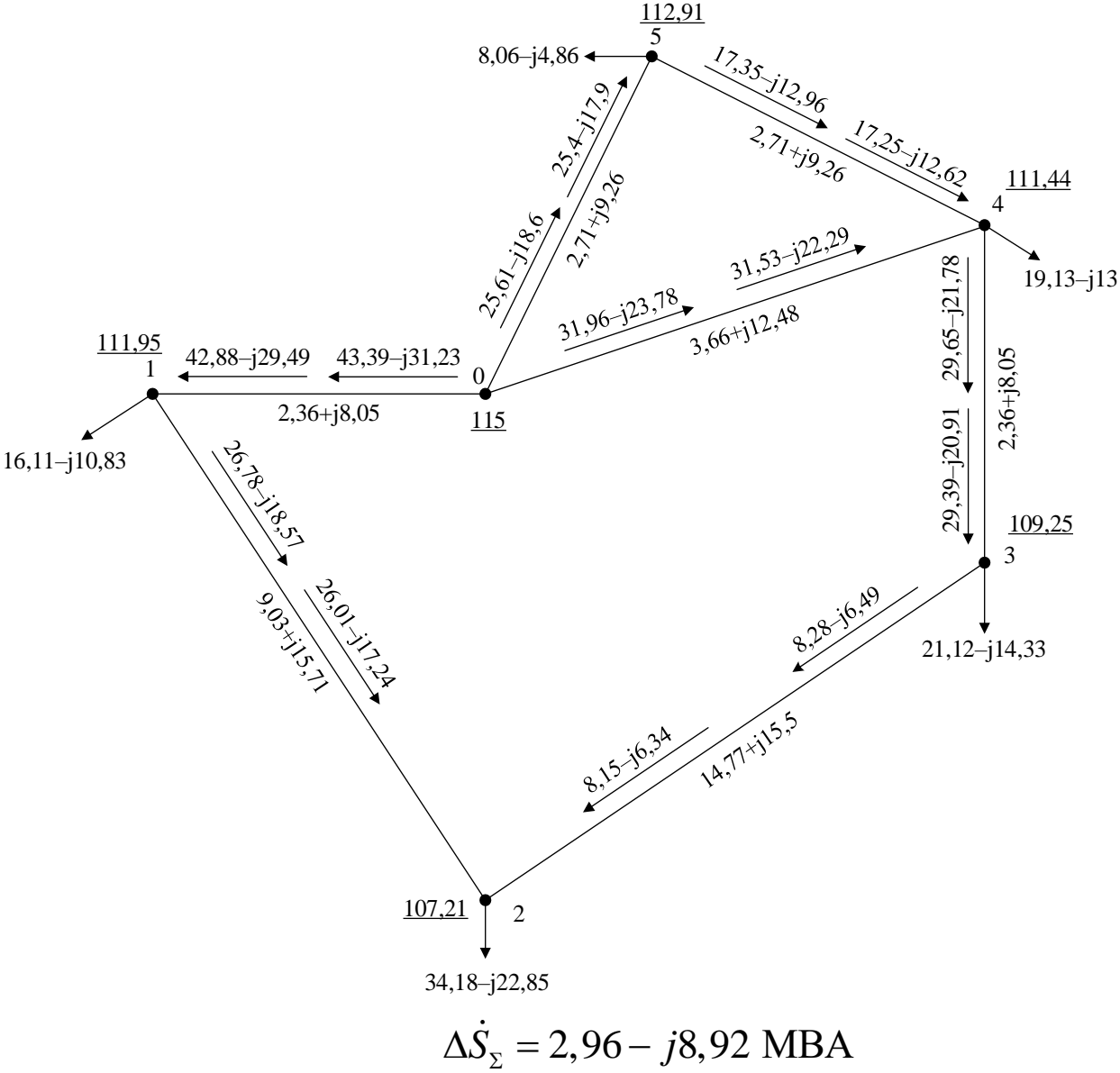


Рисунок 3.7 – Післяаварійний режим

В табл. 3.25 наведено результат вибору положення регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ в післяаварійному режимі.

Таблиця 3.25 – Вибір положення регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ в післяаварійному режимі

ПС	$U_{\text{вн}}, \text{кВ}$	$N_{\text{в}}^{\text{ст}}$	$U_{\text{нд}}, \text{кВ}$	$N_{\text{с}}^{\text{ст}}$	$U_{\text{сд}}, \text{кВ}$
1	111,95	-2	10,55	2	38,96
2	107,21	-4	10,58	1	38,15
3	109,25	-3	10,59	1	38,2
4	111,44	-2	10,42	2	38,66
5	112,91	0	10,43	-	-

В післяаварійному режимі втрати потужності складуть:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\Sigma} = \dot{S}_{01}^{\text{п}} + \dot{S}_{04}^{\text{п}} + \dot{S}_{05}^{\text{п}} + Y_0 \cdot U_0^2 - (\dot{S}_1 + \dot{S}_2 + \dot{S}_3 + \dot{S}_4 + \dot{S}_5) = (43,39 - j31,23) + (31,96 - j23,78) + \\ + (25,61 - j18,6) + 115^2 \cdot j147,9 \cdot 10^{-6} - ((16 - j10,34) + (34 - j21,96) + (21 - j13,57) + \\ + (19 - j12,27) + (8 - j5,17)) = 2,96 - j8,92 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Висновки до розділу 3

В даному розділі здійснено вибір силових трансформаторів для п'яти ПС 110 кВ. Також обрано переріз проводів для ЛЕП електричної мережі.

Знайдено режимні параметри в режимі максимальних навантажень. Напряга БП прийнята рівною 121 кВ. Втрати потужності склали 1,61-j3,68 МВА. Точкою поточкорозподілу є ПС 3, для якої рівень напруги склав 117,26 кВ. Максимальне положення РПН на ПС 5 в 3 положенні, а мінімальне – на ПС 4 в 1 положенні.

Знайдено режимні параметри в режимі мінімальних навантажень. Напряга БП прийнята рівною 115 кВ. Втрати потужності склали 0,87+j0,7 МВА. Точкою поточкорозподілу є ПС 3, для якої рівень напруги склав 112,63 кВ. Максимальне положення РПН на ПС 1 та ПС 4 в нульовому положенні, а мінімальне – на ПС 5 в -3 положенні.

Знайдено режимні параметри в післяаварійному режимі. Напряга БП прийнята рівною 115 кВ. Втрати потужності склали 2,96-j8,92 МВА. Точкою поточкорозподілу є ПС 2, для якої рівень напруги склав 107,21 кВ. Максимальне

					ДП8105.141.004.ПЗ	Арк.
						59
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

положення РПН на ПС 5 в нульовому положенні, а мінімальне – на ПС 2 в –4 положенні.

					ДП8105.141.004.ПЗ	Арк.
						60
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підп.</i>	<i>Дата</i>		

ВИСНОВКИ

В першому розділі сформовано функцію дисконтованих затрат для ПЛ-110 кВ на залізобетонних опорах для перерізів проводів 70, 120 та 240 мм².

Для перерізу проводу 70 мм² функція дисконтованих затрат має вигляд $1707,55+5\cdot P^2$, для перерізу 120 мм² – $1831,74+2,89\cdot P^2$, а для перерізу 240 мм² – $2173,25+1,4\cdot P^2$.

Визначено інтервал за потужністю доцільності використання перерізу проводів. Переріз 70 мм² доцільно використовувати в інтервалі потужності від 0 до 7,67 МВт, переріз 120 мм² – від 7,67 до 15,13 МВт, а потужності більше 15,13 МВт доцільно використовувати переріз 240 мм².

Здійснено апроксимацію функції дисконтованих затрат. В результаті для нових ліній апроксимована функція дисконтованих затрат має вигляд $2576,69+53,25\cdot P$, а для нових – $62,39\cdot P$.

В другому розділі виконано оптимізацію конфігурації електричної мережі номінальною напругою 110 кВ згідно методу поконтурної оптимізації.

На першому кроці оптимізації для першого контуру у складі дуг 0-1 та 0-2, а також хорди 1-2 мінімальне значення функції дисконтованих затрат склало 132,21 млн. грн при відключенні ЛЕП 1-2; для другого контуру у складі дуг 0-2 та 0-3, а також хорди 2-3 – 181,88 млн. грн при відключенні ЛЕП 2-3; для третього контуру у складі дуг 0-3 та 0-4, а також хорди 3-4 – 219,8 млн. грн при відключенні ЛЕП 0-3; для четвертого контуру у складі дуг 0-4 та 0-5, а також хорди 4-5 – 180,3 млн. грн при відключенні ЛЕП 4-5. оскільки першому кроці змінився склад дерева та хорд, то виконано другий крок оптимізації. На другому кроці виконано оптимізацію другого контуру у складі дуг 0-2, 0-4 та 3-4, а також хорди 2-3. Мінімальне значення дисконтованих затрат буде після відключення ЛЕП 2-3 та становить 283,44 млн. грн. Після виконання другого циклу оптимізації склад дерева та хорд не змінився. Оптимальна експлуатаційна конфігурація мережі складається із ЛЕП 0-1, 0-2, 0-4, 0-5 та 3-4.

					ДП8105.141.004.ПЗ	Арк.
						61
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

В третьому розділі вибрано електрообладнання для мережі 110 кВ.

Знайдено режимні параметри в режимі максимальних навантажень. Напряга БП прийнята рівною 121 кВ. Втрати потужності склали $1,61-j3,68$ МВА. Точкою поточкорозподілу є ПС 3, для якої рівень напруги склав 117,26 кВ. Максимальне положення РПН на ПС 5 в 3 положенні, а мінімальне – на ПС 4 в 1 положенні.

Знайдено режимні параметри в режимі мінімальних навантажень. Напряга БП прийнята рівною 115 кВ. Втрати потужності склали $0,87+j0,7$ МВА. Точкою поточкорозподілу є ПС 3, для якої рівень напруги склав 112,63 кВ. Максимальне положення РПН на ПС 1 та ПС 4 в нульовому положенні, а мінімальне – на ПС 5 в –3 положенні.

Знайдено режимні параметри в післяаварійному режимі. Напряга БП прийнята рівною 115 кВ. Втрати потужності склали $2,96-j8,92$ МВА. Точкою поточкорозподілу є ПС 2, для якої рівень напруги склав 107,21 кВ. Максимальне положення РПН на ПС 5 в нульовому положенні, а мінімальне – на ПС 2 в –4 положенні.

					ДП8105.141.004.ПЗ	Арк.
						62
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

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

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

3. Кацадзе Т.Л., Паненко О.М. Математичні моделі електричних систем: 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». Київ: НТУУ «КПІ», 2016. 59 с.

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

					ДП8105.141.004.ПЗ	Арк.
						63
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

ДОДАТОК А.
Результати перевірки на плагіат

					ДП8105.141.004.ПЗ	Арк.
						64
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		



Ім'я користувача:
Чижевський Володимир Валерійович

Дата перевірки:
14.06.2021 15:44:03 EEST

Дата звіту:
14.06.2021 15:54:23 EEST

ID перевірки:
1008293311

Тип перевірки:
Doc vs Internet + Library

ID користувача:
100006981

Назва документа: Куценко

Кількість сторінок: 58 Кількість слів: 12788 Кількість символів: 72893 Розмір файлу: 1.59 MB ID файлу: 1008361977

Виявлено модифікації тексту (можуть впливати на відсоток схожості)

22.3% Схожість

Найбільша схожість: 11% з джерелом з Бібліотеки (ID файлу: 1008326344)

10.5% Джерела з Інтернету

284

Сторінка 60

20.7% Джерела з Бібліотеки

522

Сторінка 65

0% Цитат

Вилучення цитат вимкнено

Вилучення списку бібліографічних посилань вимкнено

0% Вилучень

Немає вилучених джерел

Модифікації

Виявлено модифікації тексту. Детальна інформація доступна в онлайн-звіті.

Замінені символи

110

Підозріле форматування

19
сторінок