

**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 та розрахунок

усталених режимів її роботи»

Виконав:

Студент IV курсу, групи ЕС-71

Шаталов Ярослав Олегович _____

Керівник:

Доцент, к.т.н

Баженов Володимир Андрійович _____

Консультант:

Доцент, к.т.н

Кацадзе Теймураз Луарсабович _____

Рецензент:

Доцент, к.т.н

Пушкар Микола Васильович _____

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

Студент Шаталов Я. О. _____

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
Шталову Ярославу Олеговичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту «Вибір оптимальної конфігурації електричної мережі та розрахунок усталених режимів її роботи»»
керівник проекту Баженов Володимир Андрійович, к.т.н., доцент.
затверджені наказом по університету від «21» «травня» 2021 р. №1246-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 сталевих опорах. 2. Здійснити апроксимацію функції дисконтованих затрат. 3. Оптимізувати конфігурацію мережі за допомогою методу поконтурної оптимізації. 4. Розрахувати усталені режими роботи електричної мережі.
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	Синтез функції дисконтованих затрат ПЛ-110 кВ на сталевих опорах		
3	Апроксимація функції дисконтованих витрат ЛЕП-110 кВ		
4	Вибір силових трансформаторів та перерізу проводів		
5	Розрахунок усталених режимів роботи мережі		
6	Оформлення пояснювальної записки		
7	Оформлення технічних креслень		

Студент

(підпис)

Шаталов Я.О.

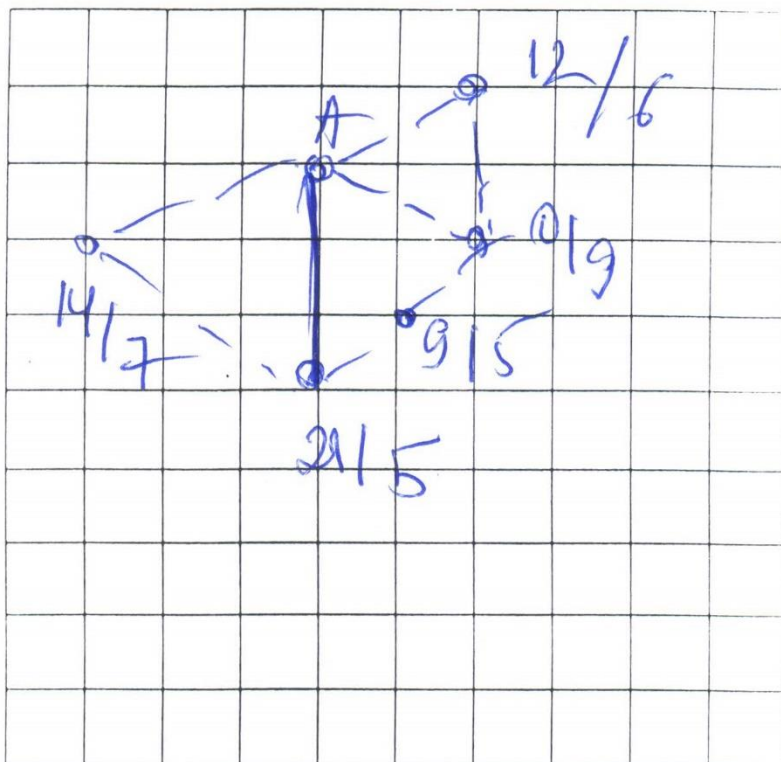
Керівник проєкту

(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:

\$ 26,44

- Номінальна напруга мережі $U_n = 110$ кВ.
- Балансуючий пункт у точці A.
- Відстань між пунктами L (км) та активні потужності пунктів P (МВт) — в ситуаційному плані.
- $\cos \varphi_{en} = \underline{0,81}$, $\cos \varphi_{nn} = \underline{0,84}$, $T_{max} = \underline{5500}$ [год/рік]
- У всіх пунктах підключені споживачі I-ї та II-ї категорії.
- Географічний район спорудження мережі _____
- Коефіцієнт зниження активного навантаження пунктів у режимі мінімальних навантажень $\alpha = \underline{63}$ (%). р-н I - II.
- $M_{гран} = \underline{\hspace{2cm}}$ [МВт·км], $\alpha_m = \underline{\hspace{2cm}}$

Примітки:

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

Завдання
видане

Дата _____

Підпис викладача

Пояснювальна записка до дипломного проєкту

на тему: Вибір оптимальної конфігурації електричної мережі та розрахунок установлених режимів її роботи

Київ – 2021 року

РЕФЕРАТ

Дипломний проект складається із пояснювальної записки та графічної частини. Пояснювальна записка виконана на 67 сторінках формату А4, до якої входить 30 таблиць, 10 рисунків та 4 джерела літератури. Графічна частина включає в себе 3 аркуші формату А1.

Метою виконання даної роботи є пошук оптимальної конфігурації електричної мережі та розрахунок режимів роботи мережі.

В даному проекті сформовано функцію дисконтованих затрат повітряної лінії електропередачі на сталевих опорах. Визначено оптимальну експлуатаційну конфігурацію мережі 110 кВ. Здійснено розрахунок ustalених режимів роботи мережі.

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

Шаталов Я. О. ЗМІНИ У СВІТІ ЕНЕРГОВИРОБНИЦТВА ТА СПОЖИВАННЯ. // [Електронне видання]: Визначні досягнення в науці і техніці: Матеріали Університетської студентської науково-практичної конференції, 15 листопада 2017 року. – Київ, 2017. – 117-118 с.

					ДП7117.141.014.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 67 pages of A4 format, which includes 30 tables, 10 figures and 4 sources of literature. The graphic part includes 3 sheets of A1 format.

The purpose of this work is to find the optimal configuration of the electrical network and calculate the modes of operation of the network.

In this project, the function of discounted costs of the overhead power line on steel supports is formed. The optimal operational configuration of the 110 kV network is determined. The calculation of the established modes of operation of the network is carried out.

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

Y. Shatalov. THE CHANGING WORLD OF POWER GENERATION AND CONSUMPTION // [Electronic edition]: Significant achievements in science and technology: materials of the University student scientific-practical conference, November 15, 2017. –Kyiv, 2017. – 117-118.

					ДП7117.141.014.ПЗ	Арк.
						7
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

ЗМІСТ

ПЕРІЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ.....	9
ВСТУП.....	10
1 ФУНКЦІЯ ДИСКОНТОВАНИХ ЗАТРАТ.....	11
1.1 Функція дисконтованих затрат ПЛ-110 кВ.....	12
1.2 Апроксимація функції дисконтованих затрат.....	14
Висновки до розділу 1.....	17
2 ОПТИМАЛЬНА КОНФІГУРАЦІЯ СХЕМИ МЕРЕЖІ.....	18
2.1 Метод поконтурної оптимізації.....	18
2.2 Оптимізація електромережі 110 кВ	20
Висновки до розділу 2.....	24
3 РОЗРАХУНОК УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ.....	25
3.1 Вибір числа та типу трансформаторів.....	25
3.2 Потокорозподіл потужності за L-схемою	26
3.3 Вибір перерізу проводів ділянок мережі.....	29
3.4 Параметри Z-схеми мережі	36
3.5 Приведені навантаження і еквівалентні провідності	38
3.6 Режим максимальних навантажень	40
3.7 Режим мінімальних навантажень	54
3.8 Післяаварійний режим	58
Висновки до розділу 3.....	62
ВИСНОВКИ.....	63
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	64
ДОДАТОК А. Результати перевірки на плагіат.....	65

					ДП7117.141.014.ПЗ	Арк.
						8
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

- ВН – висока напруга;
КЗ – коротке замикання;
ЛЕП – лінія електропередачі;
НН – низька напруга;
ПБЗ – переключення без збудження;
ПЛ – повітряна лінія;
ПС – підстанція;
РПН – регулювання під навантаженням;
ПТЕ – правила технічної експлуатації;
СН – середня напруга;
РЕМ – район електричних мереж.

					ДП7117.141.014.ПЗ	Арк.
						9
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

ВСТУП

Електричні мережі призначені для передавання та розподілення електроенергії від виробників до споживачів. Основними елементами електромереж є підстанції та лінії електропередачі.

До електричних мереж нормативно-правовими документами висуваються вимоги щодо забезпечення необхідної надійності електропостачання споживачів, а також якості електроенергії. В процесі проектування дані вимоги мають бути враховані. При цьому має забезпечуватись максимально можливий економічний ефект. В більшості випадків існує декілька варіантів реалізації однієї й тієї ж електричної мережі. Вибір кращого варіанта виконується згідно техніко-економічного порівняння.

Проект електричної мережі може бути складовою частиною розвитку енергосистеми, або як самостійна робота. В процесі проектування вирішуються різні завдання, серед яких можна виділити: аналіз існуючих мереж щодо завантаженості, аналіз наявних можливостей регулювання напруги, розрахунок навантаження споживачів, формування балансу потужності для підстанцій, аналіз режимів роботи мережі, обґрунтування будівництва нових та реконструкції існуючих підстанцій, обґрунтування будівництва нових та реконструкції існуючих ліній електропередачі, обґрунтування необхідності в компенсуючих пристроях, визначення струмів короткого замикання для формування вимог до комутаційних апаратів, визначення вартісних показників тощо.

Мета роботи полягає у пошуку оптимальної конфігурації та розрахунку ustalених режимів роботи електричної мережі. Щоб досягти даної мети необхідно вирішити наступні завдання:

- 1) Сформулювати функцію дисконтованих затрат для повітряних ліній електропередавання;
- 2) Виконати оптимізацію електричної мережі;
- 3) Виконати розрахунок ustalених режимів роботи мережі.

					ДП7117.141.014.ПЗ	Арк.
						10
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

1 ФУНКЦІЯ ДИСКОНТОВАНИХ ЗАТРАТ

1.1 Функція дисконтованих затрат ПЛ-110 кВ

Спорудження електроенергетичних об'єктів пов'язане із залученням значних інвестицій. Критерій ефективності використання залучених інвестицій в більшості випадків має вирішальне значення при порівнянні різних варіантів реалізації одного й того ж енергетичного об'єкту. Для зіставлення даних варіантів на передпроектних етапах здійснюють техніко-економічне порівняння. В результаті якого із запропонованих обирають варіант із найкращими показниками.

При проектуванні електричної мережі одним із головних завдань є вибір оптимального перерізу проводів. Нині переріз проводів обирають за критерієм мінімуму функції дисконтованих затрат.

Побудуємо графік функції дисконтованих затрат для ПЛ-110 кВ. Для цього скористаємося наступним виразом:

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

Коефіцієнти параболи a_{v0} та b_{v0} знаходяться наступним чином:

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

$$b_{v0} = \frac{r_{v0} \cdot Z_e \cdot \tau}{U_{cp}^2 \cdot \cos^2 \varphi \cdot E_n},$$

де K_{v0} – значення капіталовкладень, що необхідні для спорудження одного кілометра ПЛ цього конструктивного виконання;

P_a – щорічні витрати на ремонт та обслуговування ПЛ (1.2 % від капіталовкладень)

E_n – норма дисконту;

U_{cp} – середня величина рівня експлуатаційної напруги;

					ДП7117.141.014.ПЗ	Арк.
						11
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$\cos\varphi$ – коефіцієнт потужності даної мережі;

r_{v0} – погонний активний опір проводу; Z_e

Z_e – вартість втрат електроенергії (в розрахунках прийнята рівною 210 коп/(кВт·год));

τ – час максимальних втрат.

Результатом побудови графіків функцій дисконтованих затрат для різних перерізів проводів, що можуть бути використанні для спорудження ПЛ даного класу напруги, буде сімейство парабол. В даному випадку функція оптимальних затрат буде мати вигляд нижньої кривої, яка огинає ці параболі. Оскільки в якості аргументу функції дисконтованих затрат виступає потужність, то при оптимізації переріз проводу можна виключити із незалежних змінних.

Побудуємо графік функції дисконтованих затрат для ПЛ-110 кВ з використанням сталевих опор. Так як будівництво мережі буде виконуватися із використанням трьох основних перерізів (70 мм², 120 мм² та 240 мм²) для номінальної напруги 110 кВ, та саме для них здійснимо побудову функції оптимальних затрат.

В табл. 1.1. наведені технічні параметри сталеалюмінієвих проводів (АС).

Таблиця 1.1 – Технічні параметри сталеалюмінієвих проводів

Переріз, мм ²	Переріз алюмінієвої частини, мм ²	Число дротів	Діаметр, дротів, мм	Опір, Ом/км	Діаметр, мм
70/11	68.0	6	3.8	0.422	11.4
120/19	118.0	26	2.4	0.244	15.2
240/32	244.0	24	3.6	0.118	31.6

Перерахуємо базове значення показників вартості будівництва ПЛ-110 кВ з використанням сталевих опор. Курс гривні до долара США приймаємо на рівні 26.44 грн за 1 долар США. Тоді маємо наступні значення вартості спорудження ПЛ-110 кВ:

$$K_{v0(70)} = 315 \cdot \frac{26.44}{5} = 1665.7 \text{ тис.грн/км};$$

					ДП7117.141.014.ПЗ	Арк.
						12
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$K_{V0(120)} = 345 \cdot \frac{26.44}{5} = 1824.4 \text{ тис.грн/км};$$

$$K_{V0(240)} = 400 \cdot \frac{26.44}{5} = 2115.2 \text{ тис.грн/км.}$$

Час максимальних втрат за емпіричним виразом складе:

$$\tau = (0.124 + T_{\max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0.124 + 5500 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 3979.46 \text{ год/рік.}$$

Коефіцієнти параболі для перерізів проводів 70 мм², 120 мм², 240 мм² складуть:

$$a_{V0(70)} = K_{V0(70)} + \frac{P_a \cdot K_{V0(70)}}{E_H} = 1665.7 + \frac{1.2 \cdot 10^{-2} \cdot 166.7}{0.1} = 1866;$$

$$b_{V0(70)} = \frac{r_{V0(70)} \cdot 3_e \cdot \tau}{U_{cp}^2 \cdot \cos \varphi^2 \cdot E_H} = \frac{0.422 \cdot 2.1 \cdot 3979.46}{110^2 \cdot 0.9^2 \cdot 0.1} = 3.6;$$

$$a_{V0(120)} = K_{V0(120)} + \frac{P_a \cdot K_{V0(120)}}{E_H} = 1824.4 + \frac{1.2 \cdot 10^{-2} \cdot 1824.4}{0.1} = 2043;$$

$$b_{V0(120)} = \frac{r_{V0(120)} \cdot 3_e \cdot \tau}{U_{cp}^2 \cdot \cos \varphi^2 \cdot E_H} = \frac{0.244 \cdot 2.1 \cdot 3979.46}{110^2 \cdot 0.9^2 \cdot 0.1} = 2.1;$$

$$a_{V0(240)} = K_{V0(240)} + \frac{P_a \cdot K_{V0(240)}}{E_H} = 2115.2 + \frac{1.2 \cdot 10^{-2} \cdot 2115.2}{0.1} = 2369;$$

$$b_{V0(240)} = \frac{r_{V0(240)} \cdot 3_e \cdot \tau}{U_{cp}^2 \cdot \cos \varphi^2 \cdot E_H} = \frac{0.118 \cdot 2.1 \cdot 3979.46}{110^2 \cdot 0.9^2 \cdot 0.1} = 1.01.$$

В результаті маємо наступні вирази для функцій дисконтованих затрат для перерізу 70 мм², 120 мм², 240 мм²:

$$Z_{V0(70)} = a_{V0(70)} + b_{V0(70)} \cdot P^2 = 1866 + 3.6 \cdot P^2;$$

$$Z_{V0(120)} = a_{V0(120)} + b_{V0(120)} \cdot P^2 = 2043 + 2.1 \cdot P^2;$$

$$Z_{V0(240)} = a_{V0(240)} + b_{V0(240)} \cdot P^2 = 2369 + 1.01 \cdot P^2.$$

На рис. 1.1 представлено графіки функцій дисконтованих затрат при будівництві ПЛ-110 кВ на сталевих опорах із застосуванням перерізів проводів 70 мм², 120 мм² та 240 мм².

					ДП7117.141.014.ПЗ	Арк.
						13
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

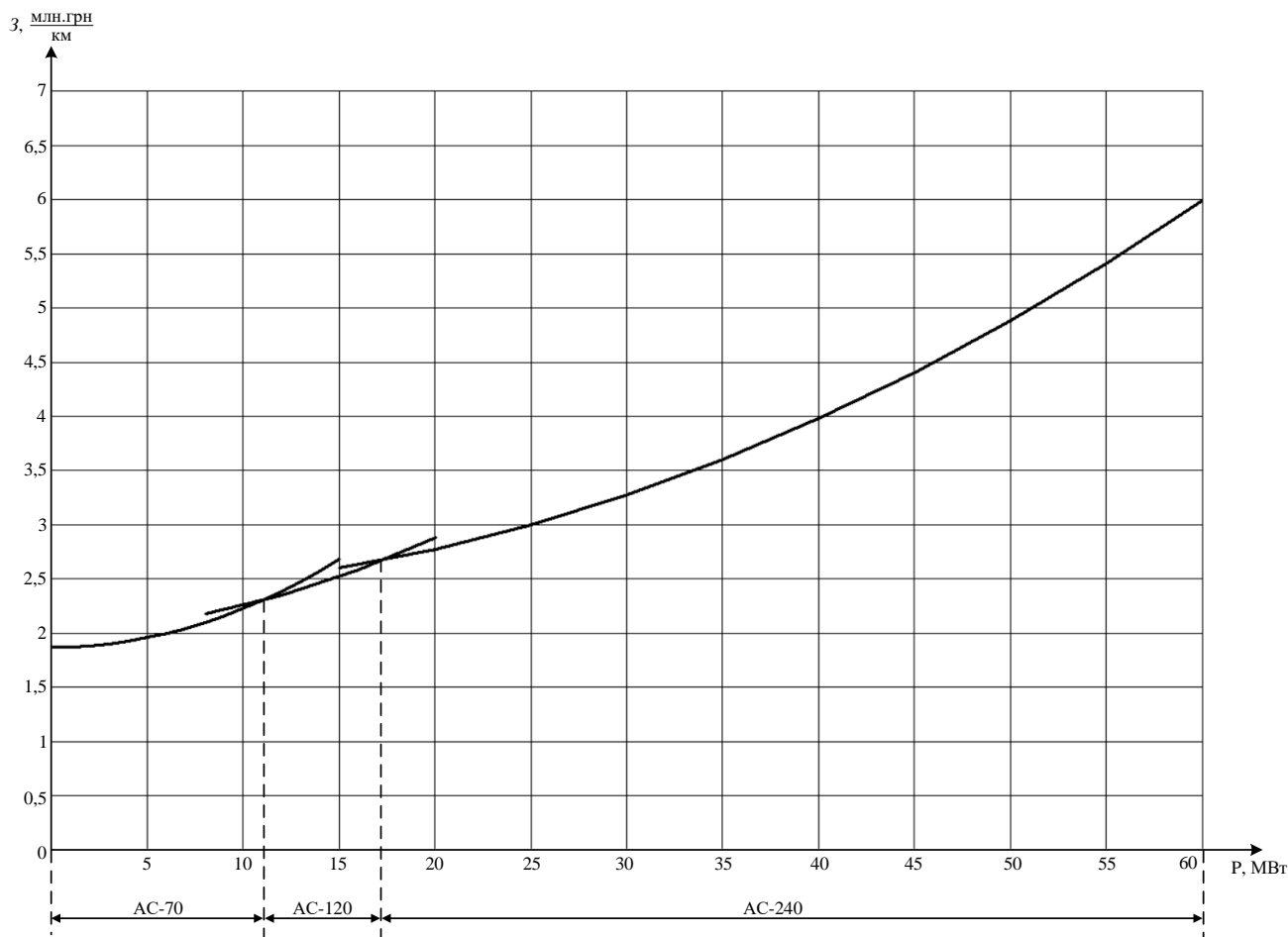


Рисунок 1.1 – Графік функції дисконтованих затрат ПЛ-110 кВ

1.2 Апроксимація функції дисконтованих затрат

Для розрахованої в попередньому підрозділі функції дисконтованих затрат здійснимо апроксимацію методом найменших квадратів.

Так як функція дисконтованих затрат апроксимується прямою лінією, то для визначення коефіцієнтів система рівнянь буде мати наступний вигляд:

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

де

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

Апроксимацію функції дисконтованих затрат здійснимо із використанням точок, що належать цій функції. Також використаємо точки перетину функцій різних перерізів.

В табл. 1.2 приведені використані при апроксимації точки.

Таблиця 1.2 – Використані для апроксимації точки

x_i	0	2	5	8	10.82	12	15	17.41	30	60
y_i	1866	1888	1956	2096	2287	2511	2717	2907	3274	5991

Формуємо систему рівнянь:

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

$$S_1 = \sum_{i=1}^N x_i = x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5 + x_6 + x_7 + x_8 + x_9 + x_{10} = 0 + 2 + 6 + 8 + 10.82 + 12 + 15 + 17.41 + 30 + 60 = 161.23;$$

$$S_2 = \sum_{i=1}^N x_i^2 = x_1^2 + x_2^2 + x_3^2 + x_4^2 + x_5^2 + x_6^2 + x_7^2 + x_8^2 + x_9^2 + x_{10}^2 = 0^2 + 2^2 + 6^2 + 8^2 + 10.82^2 + 12^2 + 15^2 + 17.41^2 + 30^2 + 60^2 = 5393.29;$$

$$T_0 = \sum_{i=1}^N y_i = y_1 + y_2 + y_3 + y_4 + y_5 + y_6 + y_7 + y_8 + y_9 + y_{10} = 1866 + 1888 + 1956 + 2287 + 2096 + 2511 + 2717 + 2907 + 3275 + 5991 = 27494;$$

$$T_1 = \sum_{i=1}^N x_i \cdot y_i = x_1 \cdot y_1 + x_2 \cdot y_2 + x_3 \cdot y_3 + x_4 \cdot y_4 + x_5 \cdot y_5 + x_6 \cdot y_6 + x_7 \cdot y_7 + x_8 \cdot y_8 + x_9 \cdot y_9 + x_{10} \cdot y_{10} = 0 \cdot 1866 + 2 \cdot 1888 + 6 \cdot 1956 + 8 \cdot 2096 + 10.82 \cdot 2287 + 12 \cdot 2511 + 15 \cdot 2717 + 17.41 \cdot 2907 + 30 \cdot 3275 + 60 \cdot 5991 = 636244.$$

В результаті маємо:

$$\begin{cases} 10 \cdot a_0 + 161.23 \cdot a_1 = 327494; \\ 161.23 \cdot a_0 + 5393.29 \cdot a_1 = 636243.62. \end{cases}$$

Розв'язавши систему рівнянь отримаємо наступні значення коефіцієнтів рівняння прямої лінії:

$$a_0 = 1635.75;$$

					ДП7117.141.014.ПЗ	Арк.
						15
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$a_1 = 69.07.$$

Таким чином отримуємо наступну функцію дисконтованих затрат для нової ПЛ-110 кВ на сталевих опорах:

$$Z_n = 1635.75 + 69.07 \cdot P.$$

Апроксимована функція дисконтованих затрат для існуючої ПЛ-110 кВ на сталевих опорах матиме наступний вигляд:

$$Z_{\text{існ}} = 166.04 \cdot P.$$

На рис. 1.2 представлено графіки апроксимованої функцій дисконтованих затрат для нової та існуючої ПЛ-110 кВ на сталевих опорах.

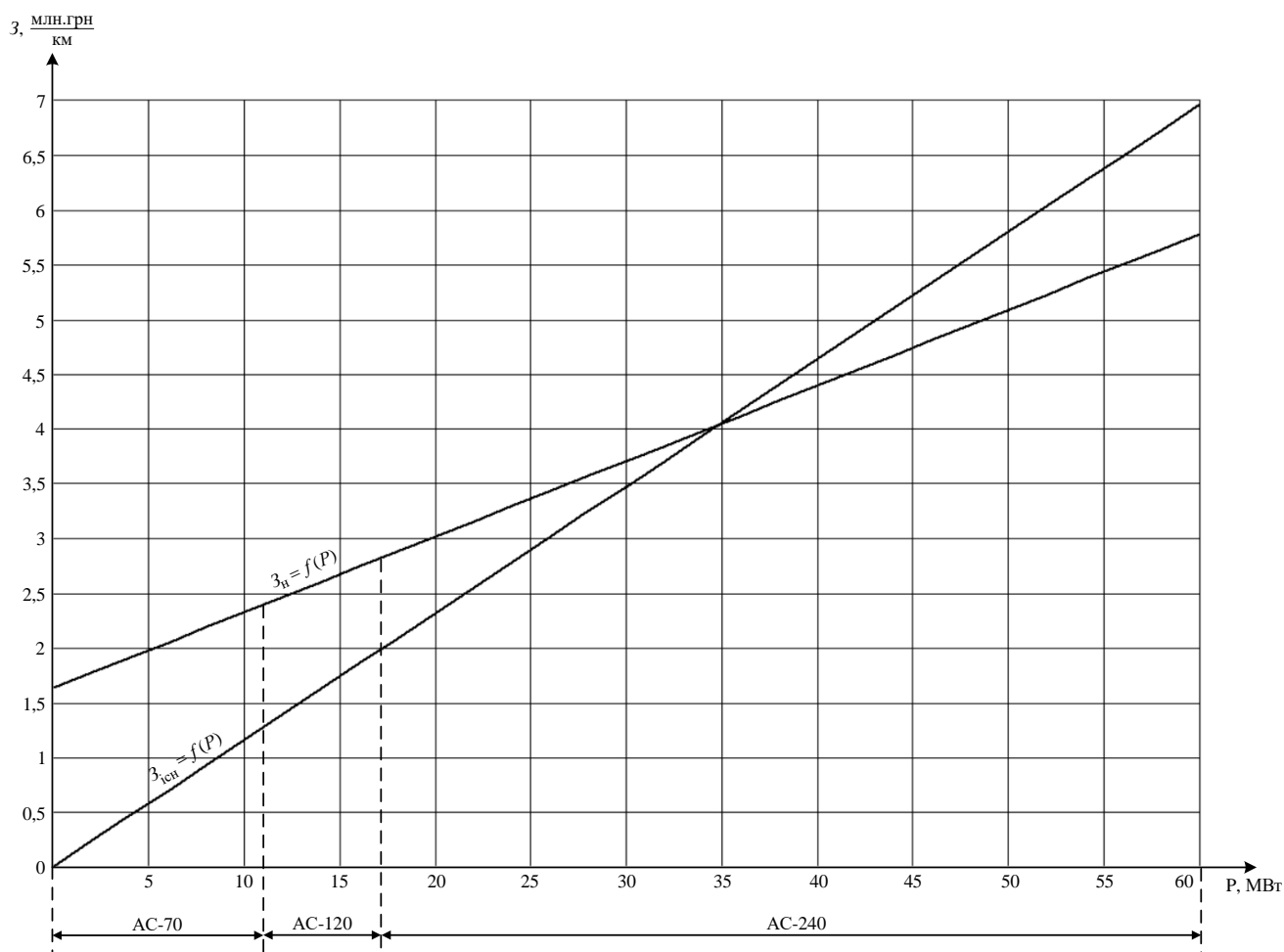


Рисунок 1.2 – Апроксимована функція дисконтованих затрат ПЛ-110 кВ на сталевих опорах

					ДП7117.141.014.ПЗ	Арк.
						16
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Висновки до розділу 1

В даному розділі розглянуто завдання створення функції дисконтованих затрат для ПЛ-110 кВ із використанням сталевих опор. А також виконання апроксимації цих функцій за допомогою методу найменших квадратів.

					ДП7117.141.014.ПЗ	Арк.
						17
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

2 ОПТИМІЗАЦІЯ КОНФІГУРАЦІЇ СХЕМИ МЕРЕЖІ

2.1 Метод поконтурної оптимізації

Оптимізацію конфігурації вихідної електромережі здійснимо за допомогою методу поконтурної оптимізації.

Вихідну мережу ділимо на дерево та хорди. Дерево – це розімкнена мережа, що забезпечує умову зв'язаності схеми. Всі гілки, з яких складається мережа називаються дугами. Якщо дуга входить до складу дерева, то позначається індексами $l=1, 2, \dots, L$. Хордами називаються дуги, які не входять до складу дерева та позначаються індексами $k=1, 2, \dots, K$. В результаті додавання будь-якої хорди до дерева утворюється замкнутий контур. В розрахунках за незалежні змінні приймаються навантаження хорд, а залежні, відповідно, навантаження дуг, що входять до складу дерева.

Приймаємо навантаження усіх хорд рівним нулю. Після чого в результаті зміни навантаження будь-якої K -ї хорди знаходимо величину функції дисконтованих затрат на спорудження контуру, що виникає в результаті включення даної хорди:

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

де P_k та $V_k(P_k)$ - навантаження і витрати k -ї хорди;

M_k - множина усіх дуг контуру, що утворюється в результаті включення k -ї хорди;

P_l - навантаження лінії l , що в свою чергу залежить від навантаження k -ї хорди.

Для загального випадку оптимізації достатньо розглянути лише критичні точки. Даним точкам відповідають нульові значення навантаження дуг або хорд. Тому під час оптимізації порівнюють значення дисконтованих затрат для режимів роботи електромережі із нульовим значенням навантаження будь-якої хорди або дуги. Якщо контури мережі невзаємозв'язані, то процес оптимізації закінчується

					ДП7117.141.014.ПЗ	Арк.
						18
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

за k кроків. Але окремі дуги можуть входити до складу декількох контурів, і тому в більшості випадків необхідно здійснювати ітераційний розрахунок.

Якщо в процесі оптимізації k -го контуру дисконтовані затрати набувають мінімальної величини при нульовому значення будь-якої дуги, а не хорди, то потрібно виконати зміну системи незалежних змінних. Дану дугу включають до складу хорд, а хорду до складу дерева. Якщо дану процедуру не виконувати, то одна й та сама дуга може бути хордою чи дугою для різних контурів.

Алгоритм методу поконтурної оптимізації наведено нижче:

1. Розрахункову електромережу ділять на дерево і хорди. Дуги надають позначення індексами $l=1, 2, \dots, L$, а хордам – $k=1, 2, \dots, K$. Навантаження усіх хорд приймають рівним нулю: $P_k=0, k=1, 2, \dots, K$ та. Приймають $k=1$.

2. Здійснюють оптимізацію ля k -го контуру. Визначають:

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

Якщо $V_k^*(P_l = 0) < V_k^*(P_k = 0)$, то під час здійснення наступного кроку процесу оптимізації k -а хорда переходить до складу дерева, а дуга l – до складу хорд. В іншому випадку прийнята система незалежних змінних залишається без зміни. Приймають $P_k=0$.

3. Якщо розглянуто усі контури електромережі $k=K$, то переходять до виконання п.4. В протилежному випадку змінюють поточний індекс контуру на $k=k+1$ і переходять до п.2.

4. Якщо в результаті здійснення циклу процесу оптимізації відбулися зміни в складі дерева і хорд, то приймають $k=1$ і переходять до п.2, якщо ні, то до п.5.

5. Кінець.

Критерієм завершення виконання алгоритму є не змінювання складу дерева та хорд на циклі здійснення процесу оптимізації. Оптимізацію в загальному випадку закінчують після виконання наступної умови:

					ДП7117.141.014.ПЗ	Арк.
						19
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

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

де V - номер циклу процесу оптимізації.

2.2 Оптимізація електромережі 110 кВ

На рис. 2.1 представлені вихідна схема електромережі 110 кВ, на якій вказано навантаження у вузлах (МВт) та довжини ділянок (км). Існуючі ділянки зображені суцільною лінією, а нові – пунктиром.

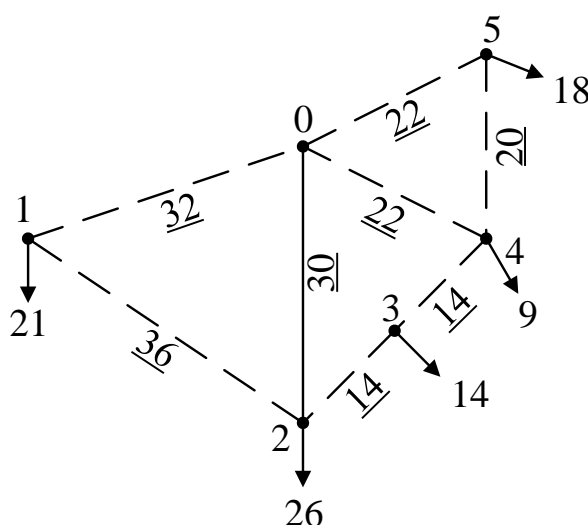


Рисунок 2.1 – Вихідна схема електромережі 110 кВ

Розрахунок дисконтованих затрат необхідних для спорудження одного кілометра лінії номінальною напругою 110 кВ здійснимо за знайденим в попередньому розділі виразу:

$$Z_n = 1.58 + 0.069 \cdot P.$$

Для існуючих ділянок значення функції дисконтованих затрат визначаємо згідно наступного вираза::

$$Z_{icn} = 0.116 \cdot P.$$

Виконуємо оптимізацію вихідної електромереж 110 кВ.

Перший крок.

					ДП7117.141.014.ПЗ	Арк.
						20
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

У вихідній електромережі хордами приймаємо ділянки 1-2, 2-3 і 4-5. В результаті незалежні контури матимуть наступну конфігурацію: до першого контуру входять дуги 0-1 та 0-2 і хорда 1-5; до другого контуру входять дуги 0-2, 0-4 та 3-4 і хорда 2-3; до третього контуру входять дуги 0-4 та 0-5 і хорда 4-5.

Процес оптимізації починаємо із першого контуру. Навантаження усіх ділянок, які створюють цей контур по чергово приймаємо рівним нулю. Для кожного випадку визначаємо поточкорозподіл і значення функції дисконтованих затрат. На рис. 2.2 представлені різні варіанти поточкорозподілу в першому контурі після по чергового вилучення ділянок.

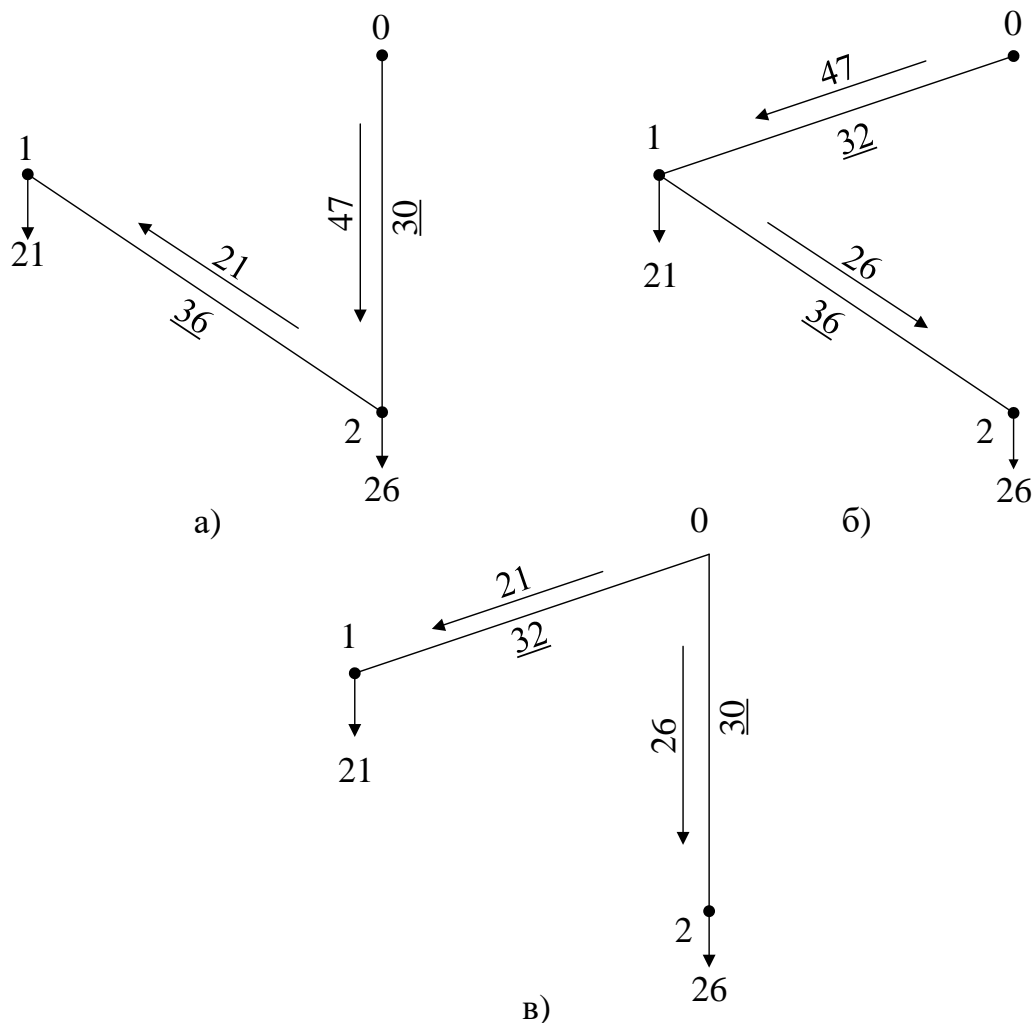


Рисунок 2.2 – Поточкорозподіл в першому контурі в результаті відключення ділянок: а – 0-1; б – 1-6; в – 5-6;

					ДП7117.141.014.ПЗ	Арк.
						21
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Визначаємо дисконтовані затрати:

$$\overline{3(0-1)} = 0.116 \cdot P_{02} \cdot l_{02} + (1.58 + 0.069 \cdot P_{12}) \cdot l_{12} = 0.116 \cdot 47 \cdot 30 + (1.58 + 0.069 \cdot 21) \cdot 36 = 272.61 \text{ млн.грн};$$

$$\overline{3(0-2)} = (1.58 + 0.069 \cdot P_{01}) \cdot l_{01} + (1.58 + 0.069 \cdot P_{12}) \cdot l_{12} = (1.58 + 0.069 \cdot 47) \cdot 32 + (1.58 + 0.069 \cdot 26) \cdot 36 = 276 \text{ млн.грн};$$

$$\overline{3(1-2)} = 0.116 \cdot P_{02} \cdot l_{02} + (1.58 + 0.069 \cdot P_{01}) \cdot l_{01} = 0.116 \cdot 26 \cdot 30 + (1.58 + 0.069 \cdot 21) \cdot 32 = 187.41 \text{ млн.грн.}$$

В табл. 2.1 представлені отримані результати під час оптимізації першого контуру.

Таблиця 2.1 – Дисконтовані затрати при оптимізації першого контуру

Ділянка	Потужність ділянки, МВт		
	I Режим	II режим	III Режим
0-1	0	47	21
0-2	21	0	26
1-2	47	26	0
З, млн. грн	272.61	276	187.41

Аналіз даних табл. 2.1 показує, що мінімальні дисконтовані затрати будуть в результаті відключення ділянки 1-2. Отже, конфігурація контурів залишається без змін.

Аналогічним чином здійснюється оптимізація другого контуру електромережі 110 кВ. Отримані результати представлені в табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Дисконтовані затрати при оптимізації другого контуру

Ділянка	Потужність ділянки, МВт			
	I Режим	II режим	III Режим	IV Режим
0-2	0	49	26	40
0-4	49	0	23	9
2-3	26	23	0	14
3-4	40	9	14	0
З, млн. грн	217.33	245.65	195.79	223.2

Як бачимо з табл. 2.2 найменше значення приведених витрат буде після відключення ділянки 2-3. Отже, конфігурація контурів не змінюється.

Аналогічним чином здійснюється оптимізація третього контуру електромережі 110 кВ. Отримані результати представлені в табл. 2.3.

Таблиця 2.3 – Дисконтовані затрати при оптимізації третього контуру

Ділянка	Потужність ділянки, МВт		
	I Режим	II режим	III Режим
0-4	0	27	9
0-5	27	0	18
4-5	9	18	0
З, млн. грн	119.75	132.21	110.45

Як бачимо з табл. 2.3 найменше значення приведених витрат буде після відключення ділянки 4-5. Отже, конфігурація контурів не змінюється.

Так як на першому кроці оптимізації склад дерева та хорд не змінився ітераційний процес оптимізації закінчуємо.

На рис. 2.3 представлена оптимальна конфігурація схеми електромережі номінальною напругою 110 кВ.

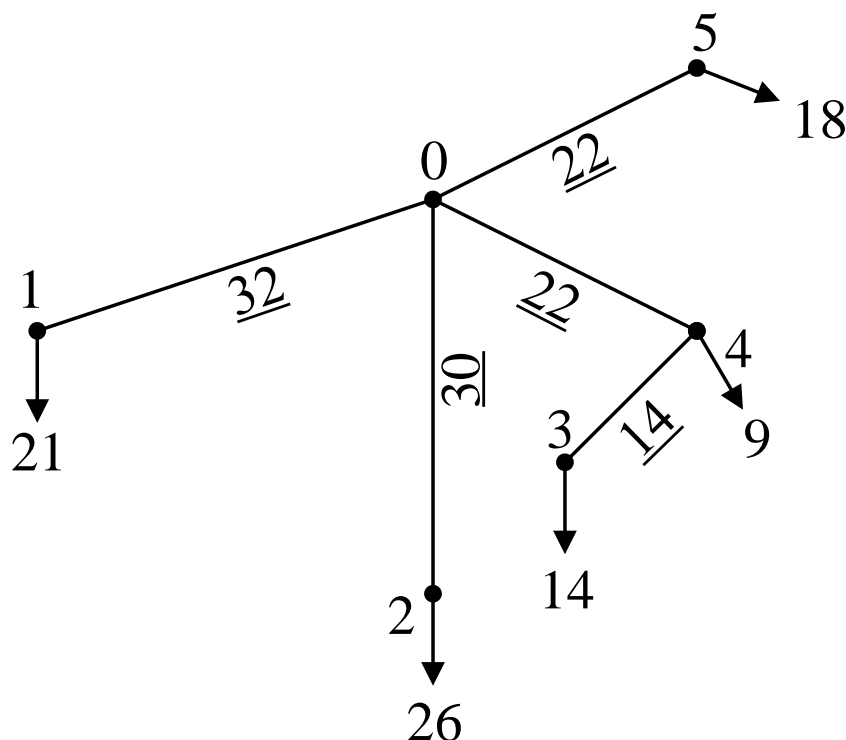


Рисунок 2.3 – Оптимальна конфігурація схеми мережі 110 кВ

Висновки до розділу 2

В даному розділі за критерієм мінімуму функції дисконтованих затрат здійснено оптимізацію електромережі номінальною напругою 110 кВ згідно методу поконтурної оптимізації. В результаті оптимальна експлуатаційна мережа складається із ділянок 0-1, 0-2, 0-4, 0-5 та 3-4.

					ДП7117.141.014.ПЗ	Арк.
						24
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

3 РОЗРАХУНОК УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ

3.1 Вибір числа та типу трансформаторів

До вторинних шин усіх проєктованих ПС 110 кВ підключені споживачі I та II категорії. Тому на кожній ПС встановлюємо по два силові трансформатори із аналогічними технічними характеристиками.

Під час вибору номінальної потужності силових трансформаторів необхідно враховувати допустимі перевантаження, які згідно ПТЕ складають 40 % від номінальної потужності силових трансформаторів.

Знайдемо необхідну потужність трансформаторів для встановлення на ПС №1. На шинах СН та ВН цієї ПС величина реактивного навантаження складе:

$$\varphi_{\text{HH}} = \arccos(\cos(\varphi_{\text{HH}})) = \arccos(0.84) = 32.86^\circ;$$

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

$$Q_{\text{HH1}} = -P_{\text{HH1}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{HH}} = 7 \cdot \text{tg}(32.86^\circ) = -4.52 \text{ МВар};$$

$$Q_{\text{CH1}} = -P_{\text{CH1}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{CH}} = 14 \cdot \text{tg}(35.9^\circ) = -10.14 \text{ МВар}.$$

Повне навантаження на вторинних шинах ПС №1 складе:

$$\dot{S}_{\text{max1}} = P_{\text{HH1}} + P_{\text{CH1}} + j(Q_{\text{HH1}} + Q_{\text{CH1}}) = 14 + 7 + j(-10.14 - 4.52) = 21 - j14.66 \text{ МВА}.$$

Розрахункова величина потужності трансформаторів ПС №1 складе:

$$S_{\text{T1}} = 0.7 \cdot |\dot{S}_{\text{max1}}| = 0.7 \cdot 25.61 = 17.93 \text{ МВА}.$$

Таким чином для ПС №1 згідно каталогів виробників обираємо два силові трансформатори типу ТДТН-25000/110.

В табл. 3.1 представлені аналогічно обрані трансформатори для усіх ПС.

Таблиця 3.1 – Обрані силові трансформатори

ПС	\dot{S}_{max} , МВА	S_{T} , МВА	Тип трансформаторів
1	21-j14.66	17.93	2×ТДТН-25000/110
2	26-j18.43	22.31	2×ТДТН-25000/110
3	14-j9.75	11.94	2×ТДТН-16000/110
4	9-j5.81	7.5	2×ТДН-10000/110
5	18-j12.56	15.37	2×ТДТН-16000/110

					ДП7117.141.014.ПЗ	Арк.
						25
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

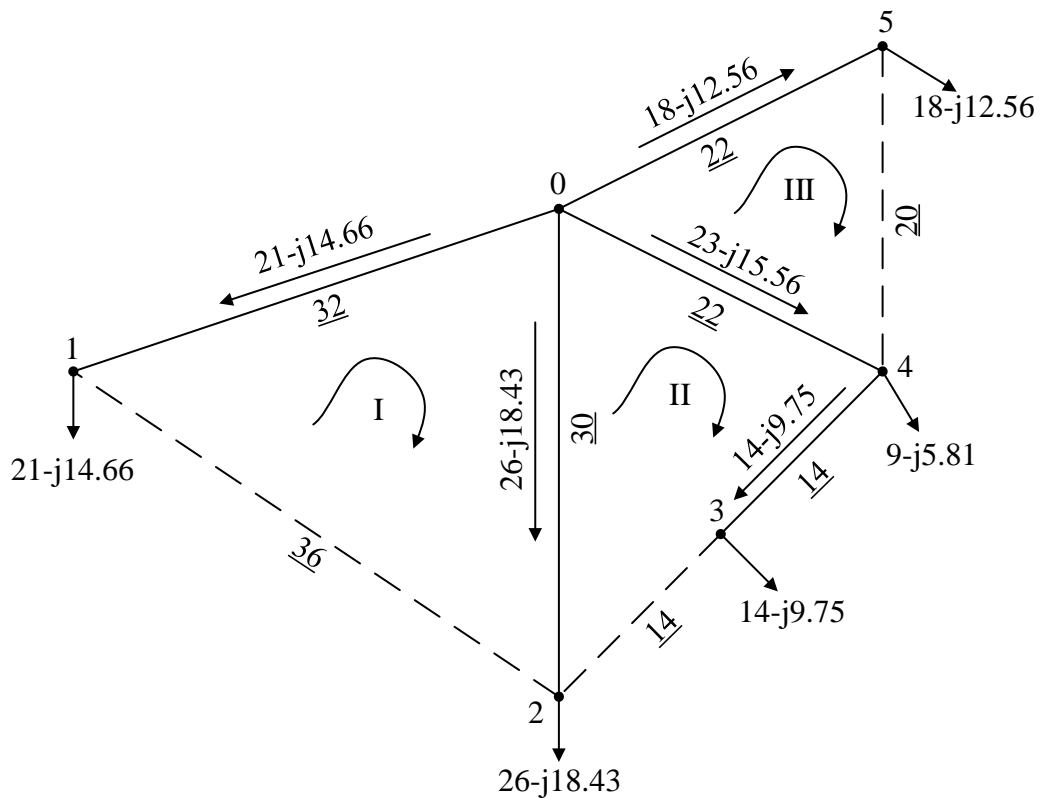


Рисунок 3.1 – Потокорозподіл в умовно розімкненій мережі

Підставивши відомі величини, отримаємо:

$$\begin{cases} 108 - j83.97 = -98 \cdot \dot{S}_I + 30 \cdot \dot{S}_{II}; \\ -78 + j74.27 = -80 \cdot \dot{S}_{II} + 30 \cdot \dot{S}_I + 22 \cdot \dot{S}_{III}; \\ -110 + j65.9 = -64 \cdot \dot{S}_{III} + 30 \cdot \dot{S}_{II}. \end{cases}$$

Корені системи рівнянь матимуть наступні значення:

$$\dot{S}_I = -0.7 + j0.51 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{II} = 1.31 - j1.13 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{III} = 2.17 - j1.42 \text{ МВА}.$$

Визначаємо потокорозподіл потужності в замкненій мережі:

$$\dot{S}_{01} = \dot{S}_{01}^{\text{роз}} - \dot{S}_I = 21 - j14.66 + 0.7 - j0.51 = 21.7 - j15.17 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{02} = \dot{S}_{02}^{\text{роз}} + \dot{S}_I - \dot{S}_{II} = 26 - j18.43 - 0.7 + j0.51 - 1.31 + j1.13 = 23.99 - j16.8 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{04} = \dot{S}_{04}^{\text{роз}} + \dot{S}_{II} - \dot{S}_{III} = 23 - j15.56 + 1.31 - j1.13 - 2.17 + j1.42 = 22.14 - j15.27 \text{ МВА};$$

Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата

$$\dot{S}_{05} = \dot{S}_{05}^{\text{роз}} + \dot{S}_{III} = 18 - j12.56 + 2.17 - j1.42 = 20.17 - j13.98 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{12} = -\dot{S}_I = 0.7 - j0.51 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{32} = \dot{S}_{II} = 1.31 - j1.13 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{43} = \dot{S}_{43}^{\text{роз}} + \dot{S}_{II} = 14 - j9.75 + 1.31 - j1.13 = 15.31 - j10.87 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{54} = \dot{S}_{III} = 2.17 - j1.42 \text{ МВА}.$$

На рис. 3.2 представлений поточкорозподіл в замкненій мережі за довжинами ділянок.

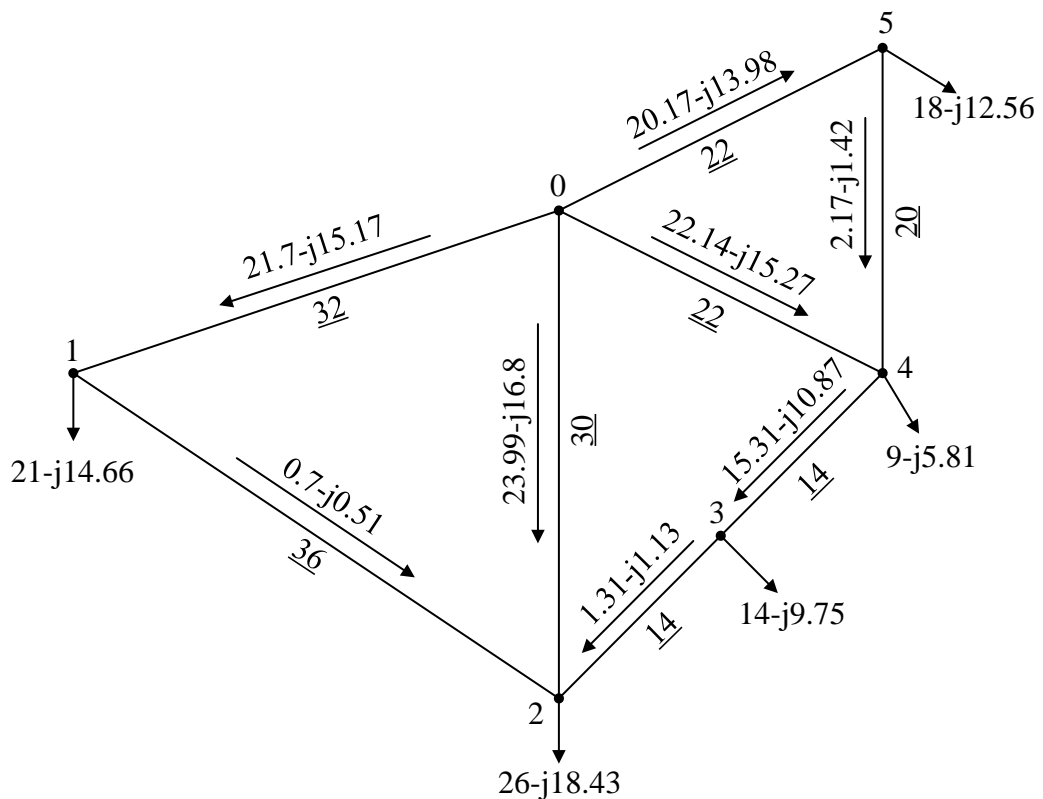


Рисунок 3.2 – Поточкорозподіл в замкненій мережі

Здійснимо перевірку виконання другого закону Кірхгофа:

$$\dot{S}_{02} \cdot l_{02} - \dot{S}_{12} \cdot l_{12} - \dot{S}_{01} \cdot l_{01} = (23.99 - j16.8) \cdot 30 - (0.7 - j0.51) \cdot 36 - (21.7 - j15.17) \cdot 32 = 0;$$

$$\dot{S}_{04} \cdot l_{04} + \dot{S}_{43} \cdot l_{34} + \dot{S}_{32} \cdot l_{23} - \dot{S}_{02} \cdot l_{02} = (22.14 - j15.27) \cdot 22 + (15.31 - j10.87) \cdot 14 + (1.31 - j1.13) \cdot 14 - (23.99 - j16.8) \cdot 30 = 0;$$

$$\dot{S}_{05} \cdot l_{05} + \dot{S}_{54} \cdot l_{45} - \dot{S}_{0-4} \cdot l_{0-4} = (20.17 - j13.98) \cdot 22 + (2.17 - j1.42) \cdot 20 - (22.14 - j15.27) \cdot 22 = 0.$$

Як бачимо другий закон Кірхгофа виконується у всіх незалежних контурах, а отже розрахунок поточкорозподілу виконано вірно.

3.3 Вибір перерізу проводів ділянок мережі

Струм ділянки 0-1 складе:

$$I_{01} = \frac{\sqrt{P_{01}^2 + Q_{01}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{\sqrt{21.7^2 + (-15.17)^2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 138.97 \text{ А.}$$

В табл. 3.2 представлені аналогічно розраховані струми усіх ділянок мережі.

Таблиця 3.2 – Струми ділянок мережі

Ділянка	Струм, I_i , А
0-1	138.97
0-2	153.71
0-4	141.16
0-5	128.8
1-2	4.56
2-3	9.06
3-4	98.55
4-5	13.6

Вибір перерізу проводів ділянок мережі здійснимо згідно методу оптимального перерізу.

Для ділянки 0-1 оптимальний переріз складе:

$$F_{\text{опт}(01)} = \sqrt{\frac{3 \cdot (I_{01})^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot U_{\text{вх}} \cdot 10^{-5}}{k_{\text{пит.зм}} \cdot (0.01 \cdot H_e + E)}} = \frac{1}{2} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot 138.97^2 \cdot 28.5 \cdot 3979 \cdot 210 \cdot 10^{-5}}{2380 \cdot (0.01 \cdot 1.2 + 0.1)}} = 227.55 \text{ мм}^2.$$

Як бачимо оптимальний переріз ділянки 0-1 не відповідає жодному стандартному перерізу. Тому необхідно виконати порівняння значення функції дисконтованих затрат для найближчого більшого та меншого стандартного перерізу. В даному випадку такими є перерізи 240 мм² та 120 мм².

В табл. 3.3 представлені оптимальні перерізи усіх ділянок мережі.

Таблиця 3.3 – Оптимальні перерізи ділянок мережі

					ДП7117.141.014.ПЗ	Арк.
						29
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Ділянка	Розрахунковий переріз, мм ²	Стандартний переріз, мм ²	
		Більший	Менший
0-1	227.55	240	120
0-2	251.67	2×240	240
0-4	231.12	240	120
0-5	210.9	240	120
1-2	7.47	70	–
2-3	14.83	70	–
3-4	161.36	240	120
4-5	22.26	70	–

Виконаємо вибір стандартного перерізу для ділянки 0-1. Ціна на електрообладнання приведена до курсу гривні до долара США на рівні 26.44 грн за 1 долар США.

Для будівництва ділянки 0-1 перерізом 240 мм² необхідні наступні капіталовкладення:

$$K_{01(240)} = K_{0(240)} \cdot l_{01} = 2115 \cdot 32 = 67686 \text{ тис.грн.}$$

Щорічні витрати на експлуатацію ділянки 0-1 перерізом 240 мм² складуть:

$$B_{e01(240)} = K_{01(240)} \cdot H_e \cdot 10^{-2} = 67686 \cdot 1.2 \cdot 10^{-2} = 812.24 \text{ тис.грн.}$$

Втрати потужності на ділянці 0-1 з перерізом 240 мм² становлять:

$$\Delta P_{\Sigma 01(240)} = \frac{P_{01}^2 + Q_{01}^2}{U_H^2} \cdot r_{01} = \frac{21.7^2 + (15.17)^2}{110^2} \cdot 0.118 \cdot 32 \cdot 10^3 = 218.78 \text{ кВт.}$$

Постійні втрати складуть:

$$\Delta A_{\text{пост}01(240)} = n_l \cdot \Delta P_k \cdot l_{01} \cdot 8760 = 0.08 \cdot 8760 \cdot 32 = 22426 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік.}$$

Змінні втрати складуть:

$$\Delta A_{\text{зм}01(240)} = \Delta P_{\Sigma 01(240)} \cdot \tau = 218.78 \cdot 3979 = 870629 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік.}$$

Знаходимо витрати на відшкодування втрат електроенергії:

$$B_{\text{втр}01(240)} = (Z'_e \cdot \Delta A_{\text{пост}01(240)} + Z''_e \cdot \Delta A_{\text{зм}01(240)}) \cdot 10^{-5} = (168 \cdot 22426 + 210 \cdot 870629) \cdot 10^{-5} = 1866 \text{ тис.грн./рік.}$$

Загальні щорічні витрати складуть:

$$B_{01(240)} = B_{e01(240)} + B_{\text{втр}01(240)} = 1866 + 812.24 = 2678.23 \text{ тис.грн/рік.}$$

Функція дисконтованих затрат для ділянки 0-1 із перерізом 240 мм² складе:

					ДП7117.141.014.ПЗ	Арк.
						30
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$Z_{01(240)} = K_{01(240)} + \frac{B_{01(240)}}{E} = 67686 + \frac{2678.23}{0.1} = 94469 \text{ тис.грн.}$$

Аналогічно здійснюємо розрахунки для ділянки 0-1 з перерізом 120 мм²

$$K_{01(120)} = K_{0(120)} \cdot l_{01} = 1824 \cdot 32 = 58379.5 \text{ тис.грн};$$

$$B_{e01(120)} = K_{01(120)} \cdot H_e \cdot 10^{-2} = 58379.5 \cdot 1.2 \cdot 10^{-2} = 700.55 \text{ тис.грн};$$

$$\Delta P_{\Sigma 01(120)} = \frac{P_{01}^2 + Q_{01}^2}{U_H^2} \cdot r_{01} = \frac{21.7^2 + (15.17)^2}{110^2} \cdot 0.244 \cdot 32 \cdot 10^3 = 452.39 \text{ кВт};$$

$$\Delta A_{\text{пост}01(120)} = n_{\text{л}} \cdot \Delta P_k \cdot l_{01} \cdot 8760 = 0.08 \cdot 8760 \cdot 32 = 22426 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік};$$

$$\Delta A_{\text{зм}01(120)} = \Delta P_{\Sigma 01(120)} \cdot \tau = 452.39 \cdot 3979 = 1800284 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік};$$

$$B_{\text{втр}01(120)} = (Z'_e \cdot \Delta A_{\text{пост}01(120)} + Z''_e \cdot \Delta A_{\text{зм}01(120)}) \cdot 10^{-5} = (168 \cdot 22426 + 210 \cdot 1800284) \cdot 10^{-5} = 3818 \text{ тис.грн./рік};$$

$$B_{01(120)} = B_{e01(120)} + B_{\text{втр}01(120)} = 700.55 + 3818 = 4518.83 \text{ тис.грн/рік};$$

$$Z_{01(120)} = K_{01(120)} + \frac{B_{01(120)}}{E} = 58379.5 + \frac{4518.83}{0.1} = 103568 \text{ тис.грн.}$$

Оскільки $Z_{01(240)} = 94469 < Z_{01(120)} = 103568$ будівництво для 0-1 здійснимо із використанням проводу перерізом 240 мм².

В табл. 3.4 представлені результати вибору перерізу проводів для всіх ділянок мережі.

Таблиця 3.4 – Вибір перерізу ділянок мережі

ПЛ	Переріз, мм ²	K, тис.грн	B _e , тис.грн	B _{втр} , тис.грн	B, тис.грн	Z, тис.грн
0-1	240	67686	812.24	1866	2678.23	94469
	120	58379.5	700.55	3818	4518.83	103568
0-2	2×240	90424.8	1389.69	1119.03	2508.72	128203
	240	63456	761.47	2132.1	2893.58	92392
0-4	240	46534.4	558.4	1322.7	1881.11	65346
	120	40135.9	481.63	2707.42	3189.05	72026
0-5	240	46534	558.41	1105.63	1664.04	63175
	120	40136	481.63	2258.55	2740.18	67538
3-4	240	29613	355.35	418.7	774.06	37353
	120	25541	306.49	848.19	1154.69	37088

Здійснимо перевірку обраних перерізів проводів на відповідність технічним обмеженням першої та другої групи післяаварійних режимів.

Розглянемо першу групу післяаварійних режимів.

На підстанціях в процесі експлуатації трапляються випадки планового чи аварійного відключення одного силового трансформатора, що може спричинити недопустиме зменшення рівня напруги на вторинних шинах.

Виконаємо перевірку рівня напруги на тронних шинах усіх ПС 110 кВ при умові відключення одного із двох силових трансформаторів.

Розглянемо ПС №1. Дана ПС обладнана двома силовими трансформаторами ТДТН-25000/110. Знаходимо фіктивні значення напруги КЗ цих трансформаторів:

$$U_{кН1} = 0.5 \cdot (U_{к(В-Н)1} + U_{к(С-Н)1} - U_{к(В-С)1}) = 0.5 \cdot (17.5 + 6.5 - 10.5) = 6.75 \%;$$

$$U_{кС1} = 0.5 \cdot (U_{к(В-С)1} + U_{к(С-Н)1} - U_{к(В-Н)1}) = 0.5 \cdot (10.5 + 6.5 - 17.5) = -0.25 \% \rightarrow U_{кС1} = 0;$$

$$U_{кВ1} = 0.5 \cdot (U_{к(В-С)1} + U_{к(В-Н)1} - U_{к(С-Н)1}) = 0.5 \cdot (10.5 + 17.5 - 6.5) = 10.75 \%.$$

В обмотках трансформатора на ПС №1 втрати напруги складуть:

$$\Delta U_{ТВ1} = \frac{P_1}{n} \cdot \frac{\Delta P_{кЗ1} \cdot U_{ТВ1}}{2 \cdot S_{Н1}^2} - \frac{Q_1}{n} \cdot \frac{U_{ТВ1} \cdot U_{кВ}}{100 \cdot S_{Н1}} = \frac{21}{1} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{14.66}{1} \cdot \frac{115 \cdot 10.75}{100 \cdot 25} = 7.52 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{ТС1} = \frac{P_{СН1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{кЗ1} \cdot U_{ТВ1}}{2 \cdot S_{Н1}^2} - \frac{Q_{СН1}}{n} \cdot \frac{U_{ТВ1} \cdot U_{кС1}}{100 \cdot S_{Н1}} = \frac{14}{1} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{10.14}{1} \cdot \frac{115 \cdot 0}{100 \cdot 25} = 0.18 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{ТН1} = \frac{P_{НН1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{кЗ1} \cdot U_{ТВ1}}{2 \cdot S_{Н1}^2} - \frac{Q_{НН1}}{n} \cdot \frac{U_{ТВ1} \cdot U_{кН1}}{100 \cdot S_{Н1}} = \frac{7}{1} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{4.52}{1} \cdot \frac{115 \cdot 6.75}{100 \cdot 25} = 1.49 \text{ кВ}.$$

Допустимий регулювальний діапазон трансформатора на ПС №1 складе:

$$U_{\min 1} = \frac{U_{НДЖ} \cdot U_{ТВ1}}{U_{ТН1}} \cdot (1 - \omega_{В1}) + \Delta U_{ТВ1} + \Delta U_{ТН1} = \frac{10.5 \cdot 115}{11} (1 - 0.16) + 7.52 + 1.49 = 101.2 \text{ кВ};$$

$$U_{\max 1} = \frac{U_{НДЖ} \cdot U_{ТВ1}}{U_{ТН1}} \cdot (1 + \omega_{В1}) + \Delta U_{ТВ1} + \Delta U_{ТН1} = \frac{10.5 \cdot 115}{11} (1 + 0.16) + 7.52 + 1.49 = 136.37 \text{ кВ}.$$

Розглянемо ПС №4. Дана ПС обладнана двома силовими трансформаторами ТДН-10000/110. Втрати напруги в обмотках даного трансформатора складуть:

$$\Delta U_{Т4} = \frac{U_{ТВ4}}{n \cdot S_{Н4}} \cdot \left(P_4 \cdot \frac{\Delta P_{кЗ4} \cdot 10^{-3}}{S_{Н4}} - Q_4 \cdot \frac{U_{к4}}{100} \right) = \frac{115}{10} \cdot \left(6 \cdot \frac{60 \cdot 10^{-3}}{10} - (-5.81) \cdot \frac{10.5}{100} \right) = 7.64 \text{ кВ}.$$

					ДП7117.141.014.ПЗ	Арк.
						32
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Допустимий регулювальний діапазон трансформатора на ПС №4 складе:

$$U_{\min 4} = \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_{\text{тв4}}}{U_{\text{тн4}}} \cdot (1 - \omega_{\text{в4}}) + \Delta U_{\text{т4}} = \frac{10.5 \cdot 115}{11} (1 - 0.16) + 7.64 = 99.83 \text{ кВ};$$

$$U_{\max 4} = \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_{\text{тв4}}}{U_{\text{тн4}}} \cdot (1 + \omega_{\text{в4}}) + \Delta U_{\text{т4}} = \frac{10.5 \cdot 115}{11} (1 + 0.16) + 7.64 = 134.99 \text{ кВ}.$$

В табл. 3.5 представлені аналогічно розраховані допустимі регулювальні діапазони усіх трансформаторів.

Таблиця 3.5 – Регулювальні діапазони трансформаторів

ПС	Тип трансформатора	Обмотка	$U_{\text{ном}}$, кВ	Потужність, МВА	ΔU , кВ	U_{\min} , кВ	U_{\max} , кВ
1	ТДТН-25000/110	ВН	115	21-j14.66	7.52	101.2	136.37
		СН	38.5	14-j10.14	0.18		
		НН	11	7-j4.52	1.49		
2	ТДТН-25000/110	ВН	115	26-j18.43	9.45	102.71	137.88
		СН	38,5	21-j15.2	0.27		
		НН	11	5-j5,58	1.07		
3	ТДТН-16000/110	ВН	115	14-j9.75	7.84	101.6	136.77
		СН	38,5	9-j6.52	0.2		
		НН	11	5-j3.23	1.56		
4	ТДН-10000/110	ВН	115	9-j5.81	7.64	99.83	134.99
5	ТДТН-16000/110	ВН	115	18-j12.56	10.11	104.17	139.35
		СН	38.5	12-j8.69	0.27		
		НН	11	6-j3.88	1.88		

Згідно поточкорозподілу потужності за L-схемо знайдемо рівні напруги на шинах ВН проєктованих підстанцій. На даному етапі розрахунку приймаємо погонний реактивний опір рівним 0,4 Ом/км для усіх перерізів проводів, а погонний активний опір згідно довідників.

Рівень напруги на шинах ВН ПС №1 складе:

$$U_2 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{01} \cdot r_{01} - Q_{01} \cdot x_{01})} = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (21.7 \cdot 3.78 - (-15.17) \cdot 12.8)} = 112.57 \text{ кВ}.$$

В табл. 3.6 представлені аналогічно розраховані напруги на шинах ВН усіх підстанцій.

Аналіз даних табл. 3.6 показує, що на всіх ПС 110 кВ напруги знаходяться в допустимих межах.

										Арк.
										33
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата	ДП7117.141.014.ПЗ					

Таблиця 3.6 – Перша група післяаварійних режимів

ПС	Допустимий регульовальний діапазон		Напруга, кВ
	U_{\min} , кВ	U_{\max} , кВ	
1	101.2	126	112.57
2	102.71	126	112.41
3	101.6	126	113.32
4	99.83	126	112.56
5	104.17	126	113.47

Розглянемо другу групу післяаварійних режимів.

Для перевірки технічних обмежень другої групи післяаварійних режимів розглянемо один із найбільш тяжких післяаварійних режимів, а саме відключення ділянки 0-2.

На рис. 3.3 представлений поточкорозподіл потужності за L-схемою мережі після відключення ділянки 0-2.

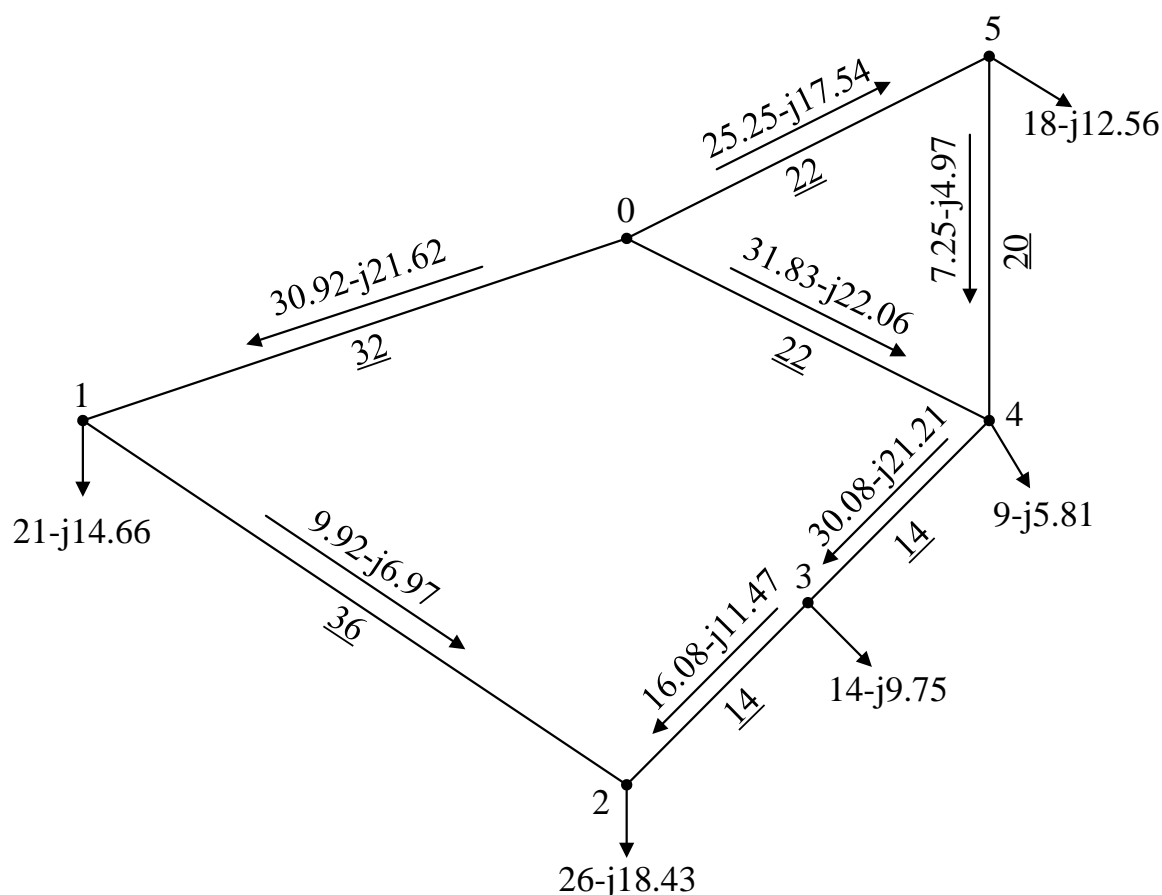


Рисунок 3.3 – Післяаварійний режим за L-схемою мережі

На ділянці 0-1 в післяварійному режимі струмове навантаження складе:

$$I_{01} = \frac{\sqrt{P_{01}^2 + Q_{01}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{\sqrt{30.92^2 + (-21.62)^2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 198.04 \text{ А.}$$

В табл. 3.7 представлені аналогічно розраховані струмові навантаження усіх ділянок мережі.

Таблиця 3.7 – Струмові навантаження в післяварійному режимі

ПЛ	Марка і переріз проводу, мм ²	$I_{\text{доп}}$, А	I_i , А
0-1	АС-240/32	610	198.04
0-4	АС-240/32	610	161.34
0-5	АС-240/32	390	105.87
1-2	АС-70/11	265	63.62
2-3	АС-70/11	265	103.66
3-4	АС-240/32	390	193.19
4-5	АС-70/11	265	46.12

Аналіз даних табл. 3.7 показує, що струмове навантаження усіх ділянок мережі в післяварійному режимі знаходяться в допустимих межах.

Перевіримо допустимість відхилення напруги в розглянутому післяварійному режимі. Найнижчий рівень напруги буде на шинах ПС №2. Знаходимо регульовальний діапазон трансформаторів на ПС №2:

$$\Delta U_{\text{ТВ2}} = \frac{P_2}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{кз2}} \cdot U_{\text{ТВ2}}}{2 \cdot S_{\text{H2}}^2} - \frac{Q_2}{n} \cdot \frac{U_{\text{ТВ2}} \cdot U_{\text{КБ2}}}{100 \cdot S_{\text{H2}}} = \frac{26}{2} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{-18.43}{2} \cdot \frac{115 \cdot 10.75}{100 \cdot 25} = 4.73 \text{ кВ;}$$

$$\Delta U_{\text{Тс2}} = \frac{P_{\text{сн2}}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{кз2}} \cdot U_{\text{ТВ2}}}{2 \cdot S_{\text{H2}}^2} - \frac{Q_{\text{сн2}}}{n} \cdot \frac{U_{\text{ТВ2}} \cdot U_{\text{кз2}}}{100 \cdot S_{\text{H2}}} = \frac{21}{2} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{-15.2}{2} \cdot \frac{115 \cdot 0}{100 \cdot 25} = 0.14 \text{ кВ;}$$

$$\Delta U_{\text{ТН2}} = \frac{P_{\text{нн2}}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{кз2}} \cdot U_{\text{ТВ2}}}{2 \cdot S_{\text{H2}}^2} - \frac{Q_{\text{нн2}}}{n} \cdot \frac{U_{\text{ТВ2}} \cdot U_{\text{кн2}}}{100 \cdot S_{\text{H2}}} = \frac{5}{2} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{-3.23}{2} \cdot \frac{115 \cdot 6.75}{100 \cdot 25} = 0.53 \text{ кВ;}$$

$$U_{\text{min2}} = \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_{\text{ТВ2}}}{U_{\text{ТН2}}} \cdot (1 - \omega_{\text{в2}}) + \Delta U_{\text{ТВ2}} + \Delta U_{\text{ТН2}} = \frac{10.5 \cdot 115}{11} (1 - 0.16) + 4.73 + 0.53 = 97.45 \text{ кВ;}$$

$$U_{\text{max2}} = \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_{\text{ТВ2}}}{U_{\text{ТН2}}} \cdot (1 + \omega_{\text{в2}}) + \Delta U_{\text{ТВ2}} + \Delta U_{\text{ТН2}} = \frac{10.5 \cdot 115}{11} (1 + 0.16) + 4.73 + 0.53 = 132.62 \text{ кВ.}$$

Рівень напруги на шинах ВН ПС №2 складе:

					ДП7117.141.014.ПЗ	Арк.
						35
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$\begin{aligned}
 U_2 &= \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{01} \cdot r_{01} - Q_{01} \cdot x_{01} + P_{12} \cdot r_{12} - Q_{12} \cdot x_{12})} = \\
 &= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (30.92 \cdot 3.78 - (-21.62) \cdot 12.8 + 9.92 \cdot 15.19 - (-6.97) \cdot 14.4)} = \\
 &= 109.25 \text{ кВ.}
 \end{aligned}$$

Як бачимо рівень напруги в післяаварійному режимі на шинах ПС №2 знаходиться в допустимих межах.

Отже, обрані перерізи проводів для ділянок електромережі відповідають усім вимогам першої та другої групи післяаварійних режимів.

3.4 Параметри Z-схеми мережі

Розглянемо повітряні лінії електропередачі.

При спорудженні ліній електропередачі застосовуються сталевалюмінієві проводи перерізом 70 та 240 мм². Погонний реактивний опір даних перерізів складе:

$$x_{70} = 0.145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot D_{\text{сп}}}{d_{70}}\right) + 0.016 \cdot \mu = 0.145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{11.4}\right) + 0.016 = 0.443 \text{ Ом/км};$$

$$x_{240} = 0.145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot D_{\text{сп}}}{d_{240}}\right) + 0.016 \cdot \mu = 0.145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{21.6}\right) + 0.016 = 0.403 \text{ Ом/км.}$$

Погонна ємнісна реактивну провідність перерізів 70 та 240 мм² складе:

$$b_{70} = \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{\text{сп}}}{d_{70}}\right)} = \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{11.4}\right)} = 2.58 \cdot 10^{-6} \text{ См/км};$$

$$b_{240} = \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{\text{сп}}}{d_{240}}\right)} = \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{21.6}\right)} = 2.84 \cdot 10^{-6} \text{ См/км.}$$

Ділянка 0-1 матиме наступний активний та реактивний опір:

$$r_{01} = r_{(240)0} \cdot l_{01} = 0.118 \cdot 32 = 3.78 \text{ Ом};$$

$$x_{01} = x_{(240)0} \cdot l_{01} = 0.403 \cdot 32 = 12.88 \text{ Ом.}$$

В результаті комплексний опір ділянки 0-1 складе:

					ДП7117.141.014.ПЗ	Арк.
						36
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$\underline{Z}_{01} = r_{01} + j \cdot x_{01} = 3.78 + j12.88 \text{ Ом.}$$

Ємнісна провідність ділянки 0-1 складе:

$$b_{01} = b_{(240)0} \cdot l_{01} = 2.84 \cdot 10^{-6} \cdot 32 = 90.99 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

В розрахунках активну провідність ліній електропередачі не враховуємо через незначні втрати на корону для мереж із номінальною напругою 110 кВ.

Комплексна провідність ділянки 0-1 складе:

$$\underline{Y}_{01} = g_{01} + j \cdot b_{01} = 0 + j90.99 \cdot 10^{-6} = j90.99 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

В табл. 3.8 представлені параметри Z-схеми заміщення усіх ліній електропередачі.

Таблиця 3.8 – Параметри схем заміщення ліній електропередачі

Ділянка	Довжина, км	Переріз, мм ²	$\underline{Z}_{ПЛ}$, Ом	$\underline{Y}_{ПЛ}$, Ом
0-1	32	240	3.78+j12.88	$j90.99 \cdot 10^{-6}$
0-2	30	240	3.54+j12.08	$j85.31 \cdot 10^{-6}$
0-4	22	240	2.6+j8.86	$j62.56 \cdot 10^{-6}$
0-5	22	240	2.6+j8.86	$j62.56 \cdot 10^{-6}$
1-2	36	70	15.19+j15.94	$j92.72 \cdot 10^{-6}$
2-3	14	70	5.91+j6.2	$j36.06 \cdot 10^{-6}$
3-4	14	240	1.65+j5.64	$j39.81 \cdot 10^{-6}$
4-5	20	70	8.44+j8.86	$j51.51 \cdot 10^{-6}$

Розглянемо силові трансформатори. Детальні розрахунки наведемо для трансформаторів на ПС 1 та ПС 4.

ПС 1 обладнана двома силовими трансформаторами типу ТДТН-25000/110, а ПС 4 – двома силовими трансформаторами типу ТДН-10000/110. Активний опір обмоток трансформаторів на ПС 1 та ПС 4 складе:

$$r_{в1} = r_{с1} = r_{н1} = \frac{\Delta P_{кз1} \cdot U_{об1}^2 \cdot 10^3}{n \cdot 2 \cdot S_{н1}^2} = \frac{140 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{2 \cdot 2 \cdot 25000^2} = 0.74 \text{ Ом;}$$

$$r_{в4} = r_{с4} = r_{н4} = \frac{\Delta P_{кз4} \cdot U_{об4}^2 \cdot 10^3}{n \cdot S_{н4}^2} = \frac{60 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{2 \cdot 10000^2} = 3.97 \text{ Ом.}$$

Реактивний опір обмоток блоку із 2-х силових трансформаторів на ПС 1 становить:

					ДП7117.141.014.ПЗ	Арк.
						37
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$x_{ТВ1} = \frac{10 \cdot U_{KB1} \cdot U_{OB1}^2}{n \cdot S_{H1}} = \frac{10 \cdot 10.75 \cdot 115^2}{2 \cdot 25000} = 28.43 \text{ Ом};$$

$$x_{Тс1} = \frac{10 \cdot U_{KC1} \cdot U_{OB1}^2}{n \cdot S_{H2}} = \frac{10 \cdot 0 \cdot 115^2}{2 \cdot 25000} = 0 \text{ Ом};$$

$$x_{ТН1} = \frac{10 \cdot U_{KH1} \cdot U_{OB1}^2}{n \cdot S_{H1}} = \frac{10 \cdot 6.75 \cdot 115^2}{2 \cdot 25000} = 17.85 \text{ Ом}.$$

Реактивний опір обмоток блоку із 2-х трансформаторів на ПС 4 становить:

$$x_{Т4} = \frac{10 \cdot U_{K4} \cdot U_{OB4}^2}{n \cdot S_{H4}} = \frac{10 \cdot 10.5 \cdot 115^2}{2 \cdot 10000} = 69.43 \text{ Ом}.$$

Активна та реактивної провідність блоків із 2-х силових трансформаторів на ПС 1 і ПС 4 становить:

$$g_{Т1} = \frac{n \cdot \Delta P_{XX1} \cdot 10^{-3}}{U_{OB1}^2} = \frac{2 \cdot 31 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 4.69 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$b_{Т1} = -\frac{n \cdot I_{XX1} \cdot S_{H1} \cdot 10^{-5}}{U_{OB1}^2} = -\frac{2 \cdot 0.7 \cdot 25000 \cdot 10^{-5}}{115^2} = -26.47 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$g_{Т4} = \frac{n \cdot \Delta P_{XX4} \cdot 10^{-3}}{U_{OB4}^2} = \frac{2 \cdot 11.5 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 2.12 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$b_{Т4} = -\frac{n \cdot I_{XX4} \cdot S_{H4} \cdot 10^{-5}}{U_{OB4}^2} = -\frac{2 \cdot 0.8 \cdot 10000 \cdot 10^{-5}}{115^2} = -10.59 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Таким чином комплексна провідність трансформаторів на ПС 1 та ПС 4 має наступне значення:

$$Y_1 = g_{Т1} + j \cdot b_{Т1} = (4.69 - j26.47) \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$Y_4 = g_{Т4} + j \cdot b_{Т4} = (2.12 - j10.59) \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

В табл. 3.9 представлені аналогічно розраховані параметри Z-схеми заміщення усіх силових трансформаторів.

3.5 Приведені навантаження і еквівалентні провідності

Детально розрахунок приведених навантажень наведемо для ПС 1 та ПС 4.

Коефіцієнт завантаження обмоток трансформаторів на ПС 1 складе:

					ДП7117.141.014.ПЗ	Арк.
						38
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Таблиця 3.10 – Приведенні навантаження

ПС	$\dot{S}_{\text{зад}}, \text{ МВА}$	$\Delta\dot{S}_{\text{tz}}, \text{ МВА}$	$\dot{S}_{\text{пр}}, \text{ МВА}$
1	21-j14.66	0.06-j1.5	21.06-j16.16
2	26-j18.43	0.1-j2.23	26.1-j20.67
3	14-j9.75	0.04-j1.05	14.04-j10.79
4	9-j5.81	0.03-j0.6	9.03-j6.42
5	18-j12.56	0.07-j1.72	18.07-j14.28

Здійснимо розрахунок еквівалентних провідностей. Розглянемо п.1:

$$\begin{aligned} Y_1 &= 0.5 \cdot (Y_{01} + Y_{12}) + Y_{T1} = 0.5 \cdot (j90.99 + j92.72) \cdot 10^{-6} + (4.69 - j26.47) \cdot 10^{-6} = \\ &= (4.69 + j65.39) \cdot 10^{-6} \text{ См.} \end{aligned}$$

В табл. 3.11 представлені аналогічно розраховані еквівалентні провідності усіх пунктів мережі.

Таблиця 3.11 – Еквівалентні провідності

Пункт	$Y_i, \text{ См}$
1	$(4.69 + j65.39) \cdot 10^{-6}$
2	$(4.69 + j80.58) \cdot 10^{-6}$
3	$(3.48 + j13.74) \cdot 10^{-6}$
4	$(2.12 + j66.36) \cdot 10^{-6}$
5	$(3.48 + j32.84) \cdot 10^{-6}$
0	$j150.7 \cdot 10^{-6}$

На рис. 3.4 представлена розрахункова схема проектованої елек мережі.

3.6 Режим максимальних навантажень

Режимні параметри роботи проектованої електричної мережі при максимальних навантаженнях розрахуємо за допомогою методу Ньютона.

Для існуючих ліній, що пов'язують між собою відповідні вузли розраховуємо взаємні провідності:

$$y_{01} = \frac{1}{z_{01}} = \frac{1}{3.78 + j12.88} = 0.021 - j0.071 \text{ См;}$$

$$y_{02} = \frac{1}{z_{02}} = \frac{1}{3.54 + j12.08} = 0.022 - j0.076 \text{ См;}$$

					ДП7117.141.014.ПЗ	Арк.
						40
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

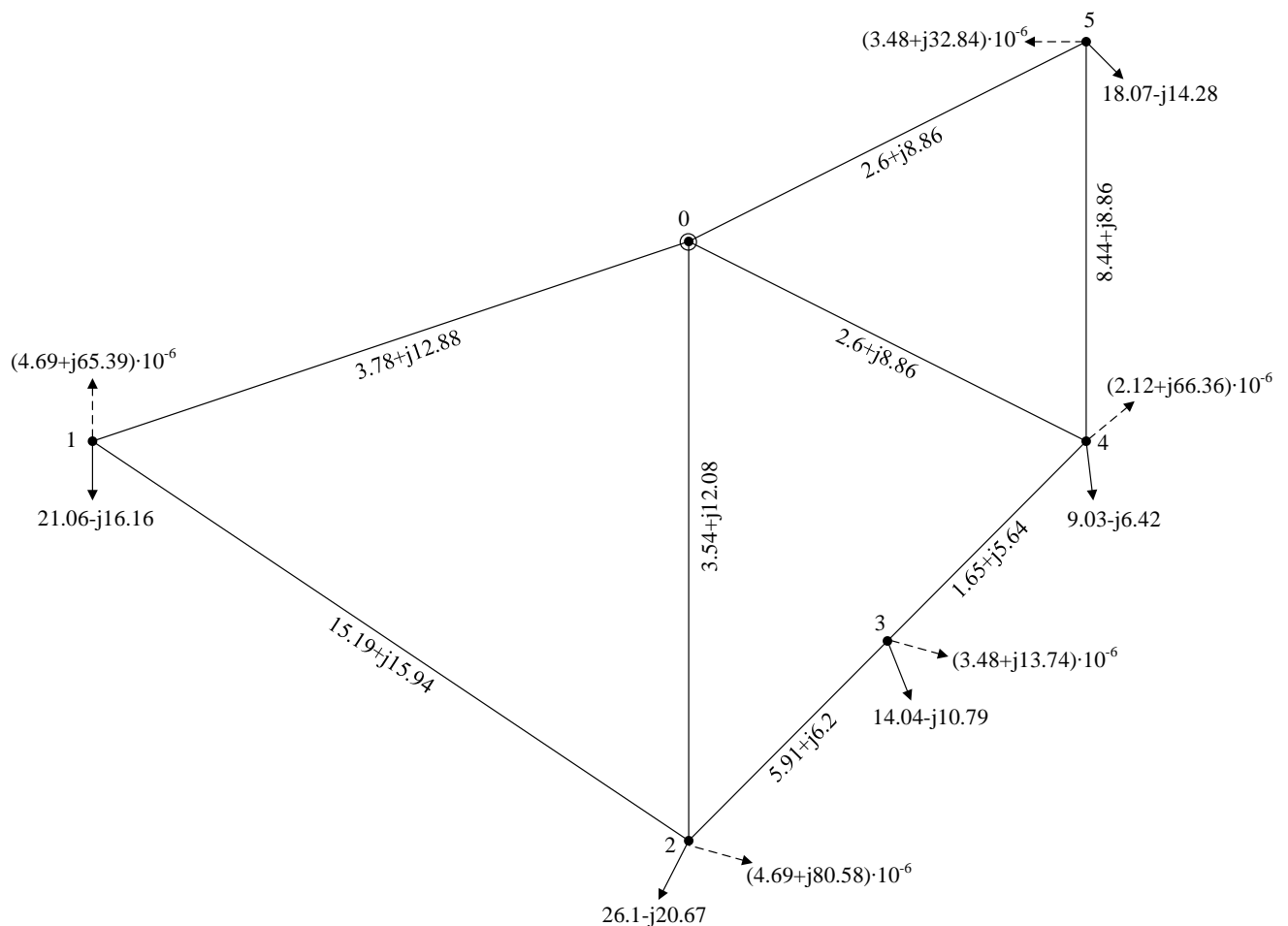


Рисунок 3.4 – Розрахункова схема електричної мережі

$$\underline{y}_{04} = \frac{1}{z_{04}} = \frac{1}{2.6 + j8.86} = 0.03 - j0.104 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{05} = \frac{1}{z_{05}} = \frac{1}{2.6 + j8.86} = 0.03 - j0.104 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{12} = \frac{1}{z_{12}} = \frac{1}{15.19 + j15.94} = 0.031 - j0.033 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{23} = \frac{1}{z_{23}} = \frac{1}{5.91 + j6.2} = 0.081 - j0.085 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{34} = \frac{1}{z_{34}} = \frac{1}{1.65 + j5.64} = 0.048 - j0.163 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{45} = \frac{1}{z_{45}} = \frac{1}{8.44 + j8.86} = 0.056 - j0.059 \text{ См}.$$

Власні провідності вузлів мережі складуть:

$$\underline{y}_{11} = -(\underline{y}_{01} + \underline{y}_{12}) = -(0.021 - j0.071 + 0.031 - j0.033) = -0.052 + j0.104 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{22} = -(\underline{y}_{02} + \underline{y}_{12} + \underline{y}_{23}) = -(0.022 - j0.076 + 0.031 - j0.033 + 0.081 - j0.085) = -0.134 + j0.194 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{33} = -(\underline{y}_{23} + \underline{y}_{34}) = -(0.081 - j0.085 + 0.048 - j0.163) = -0.128 + j0.248 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{44} = -(\underline{y}_{04} + \underline{y}_{34} + \underline{y}_{45}) = -(0.03 - j0.104 + 0.048 - j0.163 + 0.056 - j0.059) = -0.135 + j0.327 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{55} = -(\underline{y}_{05} + \underline{y}_{45}) = -(0.03 - j0.104 + 0.056 - j0.059) = -0.087 + j0.163 \text{ См}.$$

Перша ітерація.

Для вузлів електричної мережі приймаємо наступні наближенні значенні рівня напруги:

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

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

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

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

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

Так як початкові наближення фазних кутів рівні нулю, то різниця фазних кутів теж рівна нулю:

$$\delta_{10}^{(0)} = \delta_1^{(0)} - \delta_0^{(0)} = 0 - 0.$$

Так само:

$$\delta_{20}^{(0)} = \delta_{40}^{(0)} = \delta_{50}^{(0)} = \delta_{12}^{(0)} = \delta_{21}^{(0)} = \delta_{23}^{(0)} = \delta_{32}^{(0)} = \delta_{34}^{(0)} = \delta_{43}^{(0)} = \delta_{45}^{(0)} = \delta_{54}^{(0)} = 0.$$

Розрахункові навантаження матимуть наступні значення:

$$\dot{S}_{p1} = \dot{S}_{np1} + Y_1 \cdot U_1^2 = 21.06 - j16.16 + (4.69 + j65.39) \cdot 10^{-6} \cdot 110^2 = 21.11 - j15.37 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p2} = \dot{S}_{np2} + Y_2 \cdot U_2^2 = 26.1 - j20.67 + (4.69 + j80.58) \cdot 10^{-6} \cdot 110^2 = 26.15 - j19.69 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p3} = \dot{S}_{np3} + Y_3 \cdot U_3^2 = 14.04 - j10.79 + (3.48 + j13.74) \cdot 10^{-6} \cdot 110^2 = 14.09 - j10.63 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p4} = \dot{S}_{np4} + Y_4 \cdot U_4^2 = 9.03 - j6.42 + (2.12 + j66.36) \cdot 10^{-6} \cdot 110^2 = 9.06 - j5.61 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p5} = \dot{S}_{np5} + Y_5 \cdot U_5^2 = 18.07 - j14.28 + (3.48 + j32.84) \cdot 10^{-6} \cdot 110^2 = 18.12 - j13.88 \text{ МВА}.$$

					ДП7117.141.014.ПЗ	Арк.
						42
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Значення допоміжних струмів для першого вузла становлять:

$$I'_{10} = \sum_{j \in z} U_j \cdot (g_{1j} \cdot \cos \delta_{1j} + b_{1j} \cdot \sin \delta_{1j}) = U_0 \cdot (g_{01} \cdot \cos \delta_{10} + b_{01} \cdot \sin \delta_{10}) + \\ + U_2 \cdot (g_{12} \cdot \cos \delta_{12} + b_{12} \cdot \sin \delta_{12}) = 121 \cdot (0.021 \cdot \cos(0) - 0.071 \cdot \sin(0)) + \\ + 110 \cdot (0.031 \cdot \cos(0) - 0.033 \cdot \sin(0)) = 5.983 \text{ кА};$$

$$I''_{10} = \sum_{j \in z} U_j \cdot (b_{1j} \cdot \cos \delta_{1j} - g_{1j} \cdot \sin \delta_{1j}) = U_0 \cdot (b_{01} \cdot \cos \delta_{10} - g_{01} \cdot \sin \delta_{10}) + \\ + U_2 \cdot (b_{12} \cdot \cos \delta_{12} - g_{12} \cdot \sin \delta_{12}) = 121 \cdot (-0.071 \cdot \cos(0) - 0.021 \cdot \sin(0)) + \\ + 110 \cdot (-0.033 \cdot \cos(0) - 0.031 \cdot \sin(0)) = -12.267 \text{ кА}.$$

Для інших вузлів допоміжні струми знаходяться аналогічним чином:

$$I'_{20} = 15.015 \text{ кА};$$

$$I''_{20} = -22.142 \text{ кА};$$

$$I'_{30} = 14.133 \text{ кА};$$

$$I''_{30} = -27.274 \text{ кА};$$

$$I'_{40} = 15.163 \text{ кА};$$

$$I''_{40} = -37.068 \text{ кА};$$

$$I'_{50} = 9.893 \text{ кА};$$

$$I''_{50} = -19.092 \text{ кА}.$$

Знаходимо значення нев'язок потужності у вузлах мережі:

$$\omega_{P1} = g_{11} \cdot U_1^2 + U_1 \cdot I'_{10} - P_1 = -0.052 \cdot 110^2 + 110 \cdot 5.983 - 21.11 = 4.247 \text{ МВт};$$

$$\omega_{Q1} = b_{11} \cdot U_1^2 + U_1 \cdot I''_{10} - Q_1 = 0.104 \cdot 110^2 + 110 \cdot (-12.267) - (-15.37) = -71.139 \text{ МВАр}.$$

Значення нев'язок потужності решти вузлів мережі розраховуються знаходяться аналогічним чином:

$$\omega_{P2} = 0.899 \text{ МВт};$$

$$\omega_{Q2} = -72.586 \text{ МВАр};$$

$$\omega_{P3} = -14.086 \text{ МВт};$$

$$\omega_{Q3} = 10.627 \text{ МВАр};$$

$$\omega_{P4} = 27.829 \text{ МВт};$$

$$\omega_{Q4} = -120.217 \text{ МВАр};$$

					ДП7117.141.014.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		43

$$\omega_{P5} = 18.773 \text{ МВт};$$

$$\omega_{Q5} = -111.946 \text{ МВАр.}$$

Як бачимо максимальна за модулем нев'язка потужності є більшою за інженерну точність розрахунку:

$$\max \left\{ \left| \omega_{P_i} \right|; \left| \omega_{Q_i} \right| \right\} = \{4.247; 0.899; 14.086; 27.829; 18.773; 71.139; 72.586; 10.627; 120.217; 111.946\} = 120.217 \text{ МВА} > 0.001 \text{ МВА.}$$

Тому необхідно виконати процедури спрямовані на корегування складових векторів напруги у вузлах мережі.

Знаходимо значення елементів матриці Якобі. Для діагональних елементів матимемо:

$$\frac{\partial \omega_{P1}}{\partial U_1} = 2 \cdot g_{11} \cdot U_1 + I'_{10} = 2 \cdot (-0.052) \cdot 110 + 5.983 = -5.522 \text{ кА};$$

$$\frac{\partial \omega_{Q1}}{\partial U_1} = 2 \cdot b_{11} \cdot U_1 + I''_{10} = 2 \cdot 0.104 \cdot 110 - 12.267 = 10.694 \text{ кА};$$

$$\frac{\partial \omega_{P1}}{\partial \delta_1} = U_1 \cdot I''_{10} = 110 \cdot (-12.267) = -1349.367 \text{ МВА};$$

$$\frac{\partial \omega_{Q1}}{\partial \delta_1} = -U_1 \cdot I'_{10} = -110 \cdot 5.983 = -658.109 \text{ МВА};$$

$$\frac{\partial \omega_{P2}}{\partial U_2} = 2 \cdot g_{22} \cdot U_2 + I'_{20} = 2 \cdot (-0.134) \cdot 110 + 15.015 = -14.523 \text{ кА};$$

$$\frac{\partial \omega_{Q2}}{\partial U_2} = 2 \cdot b_{22} \cdot U_2 + I''_{20} = 2 \cdot 0.194 \cdot 110 - 22.142 = 20.465 \text{ кА};$$

$$\frac{\partial \omega_{P2}}{\partial \delta_2} = U_2 \cdot I''_{20} = 110 \cdot (-22.142) = -2435.663 \text{ МВА};$$

$$\frac{\partial \omega_{Q2}}{\partial \delta_2} = -U_2 \cdot I'_{20} = -110 \cdot 15.015 = -1651.629 \text{ МВА};$$

$$\frac{\partial \omega_{P3}}{\partial U_3} = 2 \cdot g_{33} \cdot U_3 + I'_{30} = 2 \cdot (-0.128) \cdot 110 + 14.133 = -14.133 \text{ кА};$$

$$\frac{\partial \omega_{Q3}}{\partial U_3} = 2 \cdot b_{33} \cdot U_3 + I''_{30} = 2 \cdot 0.248 \cdot 110 - 27.274 = 27.274 \text{ кА};$$

					ДП7117.141.014.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		44

$$\frac{\partial \omega_{P3}}{\partial \delta_3} = U_3 \cdot I''_{30} = 110 \cdot (-27.274) = -3000.186 \text{ МВА};$$

$$\frac{\partial \omega_{Q3}}{\partial \delta_3} = -U_3 \cdot I'_{30} = -110 \cdot 14.133 = -1554.605 \text{ МВА};$$

$$\frac{\partial \omega_{P4}}{\partial U_4} = 2 \cdot g_{44} \cdot U_4 + I'_{40} = 2 \cdot (-0.135) \cdot 110 + 15.163 = -14.492 \text{ кА};$$

$$\frac{\partial \omega_{Q4}}{\partial U_4} = 2 \cdot b_{44} \cdot U_4 + I''_{40} = 2 \cdot 0.327 \cdot 110 - 37.068 = 34.78 \text{ кА};$$

$$\frac{\partial \omega_{P4}}{\partial \delta_4} = U_4 \cdot I''_{40} = 110 \cdot (-37.068) = -4077.459 \text{ МВА};$$

$$\frac{\partial \omega_{Q4}}{\partial \delta_4} = -U_4 \cdot I'_{40} = -110 \cdot 15.163 = -1667.906 \text{ МВА};$$

$$\frac{\partial \omega_{P5}}{\partial U_5} = 2 \cdot g_{55} \cdot U_5 + I'_{50} = 2 \cdot (-0.087) \cdot 110 + 9.893 = -9.222 \text{ кА};$$

$$\frac{\partial \omega_{Q5}}{\partial U_5} = 2 \cdot b_{55} \cdot U_5 + I''_{50} = 2 \cdot 0.163 \cdot 110 - 19.092 = 16.804 \text{ кА};$$

$$\frac{\partial \omega_{P5}}{\partial \delta_5} = U_5 \cdot I''_{50} = 110 \cdot (-19.092) = -2100.13 \text{ МВА};$$

$$\frac{\partial \omega_{Q5}}{\partial \delta_5} = -U_5 \cdot I'_{50} = -110 \cdot 9.893 = -1088.223 \text{ МВА}.$$

Значення недиагональних елементів матриці Якобі складуть:

$$\frac{\partial \omega_{P1}}{\partial U_2} = U_1 \cdot (g_{12} \cdot \cos \delta_{12} + b_{12} \cdot \sin \delta_{12}) = 110 \cdot (0.031 \cdot \cos(0) - 0.033 \cdot \sin(0)) = 3.447 \text{ кА};$$

$$\frac{\partial \omega_{Q1}}{\partial U_2} = U_1 \cdot (b_{12} \cdot \cos \delta_{12} - g_{12} \cdot \sin \delta_{12}) = 110 \cdot (-0.033 \cdot \cos(0) - 0.031 \cdot \sin(0)) = -3.616 \text{ кА};$$

$$\frac{\partial \omega_{P1}}{\partial \delta_2} = -U_2 \cdot \frac{\partial \omega_{Q1}}{\partial U_2} = -110 \cdot (-3.616) = 397.778 \text{ МВА};$$

$$\frac{\partial \omega_{Q1}}{\partial \delta_2} = U_2 \cdot \frac{\partial \omega_{P1}}{\partial U_2} = 110 \cdot 3.447 = 379.136 \text{ МВА}.$$

Аналогічним чином розраховуються інші взаємні похідні, що відповідають існуючим ділянкам мережі:

					ДП7117.141.014.ПЗ	Арк.
						45
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$\frac{\partial \omega_{P1}}{\partial U_3} = 0 \text{ кА};$	$\frac{\partial \omega_{Q1}}{\partial U_3} = 0 \text{ кА};$	$\frac{\partial \omega_{P1}}{\partial \delta_3} = 0 \text{ МВА};$	$\frac{\partial \omega_{Q1}}{\partial \delta_3} = 0 \text{ МВА};$
$\frac{\partial \omega_{P1}}{\partial U_4} = 0 \text{ кА};$	$\frac{\partial \omega_{Q1}}{\partial U_4} = 0 \text{ кА};$	$\frac{\partial \omega_{P1}}{\partial \delta_4} = 0 \text{ МВА};$	$\frac{\partial \omega_{Q1}}{\partial \delta_4} = 0 \text{ МВА};$
$\frac{\partial \omega_{P1}}{\partial U_5} = 0 \text{ кА};$	$\frac{\partial \omega_{Q1}}{\partial U_5} = 0 \text{ кА};$	$\frac{\partial \omega_{P1}}{\partial \delta_5} = 0 \text{ МВА};$	$\frac{\partial \omega_{Q1}}{\partial \delta_5} = 0 \text{ МВА};$
$\frac{\partial \omega_{P2}}{\partial U_1} = 3.447 \text{ кА};$	$\frac{\partial \omega_{Q2}}{\partial U_1} = -3.616 \text{ кА};$	$\frac{\partial \omega_{P2}}{\partial \delta_1} = 397.778 \text{ МВА};$	$\frac{\partial \omega_{Q2}}{\partial \delta_1} = 379.136 \text{ МВА};$
$\frac{\partial \omega_{P2}}{\partial U_3} = 8.863 \text{ кА};$	$\frac{\partial \omega_{Q2}}{\partial U_3} = -9.299 \text{ кА};$	$\frac{\partial \omega_{P2}}{\partial \delta_3} = 1022.857 \text{ МВА};$	$\frac{\partial \omega_{Q2}}{\partial \delta_3} = 974.922 \text{ МВА};$
$\frac{\partial \omega_{P2}}{\partial U_4} = 0 \text{ кА};$	$\frac{\partial \omega_{Q2}}{\partial U_4} = 0 \text{ кА};$	$\frac{\partial \omega_{P2}}{\partial \delta_4} = 0 \text{ МВА};$	$\frac{\partial \omega_{Q2}}{\partial \delta_4} = 0 \text{ МВА};$
$\frac{\partial \omega_{P2}}{\partial U_5} = 0 \text{ кА};$	$\frac{\partial \omega_{Q2}}{\partial U_5} = 0 \text{ кА};$	$\frac{\partial \omega_{P2}}{\partial \delta_5} = 0 \text{ МВА};$	$\frac{\partial \omega_{Q2}}{\partial \delta_5} = 0 \text{ МВА};$
$\frac{\partial \omega_{P3}}{\partial U_1} = 0 \text{ кА};$	$\frac{\partial \omega_{Q3}}{\partial U_1} = 0 \text{ кА};$	$\frac{\partial \omega_{P3}}{\partial \delta_1} = 0 \text{ МВА};$	$\frac{\partial \omega_{Q3}}{\partial \delta_1} = 0 \text{ МВА};$
$\frac{\partial \omega_{P3}}{\partial U_2} = 8.863 \text{ кА};$	$\frac{\partial \omega_{Q3}}{\partial U_2} = -9.299 \text{ кА};$	$\frac{\partial \omega_{P3}}{\partial \delta_2} = 1022.857 \text{ МВА};$	$\frac{\partial \omega_{Q3}}{\partial \delta_2} = 974.922 \text{ МВА};$
$\frac{\partial \omega_{P3}}{\partial U_4} = 5.27 \text{ кА};$	$\frac{\partial \omega_{Q3}}{\partial U_4} = -17.976 \text{ кА};$	$\frac{\partial \omega_{P3}}{\partial \delta_4} = 1977.33 \text{ МВА};$	$\frac{\partial \omega_{Q3}}{\partial \delta_4} = 579.68 \text{ МВА};$
$\frac{\partial \omega_{P3}}{\partial U_5} = 0 \text{ кА};$	$\frac{\partial \omega_{Q3}}{\partial U_5} = 0 \text{ кА};$	$\frac{\partial \omega_{P3}}{\partial \delta_5} = 0 \text{ МВА};$	$\frac{\partial \omega_{Q3}}{\partial \delta_5} = 0 \text{ МВА};$
$\frac{\partial \omega_{P4}}{\partial U_1} = 0 \text{ кА};$	$\frac{\partial \omega_{Q4}}{\partial U_1} = 0 \text{ кА};$	$\frac{\partial \omega_{P4}}{\partial \delta_1} = 0 \text{ МВА};$	$\frac{\partial \omega_{Q4}}{\partial \delta_1} = 0 \text{ МВА};$
$\frac{\partial \omega_{P4}}{\partial U_2} = 0 \text{ кА};$	$\frac{\partial \omega_{Q4}}{\partial U_2} = 0 \text{ кА};$	$\frac{\partial \omega_{P4}}{\partial \delta_2} = 0 \text{ МВА};$	$\frac{\partial \omega_{Q4}}{\partial \delta_2} = 0 \text{ МВА};$
$\frac{\partial \omega_{P4}}{\partial U_3} = 5.27 \text{ кА};$	$\frac{\partial \omega_{Q4}}{\partial U_3} = -17.976 \text{ кА};$	$\frac{\partial \omega_{P4}}{\partial \delta_3} = 1977.33 \text{ МВА};$	$\frac{\partial \omega_{Q4}}{\partial \delta_3} = 579.68 \text{ МВА};$
$\frac{\partial \omega_{P4}}{\partial U_5} = 6.204 \text{ кА};$	$\frac{\partial \omega_{Q4}}{\partial U_5} = -6.509 \text{ кА};$	$\frac{\partial \omega_{P4}}{\partial \delta_5} = 716 \text{ МВА};$	$\frac{\partial \omega_{Q4}}{\partial \delta_5} = 682.445 \text{ МВА};$

$$\begin{aligned} \frac{\partial \omega_{P5}}{\partial U_1} &= 0 \text{ кА}; & \frac{\partial \omega_{Q5}}{\partial U_1} &= 0 \text{ кА}; & \frac{\partial \omega_{P5}}{\partial \delta_1} &= 0 \text{ МВА}; & \frac{\partial \omega_{Q5}}{\partial \delta_1} &= 0 \text{ МВА}; \\ \frac{\partial \omega_{P5}}{\partial U_2} &= 0 \text{ кА}; & \frac{\partial \omega_{Q5}}{\partial U_2} &= 0 \text{ кА}; & \frac{\partial \omega_{P5}}{\partial \delta_2} &= 0 \text{ МВА}; & \frac{\partial \omega_{Q5}}{\partial \delta_2} &= 0 \text{ МВА}; \\ \frac{\partial \omega_{P5}}{\partial U_3} &= 0 \text{ кА}; & \frac{\partial \omega_{Q5}}{\partial U_3} &= 0 \text{ кА}; & \frac{\partial \omega_{P5}}{\partial \delta_3} &= 0 \text{ МВА}; & \frac{\partial \omega_{Q5}}{\partial \delta_3} &= 0 \text{ МВА}; \\ \frac{\partial \omega_{P5}}{\partial U_4} &= 6.204 \text{ кА}; & \frac{\partial \omega_{Q5}}{\partial U_4} &= -6.509 \text{ кА}; & \frac{\partial \omega_{P5}}{\partial \delta_4} &= 716 \text{ МВА}; & \frac{\partial \omega_{Q5}}{\partial \delta_4} &= 682.445 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Формуємо систему рівнянь відносно поправок до складових векторів напру-

ги:

-5.522	3.447	0	0	0	-1349.367	397.778	0	0	0	ΔU_1	9,262
3.447	-14.523	8.863	0	0	397.778	-2435.663	1022.857	0	0	ΔU_2	0,899
0	8.863	-14.133	5.27	0	0	1022.857	-3000.186	1977.329	0	ΔU_3	-14,086
0	0	5.27	-14.492	6.204	0	0	1977.329	-4077.459	716	ΔU_4	27,829
0	0	0	6.204	-9.222	0	0	0	716	-2100.13	ΔU_5	18,773
10.694	-3.616	0	0	0	-658.109	379.136	0	0	0	$\Delta \delta_1$	-71,139
-3.616	20.465	-9.299	0	0	379.136	-1651.629	974.922	0	0	$\Delta \delta_2$	-72,586
0	-9.299	27.274	-17.976	0	0	974.922	-1554.605	579.683	0	$\Delta \delta_3$	10,627
0	0	-17.796	34.78	-6.509	0	0	579.683	-1667.906	682.445	$\Delta \delta_4$	-120,217
0	0	0	-6.509	16.804	0	0	0	682.445	-1088.223	$\Delta \delta_5$	-111,946

Розв'язавши систему рівнянь отримаємо наступні поправки до складових векторів напруги:

$$\Delta U_1 = 9.332 \text{ кВ}; \quad \Delta \delta_1 = -0.017 \text{ рад};$$

$$\Delta U_2 = 9.166 \text{ кВ}; \quad \Delta \delta_2 = -0.017 \text{ рад};$$

$$\Delta U_3 = 9.305 \text{ кВ}; \quad \Delta \delta_3 = -0.017 \text{ рад};$$

$$\Delta U_4 = 10.375 \text{ кВ}; \quad \Delta \delta_4 = -0.012 \text{ рад};$$

$$\Delta U_5 = 10.375 \text{ кВ}; \quad \Delta \delta_5 = -0.011 \text{ рад}.$$

Уточненні значення складових векторів напруги складуть:

$$U_1^{(1)} = U_1^{(0)} + \Delta U_1^{(1)} = 110 + 9.332 = 119.332 \text{ кВ};$$

$$U_2^{(1)} = U_2^{(0)} + \Delta U_2^{(1)} = 110 + 9.166 = 119.166 \text{ кВ};$$

$$U_3^{(1)} = U_3^{(0)} + \Delta U_3^{(1)} = 110 + 9.305 = 119.305 \text{ кВ};$$

$$U_4^{(1)} = U_4^{(0)} + \Delta U_4^{(1)} = 110 + 10.146 = 120.146 \text{ кВ};$$

$$U_5^{(1)} = U_5^{(0)} + \Delta U_5^{(1)} = 110 + 10.375 = 120.375 \text{ кВ};$$

$$\delta_1^{(1)} = \delta_1^{(0)} + \Delta \delta_1^{(1)} = 0 - 0.017 = -0.017 \text{ рад};$$

$$\delta_2^{(1)} = \delta_2^{(0)} + \Delta \delta_2^{(1)} = 0 - 0.016 = -0.017 \text{ рад};$$

$$\delta_3^{(1)} = \delta_3^{(0)} + \Delta \delta_3^{(1)} = 0 - 0.017 = -0.017 \text{ рад};$$

$$\delta_4^{(1)} = \delta_4^{(0)} + \Delta \delta_4^{(1)} = 0 - 0.012 = -0.012 \text{ рад};$$

$$\delta_5^{(1)} = \delta_5^{(0)} + \Delta \delta_5^{(1)} = 0 - 0.011 = -0.011 \text{ рад}.$$

Згідно нових значень рівнів напруги у вузлах мережі виконуємо наступну ітерацію розрахунку.

Друга ітерація.

Попарні різниці фазових кутів векторів напруги складуть:

$$\delta_{10}^{(1)} = \delta_1^{(1)} - \delta_0^{(1)} = -0.017 - 0 = -0.017 \text{ рад};$$

$$\delta_{20}^{(1)} = \delta_2^{(1)} - \delta_0^{(1)} = -0.017 - 0 = -0.017 \text{ рад};$$

$$\delta_{40}^{(1)} = \delta_4^{(1)} - \delta_0^{(1)} = -0.012 - 0 = -0.012 \text{ рад};$$

$$\delta_{50}^{(1)} = \delta_5^{(1)} - \delta_0^{(1)} = -0.011 - 0 = -0.011 \text{ рад};$$

$$\delta_{12}^{(1)} = \delta_1^{(1)} - \delta_2^{(1)} = -0.017 - (-0.017) = 0.0004 \text{ рад};$$

$$\delta_{21}^{(1)} = \delta_2^{(1)} - \delta_1^{(1)} = -0.017 - (-0.017) = -0.0004 \text{ рад};$$

$$\delta_{23}^{(1)} = \delta_2^{(1)} - \delta_3^{(1)} = -0.017 - (-0.017) = 0.00002 \text{ рад};$$

$$\delta_{32}^{(1)} = \delta_3^{(1)} - \delta_2^{(1)} = -0.017 - (-0.017) = -0.00002 \text{ рад};$$

$$\delta_{34}^{(1)} = \delta_3^{(1)} - \delta_4^{(1)} = -0.017 - (-0.012) = -0.006 \text{ рад};$$

$$\delta_{43}^{(1)} = \delta_4^{(1)} - \delta_3^{(1)} = -0.012 - (-0.017) = 0.006 \text{ рад};$$

$$\delta_{45}^{(1)} = \delta_4^{(1)} - \delta_5^{(1)} = -0.012 - (-0.011) = -0.001 \text{ рад};$$

$$\delta_{54}^{(1)} = \delta_5^{(1)} - \delta_4^{(1)} = -0.011 - (-0.012) = 0.001 \text{ рад}.$$

На другій ітерації розрахункові навантаження складуть:

$$\dot{S}_{п1} = \dot{S}_{пр1} + Y_1 \cdot U_1^2 = 21.06 - j16.16 + (4.69 + j65.39) \cdot 10^{-6} \cdot 119.33^2 = 21.12 - j15.23 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{п2} = \dot{S}_{пр2} + Y_2 \cdot U_2^2 = 26.1 - j20.67 + (4.69 + j80.58) \cdot 10^{-6} \cdot 119.17^2 = 26.16 - j19.52 \text{ МВА};$$

					ДП7117.141.014.ПЗ	Арк.
						48
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$\begin{aligned}\dot{S}_{p3} &= \dot{S}_{np3} + Y_3 \cdot U_3^2 = 14.04 - j10.79 + (3.48 + j13.74) \cdot 10^{-6} \cdot 119.31^2 = \\ &= 14.09 - j10.6 \text{ МВА};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{S}_{p4} &= \dot{S}_{np4} + Y_4 \cdot U_4^2 = 9.03 - j6.42 + (2.12 + j66.36) \cdot 10^{-6} \cdot 120.15^2 = \\ &= 9.07 - j5.46 \text{ МВА};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{S}_{p5} &= \dot{S}_{np5} + Y_5 \cdot U_5^2 = 18.07 - j14.28 + (3.48 + j32.84) \cdot 10^{-6} \cdot 120.38^2 = \\ &= 18.12 - j13.81 \text{ МВА}.\end{aligned}$$

Значення допоміжних струмів для першого вузла становлять:

$$\begin{aligned}I'_{10} &= \sum_{j \in z} U_j \cdot (g_{1j} \cdot \cos \delta_{1j} + b_{1j} \cdot \sin \delta_{1j}) = U_0 \cdot (g_{01} \cdot \cos \delta_{10} + b_{01} \cdot \sin \delta_{10}) + \\ &+ U_2 \cdot (g_{12} \cdot \cos \delta_{12} + b_{12} \cdot \sin \delta_{12}) = 121 \cdot (0.021 \cdot \cos(-0.017) - 0.071 \cdot \sin(-0.17)) + \\ &+ 119.17 \cdot (0.031 \cdot \cos(0.0004) - 0.033 \cdot \sin(0.0004)) = 6.412 \text{ кА};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}I''_{10} &= \sum_{j \in z} U_j \cdot (b_{1j} \cdot \cos \delta_{1j} - g_{1j} \cdot \sin \delta_{1j}) = U_0 \cdot (b_{01} \cdot \cos \delta_{10} - g_{01} \cdot \sin \delta_{10}) + \\ &+ U_2 \cdot (b_{12} \cdot \cos \delta_{12} - g_{12} \cdot \sin \delta_{12}) = 121 \cdot (-0.071 \cdot \cos(-0.017) - 0.021 \cdot \sin(-0.017)) + \\ &+ 119.17 \cdot (-0.033 \cdot \cos(0.0004) - 0.021 \cdot \sin(0.0004)) = -12.526 \text{ кА}.\end{aligned}$$

Для інших вузлів допоміжні струми знаходяться аналогічним чином:

$$I'_{20} = 16.217 \text{ кА};$$

$$I''_{20} = -23.186 \text{ кА};$$

$$I'_{30} = 15.465 \text{ кА};$$

$$I''_{30} = -29.675 \text{ кА};$$

$$I'_{40} = 16.238 \text{ кА};$$

$$I''_{40} = -39.184 \text{ кА};$$

$$I'_{50} = 10.591 \text{ кА};$$

$$I''_{50} = -19.659 \text{ кА}.$$

Знаходимо значення нев'язок потужності у вузлах мережі:

$$\begin{aligned}\omega_{P1} &= g_{11} \cdot U_1^2 + U_1 \cdot I'_{10} - P_1 = -0.052 \cdot 119.33^2 + 119.33 \cdot 6.412 - 21.124 = \\ &= -0.612 \text{ МВт};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\omega_{Q1} &= b_{11} \cdot U_1^2 + U_1 \cdot I''_{10} - Q_1 = 0.104 \cdot 119.33^2 + 119.33 \cdot (-12.526) - (-15.23) = \\ &= 6.646 \text{ МВАр}.\end{aligned}$$

					ДП7117.141.014.ПЗ	Арк.
						49
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Значення нев'язок потужності решти вузлів мережі розраховуються знаходяться аналогічним чином:

$$\omega_{P2} = -0.302 \text{ МВт};$$

$$\omega_{Q2} = 6.698 \text{ МВАр};$$

$$\omega_{P3} = 2.264 \text{ МВт};$$

$$\omega_{Q3} = 0.574 \text{ МВАр};$$

$$\omega_{P4} = -3.863 \text{ МВт};$$

$$\omega_{Q4} = 11.913 \text{ МВАр};$$

$$\omega_{P5} = -2.203 \text{ МВт};$$

$$\omega_{Q5} = 11.618 \text{ МВАр}.$$

Як бачимо максимальна за модулем нев'язка потужності є більшою за інженерну точність розрахунку:

$$\max \left\{ \left| \omega_{P_i} \right|; \left| \omega_{Q_i} \right| \right\} = \{0.612; 0.302; 2.264; 3.863; 2.203; 6.646; 6.698; 0.574; 11.913; 11.618\} = \\ = 11.913 \text{ МВА} > 0.001 \text{ МВА}.$$

Тому необхідно продовжувати ітераційний розрахунок. Отримані результати на подальших ітераціях приведенні в табл. 3.12.

Аналіз даних табл. 3.12 показує, що після завершення третьої ітерації максимальна за модулем нев'язка потужності є меншою за інженерну точність розрахунку:

$$\max \left\{ \left| \omega_{P_i} \right|; \left| \omega_{Q_i} \right| \right\} = 1.275 \cdot 10^{-4} \text{ МВА} < 0.001 \text{ МВА}.$$

Таким чином умова збіжності ітераційного розрахунку системи нелінійних рівнянь досягнута.

Рівні напруги у вузлах мережі матимуть наступні значення:

$$\dot{U}_1 = 118.578 \cdot e^{-j0.015} = 118.564 - j1.838 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_2 = 118.412 \cdot e^{-j0.016} = 118.398 - j1.872 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_3 = 118.524 \cdot e^{-j0.016} = 118.509 - j1.847 \text{ кВ};$$

					ДП7117.141.014.ПЗ	Арк.
						50
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Таблиця 3.12 – Уточнення режиму напруги

Величина, що обчислюється	Ітерація			
	1	2	3	4
ω_{P1} , МВт	4.247	-0.612	$-4.413 \cdot 10^{-3}$	$6.636 \cdot 10^{-6}$
ω_{P2} , МВт	0.899	-0.302	$-3.519 \cdot 10^{-3}$	$6.716 \cdot 10^{-6}$
ω_{P3} , МВт	-14.086	2.264	0.028	$8.692 \cdot 10^{-6}$
ω_{P4} , МВт	27.829	-3.863	-0.038	$7.288 \cdot 10^{-8}$
ω_{P5} , МВт	18.773	-2.203	-0.017	$4.947 \cdot 10^{-6}$
ω_{Q1} , МВар	-71.139	6.646	0.054	$1.007 \cdot 10^{-4}$
ω_{Q2} , МВар	-72.586	6.698	0.057	$1.275 \cdot 10^{-4}$
ω_{Q3} , МВар	10.627	-0.574	$4.755 \cdot 10^{-3}$	$2.325 \cdot 10^{-5}$
ω_{Q4} , МВар	-120.217	11.913	0.096	$1.207 \cdot 10^{-4}$
ω_{Q5} , МВар	-111.946	11.618	0.093	$6.316 \cdot 10^{-5}$
ΔU_1 , кВ	9.332	-0.748	$-6.308 \cdot 10^{-3}$	–
ΔU_2 , кВ	9.166	-0.747	$-6.523 \cdot 10^{-3}$	–
ΔU_3 , кВ	9.305	-0.775	$-6.812 \cdot 10^{-3}$	–
ΔU_4 , кВ	10.146	-0.854	$-7.263 \cdot 10^{-3}$	–
ΔU_5 , кВ	10.375	-0.885	$-7.318 \cdot 10^{-3}$	–
$\Delta \delta_1$, рад	-0.017	$1.167 \cdot 10^{-3}$	$1.031 \cdot 10^{-5}$	–
$\Delta \delta_2$, рад	-0.017	$1.299 \cdot 10^{-3}$	$1.284 \cdot 10^{-5}$	–
$\Delta \delta_3$, рад	-0.017	$1.495 \cdot 10^{-3}$	$1.691 \cdot 10^{-5}$	–
$\Delta \delta_4$, рад	-0.012	$7.878 \cdot 10^{-4}$	$7.585 \cdot 10^{-6}$	–
$\Delta \delta_5$, рад	-0.011	$7.694 \cdot 10^{-4}$	$6.746 \cdot 10^{-6}$	–
U_1 , кВ	119.332	118.584	118.578	–
U_2 , кВ	119.166	118.419	118.412	–
U_3 , кВ	119.305	118.53	118.524	–
U_4 , кВ	120.146	119.292	119.285	–
U_5 , кВ	120.375	119.49	119.483	–
δ_1 , рад	-0.017	-0.016	-0.015	–
δ_2 , рад	-0.017	-0.016	-0.016	–
δ_3 , рад	-0.017	-0.016	-0.016	–
δ_4 , рад	-0.012	-0.011	-0.011	–
δ_5 , рад	-0.011	-0.01	-0.01	–

$$\dot{U}_4 = 119.285 \cdot e^{-j0.011} = 119.278 - j1.285 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_5 = 119.483 \cdot e^{-j0.001} = 119.477 - j1.173 \text{ кВ}.$$

Визначимо струморозподіл та поточкорозподіл по ділянкам мережі:

$$\dot{I}_{01} = (U_0 - \dot{U}_1) \cdot y_{01} = (121 - (118.564 - j1.838)) \cdot (0.021 - j0.071) = 0.182 - j0.136 \text{ кА};$$

$$\dot{S}_{01}^{\text{поч}} = U_0 \cdot \dot{I}_{01} = 121 \cdot (0.182 - j0.136) = 22.076 - j16.416 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{01}^{\text{кін}} = \bar{U}_1 \cdot \dot{I}_{0-1} = (118.564 + j1.838) \cdot (0.182 - j0.136) = 21.881 - j15.75 \text{ МВА}.$$

					ДП7117.141.014.ПЗ	Арк.
						51
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

В табл. 3.13 представлений аналогічно розрахований струморозподіл та потокорозподіл по всім ділянкам мережі.

Таблиця 3.13 – Струморозподіл та потокорозподіл потужності

Ділянка	\dot{I}_{i-j} , кА	$\dot{S}_{i-j}^{\text{поч}}$, МВА	$\dot{S}_{i-j}^{\text{кін}}$, МВА
0-1	0.182-j0.136	22.076-j16.416	21.881-j15.75
0-2	0.201-j0.157	24.31-j18.951	24.08-j18.167
0-4	0.186-j0.14	22.527-j16.929	22.386-j16.449
0-5	0.168-j0.123	20.38-j14.831	20.267-j14.447
1-2	0.006-j0.004	0.757-j0.509	0.756-j0.508
3-2	0.011-j0.007	1.327-j0.861	1.326-j0.86
4-3	0.129-j0.099	15.463-j11.608	15.419-j11.46
5-4	0.018-j0.005	2.144-j0.634	2.141-j0.631

Втрати потужності в електричній мережі складуть:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{\Sigma} &= \dot{S}_{01}^{\text{поч}} + \dot{S}_{02}^{\text{поч}} + \dot{S}_{04}^{\text{поч}} + \dot{S}_{05}^{\text{поч}} + \underline{Y}_0 \cdot U_0^2 - (\dot{S}_1 + \dot{S}_2 + \dot{S}_3 + \dot{S}_4 + \dot{S}_5) = \\ &= (22.08 - j16.42) + (24.31 - j18.95) + (22.53 - j16.93) + (20.38 - j14.83) + 121^2 \cdot j150.7 \cdot 10^{-6} - \\ &- ((21 - j14.66) + (26 - j18.43) + (14 - j9.75) + (9 - j5.81) + (18 - j12.56)) = 1.29 - j3.71 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

На рис. 3.5 представлені режимні параметри роботи мережі при максимальних навантаженнях.

Для трансформаторів, якими обладнанні проектовані ПС 110 кВ здійснимо вибір положення РПН та ПБЗ в режимі максимальних навантажень.

Детальні розрахунки наведемо для ПС 1.

Втрати напруги в обмотках блоку із 2-х трансформаторів типу ТДТН-25000/110 складуть:

$$\begin{aligned} \Delta U_{\text{ТВ1}} &= \frac{(P_{\text{В1}} + \Delta P_{\text{ТЗ1}} + g_{\text{Т1}} \cdot U_1^2) \cdot r_{\text{Т1}}}{U_1} - \frac{(Q_{\text{В1}} + \Delta Q_{\text{ТЗ1}} + b_{\text{Т1}} \cdot U_1^2) \cdot x_{\text{Т1}}}{U_1} = \\ &= \frac{(21 + 57.35 \cdot 10^{-3} + 4.69 \cdot 10^{-6} \cdot 118.58^2) \cdot 0.74}{118.58} - \\ &- \frac{(-14.66 - 1504 \cdot 10^{-3} - 26.47 \cdot 10^{-6} \cdot 118.58^2) \cdot 28.43}{118.58} = 4.1 \text{ кВ;} \\ \Delta U_{\text{Тс1}} &= \frac{P_{\text{сН1}} \cdot r_{\text{Т1}} - Q_{\text{сН1}} \cdot x_{\text{Т1}}}{U_1 - \Delta U_{\text{ТВ1}}} = \frac{14 \cdot 0.74 + 10.14 \cdot 0}{118.58 - 4.1} = 0.09 \text{ кВ.} \end{aligned}$$

					ДП7117.141.014.ПЗ	Арк.
						52
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

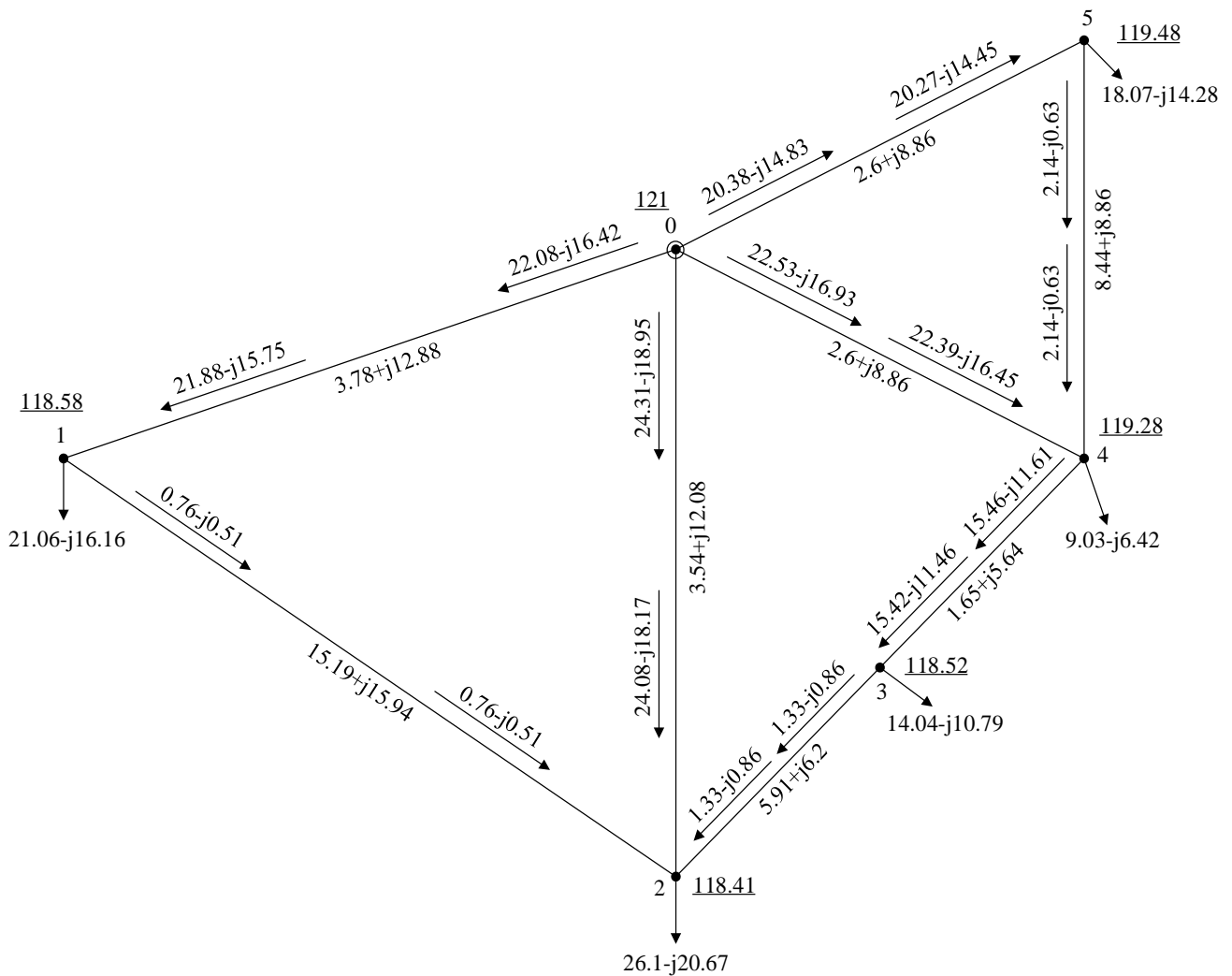


Рисунок 3.5 – Режим максимальних навантажень

$$\Delta U_{\text{ТН1}} = \frac{P_{\text{НН1}} \cdot r_{\text{Т1}} - Q_{\text{НН2}} \cdot x_{\text{Т1}}}{U_1 - \Delta U_{\text{ТВ1}}} = \frac{7 \cdot 0.74 + 4.52 \cdot 17.85}{118.58 - 4.1} = 0.75 \text{ кВ.}$$

Величини $U_{\text{ПС}}$ і $U_{\text{ПН}}$ для трансформаторів на ПС 1 складуть:

$$U_{\text{ПС1}} = U_1 - \Delta U_{\text{ТВ1}} - \Delta U_{\text{ТС1}} = 118.58 - 4.1 - 0.75 = 113.73 \text{ кВ;}$$

$$U_{\text{ПН1}} = U_1 - \Delta U_{\text{ТВ1}} - \Delta U_{\text{ТН1}} = 118.58 - 4.1 - 0.09 = 114.39 \text{ кВ.}$$

Бажана відносна кількість регулювальних витків РПН становить:

$$\omega_{\text{ВЖ1}} = \frac{U_{\text{ПН1}} \cdot U_{\text{ТН1}}}{U_{\text{ТВ1}} \cdot U_{\text{НДЖ1}}} - 1 = \frac{113.73 \cdot 11}{115 \cdot 10.5} - 1 = 0.036.$$

Знаходимо ступінь регулювання РПН:

$$N_{B1} = \frac{\omega_{BЖ1}}{\omega_{B0}} = \frac{0.036}{0.0178} = 2.03 \rightarrow N_{B1}^{CT} = 2.$$

Стандартна кількість регулювальних витків РПН становитиме:

$$\omega_{B1}^{CT} = N_{B1}^{CT} \cdot \omega_{B0} = 1 \cdot 0.0178 = 0.036.$$

На шинах НН ПС 1 рівень напруги матиме наступне значення:

$$U_{нд1} = \frac{U_{пн1} \cdot U_{тн1}}{U_{тв1} \cdot (1 + \omega_{B1}^{CT})} = \frac{113.73 \cdot 11}{115 \cdot (1 + 0.036)} = 10.51 \text{ кВ.}$$

Бажана відносна кількість регулювальних витків ПБЗ становить:

$$\omega_{сж1} = \frac{U_{сж1} \cdot U_{тв1} \cdot (1 + \omega_{B1}^{CT})}{U_{пс1} \cdot U_{тс1}} - 1 = \frac{38.5 \cdot 115 \cdot (1 + 0.036)}{114.39 \cdot 38.5} - 1 = 0.041.$$

Знаходимо ступінь регулювання ПБЗ:

$$N_{с1} = \frac{\omega_{сж1}}{\omega_{с0}} = \frac{0.041}{0.025} = 1.64 \rightarrow N_{с1}^{CT} = 2.$$

Стандартна кількість регулювальних витків ПБЗ становитиме:

$$\omega_{с1}^{CT} = N_{с1}^{CT} \cdot \omega_{с0} = 2 \cdot 0.025 = 0.05.$$

На шинах СН ПС 1 рівень напруги матиме наступне значення:

$$U_{сд1} = \frac{U_{пс1} \cdot U_{тс1} \cdot (1 + \omega_{с1}^{CT})}{U_{тв1} \cdot (1 + \omega_{B1}^{CT})} = \frac{114.39 \cdot 38.5 \cdot (1 + 0.05)}{115 \cdot (1 + 0.036)} = 38.83 \text{ кВ.}$$

В табл. 3.14 представлені аналогічно розраховані положення РПН та ПБЗ для силових трансформаторів усіх ПС 110 кВ.

Таблиця 3.14 – Положення ПБЗ і РПН в режимі максимальних навантажень

ПС	U_i , кВ	N_B^{CT}	N_C^{CT}	$U_{нд}$, кВ	$U_{сд}$, кВ
1	118.58	2	2	10.51	38.83
2	118.41	1	1	10.59	38.12
3	118.52	2	2	10.48	38.73
4	119.29	3	-	10.46	-
5	119.48	2	2	10.43	38.6

3.7 Режим мінімальних навантажень

Згідно коефіцієнту зниження активного навантаження визначаємо навантаження на шинах ПС в режимі мінімальних навантажень.

					ДП7117.141.014.ПЗ	Арк.
						54
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Детальні розрахунки наведемо для ПС 1:

$$P_{\text{CH1}}^{\text{min}} = 0.63 \cdot P_{\text{CH1}} = 0.63 \cdot 14 = 8.82 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{HH1}}^{\text{min}} = 0.63 \cdot P_{\text{HH1}} = 0.63 \cdot 7 = 4.41 \text{ МВт}.$$

Тоді реактивне навантаження на вторинних шинах ПС 1 складе:

$$Q_{\text{CH1}}^{\text{min}} = -P_{\text{CH1}}^{\text{min}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{CH}} = -8.82 \cdot \text{tg}(35.9^\circ) = -6.39 \text{ МВАр};$$

$$Q_{\text{HH1}}^{\text{min}} = -P_{\text{HH1}}^{\text{min}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{HH}} = -4.41 \cdot \text{tg}(32.86^\circ) = -2.85 \text{ МВАр}.$$

Отже, для ПС 1 маємо наступне значення повного навантаження в режимі мінімальних навантажень:

$$S_1^{\text{min}} = P_{\text{CH1}}^{\text{min}} + P_{\text{HH1}}^{\text{min}} + j(Q_{\text{CH1}}^{\text{min}} + Q_{\text{HH1}}^{\text{min}}) = 8.82 + 4.41 + j(-6.39 - 2.85) = 13.23 - j9.23 \text{ МВА}.$$

В табл. 3.15 представлені аналогічно розраховані навантаження в режим мінімальних навантажень для усіх ПС 110 кВ.

Таблиця 3.15 - Навантаження в режимі мінімальних навантажень

ПС	\dot{S}_i^{min} , МВА
1	13.23-j9.23
2	16.38-j11.61
3	8.82-j6.14
4	5.67-j3.66
5	11.34-j7.92

В режимі мінімальних навантажень може з'явитись необхідність відключення одного із двох силових трансформаторів на ПС. Тому виконаємо перевірку для кожної підстанції щодо необхідної кількості включених трансформаторів.

Детально розрахунки наведемо для ПС 1. Сума квадратів модулів потужності обмоток силових трансформаторів на ПС 1 становить:

$$\Sigma(|S_1|^2) = (|S_{\text{HH1}}^{\text{min}}|)^2 + (|S_{\text{CH1}}^{\text{min}}|)^2 + (|S_{\text{ВН1}}^{\text{min}}|)^2 = 5.25^2 + 10.89^2 + 16.13^2 = 406.43 \text{ МВА}.$$

Критична потужність силових трансформаторів на ПС №1 складе:

$$S_{\text{кр1}} = \frac{4 \cdot \Delta P_{\text{xx1}} \cdot S_{\text{HH1}}^2}{\Delta P_{\text{к1}}} = \frac{4 \cdot 31 \cdot 10^{-3} \cdot 25^2}{140 \cdot 10^{-3}} = 553.57 \text{ МВА}.$$

Оскільки $406.43 \text{ МВА} < 553.57 \text{ МВА}$, то на ПС 1 в режимі максимальних навантажень має працювати один силовий трансформатор.

					ДП7117.141.014.ПЗ	Арк.
						55
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

В табл. 3.16 представлено результати перевірки щодо необхідності відключення трансформаторів для всіх ПС 110 кВ.

Таблиця 3.16 – Кількість включених трансформаторів

ПС	$\Sigma(S_i ^2)$, МВА	$S_{\text{крі}}$, МВА	Кількість трансформаторів
1	406.43	553.57	1
2	684.01	553,57	2
3	178.55	235.52	1
4	6.75	6.831	1
5	298.6	235.52	2

В результаті відключення трансформаторів змінюються приведені навантаження та еквівалентні провідності пунктів мережі. Нові значення приведені в табл. 3.17

Таблиця 3.17 – Приведенні навантаження та еквівалентні провідності в режимі мінімальних навантажень

ПС	$\dot{S}_{\text{пр}}$, МВА	Y_i , См
1	13.28-j10.43	$(2.34+j78.63) \cdot 10^{-6}$
2	16.42-j12.5	$(4.69+j80.58) \cdot 10^{-6}$
3	8.86-j6.97	$(1.74+j25.84) \cdot 10^{-6}$
4	5.7-j4.14	$(1.06+j71.65) \cdot 10^{-6}$
5	11.37-j8.6	$(3.48+j32.84) \cdot 10^{-6}$
0	-	$j150.7 \cdot 10^{-6}$

Аналогічно до проведених розрахунків для режиму максимальних навантажень за методом Ньютона знаходимо режимні параметри роботи електричної мережі при мінімальних навантаженнях. В табл. 3.18 представлені отримані результати.

Аналіз даних табл. 3.18 показує, що після завершення третьої ітерації максимальна за модулем нев'язка потужності є меншою за інженерну точність розрахунку:

$$\max \left\{ \left| \omega_{P_i} \right|; \left| \omega_{Q_i} \right| \right\} = 6.78 \cdot 10^{-6} \text{ МВА} < 0.001 \text{ МВА.}$$

Таблиця 3.18 – Уточнення режиму напруги

Величина, що обчислюється	Ітерація			
	1	2	3	4
ω_{P1} , МВт	-1.776	0.022	$3.379 \cdot 10^{-5}$	$1.933 \cdot 10^{-7}$
ω_{P2} , МВт	-4.179	0.107	$1.532 \cdot 10^{-4}$	$3.933 \cdot 10^{-7}$
ω_{P3} , МВт	-8.876	0.54	$1.183 \cdot 10^{-3}$	$1.602 \cdot 10^{-7}$
ω_{P4} , МВт	11.058	-0.662	$-1.272 \cdot 10^{-3}$	$8.356 \cdot 10^{-8}$
ω_{P5} , МВт	5.356	-0.26	$-2.565 \cdot 10^{-4}$	$2.656 \cdot 10^{-7}$
ω_{Q1} , МВар	-29.845	0.998	$3.113 \cdot 10^{-3}$	$6.508 \cdot 10^{-6}$
ω_{Q2} , МВар	-30.419	1.016	$3.212 \cdot 10^{-3}$	$6.78 \cdot 10^{-6}$
ω_{Q3} , МВар	6.658	-0.149	$8.166 \cdot 10^{-4}$	$2.264 \cdot 10^{-6}$
ω_{Q4} , МВар	-53.922	2.003	$4.813 \cdot 10^{-3}$	$6.185 \cdot 10^{-6}$
ω_{Q5} , МВар	-48.996	1.938	$3.753 \cdot 10^{-3}$	$2.533 \cdot 10^{-6}$
ΔU_1 , кВ	3.56	-0.115	$-3.642 \cdot 10^{-4}$	–
ΔU_2 , кВ	3.473	-0.116	$-3.706 \cdot 10^{-4}$	–
ΔU_3 , кВ	3.542	-0.123	$-3.855 \cdot 10^{-4}$	–
ΔU_4 , кВ	4.053	-0.143	$-3.779 \cdot 10^{-4}$	–
ΔU_5 , кВ	4.192	-0.152	$-3.368 \cdot 10^{-4}$	–
$\Delta \delta_1$, рад	-0.011	$3.22 \cdot 10^{-4}$	$9.664 \cdot 10^{-7}$	–
$\Delta \delta_2$, рад	-0.011	$3.694 \cdot 10^{-4}$	$1.117 \cdot 10^{-6}$	–
$\Delta \delta_3$, рад	-0.011	$4.214 \cdot 10^{-4}$	$1.343 \cdot 10^{-6}$	–
$\Delta \delta_4$, рад	-0.008	$2.27 \cdot 10^{-4}$	$8.397 \cdot 10^{-7}$	–
$\Delta \delta_5$, рад	-0.007	$2.254 \cdot 10^{-4}$	$5.932 \cdot 10^{-7}$	–
U_1 , кВ	113.56	113.445	113.444	–
U_2 , кВ	113.473	113.357	113.356	–
U_3 , кВ	113.542	113.419	113.419	–
U_4 , кВ	114.053	113.909	113.909	–
U_5 , кВ	114.192	114.041	114.04	–
δ_1 , рад	-0.011	-0.011	-0.011	–
δ_2 , рад	-0.011	-0.011	-0.011	–
δ_3 , рад	-0.011	-0.011	-0.011	–
δ_4 , рад	-0.008	-0.008	-0.008	–
δ_5 , рад	-0.007	-0.007	-0.007	–

Таким чином умова збіжності ітераційного розрахунку системи нелінійних рівнянь досягнута.

В табл. 3.19 представлено результат розрахунку струморозподілу та потікорозподілу потужності по ділянках мережі. В табл. 3.20 наведені обрані положення РПН та ПБЗ для режиму мінімальних навантажень.

					ДП7117.141.014.ПЗ	Арк.
						57
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Таблиця 3.19 – Струморозподіл і поточкорозподіл потужності

Ділянка	\dot{I}_{i-j} , кА	$\dot{S}_{i-j}^{\text{поч}}$, МВА	$\dot{S}_{i-j}^{\text{кін}}$, МВА
0-1	0.12-j0.086	13.839-j9.893	13.756-j9.611
0-2	0.133-j0.098	15.305-j11.233	15.209-j10.904
0-4	0.123-j0.088	14.142-j10.067	14.083-j9.865
0-5	0.111-j0.076	12.806-j8.744	12.759-j8.583
1-2	0.004-j0.002	0.45-j0.195	0.45-j0.195
3-2	0.007-j0.003	0.82-j0.365	0.82-j0.364
4-3	0.085-j0.063	9.716-j7.066	9.697-j7.003
5-4	0.012-j0.004	1.345-j0.413	1.344-j0.411

Таблиця 3.22 – Положення ПБЗ і РПН в режимі мінімальних навантажень

ПС	U_i , кВ	$N_B^{\text{СТ}}$	$N_C^{\text{СТ}}$	$U_{\text{нд}}$, кВ	$U_{\text{сд}}$, кВ
1	113.44	-1	2	10.42	38.59
2	113.36	0	2	10.49	38.65
3	113.42	-2	1	10.57	38.25
4	113.91	-1	-	10.56	-
5	114.04	1	2	10.44	38.51

Втрати потужності в електричній мережі в режимі мінімальних навантажень складуть:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{\Sigma} &= \dot{S}_{01}^{\text{поч}} + \dot{S}_{02}^{\text{поч}} + \dot{S}_{04}^{\text{поч}} + \dot{S}_{05}^{\text{поч}} + Y_0 \cdot U_0^2 - (\dot{S}_1 + \dot{S}_2 + \dot{S}_3 + \dot{S}_4 + \dot{S}_5) = \\ &= (13.84 - j9.89) + (15.31 - j11.23) + (14.14 - j10.07) + (12.81 - j8.74) + 115^2 \cdot j150.7 \cdot 10^{-6} - \\ &- ((13.23 - j9.23) + (16.38 - j11.61) + (8.82 - j6.14) + (5.67 - j3.66) + (11.34 - j7.92)) = \\ &0.65 + j0.62 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

На рис. 3.6 представлені режимні параметри роботи мережі при мінімальних навантаженнях.

3.8 Післяаварійний режим

Розглянемо післяаварійний режим роботи електричної мережі, що зумовлений відключенням ділянки 0-2. Так як змінюється конфігурація схеми мережі перерахуємо еквівалентні провідності п. 0 та п.2:

$$\begin{aligned} Y_2 &= 0.5 \cdot (Y_{12} + Y_{23}) + Y_{r2} = 0.5 \cdot (j92.72 + j36.06) \cdot 10^{-6} + (4.69 - j26.47) \cdot 10^{-6} = \\ &= (4.69 + j37.92) \cdot 10^{-6} \text{ См;} \end{aligned}$$

					ДП7117.141.014.ПЗ	Арк.
						58
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

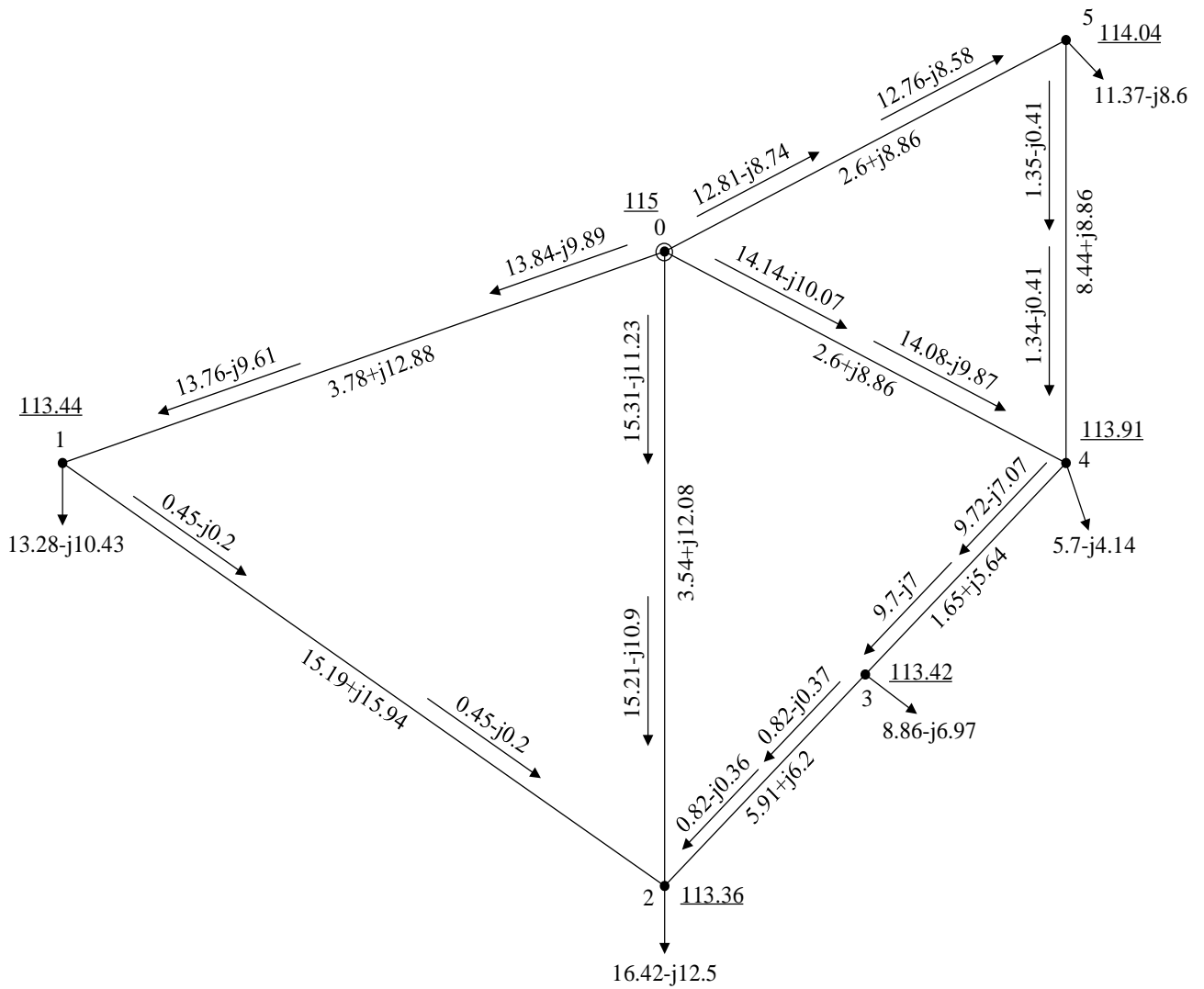


Рисунок 3.6– Режим мінімальних навантажень

$$Y_0 = 0.5 \cdot (Y_{01} + Y_{04} + Y_{05}) = 0.5 \cdot (j90.99 + j62.56 + j62.56) \cdot 10^{-6} = j108.1 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Аналогічно до попередніх розрахунків, використовуючи метод Ньютона, визначаємо режимні параметри роботи мережі в післяаварійному режимі. В табл. 3.23 представлені отримані результати під час ітераційного розрахунку.

Аналіз даних табл. 3.23 показує, що після завершення третьої ітерації максимальна за модулем нев'язка потужності є меншою за інженерну точність розрахунку:

$$\max \left\{ \left| \omega_{P_i} \right| ; \left| \omega_{Q_i} \right| \right\} = 6.78 \cdot 10^{-6} \text{ МВА} < 0.001 \text{ МВА.}$$

Таблиця 3.23 – Уточнення режиму напруги

Величина, що обчислюється	Ітерація			
	1	2	3	4
ω_{P1} , МВт	-9.586	0.043	$1.64 \cdot 10^{-5}$	$3.362 \cdot 10^{-7}$
ω_{P2} , МВт	-26.153	-0.214	$-2.149 \cdot 10^{-4}$	$4.622 \cdot 10^{-7}$
ω_{P3} , МВт	-14.086	0.499	$1.113 \cdot 10^{-3}$	$3.1 \cdot 10^{-7}$
ω_{P4} , МВт	7.708	-0.322	$-6.694 \cdot 10^{-4}$	$1.479 \cdot 10^{-7}$
ω_{P5} , МВт	-1.363	-0.064	$-2.359 \cdot 10^{-5}$	$2.589 \cdot 10^{-7}$
ω_{Q1} , МВар	-23.952	0.594	$1.896 \cdot 10^{-3}$	$4.723 \cdot 10^{-6}$
ω_{Q2} , МВар	20.206	0.232	$1.488 \cdot 10^{-3}$	$3.744 \cdot 10^{-6}$
ω_{Q3} , МВар	10.627	0.206	$8.878 \cdot 10^{-4}$	$1.204 \cdot 10^{-6}$
ω_{Q4} , МВар	-51.583	1.393	$3.368 \cdot 10^{-3}$	$4.818 \cdot 10^{-5}$
ω_{Q5} , МВар	-43.284	1.354	$2.188 \cdot 10^{-3}$	$1.701 \cdot 10^{-6}$
ΔU_1 , кВ	1.379	-0.098	$-3.242 \cdot 10^{-4}$	–
ΔU_2 , кВ	-1.018	-0.142	$-4.525 \cdot 10^{-4}$	–
ΔU_3 , кВ	0.594	-0.13	$-3.956 \cdot 10^{-4}$	–
ΔU_4 , кВ	2.27	-0.122	$-3.23 \cdot 10^{-4}$	–
ΔU_5 , кВ	3.127	-0.116	$-2.456 \cdot 10^{-4}$	–
$\Delta \delta_1$, рад	-0.025	$1.954 \cdot 10^{-4}$	$7.362 \cdot 10^{-7}$	–
$\Delta \delta_2$, рад	-0.03	$3.791 \cdot 10^{-4}$	$1.731 \cdot 10^{-6}$	–
$\Delta \delta_3$, рад	-0.028	$4.56 \cdot 10^{-4}$	$1.527 \cdot 10^{-6}$	–
$\Delta \delta_4$, рад	-0.017	$2.955 \cdot 10^{-4}$	$9.851 \cdot 10^{-7}$	–
$\Delta \delta_5$, рад	-0.014	$2.364 \cdot 10^{-4}$	$4.941 \cdot 10^{-7}$	–
U_1 , кВ	111.379	111.281	111.281	–
U_2 , кВ	108.982	108.841	108.84	–
U_3 , кВ	110.594	110.463	110.463	–
U_4 , кВ	112.27	112.148	112.147	–
U_5 , кВ	113.127	113.012	113.011	–
δ_1 , рад	-0.025	-0.025	-0.025	–
δ_2 , рад	-0.03	-0.029	-0.029	–
δ_3 , рад	-0.028	-0.027	-0.027	–
δ_4 , рад	-0.017	-0.017	-0.017	–
δ_5 , рад	-0.014	-0.014	-0.014	–

Таким чином умова збіжності ітераційного розрахунку системи нелінійних рівнянь досягнута.

В табл. 3.24 представлено результат розрахунку струморозподілу та потілокорозподілу потужності по ділянках мережі. На рис. 3.7 представлені режимні параметри роботи мережі в післяаварійному режимі.

					ДП7117.141.014.ПЗ	Арк.
						60
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Таблиця 3.24 – Струморозподіл і поточкорозподіл потужності

Ділянка	I_{i-j} , кА	$S_{i-j}^{поч}$, МВА	$S_{i-j}^{кін}$, МВА
0-1	0.277-0.21i	31.811-24.191i	31.355-22.635i
0-4	0.283-0.241i	32.503-27.721i	32.144-26.499i
0-5	0.225-0.16i	25.907-18.376i	25.709-17.701i
1-2	0.09-0.068i	10.24-7.284i	10.046-7.081i
3-2	0.144-0.125i	16.322-13.36i	16.106-13.134i
4-3	0.269-0.225i	30.611-24.678i	30.408-23.986i
5-4	0.067-0.035i	7.575-3.81i	7.528-3.76i

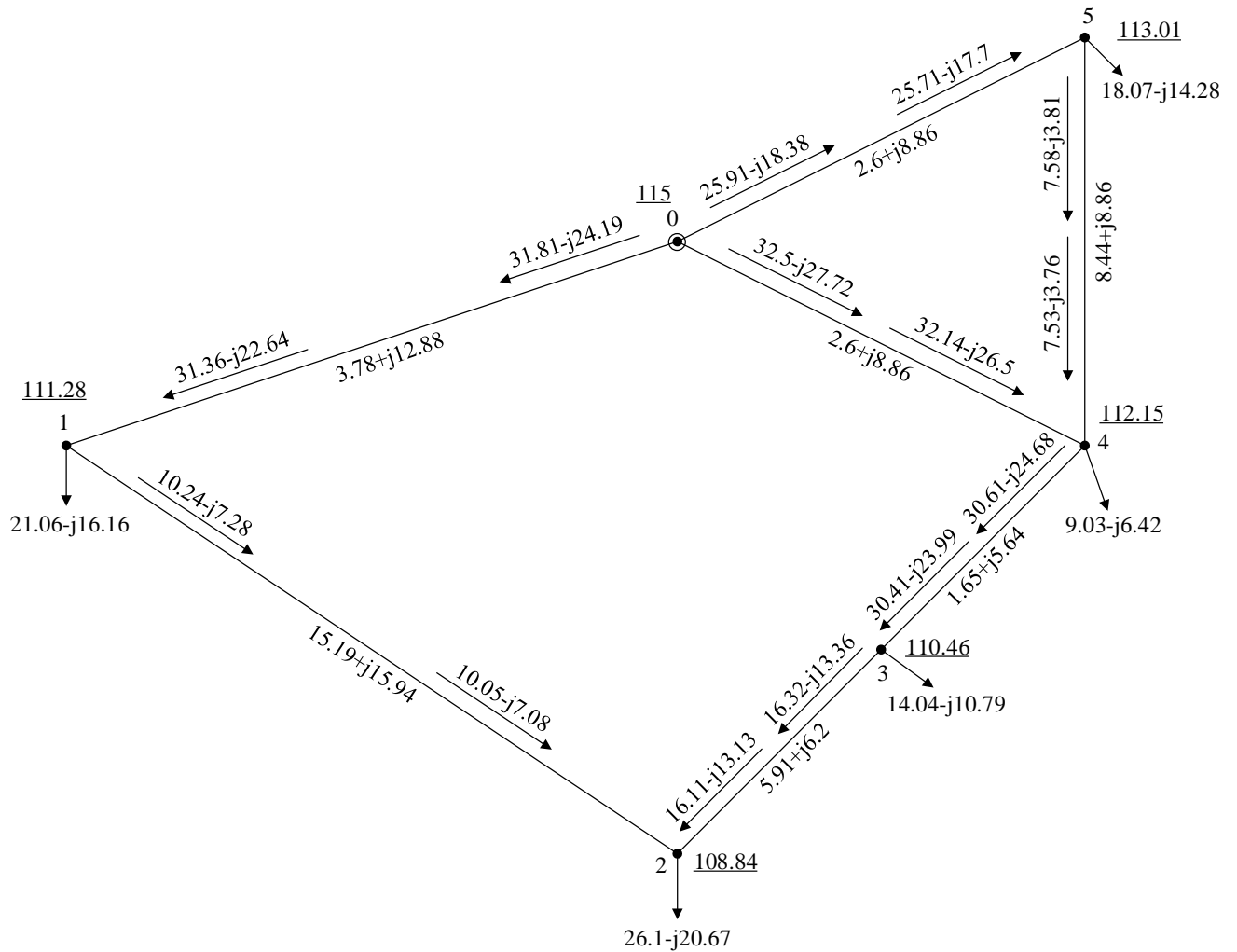


Рисунок 3.7 – Післяаварійний режим

В табл. 3.25 наведені обрані положення РПН та ПБЗ для післяаварійного режиму.

Таблиця 3.25 – Положення ПБЗ і РПН в післяаварійному режимі

ПС	U_i , кВ	$N_B^{ст}$	$N_C^{ст}$	$U_{нд}$, кВ	$U_{сд}$, кВ
1	111.28	-2	2	10.53	38.94
2	108.84	-4	1	10.57	38.07
3	110.46	-2	2	10.41	38.54
4	112.15	-1	-	10.5	-
5	113.01	-2	1	10.52	38.05

Втрати потужності в електричній мережі в післяаварійному режим складуть:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_\Sigma &= \dot{S}_{01}^{поч} + \dot{S}_{04}^{поч} + \dot{S}_{05}^{поч} + Y_0 \cdot U_0^2 - (\dot{S}_1 + \dot{S}_2 + \dot{S}_3 + \dot{S}_4 + \dot{S}_5) = \\ &= (31.81 - j24.19) + (32.5 - j27.72) + (25.91 - j18.38) + 115^2 \cdot j108.1 \cdot 10^{-6} - \\ &- ((21 - j14.66) + (26 - j18.43) + (14 - j9.75) + (9 - j5.81) + (18 - j12.56)) = 2.22 - j7.65 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Висновки до розділу 3

В даному розділі виконано розрахунок режимних параметрів роботи мережі при максимальних навантаженнях, мінімальних навантаженнях та в післяаварійному режимі.

Втрати потужності при максимальних навантаженнях становлять 1.29-j3.71 МВА, при мінімальних навантаженнях - 0.65+j0.62 МВА, а в післяаварійному режимі - 2.22- j7.65 МВА.

					ДП7117.141.014.ПЗ	Арк.
						62
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

ВИСНОВКИ

В першому розділі розглянуто завдання створення функції дисконтованих затрат для ПЛ-110 кВ із використанням сталевих опор. А також виконано апроксимацію цих функцій за допомогою методу найменших квадратів.

В другому розділі за критерієм мінімуму функції дисконтованих затрат здійснено оптимізацію електромережі номінальною напругою 110 кВ згідно методу поконтурної оптимізації. В результаті оптимальна експлуатаційна мережа складається із ділянок 0-1, 0-2, 0-4, 0-5 та 3-4.

В третьому розділі здійснено вибір силових трансформаторів для ПС 110 кВ та перерізу проводів для ділянок мережі. Виконано розрахунок режимних параметрів роботи мережі при максимальних навантаженнях, мінімальних навантаженнях та в післяаварійному режимі.

Втрати потужності при максимальних навантаженнях становлять $1.29-j3.71$ МВА, при мінімальних навантаженнях - $0.65+j0.62$ МВА, а в післяаварійному режимі - $2.22-j7.65$ МВА.

					ДП7117.141.014.ПЗ	Арк.
						63
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.

					ДП7117.141.014.ПЗ	Арк.
						64
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

ДОДАТОК А.
Результати перевірки на плагіат

					ДП7117.141.014.ПЗ	Арк.
						65
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Ім'я користувача:
Чижевський Володимир Валерійович

ID перевірки:
1008050958

Дата перевірки:
27.05.2021 18:08:35 EEST

Тип перевірки:
Doc vs Internet + Library

Дата звіту:
27.05.2021 18:11:22 EEST

ID користувача:
100006981

Назва документа: Шаталов

Кількість сторінок: 57 Кількість слів: 12783 Кількість символів: 71318 Розмір файлу: 1.29 MB ID файлу: 1008138835

Виявлено модифікації тексту (можуть впливати на відсоток схожості)

16.6%
Схожість

Найбільша схожість: 10.1% з Інтернет-джерелом (https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28477/1/Dolynyuk_bakalavr.pdf).

15.4% Джерела з Інтернету

217

Сторінка 59

4.29% Джерела з Бібліотеки

466

Сторінка 61

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

245

Підозріле форматування

22
сторінки