

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»
ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГОТЕХНІКИ ТА АВТОМАТИКИ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ТА СИСТЕМ**

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри
_____ Кирик В.В.
(підпис)

“ _____ ” _____ 201_р.

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

з напрямку підготовки 6.050701 – «Електротехніка та електротехнології»

на тему: «Вибір оптимальної конфігурації електричної мережі номінальною напру-
гою 110 кВ»

Виконав: студент IV курсу, групи ЕС-зс51

Сокол Юрій Миколайович

(прізвище, ім'я, по батькові)

_____ (підпис)

Керівник проекту _____ к.т.н., доцент, Баженов В.А.

(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)

_____ (підпис)

Консультант: _____

(назва розділу) _____ (посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)

_____ (підпис)

Рецензент _____

(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)

_____ (підпис)

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

Студент _____
(підпис)

Київ – 2019 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)

Напрямок підготовки 6.050701 – «Електротехніка та електротехнології»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ Кирик В.В.
(підпис) (ініціали, прізвище)

« ___ » _____ 201_ р.

ЗАВДАННЯ
на дипломний проект студенту
Соколу Юрію Миколайовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту «Вибір оптимальної конфігурації електричної мережі номінальною напругою 110 кВ»

керівник проекту Баженов Володимир Андрійович, к.т.н., доцент.

затверджені наказом по університету від «15» квітня 2019 р. №1116-с.

2. Строк подання студентом проекту «13» червня 2019 р. .

3. Вихідні дані до проекту: ситуаційний план електричної мережі напругою 110 кВ з відповідним масштабом, навантаження пунктів, географічний район спорудження мережі.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки: 1. Побудувати функцію оптимальних витрат для ЛЕП-110 кВ на залізобетонних опорах. 2. Виконати апроксимацію функції оптимальних витрат. 2. Виконати оптимізацію електричної мережі методом поконтурної оптимізації. 4. Виконати розрахунок опорних режимів роботи районної електричної мережі.

5. Перелік графічного матеріалу:

5.1. Функція оптимальних витрат.

5.2. Метод поконтурної оптимізації.

6. Консультанти розділів проекту

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

7. Дата видачі завдання «25» січня 2019 .

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту	Строк виконання етапів проекту	Примітка
1	Аналіз літератури згідно теми роботи	25.01.19-11.02.19	
2	Побудова функції оптимальних витрат ЛЕП-110 кВ на залізобетонних опорах	12.02.19-1.03.19	
3	Апроксимація функції дисконтованих витрат ЛЕП-110 кВ	2.03.19-19.03.19	
4	Вибір силових трансформаторів та перерізу проводів	20.03.19-6.04.19	
5	Розрахунок опорних режимів роботи мережі	7.04.19-24.04.19	
6	Оформлення пояснювальної записки	25.04.19-12.05.19	
7	Оформлення технічних креслень	13.05.19-30.05.19	

Студент

(підпис)

Сокол Ю.М.

Керівник проекту

(підпис)

Баженов В.А.

Пояснювальна записка до дипломного проекту

на тему: Вибір оптимальної конфігурації електричної мережі номінальною напру-
гою 110 кВ

Київ – 2019 року

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проект	1	
2	A4	ДП5117.6.050701.005.ПЗ	Пояснювальна записка	71	
3	A1	ДП5117.6.050701.01.005.ТК	Функція оптимальних витрат	1	
4	A1	ДП5117.6.050701.02.005.ТК	Метод поконтурної оптимізації	1	
5	A1	ДП5117.6.050701.03.005.ТК	Принципова схема РЕМ і розрахунок режим роботи РЕМ	1	

					ДП5117.6.050701.005.ПЗ					
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						
Розроб.		Сокол Ю.М.			Вибір оптимальної конфігурації електричної мережі номінальною напругою 110 кВ	Літ.	Арк.	Аркушів		
Перевір.		Баженов В.А					5	71		
Н. Контр.		Казанський С.В				КПІ ім. Ігоря СікорськогоКаф. EMC гр. EC-зс51				
Затв.		Кирик В.В.								

РЕФЕРАТ

Дипломний проект складається із пояснювальної записки та графічної частини. Пояснювальну записку виконано на 71 аркуші формату А4, до якої входять 28 таблиць, 18 рисунків та 5 джерел використаної літератури. Графічна частина виконана на 3 аркушах формату А1.

Метою дипломного проекту є вибір оптимальної конфігурації електричної мережі номінальною напругою 110 кВ.

В даній роботі побудовано функцію оптимальних витрат повітряної лінії номінальною напругою 110 кВ. Знайдено оптимальну конфігурацію електричної мережі номінальною напругою 110 кВ. Виконано електричний розрахунок опорних режимів роботи електричної мережі.

ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ, ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, ФУНКЦІЯ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ, ВТРАТИ ПОТУЖНОСТІ, НАПРУГА, ПОТУЖНІСТЬ, ТРАНСФОРМАТОР.

					ДП5117.6.050701.005.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		5

ABSTRACT

The diploma project consists of an explanatory note and a graphic part. The explanatory note was made on 71 sheets of A4 format, which includes 28 tables, 18 figures and 5 sources of used literature. The graphic part is made on 3 sheets of A1 format.

The purpose of the diploma project is to choose the optimal configuration of the electric network with a nominal voltage of 110 kV.

In this work, the function of optimal airline cost for a nominal voltage of 110 kV is constructed. The optimal configuration of the electric network with a nominal voltage of 110 kV is found. Electric calculation of reference models of electric network operation is executed.

ELECTRICITY LINE, ELECTRIC NETWORK, FUNCTION OF DISCOUNT EXPENSES, LOSS OF POWER, VOLTAGE, POWER, TRANSFORMER.

					ДП5117.6.050701.005.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		6

ЗМІСТ

ПЕРЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ.....	9
ВСТУП.....	10
1 ФУНКЦІЯ ОПТИМАЛЬНИХ ВИТРАТ ДЛЯ ЛЕП.....	11
1.1 Формування функції оптимальних витрат для ЛЕП-110 кВ.....	11
1.2 Апроксимація функції оптимальних витрат для ЛЕП-110 кВ.....	15
Висновки до розділу.....	18
2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ КОНФІГУРАЦІЇ РЕМ.....	19
2.1 Метод поконтурної оптимізації.....	19
2.2 Оптимізація схеми РЕМ 110 кВ.....	21
Висновки до розділу.....	25
3 РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	26
3.1 Вибір трансформаторів для ПС 110 кВ.....	26
3.2 Розрахунок поточкорозподілу потужності в L-схемі мережі.....	27
3.3 Вибір марки та перерізу проводів.....	30
3.4 Формування розрахункової Z-схеми мережі.....	38
3.5 Розрахунок режиму максимальних навантажень.....	44
3.6 Розрахунок режиму мінімальних навантажень.....	60
3.7 Післяаварійний режим.....	65
Висновки до розділу.....	68
ВИСНОВКИ.....	69
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	70
ДОДАТОК А. Результати перевірки на плагіат.....	71

					ДП5117.6.050701.005.ПЗ	Арк.
						7
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

ПЕРЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

БП – балансуєчий пункт;

ВН – висока напруга;

КЗ – коротке замикання;

ЛЕП – лінія електропередачі;

НН – низька напруга;

ПБЗ – переключення без збудження;

ПЛ – повітряна лінія;

ПС – підстанція;

РПН – – регулювання без розриву ланцюга навантаження;

ПТЕ – правила технічної експлуатації;

СН – середня напруга;

РЕМ – район електричних мереж.

					ДП5117.6.050701.005.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		8

ВСТУП

Під час виконання оптимізації розвитку електричної мережі необхідно обрати конфігурацію схеми мережі, номінальну напругу мережі та встановити черговість будівництва об'єктів мережі.

Критерієм оптимальності під час виконання оптимізації розвитку мережі є сума динамічних приведених затрат для усіх елементів електричних мереж. В процесі оптимізації обов'язково необхідно враховувати технічні вимоги до надійності електропостачання та якості електроенергії. Також мають бути враховані динаміка розвитку електричних мереж енергосистеми, обмеження щодо пропускнуої можливості ліній електропередавання та підстанцій.

Оптимізація розвитку електричних мереж є доволі складною задачею. Тому її розчленовують на окремі підзадачі, вирішення яких виконують незалежно з подальшим узгодженням отриманих результатів.

Для вирішення задачі оптимізації має бути відомий план вводу потужностей, які генеруються. Також основними даними для виконання оптимізації є величини навантажень на різних етапах розвитку мережі; розрахункова схема мережі, до якої входять вже існуючі та намічені до будівництва лінії електропередавання та підстанції; технічні дані і вартісні характеристики всіх елементів електричної мережі.

В даній роботі вирішується задача вибору оптимальної конфігурації електричної мережі номінальною напругою 110 кВ.

					ДП5117.6.050701.005.ПЗ	Арк.
						9
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

1 ФУНКЦІЯ ОПТИМАЛЬНИХ ВИТРАТ ДЛЯ ЛЕП

1.1 Формування функції оптимальних витрат для ЛЕП-110 кВ

Для спорудження нової районної розподільчої електричної мережі необхідні фінансові витрати. Ефективність використання даних фінансів є основним критерієм вдалості інвестування. Тому під час проектування намічають декілька варіантів будівництва енергетичного об'єкта та виконують техніко-економічне порівняння. Для будівництва обирають варіант, який характеризується кращими техніко-економічними показниками.

При проектування розподільчої електричної мережі одним із основних задач, яку необхідно вирішити, є вибір кількості ланцюгів та перерізу проводів ЛЕП. Критерієм для порівняння варіантів виконання ЛЕП є найменше значення функції оптимальних витрат.

В даній роботі будемо застосовувати спрощений спосіб оцінки економічної ефективності. Тобто припускаємо, що інвестиції в будівництво нового об'єкта виконуються протягом одного календарного року. В результаті чого вирішуємо статичну задачу. Функція оптимальних витрат в даному випадку матиме такий вигляд:

$$Z = \frac{I}{E} + K - L,$$

де I - щорічні витрати, які складаються з експлуатаційних витрат на обслуговування електрообладнання та витрат необхідних для покриття витрат електроенергії в елементах РЕМ;

E - норма дисконту;

K - капітальні вкладення в елементи РЕМ;

L - залишкова вартість (для нових об'єктів $L = 0$).

					ДП5117.6.050701.005.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		10

Представимо функцію оптимальних витрат для ЛЕП-110 кВ в наступному вигляді:

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

В свою чергу коефіцієнти a_{vo} та b_{vo} можна знайти за формулами:

$$a_{vo} = K_{ПЛ} + \frac{H_e \cdot K_{ПЛ}}{E};$$

$$b_{vo} = \frac{r_{vo} \cdot Z_e \cdot \tau}{U_n^2 \cdot \cos^2 \varphi \cdot E},$$

де $K_{ПЛ}$ - капітальні вкладення для спорудження одиниці довжини ПЛ;

H_e - нормований показник витрат (для повітряних ліній з номінально напругою 110 кВ складає 1,2 % від капітальних вкладень);

U_n - номінальна напруга проектованої мережі;

$\cos \varphi$ - коефіцієнт потужності проектованої мережі;

r_{vo} - погонний активний опір;

Z_e - вартість електроенергії (приймаємо $Z_e = 207$ коп/(кВт·год));

τ - час максимальних втрат, який знаходимо за емпіричною формулою:

$$\tau = (0,124 + T_{max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 4500 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 2886.21 \text{ год/рік.}$$

В даному випадку аргументом функції оптимальних витрат є потужність, що транспортується ділянкою мережі. Тому під час оптимізації можна виключити число ланцюгів та переріз із незалежних змінних. Переріз провідників в даному випадку визначається за потужністю згідно економічних інтервалів.

Для проектованої розподільчої мережі побудуємо графіки функції оптимальних витрат для перерізів провідників 70 мм², 120 мм², 240 мм² та 2x240 мм². Спорудження ПЛ планується на залізобетонних опорах.

					ДП5117.6.050701.005.ПЗ	Арк.
						11
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Дані для побудови функції оптимальних витрат приведені в табл. 1.1. У вартості будівництва ПЛ враховано змінну курсу валют з 5 грн до 28,5 грн за 1 долар США.

Таблиця 1.1 – Дані провідів

Марка і переріз провідів	Погонний опір, Ом/км	Вартість будівництва, тис.грн/км
АС-70/11	0,422	1567,5
АС-120/19	0,244	1681,5
АС-240/32	0,118	1995
2хАС-240/32	0,059	2850

Знаходимо значення коефіцієнтів a_{vo} та b_{vo} :

$$a_{vo(70)} = K_{vo(70)} + \frac{H_e \cdot K_{vo(70)}}{E} = 1567,5 + \frac{1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 1567,5}{0,1} = 1755,6;$$

$$b_{vo(70)} = \frac{r_{vo(70)} \cdot 3_e \cdot \tau}{U_H^2 \cdot \cos \varphi^2 \cdot E} = \frac{0,422 \cdot 2,07 \cdot 2886,21}{110^2 \cdot 0,9^2 \cdot 0,1} = 2,57;$$

$$a_{vo(120)} = K_{vo(120)} + \frac{H_e \cdot K_{vo(120)}}{E} = 1681,5 + \frac{1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 1681,5}{0,1} = 1883,28;$$

$$b_{vo(120)} = \frac{r_{vo(120)} \cdot 3_e \cdot \tau}{U_H^2 \cdot \cos \varphi^2 \cdot E} = \frac{0,244 \cdot 2,07 \cdot 2886,21}{110^2 \cdot 0,9^2 \cdot 0,1} = 1,49;$$

$$a_{vo(240)} = K_{vo(240)} + \frac{H_e \cdot K_{vo(240)}}{E} = 1995 + \frac{1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 1995}{0,1} = 2234,4;$$

$$b_{vo(240)} = \frac{r_{vo(240)} \cdot 3_e \cdot \tau}{U_H^2 \cdot \cos \varphi^2 \cdot E} = \frac{0,118 \cdot 2,07 \cdot 2886,21}{110^2 \cdot 0,9^2 \cdot 0,1} = 0,72;$$

$$a_{vo(2x240)} = K_{vo(2x240)} + \frac{H_e \cdot K_{vo(2x240)}}{E} = 2850 + \frac{1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 2850}{0,1} = 3192;$$

$$b_{vo(2x240)} = \frac{r_{vo(2x240)} \cdot 3_e \cdot \tau}{U_H^2 \cdot \cos \varphi^2 \cdot E} = \frac{0,059 \cdot 2,07 \cdot 2886,21}{110^2 \cdot 0,9^2 \cdot 0,1} = 0,36.$$

					ДП5117.6.050701.005.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		12

Формуємо функції оптимальних витрат:

$$Z_{vo(70)} = a_{vo(70)} + b_{vo(70)} \cdot P^2 = 1755,6 + 2,57 \cdot P^2;$$

$$Z_{vo(120)} = a_{vo(120)} + b_{vo(120)} \cdot P^2 = 1883,28 + 1,49 \cdot P^2;$$

$$Z_{vo(240)} = a_{vo(240)} + b_{vo(240)} \cdot P^2 = 2234,4 + 0,72 \cdot P^2;$$

$$Z_{vo(2 \times 240)} = a_{vo(2 \times 240)} + b_{vo(2 \times 240)} \cdot P^2 = 3192 + 0,36 \cdot P^2.$$

Графіки розрахованих функцій оптимальних витрат представлені на рис. 1.1.

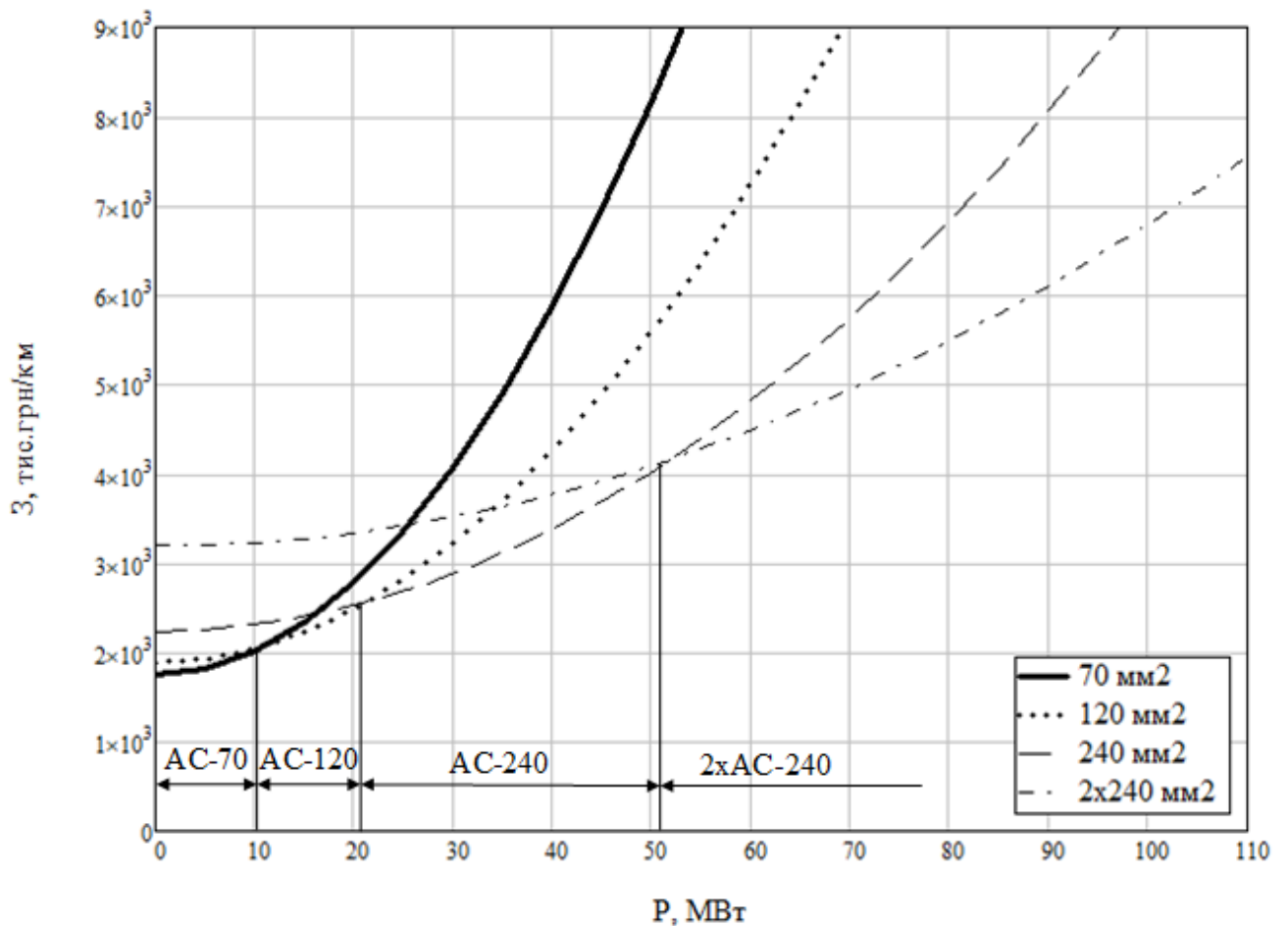


Рис. 1.1 – Графік функції оптимальних витрат ЛЕП-110 кВ

Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата

1.2 Апроксимація функції оптимальних витрат для ЛЕП-110 кВ

Так як безпосередньо користуватися функцією оптимальних витрат доволі складно, то зробимо апроксимацію даної функції. Скористаємося методом найменших квадратів.

Для апроксимації функції прямою лінією формуємо систему рівнянь, щоб знайти коефіцієнти рівняння прямої:

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

В свою чергу коефіцієнти S_0 , S_1 , T_0 , T_1 знаходяться згідно виразів:

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

Для апроксимації функції пряму, яка проходить через початок координат формуємо рівняння для знаходження коефіцієнта прямої:

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

Отримаємо:

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

Щоб виконати апроксимацію функції оптимальних витрат скористаємося значеннями координат точок, які належать кривій, що описує дану функцію та координатами точок в яких перетинаються графіки для різних перерізів проводів. Значення координат точок використаних при апроксимації наведені в табл. 1.2

					ДП5117.6.050701.005.ПЗ	Арк.
						14
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Таблиця 1.2 – Значення координат точок

x_i	0	3	6	9	10,85	15	21,38	35	51,6	70
y_i	1756	1779	1848	1964	2058	2218	2563	2684	4150	4954

Знаходимо значення коефіцієнтів S_0, S_1, T_0, T_1 :

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

$$S_1 = \sum_{i=1}^N x_i = x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5 + x_6 + x_7 + x_8 + x_9 + x_{10} = 0 + 3 + 6 + 9 + 10,85 + 15 + 21,38 + 35 + 51,6 + 70 = 221,83;$$

$$S_2 = \sum_{i=1}^N x_i^2 = x_1^2 + x_2^2 + x_3^2 + x_4^2 + x_5^2 + x_6^2 + x_7^2 + x_8^2 + x_9^2 + x_{10}^2 = 0^2 + 3^2 + 6^2 + 9^2 + 10,85^2 + 15^2 + 21,38^2 + 35^2 + 51,6^2 + 70^2 = 9713,39;$$

$$T_0 = \sum_{i=1}^N y_i = y_1 + y_2 + y_3 + y_4 + y_5 + y_6 + y_7 + y_8 + y_9 + y_{10} = 1756 + 1779 + 1848 + 1964 + 2058 + 2218 + 2563 + 2684 + 4150 + 4954 = 25973,83;$$

$$T_1 = \sum_{i=1}^N x_i \cdot y_i = x_1 \cdot y_1 + x_2 \cdot y_2 + x_3 \cdot y_3 + x_4 \cdot y_4 + x_5 \cdot y_5 + x_6 \cdot y_6 + x_7 \cdot y_7 + x_8 \cdot y_8 + x_9 \cdot y_9 + x_{10} \cdot y_{10} = 0 \cdot 1756 + 3 \cdot 1779 + 6 \cdot 1848 + 9 \cdot 1964 + 10,85 \cdot 2058 + 15 \cdot 2218 + 21,38 \cdot 2563 + 35 \cdot 2684 + 51,6 \cdot 4150 + 70 \cdot 4954 = 799360,52.$$

Формуємо систему рівнянь:

$$\begin{cases} 10 \cdot a_0 + 221,81 \cdot a_1 = 25973,83; \\ 221,81 \cdot a_0 + 9713,39 \cdot a_1 = 799360,52. \end{cases}$$

В результаті розв'язку, отримуємо значення коефіцієнтів прямої:

$$a_0 = 1564,35;$$

$$a_1 = 46,57.$$

Апроксимована функція дисконтованих витрат ЛЕП-110 кВ будівництво, якої планується на залізобетонних опорах матиме наступний вигляд:

					ДП5117.6.050701.005.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		15

$$Z_n = 1564,35 + 46,57 \cdot P.$$

Для ЛЕП-110 кВ, що існує апроксимована функція дисконтованих витрат матиме наступний вигляд:

$$Z_{\text{існ}} = 33,72 \cdot P.$$

Графік апроксимованої функції дисконтованих витрат ЛЕП-110 кВ, яка споруджується на залізобетонних опорах наведений на рис. 1.2.

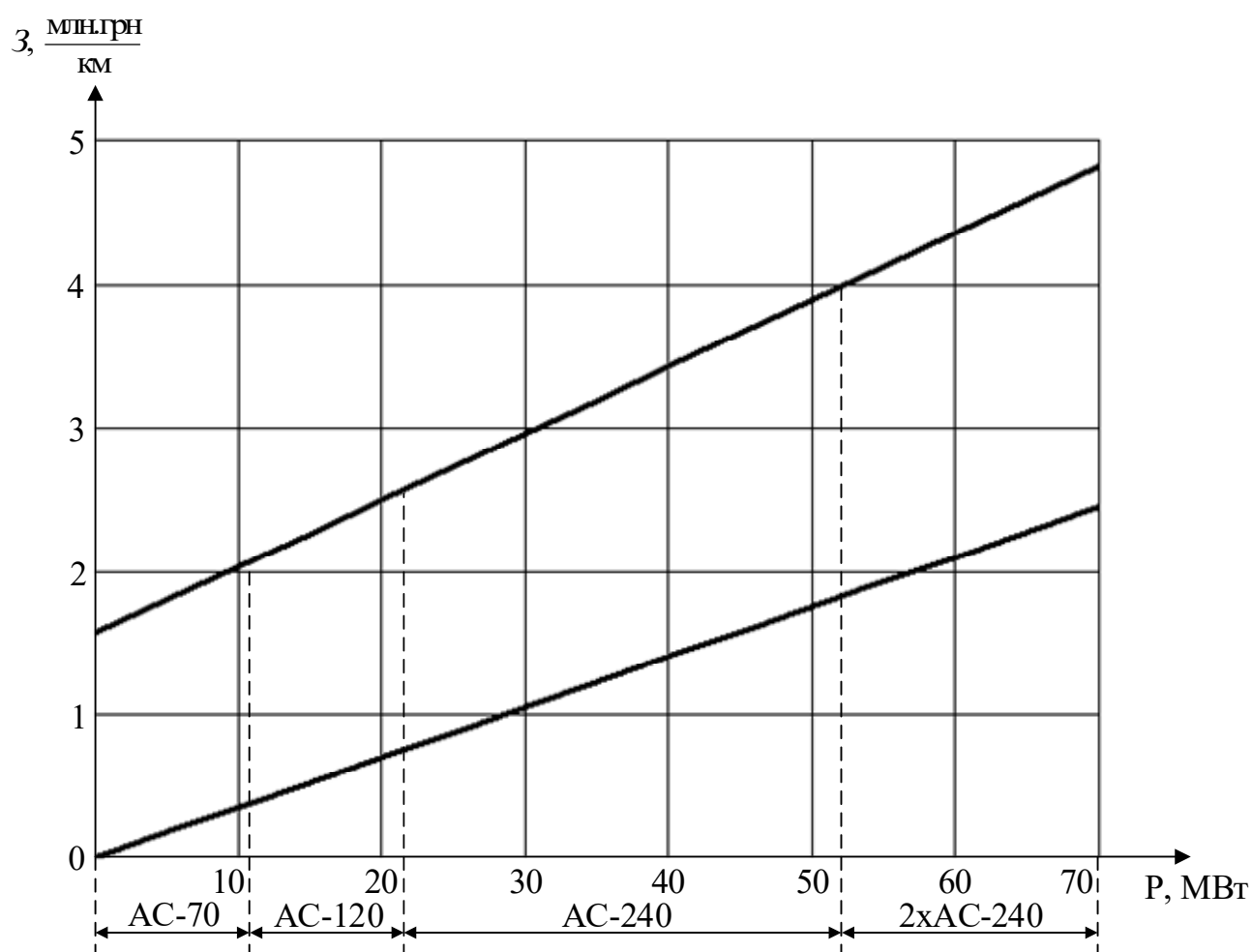


Рис. 1.2 – Апроксимована функція дисконтованих витрат ЛЕП-110 кВ на залізобетонних опорах

Висновки до розділу

В даному розділі для ЛЕП-110 кВ будівництво, якої планується на залізобетонних опорах побудовано функцію дисконтованих витрат. Для розрахунків були прийняті перерізи проводів 70 мм², 120 мм², 240 мм² та 2х240 мм². Для знайденої функції дисконтованих витрат виконано апроксимацію.

					ДП5117.6.050701.005.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		17

2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ КОНФІГУРАЦІЇ РЕМ

2.1 Метод поконтурної оптимізації

Для вирішення задачі оптимізації конфігурації РЕМ скористуємося методом поконтурної оптимізації. Під час застосування даного методу в вихідній мережі виділяють дерево. Деревом називають розімкнену мережу, яка забезпечує зв'язаність схеми. Всі лінії, які входять до мережі називають дугами. Дуги, які створюють дерево позначають індексами $l = 1, 2, \dots, L$. Дуги, які не належать дереву називають хордами та позначають індексами $k = 1, 2, \dots, K$. Якщо додати, якусь хорду до дерева, то утворюються замкнуті контури. Як незалежні змінні приймають навантаження хорд, а залежних – навантаження дуг з яких складається дерево.

Якщо прийняти навантаження всіх хорд рівним нулю, то змінюючи, потужність будь-якої K -ї хорди визначають найменше значення функції приведених витрат для будівництво контуру, який розглядається за виразом:

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

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

M_k - множина всіх дуг контуру, який створюється включенням k -ї хорди;

P_l - навантаження l -її, яке залежить від навантаження k -її хорди.

В загальному випадку під час оптимізації достатньо розглянути критичні точки. В даному випадку критичними точками є нульові навантаження дуг або хорд контуру. Тому при оптимізації розглядають режими роботи мережі коли навантаження однієї дуги або хорди мають нульове значення. Для даних режимів порівнюють значення приведених витрат. У випадку невзаємозв'язаних контурів оптимізація закінчується за k кроків. Але в більшості випадків окремі дуги входять до декількох контурів, що викликає необхідність ітераційного розрахунку.

					ДП5117.6.050701.005.ПЗ	Арк.
						18
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Якщо під час оптимізації k-го контуру до найменших приведених витрат приводить нульове навантаження дуги, а не хорди, то необхідно змінити систему незалежних змінних. Хорду включають до складу дерева, а дугу до складу хорд. Якщо цього не виконати, то під час оптимізації одна й та сама дуга для одного контуру може бути замкненою, а для іншого – розімкненою.

Наведемо алгоритм методу поконтурної оптимізації:

1. Вихідну мережу ділять на дерево та хорди. Дуги позначають індексами $l=1,2,\dots,L$, а хорди – індексами - $k=1,2,\dots,K$. Навантаження кожної хорди прирівнюють до нуля: $P_k=0, k=1,2,\dots,K$. Задають $k=1$.

2. Для k-го контуру виконують оптимізацію. Знаходять:

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

У випадку коли $V_k^*(P_l=0) < V_k^*(P_k=0)$, то під час наступного кроку оптимізації k-у хорду включають до складу дерева, а дугу l – до складу хорд. В протилежному випадку систему незалежних змінних залишають без змін. Приймають $P_k=0$.

3. Якщо всі контури мережі розглянуто $k=K$, то переходять до п.4. В іншому випадку змінюють поточний індекс контуру $k=k+1$ та виконують п.2.

4. Якщо під час виконання циклу процесу оптимізації були зміни в складі дерева та хорд, то приймають $k=1$ та виконують п.2, якщо ні, то – п.5.

5. Кінець.

Критерієм завершення даного алгоритму є не змінювання дерева та хорд після виконання циклу процесу оптимізації. В загальному випадку оптимізацію закінчують, якщо виконується умова:

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

де V - номер циклу оптимізації.

					ДП5117.6.050701.005.ПЗ	Арк.
						19
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

2.2 Оптимізація схеми РЕМ 110 кВ

Вихідна розрахункова схема мережі приведена на рис. 2.1. На рисунку зображені навантаження у вузлах мережі в мегаватах, а довжини ПЛ в кілометрах. Лінія, що існує 0-4 зображена суцільною лінією, а можливі для будівництва траси ПЛ – пунктиром.

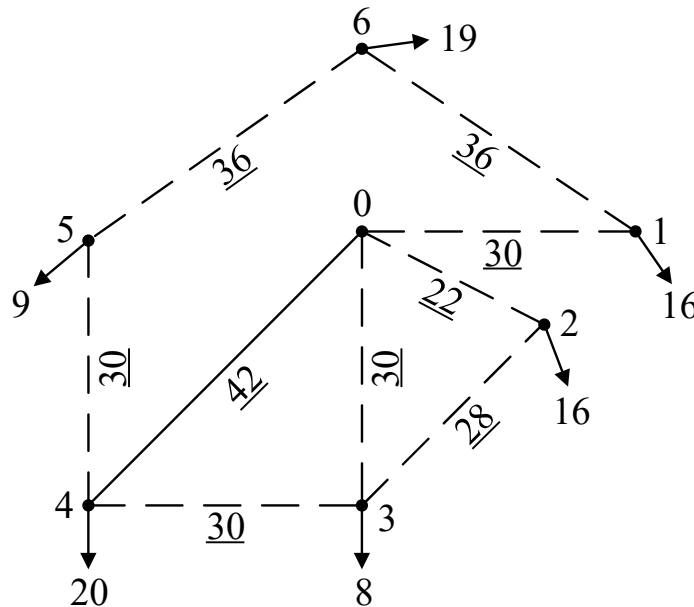


Рис. 2.1 – Розрахункова схема РЕМ

Приведенні питомі витрати для будівництва одного кілометра ПЛ-110 кВ знаходимо згідно розрахованого виразу:

$$Z_{\text{н}} = 1,56 + 0,047 \cdot P.$$

Так як для існуючих ПЛ враховують лише витрати на компенсацію втрат електроенергії, то приведені витрати знаходимо за виразом:

$$Z_{\text{існ}} = 0,034 \cdot P.$$

Виконуємо ітераційний процес оптимізації мережі.

					ДП5117.6.050701.005.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		20

Перший крок.

В надлишковій розрахунковій мережі, як хорди приймаємо ділянки 5-6, 3-4, та 2-3. Тоді контури мають таку конфігурацію: перший контур утворюють дуги 0-1, 1-6, 0-4, 4-5 та хорда 5-6; другий контур утворюють дуги 0-3, 0-4 та хорда 3-4; третій контур утворюють дуги 0-2, 0-3 та хорда 2-3.

Оптимізація починаємо з першого контуру. Почергово навантаження кожної ПЛ, що утворює даний контур прирівнюємо до нуля. Визначаємо поточкорозподіл в мережі та приведені витрати для будівництва ПЛ. Поточкорозподіл в першому контурі після прирівнювання до нуля навантажень ПЛ приведений на рис. 2.2 та рис. 2.3.

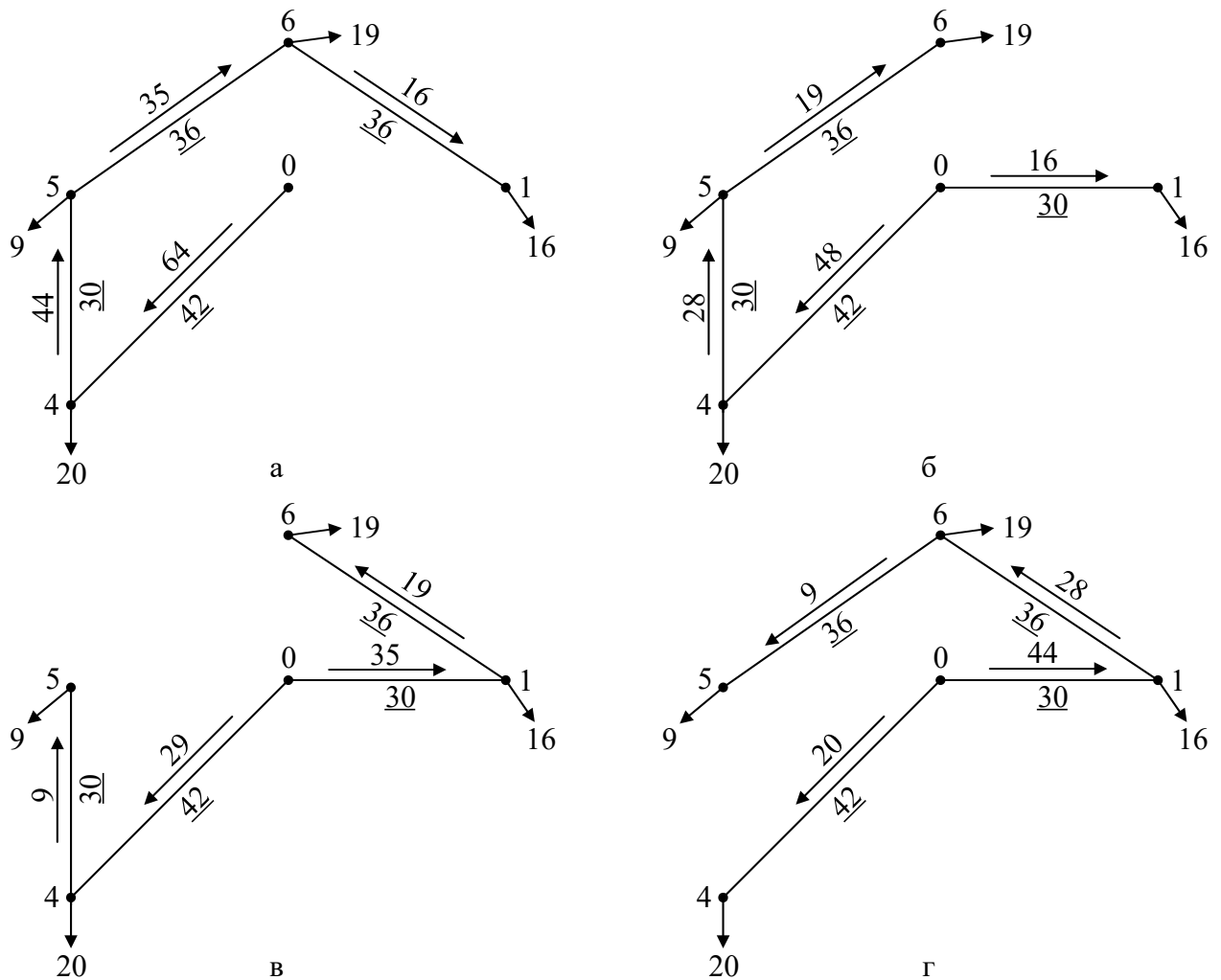


Рис. 2.2 – Поточкорозподіл в першому контурі після прирівнювання до нуля навантаження ПЛ: а – 0-1; б – 1-6; в – 5-6; г – 4-9

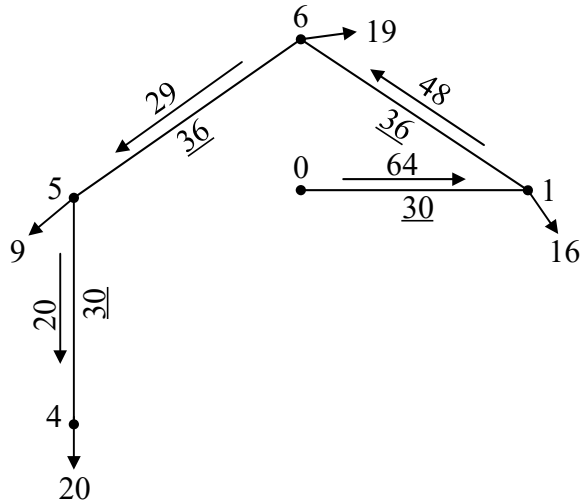


Рис. 2.3 – Потокорозподіл в першому контурі після прирівнювання до нуля навантаження ПЛ 0-4

Для кожного варіанта знаходимо приведенні витрати:

$$\begin{aligned} \overline{3(0-1)} &= 0,034 \cdot P_{04} \cdot l_{04} + (1,56 + 0,047 \cdot P_{45}) \cdot l_{45} + (1,56 + 0,047 \cdot P_{56}) \cdot l_{56} + \\ &+ (1,56 + 0,047 \cdot P_{16}) \cdot l_{16} = 0,034 \cdot 64 \cdot 42 + (1,56 + 0,047 \cdot 44) \cdot 30 + \\ &+ (1,56 + 0,047 \cdot 35) \cdot 36 + (1,56 + 0,047 \cdot 16) \cdot 36 = 397,93 \text{ млн.грн;} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \overline{3(1-6)} &= 0,034 \cdot P_{04} \cdot l_{04} + (1,56 + 0,047 \cdot P_{45}) \cdot l_{45} + (1,56 + 0,047 \cdot P_{56}) \cdot l_{56} + \\ &+ (1,56 + 0,047 \cdot P_{01}) \cdot l_{01} = 0,034 \cdot 48 \cdot 42 + (1,56 + 0,047 \cdot 28) \cdot 30 + \\ &+ (1,56 + 0,047 \cdot 19) \cdot 36 + (1,56 + 0,047 \cdot 16) \cdot 30 = 312,05 \text{ млн.грн;} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \overline{3(5-6)} &= 0,034 \cdot P_{04} \cdot l_{04} + (1,56 + 0,047 \cdot P_{45}) \cdot l_{45} + (1,56 + 0,047 \cdot P_{16}) \cdot l_{16} + \\ &+ (1,56 + 0,047 \cdot P_{01}) \cdot l_{01} = 0,034 \cdot 29 \cdot 42 + (1,56 + 0,047 \cdot 9) \cdot 30 + \\ &+ (1,56 + 0,047 \cdot 19) \cdot 36 + (1,56 + 0,047 \cdot 35) \cdot 30 = 284,91 \text{ млн.грн;} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \overline{3(4-5)} &= 0,034 \cdot P_{04} \cdot l_{04} + (1,56 + 0,047 \cdot P_{01}) \cdot l_{01} + (1,56 + 0,047 \cdot P_{16}) \cdot l_{16} + \\ &+ (1,56 + 0,047 \cdot P_{65}) \cdot l_{56} = 0,034 \cdot 20 \cdot 42 + (1,56 + 0,047 \cdot 44) \cdot 30 + \\ &+ (1,56 + 0,047 \cdot 28) \cdot 36 + (1,56 + 0,047 \cdot 9) \cdot 36 = 311,62 \text{ млн.грн;} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \overline{3(0-4)} &= (1,56 + 0,047 \cdot P_{01}) \cdot l_{01} + (1,56 + 0,047 \cdot P_{16}) \cdot l_{16} + (1,56 + 0,047 \cdot P_{65}) \cdot l_{56} + \\ &+ (1,56 + 0,047 \cdot P_{54}) \cdot l_{45} = (1,56 + 0,047 \cdot 64) \cdot 30 + (1,56 + 0,047 \cdot 48) \cdot 36 + \\ &+ (1,56 + 0,047 \cdot 29) \cdot 36 + (1,56 + 0,047 \cdot 20) \cdot 30 = 452,944 \text{ млн.грн.} \end{aligned}$$

Заносимо результати розрахунку приведених витрат до табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Оптимізація першого контуру

ПЛ	Потужність ПЛ, МВт				
	I Режим	II режим	III Режим	IV Режим	V Режим
0-1	0	16	35	44	64
1-6	16	0	19	28	48
5-6	35	19	0	9	29
4-5	44	28	9	0	20
0-4	64	48	29	20	0
З, млн. грн	397.93	312.05	284.91	311.62	452.94

Як бачимо з табл. 2.1 найменше значення приведених витрат буде після відключення ділянки 5-6. Отже, конфігурація контурів не змінюється.

Аналогічно виконуємо оптимізацію другого контуру. Результати розрахунків зведені до табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Оптимізація другого контуру

ПЛ	Потужність ПЛ, МВт		
	I Режим	II режим	III Режим
0-3	0	8	28
3-4	8	0	20
0-4	28	20	0
З, млн. грн	98.09	86.67	160.92

Як бачимо з табл. 2.2 найменше значення приведених витрат буде після відключення ділянки 3-4. Отже, конфігурація контурів не змінюється.

Аналогічно виконуємо оптимізацію третього контуру. Результати розрахунків зведені до табл. 2.3.

Таблиця 2.3 – Оптимізація третього контуру

ПЛ	Потужність ПЛ, МВт		
	I Режим	II режим	III Режим
0-2	0	16	24
2-3	16	0	8
0-3	24	8	0
З, млн. грн	145.13	108.92	113.24

Як бачимо з табл. 2.3 найменше значення приведених витрат буде після відключення ділянки 2-3. Отже, конфігурація контурів не змінюється.

На першому кроці оптимізація положення дуг та контурів не змінилося. Тому процес оптимізації закінчуємо. Результат оптимізації мережі приведений на рис. 2.4.

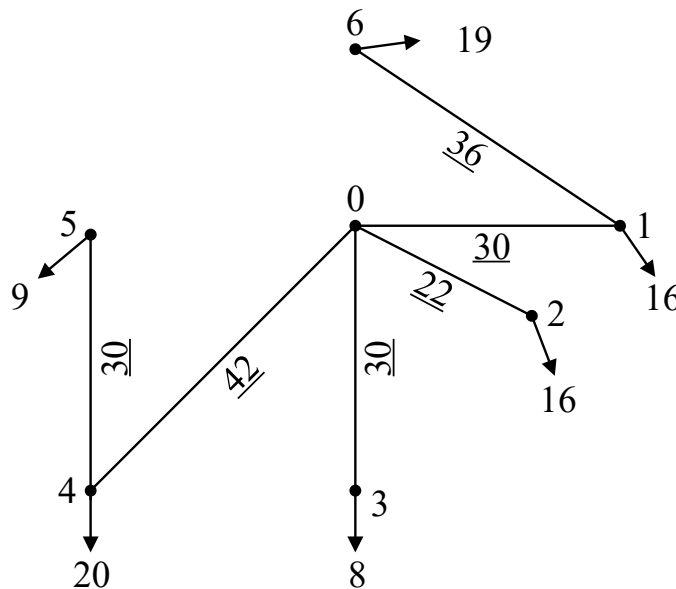


Рис. 2.4 – Оптимальна конфігурація РЕМ 110 кВ

Висновки до розділу

В даному розділі зроблено оптимізацію РЕМ 110 кВ за допомогою методу поконтурної оптимізації.

3 РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

3.1 Вибір трансформаторів для ПС 110 кВ

До вторинних шин усіх понижуючих підстанцій 110 кВ плануються приєднання споживачів I-ї та II-ї категорії. Тому для забезпечення необхідної надійності електропостачання на кожній ПС 110 кВ встановлюємо два силові трансформатори з однаковими каталожними даними.

Виконаємо вибір силових трансформаторів для ПС №6. Величина реактивного навантаження приєданого до даної ПС складе:

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

$$\varphi_{\text{сн}} = \arccos(\cos(\varphi_{\text{сн}})) = \arccos(0.85) = 31.79^\circ;$$

$$Q_{\text{нн6}} = -P_{\text{нн6}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{нн}} = -7 \cdot \operatorname{tg}(35.9^\circ) = -5.07 \text{ МВар};$$

$$Q_{\text{сн6}} = -P_{\text{сн6}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{сн}} = -12 \cdot \operatorname{tg}(31.79^\circ) = -7.44 \text{ МВар}.$$

Отже, повне навантаження приєдане до ПС №6 складе:

$$\dot{S}_{\text{мак6}} = P_{\text{сн6}} + P_{\text{нн6}} + j(Q_{\text{сн6}} + Q_{\text{нн6}}) = 12 + 7 + j(-7,44 - 5,07) = 19 - j12,51 \text{ МВА}.$$

Знаходимо значення модуля навантаження ПС №6:

$$S_{\text{мак6}} = \sqrt{P_{\text{мак6}}^2 + Q_{\text{мак6}}^2} = \sqrt{19^2 + (-12,51)^2} = 22,75 \text{ МВА}.$$

При виборі номінальної потужності силових трансформаторів враховуємо положення ПТЕ щодо допустимого перевантаження трансформаторів в післяаварійних режимах. Згідно ПТЕ допустиме перевантаження силових трансформаторів складає 40 % в післяаварійному режимі. В результаті для понижуючої підстанції №6 отримуємо:

					ДП5117.6.050701.005.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		25

$$S_{T6} = 0.7 \cdot S_{\max 6} = 0,7 \cdot 22,75 = 15,92 \text{ МВА.}$$

Таки чином на ПС №6 встановлюємо два триобмоткові силові трансформатори типу ТДТН-16000/110.

Аналогічним чином знаходимо тип та потужність трансформаторів для всіх ПС 110 кВ. Результати вибору трансформаторів зведені до табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Вибір силових трансформаторів

ПС	Повна потужність, \dot{S}_{\max} , МВА	Розрахункова потужність, S_T , МВА	Тип обраних трансформаторів
1	16-j10.33	13.33	2×ТДТН-16000/110
2	16-j10.54	13.41	2×ТДТН-16000/110
3	8-j5.79	6.91	2×ТДН-10000/110
4	20-j13.02	16.71	2×ТДТН-25000/110
5	9-j6.52	7.78	2×ТДН-10000/110
6	19-j12.51	15.92	2×ТДТН-16000/110

3.2 Розрахунок потокорозподілу потужності в L-схемі мережі

Знайдемо потокорозподіл потужності в розподільчій електричній мережі за довжинами ділянок. Для розрахунку використаємо метод контурних рівнянь. Умовно, видаливши, із розрахункової схеми ділянки 5-6, 3-4, та 2-3 знаходимо потокорозподіл потужності в розімкненій електричній мережі:

$$\dot{S}_{16}^{\text{роз}} = \dot{S}_6 = 19 - j12,51 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{01}^{\text{роз}} = \dot{S}_{16}^{\text{роз}} + \dot{S}_1 = 19 - j12,51 + 16 - j10,33 = 35 - j22,84 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{02}^{\text{роз}} = \dot{S}_2 = 16 - j10,54 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{03}^{\text{роз}} = \dot{S}_3 = 8 - j5,79 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{45}^{\text{роз}} = \dot{S}_5 = 9 - j6,52 \text{ МВА};$$

					ДП5117.6.050701.005.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		26

$$\dot{S}_{04}^{\text{роз}} = \dot{S}_{45}^{\text{роз}} + \dot{S}_4 = 9 - j6,52 + 20 - j13,02 = 29 - j19,54 \text{ МВА.}$$

Потокорозподіл потужності в умовно розімкненій L-схемі електричної мережі показаний на рис. 3.1.

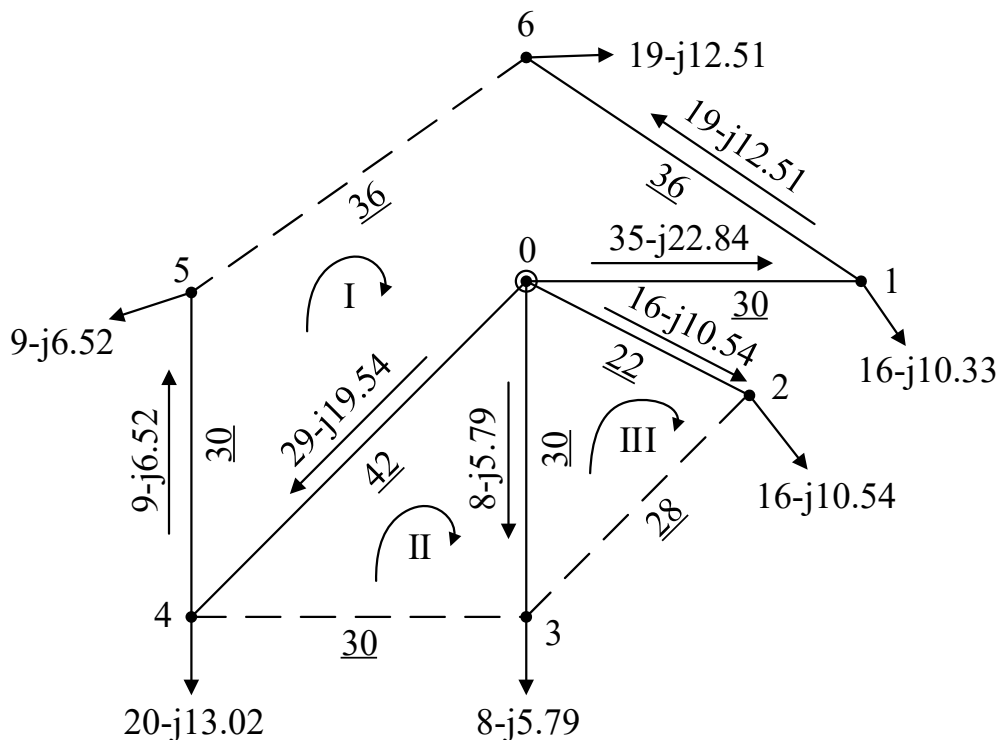


Рис. 3.1 – Потокорозподіл потужності в розімкненій L-схемі мережі

Знаходимо значення власних та взаємних довжин контурів:

$$l_I = l_{01} + l_{16} + l_{56} + l_{45} + l_{04} = 30 + 36 + 36 + 30 + 42 = 174 \text{ км;}$$

$$l_{II} = l_{03} + l_{34} + l_{04} = 30 + 30 + 42 = 102 \text{ км;}$$

$$l_{III} = l_{02} + l_{23} + l_{03} = 22 + 28 + 30 = 80 \text{ км;}$$

$$l_{I-II} = l_{II-I} = l_{04} = 42 \text{ км;}$$

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

$$l_{II-III} = l_{III-II} = l_{03} = 30 \text{ км.}$$

Для розрахункової схеми формуємо систему контурних рівнянь:

					ДП5117.6.050701.005.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		27

$$\begin{cases} \dot{S}_{04}^{\text{роз}} \cdot l_{04} + \dot{S}_{45}^{\text{роз}} \cdot l_{45} - \dot{S}_{16}^{\text{роз}} \cdot l_{16} - \dot{S}_{01}^{\text{роз}} \cdot l_{01} = -\dot{S}_I \cdot l_I + \dot{S}_{II} \cdot l_{I-II} + \dot{S}_{III} \cdot l_{I-III}; \\ \dot{S}_{03}^{\text{роз}} \cdot l_{03} - \dot{S}_{04}^{\text{роз}} \cdot l_{04} = -\dot{S}_{II} \cdot l_{II} + \dot{S}_I \cdot l_{II-I} + \dot{S}_{III} \cdot l_{II-III}; \\ \dot{S}_{02}^{\text{роз}} \cdot l_{02} - \dot{S}_{03}^{\text{роз}} \cdot l_{03} = -\dot{S}_{III} \cdot l_{III} + \dot{S}_I \cdot l_{III-I} + \dot{S}_{II} \cdot l_{III-II}. \end{cases}$$

$$\begin{cases} -246 + j119.31 = -174 \cdot \dot{S}_I + 42 \cdot \dot{S}_{II}; \\ -978 + j646.77 = -102 \cdot \dot{S}_{II} + 42 \cdot \dot{S}_I + 30 \cdot \dot{S}_{III}; \\ 112 - j58.15 = -80 \cdot \dot{S}_{III} + 30 \cdot \dot{S}_{II}. \end{cases}$$

Виконуємо розрахунок даної системи рівнянь. В результаті отримуємо:

$$\dot{S}_I = 4,39 - j2,64 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{II} = 12,35 - j8,11 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{III} = 3,23 - j2,31 \text{ МВА}.$$

Знаходимо потокорозподіл потужності в замкненій L-схемі електричної мережі:

$$\dot{S}_{01} = \dot{S}_{01}^{\text{роз}} - \dot{S}_I = 35 - j22,84 - 4,39 + j2,64 = 30,61 - j20,19 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{02} = \dot{S}_{02}^{\text{роз}} + \dot{S}_{III} = 16 - j10,54 + 3,23 - j2,31 = 19,23 - j12,86 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{03} = \dot{S}_{03}^{\text{роз}} + \dot{S}_{II} - \dot{S}_{III} = 8 - j5,79 + 12,35 - j8,11 - 3,23 + j2,31 = 17,12 - j11,59 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{04} = \dot{S}_{04}^{\text{роз}} + \dot{S}_I - \dot{S}_{II} = 29 - j19,54 + 4,39 - j2,64 - 12,35 + j8,11 = 21,05 - j14,07 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{16} = \dot{S}_{16}^{\text{роз}} - \dot{S}_I = 19 - j12,51 - 4,39 + j2,64 = 14,61 - j9,86 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{45} = \dot{S}_{45}^{\text{роз}} + \dot{S}_I = 9 - j6,52 + 4,39 - j2,64 = 13,39 - j9,16 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{56} = \dot{S}_I = 4,39 - j2,64 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{34} = \dot{S}_{II} = 12,35 - j8,11 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{23} = \dot{S}_{III} = 3,23 - j2,31 \text{ МВА}.$$

Здійснимо перевірку виконання II-го закону Кірхгофа:

					ДП5117.6.050701.005.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		28

$$\dot{S}_{04} \cdot l_{04} + \dot{S}_{45} \cdot l_{45} + \dot{S}_{56} \cdot l_{56} - \dot{S}_{16} \cdot l_{16} - \dot{S}_{01} \cdot l_{01} = (21,05 - j14,07) \cdot 42 + (13,39 - j9,16) \cdot 30 + (4,39 - j2,64) \cdot 36 - (14,61 - j9,86) \cdot 36 - (30,61 - j20,19) \cdot 30 = 0;$$

$$\dot{S}_{03} \cdot l_{0+3} + \dot{S}_{34} \cdot l_{34} - \dot{S}_{04} \cdot l_{04} = (17,12 - j11,59) \cdot 30 + (12,35 - j8,11) \cdot 30 - (21,05 - j14,07) \cdot 42 = 0;$$

$$\dot{S}_{02} \cdot l_{02} + \dot{S}_{23} \cdot l_{23} - \dot{S}_{03} \cdot l_{03} = (19,23 - j12,86) \cdot 22 + (3,23 - j2,31) \cdot 28 - (17,12 - j11,59) \cdot 30 = 0.$$

Током чиним потекорозподіл потужності в L-схемі мережі розраховано правильно. Потекорозподіл потужності в замкненій L-схемі показаний на рис. 3.2.

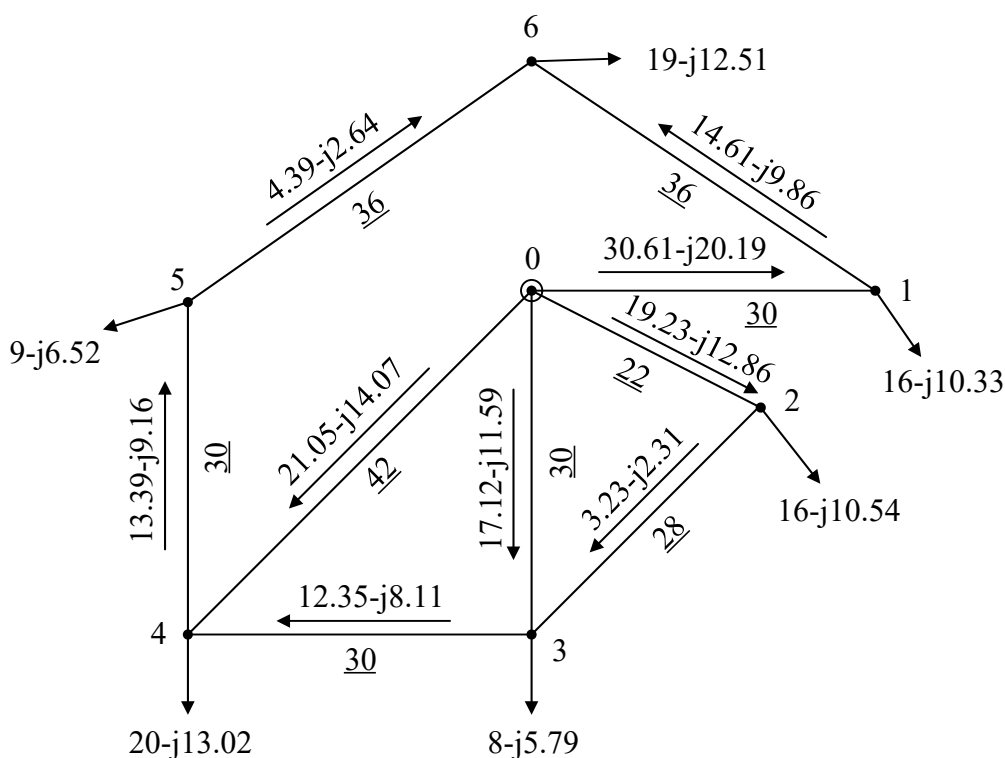


Рис. 3.2 – Потекорозподіл потужності в L-схемі мережі

3.3 Вибір марки та перерізу проводів

Для вибору марки та перерізу проводів ділянок РЕМ скористаємося апроксимованою функцією оптимальних витрат, яка була розрахована в першому розділі. Графік функції оптимальних витрат показаний на рис. 3.3.

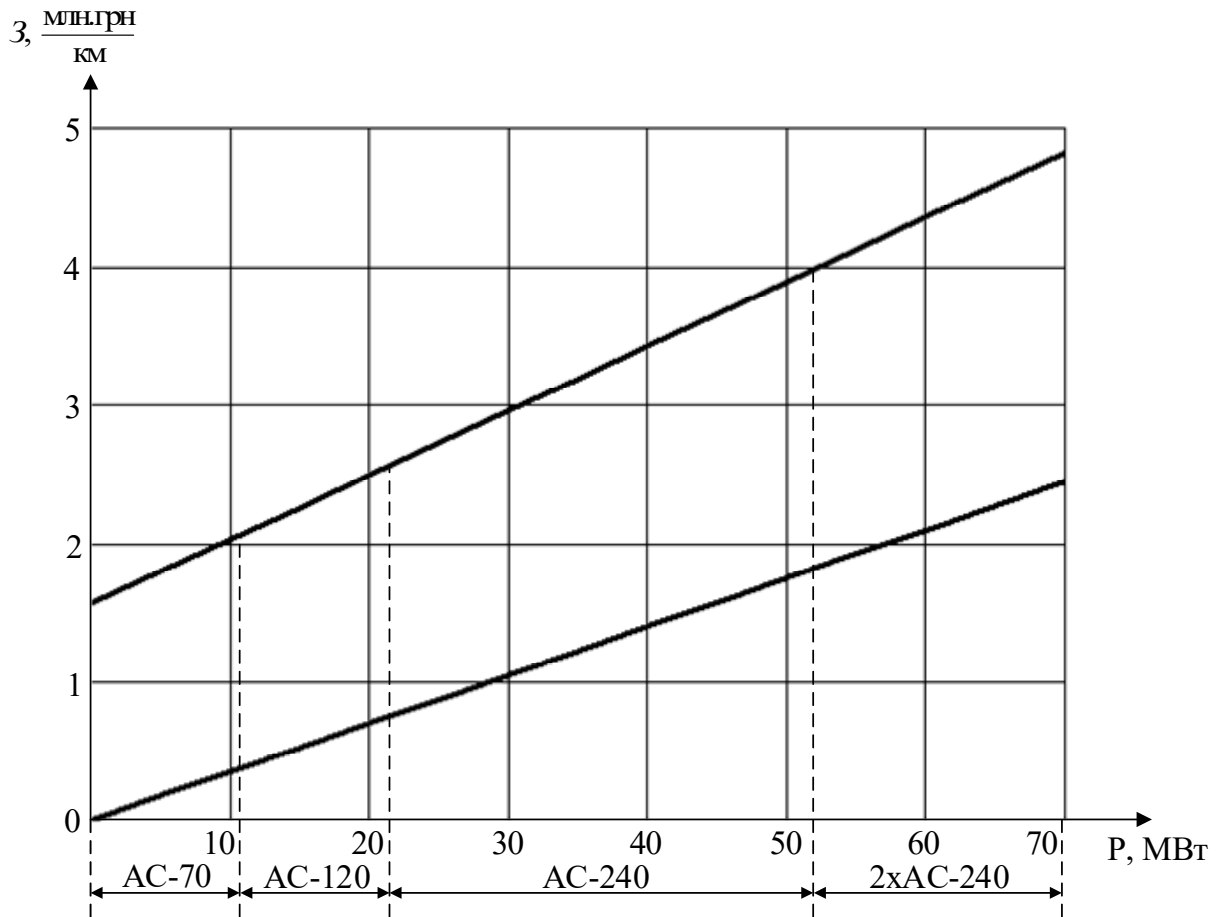


Рис. 3.3 – Апроксимована функція дисконтованих витрат ЛЕП-110 кВ на залізобетонних опорах

Згідно розрахованого поточкорозподілу потужності за L-схемо мережі виконуємо вибір перерізу проводів ділянок мережі. Результати вибору зведені до табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Вибір перерізу проводів ПЛ-110 кВ

Ділянка	$I_i, \text{А}$	$S_i, \text{МВА}$	Марка проводу
1	2	3	4
0-1	192	36.67	АС-240/32
0-2	121	23.13	АС-240/32
0-3	108	20.67	АС-120/19
0-4	133	25.32	АС-240/32

Продовження таблиці 3.2

1	2	3	4
1-6	92	17.62	АС-120/19
2-3	21	3.97	АС-70/11
3-4	78	14.77	АС-120/19
4-5	85	16.23	АС-120/19
5-6	27	5.13	АС-70/11

Здійснимо перевірку обраних перерізів проводів на виконання технічних обмежень в післяаварійних режимах роботи РЕМ. Перевірку виконаємо для першої та другої групи післяаварійних режимів.

В умовах експлуатації електричних мереж можливі випадки аварійного чи планового відключення одного силового трансформатора на понижуючій ПС 110 кВ. Що може спричинити зниження напруги на вторинних шинах до недопустимого значення. Тому, як перший післяаварійний режим розглянемо відключення одного трансформатора на ПС 110 кВ.

Здійснимо розрахунок допустимого регульовального діапазону силових трансформаторів для всіх ПС 110 кВ. Приклад розрахунки приведемо для ПС №6 та ПС №3.

Здійснюємо розрахунок величини фіктивної напруги КЗ трансформатора встановленого на ПС №6:

$$U_{кв6} = 0.5 \cdot (U_{к(в-с)6} + U_{к(в-н)6} - U_{к(с-н)6}) = 0,5 \cdot (10,5 + 17 - 6) = 10.75\%;$$

$$U_{кс6} = 0.5 \cdot (U_{к(в-с)6} + U_{к(с-н)6} - U_{к(в-н)6}) = 0,5 \cdot (10,5 + 6 - 17) = -0.25\% \rightarrow U_{кс6} = 0\%;$$

$$U_{кн6} = 0.5 \cdot (U_{к(в-н)6} + U_{к(с-н)6} - U_{к(в-с)6}) = 0,5 \cdot (17 + 6 - 10,5) = 6.25\%.$$

Розрахуємо значення втрати напруги в обмотках трансформатора на ПС №6:

$$\Delta U_{тв6} = \frac{P_6}{n} \cdot \frac{\Delta P_{к6} \cdot U_{тв6} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{н6}^2} - \frac{Q_6}{n} \cdot \frac{U_{тв6} \cdot U_{кв6}}{100 \cdot S_{н6}} = \frac{19}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{12,51}{1} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{100 \cdot 16} = 10,09 \text{ кВ};$$

					ДП5117.6.050701.005.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		31

$$\Delta U_{\text{тсб}} = \frac{P_{\text{снб}}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{кб}} \cdot U_{\text{твб}} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{\text{нб}}^2} - \frac{Q_{\text{снб}}}{n} \cdot \frac{U_{\text{твб}} \cdot U_{\text{кцб}}}{100 \cdot S_{\text{нб}}} = \frac{12}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-7,44}{1} \cdot \frac{115 \cdot 0}{100 \cdot 16} = 0,27 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\text{тнб}} = \frac{P_{\text{ннб}}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{кб}} \cdot U_{\text{твб}} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{\text{нб}}^2} - \frac{Q_{\text{ннб}}}{n} \cdot \frac{U_{\text{твб}} \cdot U_{\text{кнб}}}{100 \cdot S_{\text{нб}}} = \frac{7}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-5,07}{1} \cdot \frac{115 \cdot 6,25}{100 \cdot 16} = 2,43 \text{ кВ}.$$

Допустимий регулювальний діапазон силового трансформатора на ПС №6
складе:

$$U_{\text{min6}} = \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_{\text{твб}}}{U_{\text{тнб}}} \cdot (1 - \omega_{\text{вб}}) + \Delta U_{\text{твб}} + \Delta U_{\text{тнб}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} (1 - 0,16) + 10,09 + 2,43 = 104,71 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{max6}} = \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_{\text{твб}}}{U_{\text{тнб}}} \cdot (1 + \omega_{\text{вб}}) + \Delta U_{\text{твб}} + \Delta U_{\text{тнб}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} (1 + 0,16) + 10,09 + 2,43 = 139,88 \text{ кВ}.$$

Розрахуємо значення втрати напруги в обмотках трансформатора на ПС №3:

$$\Delta U_{\text{т3}} = \frac{U_{\text{тв3}}}{n \cdot S_{\text{н3}}} \cdot \left(P_3 \cdot \frac{\Delta P_{\text{к3}} \cdot 10^{-3}}{S_{\text{н3}}} - Q_3 \cdot \frac{U_{\text{к3}}}{100} \right) = \frac{115}{10} \cdot \left(8 \cdot \frac{60 \cdot 10^{-3}}{10} - (-5,79) \cdot \frac{10,5}{100} \right) = 7,55 \text{ кВ}.$$

Допустимий регулювальний діапазон силового трансформатора на ПС №3
складе:

$$U_{\text{min3}} = \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_{\text{тв3}}}{U_{\text{тн3}}} \cdot (1 - \omega_{\text{в3}}) + \Delta U_{\text{тв3}} + \Delta U_{\text{тн3}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} (1 - 0,16) + 7,55 = 99,73 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{max3}} = \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_{\text{тв3}}}{U_{\text{тн3}}} \cdot (1 + \omega_{\text{в3}}) + \Delta U_{\text{тв3}} + \Delta U_{\text{тн3}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} (1 + 0,16) + 7,55 = 134,9 \text{ кВ}.$$

Аналогічним чином здійснюємо розрахунок допустимого регулювального діапазону для всіх силових трансформаторів, які встановлені на понижуючих ПС 110 кВ.

Отримані результати розрахунку допустимих регулювальних діапазонів трансформаторів на понижуючих ПС 110 кВ для першої групи післяаварійних режимів зведені до табл. 3.3.

					ДП5117.6.050701.005.ПЗ	Арк.
						32
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Таблиця 3.3 – Регульовальні діапазони силових трансформаторів

Номер пункту	Тип трансформатора	Обмотка	U_i , кВ	Потік потужності, МВА	ΔU_i , кВ	U_{\min} , кВ	U_{\max} , кВ
1	ТДТН-16000/110	ВН	115	16-j10.33	8.34	101.92	137.09
		СН	38.5	12-j7.44	0.27		
		НН	11	4-j2.9	1.39		
2	ТДН-10000/110	ВН	115	16-j10.54	8.5	102.78	137.95
		СН	38.5	10-j6.2	0.23		
		НН	11	6-j4.34	2.09		
3	ТДН-10000/110	ВН	115	8-j5.79	7.55	99.73	134.9
4	ТДТН-25000/110	ВН	115	20-j13.02	6.7	100.31	135.48
		СН	38.5	14-j8.68	0.18		
		НН	11	6-j4.34	1.43		
5	ТДН-10000/110	ВН	115	9-j6.52	8.49	100.68	135.85
6	ТДТН-16000/110	ВН	115	19-j12.51	10.09	104.71	139.88
		СН	38.5	12-j7.44	0.27		
		НН	11	7-j5.07	2.43		

Здійснюємо розрахунок значення рівня напруги в пунктах мережі. Величину погонного реактивного опору приймаємо рівним 0,4 Ом/км.

Рівень напруги в п.2 складе:

$$U_2 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{02} \cdot r_{02} - Q_{02} \cdot x_{02})} = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (19,23 \cdot 2,6 - (-12,86) \cdot 8,8)} = 113,57 \text{ кВ.}$$

Аналогічним чином виконуємо розрахунок для всіх пунктів мережі. Результати розрахунку зведені до табл. 3.4.

Згідно даних табл. 3.4 рівень напруги в усіх пунктах мережі знаходиться в допустимих межах. Отже, технічні обмеження першої групи післяаварійних режимів виконуються.

					ДП5117.6.050701.005.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		33

Таблиця 3.4 – Перевірка першої групи післяаварійних режимів

№ пункту	Рівень напруги, кВ	Регулювальний діапазон	
		U_{\min} , кВ	U_{\max} , кВ
1	111.91	101.92	126
2	113.57	102.78	126
3	112.68	99.73	126
4	111.99	100.31	126
5	110.13	100.68	126
6	109.47	104.71	126

Виконаємо перевірку виконання технічних обмежень другої групи післяаварійних режимів. Знаходимо поточкорозподіл потужності в L-схемі мережі після відключення максимально навантаженої ПЛ 0-5. Результат розрахунку поточкорозподілу потужності показаний на рис. 3.4.

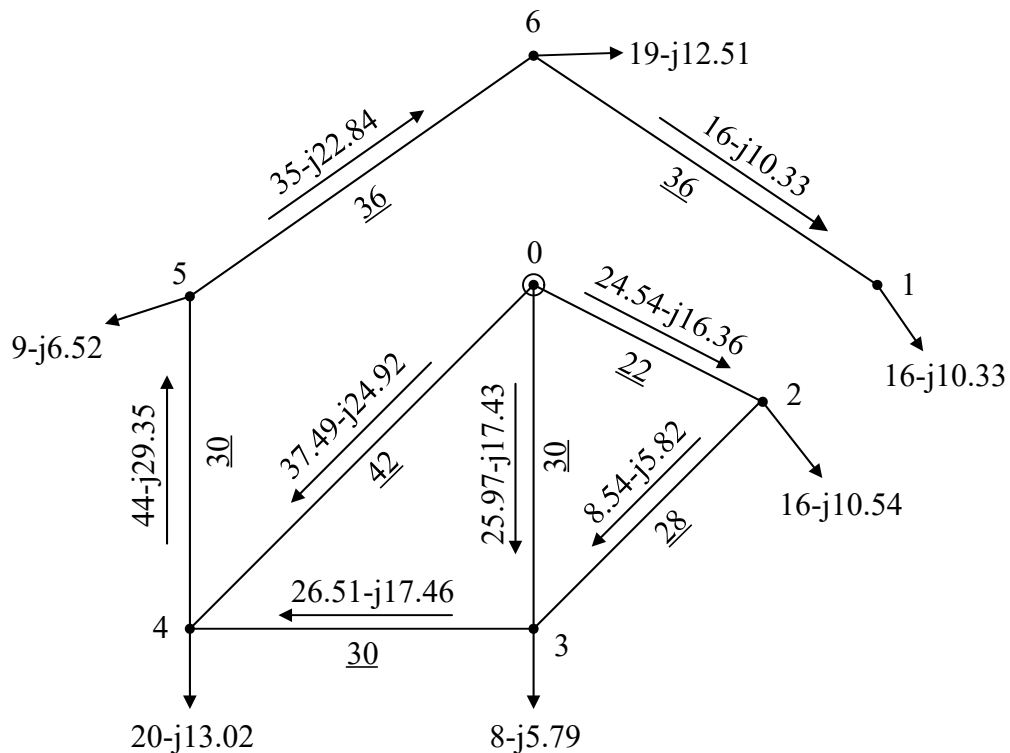


Рис. 3.4 – Поточкорозподіл потужності в післяаварійному режимі

Виконаємо перевірку перерізів проводів за допустимим нагріванням. Для цього здійснимо розрахунок струмового навантаження:

$$I_{56} = \frac{\sqrt{P_{56}^2 + Q_{56}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{\sqrt{35^2 + (-22,84)^2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 219,35 \text{ А.}$$

Ділянка 5-6 виконана перерізом проводу 70 мм², для якого тривало-допустимий струм складає 265 А. Отже, на даній ділянці перевантаження за струмом не спостерігається.

Аналогічним чином виконується перевірка для всіх ділянок мережі. Результати перевірки зведені до табл. 3.5.

Таблиця 3.5 – Перевірка проводів за струмом

ПЛ	Переріз, мм ²	I_i , А	$I_{\text{доп}}$, А
0-2	240	154.81	610
0-3	240	164.16	390
0-4	240	236.26	610
2-3	70	54.25	265
3-4	120	166.61	390
4-5	120	277.62	390
5-6	70	219.35	265
1-6	120	99.97	390

За даними табл. 3.5 на жодній ділянці мережі не перевищено допустимий струм.

Для пунктів, які характеризуються найменшим значенням рівня напруги в післяаварійному режимі здійснимо перевірку допустимості відхилення напруги на вторинних шинах. В розрахунковому післяаварійному режимі такими є пункти 1 та 6.

Знаходимо регульовальний діапазон трансформаторів на ПС №6:

$$\Delta U_{\text{ТБ6}} = \frac{P_6}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{к6}} \cdot U_{\text{ТБ6}} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{\text{Н6}}^2} - \frac{Q_6}{n} \cdot \frac{U_{\text{ТБ6}} \cdot U_{\text{кБ6}}}{100 \cdot S_{\text{Н6}}} = \frac{19}{2} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{12,51}{2} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{100 \cdot 16} = 5,04 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\text{тс6}} = \frac{P_{\text{ч6}}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{к6}} \cdot U_{\text{ТБ6}} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{\text{Н6}}^2} - \frac{Q_{\text{ч6}}}{n} \cdot \frac{U_{\text{ТБ6}} \cdot U_{\text{кС6}}}{100 \cdot S_{\text{Н6}}} = \frac{12}{2} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{7,44}{2} \cdot \frac{115 \cdot 0}{100 \cdot 16} = 0,14 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\text{ТН6}} = \frac{P_{\text{н6}}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{к6}} \cdot U_{\text{ТБ6}} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{\text{Н6}}^2} - \frac{Q_{\text{н6}}}{n} \cdot \frac{U_{\text{ТБ6}} \cdot U_{\text{кН6}}}{100 \cdot S_{\text{Н6}}} = \frac{7}{2} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{5,07}{2} \cdot \frac{115 \cdot 6,25}{100 \cdot 16} = 1,22 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{min6}} = \frac{U_{\text{НДЖ}} \cdot U_{\text{ТБ6}}}{U_{\text{ТН6}}} \cdot (1 - \omega_{\text{Б6}}) + \Delta U_{\text{ТБ6}} + \Delta U_{\text{ТН6}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} (1 - 0,16) + 5,04 + 1,22 = 98,44 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{max6}} = \frac{U_{\text{НДЖ}} \cdot U_{\text{ТБ6}}}{U_{\text{ТН6}}} \cdot (1 + \omega_{\text{Б5}}) + \Delta U_{\text{ТБ6}} + \Delta U_{\text{ТН6}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} (1 + 0,16) + 5,04 + 1,22 = 133,62 \text{ кВ}.$$

Знаходимо регулювальний діапазон трансформаторів на ПС №1:

$$\Delta U_{\text{ТБ1}} = \frac{P_1}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{к1}} \cdot U_{\text{ТБ1}} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{\text{Н1}}^2} - \frac{Q_1}{n} \cdot \frac{U_{\text{ТБ1}} \cdot U_{\text{кБ1}}}{100 \cdot S_{\text{Н1}}} = \frac{16}{2} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{12,33}{2} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{100 \cdot 16} = 4,17 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\text{тс1}} = \frac{P_{\text{ч1}}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{к1}} \cdot U_{\text{ТБ1}} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{\text{Н1}}^2} - \frac{Q_{\text{ч1}}}{n} \cdot \frac{U_{\text{ТБ1}} \cdot U_{\text{кС1}}}{100 \cdot S_{\text{Н1}}} = \frac{12}{2} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{7,44}{2} \cdot \frac{115 \cdot 0}{100 \cdot 16} = 0,14 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\text{ТН1}} = \frac{P_{\text{н1}}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{к1}} \cdot U_{\text{ТБ1}} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{\text{Н1}}^2} - \frac{Q_{\text{н1}}}{n} \cdot \frac{U_{\text{ТБ1}} \cdot U_{\text{кН1}}}{100 \cdot S_{\text{Н1}}} = \frac{4}{2} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{2,9}{2} \cdot \frac{115 \cdot 6,25}{100 \cdot 16} = 0,7 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{min1}} = \frac{U_{\text{НДЖ}} \cdot U_{\text{ТБ1}}}{U_{\text{ТН1}}} \cdot (1 - \omega_{\text{Б1}}) + \Delta U_{\text{ТБ1}} + \Delta U_{\text{ТН1}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} (1 - 0,16) + 4,17 + 0,7 = 97,05 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{max1}} = \frac{U_{\text{НДЖ}} \cdot U_{\text{ТБ1}}}{U_{\text{ТН1}}} \cdot (1 + \omega_{\text{Б1}}) + \Delta U_{\text{ТБ1}} + \Delta U_{\text{ТН1}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} (1 + 0,16) + 4,17 + 0,7 = 132,23 \text{ кВ}.$$

Рівень напруги в післяаварійному режимі в п.6 та п.1 складе:

$$U_6 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{04} \cdot r_{04} - Q_{04} \cdot x_{04} + P_{45} \cdot r_{45} - Q_{45} \cdot x_{45} + P_{56} \cdot r_{56} - Q_{56} \cdot x_{56})} = \\ = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (37,49 \cdot 4,96 - (-24,92) \cdot 16,8 + 44 \cdot 7,32 - (-29,35) \cdot 12 + 35 \cdot 15,19 - (-22,84) \cdot 14,4)} = \\ = 94,59 \text{ кВ};$$

$$U_1 = \sqrt{U_6^2 - 2 \cdot (P_{61} \cdot r_{16} - Q_{61} \cdot x_{16} + P_{45} \cdot r_{45})} = \sqrt{94,59^2 - 2 \cdot (16 \cdot 8,78 - (-10,33) \cdot 14,4)} = \\ = 91,48 \text{ кВ}.$$

					ДП5117.6.050701.005.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		36

Отже, напруга п. 6 та п. 1 менша за допустиму. Тому збільшуємо переріз ділянок 4-5, 5-6 та 1-6 до 240 мм². Перерахуємо значення рівня напруги в п.6 та п.1:

$$U_6 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{04} \cdot r_{04} - Q_{04} \cdot x_{04} + P_{45} \cdot r_{45} - Q_{45} \cdot x_{45} + P_{56} \cdot r_{56} - Q_{56} \cdot x_{56})} = \\ = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (37,49 \cdot 4,96 - (-24,92) \cdot 16,8 + 44 \cdot 3,54 - (-29,35) \cdot 12 + 35 \cdot 4,25 - (-22,84) \cdot 14,4)} = \\ = 100,23 \text{ кВ};$$

$$U_1 = \sqrt{U_6^2 - 2 \cdot (P_{61} \cdot r_{16} - Q_{61} \cdot x_{16} + P_{45} \cdot r_{45})} = \sqrt{100,23^2 - 2 \cdot (16 \cdot 4,25 - (-10,33) \cdot 14,4)} = \\ = 98,04 \text{ кВ.}$$

Таким чином після збільшення перерізу ділянок 4-5, 5-6 та 1-6 до 240 мм² напруга в п.6 та п.1 знаходиться в допустимих межах. В результаті технічні вимоги другої групи післяаварійних режимів виконуються.

3.4 Формування розрахункової Z-схеми мережі

Здійснюємо розрахунок параметрів схем заміщення силових трансформаторів на понижуючих ПС 110 кВ. Розглянемо блок трансформаторів встановлених на ПС №3. Значення активного опору блоку із двох трансформаторів типу ТДН-10000/110 складе:

$$r_{ТЗ} = \frac{\Delta P_{кз2} \cdot U_{об2}^2 \cdot 10^3}{n \cdot S_{н2}^2} = \frac{60 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{2 \cdot 10000^2} = 3,97 \text{ Ом.}$$

Значення індуктивного опору блоку трансформаторів на ПС №3 складе:

$$x_{ТЗ} = \frac{10 \cdot U_{кз} \cdot U_{об3}^2}{n \cdot S_{н3}} = \frac{10 \cdot 10,5 \cdot 115^2}{2 \cdot 10000} = 69,43 \text{ Ом.}$$

Розрахуємо значення активної та індуктивної провідності боку трансформаторів на ПС №3:

$$g_{ТЗ} = \frac{n \cdot \Delta P_{хх3} \cdot 10^{-3}}{U_{об3}^2} = \frac{2 \cdot 14 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 2,12 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

					ДП5117.6.050701.005.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		37

$$b_{T3} = -\frac{n \cdot I_{xx3} \cdot S_{H3} \cdot 10^{-5}}{U_{OB3}^2} = -\frac{2 \cdot 0,7 \cdot 10000 \cdot 10^{-5}}{115^2} = -10,56 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Розглянемо блок трансформаторів встановлених на ПС №6. Виконуємо розрахунок параметрів схем заміщення даного блоку триобмоткових трансформаторів:

$$r_{B6} = r_{c6} = r_{H6} = \frac{\Delta P_{к6} \cdot U_{OB6}^2 \cdot 10^3}{n \cdot 2 \cdot S_{H6}^2} = \frac{100 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{2 \cdot 2 \cdot 16000^2} = 1,29 \text{ Ом;}$$

$$x_{TB6} = \frac{10 \cdot U_{KB6} \cdot U_{OB6}^2}{n \cdot S_{H6}} = \frac{10 \cdot 10,75 \cdot 115^2}{2 \cdot 16000} = 44,43 \text{ Ом;}$$

$$x_{TC6} = \frac{10 \cdot U_{KC6} \cdot U_{OB6}^2}{n \cdot S_{H6}} = \frac{10 \cdot 0 \cdot 115^2}{2 \cdot 16000} = 0 \text{ Ом;}$$

$$x_{TH6} = \frac{10 \cdot U_{KH6} \cdot U_{OB6}^2}{n \cdot S_{H6}} = \frac{10 \cdot 6,25 \cdot 115^2}{2 \cdot 16000} = 25,83 \text{ Ом;}$$

$$g_{T6} = \frac{n \cdot \Delta P_{xx6} \cdot 10^{-3}}{U_{OB6}^2} = \frac{2 \cdot 23 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 3,48 \cdot 10^{-6} \text{ См;}$$

$$b_{T6} = -\frac{n \cdot I_{xx6} \cdot S_{H6} \cdot 10^{-5}}{U_{OB6}^2} = -\frac{2 \cdot 1 \cdot 16000 \cdot 10^{-5}}{115^2} = -24,2 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Аналогічним чином виконуються розрахунки для всіх блоків силових трансформаторів. Результати розрахунку зведено до табл. 3.6.

Таблиця 3.6 – Параметри схем заміщення блоків трансформаторів

ПС	Кількість та тип трансформаторів	Опір, Ом					Повна провідність, См
		r_T	x_T	x_B	x_C	x_H	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	2×ТДТН-16000/110	1.29	-	44.43	0	25.83	$(3.48-j24.2) \cdot 10^{-6}$
2	2×ТДТН-16000/110	1.29	-	44.43	0	25.83	$(3.48-j24.2) \cdot 10^{-6}$
3	2×ТДН-10000/110	3.97	69.43	-	-	-	$(2.12-j10.59) \cdot 10^{-6}$
4	2×ТДТН-25000/110	0.74	-	28.43	0	17.85	$(4.69-j26.47) \cdot 10^{-6}$

Продовження таблиці 3.6

1	2	3	4	5	6	7	8
5	2×ТДН-10000/110	3.97	69.43	-	-	-	$(2.12-j10.59) \cdot 10^{-6}$
6	2×ТДТН-16000/110	1.29	-	44.43	0	25.83	$(3.48-j24.2) \cdot 10^{-6}$

Здійснимо розрахунок параметрів схем заміщення повітряних ліній електропередавання номінальною напругою 110 кВ. Знаходимо значення погонного реактивного опору для перерізів проводів 70, 120 та 240 мм²:

$$x_{0(70)} = 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot D_{\text{cp}}}{d_{70}}\right) + 0,016 \cdot \mu = 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{11,4}\right) + 0,016 \cdot 1 = 0.443 \text{ Ом/км};$$

$$x_{0(120)} = 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot D_{\text{cp}}}{d_{120}}\right) + 0,016 \cdot \mu = 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{15,2}\right) + 0,016 = 0.425 \text{ Ом/км};$$

$$x_{0(240)} = 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot D_{\text{cp}}}{d_{240}}\right) + 0,016 \cdot \mu = 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{21,6}\right) + 0,016 = 0.403 \text{ Ом/км}.$$

Знаходимо значення ємнісної провідності для перерізів проводів 70, 120 та 240 мм²:

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

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

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

Здійснюємо розрахунок активного та реактивного опору ділянки 1-6:

$$r_{16} = r_{0(240)} \cdot l_{16} = 0,118 \cdot 36 = 4.25 \text{ Ом};$$

									Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата	ДП5117.6.050701.005.ПЗ				39

$$x_{16} = x_{0(240)} \cdot l_{16} = 0,403 \cdot 36 = 14.49 \text{ Ом.}$$

Таким чином повний опір ділянки 1-6 складе:

$$\underline{Z}_{16} = r_{16} + j \cdot x_{16} = 4,25 + j14,49 \text{ Ом.}$$

Здійснюємо розрахунок реактивної провідності ділянки 1-6:

$$b_{16} = b_{0(240)} \cdot l_{16} = 2,84 \cdot 10^{-6} \cdot 36 = 102.4 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Значення активної провідності всіх повітряних ліній 110 кВ приймаємо такими, що рівні нулю. Так як втрати на корону для мережі з номінальною напругою 110 кВ не значні.

Так само розраховуємо параметри схем заміщення всіх ПЛ-110 кВ. Результати розрахунку зведені до табл. 3.7.

Таблиця 3.7 – Параметри схем заміщення ПЛ-110 кВ

ПЛ	Переріз, мм ²	Довжина, км	Повний опір, \underline{Z}_d , Ом	Ємнісна провідність, b_d , См
0-1	240	30	3.54+j12.08	85.31·10 ⁻⁶
0-2	240	22	2.6+j8.86	62.56·10 ⁻⁶
0-3	120	30	7.32+j12.74	80.69·10 ⁻⁶
0-4	240	42	4.96+j16.91	119.4·10 ⁻⁶
1-6	240	36	4.25+j14.49	102.4·10 ⁻⁶
2-3	70	28	11.82+j12.4	72.11·10 ⁻⁶
3-4	120	30	7.32+j12.74	80.69·10 ⁻⁶
4-5	240	30	3.54+j12.08	85.31·10 ⁻⁶
5-6	240	36	4.25+j14.49	102.4·10 ⁻⁶

Здійснимо розрахунок приведених навантажень для ПС 110 кВ. Спочатку розглянемо ПС №3. Розраховуємо коефіцієнт завантаження трансформаторів:

					ДП5117.6.050701.005.ПЗ	Арк.
						40
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$\beta_3 = \frac{S_{\max 3} \cdot 10^3}{n \cdot S_{H3}} = \frac{\sqrt{8^2 + (-5,79)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 10000} = 0,49.$$

Здійснюємо розрахунок втрат потужності в блоці трансформаторів на ПС №3:

$$\Delta P_{tz3} = n \cdot \Delta P_{кз3} \cdot \beta_3 = 2 \cdot 60 \cdot 0,49^2 = 29,26 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{tz3} = -n \cdot S_{H3} \cdot \beta_3^2 \cdot U_{к3} \cdot 10^{-2} = -2 \cdot 10000 \cdot 0,49^2 \cdot 10,5 \cdot 10^{-2} = -512,12 \text{ кВар}.$$

Таким чином значення приведенного навантаження ПС №3 складе:

$$\dot{S}_{пр3} = \dot{S}_{зад3} + \Delta \dot{S}_{tz3} \cdot 10^{-3} = 8 - j5,79 + (29,26 - j512,12) \cdot 10^{-3} = 8,03 - j6,3 \text{ МВА}.$$

Знайдемо приведенне навантаження ПС №6. Розраховуємо коефіцієнти завантаження трансформаторів:

$$\beta_{вн6} = \frac{S_{вн6} \cdot 10^3}{n \cdot S_{H6}} = \frac{\sqrt{19^2 + (-12,51)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 16000} = 0,71;$$

$$\beta_{сн6} = \frac{S_{сн6} \cdot 10^3}{n \cdot S_{H6}} = \frac{\sqrt{12^2 + (-7,44)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 16000} = 0,44;$$

$$\beta_{нн6} = \frac{S_{нн6} \cdot 10^3}{n \cdot S_{H6}} = \frac{\sqrt{7^2 + (-5,07)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 16000} = 0,27.$$

Здійснюємо розрахунок втрат потужності в блоці трансформаторів на ПС №6:

$$\Delta P_{tz6} = \frac{n \cdot \Delta P_{кз6}}{2} \cdot (\beta_{вн6}^2 + \beta_{сн6}^2 + \beta_{нн6}^2) = \frac{2 \cdot 100}{2} \cdot (0,71^2 + 0,44^2 + 0,27^2) = 77,28 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{tz6} = -n \cdot S_{H6} \cdot (\beta_{вн6}^2 \cdot U_{кв6} + \beta_{сн6}^2 \cdot U_{кс6} + \beta_{нн6}^2 \cdot U_{кн6}) \cdot 10^{-2} = -2 \cdot 16000 \cdot (0,71^2 \cdot 10,75 + 0,44^2 \cdot 0 + 0,27^2 \cdot 6,25) \cdot 10^{-2} = -1883,93 \text{ кВар}.$$

Таким чином значення приведенного навантаження ПС №3 складе:

					ДП5117.6.050701.005.ПЗ	Арк.
						41
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$\dot{S}_{\text{пр6}} = \dot{S}_{\text{зад6}} + \Delta\dot{S}_{\text{tz6}} \cdot 10^{-3} = 19 - j12,51 + (77,28 - j1883,93) \cdot 10^{-3} = 19,08 - j14,39 \text{ МВА.}$$

Аналогічним чином знаходимо приведені навантаження всіх ПС 110 кВ. Результати розрахунку зведено до табл. 3.8.

Таблиця 3.8 – Приведенні навантаження ПС 110 кВ

ПС	$\dot{S}_{\text{зад}}$, МВА	$\Delta\dot{S}_{\text{tz}}$, МВА	$\dot{S}_{\text{пр}}$, МВА
1	16-j10.33	0.06-j1.27	16.06-j11.6
2	16-j10.54	0.06-j1.34	16.06-j11.88
3	8-j5.79	0.03-j0.51	8.03-j6.3
4	20-j13.02	0.05-j1.3	20.05-j14.32
5	9-j6.52	0.04-j0.65	9.04-j7.16
6	19-j12.51	0.08-j1.88	19.08-j14.39

Здійснимо розрахунок сумарних еквівалентних провідностей пунктів мережі. Наприклад для пункту 6 маємо:

$$\begin{aligned} \underline{Y}_6 &= \underline{Y}_{\text{т6}} + 0,5 \cdot (\underline{Y}_{\text{т6}} + \underline{Y}_{\text{56}}) = (3,48 - j24,2) \cdot 10^{-6} + 0,5 \cdot j102,4 + j102,4 \cdot 10^{-6} = \\ &= (3,48 + j78,18) \cdot 10^{-6} \text{ См.} \end{aligned}$$

Аналогічним чином здійснюються розрахунки еквівалентних провідностей для всіх пунктів мережі. Результати розрахунку зведено до табл. 3.9.

Таблиця 3.9 – Сумарні еквівалентні провідності

Номер пункту	\underline{Y}_i , См
1	2
1	$(3.48+j69.65) \cdot 10^{-6}$
2	$(3.48+j43.14) \cdot 10^{-6}$
3	$(2.12+j106.2) \cdot 10^{-6}$
4	$(4.69+j116.3) \cdot 10^{-6}$

Продовження таблиці 3.9

1	2
5	$(2.12+j83.26) \cdot 10^{-6}$
6	$(3.48+j78.18) \cdot 10^{-6}$
0	$j174 \cdot 10^{-6}$

Розрахункова схема електричної мережі показана на рис. 3.5.

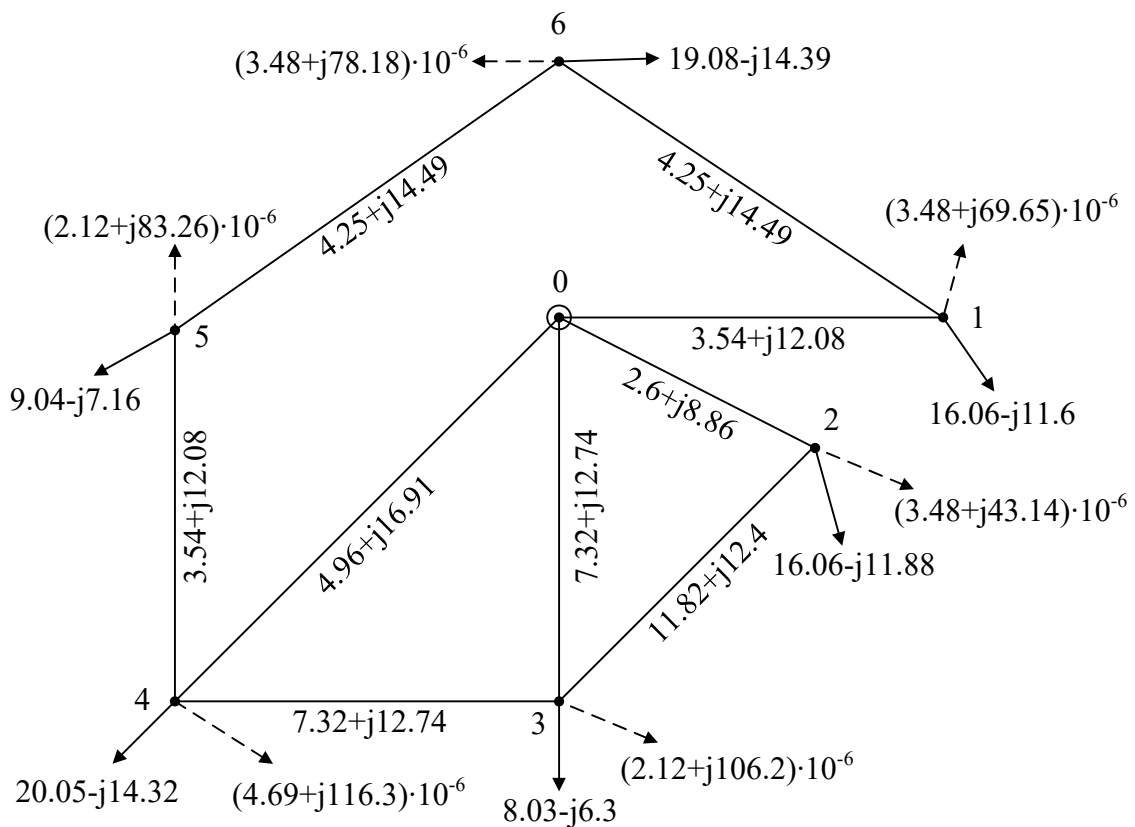


Рис. 3.5 – Розрахункова схема мережі

3.5 Розрахунок режиму максимальних навантажень

Розрахунок режиму максимальних навантажень здійснюємо за допомогою методу контурних рівнянь «у струмах».

Перша ітерація.

Рівень напруги в пунктах мережі на першій ітерації приймаємо рівною номінальній. Здійснюємо розрахунок лінійних струмів навантажень в пунктах мережі:

$$i_1^{(1)} = \frac{\dot{S}_{\text{пр1}}}{U_1^{(0)}} + Y_1 \cdot U_1^{(0)} = \frac{16,06-j11,59}{110} + (3,48+j69,65) \cdot 10^{-6} \cdot 110 = 0,146-j0,098 \text{ кА};$$

$$i_2^{(1)} = \frac{\dot{S}_{\text{пр2}}}{U_2^{(0)}} + Y_2 \cdot U_2^{(0)} = \frac{16,06-j11,88}{110} + (3,48+j43,14) \cdot 10^{-6} \cdot 110 = 0,146-j0,103 \text{ кА};$$

$$i_3^{(1)} = \frac{\dot{S}_{\text{пр3}}}{U_3^{(0)}} + Y_3 \cdot U_3^{(0)} = \frac{8,03-j6,3}{110} + (2,12+j106,2) \cdot 10^{-6} \cdot 110 = 0,073-j0,046 \text{ кА};$$

$$i_4^{(1)} = \frac{\dot{S}_{\text{пр4}}}{U_4^{(0)}} + Y_4 \cdot U_4^{(0)} = \frac{20,05-j14,32}{110} + (4,69+j116,3) \cdot 10^{-6} \cdot 110 = 0,183-j0,117 \text{ кА};$$

$$i_5^{(1)} = \frac{\dot{S}_{\text{пр5}}}{U_5^{(0)}} + Y_5 \cdot U_5^{(0)} = \frac{9,04-j7,16}{110} + (2,12+j83,26) \cdot 10^{-6} \cdot 110 = 0,082-j0,056 \text{ кА};$$

$$i_6^{(1)} = \frac{\dot{S}_{\text{пр6}}}{U_6^{(0)}} + Y_6 \cdot U_6^{(0)} = \frac{19,08-j14,39}{110} + (3,48+j78,18) \cdot 10^{-6} \cdot 110 = 0,174-j0,122 \text{ кА}.$$

Згідно першого закону Кірхгофа здійснюємо розрахунок струморозподілу в умовно розімкненій мережі. Результат розрахунку показаний на рис. 3.6.

Здійснюємо розрахунок власних та взаємних опорів контурів:

$$\underline{Z}_{11} = \underline{Z}_{01} + \underline{Z}_{16} + \underline{Z}_{56} + \underline{Z}_{45} + \underline{Z}_0 = (3,54+j12,08) + (4,25+j14,49) + (4,25+j14,49) + (3,54+j12,08) + (4,96+j16,91) = 20,53+j70,04 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{22} = \underline{Z}_{03} + \underline{Z}_{34} + \underline{Z}_{04} = (7,32+j12,74) + (7,32+j12,74) + (4,96+j16,91) = 19,6+j42,38 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{33} = \underline{Z}_{02} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{03} = (2,6+j8,86) + (11,82+j12,4) + (7,32+j12,74) = 21,73+j33,99 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{1,2} = \underline{Z}_{2,1} = -\underline{Z}_{04} = -4,96 - j16,91 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{1,3} = \underline{Z}_{3,1} = 0 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{2,3} = \underline{Z}_{3,2} = -\underline{Z}_{03} = -7,32 - j12,74 \text{ Ом}.$$

					ДП5117.6.050701.005.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		44

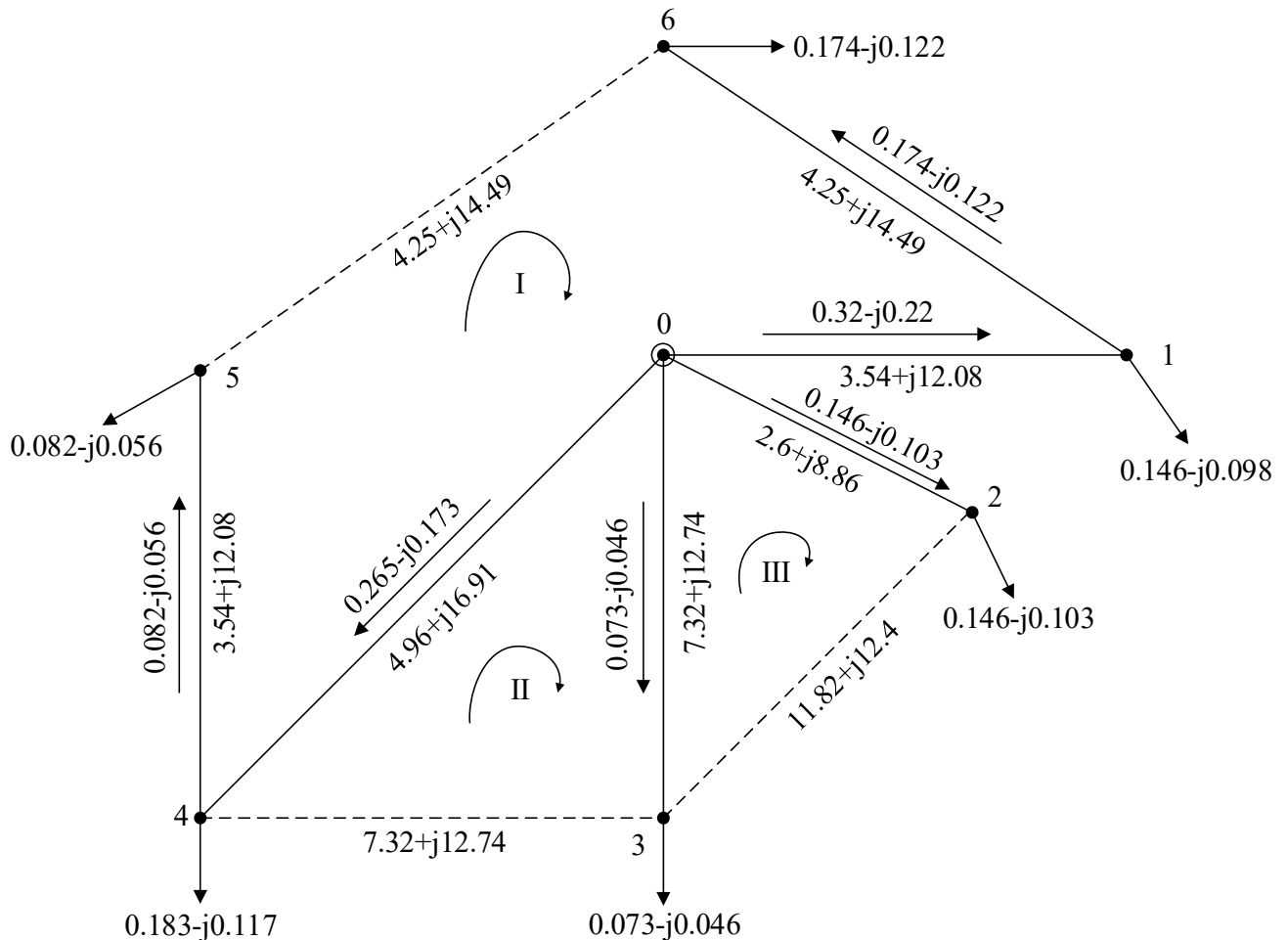


Рис. 3.6 – Струморозподіл в умовно розімкненій мережі на першій ітерації

Знайдемо значення контурних ЕРС:

$$\begin{aligned} \dot{E}_{K1}^{(1)} &= -\dot{I}_{04}^{(1)} \cdot Z_{04} - \dot{I}_{45}^{(1)} \cdot Z_{45} + \dot{I}_{16}^{(1)} \cdot Z_{16} + \dot{I}_{01}^{(1)} \cdot Z_{01} = -(0,265 - j0,173) \times \\ &\times (4,96 + j16,91) - (0,082 - j0,056) \cdot (3,54 + j12,08) + (0,174 - j0,122) \times \\ &\times (4,25 + j14,49) + (0,32 - j0,22) \cdot (3,54 + j12,08) = 1,087 + j0,666 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{E}_{K2}^{(1)} &= -\dot{I}_{03}^{(1)} \cdot Z_{03} + \dot{I}_{04}^{(1)} \cdot Z_{04} = -(0,073 - j0,046) \cdot (7,32 + j12,74) + \\ &+ (0,265 - j0,173) \cdot (4,96 + j16,91) = 3,127 + j3,025 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{E}_{K3}^{(1)} &= -\dot{I}_{02}^{(1)} \cdot Z_{02} + \dot{I}_{03}^{(1)} \cdot Z_{03} = -(0,146 - j0,103) \cdot (2,6 + j8,86) + \\ &+ (0,073 - j0,046) \cdot (7,32 + j12,74) = -0,177 - j0,429 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

Формуємо у матричній формі систему контурних рівнянь, яка має такий вигляд:

$$\begin{pmatrix} \underline{Z}_{11} & \underline{Z}_{1,2} & \underline{Z}_{1,3} \\ \underline{Z}_{2,1} & \underline{Z}_{22} & \underline{Z}_{2,3} \\ \underline{Z}_{3,1} & \underline{Z}_{3,2} & \underline{Z}_{33} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \dot{i}_{k1}^{(1)} \\ \dot{i}_{k2}^{(1)} \\ \dot{i}_{k3}^{(1)} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \dot{E}_{k1}^{(1)} \\ \dot{E}_{k2}^{(1)} \\ \dot{E}_{k3}^{(1)} \end{pmatrix}$$

$$\begin{pmatrix} 20,53+j70,04 & -4,96-j16,91 & 0 \\ -4,96-j16,91 & 19,6+j42,38 & -7,32-j12,74 \\ 0 & -7,32-j12,74 & 21,73+j33,99 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \dot{i}_{k1}^{(1)} \\ \dot{i}_{k2}^{(1)} \\ \dot{i}_{k3}^{(1)} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1,087+j0,666 \\ 3,127+j3,025 \\ -0,177-j0,429 \end{pmatrix}$$

Розв'язавши систему рівнянь, отримуємо зрівнювальні контурні струми, які необхідно накласти на струморозподіл умовно розімкненої схеми мережі:

$$\begin{pmatrix} \dot{i}_{k1}^{(1)} \\ \dot{i}_{k2}^{(1)} \\ \dot{i}_{k3}^{(1)} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0,04-j0,023 \\ 0,112-j0,046 \\ 0,03-j0,017 \end{pmatrix}$$

Розраховуємо результуючий струморозподіл на першій ітерації:

$$\dot{i}_{01}^{(1)} = \dot{i}_{01\text{роз}}^{(1)} - \dot{i}_{k1}^{(1)} = (0,32 - j0,22) - (0,04-j0,023) = 0,28 - j0,197 \text{ кА};$$

$$\dot{i}_{02}^{(1)} = \dot{i}_{02\text{роз}}^{(1)} + \dot{i}_{k3}^{(1)} = (0,146 - j0,103) + (0,03-j0,017) = 0,177 - j0,12 \text{ кА};$$

$$\begin{aligned} \dot{i}_{03}^{(1)} &= \dot{i}_{03\text{роз}}^{(1)} + \dot{i}_{k2}^{(1)} - \dot{i}_{k3}^{(1)} = (0,073 - j0,046) + (0,112-j0,046) - \\ &- (0,03 - j0,017) = 0,155 - j0,075 \text{ кА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{i}_{04}^{(1)} &= \dot{i}_{04\text{роз}}^{(1)} + \dot{i}_{k1}^{(1)} - \dot{i}_{k2}^{(1)} = (0,265 - j0,173) + (0,04-j0,023) - \\ &- (0,112 - j0,046) = 0,193 - j0,15 \text{ кА}; \end{aligned}$$

$$\dot{i}_{16}^{(1)} = \dot{i}_{16\text{роз}}^{(1)} - \dot{i}_{k1}^{(1)} = (0,174 - j0,122) - (0,04-j0,023) = 0,134 - j0,099 \text{ кА};$$

$$\dot{i}_{45}^{(1)} = \dot{i}_{45\text{роз}}^{(1)} + \dot{i}_{k1}^{(1)} = (0,082 - j0,056) + (0,04-j0,023) = 0,122 - j0,079 \text{ кА};$$

$$\dot{i}_{23}^{(1)} = \dot{i}_{k3}^{(1)} = 0,03 - j0,017 \text{ кА};$$

$$\dot{i}_{34}^{(1)} = \dot{i}_{k2}^{(1)} = 0,122 - j0,046 \text{ кА};$$

					ДП5117.6.050701.005.ПЗ	Арк.
						46
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$i_{56}^{(1)} = i_{k1}^{(1)} = 0,04 - j0,023 \text{ кА.}$$

Струморозподіл в замкненій мережі на першій ітерації показаний на рис. 3.7.

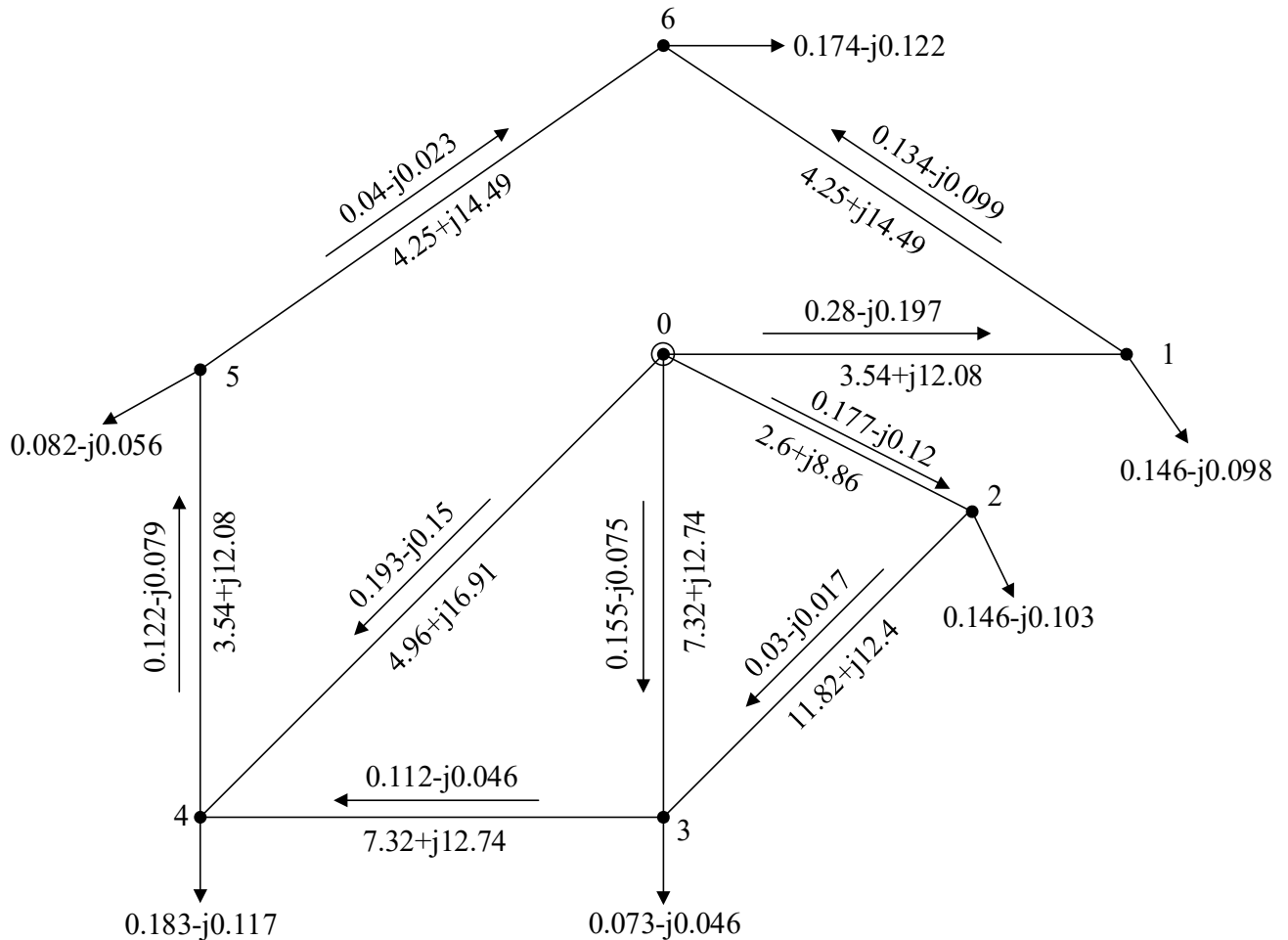


Рис. 3.7 – Струморозподіл в замкненій мережі на першій ітерації

Виконаємо перевірку правильності розрахунку за другим законом Кірхгофа:

$$i_{04}^{(1)} \cdot Z_{04} + i_{45}^{(1)} \cdot Z_{45} + i_{56}^{(1)} \cdot Z_{56} - i_{16}^{(1)} \cdot Z_{16} - i_{01}^{(1)} \cdot Z_{01} = (0,193 - j0,15) \cdot (4,96 + j16,91) + (0,122 - j0,079) \cdot (3,54 + j12,08) + (0,04 - j0,023) \cdot (4,25 + j14,49) - (0,134 - j0,099) \cdot (4,25 + j14,49) - (0,28 - j0,197) \cdot (3,54 + j12,08) = 0;$$

$$i_{03}^{(1)} \cdot Z_{03} + i_{34}^{(1)} \cdot Z_{34} - i_{04}^{(1)} \cdot Z_{04} = (0,155 - j0,075) \cdot (7,32 + j12,74) + (0,112 - j0,046) \cdot (7,32 + j12,74) - (0,193 - j0,15) \cdot (4,96 + j16,91) = 0;$$

$$\dot{I}_{02}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{02} + \dot{I}_{23}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{23} - \dot{I}_{03}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{03} = (0,177 - j0,12) \cdot (2,6 + j8,86) + \\ + (0,03 - j0,017) \cdot (11,82 + j12,4) - (0,155 - j0,075) \cdot (7,32 + j12,74) = 0.$$

Здійснюємо розрахунок рівня напруги в пунктах мережі:

$$\dot{U}_1^{(1)} = U_0 - \dot{I}_{01}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{01} = 121 - (0,28 - j0,197) \cdot (3,54 + j12,08) = 117,63 - j2,69 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_2^{(1)} = U_0 - \dot{I}_{02}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{02} = 121 - (0,177 - j0,12) \cdot (2,6 + j8,86) = 119,48 - j1,25 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_3^{(1)} = U_0 - \dot{I}_{03}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{03} = 121 - (0,155 - j0,075) \cdot (7,32 + j12,74) = 118,91 - j1,43 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_4^{(1)} = U_0 - \dot{I}_{04}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{04} = 121 - (0,193 - j0,15) \cdot (4,96 + j16,91) = 117,51 - j2,52 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_5^{(1)} = \dot{U}_4^{(1)} - \dot{I}_{45}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{45} = (117,51 - j2,52) - (0,122 - j0,079) \cdot (3,54 + j12,08) = \\ = 116,12 - j3,72 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_6^{(1)} = \dot{U}_6^{(1)} - \dot{I}_{16}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{16} = (117,63 - j2,69) - (0,134 - j0,099) \cdot (4,25 + j14,49) = \\ = 115,62 - j4,2 \text{ кВ}.$$

Розраховуємо втрати потужності в РЕМ на першій ітерації:

$$\dot{S}_{\Sigma}^{(1)} = U_0 \cdot (\dot{I}_{01}^{(1)} + \dot{I}_{02}^{(1)} + \dot{I}_{03}^{(1)} + \dot{I}_{04}^{(1)}) + \underline{Y}_0 \cdot U_0^2 - (\dot{S}_1 + \dot{S}_2 + \dot{S}_3 + \dot{S}_4 + \dot{S}_6) = \\ = 121 \cdot ((0,28 - j0,197) + (0,177 - j0,12) + (0,155 - j0,075) + (0,193 - j0,15)) + \\ + 121^2 \cdot j174 \cdot 10^{-6} - ((16 - j10,33) + (16 - j10,54) + (8 - j5,79) + (20 - j13,02) + \\ + (9 - j6,52) + (19 - j12,51)) = 9,39 - j4,36 \text{ МВА}.$$

Друга ітерація.

Згідно знайдених на попередній ітерації рівнів напруги знаходимо лінійні струми навантаження в пунктах мережі:

$$\dot{I}_1^{(2)} = \frac{\dot{S}_{\text{нп1}}}{U_1^{(1)}} + \underline{Y}_1 \cdot U_1^{(1)} = \frac{16,06 - j11,6}{117,63 + j2,69} + (3,48 + j69,65) \cdot 10^{-6} \cdot (117,63 - j2,69) = \\ = 0,135 - j0,093 \text{ кА};$$

					ДП5117.6.050701.005.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		48

$$\begin{aligned} \dot{I}_2^{(2)} &= \frac{\dot{S}_{\text{пр}2}}{U_2^{(1)}} + \underline{Y}_2 \cdot U_2^{(1)} = \frac{16,06-j11,88}{119,48+j1,25} + (3,48+j43,14) \cdot 10^{-6} \cdot (119,48 - j1,25) = \\ &= 0,135-j0,096 \text{ кА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_3^{(2)} &= \frac{\dot{S}_{\text{пр}3}}{U_3^{(1)}} + \underline{Y}_3 \cdot U_3^{(1)} = \frac{8,03-j6,3}{118,91+j1,43} + (2,12+j106,2) \cdot 10^{-6} \cdot (118,91 - j1,43) = \\ &= 0,067-j0,041 \text{ кА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_4^{(2)} &= \frac{\dot{S}_{\text{пр}4}}{U_4^{(1)}} + \underline{Y}_4 \cdot U_4^{(1)} = \frac{20,05-j14,32}{117,51+j2,52} + (4,69+j116,3) \cdot 10^{-6} \cdot (117,51 - j2,52) = \\ &= 0,169-j0,112 \text{ кА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_5^{(2)} &= \frac{\dot{S}_{\text{пр}5}}{U_5^{(1)}} + \underline{Y}_5 \cdot U_5^{(1)} = \frac{9,04-j7,16}{116,12+j3,72} + (2,12+j83,26) \cdot 10^{-6} \cdot (116,12 - j3,72) = \\ &= 0,076-j0,054 \text{ кА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_6^{(2)} &= \frac{\dot{S}_{\text{пр}6}}{U_6^{(1)}} + \underline{Y}_6 \cdot U_6^{(1)} = \frac{19,08-j14,39}{115,62+j4,2} + (3,48+j78,18) \cdot 10^{-6} \cdot (115,62 - j4,2) = \\ &= 0,161-j0,121 \text{ кА}. \end{aligned}$$

Згідно першого закону Кірхгофа здійснюємо розрахунок струморозподілу в умовно розімкненій мережі. Результат розрахунку показаний на рис. 3.8.

Знайдемо значення контурних ЕРС:

$$\begin{aligned} \dot{E}_{\text{к}1}^{(2)} &= -\dot{I}_{04}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{04} - \dot{I}_{45}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{45} + \dot{I}_{16}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{16} + \dot{I}_{01}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{01} = -(0,245 - j0,166) \times \\ &\times (4,96 + j16,91) - (0,076 - j0,054) \cdot (3,54 + j12,08) + (0,161 - j0,121) \times \\ &\times (4,25 + j14,49) + (0,296 - j0,215) \cdot (3,54 + j12,08) = 1,128 + j0,581 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{E}_{\text{к}2}^{(2)} &= -\dot{I}_{03}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{03} + \dot{I}_{04}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{04} = -(0,067 - j0,041) \cdot (7,32 + j12,74) + \\ &+ (0,245 - j0,166) \cdot (4,96 + j16,91) = 3,008 + j2,764 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{E}_{\text{к}3}^{(2)} &= -\dot{I}_{02}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{02} + \dot{I}_{03}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{03} = -(0,134 - j0,096) \cdot (2,6 + j8,86) + \\ &+ (0,067 - j0,041) \cdot (7,32 + j12,74) = -0,177 - j0,381 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

					ДП5117.6.050701.005.ПЗ	Арк.
						49
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

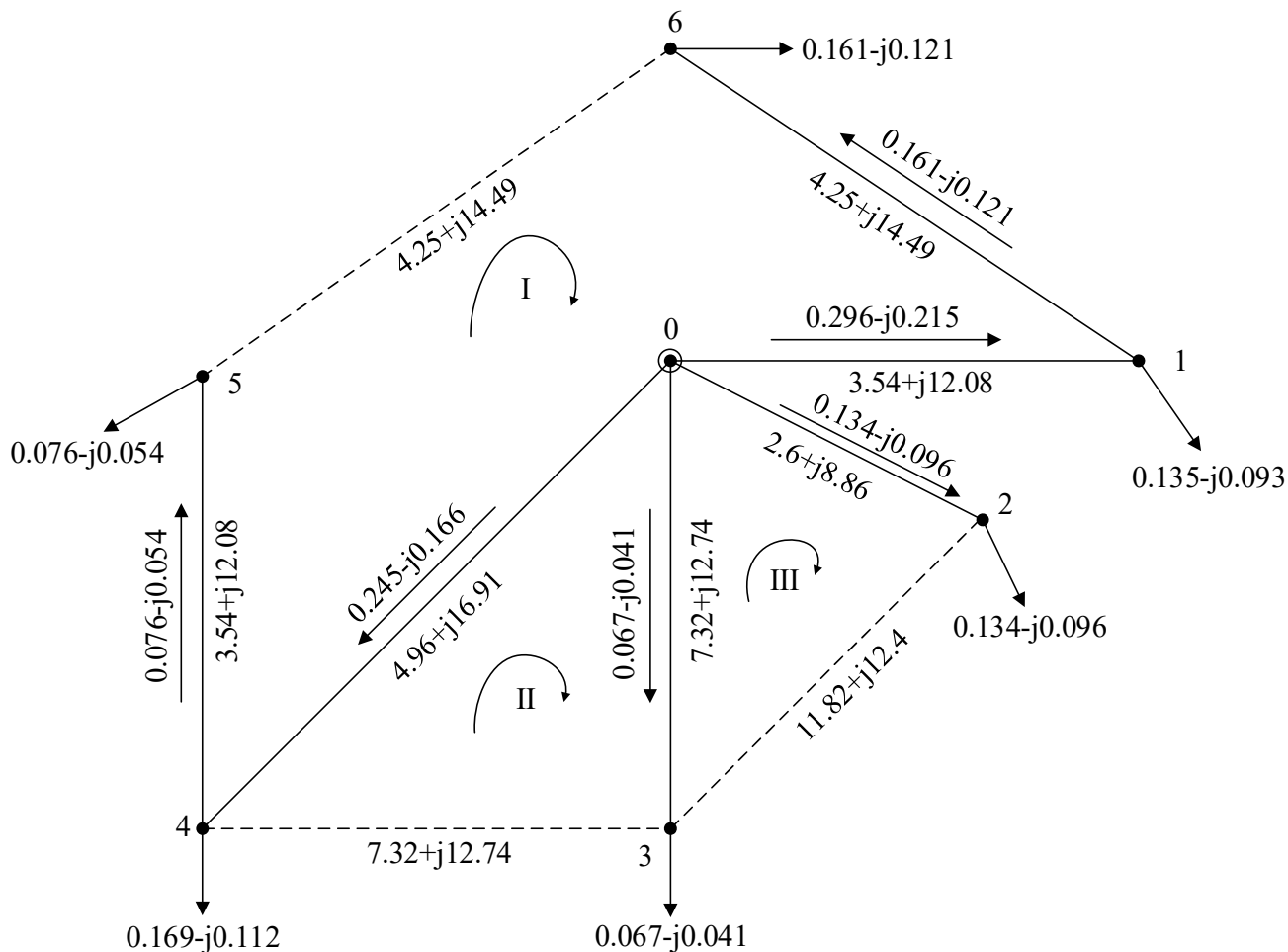


Рис. 3.8 – Струморозподіл в умовно розімкненій мережі на другій ітерації

Формуємо у матричній формі систему контурних рівнянь, яка має такий вигляд:

$$\begin{pmatrix} 20,53+j70,04 & -4,96-j16,91 & 0 \\ -4,96-j16,91 & 19,6+j42,38 & -7,32-j12,74 \\ 0 & -7,32-j12,74 & 21,73+j33,99 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \dot{i}_{k1}^{(2)} \\ \dot{i}_{k2}^{(2)} \\ \dot{i}_{k3}^{(2)} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1,128+j0,581 \\ 3,008+j2,764 \\ -0,177-j0,381 \end{pmatrix}$$

Розв'язуємо систему рівнянь:

$$\begin{pmatrix} \dot{i}_{k1}^{(2)} \\ \dot{i}_{k2}^{(2)} \\ \dot{i}_{k3}^{(2)} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0,037-j0,024 \\ 0,104-j0,046 \\ 0,028-j0,016 \end{pmatrix}$$

Розраховуємо результуючий струморозподіл на першій ітерації:

$$i_{02}^{(2)} = i_{02\text{роз}}^{(2)} - i_{k2}^{(2)} = (0,296 - j0,215) - (0,037 - j0,024) = 0,259 - j0,191 \text{ кА};$$

$$i_{02}^{(2)} = i_{02\text{роз}}^{(2)} + i_{k3}^{(2)} = (0,134 - j0,096) + (0,028 - j0,016) = 0,162 - j0,112 \text{ кА};$$

$$i_{03}^{(2)} = i_{03\text{роз}}^{(2)} + i_{k2}^{(2)} - i_{k3}^{(2)} = (0,067 - j0,041) + (-0,104 - j0,046) - \\ - (0,028 - j0,016) = 0,143 - j0,071 \text{ кА};$$

$$i_{04}^{(2)} = i_{04\text{роз}}^{(2)} + i_{k1}^{(2)} - i_{k2}^{(2)} = (0,245 - j0,166) + (0,037 - j0,024) - \\ - (0,104 - j0,046) = 0,178 - j0,144 \text{ кА};$$

$$i_{16}^{(2)} = i_{16\text{роз}}^{(2)} - i_{k1}^{(2)} = (0,161 - j0,121) - (0,037 - j0,024) = 0,124 - j0,097 \text{ кА};$$

$$i_{45}^{(2)} = i_{45\text{роз}}^{(2)} + i_{k1}^{(2)} = (0,076 - j0,054) + (0,037 - j0,024) = 0,114 - j0,078 \text{ кА};$$

$$i_{23}^{(2)} = i_{k3}^{(2)} = 0,028 - j0,016 \text{ кА};$$

$$i_{34}^{(2)} = i_{k2}^{(2)} = 0,104 - j0,046 \text{ кА};$$

$$i_{56}^{(2)} = i_{k1}^{(2)} = 0,037 - j0,024 \text{ кА}.$$

Струморозподіл в замкненій мережі на другій ітерації показаний на рис. 3.9.

Виконаємо перевірку правильності розрахунку за другим законом Кірхгофа:

$$i_{04}^{(2)} \cdot Z_{04} + i_{45}^{(2)} \cdot Z_{45} + i_{56}^{(2)} \cdot Z_{56} - i_{16}^{(2)} \cdot Z_{16} - i_{01}^{(2)} \cdot Z_{01} = (0,178 - j0,144) \cdot (4,96 + j16,91) + \\ + (0,114 - j0,078) \cdot (3,54 + j12,08) + (0,037 - j0,024) \cdot (4,25 + j14,49) - \\ - (0,124 - j0,097) \cdot (4,25 + j14,49) - (0,259 - j0,191) \cdot (3,54 + j12,08) = 0;$$

$$i_{03}^{(2)} \cdot Z_{03} + i_{34}^{(2)} \cdot Z_{34} - i_{04}^{(2)} \cdot Z_{04} = (0,143 - j0,071) \cdot (7,32 + j12,74) + \\ + (0,104 - j0,046) \cdot (7,32 + j12,74) - (0,178 - j0,144) \cdot (4,96 + j16,91) = 0;$$

$$i_{02}^{(2)} \cdot Z_{02} + i_{23}^{(2)} \cdot Z_{23} - i_{03}^{(2)} \cdot Z_{03} = (0,162 - j0,112) \cdot (2,6 + j8,86) + \\ + (0,028 - j0,016) \cdot (11,82 + j12,4) - (0,143 - j0,071) \cdot (7,32 + j12,74) = 0.$$

Здійснюємо розрахунок рівня напруги в пунктах мережі:

					ДП5117.6.050701.005.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		51

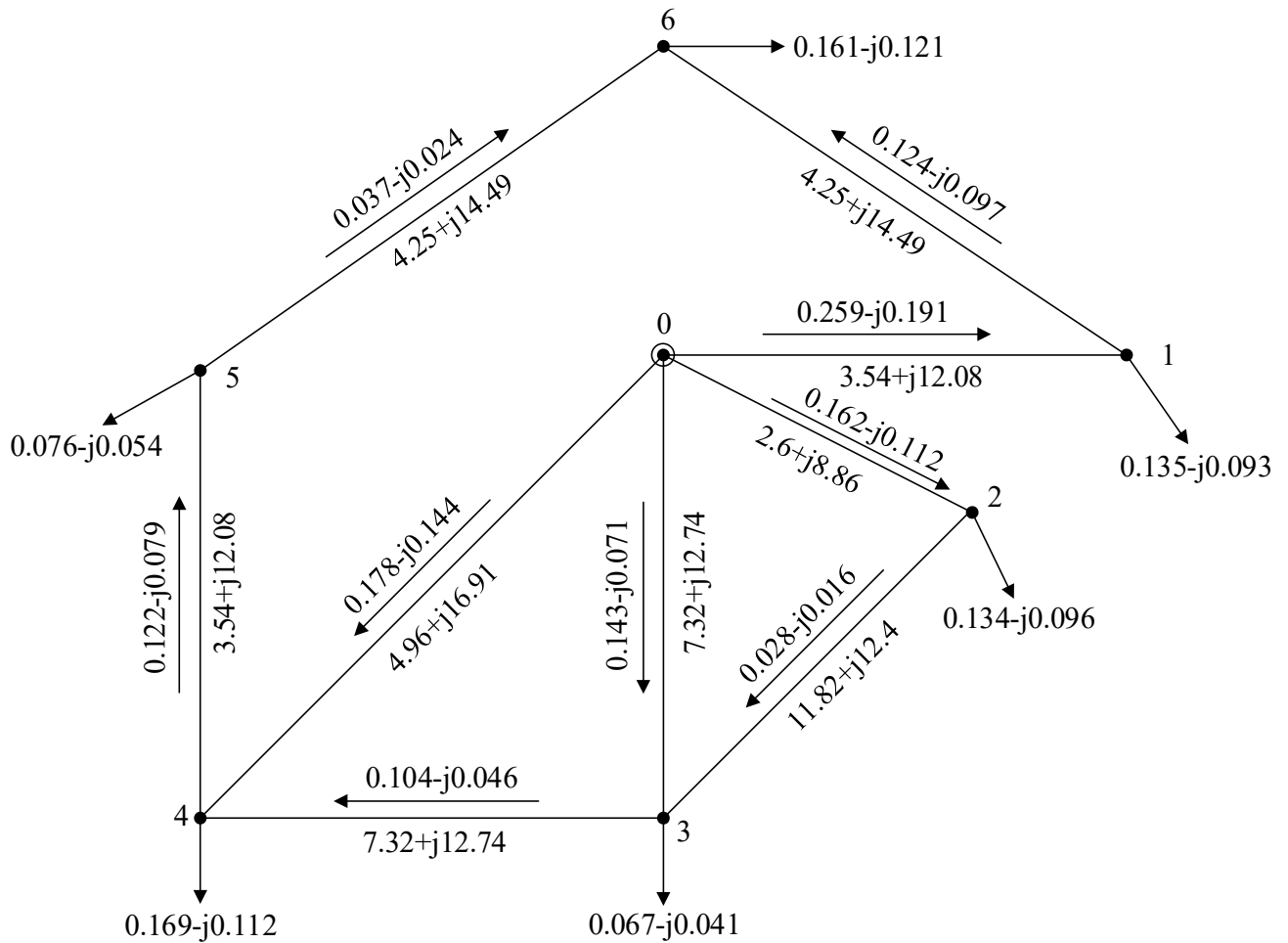


Рис. 3.9 – Струморозподіл в замкненій мережі на другій ітерації

$$\dot{U}_1^{(2)} = U_0 - \dot{i}_{01}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{01} = 121 - (0,259 - j0,191) \cdot (3,54 + j12,08) = 117,78 - j2,45 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_2^{(2)} = U_0 - \dot{i}_{02}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{02} = 121 - (0,162 - j0,112) \cdot (2,6 + j8,86) = 119,59 - j1,15 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_3^{(2)} = U_0 - \dot{i}_{03}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{03} = 121 - (0,143 - j0,071) \cdot (7,32 + j12,74) = 119,05 - j1,3 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_4^{(2)} = U_0 - \dot{i}_{04}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{04} = 121 - (0,178 - j0,144) \cdot (4,96 + j16,91) = 117,69 - j2,3 \text{ кВ};$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_5^{(2)} &= U_4^{(2)} - \dot{i}_{45}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{45} = (117,69 - j2,3) - (0,114 - j0,078) \cdot (3,54 + j12,08) = \\ &= 116,34 - j3,39 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_6^{(2)} &= U_6^{(2)} - \dot{i}_{16}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{16} = (117,78 - j2,45) - (0,124 - j0,097) \cdot (4,25 + j14,49) = \\ &= 115,84 - j3,83 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

Розраховуємо втрати потужності в РЕМ на другій ітерації:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} &= U_0 \cdot \left(\dot{I}_{01}^{(2)} + \dot{I}_{02}^{(2)} + \dot{I}_{03}^{(2)} + \dot{I}_{04}^{(2)} \right) + Y_0 \cdot U_0^2 - (\dot{S}_1 + \dot{S}_2 + \dot{S}_3 + \dot{S}_4 + \dot{S}_6) = \\ &= 121 \cdot ((0,259 - j0,191) + (0,162 - j0,112) + (0,143 - j0,071) + (0,178 - j0,144)) + \\ &+ 121^2 \cdot j174 \cdot 10^{-6} - ((16 - j10,33) + (16 - j10,54) + (8 - j5,79) + (20 - j13,02) + \\ &+ (9 - j6,52) + (19 - j12,51)) = 1,78 - j1,41 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Здійснимо перевірку умови закінчення розрахунку:

$$\left| \frac{\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} - \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)}}{\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)}} \right| \cdot 100 = \left| \frac{(1,78 - j1,41) - (9,39 - j4,36)}{1,78 - j1,41} \right| \cdot 100 = 359,78 \text{ \%}.$$

Так як різниця модулів втрат потужності на першій та другій ітерації більша за 1 %, то продовжуємо ітераційний розрахунок. Результати розрахунків наступних ітерацій зведені до табл. 3.10.

Таблиця 3.10 – Ітераційний розрахунок режиму максимальних навантажень

Параметри	Номер ітерації	
	3	4
1	2	3
\dot{I}_1 , кА	0.135-j0.093	0.135-j0.093
\dot{I}_2 , кА	0.134-j0.095	0.134-j0.095
\dot{I}_3 , кА	0.067-j0.041	0.067-j0.041
\dot{I}_4 , кА	0.169-j0.111	0.169-j0.111
\dot{I}_5 , кА	0.076-j0.054	0.076-j0.054
\dot{I}_6 , кА	0.161-j0.12	0.161-j0.12
\dot{I}_{01} , кА	0.259-j0.19	0.259-j0.19
\dot{I}_{02} , кА	0.162-j0.112	0.162-j0.112
\dot{I}_{03} , кА	0.143-j0.071	0.143-j0.071
\dot{I}_{04} , кА	0.178-j0.143	0.178-j0.143
\dot{I}_{16} , кА	0.124-j0.097	0.124-j0.097
\dot{I}_{23} , кА	0.028-j0.016	0.028-j0.016
\dot{I}_{34} , кА	0.104-j0.046	0.104-j0.046
\dot{I}_{45} , кА	0.114-j0.078	0.114-j0.078
\dot{I}_{56} , кА	0.037-j0.024i	0.037-j0.024

Продовження таблиці 3.10

1	2	3
$\dot{U}_1, \text{кВ}$	117.791-j2.451	117.791-j2.451
$\dot{U}_2, \text{кВ}$	119.589-j1.146	119.589-j1.146
$\dot{U}_3, \text{кВ}$	119.051-j1.306	119.051-j1.306
$\dot{U}_4, \text{кВ}$	117.701-j2.299	117.701-j2.299
$\dot{U}_5, \text{кВ}$	116.361-j3.396	116.361-j3.395
$\dot{U}_6, \text{кВ}$	115.861-j3.835	115.861-j3.834
$\Delta \dot{S}_\Sigma, \text{МВА}$	1.784-j1.115	1.773-j1.11

Здійснимо перевірку умови закінчення розрахунку:

$$\left| \frac{\Delta \dot{S}_\Sigma^{(4)} - \Delta \dot{S}_\Sigma^{(3)}}{\Delta \dot{S}_\Sigma^{(4)}} \right| \cdot 100 = \left| \frac{(1,773-j1,11) - (1,784-j1,115)}{1,773-j1,11} \right| \cdot 100 = 0,59 \%$$

Так к різниця модулів втрат напруги на третій та четвертій ітерації меша 1 % ітераційний розрахунок закінчуємо.

Здійснимо розрахунок потужності, яка транспортується ділянками мережі:

$$\dot{S}_{1\text{бпоч}} = \overline{U_1^{(4)}} \cdot \dot{i}_{16}^{(4)} = (117,79+j2,45) \cdot (0,124 - j0,097) = 14,83 - j11,11 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{1\text{бкін}} = \overline{U_6^{(4)}} \cdot \dot{i}_{16}^{(4)} = (115,86+j3,83) \cdot (0,124 - j0,097) = 14,72 - j10,75 \text{ МВА}.$$

Аналогічним чином розраховуємо потужності, які протікають усіма ділянками мережі. Результати розрахунку зведені до табл. 3.11. Результат розрахунку режиму максимальних навантажень зображено на рис. 3.10.

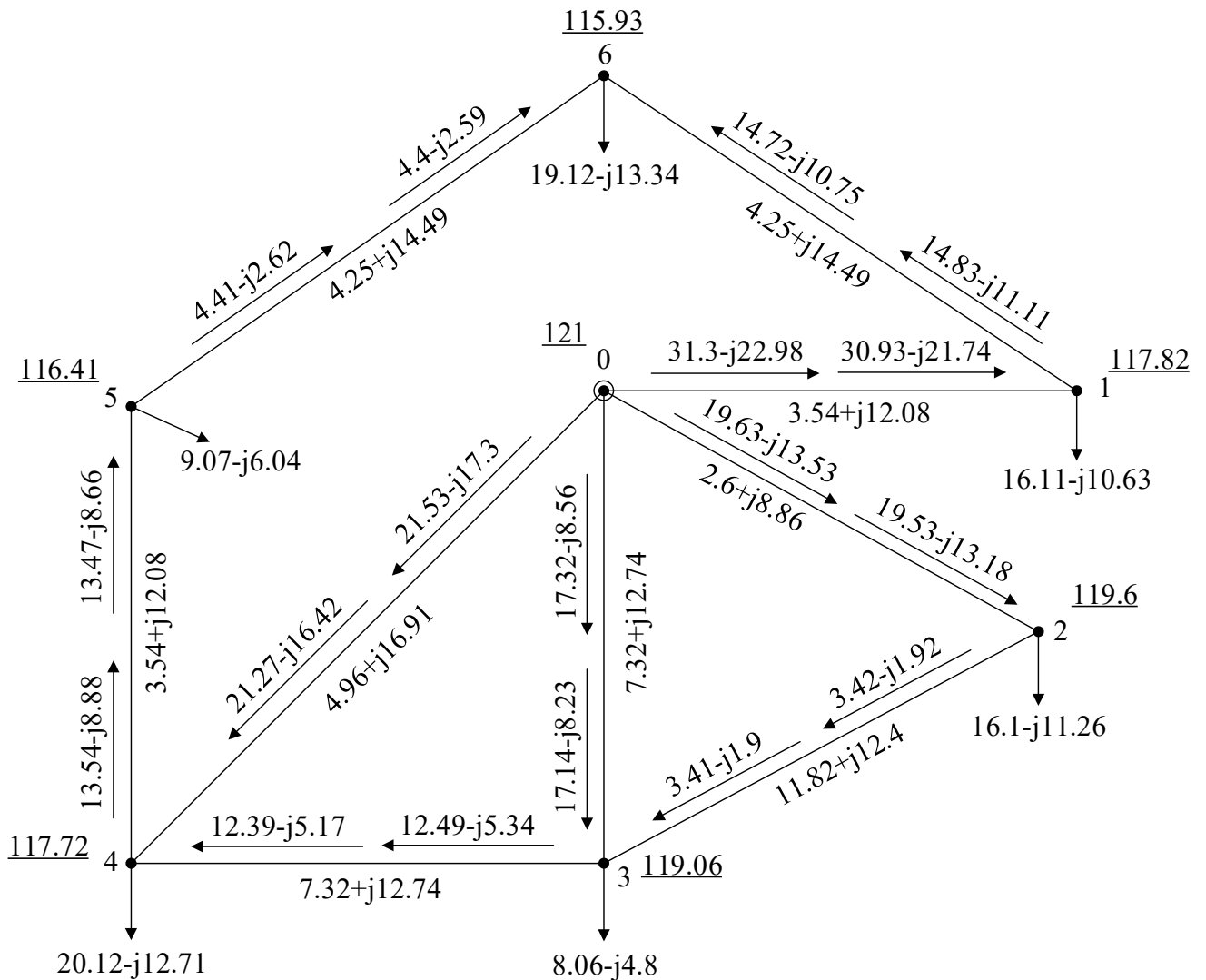
Таблиця 3.11 – Потокорозподіл в режимі максимальних навантажень

ПЛ	$\dot{S}_{\text{поч}}, \text{МВА}$	$\dot{S}_{\text{кін}}, \text{МВА}$
1	2	3
0-1	31.297-j22.982	30.932-j21.739

0-2	19.625-j13.525	19.525-j13.181
-----	----------------	----------------

Продовження таблиці 3.11

1	2	3
0-3	17.323-j8.558	17.137-j8.233
0-4	21.527-j17.3	21.269-j16.419
1-6	14.827-j11.106	14.722-j10.748
2-3	3.42-j1.917	3.408-j1.904
3-4	12.485-j5.338	12.39-j5.172
4-5	13.543-j8.884	13.476-j8.655
5-6	4.411-j2.619	4.402-j2.591



Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

ДП5117.6.050701.005.ПЗ

Арк.

55

Рис. 3.10 – Режим максимальних навантажень

Перевіряємо обрані перерізи за струмом в режимі максимальних навантажень. Результат перевірки представлено в табл. 3.12

Таблиця 3.12 – Перевірка обраних перерізів проводів за струмом

Ділянка	Переріз, мм ²	Струмове навантаження, А	Допустимий струм, А
0-1	240	185.27	610
0-2	240	113.73	610
0-3	120	92.2	390
0-4	240	131.77	610
1-6	240	90.78	610
2-3	70	18.93	265
3-4	120	65.84	390
4-5	240	79.43	610
5-6	240	25.44	610

Отже, згідно табл. 3.12 в режимі максимальних навантажень на жодній ділянці струмове навантаження не перевищує тривало-допустиме значення.

Здійснимо вибір положення регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ трансформаторів в режимі максимальних навантажень. Розглянемо силові трансформатори встановлені на ПС №6.

Здійснимо розрахунок величини втрат напруги в обмотках трансформаторів на ПС №6:

$$\begin{aligned} \Delta U_{\text{ТВ6}} &= \frac{(P_{\text{В6}} + \Delta P_{\text{тз6}} + g_{\text{Т6}} \cdot U_6^2) \cdot r_{\text{Т6}}}{U_6} - \frac{(Q_{\text{В6}} + \Delta Q_{\text{тз6}} + b_{\text{Т6}} \cdot U_6^2) \cdot x_{\text{Т5}}}{U_5} = \\ &= \frac{(19 + 77,28 \cdot 10^{-3} + 3,48 \cdot 10^{-6} \cdot 115,93^2) \cdot 1,29}{115,93} - \\ &= \frac{(-12,51 - 1884 \cdot 10^{-3} - 24,2 \cdot 10^{-6} \cdot 115,93^2) \cdot 44,43}{115,93} = 5,85 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

					ДП5117.6.050701.005.ПЗ	Арк.
						56
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$\Delta U_{\text{тс6}} = \frac{P_{\text{сн6}} \cdot r_{\text{т6}} - Q_{\text{сн6}} \cdot x_{\text{т6}}}{U_6 - \Delta U_{\text{тв6}}} = \frac{12 \cdot 1,29 + 7,44 \cdot 0}{115,93 - 5,85} = 0,14 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\text{тн6}} = \frac{P_{\text{нн6}} \cdot r_{\text{т6}} - Q_{\text{нн6}} \cdot x_{\text{т6}}}{U_6 - \Delta U_{\text{тв6}}} = \frac{7 \cdot 1,29 + 5,07 \cdot 25,83}{115,93 - 5,85} = 1,27 \text{ кВ}.$$

Здійснюємо розрахунок величин $U_{\text{пс}}$ і $U_{\text{пн}}$:

$$U_{\text{пс6}} = U_6 - \Delta U_{\text{тв6}} - \Delta U_{\text{тс6}} = 115,93 - 5,85 - 0,14 = 109,93 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{пн6}} = U_6 - \Delta U_{\text{тв6}} - \Delta U_{\text{тн6}} = 115,93 - 5,85 - 1,27 = 108,8 \text{ кВ}.$$

Розрахуємо бажане відносне число витків РПН трансформаторів на ПС №6:

$$\omega_{\text{вж6}} = \frac{U_{\text{пн6}} \cdot U_{\text{тн6}}}{U_{\text{тв6}} \cdot U_{\text{ндж6}}} - 1 = \frac{108,8 \cdot 11}{115 \cdot 10,5} - 1 = -0,009.$$

Знаходимо для трансформаторів на ПС №6 ступінь регулювання РПН:

$$N_{\text{в6}} = \frac{\omega_{\text{вж6}}}{\omega_{\text{в0}}} = \frac{-0,009}{0,0178} = -0,49 \rightarrow N_{\text{в6}}^{\text{ст}} = 0.$$

Стандартне число регулювальних витків РПН трансформаторів на ПС №6 складе:

$$\omega_{\text{в6}}^{\text{ст}} = N_{\text{в6}}^{\text{ст}} \cdot \omega_{\text{в0}} = 0 \cdot 0,0178 = 0.$$

Отже, фактичний рівень напруги на шинах НН ПС №6 буде мати наступне значення:

$$U_{\text{нд6}} = \frac{U_{\text{пн6}} \cdot U_{\text{тн6}}}{U_{\text{тв6}} \cdot (1 + \omega_{\text{в6}}^{\text{ст}})} = \frac{108,8 \cdot 11}{115 \cdot (1 + 0)} = 10,41 \text{ кВ}.$$

Розрахуємо бажане відносне число витків ПБЗ трансформаторів на ПС №6:

$$\omega_{\text{сж6}} = \frac{U_{\text{сж6}} \cdot U_{\text{тв6}} \cdot (1 + \omega_{\text{в6}}^{\text{ст}})}{U_{\text{пс6}} \cdot U_{\text{тс6}}} - 1 = \frac{38,5 \cdot 115 \cdot (1 + 0)}{109,93 \cdot 38,5} - 1 = 0,046.$$

					ДП5117.6.050701.005.ПЗ	Арк.
						57
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Знаходимо для трансформаторів на ПС №6 ступінь регулювання ПБЗ:

$$N_{с6} = \frac{\omega_{сж6}}{\omega_{с0}} = \frac{0,046}{0,025} = 1,84 \rightarrow N_{с6}^{ст} = 2.$$

Стандартне число регулювальних витків ПБЗ трансформаторів на ПС №6 складе:

$$\omega_{с6}^{ст} = N_{с6}^{ст} \cdot \omega_{с0} = 2 \cdot 0,025 = 0,05.$$

Отже, фактичний рівень напруги на шинах НН ПС №6 буде мати наступне значення:

$$U_{сд6} = \frac{U_{пс6} \cdot U_{тс6} \cdot (1 + \omega_{с6}^{ст})}{U_{тв6} \cdot (1 + \omega_{в6}^{ст})} = \frac{109,93 \cdot 38,5 \cdot (1 + 0,05)}{115 \cdot (1 + 0)} = 38,64 \text{ кВ.}$$

Аналогічним чином виконується вибір положення регулювальних відгалужень для всіх трансформаторів, які встановлені в розподільчій мережі. Результати вибору зведено до табл. 3.13.

Таблиця 3.13 – Результат вибору положення РПН та ПБЗ в режимі максимальних навантажень

ПС	$U_{вн}$, кВ	$N_{в}^{ст}$	$U_{нд}$, кВ	$N_{с}^{ст}$	$U_{сд}$, кВ
1	117.82	1	10.57	1	38.1
2	119.6	2	10.51	2	38.96
3	119.06	3	10.45	-	-
4	117.72	2	10.47	2	38.68
5	116.41	1	10.5	-	-
6	115.93	0	10.41	2	38.64

3.6 Розрахунок режиму мінімальних навантажень

Здійснюємо розрахунок активного навантаження приєднаного до шин понижуючих підстанцій в режимі мінімальних навантажень. Для ПС №6 активне та реактивне навантаження складе:

$$P_{\text{сн6}}^{\text{min}} = 0,65 \cdot P_{\text{сн6}} = 0,65 \cdot 12 = 7,8 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{нн6}}^{\text{min}} = 0,65 \cdot P_{\text{нн6}} = 0,65 \cdot 7 = 4,55 \text{ МВт};$$

$$Q_{\text{сн6}}^{\text{min}} = -P_{\text{сн6}}^{\text{min}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{сн}} = -7,8 \cdot \text{tg}(31,79^\circ) = -4,83 \text{ МВАр};$$

$$Q_{\text{нн6}}^{\text{min}} = -P_{\text{нн6}}^{\text{min}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{нн}} = -4,55 \cdot \text{tg}(35,9^\circ) = -3,29 \text{ МВАр}.$$

Таким чином комплексне навантаження приєднане до ПС №6 в режимі мінімальних навантажень матиме наступне значення:

$$\dot{S}_6^{\text{min}} = P_{\text{сн6}}^{\text{min}} + P_{\text{нн6}}^{\text{min}} + j(Q_{\text{сн6}}^{\text{min}} + Q_{\text{нн6}}^{\text{min}}) = 7,8 + 4,55 + j(-4,83 - 3,29) = 12,35 - j8,13 \text{ МВА}.$$

В такий самий спосіб знаходимо навантаження приєднане до всіх ПС в режимі мінімальних навантажень. Результати розрахунку зведені до табл. 3.14.

Таблиця 3.14 - Повне навантаження приєднане до ПС 110 кВ в режимі мінімальних навантажень

ПС	\dot{S}_i^{min} , МВА
1	10.4-j6.72
2	10.4-j6.85
3	5.2-j3.77
4	13-j8.46
5	5.85-j4.24
6	12.35-j8.13

Перевіримо можливість відключення одного трансформатора на понижуючих підстанціях в режимі мінімальних навантажень.

Виконаємо перевірку необхідності відключення одного трансформатора для ПС №6. Значення суми квадратів модулів потужності обмоток складе:

$$\Sigma(|S_6|^2) = \left(|S_{\text{HH6}}^{\text{min}}|\right)^2 + \left(|S_{\text{CH6}}^{\text{min}}|\right)^2 + \left(|S_{\text{BH6}}^{\text{min}}|\right)^2 = 5,62^2 + 9,18^2 + 14,79^2 = 334,35 \text{ МВА.}$$

Критична потужність трансформаторів типу ТДТН-16000/110, які встановлені на ПС №6 дорівнює:

$$S_{\text{кр6}} = \frac{4 \cdot \Delta P_{\text{ХХ6}} \cdot S_{\text{Н6}}^2}{\Delta P_{\text{к6}}} = \frac{4 \cdot 23 \cdot 10^{-3} \cdot (16000 \cdot 10^{-3})^2}{100 \cdot 10^{-3}} = 235,52 \text{ МВА.}$$

Оскільки модуль суми квадратів потужності обмоток більший за критичну потужність, то в режимі мінімальних навантажень на ПС №6 мають бути включені два трансформатори.

В такий самий спосіб виконуємо перевірку можливості відключення одного трансформатора для всіх ПС 110 кВ. Результати перевірки зведені до табл. 3.15.

Таблиця 3.15 – Число включених трансформаторів в режимі мінімальних навантажень

ПС	$\Sigma(S ^2), \text{МВА}$	$S_{\text{кр}}, \text{МВА}$	Число силових трансформаторів
1	247.78	235.52	2
2	236.77	235.52	2
3	6.42	6.83	1
4	378.43	553.57	1
5	7.22	6.83	2
6	334.35	235.52	2

Згідно нових значень навантажень в пунктах мережі та складом обладнання скоректуємо параметри розрахункової схеми мережі. Результати розрахунку зведено до табл. 3.16.

					ДП5117.6.050701.005.ПЗ	Арк.
						60
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Таблиця 3.16 – Приведенні навантажені та сумарні провідності пунктів мережі в режимі мінімальних навантажень

ПС	Приведене навантаження, $\dot{S}_{пр}$, МВА	Еквівалентна провідність, Y_1 , См
1	10.42-j7.25	$(3.48+j69.65) \cdot 10^{-6}$
2	10.42-j7.42	$(3.48+j43.14) \cdot 10^{-6}$
3	5.23-j4.2	$(1.06+j111.5) \cdot 10^{-6}$
4	13.04-j9.56	$(2.34+j129.5) \cdot 10^{-6}$
5	5.87-j4.51	$(2.12+j83.26) \cdot 10^{-6}$
6	12.38-j8.92	$(3.48+j78.18) \cdot 10^{-6}$
0	-	$j174 \cdot 10^{-6}$

Виконуємо електричний ітераційний розрахунок параметрів роботи мережі в режимі мінімальних навантажень. Розрахунки здійснюються аналогічно до режиму максимальних навантажень. Результати розрахунку зведені до табл. 3.17.

Таблиця 3.17 – Ітераційний розрахунок режиму мінімальних навантажень

Параметри	Номер ітерації			
	1	2	3	4
1	2	3	4	5
\dot{I}_1 , кА	0.095-j0.058	0.092-j0.058	0.092-j0.058	0.092-j0.058
\dot{I}_2 , кА	0.095-j0.063	0.091-j0.061	0.091-j0.061	0.091-j0.061
\dot{I}_3 , кА	0.048-j0.026	0.046-j0.025	0.046-j0.025	0.046-j0.025
\dot{I}_4 , кА	0.119-j0.073	0.115-j0.072	0.115-j0.072	0.115-j0.072
\dot{I}_5 , кА	0.054-j0.032	0.052-j0.032	0.052-j0.032	0.052-j0.032
\dot{I}_6 , кА	0.113-j0.073	0.109-j0.074	0.109-j0.074	0.109-j0.074
\dot{I}_{01} , кА	0.182-j0.117	0.176-j0.118	0.176-j0.117	0.176-j0.117
\dot{I}_{02} , кА	0.115-j0.072	0.11-j0.07	0.11-j0.07	0.11-j0.07
\dot{I}_{03} , кА	0.1-j0.043	0.097-j0.043	0.097-j0.043	0.097-j0.043
\dot{I}_{04} , кА	0.126-j0.091	0.122-j0.09	0.122-j0.09	0.122-j0.09
\dot{I}_{16} , кА	0.087-j0.059	0.084-j0.06	0.084-j0.06	0.084-j0.06
\dot{I}_{23} , кА	0.02-j0.01	0.019-j0.01	0.019-j0.01	0.019-j0.01
\dot{I}_{34} , кА	0.072-j0.027	0.07-j0.028	0.07-j0.028	0.07-j0.028

Продовження таблиці 3.17

1	2	3	4	5
$\dot{I}_{45}, \text{кА}$	0.079-j0.045	0.077-j0.046	0.077-j0.046	0.077-j0.046
$\dot{I}_{56}, \text{кА}$	0.026-j0.013	0.025-j0.014	0.025-j0.014	0.025-j0.014
$\dot{U}_1, \text{кВ}$	112.937-j1.785	112.957-j1.71	112.959-j1.712	112.959-j1.712
$\dot{U}_2, \text{кВ}$	114.063-j0.828	114.09-j0.796	114.09-j0.796	114.09-j0.796
$\dot{U}_3, \text{кВ}$	113.713-j0.959	113.744-j0.92	113.745-j0.92	113.745-j0.92
$\dot{U}_4, \text{кВ}$	112.84-j1.68	112.875-j1.609	112.876-j1.61	112.876-j1.61
$\dot{U}_5, \text{кВ}$	112.013-j2.479	112.044-j2.375	112.047-j2.377	112.047-j2.377
$\dot{U}_6, \text{кВ}$	111.71-j2.796	111.733-j2.678	111.736-j2.68	111.736-j2.68
$\Delta \dot{S}_\Sigma, \text{МВА}$	2.972+j3.214	0.879+j3.549	0.891+j3.6	0.889+j3.6

Результати розрахунку потокорозподілу потужності в режимі мінімальних навантажень зведено до табл. 3.18.

Таблиця 3.18 – Потокорозподіл потужності в режимі мінімальних навантажень

ПЛ	$\dot{S}_{\text{поч}}, \text{МВА}$	$\dot{S}_{\text{кін}}, \text{МВА}$
0-1	20.257-j13.498	20.099-j12.957
0-2	12.707-j8.088	12.663-j7.936
0-3	11.139-j4.929	11.057-j4.786
0-4	13.986-j10.346	13.872-j9.959
1-6	9.63-j6.595	9.585-j6.44
2-3	2.194-j1.079	2.189-j1.074
3-4	8.007-j3.104	7.965-j3.032
4-5	8.766-j5.08	8.737-j4.983
5-6	2.845-j1.52	2.841-j1.508

Результат розрахунку параметрів роботи мережі при мінімальних навантажень зображено на рис. 3.11.

					ДП5117.6.050701.005.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		62

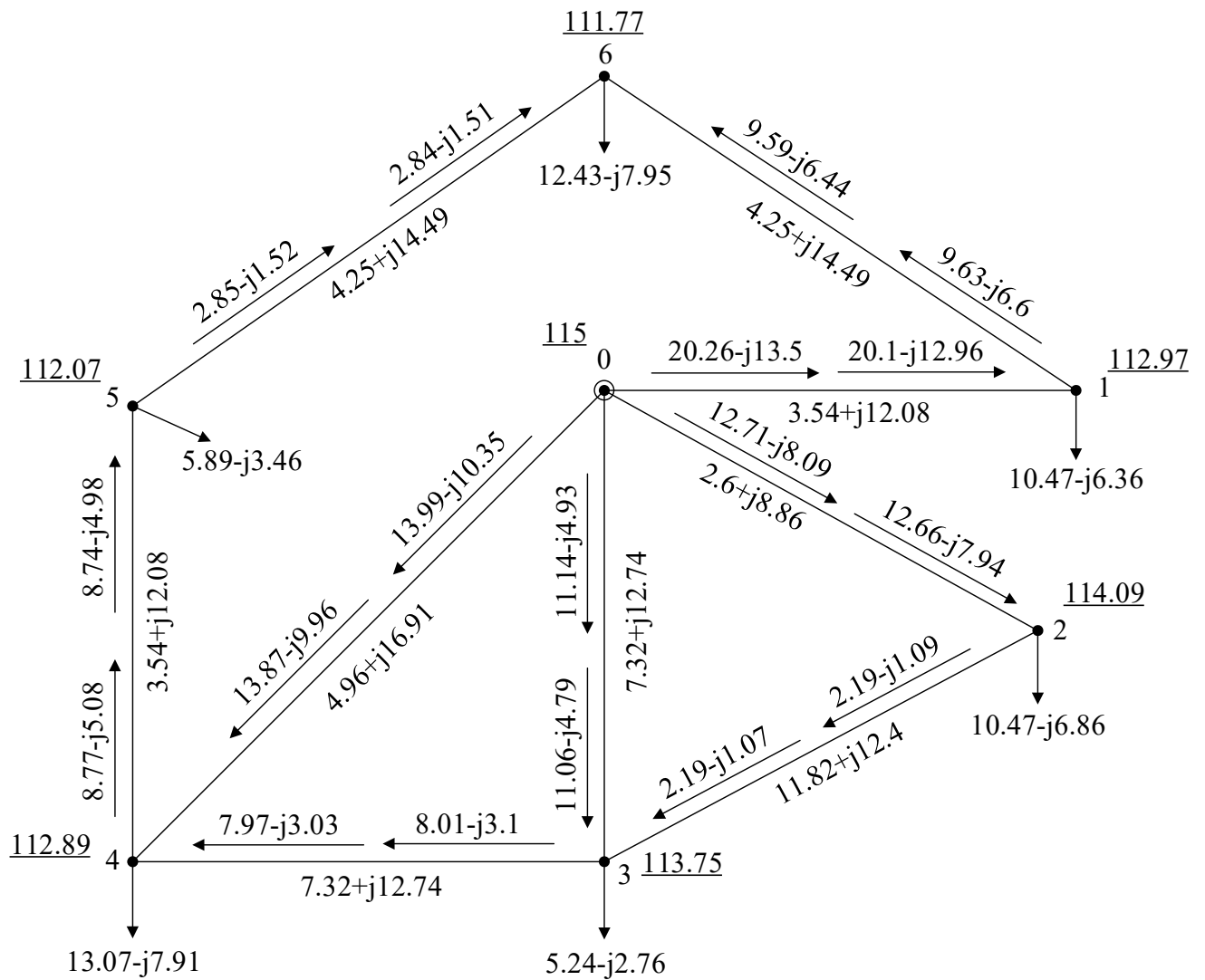


Рис. 3.11 – Режим мінімальних навантажень

Результат вибору положення РПН та ПБЗ трансформаторів в режимі мінімальних навантажень приведено в табл. 3.19.

Таблиця 3.19 – Результат вибору положення РПН та ПБЗ в режимі мінімальних навантажень

ПС	$U_{вн}$, кВ	$N_{в}^{ст}$	$U_{нд}$, кВ	$N_{с}^{ст}$	$U_{сд}$, кВ
1	2	3	4	5	6
1	112.97	-2	10.51	2	38.9
2	114.09	-2	10.56	1	38.35

Продовження таблиці 3.19

1	2	3	4	5	6
3	113.75	-1	10.54	-	-
4	112.89	-2	10.59	1	38.32
5	112.07	-2	10.51	-	-
6	111.77	-4	10.56	1	38.45

3.7 Післяаварійний режим

Виконаємо електричний розрахунок параметрів роботи електричної мережі після відключення ділянки 0-1, яка в режимі максимальних навантажень передає найбільшу потужність.

В зв'язку із складу мережі перерахуємо еквівалентні провідності БП та п.1:

$$Y_0 = 0.5 \cdot (Y_{02} + Y_{03} + Y_{04}) = 0,5 \cdot (j62,56 + j80,69 + j119,4) \cdot 10^{-6} = j131,3 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$Y_{-1} = 0.5 \cdot Y_{-16} + Y_{-12} = 0,5 \cdot j102,4 \cdot 10^{-6} + (3,48 - j24,2) \cdot 10^{-6} = (3,48 + j26,99) \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Виконуємо ітераційний розрахунок параметрів роботи мережі в післяаварійному режимі. Результати розрахунків зведені до табл. 3.20.

Таблиця 3.20 – Ітераційний розрахунок післяаварійного режиму

Параметри	Номер ітерації				
	1	2	3	4	5
1	2	3	4	5	6
\dot{I}_1 , кА	0.146-j0.102	0.139-j0.128	0.144-j0.129	0.144-j0.13	0.144-j0.13
\dot{I}_2 , кА	0.146-j0.103	0.134-j0.096	0.134-j0.096	0.134-j0.096	0.134-j0.096
\dot{I}_3 , кА	0.073-j0.046	0.068-j0.042	0.068-j0.042	0.068-j0.042	0.068-j0.042
\dot{I}_4 , кА	0.183-j0.117	0.171-j0.118	0.172-j0.118	0.172-j0.118	0.172-j0.118
\dot{I}_5 , кА	0.082-j0.056	0.078-j0.062	0.079-j0.062	0.079-j0.062	0.079-j0.062
\dot{I}_6 , кА	0.174-j0.122	0.165-j0.147	0.17-j0.148	0.17-j0.149	0.17-j0.149
\dot{I}_{02} , кА	0.225-j0.143	0.212-j0.146	0.213-j0.145	0.213-j0.146	0.214-j0.146
\dot{I}_{03} , кА	0.237-j0.12	0.225-j0.135	0.228-j0.135	0.228-j0.136	0.228-j0.136

Продовження таблиці 3.20

1	2	3	4	5	6
$\dot{I}_{04}, \text{кА}$	0.343-о0.284	0.319-j0.314	0.326-j0.316	0.325-j0.317	0.325-j0.317
$\dot{I}_{23}, \text{кА}$	0.087-j0.059	0.078-j0.049	0.08-j0.049	0.08-j0.049	0.08-j0.049
$\dot{I}_{34}, \text{кА}$	0.242-j.114	0.235-j0.142	0.24-j0.142	0.24-j0.143	0.24-j0.143
$\dot{I}_{45}, \text{кА}$	0.403-j0.281	0.382-j0.338	0.393-j0.34	0.392-j0.342	0.393-j0.342
$\dot{I}_{56}, \text{кА}$	0.32-j0.225	0.305-j0.276	0.314-j0.277	0.313-j0.279	0.314-j0.279
$\dot{I}_{61}, \text{кА}$	0.146-j0.102	0.139-j0.128	0.144-j0.129	0.144-j0.13	0.144-j0.13
$\dot{U}_1, \text{кВ}$	102.966-j13.627	100.94-j11.97	100.716-j12.393	100.643-j12.338	100.634-j12.352
$\dot{U}_2, \text{кВ}$	119.152-j1.624	119.162-j1.495	119.159-j1.513	119.156-j1.512	119.156-j1.512
$\dot{U}_3, \text{кВ}$	117.732-j2.136	117.635-j1.877	117.611-j1.92	117.604-j1.913	117.603-j1.915
$\dot{U}_4, \text{кВ}$	114.502-j4.389	114.11-j3.831	114.048-j3.938	114.03-j3.923	114.027-j3.926
$\dot{U}_5, \text{кВ}$	109.688-j8.257	108.678-j7.254	108.556-j7.484	108.516-j7.453	108.511-j7.461
$\dot{U}_6, \text{кВ}$	105.072-j11.941	103.391-j10.496	103.201-j10.854	103.139-j10.807	103.132-j10.819
$\Delta \dot{S}_\Sigma, \text{МВА}$	9.394-j5.55	3.368-j11.317	4.835-j11.488	4.747-j11.762	4.8-j11.774

Результати розрахунку потокорозподілу потужності в післяаварійному режимі зведено до табл. 3.21.

Таблиця 3.21 – Потокорозподіл потужності в післяаварійному режимі

ПЛ	$\dot{S}_{\text{поч}}, \text{МВА}$	$\dot{S}_{\text{кін}}, \text{МВА}$
0-2	25.834-j17.63	25.661-j17.038
0-3	27.613-j16.403	27.098-j15.506
0-4	39.352-j38.371	38.33-j34.883
6-1	16.254-j11.864	16.094-j11.319
2-3	9.557-j5.769	9.453-j5.661
3-4	28.492-j16.331	27.921-j15.338
4-5	46.14-j37.416	45.18-j34.143
5-6	36.118-j27.965	35.369-25.409i

Результат розрахунку параметрів роботи мережі в післяаварійному режимі зображено на рис. 3.12.

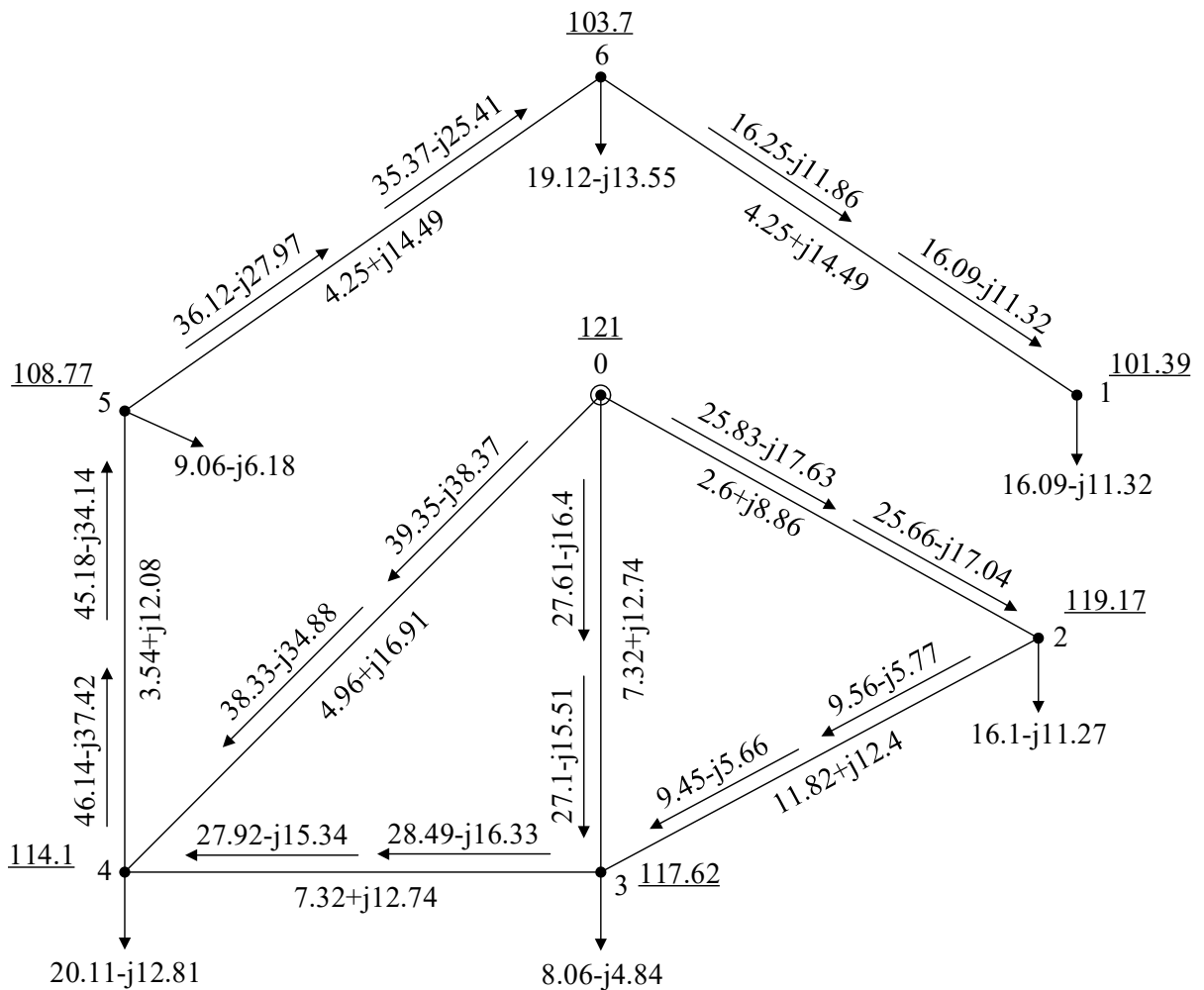


Рис. 3.12 – Післяаварійний режим

Перевіряємо обрані перерізи за струмом в післяаварійному режимі. Результат перевірки представлено в табл. 3.22

Таблиця 3.22 – Перевірка обраних перерізів проводів за струмом в післяаварійному режимі

Ділянка	Переріз, мм ²	Струмове навантаження, А	Допустимий струм, А
1	2	3	4
0-2	240	149.24	610
0-3	120	153.25	390
0-4	240	262.26	610

1-6	240	112.04	610
2-3	70	54.08	265

Продовження таблиці 3.22

1	2	3	4
3-4	120	161.2	390
4-5	240	300.6	610
5-6	240	242.47	610

Отже, згідно табл. 3.22 в післяаварійному режимі жодній ділянці струмове навантаження не перевищує тривало-допустиме значення.

Результат вибору положення РПН та ПБЗ трансформаторів в післяаварійному режимі приведено в табл. 3.23.

Таблиця 3.23 – Результат вибору положення РПН та ПБЗ в післяаварійному режимі

ПС	$U_{\text{ВН}}, \text{кВ}$	$N_{\text{В}}^{\text{СТ}}$	$U_{\text{НД}}, \text{кВ}$	$N_{\text{С}}^{\text{СТ}}$	$U_{\text{СД}}, \text{кВ}$
1	101.39	-7	10.4	2	38.48
2	119.17	2	10.47	2	38.81
3	117.62	2	10.49	-	-
4	114.1	0	10.48	2	38.74
5	108.77	-3	10.49	-	-
6	103.7	-7	10.46	2	38.96

Висновки до розділу

В даному розділі роботи для шести ПС 110 кВ виконано вибір типу та потужності трансформаторів. Для ПЛ-110 кВ за допомогою функції оптимальних витрат обрану марку та переріз проводів.

Здійснено розрахунок усталених режимів роботи мережі при максимальних та мінімальних навантаженнях. Також виконано розрахунок найбільш важкого післяаварійного режиму роботи мережі.

					ДП5117.6.050701.005.ПЗ	Арк.
						67
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

ВИСНОВКИ

В першому розділі для ЛЕП-110 кВ будівництво, якої планується на залізо-бетонних опорах побудовано функцію дисконтованих витрат. Для розрахунків були прийняті перерізи проводів 70 мм², 120 мм², 240 мм² та 2x240 мм². Для знайденої функції дисконтованих витрат виконано апроксимацію.

В другому розділі зроблено оптимізацію РЕМ 110 кВ за допомогою методу поконтурної оптимізації.

В третьому розділі роботи для шести проєктованих ПС 110 кВ виконано вибір типу та потужності силових трансформаторів. Для ПЛ-110 кВ за допомогою функції оптимальних витрат обрану марку та переріз проводів.

Здійснено електричний розрахунок усталених режимів роботи. При роботі мережі в режимі максимальних навантажень втрати потужності становлять 1.77-j1.11 МВА, при роботі мережі в режимі мінімальних навантажень - 0.89+j3.6 МВА, а в післяаварійному режимі - 4.8-j11.77. В усіх режимах виконуються технічні вимоги щодо допустимого нагрівання проводів та відхилення напруги в пунктах мережі.

					ДП5117.6.050701.005.ПЗ	Арк.
						68
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Модели оптимального развития энергосистем / В.А. Баженов. Учеб. пособие. – Киев: КПИ, 1984. – 100 с.
2. Районні електричні мережі: Метод. Вказівки до викон. дипломного проекту освітньо-кваліфікаційного рівня «Бакалавр» для студ. усіх форм навчання та студентів-іноземців напрямку підготов. 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» / Уклад.: В.М. Сулейманов, В.В. Чижевський. – К.: «КПІ», 2007. – 100 с.
3. Сулейманов В.М. Розрахунок і регулювання усталених режимів роботи електричних мереж енергосистем. – Київ: НМК, 1992. – 207 с.
4. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.
5. Правила улаштування електроустановок.: Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. – 2017. – 617 с.

					ДП5117.6.050701.005.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		69