

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

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

(підпис) Кирик В.В.

“__” ____ 201_р.

Дипломний проект

на здобуття ступеня «бакалавр»

з напрямку підготовки 6.050701 – «Електротехніка та електротехнології»

на тему: «Оптимізаційний розрахунок усталених режимів електричної мережі»

Виконав: студент IV курсу, групи ЕС-зс51

Веснін Дмитро Михайлович
(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

Весніну Дмитру Михайловичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту «Оптимізаційний розрахунок усталених режимів електричної мережі»

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

затверджені наказом по університету від «15» квітня _____. №116-с

2. Строк подання студентом проекту 05 червня 2019.

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. Розрахувати функцію дисконтованих витрат для ПЛ-220 кВ. 2. Виконати апроксимацію функції дисконтованих витрат. 2. Виконати оптимізацію електричної мережі методом упорядкованого виключення гілок. 4. Виконати розрахунок усталених режимів роботи електричної мережі.

5. Перелік графічного матеріалу:

5.1. Функція оптимальних витрат.

5.2. Метод упорядкованого виключення гілок.

5.3. Принципова схема РЕМ і розрахунок режимів роботи РЕМ.

6. Консультанти розділів проекту

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

7. Дата видачі завдання « 05 » квітня 2019 .

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту	Строк виконання етапів проекту	Примітка
1	Аналіз літератури згідно теми роботи		
2	Розрахунок функції дисконтованих витрат ПЛ-220 кВ		
3	Апроксимація функції дисконтованих витрат ПЛ-220 кВ		
4	Вибір силових трансформаторів та перерізу проводів		
5	Розрахунок усталених режимів роботи мереж		
6	Оформлення пояснювальної записки		
7	Оформлення технічних креслень		

Студент

(підпис)

Веснін Д.М.

Керівник проекту

(підпис)

Баженов В.А.

Пояснювальна записка до дипломного проекту

на тему: Оптимізаційний розрахунок ustalених режимів електричної мережі

Київ – 2019 року

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

[illegible]

РЕФЕРАТ

Дипломний проект складається із пояснювальної записки та графічної частини. Пояснювальна записка виконана на 77 сторінках формату А4, до якої входить 31 таблиця, 19 рисунків, 4 джерела використаної літератури. Графічна частина складається із 3 аркушів формату А1.

Метою дипломного проекту є оптимізація розвитку електричної мережі напругою 110 кВ та дослідження різних режимів роботи електричної мережі.

В даному дипломному проекті побудовано функцію дисконтованих витрат для лінії електропередачі. Визначено оптимальну конфігурацію електричної мережі. Виконано ітераційний розрахунок режимів роботи електричної мережі.

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

					ДП5119.6.050701.001.ПЗ	Арк.
						6
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

ABSTRACT

The diploma project consists of an explanatory note and a graphic part. The explanatory note is made on 77 pages of A4 format, which includes 31 tables, 19 figures, 4 sources of used literature. The graphic part consists of three sheets of A1 format.

The purpose of the diploma project is to optimize the development of a 110 kV electric network and to study different modes of operation of the power grid.

In this diploma project, the function of discounted costs for the transmission line is constructed. The optimal configuration of the electric network is determined. The iterative calculation of operating modes of the electric network is perform.

FUNCTION OF DISCOUNT EXPENSES, ELECTRIC NEYWORK, ELECTRICITY LINE, POWER, CURRENT, VOLTAGE, LOSS OF POWER.

					ДП5119.6.050701.001.ПЗ	Арк.
						7
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

ЗМІСТ

ПЕРІЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ.....	9
ВСТУП.....	10
1 ПОБУДОВА ФУНКЦІЇ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ.....	11
1.1 Критерій оптимального розвитку енергосистеми.....	11
1.2 Функція дисконтованих витрат для ПЛ-220 кВ.....	12
Висновки до розділу.....	16
2 АПРОКСИМАЦІЯ ФУНКЦІЇ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ.....	17
2.1 Теоретичні відомості.....	17
2.2 Апроксимація функція сумарних дисконтованих витрат ПЛ-220 кВ.....	18
Висновки до розділу.....	20
3 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ КОНФІГУРАЦІЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	21
3.1 Метод упорядкованого виключення гілок.....	21
3.2 Знаходження оптимальної конфігурації ПЛ-110 кВ.....	22
Висновки до розділу.....	31
4 ТЕХНІЧНИЙ ПРОЕКТ РЕМ.....	32
4.1 Вибір силових трансформаторів.....	32
4.2 Розрахунок L-схеми РЕМ.....	33
4.3 Вибір перерізу проводів на ділянках розподільчої мережі.....	37
4.4 Параметри Z-схеми заміщення РЕМ.....	43
4.5 Приведенні навантаження.....	47
4.6 Режим максимальних навантажень.....	49
4.7 Режим мінімальних навантажень.....	65
4.8 Післяаварійний режим.....	70
Висновки до розділу.....	74
ВИСНОВКИ.....	75
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	76
ДОДАТОК А. Результати перевірки на плагіат.....	77

					ДП5119.6.050701.001.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		8

ПЕРІЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

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

					ДП5119.6.050701.001.ПЗ	Арк.
						9
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

ВСТУП

Ефективність роботи електроенергетичної системи залежить від багатьох факторів. Найбільш впливовими є: склад і структура генеруючих потужностей, баланс виробництва та споживання, режими роботи електричних систем, стан електричних мереж.

Для підвищення ефективності однією із задач, яку вирішують є оптимізація розвитку електричних мереж. Яка полягає у виборі номінальної наруги мережі, конфігурації мережі та визначені черговості будівництва об'єктів енергосистеми.

Під час оптимізації розвитку електричних мереж необхідно враховувати вимоги до надійності та якості електропостачання, обмеження за пропускнуою здатністю трансформаторних підстанцій та ліній електропередавання. Критерієм оптимізації приймають суму приведених витрат для всіх елементів мережі.

Даними для вирішення задачі оптимізації електричної мережі є: розрахункова схема мережі на, якій вказані існуючі лінії та намічені до будівництва; значення навантажень мережі на різних етапах її розвитку; технічні характеристики та вартість елементів мережі.

Економічні та технічні показники кожного елемента впливають на аналогічні показники других елементів енергетичної системи. Тому під час оптимізації необхідно використовувати системний підхід. Тобто, на кожному етапі проектування потрібно враховувати економічні та технічні показники попередніх етапів.

В даній роботі виконаємо оптимізацію розвитку електричної мережі номінальною напругою 110 кВ та розвиток її усталених режимів.

					ДП5119.6.050701.001.ПЗ	Арк.
						10
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

1 ПОБУДОВА ФУНКЦІЇ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ

1.1 Критерій оптимального розвитку енергосистеми

Під час оптимізації розвитку електричної мережі в якості критерія використовують суму приведених витрат. При вирішенні задачі оптимізації необхідно враховувати динаміку розвитку електричної мережі, вимоги до якості та надійності електропостачання, обмеження по пропускній здатності трансформаторних підстанцій та ліній електропередачі.

Основними даними для оптимізації є план вводу в експлуатацію генеруючих потужностей; значення навантажень електричної мережі; схема електричної мережі, до складу якої входять існуючі та заплановані для будівництва трансформаторні підстанції та лінії електропередачі; вартість та технічні характеристики елементів енергосистеми.

В енергосистемах будівництво об'єктів в основному виконується поетапно або на протязі деякого часу. В результаті чого необхідно вирішувати динамічну задачу визначення ефективності інвестицій. В цьому випадку функція сумарних дисконтованих затрат матиме такий вигляд:

$$Z = \sum_{t=1}^T (K_t + I_t - L_t) \cdot (1 + E)^t,$$

де K_t - капіталовкладення в об'єкт, який будується протягом t -го розрахункового періоду, тис.грн;

I_t - сумарні щорічні витрати, що дорівнюють сумі експлуатаційних витрат та витрат на відшкодування втрат електроенергії в елементах мережі, тис.грн/рік;

L_t - ліквідаційна вартість обладнання (для новозбудованих об'єктів, $L_t = 0$), тис.грн/рік;

E - норма дисконту, приймаємо рівним 0,1;

T - розрахунковий період, протягом якого визначають ефективність капіталовкладень.

					ДП5119.6.050701.001.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		11

Якщо будівництво об'єкта виконується протягом одного року, то вирішують статичну задачу визначення ефективності інвестицій. В даному випадку функція сумарних дисконтованих витрат матиме вигляд:

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

де K - капіталовкладення в елементи мережі, які будуються, тис.грн;

I - щорічні витрати, тис.грн, які розраховують згідно виразу:

$$I = I_e + I_{втр}$$

I_e - експлуатаційні витрати на ремонт та обслуговування об'єкту, тис.грн/рік;

$I_{втр}$ - витрати на відшкодування втрат електроенергії, тис.грн/рік.

1.2 Функція дисконтованих витрат для ПЛ-220 кВ

До складу електричної мережі входять трансформатори та лінії електропередачі, які характеризуються деякими параметрами, наприклад, напруга, потужність трансформатора, переріз та кількість ланцюгів. Ці параметри є дискретними, що призводить до великих труднощів для вирішення завдання оптимізації. Кожен з цих параметрів може бути представлений у вигляді функції потоку потужності по трансформатору чи ЛЕП. Тому при оптимізації для зменшення розмірності задачі ці параметри виключають із числа незалежних змінних. Для виключення можливе застосування методу економічних інтервалів. Під час використання якого приведенні витрати i -ї гілки електричної мережі при, якій завгодно величині потоку потужності через елемент мережі задовольняє умові:

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

					ДП5119.6.050701.001.ПЗ	Арк.
						12
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Приведенні витрати на будівництво та експлуатацію одиниці довжини ПЛ визначимо за виразом:

$$Z_{V0} = K_{V0} + \frac{P_a \cdot K_{V0}}{E} + \frac{P^2}{U_n^2 \cdot \cos^2 \varphi \cdot E} r_{V0} \cdot Z_e \cdot \tau,$$

де - K_{V0} - капіталовкладення в одиницю довжини ПЛ перерізом S_V ;

P_a - щорічні витрати на технічне обслуговування та ремонт ПЛ, $P_a = 0,9\%$ від капіталовкладень;

U_n - номінальна напруга мережі;

$\cos \varphi$ - середня величина коефіцієнта потужності;

r_{V0} - погонний опір ПЛ перерізом S_V ;

Z_e - питома вартість втрат енергії, приймаємо згідно середньої ціни продажу електроенергії до Оптового ринку теплоелектроцентралями та тепловими електростанціями, рівним 195 коп/(кВт·год);

τ - число годин максимальних втрат.

Визначимо число годин максимальних втрат:

$$\tau = (0,124 + T_{\max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 4800 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 3198.79 \text{ год/рік}.$$

Виконаємо побудову функції дисконтованих витрат для повітряної лінії електропередачі номінальною напругою 220 кВ.

Для спорудження ПЛ-220 кВ використовуємо перерізи проводів 300 мм² та 400 мм². Електричний опір провідників даного перерізу приведений в табл.1.1.

Таблиця 1.1 – Активний опір проводів

Номінальний переріз, мм ²		Опір постійному струму при +20° С, Ом/км	
300/66		0,100	
400/51		0,074	
2х300/66		0,05	
2х400/51		0,037	

					ДП5119.6.050701.001.ПЗ	Арк.
						13
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Визначимо базові показники вартості будівництва ПЛ-220 кВ, враховуючи змінну підвищення курсу долара з 5 грн до 27 грн.

$$K_{V0(300)} = 400 \cdot \frac{27}{5} = 2160 \text{ тис.грн/км};$$

$$K_{V0(400)} = 440 \cdot \frac{27}{5} = 2376 \text{ тис.грн/км};$$

$$K_{V0(2 \times 300)} = 640 \cdot \frac{27}{5} = 3456 \text{ тис.грн/км};$$

$$K_{V0(2 \times 400)} = 700 \cdot \frac{27}{5} = 3780 \text{ тис.грн/км}.$$

Функцію дисконтованих затрат для різних перерізів представимо у вигляді:

$$Z_{V0} = a_{V0} + b_{V0} \cdot P^2.$$

Розрахуємо коефіцієнти парабол:

$$a_{V0(300)} = K_{V0(300)} + \frac{P_a \cdot K_{V0(300)}}{E} = 2160 + \frac{0,009 \cdot 2160}{0,1} = 2.354 \cdot 10^3;$$

$$b_{V0(300)} = \frac{r_{V0(300)} \cdot Z_e \cdot \tau}{U_n^2 \cdot \cos \varphi^2 \cdot E} = \frac{0,1 \cdot 1.95 \cdot 3195,79}{220^2 \cdot 0,9 \cdot 0.1} = 0.159.$$

Аналогічно виконуємо розрахунок для інших перерізів проводів:

$$a_{V0(400)} = K_{V0(400)} + \frac{P_a \cdot K_{V0(400)}}{E} = 2376 + \frac{0,009 \cdot 2376}{0,1} = 2.59 \cdot 10^3;$$

$$b_{V0(400)} = \frac{r_{V0(400)} \cdot Z_e \cdot \tau}{U_n^2 \cdot \cos \varphi^2 \cdot E} = \frac{0,074 \cdot 1.95 \cdot 3195,79}{220^2 \cdot 0,9 \cdot 0.1} = 0.118;$$

$$a_{V0(2 \times 300)} = K_{V0(2 \times 300)} + \frac{P_a \cdot K_{V0(2 \times 300)}}{E} = 3456 + \frac{0,009 \cdot 3456}{0,1} = 3.767 \cdot 10^3;$$

$$b_{V0(2 \times 300)} = \frac{r_{V0(2 \times 300)} \cdot Z_e \cdot \tau}{U_n^2 \cdot \cos \varphi^2 \cdot E} = \frac{0,05 \cdot 1.95 \cdot 3195,79}{220^2 \cdot 0,9 \cdot 0.1} = 0.079;$$

					ДП5119.6.050701.001.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		14

$$a_{V0(2x400)} = K_{V0(2x400)} + \frac{P_a \cdot K_{V0(2x400)}}{E} = 3780 + \frac{0,009 \cdot 3780}{0,1} = 4,12 \cdot 10^3;$$

$$b_{V0(2x400)} = \frac{r_{V0(2x400)} \cdot 3_e \cdot \tau}{U_n^2 \cdot \cos \varphi^2 \cdot E} = \frac{0,037 \cdot 1,95 \cdot 3195,79}{220^2 \cdot 0,9 \cdot 0,1} = 0,059.$$

Функція сумарних дисконтованих затрат для різних перерізів матиме вигляд:

$$3_{V0(300)} = a_{V0(300)} + b_{V0(300)} \cdot P^2 = 2,354 \cdot 10^3 + 0,159 \cdot P^2;$$

$$3_{V0(400)} = a_{V0(400)} + b_{V0(400)} \cdot P^2 = 2,59 \cdot 10^3 + 0,118 \cdot P^2;$$

$$3_{V0(2x300)} = a_{V0(2x300)} + b_{V0(2x300)} \cdot P^2 = 3,767 \cdot 10^3 + 0,079 \cdot P^2;$$

$$3_{V0(2x400)} = a_{V0(2x400)} + b_{V0(2x400)} \cdot P^2 = 4,12 \cdot 10^3 + 0,059 \cdot P^2.$$

Побудуємо графіки функцій дисконтованих витрат для різних перерізів проводів (рис. 1.1).

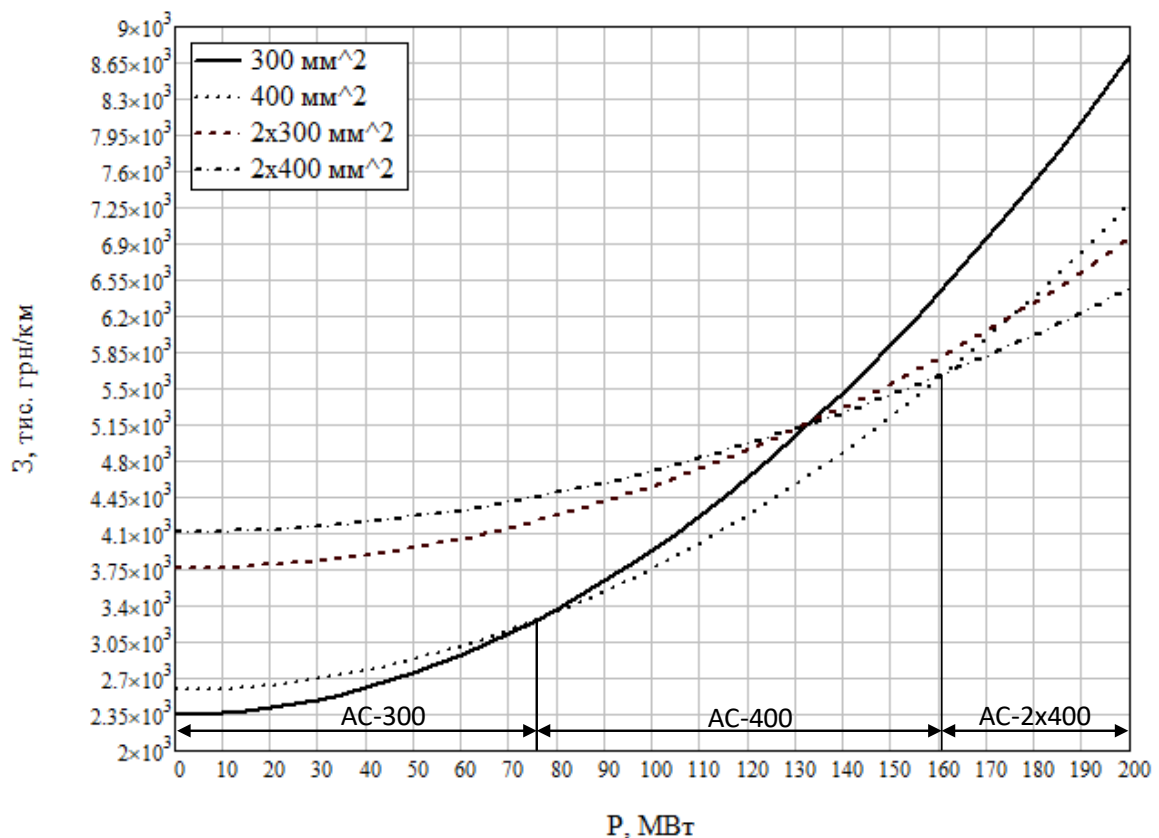


Рис. 1.1 – Функція питомих приведених витрат на будівництво та експлуатацію ПЛ-220 кВ

Висновки до розділу

В даному розділі побудовано функцію питомих сумарних дисконтованих витрат для ПЛ-220 кВ виконану на залізобетонних опорах. Розглянуто перерізи проводів 300 мм², 400 мм², 2х300 мм² та 2х400 мм². В результаті виявлено, що переріз 2х300 мм² в даному випадку застосовувати не доцільно.

					ДП5119.6.050701.001.ПЗ	Арк.
						16
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

2 АПРОКСИМАЦІЯ ФУНКЦІЇ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ

2.1 Теоретичні відомості

Безпосередньо використовувати функцію питомих сумарних дисконтованих затрат вигляду $Z_i = f(P_i)$ доволі складно через розірваність перших похідних на границі економічних інтервалів. Тому виконують заміну параболічної функції приведених затрат на простішу апроксимуючу функцію.

Для виконання апроксимації можна застосувати метод найменших квадратів. Який за допомогою таблиці значені функції $(x_i, y_i) (i = 1, 2, \dots, N)$ дозволяє визначити многочлен, який достатньо близько описує задану функцію:

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

За допомогою метода найменших квадратів можна вибрати многочлен, який мінімізує функцію:

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

Щоб знайти систему рівнянь, які описують коефіцієнти a_0, a_1, \dots, a_M , потрібно виконати диференціювання останнього виразу по кожному коефіцієнту a_K та прирівняти отримані похідні до нуля. В результаті отримаємо:

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

Останній вираз можна записати у такому вигляді:

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

					ДП5119.6.050701.001.ПЗ	Арк.
						17
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Зробимо позначення, щоб спростити вираз:

$$\sum_{i=1}^N y_i x_i^K = T_K, \quad \sum_{i=1}^N x_i^K = S_K.$$

В результаті чого отримаємо систему лінійних рівнянь:

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

Так як знайдена функція дисконтованих затрат апроксимується прямою лінією, система рівнянь матиме наступний вигляд:

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

де

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

2.2 Апроксимація функція сумарних дисконтованих витрат ПЛ-220 кВ

Для апроксимації знаходимо координати точок, які належать знайденим функціям, а також точки перетину функцій. Знайдені координати точок приведені в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Використані координати точок для апроксимації

$P, \text{МВт}$	0	20	40	60	76,3	100	120	140	161,3	180
$З, \text{млн.грн/км}$	2,354	2,418	2,609	2,927	3,279	3,766	4,284	4,895	5,65	6,026

Складаємо систему рівнянь:

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

					ДП5119.6.050701.001.ПЗ					Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата						18

$$S_1 = \sum_{i=1}^N x_i = x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5 + x_6 + x_7 + x_8 + x_9 + x_{10} = 0 + 20 + 40 + 60 + 76,3 + 100 + \\ + 120 + 140 + 161,3 + 180 = 897,6;$$

$$S_2 = \sum_{i=1}^N x_i^2 = x_1^2 + x_2^2 + x_3^2 + x_4^2 + x_5^2 + x_6^2 + x_7^2 + x_8^2 + x_9^2 + x_{10}^2 = 0^2 + 20^2 + 40^2 + 60^2 + 76,3^2 + 100^2 + \\ + 120^2 + 140^2 + 161,3^2 + 180^2 = 1,138 \cdot 10^5;$$

$$T_0 = \sum_{i=1}^N y_i = y_1 + y_2 + y_3 + y_4 + y_5 + y_6 + y_7 + y_8 + y_9 + y_{10} = 2,354 \cdot 10^3 + 2,418 \cdot 10^3 + 2,609 \cdot 10^3 + \\ + 2,927 \cdot 10^3 + 3,28 \cdot 10^3 + 3,766 \cdot 10^3 + 4,284 \cdot 10^3 + 4,895 \cdot 10^3 + 5,65 \cdot 10^3 + 6,026 \cdot 10^3 = 3,821 \cdot 10^4;$$

$$T_1 = \sum_{i=1}^N x_i \cdot y_i = x_1 \cdot y_1 + x_2 \cdot y_2 + x_3 \cdot y_3 + x_4 \cdot y_4 + x_5 \cdot y_5 + x_6 \cdot y_6 + x_7 \cdot y_7 + x_8 \cdot y_8 + x_9 \cdot y_9 + x_{10} \cdot y_{10} = \\ = 0 \cdot 2,354 \cdot 10^3 + 20 \cdot 2,418 \cdot 10^3 + 40 \cdot 2,609 \cdot 10^3 + 60 \cdot 2,927 \cdot 10^3 + 76,3 \cdot 3,28 \cdot 10^3 + \\ + 100 \cdot 3,766 \cdot 10^3 + 120 \cdot 4,284 \cdot 10^3 + 140 \cdot 4,895 \cdot 10^3 + 161,3 \cdot 5,65 \cdot 10^3 + 180 \cdot 6,026 \cdot 10^3 = \\ = 4,151 \cdot 10^6.$$

В результаті отримуємо систему рівнянь:

$$\begin{cases} 10 \cdot a_0 + 897,5 \cdot a_1 = 3,821 \cdot 10^4; \\ 897,5 \cdot a_0 + 1,138 \cdot 10^5 \cdot a_1 = 4,151 \cdot 10^6. \end{cases}$$

Розв'язавши дану систему рівнянь, отримаємо такі коефіцієнти:

$$a_0 = 1,876 \cdot 10^3;$$

$$a_1 = 21,67.$$

Після апроксимація функція сумарних питомих дисконтованих витрат для ПЛ, що проектується матиме наступний вигляд:

$$Z_n = 1,876 \cdot 10^3 + 21,67 \cdot P.$$

Графік отриманої апроксимованої функції дисконтованих витрат для проектованої та існуючої ПЛ представлений на рис. 2.1.

					ДП5119.6.050701.001.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		19

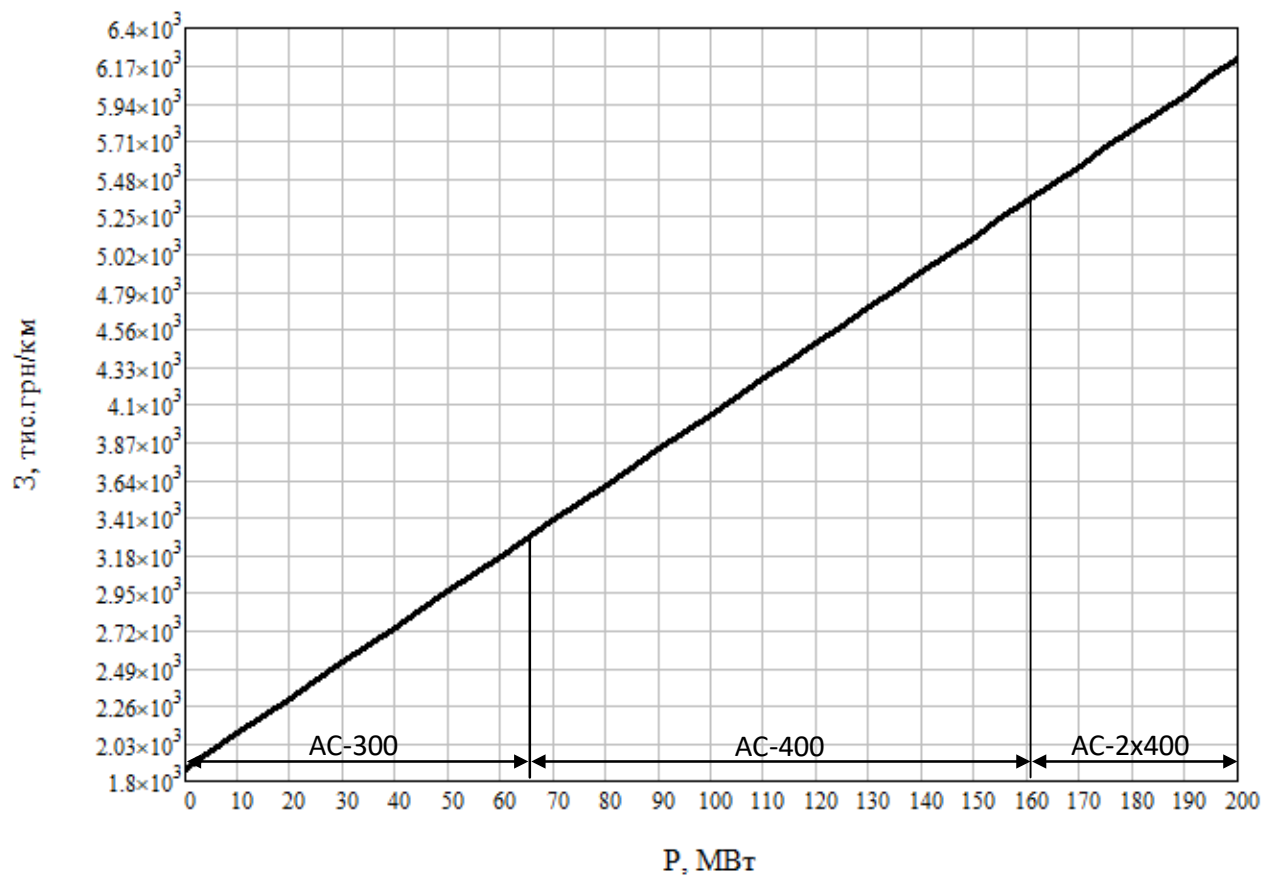


Рис. 2.1 – Апроксимована функція питомих приведених витрат на будівництво та експлуатацію ПЛ-220 кВ

Висновки до розділу

В даному розділі виконано апроксимацію функції питомих сумарних дисконтованих витрат для ПЛ-220 кВ виконану на залізобетонних опорах. Апроксимацію виконано методом найменших квадратів.

3 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ КОНФІГУРАЦІЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

3.1 Метод упорядкованого виключення гілок

Під час застосування цього методу спочатку формують початкову розрахункову електричну мережу. До складу якої входять надлишкові можливі варіанти будівництва лінії електропередачі. Для даної мережі визначають приведені витрати. Далі по чергово відключають всі лінії мережі та знаходять лінію відключення, якої не призводить до порушення зв'язаності мережі і приводить до максимального зниження приведених витрат на будівництво та експлуатацію мережі. Виключивши, отриману лінію із складу мережі знову вибирають лінію відключення, якої призводить до максимального зменшення приведених витрат мережі та виключають її і т. д. Відключення ліній виконують до тих пір, поки в мережі не залишаться лише лінії відключення, яких приведе до порушення зв'язаності мережі, або до збільшення приведених затрат.

Метод упорядкованого виключення гілок має такий алгоритм:

1. Визначають початкову мережу, яка має в своєму складі надлишкові лінії та знаходять приведені затрати Z_0 .
2. Розглядаючи всі лінії мережі із умови:

$$Z_0 - Z(\bar{i}) = \max_{m \in M} \{Z_0 - Z(\bar{m}) \mid m \notin D\},$$

визначають гілку i , відключивши, яку отримують максимальне зменшення приведених затрат. В умові $m \in M$ означає, що гілка, яка розглядається m належить множині ліній мережі M ; $m \notin D$ показує, що гілка m не належить множині D ; $Z(\bar{m})$ - витрати на будівництво та експлуатацію електричної мережі, яку отримують, відключивши, в початковій мережі гілку m .

					ДП5119.6.050701.001.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		21

3. Якщо умова $3_0 - 3(\bar{i}) > 0$ вірна, виконують п.4 даного алгоритму, а якщо не вірна п.7.

4. Якщо, відключивши, гілку i порушується зв'язаність мережі, то включаємо її до множини D :

$$D = D + i,$$

та виключаємо із множини M :

$$M = M - i,$$

та виконуємо п.6 даного алгоритму. В протилежному випадку п.5.

5. Видаляють гілку i з мережі та множини M , приймаючи, витрати $3(\bar{i})$ в якості 3_0 .

6. Якщо множина M пуста множина $M \neq 0$ виконують п.7 даного алгоритму. В іншому випадку п.2.

7. Кінець.

Для знаходження приведених витрат для будівництва і експлуатації мережі виконують розрахунок поточкорозподілу за довжинами ділянок мережі. Після чого визначають сумарні приведені витрати на будівництво і експлуатацію кожної лінії мережі.

3.2 Знаходження оптимальної конфігурації ПЛ-110 кВ

Початкова надлишкова схема електричної мережі із зазначеними активними потужностями в пунктах мережі та довжинами ділянок приведена рис. 3.1. Лінія електропередачі, що існує показано суцільною лінією, а ПЛ, що проектується пунктиром.

Для ліній 110 кВ, що будуються питомі приведені витрати будемо визначати за виразом:

$$3_n = 1,35 + 0,065 \cdot P.$$

					ДП5119.6.050701.001.ПЗ	Арк.
						22
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

А для існуючої ПЛ 110 кВ:

$$z_{icn} = 0,082 \cdot P.$$

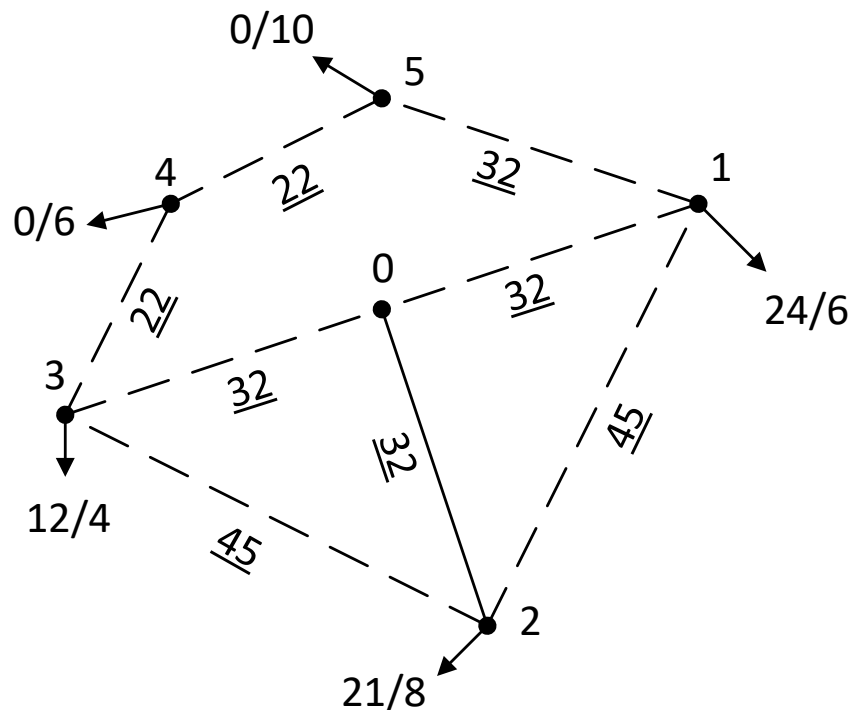


Рис. 3.1 – Початкова схема електричної мережі

За допомогою методу контурних рівнянь знаходимо потокорозподіл потужності за довжинами ділянок електричної мережі.

З початкової схеми умовно видаляємо хорди 1-2, 1-5 та 2-3 та знаходимо потокорозподіл розімкненої мережі:

$$P_{0-1}^{poz} = P_1 = 30 \text{ МВт};$$

$$P_{0-2}^{poz} = P_2 = 29 \text{ МВт};$$

$$P_{4-5}^{poz} = P_5 = 10 \text{ МВт};$$

$$P_{3-4}^{poz} = P_{4-5}^{poz} + P_4 = 10 + 6 = 16 \text{ МВт};$$

$$P_{0-3}^{poz} = P_{3-4}^{poz} + P_3 = 16 + 16 = 32 \text{ МВт}.$$

Потокорозподіл потужності в розімкненій схемі показаний на рис. 3.2.

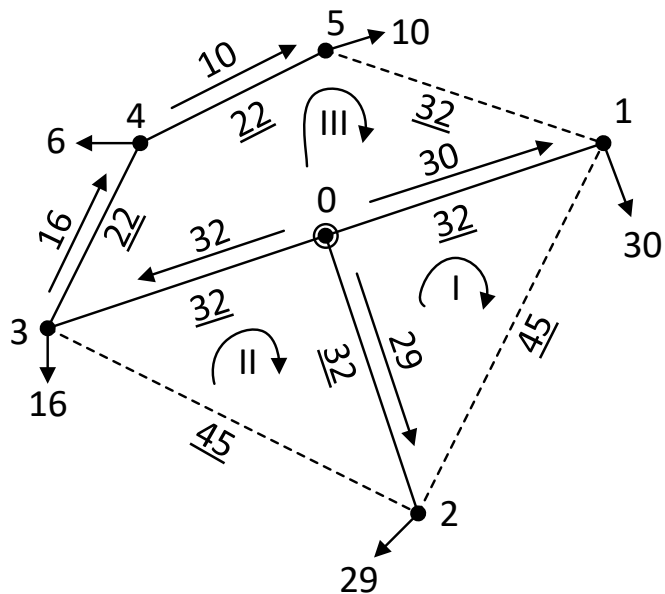


Рис. 3.2 – Потокорозподіл умовно розімкненої мережі

В даному випадку система контурних рівнянь буде мати такий вигляд:

$$\begin{cases} P_I \cdot (l_{0-1} + l_{1-2} + l_{0-2}) - P_{II} \cdot l_{0-2} - P_{III} \cdot l_{0-1} = -(P_{0-1}^{poz} \cdot l_{0-1} - P_{0-2}^{poz} \cdot l_{0-2}); \\ P_{II} \cdot (l_{0-2} + l_{2-3} + l_{0-3}) - P_I \cdot l_{0-2} - P_{III} \cdot l_{0-3} = -(P_{0-2}^{poz} \cdot l_{0-2} - P_{0-3}^{poz} \cdot l_{0-3}); \\ P_{III} \cdot (l_{0-1} + l_{0-3} + l_{3-4} + l_{4-5} + l_{1-5}) - P_I \cdot l_{0-1} - P_{II} \cdot l_{0-3} = -(P_{0-3}^{poz} \cdot l_{0-3} + P_{3-4}^{poz} \cdot l_{3-4} + P_{4-5}^{poz} \cdot l_{4-5} - P_{0-1}^{poz} \cdot l_{0-1}); \end{cases}$$

$$\begin{cases} 109 \cdot P_I - 32 \cdot P_{II} - 32 \cdot P_{III} = -32; \\ 109 \cdot P_{II} - 32 \cdot P_I - 32 \cdot P_{III} = 96; \\ 140 \cdot P_{III} - 32 \cdot P_I - 32 \cdot P_{II} = -636. \end{cases}$$

Розв'язок даної системи дасть такі значення контурних потужностей:

$$P_I = -2,27 \text{ МВт};$$

$$P_{II} = -1,36 \text{ МВт};$$

$$P_{III} = -5,37 \text{ МВт}.$$

Знаходимо потокорозподіл потужності в замкненій мережі:

$$P_{0-1} = P_{0-1}^{poz} + P_I - P_{III} = 30 - 2,272 + 5,374 = 33,1 \text{ МВт};$$

$$P_{0-2} = P_{0-2}^{poz} + P_{II} - P_I = 29 - 1,36 + 2,27 = 29,91 \text{ МВт};$$

$$P_{0-3} = P_{0-3}^{poz} + P_{III} - P_{II} = 32 - 5,37 + 1,36 = 27,99 \text{ МВт};$$

$$P_{2-1} = -P_I = 2,27 \text{ МВт};$$

$$P_{3-2} = -P_{II} = 1,36 \text{ МВт};$$

$$P_{1-5} = -P_{III} = 5,37 \text{ МВт};$$

$$P_{3-4} = P_{3-4}^{poz} + P_{III} = 16 - 5,37 = 10,63 \text{ МВт};$$

$$P_{4-5} = P_{4-5}^{poz} + P_{III} = 10 - 5,37 = 4,63 \text{ МВт}.$$

Для всіх контурів виконаємо перевірку виконання другого закону Кірхгофа:

$$P_{0-1} \cdot l_{0-1} - P_{2-1} \cdot l_{1-2} - P_{0-2} \cdot l_{0-2} = 33,1 \cdot 32 - 2,27 \cdot 45 - 29,91 \cdot 32 = 0;$$

$$P_{0-2} \cdot l_{0-2} - P_{3-2} \cdot l_{2-3} - P_{0-3} \cdot l_{0-3} = 29,91 \cdot 32 - 1,36 \cdot 45 - 27,99 \cdot 32 = 0;$$

$$P_{0-3} \cdot l_{0-3} + P_{3-4} \cdot l_{3-4} + P_{4-5} \cdot l_{4-5} - P_{1-5} \cdot l_{1-5} - P_{0-1} \cdot l_{0-1} = 27,99 \cdot 32 + 10,63 \cdot 22 + 4,63 \cdot 22 - 5,37 \cdot 32 - 33,1 \cdot 32 = 0.$$

Потокорозподіл в замкненій мережі показаний на рис. 3.3.

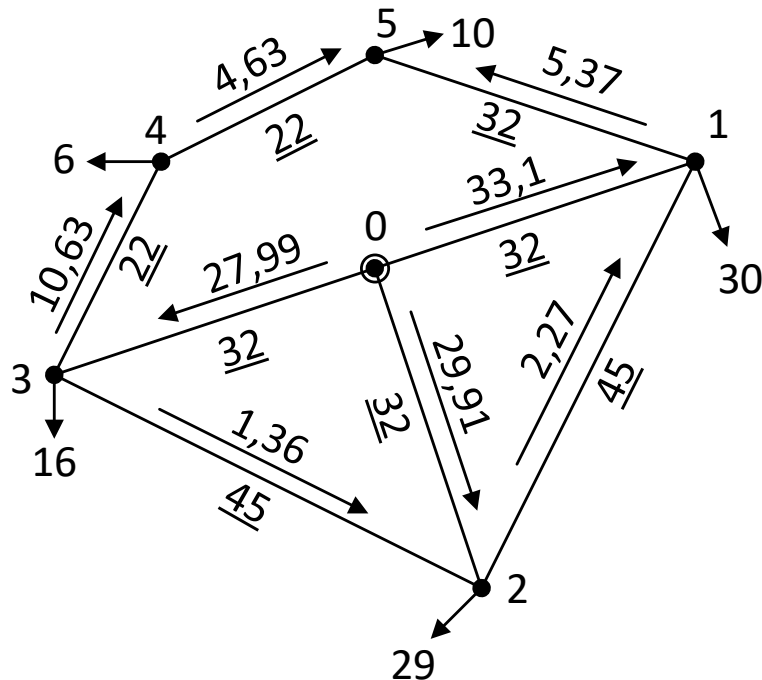


Рис. 3.3 – Потокорозподіл замкненої мережі

Виконуємо розрахунок приведених витрат ділянок електричної мережі:

$$Z_{0-2} = 0,082 \cdot P_{0-2} = 0,082 \cdot 29,91 = 2,45 \text{ млн.грн};$$

$$Z_{0-1} = 1,35 + 0,065 \cdot P_{0-1} = 1,35 + 0,065 \cdot 33,1 = 3,5 \text{ млн.грн};$$

$$Z_{0-3} = 1,35 + 0,065 \cdot P_{0-3} = 1,35 + 0,065 \cdot 27,99 = 3,17 \text{ млн.грн};$$

$$Z_{1-2} = 1,35 + 0,065 \cdot P_{2-1} = 1,35 + 0,065 \cdot 2,27 = 1,5 \text{ млн.грн};$$

$$Z_{2-3} = 1,35 + 0,065 \cdot P_{3-2} = 1,35 + 0,065 \cdot 1,36 = 1,44 \text{ млн.грн};$$

$$Z_{3-4} = 1,35 + 0,065 \cdot P_{3-2} = 1,35 + 0,065 \cdot 10,63 = 2,04 \text{ млн.грн};$$

$$Z_{4-5} = 1,35 + 0,065 \cdot P_{4-5} = 1,35 + 0,065 \cdot 4,63 = 1,65 \text{ млн.грн};$$

$$Z_{1-5} = 1,35 + 0,065 \cdot P_{3-2} = 1,35 + 0,065 \cdot 5,37 = 1,7 \text{ млн.грн}.$$

Для схеми мережі 110 кВ загальні витрати складуть:

$$Z_0 = Z_{0-1} + Z_{0-2} + Z_{0-3} + Z_{1-2} + Z_{2-3} + Z_{3-4} + Z_{4-5} + Z_{1-5} = 3,5 + 2,45 + 3,17 + 1,5 + 1,44 + 2,04 + 1,65 + 1,7 = 17,44 \text{ млн.грн}.$$

Виконуємо кроки оптимізації схеми електричної мережі.

I крок. Почергово відключаємо кожну гілку початкової мережі та для кожного випадку виконуємо розрахунок поточкорозподілу. Визначаємо приведені витрати на будівництво та експлуатацію. Результати розрахунків приведені в табл. 3.1. Різні варіанти схем електричної мережі на першому кроці з нанесеними потоками потужностями зображені на рис. 3.4 та рис. 3.5.

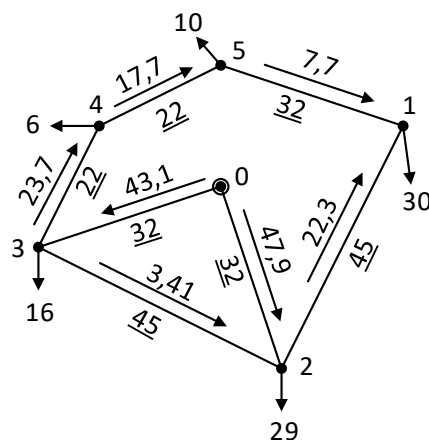


Рис. 3.4 – Перший варіант схеми на I кроці

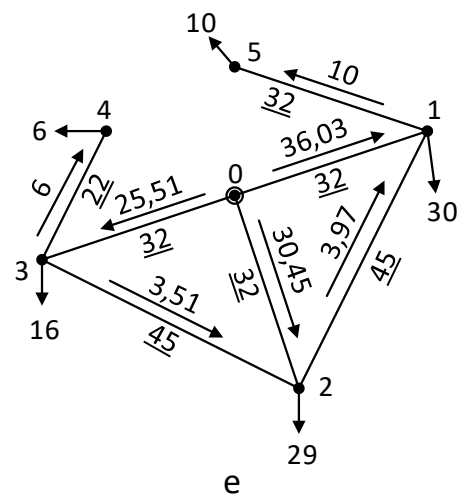
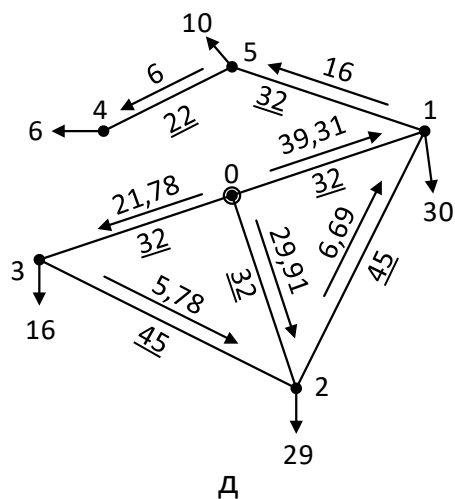
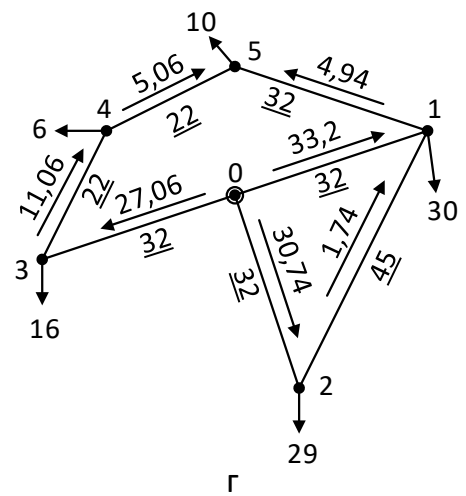
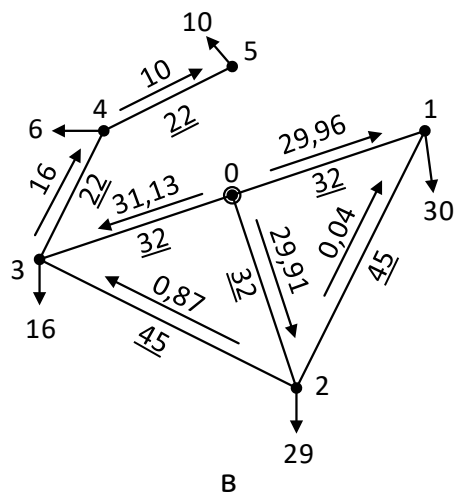
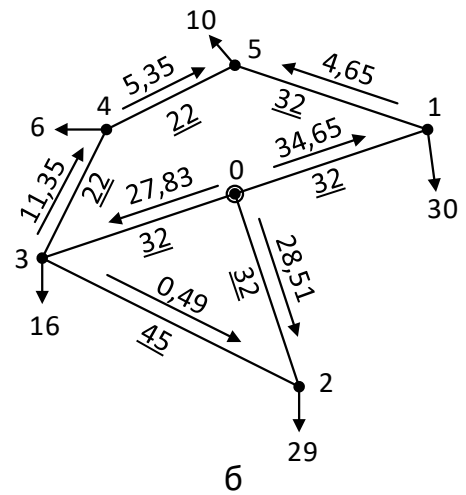
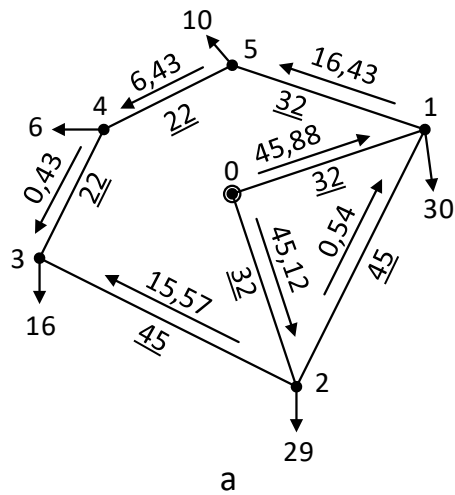


Рис. 3.5 – Варіанти схем мережі на I кроці, отримані відключенням ліній:

а – 0-3; б – 1-2; в – 1-5; г – 2-3; д – 3-4; е – 4-5

Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата

ДП5119.6.050701.001.ПЗ

Арк.

27

Таблиця 3.1 – Приведені витрати на I кроці

Відключена лінія	$3(i)$, млн. грн	$3_0 - 3(i)$, млн. грн
0-1	19.68	-2.24
0-3	18.79	-1.35
1-2	15.91	1.53
1-5	16.26	1.18
2-3	16.01	1.43
3-4	16.75	0.69
4-5	16.11	1.32

Як видно з табл. 3.1 мінімальні приведені витрати спостерігаються після відключення ділянки 1-2. Отже, на другому кроці розглядаємо схему в якій відсутня ділянка 1-2.

II крок. Приймаємо $3_0 = 3(1-2) = 15,91$. Аналогічно до першого кроку відключаємо ділянки мережі і знаходимо приведені витрати. Результати розрахунків приведенні в табл. 3.2. Різні варіанти схем електричної мережі на другому кроці з нанесеними потоками потужностями зображені на рис. 3.6 та рис. 3.7.

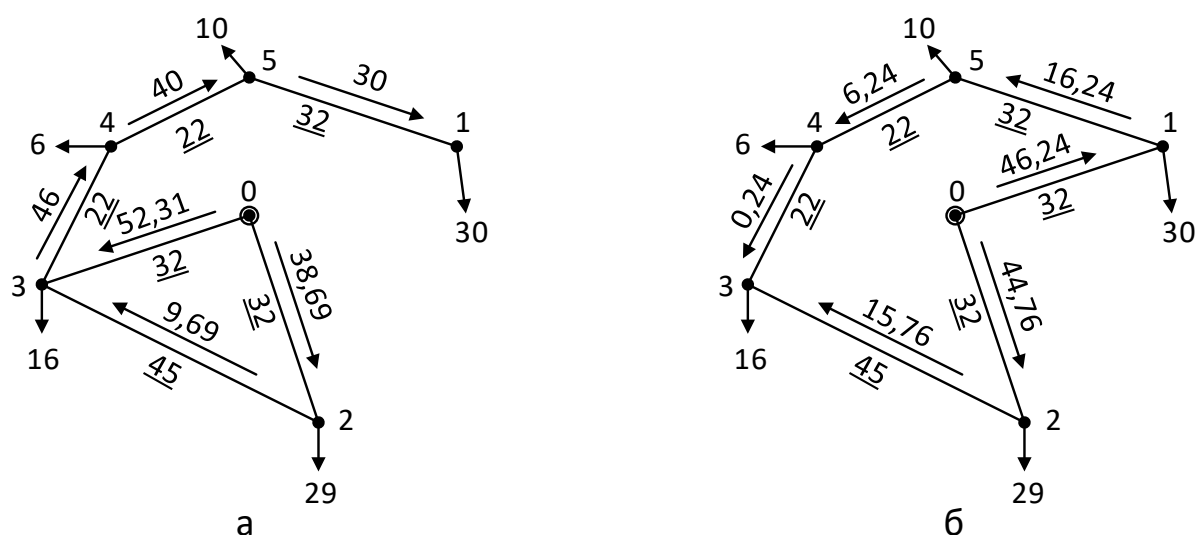
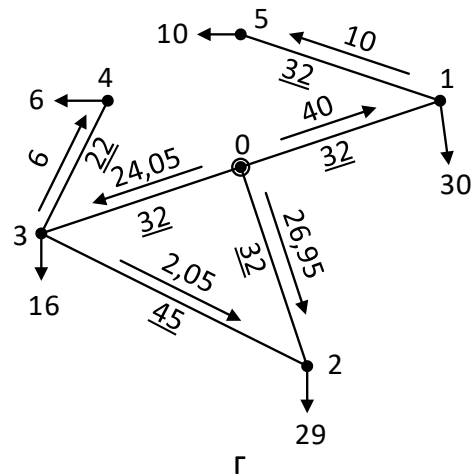
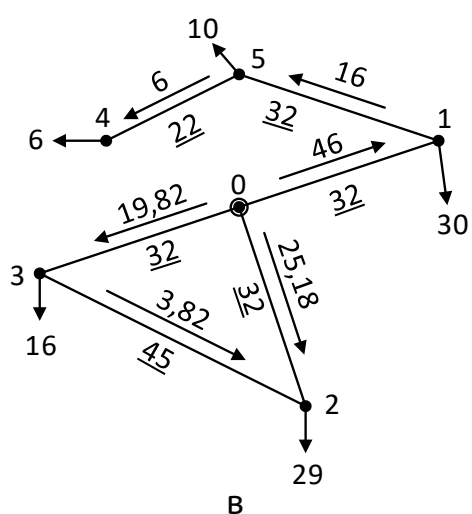
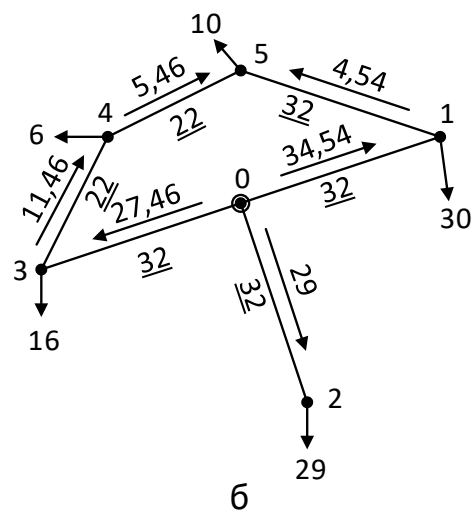


Рис. 3.6 – Варіанти схем мережі на II кроці, отримані відключенням ліній:

а – 0-1; б – 1-3



З табл. 3.2 видно, що мінімальні приведені витрати будуть після відключення ділянки 4-5. Отже, на третьому кроці розглядаємо схему в якій відсутні ділянки 1-2 та 4-5.

III крок. Приймаємо $z_0 = 14,29$. Аналогічно до першого кроку відключаємо ділянки мережі і знаходимо приведені витрати. Результати розрахунків приведенні в табл. 3.3. Різні варіанти схем електричної мережі на другому кроці з нанесеними потоками потужностями зображені на рис. 3.8.

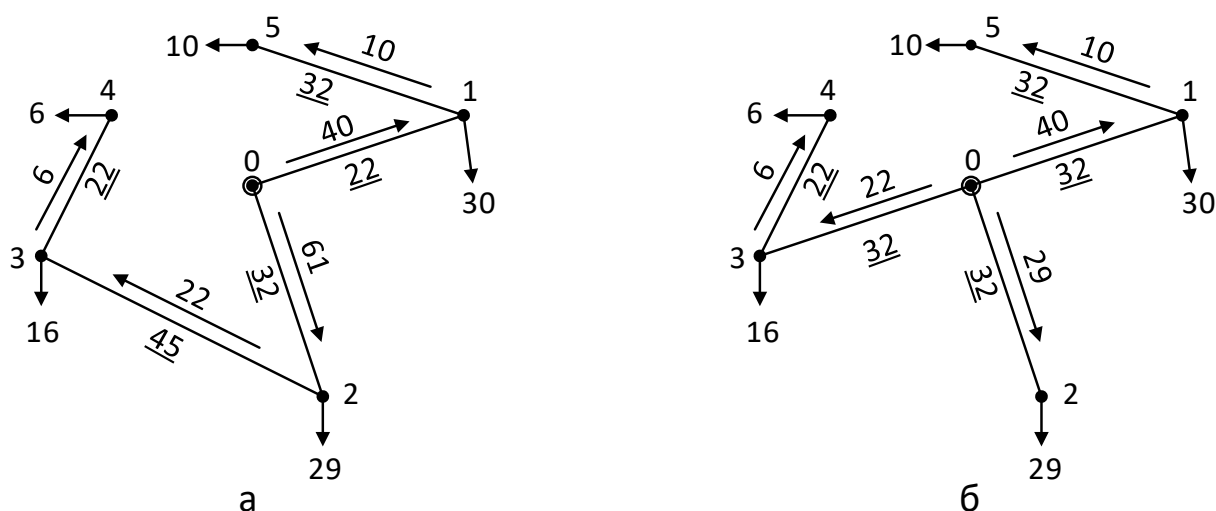


Рис. 3.8 – Варіанти схем мережі на III кроці, отримані відключенням ліній:

а – 0-3; б – 2-3

Таблиця 3.3 – Приведені витрати на III кроці

Відключена лінія	$z(i)$, млн. грн	$z_0 - z(i)$, млн. грн
0-3	15.46	-1.18
2-3	12.84	1.45

З табл. 3.3 видно, що мінімальні приведені витрати будуть після відключення ділянки 2-3. Розрахунок закінчуємо тому, що наступні відключення ліній приведуть до втрати зв'язаності електричної мережі. Схема отримана в результаті оптимізації зображена на рис. 3.9.

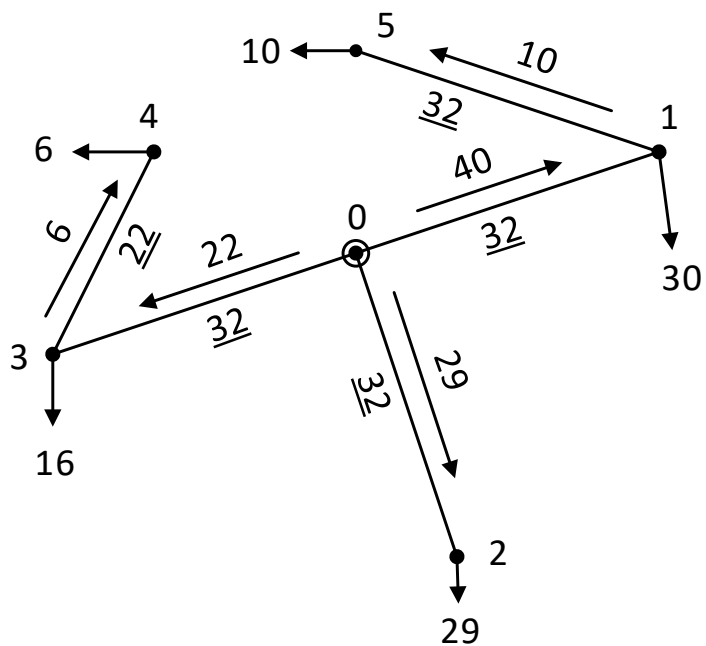


Рис. 3.9 – Оптимальна схема мережі 110 кВ

Висновки до розділу

В даному розділі визначено оптимальну конфігурацію електричної мережі. Визначення оптимальної конфігурації мережі методом упорядкованого виключення гілок.

4 ТЕХНІЧНИЙ ПРОЕКТ РЕМ

4.1 Вибір силових трансформаторів

До шин усіх ПС 110 кВ підключені споживачі I-ї та II-категорії. Тому на кожній понижуючій підстанції встановлюємо два силових трансформатора однакової номінальної потужності.

Вибір потужності силових трансформаторів виконуємо, враховуючи, їх перевантажувальні можливості. Згідно ПТЕ дозволяється в післяаварійному режимі перевантаження трансформаторів на 40 % (не більше 6 годин на добу).

Виконаємо розрахунок силових трансформаторів для встановлення на ПС №1.

Реактивна потужність на шинах НН та СН ПС 110 кВ №1 складе:

$$Q_{1\text{CH}} = -P_{1\text{CH}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{CH}} = 24 \cdot \operatorname{tg}(31,79^\circ) = -14,87 \text{ МВар};$$

$$Q_{1\text{HH}} = -P_{1\text{HH}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{CH}} = 6 \cdot \operatorname{tg}(29,54^\circ) = -3,4 \text{ МВар}.$$

Знаходимо величину повного навантаження ПС 110 кВ №1:

$$\dot{S}_{1\text{max}} = P_{1\text{CH}} + P_{1\text{HH}} + j(Q_{1\text{CH}} + Q_{1\text{HH}}) = 24 + 6 + j(-14,87 - 3,4) = 30 - j18,27 \text{ МВА}.$$

А модуль навантаження дорівнюватиме:

$$S_{1\text{max}} = \sqrt{(P_{1\text{CH}} + P_{1\text{HH}})^2 + (Q_{1\text{CH}} + Q_{1\text{HH}})^2} = \sqrt{(24 + 6)^2 + (-14,87 - 3,4)^2} = 35,13 \text{ МВА}.$$

Знаходимо потужність трансформатора для встановлення на ПС №1:

$$S_{1\text{T}} = 0,7 \cdot S_{1\text{max}} = 0,7 \cdot 35,13 = 24,59 \text{ МВА}.$$

На ПС №1 встановлюємо два трансформатори типу ТДТН-25000/110. Аналогічно розраховуємо трансформатори для інших ПС.

					ДП5119.6.050701.001.ПЗ	Арк.
						32
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Результати вибору силових трансформаторів приведені в табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Силові трансформатори для ПС 110 кВ

№ ПС	\dot{S}_{\max} , МВА	$ \dot{S}_{\max} $, МВА	S_T , МВА	Тип трансформаторів
1	30-j18.27	35.13	24.59	2×ТДТН-25000/110
2	29-j17.55i	33.9	23.73	2×ТДТН-25000/110
3	16-j9.70	18.71	13.1	2×ТДТН-16000/110
4	6-j3.4	6.9	4.83	2×ТМН-6300/110
5	10-j5.67	11.49	8.05	2×ТДН-10000/110

Технічні дані обраних трансформаторів приведені в табл. 4.2.

Таблиця 4.2 – Технічні дані трансформаторів

Тип трансформатора	S_n , МВА	Регулювання напруги	U_n , кВ			U_k , %			ΔP_{k3} , кВт	ΔP_{xx} , кВт	I_{xx} , %
			ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н			
ТМН-6300/110	6,3	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	-	11	-	10,5	-	44	11,5	0,8
ТДН-10000/110	10	$\pm 9 \times 1,78\%$	115		11		10,5	-	60	14	0,7
ТДТН-16000/110	16	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	38,5	11	10,5	17	6	100	23	1,0
ТДТН-25000/110	25	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	38,5	11	10,5	17,5	6,5	140	31	0,7

4.2 Розрахунок L-схеми РЕМ

Робимо припущення, що розрахункова мережа є електрично однорідної. Це дозволяє нам знайти орієнтований потокорозподіл згідно довжин ділянок розполільчої мережі.

Із замкненої схеми умовно видаляємо хорди 1-2, 2-3 та 4-5 та знаходимо потокорозподіл розімкненої мережі:

$$\dot{S}_{0-2}^{poz} = \dot{S}_2 = 29 - j17,55 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{1-5}^{poz} = \dot{S}_5 = 10 - j5,67 \text{ МВА};$$

					ДП5119.6.050701.001.ПЗ	Арк.
						33
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$\dot{S}_{0-1}^{poz} = \dot{S}_{1-5}^{poz} + \dot{S}_1 = 10 - j5,67 + 30 - j18,27 = 40 - j23,94 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{3-4}^{poz} = \dot{S}_4 = 6 - j3,4 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-3}^{poz} = \dot{S}_{3-4}^{poz} + \dot{S}_3 = 6 - j3,4 + 16 - j9,7 = 22 - j13,1 \text{ МВА}.$$

Потокорозподіл потужності в розімкненій схемі показаний на рис. 4.1.

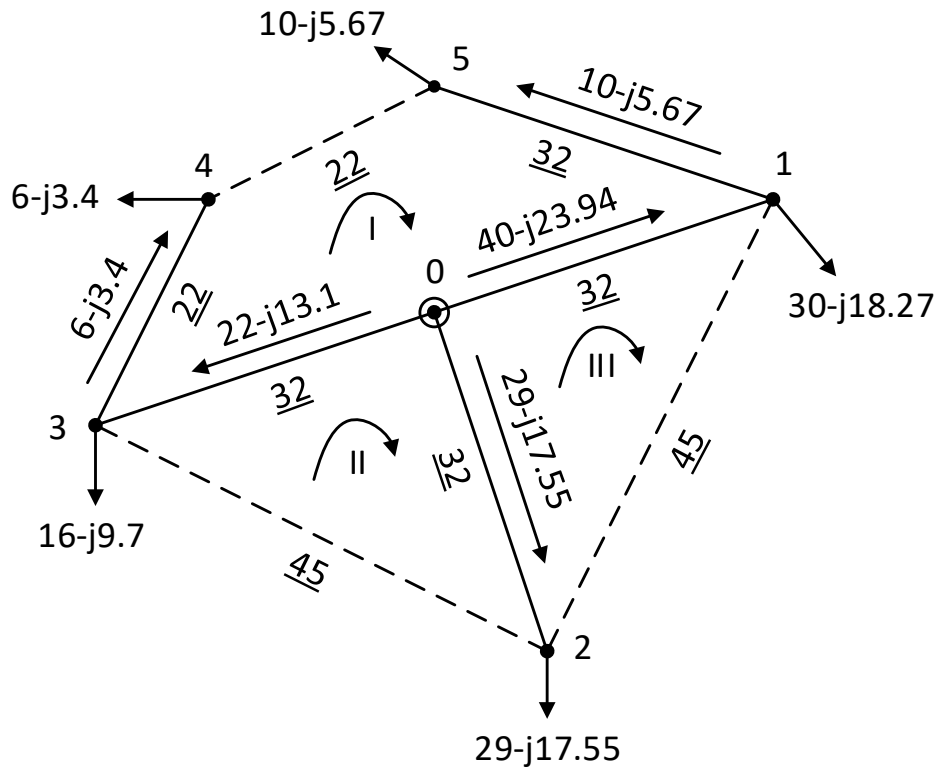


Рис. 4.1 – Потокорозподіл в розімкненій мережі

Розраховуємо власні довжини незалежних контурів:

$$L_I = l_{0-1} + l_{1-5} + l_{5-0} = 32 + 32 + 32 = 96 \text{ км};$$

$$L_{II} = l_{0-2} + l_{2-3} + l_{3-0} = 32 + 45 + 32 = 109 \text{ км};$$

$$L_{III} = l_{0-1} + l_{1-2} + l_{2-0} = 32 + 45 + 32 = 109 \text{ км}.$$

Розраховуємо взаємні довжини незалежних контурів:

$$L_{I-II} = L_{II-I} = l_{0-3} = 32 \text{ км};$$

$$L_{I-III} = L_{III-I} = l_{0-1} = 32 \text{ км};$$

$$L_{II-III} = L_{III-II} = l_{0-2} = 32 \text{ км}.$$

Формуємо систему контурних рівнянь для розрахункової мережі:

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

або

$$\begin{cases} -764 + j453,34 = -140 \cdot \dot{S}_I + 32 \cdot \dot{S}_{II} + 32 \cdot \dot{S}_{III}; \\ 224 - j142,22 = -109 \cdot \dot{S}_{II} + 32 \cdot \dot{S}_I + 32 \cdot \dot{S}_{III}; \\ 352 - j204,58 = -109 \cdot \dot{S}_{III} + 32 \cdot \dot{S}_I + 32 \cdot \dot{S}_{II}. \end{cases}$$

Розв'язок даної системи дасть такі значення контурних потужностей:

$$\dot{S}_I = -4,63 - j2,73 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{II} = -1,36 + j0,9 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{III} = -2,27 + j1,34 \text{ МВА}.$$

Знаходимо потокорозподіл потужності в замкненій мережі:

$$\dot{S}_{0-1} = \dot{S}_{0-1}^{poz} + \dot{S}_{III} - \dot{S}_I = 40 - j23,94 - 2,27 + j1,34 - 4,63 + j2,73 = 33,1 - j19,88 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-2} = \dot{S}_{0-1}^{poz} + \dot{S}_{II} - \dot{S}_{III} = 29 - j17,55 - 1,36 + j0,9 + 2,27 - j1,34 = 29,91 - j17,99 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-3} = \dot{S}_{0-3}^{poz} + \dot{S}_I - \dot{S}_{II} = 22 - j13,1 + 4,63 - j2,73 + 1,36 - j0,9 = 27,99 - j16,73 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{2-1} = -\dot{S}_{III} = 2,27 - j1,34 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{1-5} = \dot{S}_{1-5}^{poz} - \dot{S}_I = 10 - j5,67 - 4,63 + j2,73 = 5,37 - j2,94 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{3-2} = -\dot{S}_{II} = 1,36 - j0,9 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{3-4} = \dot{S}_{3-4}^{poz} + \dot{S}_I = 6 - j3,4 + 4,63 - j2,73 = 10,63 - j6,13 \text{ МВА};$$

					ДП5119.6.050701.001.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		35

$$\dot{S}_{4-5} = \dot{S}_I = 4,63 - j2,73 \text{ МВА.}$$

Для всіх контурів виконаємо перевірку виконання другого закону Кірхгофа:

$$\dot{S}_{0-3} \cdot l_{0-3} + \dot{S}_{3-4} \cdot l_{3-4} + \dot{S}_{4-5} \cdot l_{4-5} - \dot{S}_{1-5} \cdot l_{1-5} - \dot{S}_{0-1} \cdot l_{0-1} = (27,99 - j16,73) \cdot 32 + \\ + (10,63 - j6,13) \cdot 22 + (4,63 - j2,73) \cdot 22 - (5,37 - j2,94) \cdot 32 - (33,1 - j19,88) \cdot 32 = 0;$$

$$\dot{S}_{0-2} \cdot l_{0-2} - \dot{S}_{3-2} \cdot l_{2-3} - \dot{S}_{0-3} \cdot l_{0-3} = (29,91 - j17,99) \cdot 32 - (1,36 - j0,9) \cdot 45 - \\ - (27,99 - j16,73) \cdot 32 = 0;$$

$$\dot{S}_{0-1} \cdot l_{0-1} - \dot{S}_{2-1} \cdot l_{1-2} - \dot{S}_{0-2} \cdot l_{0-2} = (33,1 - j19,88) \cdot 32 - (2,27 - j1,34) \cdot 45 - \\ - (29,91 - j17,99) \cdot 32 = 0.$$

Потокорозподіл в замкненій мережі показаний на рис. 4.2.

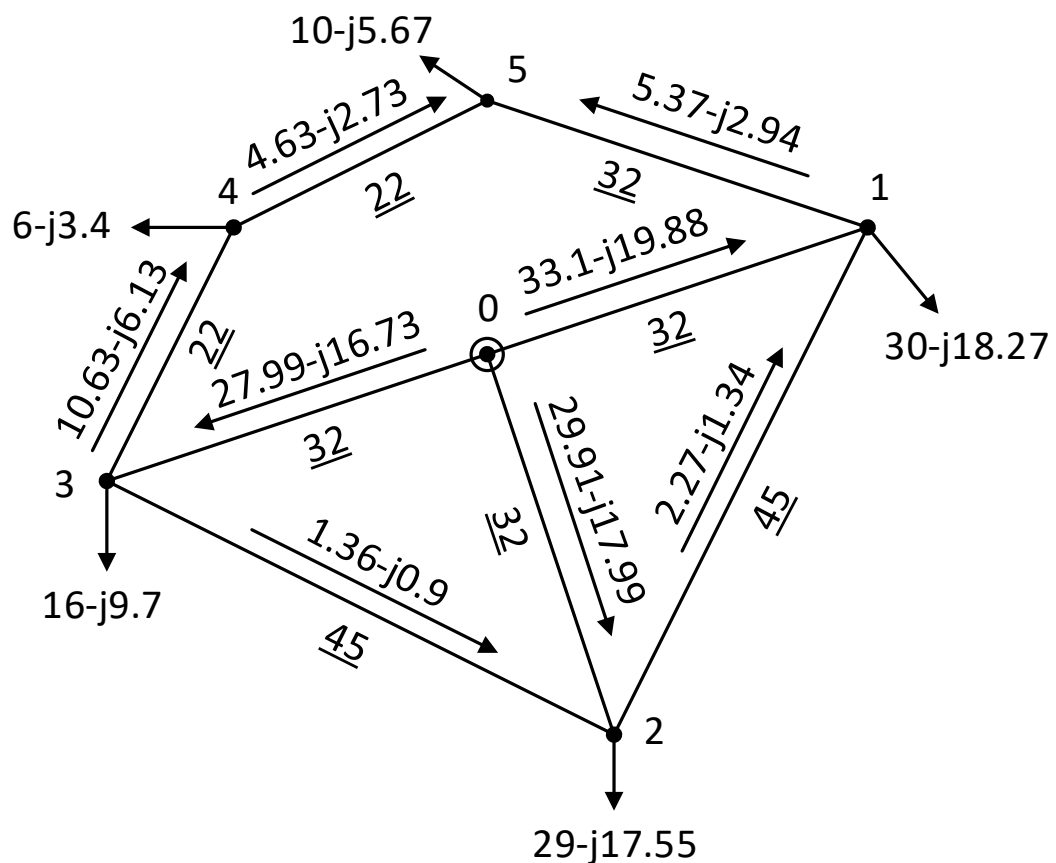


Рис. 4.2 – Потокорозподіл в замкненій мережі

4.3 Вибір перерізу проводів на ділянках розподільчої мережі

Для вибору перерізу проводів проєктованих ПЛ-110 кВ скористуємося графіком функції оптимальних витрат, який показаний на рис. 4.3.

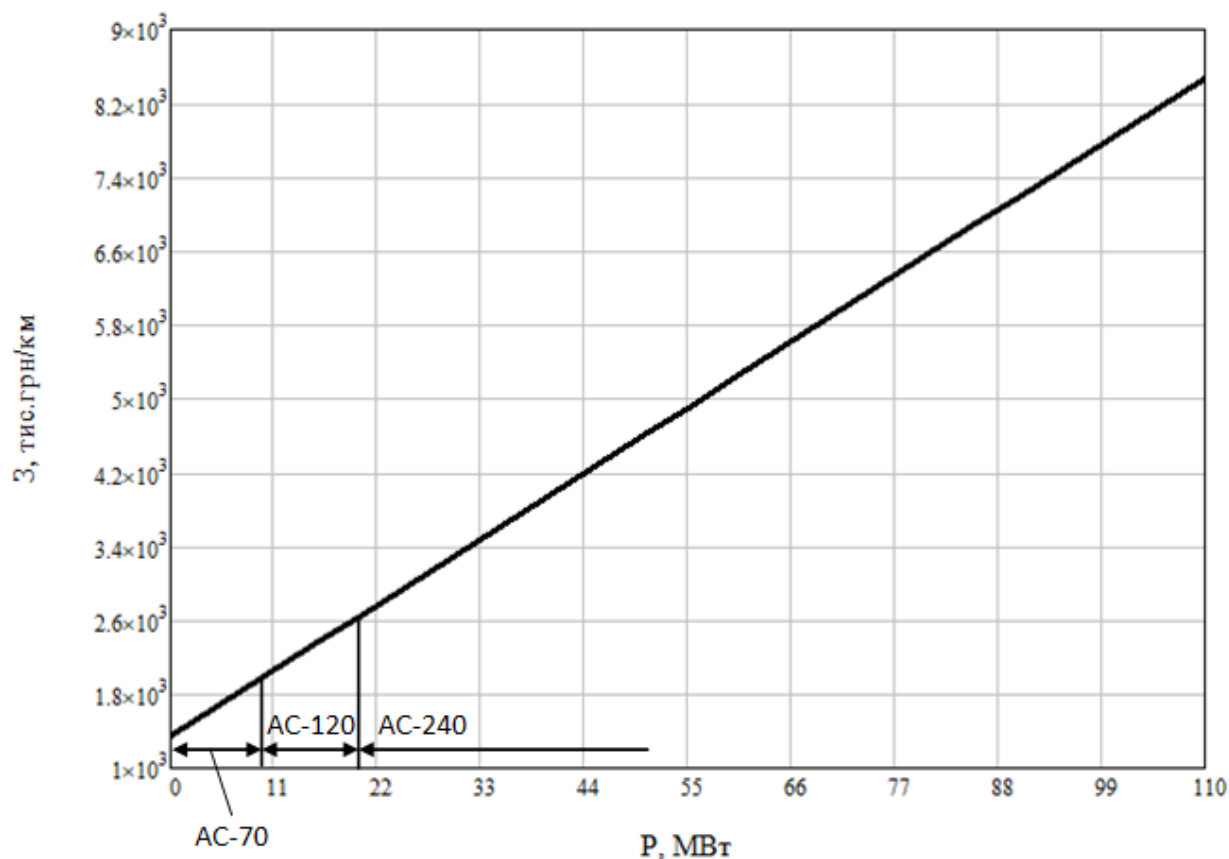


Рис. 4.3 – Функція оптимальних витрат ПЛ-110 кВ

Обрані перерізи проводів ділянок розподільчої мережі 110 кВ приведені в табл. 4.3.

Таблиця 4.3 – Вибір перерізу проводів

ПЛ	S_i , МВА	I_i , А	Марка проводу
1	2	3	4
0-1	38.61	203	АС-240/32
0-2	34.9	183	АС-240/32

Продовження таблиці 4.3

1	2	3	4
0-3	32.61	171	АС-240/32
1-2	2.64	14	АС-70/11
1-5	6.13	32	АС-70/11
2-3	1.63	9	АС-70/11
3-4	12.27	64	АС-120/19
4-5	5.37	28	АС-70/11

Обрані перерізи проводів перевіримо на виконання технічних умов в післяаварійних режимах.

В якості першої групи післяаварійних режимів розглянемо відключення одного силового трансформатора на ПС-110 кВ. Аварійне чи планове відключення одного трансформатора може спричинити значне зменшення рівня напруги на шинах НН.

Знаходимо регульовальний діапазон встановлених на ПС 110 кВ понижуючих трансформаторів.

Розглянемо ПС №2 на якій встановлені трансформатори типу ТДТН-25000/110. Знаходимо фіктивні напруги КЗ:

$$U_{KB2} = 0.5 \cdot (U_{K(B-C)2} + U_{K(B-H)2} - U_{K(C-H)2}) = 0.5 \cdot (10.5 + 17.5 - 6.5) = 10.75\%;$$

$$U_{KC2} = 0.5 \cdot (U_{K(B-C)2} + U_{K(C-H)2} - U_{K(B-H)2}) = 0.5 \cdot (10.5 + 6.5 - 17.5) = -0.25\% = 0\%;$$

$$U_{KH2} = 0.5 \cdot (U_{K(B-H)2} + U_{K(C-H)2} - U_{K(B-C)2}) = 0.5 \cdot (17.5 + 6.5 - 10.5) = 6.75\%.$$

Знаходимо величину приведених втрат напруги:

$$\Delta U_{TB2} = \frac{P_2}{n} \cdot \frac{\Delta P_{K32} \cdot U_{TB2}}{2 \cdot S_{H2}^2} - \frac{Q_2}{n} \cdot \frac{U_{TB2} \cdot U_{KB2}}{100 \cdot S_{H2}} = \frac{29}{1} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{17.55}{1} \cdot \frac{115 \cdot 10.75}{100 \cdot 25} = 9.05 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{TC2} = \frac{P_{HH2}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{K32} \cdot U_{TB2}}{2 \cdot S_{H2}^2} - \frac{Q_{HH2}}{n} \cdot \frac{U_{T2} \cdot U_{K2}}{100 \cdot S_{H2}} = \frac{21}{1} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{13.02}{2} \cdot \frac{115 \cdot 0}{100 \cdot 25} = 0.27 \text{ кВ};$$

					ДП5119.6.050701.001.ПЗ	Арк.
						38
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$\Delta U_{\text{тн2}} = \frac{P_{\text{нн2}}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{кз2}} \cdot U_{\text{тв2}}}{2 \cdot S_{\text{н2}}^2} - \frac{Q_{\text{нн2}}}{n} \cdot \frac{U_{\text{тв2}} \cdot U_{\text{кн2}}}{100 \cdot S_{\text{н2}}} = \frac{8}{1} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{4.53}{1} \cdot \frac{115 \cdot 6.75}{100 \cdot 25} = 1.51 \text{ кВ.}$$

На ПС №2 регулювальний діапазон трансформаторів дорівнюватиме:

$$U_{\text{min2}} = \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_{\text{тв2}}}{U_{\text{тн2}}} \cdot (1 - \omega_{\text{в}}) + \Delta U_{\text{тв2}} + \Delta U_{\text{тн2}} = \frac{10.5 \cdot 115}{11} (1 - 0.16) + 9.05 + 1.51 = 102.74 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{max2}} = \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_{\text{тв2}}}{U_{\text{тн2}}} \cdot (1 + \omega_{\text{в}}) + \Delta U_{\text{тв2}} + \Delta U_{\text{тн2}} = \frac{10.5 \cdot 115}{11} (1 + 0.16) + 9.06 + 1.51 = 137.92 \text{ кВ.}$$

Розглянемо ПС №5 на якій встановлені трансформатори типу ТДН-10000/110. Величина приведених втрат напруги складе:

$$\Delta U_{\text{т5}} = \frac{U_{\text{тв5}}}{n \cdot S_{\text{н5}}} \cdot \left(P_5 \cdot \frac{\Delta P_{\text{кз5}} \cdot 10^{-3}}{S_{\text{н5}}} - Q_5 \cdot \frac{U_{\text{кз5}}}{100} \right) = \frac{115}{10} \cdot \left(10 \cdot \frac{60 \cdot 10^{-3}}{10} - (-5.67) \cdot \frac{10.5}{100} \right) = 7.53 \text{ кВ.}$$

На ПС №5 регулювальний діапазон трансформаторів складе:

$$U_{\text{min5}} = \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_{\text{тв5}}}{U_{\text{тн5}}} \cdot (1 - \omega_{\text{в}}) + \Delta U_{\text{т5}} = \frac{10.5 \cdot 115}{11} (1 - 0.16) + 7.53 = 99.72 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{max5}} = \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_{\text{тв5}}}{U_{\text{тн5}}} \cdot (1 + \omega_{\text{в}}) + \Delta U_{\text{т5}} = \frac{10.5 \cdot 115}{11} (1 + 0.16) + 7.53 = 134.89 \text{ кВ.}$$

Аналогічно розраховуємо регулювальний діапазон інших трансформаторів. Результати зведені в табл. 4.4.

Таблиця 4.4 – Регулювальний діапазон трансформаторів

ПС	$S_{\text{тр}}$, МВА	Обмотка	$U_{\text{н}}$, кВ	Потік потужності, МВА	ΔU , кВ	U_{min} , кВ	U_{max} , кВ
1	2	3	4	5	6	7	8
1	25	ВН	115	30-j18.27	9.42	102.74	137.91
		СН	38.5	24-j14.87	0.31		
		НН	11	6-j3.4	1.13		

Продовження таблиці 4.4

1	2	3	4	5	6	7	8
2	25	ВН	115	29-j17.55	9.05	102.75	137.92
		СН	38.5	21-j13.02	0.27		
		НН	11	8-j4.53	1.51		
3	16	ВН	115	16-j9.7	7.86	101.15	136.32
		СН	38.5	12-j7.44	0.27		
		НН	11	4-j2.27	1.11		
4	6.3	ВН	115	6-j3.4	7.28	99.47	134.64
5	10	ВН	115	10-j.5.67	7.53	99.72	134.89

Знаходимо рівні напруги у вузлах розподільчої електричної мережі.
Реактивний опір усіх ділянок приймаємо рівним 0,4 Ом/км.

Знайдемо рівень напруги на шинах ВН ПС №1:

$$U_1 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-1} \cdot r_{01} - Q_{0-1} \cdot x_{01})} = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (33,1 \cdot 3,78 - (-19,88) \cdot 12,8)} = 111.65 \text{ кВ.}$$

Для інших вузлів розподільчої мережі розрахунки виконуються аналогічно.
Результат розрахунку зведені в табл. 4.5.

Таблиця 4.5 – Перевірка перерізів для першої групи післяаварійних режимів

ПС	Діапазон регулювання		$U_{\text{max.роб}}$, кВ	U_i , кВ
	U_{min} , кВ	U_{max} , кВ		
1	102.74	137.91	126	111.65
2	102.75	137.92		111.98
3	101.15	136.32		112.19
4	99.47	134.64		111.191
5	99.72	134.89		110.66

Як видно з табл. 4.5 в першій групі післяаварійних режимів технічні умови виконуються.

В якості другої групи післяаварійних режимів, розглянемо режим після відключення ПЛ, якою транспортується найбільша потужність. В даному випадку це ділянка 0-1.

Розрахунок потокорозподілу в післяаварійному режимі виконується аналогічно до попередніх розрахунків, які виконувались при розрахунку L-схеми. Результат розрахунку потокорозподілу зображений на рис. 4.4.

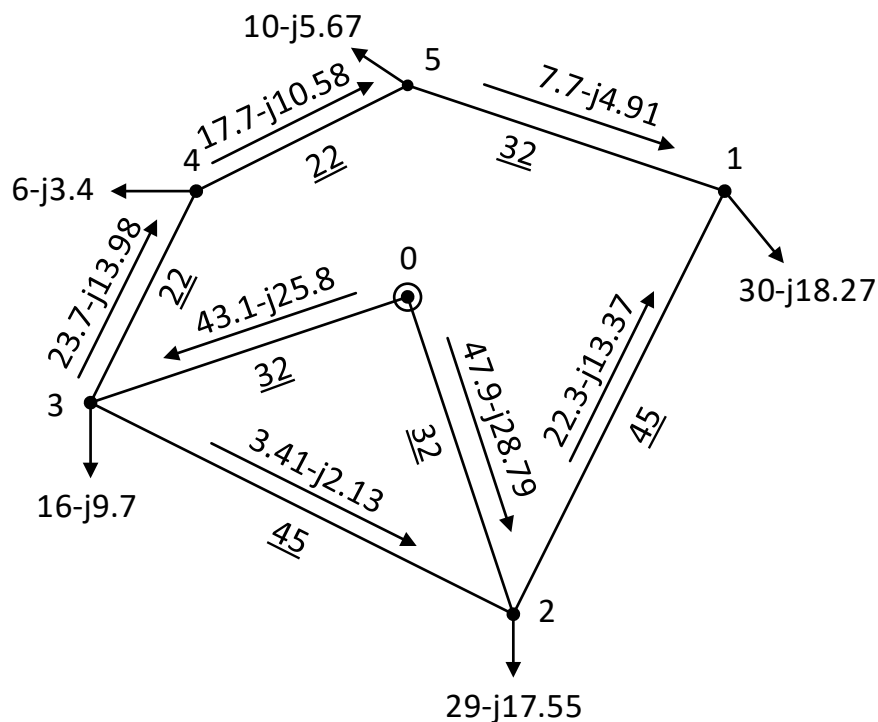


Рис. 4.4 – Післяаварійний режим після відключення ПЛ 0-1

Розрахуємо значення струмових навантажень ділянок РЕМ. Струм ділянки 0-2 складе:

$$I_{0-2} = \frac{\sqrt{P_{0-2}^2 + Q_{0-2}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{\sqrt{47.9^2 + (-28.79)^2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 293.31 \text{ А.}$$

Для інших ділянок виконуємо аналогічні розрахунки і зводимо до табл. 4.6.

					ДП5119.6.050701.001.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		41

Таблиця 4.6 – Перевірка проводів за тривало-допустимим струмом

ПЛ	Переріз, мм ²	$I_{\text{доп}}, \text{ A}$	$I_i, \text{ A}$
0-2	240	610	293.31
0-3	240	610	263.68
1-2	70	265	136.48
1-5	70	265	47.91
2-3	70	265	21.08
3-4	120	390	144.39
4-5	70	265	108.2

Як видно з табл. 4.6 в післяаварійному режимі тривало-допустимий струм ділянок мережі не перевищений.

Виконаємо перевірку допустимого значення напруги на шинах ВН понижуючих підстанцій. Перевірку виконаємо для ПС, яка в післяаварійному режимі має найменше значення напруги. В даному випадку такою є ПС №1 (точка потокорозподілу). Знаходимо регульовальний діапазон трансформаторів встановлених на ПС №1:

$$\Delta U_{\text{ТВ1}} = \frac{P_1}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{кз1}} \cdot U_{\text{ТВ1}}}{2 \cdot S_{\text{н1}}^2} - \frac{Q_1}{n} \cdot \frac{U_{\text{ТВ1}} \cdot U_{\text{кВ1}}}{100 \cdot S_{\text{н1}}} = \frac{30}{2} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{-18,27}{2} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{100 \cdot 25} = 4,71 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\text{Тс1}} = \frac{P_{\text{нн1}}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{кз1}} \cdot U_{\text{ТВ1}}}{2 \cdot S_{\text{н1}}^2} - \frac{Q_{\text{нн1}}}{n} \cdot \frac{U_{\text{Т1}} \cdot U_{\text{к1}}}{100 \cdot S_{\text{н1}}} = \frac{24}{2} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{-14,87}{2} \cdot \frac{115 \cdot 0}{100 \cdot 25} = 0,16 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\text{ТН1}} = \frac{P_{\text{нн1}}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{кз1}} \cdot U_{\text{ТВ1}}}{2 \cdot S_{\text{н1}}^2} - \frac{Q_{\text{нн1}}}{n} \cdot \frac{U_{\text{ТВ1}} \cdot U_{\text{кН1}}}{100 \cdot S_{\text{н1}}} = \frac{6}{2} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{-3,4}{1} \cdot \frac{115 \cdot 6,75}{100 \cdot 25} = 0,57 \text{ кВ}.$$

$$U_{\text{min1}} = \frac{U_{\text{НДЖ}} \cdot U_{\text{ТВ1}}}{U_{\text{ТН1}}} \cdot (1 - \omega_{\text{в}}) + \Delta U_{\text{ТВ1}} + \Delta U_{\text{ТН1}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} (1 - 0,16) + 4,71 + 0,57 = 97,47 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{max1}} = \frac{U_{\text{НДЖ}} \cdot U_{\text{ТВ1}}}{U_{\text{ТН1}}} \cdot (1 + \omega_{\text{в}}) + \Delta U_{\text{ТВ1}} + \Delta U_{\text{ТН1}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} (1 + 0,16) + 4,71 + 0,57 = 132,64 \text{ кВ}.$$

Знаходимо орієнтоване значення напруги на шинах ВН ПС №1:

					ДП5119.6.050701.001.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		42

$$U_1 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-2} \cdot r_{02} - Q_{0-2} \cdot x_{02} + P_{2-1} \cdot r_{12} - Q_{2-1} \cdot x_{12})} = \\ = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (47,9 \cdot 3,78 - (-28,79) \cdot 12,8 + 22,3 \cdot 18,99 - (-13,37) \cdot 18)} = 103,91 \text{ кВ.}$$

Так як $97,47 < 103,91 < 132,64$ умова допустимого відхилення напруги виконується.

Отже, обрані перерізи задовільняють усі технічні обмеженнями першої та другої групи післяаварійних режимів.

4.4 Параметри Z-схеми заміщення РЕМ

Параметри схем заміщення ПЛ.

В проектуваній розподільчій електричній мережі використовуємо сталевалюмінієві проводи перерізом 70 мм², 120 мм² та 240 мм². Значення погонного активного опору беремо із довідкових матеріалів. Розраховуємо значення погонного реактивного опору:

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

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

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

Розрахуємо величину ємнісної реактивної провідності для обраних перерізів проводів:

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

					ДП5119.6.050701.001.ПЗ	Арк.
						43
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

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

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

Знаходимо активний та реактивний опір повітряної лінії 0-2:

$$r_{0-2} = r_{0(240)} \cdot l_{0-2} = 0,118 \cdot 32 = 3.78 \text{ Ом};$$

$$x_{0-2} = x_{0(240)} \cdot l_{0-2} = 0,403 \cdot 32 = 12.88 \text{ Ом.}$$

Знаходимо ємнісну провідність повітряної лінії 0-2:

$$b_{0-2} = b_{0(240)} \cdot l_{0-2} = 2,84 \cdot 10^{-6} \cdot 32 = 9.1 \cdot 10^{-5} \text{ СМ.}$$

Так як втрати на корону в мережі 110 кВ мають дуже мале значення, то значення активної провідності для усіх ПЛ приймаємо рівними нулю.

Аналогічні розрахунки виконуємо для усіх ПЛ проектованої РЕМ та заносимо результати до табл. 4.7.

Таблиця 4.7 – Параметри схем заміщення ліній електропередачі

ПЛ	Довжина, км	Переріз, мм ²	Опір, Z_L , Ом	Провідність, Y_L , СМ
1	2	3	4	5
0-1	32	240	3.78+j12.88	j91·10 ⁻⁶
0-2	32	240	3.78+j12.88	j91·10 ⁻⁶
0-3	32	240	3.78+j12.88	j91·10 ⁻⁶
1-2	45	70	18.99+j19.92	j115.9·10 ⁻⁶
1-5	32	70	13.5+j14.17	j82.42·10 ⁻⁶
2-3	45	70	18.99+j19.92	j115.9·10 ⁻⁶

					ДП5119.6.050701.001.ПЗ	Арк.
						44
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Продовження таблиці 4.7

1	2	3	4	5
3-4	22	120	$5.37+j9.34$	$j59.17 \cdot 10^{-6}$
4-5	22	70	$5.37+j9.34$	$j56.66 \cdot 10^{-6}$

Параметри схем заміщення силових трансформаторів.

В проектуванні РЕМ до уставки плануються трансформатори типу ТДТН-25000/100, ТДТН-16000/110, ТДН-10000/110 та ТМН-6300/110. Для даних трансформаторів визначимо параметри схем заміщення.

Приклад розрахунку параметрів схем заміщення наведемо для трансформаторів, що встановлені на ПС №2 та ПС №5.

На ПС №2 встановлені два трансформатори типу ТДТН-25000/110. Активний опір блоку даних трансформаторів буде дорівнювати:

$$r_{B2} = r_{c2} = r_{H2} = \frac{\Delta P_{K32} \cdot U_{OB2}^2 \cdot 10^3}{n \cdot 2 \cdot S_{H2}^2} = \frac{140 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{2 \cdot 2 \cdot 25000^2} = 0,74 \text{ Ом.}$$

Визначаємо реактивний опір блоку трансформаторів встановлених на ПС №2 (Фіктивні величини напруги КЗ трансформатора ТДТН-25000/110 були розраховані в підрозділі 4.3):

$$x_{TH2} = \frac{10 \cdot U_{KH2} \cdot U_{OB2}^2}{n \cdot S_{H2}} = \frac{10 \cdot 6,75 \cdot 115^2}{2 \cdot 25000} = 17,85 \text{ Ом;}$$

$$x_{TC2} = \frac{10 \cdot U_{KC2} \cdot U_{OB2}^2}{n \cdot S_H} = \frac{10 \cdot 0 \cdot 115^2}{2 \cdot 25000} = 0 \text{ Ом;}$$

$$x_{TB2} = \frac{10 \cdot U_{KB2} \cdot U_{OB2}^2}{n \cdot S_{H2}} = \frac{10 \cdot 10,75 \cdot 115^2}{2 \cdot 25000} = 28,43 \text{ Ом.}$$

Знаходимо активну та реактивну провідність блоку трансформаторів, які встановлені на ПС №2:

					ДП5119.6.050701.001.ПЗ	Арк.
						45
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$g_{T2} = \frac{n \cdot \Delta P_{xx2} \cdot 10^{-3}}{U_{OB2}^2} = \frac{2 \cdot 31 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 4,69 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$b_{T2} = -\frac{n \cdot I_{xx2} \cdot S_{H2} \cdot 10^{-5}}{U_{OB2}^2} = -\frac{2 \cdot 0,7 \cdot 25000 \cdot 10^{-5}}{115^2} = -2,65 \cdot 10^{-5} \text{ См}.$$

Виконаємо розрахунки для блоку двохобмоткових трансформаторів типу ТДН-10000/110, які встановлені на ПС №5:

$$r_{T5} = \frac{\Delta P_{K35} \cdot U_{OB5}^2 \cdot 10^3}{n \cdot S_{H5}^2} = \frac{60 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{2 \cdot 10000^2} = 3,97 \text{ Ом};$$

$$x_{T5} = \frac{10 \cdot U_{K5} \cdot U_{OB5}^2}{n \cdot S_{H5}} = \frac{10 \cdot 10,5 \cdot 115^2}{2 \cdot 10000} = 69,43 \text{ Ом};$$

$$g_{T5} = \frac{n \cdot \Delta P_{xx5} \cdot 10^{-3}}{U_{OB5}^2} = \frac{2 \cdot 14 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 2,12 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$b_{T5} = -\frac{n \cdot I_{xx5} \cdot S_{H5} \cdot 10^{-5}}{U_{OB5}^2} = -\frac{2 \cdot 0,7 \cdot 10000 \cdot 10^{-5}}{115^2} = -1,06 \cdot 10^{-5} \text{ См}.$$

Для блоків трансформаторів, які встановлені на інших ПС 110 кВ розрахунків аналогічні. Результати розрахунку наведені в табл. 4.8.

Таблиця 4.8 – Параметри схем заміщення блоків трансформаторів

ПС	Активний опір, Ом				Реактивний опір, Ом				Провідності, См	
	r_T	r_B	r_C	r_H	x_T	x_B	x_C	x_H	$g_T \cdot 10^{-6}$	$b_T \cdot 10^{-6}$
1	-	0.74	0.74	0.74	-	28.43	0	17.85	4.69	-26.47
2	-	0.74	0.74	0.74	-	28.43	0	17.85	4.69	-6.47
3	-	1.29	1.29	1.29	-	44.43	0	25.83	3.48	-24.2
4	7.33	-	-	-	110.21	-	-	-	1.74	-7.62
5	3.97	-	-	-	69.43	-	-	-	2.12	-10.59

4.5 Приведенні навантаження

Знайдемо приведенні навантаження усіх вузлів РЕМ. Приведенні навантаження кожного вузла складаються із заданого навантаження та з втрат потужності в поздовжніх елементах трансформаторів, які приєднання до даного вузла.

Розглянемо ПС №2 на якій встановлені триобмоткові трансформатори типу ТДТН-25000/110. Спочатку знаходимо коефіцієнти завантаження обмоток:

$$\beta_{\text{BH2}} = \frac{S_{\text{BH2}} \cdot 10^3}{n \cdot S_{\text{H2}}} = \frac{\sqrt{29^2 + (-17,55)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 25000} = 0,68;$$

$$\beta_{\text{CH2}} = \frac{S_{\text{CH2}} \cdot 10^3}{n \cdot S_{\text{H2}}} = \frac{\sqrt{21^2 + (-13,02)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 25000} = 0,49;$$

$$\beta_{\text{HH2}} = \frac{S_{\text{HH2}} \cdot 10^3}{n \cdot S_{\text{H2}}} = \frac{\sqrt{8^2 + (-4,53)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 25000} = 0,18.$$

Знаходимо значення активних та реактивних втрат в блоці з двох трансформаторів типу ТДТН-25000/110, які встановлені на ПС №2:

$$\Delta P_{\text{tz2}} = \frac{n \cdot \Delta P_{\text{кз}}}{2} \cdot (\beta_{\text{BH2}}^2 + \beta_{\text{CH2}}^2 + \beta_{\text{HH2}}^2) = \frac{2 \cdot 140}{2} \cdot (0,68^2 + 0,49^2 + 0,18^2) = 103,26 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\text{tz2}} = -n \cdot S_{\text{H2}} \cdot (\beta_{\text{BH2}}^2 \cdot U_{\text{KB}} + \beta_{\text{CH2}}^2 \cdot U_{\text{KC}} + \beta_{\text{HH2}}^2 \cdot U_{\text{KH}}) \cdot 10^{-2} = -2 \cdot 25000 \cdot (0,68^2 \cdot 10,75 + 0,49^2 \cdot 0 + 0,18^2 \cdot 6,75) \cdot 10^{-2} = -2584,36 \text{ кВар}.$$

Отже, для ПС №2 приведенне навантаження складе:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{пр2}} &= \dot{S}_{\text{зад2}} + \Delta \dot{S}_{\text{tz2}} \cdot 10^{-3} = 29 - j17,55 + (103,26 - j2584,36) \cdot 10^{-3} = \\ &= 29,1 - j20,13 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Розглянемо ПС №5 на якій встановлені двообмоткові трансформатори типу ТДН-10000/110. Знаходимо коефіцієнт завантаження обмоток:

					ДП5119.6.050701.001.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		47

$$\beta_5 = \frac{S_{\max 5} \cdot 10^3}{n \cdot S_{H5}} = \frac{\sqrt{10^2 + (-5,67)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 10000} = 0,58.$$

Знаходимо значення активних та реактивних втрат в блоці з двох трансформаторів типу ТДН-10000/110, які встановлені на ПС №5:

$$\Delta P_{tz5} = n \cdot \Delta P_{K3} \cdot \beta_5 = 2 \cdot 0,58^2 \cdot 60 = 39,63 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{tz5} = -n \cdot S_{H5} \cdot \beta_5 \cdot U_{K5} \cdot 10^{-2} = -2 \cdot 10000 \cdot 0,58^2 \cdot 10,5 \cdot 10^{-2} = -693,6 \text{ кВар}.$$

Для ПС №5 приведені навантаження складе:

$$\dot{S}_{пр5} = \dot{S}_{зад5} + \Delta \dot{S}_{tz5} \cdot 10^{-3} = 10 - j5,67 + (39,63 - j693,6) \cdot 10 = 10,04 - j6,36 \text{ МВА}.$$

В такий самий спосіб знаходимо приведенні навантаження інших ПС 110 кВ розподільчої мережі. Результати розрахунку зведені до табл. 4.9.

Таблиця 4.9 – Приведенні навантаження пунктів мережі

№ пункту	$\dot{S}_{зад}$, МВА	ΔP_{tz} , кВт	ΔQ_{tz} , кВар	$\dot{S}_{пр}$, МВА
1	30-j18.27	116.41	-2717.175	30.112-j20.99
2	29-j17.55	103.26	-2584.36	29.1-j20.13
3	16-j9.7	55.72	-1217.63	16.06-j10.92
4	6-j3.4	26.36	-396.33	6.03-j3.8
5	10-j5.67	39.63	-693.6	10.04-j6.36

Розрахуємо величини еквівалентних провідностей пунктів РЕМ:

$$\underline{Y}_1 = 0,5 \cdot (\underline{Y}_{0-1} + \underline{Y}_{1-2} + \underline{Y}_{1-5}) + \underline{Y}_{T1} = 0,5 \cdot (j91 + j115,9 + j82,42) \cdot 10^{-6} + (4,69 - j26,47) \cdot 10^{-6} = (4,69 + j118,2) \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$\underline{Y}_2 = 0,5 \cdot (\underline{Y}_{0-2} + \underline{Y}_{1-2} + \underline{Y}_{2-3}) + \underline{Y}_{T2} = 0,5 \cdot (j91 + j115,9 + j115,9) \cdot 10^{-6} + (4,69 - j26,47) \cdot 10^{-6} = (4,69 + j134,9) \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$\underline{Y}_3 = 0,5 \cdot (\underline{Y}_{0-3} + \underline{Y}_{2-3} + \underline{Y}_{3-4}) + \underline{Y}_{T3} = 0,5 \cdot (j91 + j115,9 + j59,17) \cdot 10^{-6} + (3,48 - j24,2) \cdot 10^{-6} = (3,48 + j108,8) \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

					ДП5119.6.050701.001.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		48

$$\underline{Y}_4 = 0.5 \cdot (\underline{Y}_{3-4} + \underline{Y}_{4-5}) + \underline{Y}_{T4} = 0.5 \cdot (j59.17 + j56.66) \cdot 10^{-6} + (1.74 - j7.62) \cdot 10^{-6} = (1.74 + j50.3) \cdot 10^{-6} \text{ СМ};$$

$$\underline{Y}_5 = 0.5 \cdot (\underline{Y}_{4-5} + \underline{Y}_{1-5}) + \underline{Y}_{T5} = 0.5 \cdot (j56.66 + j82.42) \cdot 10^{-6} + (2.12 - j10.59) \cdot 10^{-6} = (2.12 + j58.95) \cdot 10^{-6} \text{ СМ};$$

$$\underline{Y}_0 = 0.5 \cdot (\underline{Y}_{0-1} + \underline{Y}_{0-2} + \underline{Y}_{0-3}) = 0.5 \cdot (j91 + j91 + j91) \cdot 10^{-6} = j136.5 \cdot 10^{-6} \text{ СМ}.$$

4.6 Режим максимальних навантажень

Розрахунок роботи мережі виконаємо методом розрізання контурів. Схема заміщення мережі зображена на рис. 4.5.

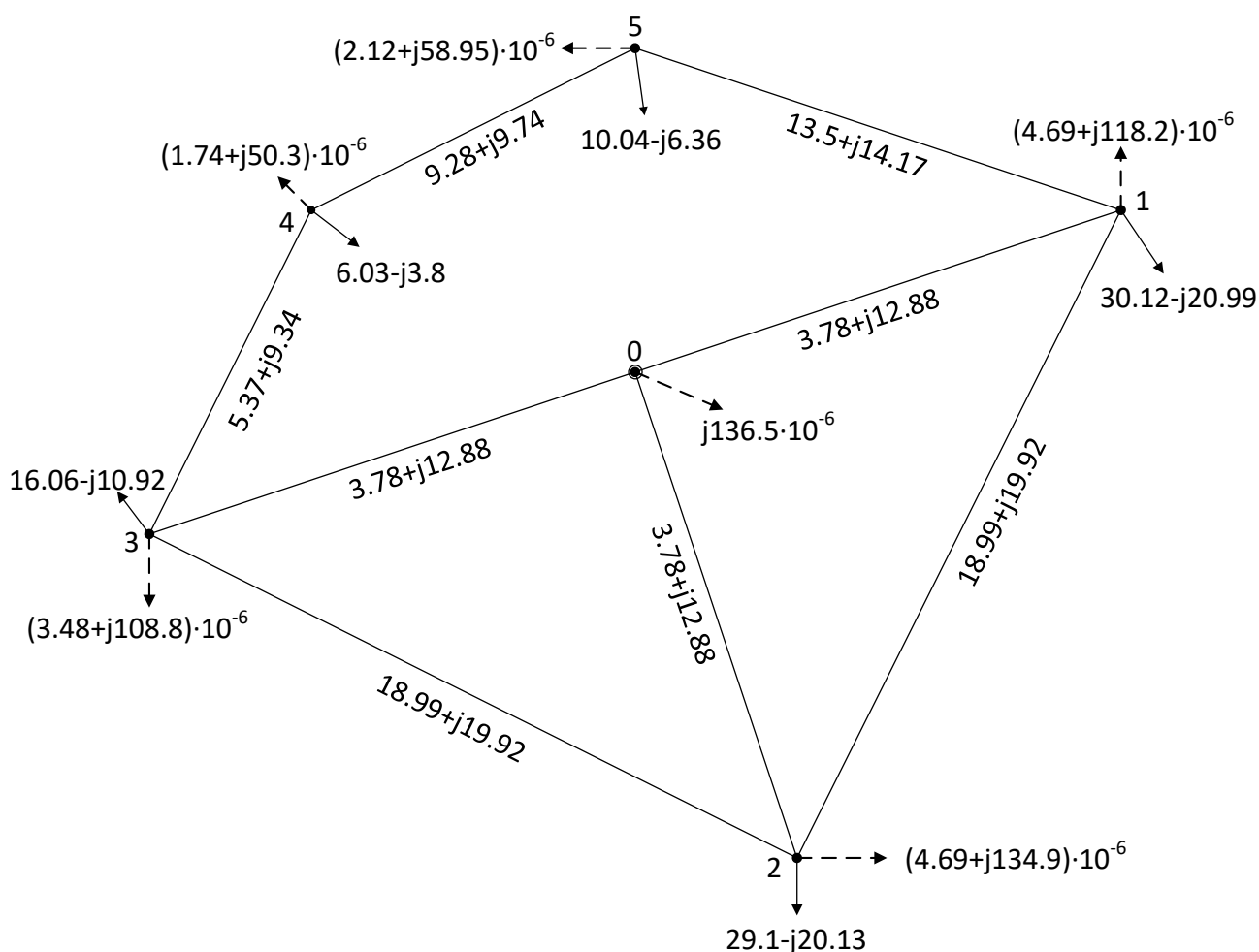


Рис. 4.5 – Схема заміщення РЕМ

В розрахунковій схемі мережі виділяємо хорди та дерево. Нехай хордами будуть ділянки 4-5, 1-2 та 2-3. Тоді перший незалежний контур матиме конфігурацію 0-1-5-4-3-0, другий – 0-2-3-0, третій – 0-1-2-0.

Розраховуємо власні опори незалежних контурів:

$$\underline{Z}_{11} = \underline{z}_{0-1} + \underline{z}_{1-5} + \underline{z}_{4-5} + \underline{z}_{3-4} + \underline{z}_{0-3} = (3,78 + j12,88) + (13,5 + j14,17) + (9,28 + j9,74) + (5,37 + j9,34) + (3,78 + j12,88) = 35,71 + j59,01 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{22} = \underline{z}_{0-2} + \underline{z}_{2-3} + \underline{z}_{0-3} = (3,78 + j12,88) + (18,99 + j19,92) + (3,78 + j12,88) + = 26,54 + j45,68 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{33} = \underline{z}_{0-1} + \underline{z}_{1-2} + \underline{z}_{0-2} = (3,78 + j12,88) + (18,99 + j19,92) + (3,78 + j12,88) + = 26,54 + j45,68 \text{ Ом}.$$

Розраховуємо взаємні довжини незалежних контурів:

$$\underline{Z}_{12} = \underline{Z}_{21} = \underline{z}_{0-3} = -3,78 - j12,88 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{13} = \underline{Z}_{31} = \underline{z}_{0-1} = -3,78 - j12,88 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{23} = \underline{Z}_{32} = \underline{z}_{0-2} = -3,78 - j12,88 \text{ Ом}.$$

В якості початкових наближень для напруги у вузлах приймаємо номінальну напругу мережі, а для струмів перемичок – нульові значення, тобто:

$$U_1^{(0)} = U_2^{(0)} = U_3^{(0)} = U_4^{(0)} = U_5^{(0)} = U_H = 110 \text{ кВ};$$

$$I_{4-5}^{(0)} = I_{1-2}^{(0)} = I_{2-3}^{(0)} = 0.$$

Перша ітерація зовнішнього циклу.

І ітерація внутрішнього циклу.

Знаходимо величини розрахункових вузлових струмів:

$$\begin{aligned} j_1^{(1-1)} &= \frac{\dot{S}_{\text{нр1}}}{U_1^{(0)}} + Y_1 \cdot U_1^{(0)} + i_{1-2}^{(0)} = \frac{30,12 - j20,99}{110} + (4,69 + j118,2) \cdot 10^{-6} \cdot 110 + 0 = \\ &= 0,274 - j0,178 \text{ кА}; \end{aligned}$$

					ДП5119.6.050701.001.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		50

$$\begin{aligned} \dot{J}_2^{(1-1)} &= \frac{\dot{S}_{np2}}{U_2^{(0)}} + \underline{Y}_2 \cdot U_2^{(0)} - \dot{I}_{1-2}^{(0)} + \dot{I}_{2-3}^{(0)} = \frac{29,1 - j20,13}{110} + (4,69 + j134,9) \cdot 10^{-6} \cdot 110 - 0 + 0 = \\ &= 0,265 - j0,168 \text{ кА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{J}_3^{(1-1)} &= \frac{\dot{S}_{np3}}{U_3^{(0)}} + \underline{Y}_3 \cdot U_3^{(0)} - \dot{I}_{2-3}^{(0)} = \frac{16,06 - j10,92}{110} + (3,48 + j108,8) \cdot 10^{-6} \cdot 110 - 0 = \\ &= 0,146 - j0,087 \text{ кА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{J}_4^{(1-1)} &= \frac{\dot{S}_{np4}}{U_4^{(0)}} + \underline{Y}_4 \cdot U_4^{(0)} + \dot{I}_{4-5}^{(0)} = \frac{6,03 - j3,8}{110} + (1,74 + j50,3) \cdot 10^{-6} \cdot 110 + 0 = \\ &= 0,055 - j0,029 \text{ кА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{J}_5^{(1-1)} &= \frac{\dot{S}_{np5}}{U_5^{(0)}} + \underline{Y}_5 \cdot U_5^{(0)} - \dot{I}_{4-5}^{(0)} = \frac{10,04 - j6,36}{110} + (2,12 + j58,95) \cdot 10^{-6} \cdot 110 - 0 = \\ &= 0,092 - j0,051 \text{ кА}. \end{aligned}$$

Застосувавши, перший закон Кірхгофа знаходимо потокорозподіл в розімкненій мережі:

$$\dot{I}_{0-2}^{(1-1)} = \dot{J}_2^{(1-1)} = 0,265 - j0,168 \text{ кА};$$

$$\dot{I}_{1-5}^{(1-1)} = \dot{J}_5^{(1-1)} = 0,092 - j0,051 \text{ кА};$$

$$\dot{I}_{0-1}^{(1-1)} = \dot{I}_{1-5}^{(1-1)} + \dot{J}_1^{(1-1)} = 0,092 - j0,051 + 0,274 - j0,178 = 0,366 - j0,229 \text{ кА};$$

$$\dot{I}_{3-4}^{(1-1)} = \dot{J}_4^{(1-1)} = 0,055 - j0,029 \text{ кА};$$

$$\dot{I}_{0-3}^{(1-1)} = \dot{I}_{3-4}^{(1-1)} + \dot{J}_3^{(1-1)} = 0,055 - j0,029 + 0,146 - j0,087 = 0,201 - j0,116 \text{ кА}.$$

Розраховуємо значення рівня напруги в незалежних вузлах мережі:

$$\dot{U}_1^{(1-1)} = U_0 - \dot{I}_{0-1}^{(1-1)} \cdot \underline{Z}_{0-1} = 121 - (0,366 - j0,229) \cdot (3,78 + j12,88) = 116,67 - j3,85 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_2^{(1-1)} = U_0 - \dot{I}_{0-2}^{(1-1)} \cdot \underline{Z}_{0-2} = 121 - (0,265 - j0,168) \cdot (3,78 + j12,88) = 117,83 - j2,78 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_3^{(1-1)} = U_0 - \dot{I}_{0-3}^{(1-1)} \cdot \underline{Z}_{0-3} = 121 - (0,201 - j0,116) \cdot (3,78 + j12,88) = 118,74 - j2,15 \text{ кВ};$$

					ДП5119.6.050701.001.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		51

$$\dot{U}_4^{(1-1)} = \dot{U}_3^{(1-1)} - \dot{I}_{3-4}^{(1-1)} \cdot \underline{Z}_{3-4} = (118,74 - j2,15) - (0,055 - j0,029) \cdot (5,37 + j9,34) = 118,18 - j2,51 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_5^{(1-1)} = \dot{U}_1^{(1-1)} - \dot{I}_{1-5}^{(1-1)} \cdot \underline{Z}_{1-5} = (116,67 - j3,85) - (0,092 - j0,051) \cdot (13,5 + j14,17) = 114,7 - j4,45 \text{ кВ}.$$

Розраховуємо потужність балансуєчого пункту:

$$\dot{S}_0^{(1-1)} = U_0 \cdot (\dot{I}_{0-1}^{(1-1)} + \dot{I}_{0-2}^{(1-1)} + \dot{I}_{0-3}^{(1-1)}) + U_0^2 \cdot Y_0 = 121 \cdot (0,366 - j0,229 + 0,265 - j0,168 + 0,201 - j0,116) + 121^2 \cdot j136,5 \cdot 10^{-6} = 100,7 - j60,15 \text{ МВА}.$$

Згідно нових значень рівня напруги у вузлах мережі виконуємо другу ітерацію внутрішнього циклу.

II ітерація внутрішнього циклу.

Згідно поточних величин рівня напруги у вузлах розподільчої мережі знаходимо розрахункові струми:

$$\dot{J}_1^{(1-2)} = \frac{\dot{S}_{np1}}{\underline{U}_1^{(1-1)}} + Y_1 \cdot \dot{U}_1^{(1-1)} + \dot{I}_{1-2}^{(0)} = \frac{30,12 - j20,99}{(115,67 + j3,85)} + (4,69 + 118,2) \cdot 10^{-6} \times (116,67 - j3,85) + 0 = 0,253 - j0,174 \text{ кА};$$

$$\dot{J}_2^{(1-2)} = \frac{\dot{S}_{np2}}{\underline{U}_2^{(1-1)}} + Y_2 \cdot \dot{U}_2^{(1-1)} - \dot{I}_{1-2}^{(0)} + \dot{I}_{2-3}^{(0)} = \frac{29,1 - j20,13}{(117,83 + j2,78)} + (4,69 + 134,9) \cdot 10^{-6} \times (117,83 - j2,78) - 0 + 0 = 0,244 - j0,161 \text{ кА};$$

$$\dot{J}_3^{(1-2)} = \frac{\dot{S}_{np3}}{\underline{U}_3^{(1-1)}} + Y_3 \cdot \dot{U}_3^{(1-1)} - \dot{I}_{2-3}^{(0)} + = \frac{16,06 - j10,92}{(118,74 + j2,15)} + (3,48 + 108,8) \cdot 10^{-6} \times (118,74 - j2,15) - 0 = 0,134 - j0,081 \text{ кА};$$

$$\dot{J}_4^{(1-2)} = \frac{\dot{S}_{np4}}{\underline{U}_4^{(1-1)}} + Y_4 \cdot \dot{U}_4^{(1-1)} + \dot{I}_{4-5}^{(0)} + = \frac{6,03 - j3,8}{(118,18 + j2,51)} + (1,74 + 50,3) \cdot 10^{-6} \times (118,18 - j2,51) + 0 = 0,051 - j0,027 \text{ кА};$$

					ДП5119.6.050701.001.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		52

$$\dot{J}_5^{(1-2)} = \frac{\dot{S}_{np5}}{\dot{U}_5^{(1-1)}} + \underline{Y}_5 \cdot \dot{U}_5^{(1-1)} - \dot{I}_{4-5}^{(0)} + = \frac{10,04 - j6,36}{(114,7 + j4,45)} + (2,12 + 58,95) \cdot 10^{-6} \times \\ \times (114,7 - j4,45) - 0 = 0,086 - j0,052 \text{ кА.}$$

Знаходимо поточкорозподіл в розімкненій мережі:

$$\dot{I}_{0-2}^{(1-2)} = \dot{J}_2^{(1-2)} = 0,244 - j0,161 \text{ кА;}$$

$$\dot{I}_{1-5}^{(1-2)} = \dot{J}_5^{(1-2)} = 0,086 - j0,052 \text{ кА;}$$

$$\dot{I}_{0-1}^{(1-2)} = \dot{I}_{1-5}^{(1-2)} + \dot{J}_1^{(1-2)} = 0,086 - j0,052 + 0,253 - j0,174 = 0,339 - j0,226 \text{ кА;}$$

$$\dot{I}_{3-4}^{(1-2)} = \dot{J}_4^{(1-2)} = 0,051 - j0,027 \text{ кА;}$$

$$\dot{I}_{0-3}^{(1-2)} = \dot{I}_{3-4}^{(1-2)} + \dot{J}_3^{(1-2)} = 0,051 - j0,027 + 0,134 - j0,081 = 0,185 - j0,109 \text{ кА.}$$

Розраховуємо значення рівня напруги в незалежних вузлах мережі:

$$\dot{U}_1^{(1-2)} = U_0 - \dot{I}_{0-1}^{(1-2)} \cdot \underline{Z}_{0-1} = 121 - (0,339 - j0,226) \cdot (3,78 + j12,88) = 116,8 - j3,51 \text{ кВ;}$$

$$\dot{U}_2^{(1-2)} = U_0 - \dot{I}_{0-2}^{(1-2)} \cdot \underline{Z}_{0-2} = 121 - (0,244 - j0,161) \cdot (3,78 + j12,88) = 118,01 - j2,53 \text{ кВ;}$$

$$\dot{U}_3^{(1-2)} = U_0 - \dot{I}_{0-3}^{(1-2)} \cdot \underline{Z}_{0-3} = 121 - (0,185 - j0,109) \cdot (3,78 + j12,88) = 118,9 - j1,97 \text{ кВ;}$$

$$\dot{U}_4^{(1-2)} = \dot{U}_3^{(1-2)} - \dot{I}_{3-4}^{(1-2)} \cdot \underline{Z}_{3-4} = (118,9 - j1,97) - (0,051 - j0,027) \cdot (5,37 + j9,34) = \\ = 118,38 - j2,3 \text{ кВ;}$$

$$\dot{U}_5^{(1-2)} = \dot{U}_1^{(1-2)} - \dot{I}_{1-5}^{(1-2)} \cdot \underline{Z}_{1-5} = (116,8 - j3,51) - (0,086 - j0,052) \cdot (13,5 + j14,17) = \\ = 114,91 - j4,02 \text{ кВ.}$$

Розраховуємо потужність балансуєчого пункту:

$$\dot{S}_0^{(1-2)} = U_0 \cdot (\dot{I}_{0-1}^{(1-2)} + \dot{I}_{0-2}^{(1-2)} + \dot{I}_{0-3}^{(1-2)}) + U_0^2 \cdot \underline{Y}_0 = 121 \cdot (0,339 - j0,226 + 0,244 - j0,161 + \\ + 0,185 - j0,109) + 121^2 \cdot j136,5 \cdot 10^{-6} = 92,83 - j58,01 \text{ МВА.}$$

Перевіримо збіжність ітераційного процесу внутрішнього циклу:

					ДП5119.6.050701.001.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		53

$$\Delta S_0^{(1-2)} = |\dot{S}_0^{(1-2)} - \dot{S}_0^{(1-1)}| = |92,83 - j58,01 - 100,7 + j60,15| = 8,15 \text{ МВА} > 0,01 \text{ МВА}.$$

Так як поправка до величини потужності балансуєчого пункту більша за прийняту інженерну точність, то продовжуємо виконувати ітерації внутрішнього циклу. Результати розрахунку на наступних ітераціях зведенні до табл. 4.10.

Таблиця 4.10 – Результати розрахунку внутрішнього циклу на першій ітерації зовнішнього циклу

Параметр	Ітерація			
	1	2	3	4
\dot{J}_1 , кА	0.274-j0.178	0.253-j0.174	0.253-j0.173	0.253-j0.173
\dot{J}_2 , кА	0.265-j0.168	0.244-j0.161	0.244-j0.16	0.244-j0.16
\dot{J}_3 , кА	0.146-j0.087	0.134-j0.081	0.134-j0.081	0.134-j0.081
\dot{J}_4 , кА	0.055-j0.029	0.051-j0.027	0.051-j0.027	0.051-j0.027
\dot{J}_5 , кА	0.092-j0.051	0.086-j0.052	0.086-j0.052	0.086-j0.052
\dot{U}_1 , кВ	116.667-j3.846	116.804-j3.507	116.821-j3.516	116.822-j3.515
\dot{U}_2 , кВ	117.833-j2.779	118.01-j2.533	118.02-j2.536	118.02-j2.535
\dot{U}_3 , кВ	118.742-j2.154	118.902-j1.969	118.909-j1.97	118.909-j1.97
\dot{U}_4 , кВ	118.176-j2.512	118.375-j2.296	118.384-j2.297	118.384-j2.297
\dot{U}_5 , кВ	114.704-j4.449	114.909-j4.02	114.932-j4.036	114.932-j4.034
\dot{S}_0 , МВА	100.698-j60.152	92.832-j58.005	92.857-j57.678	92.844-j57.674
ΔS_0 , МВА	-	8.153	0.328	0.009

Як бачимо з табл. 4.10 після виконання четвертої ітерації досягнуто бажаної інженерної точності.

$$\Delta S_0^{(1-4)} = 0,009 \text{ МВА} < 0,01 \text{ МВА}.$$

Знаходимо нев'язки ЕРС для кожної хорди:

$$\dot{E}_{4-5}^{(1)} = \dot{U}_4^{(1-4)} - \dot{U}_5^{(1-4)} - \dot{I}_{4-5}^{(0)} \cdot \underline{Z}_{4-5} = (118,38 - j2,3) - (114,93 - j4,03) - 0 \cdot (9,28 + j9,74) = 3,45 + j1,74 \text{ кВ};$$

$$|\dot{E}_{4-5}^{(1)}| = 3,864 \text{ кВ};$$

$$\dot{E}_{2-3}^{(1)} = \dot{U}_2^{(1-4)} - \dot{U}_3^{(1-4)} - \dot{I}_{2-3}^{(0)} \cdot \underline{Z}_{2-3} = (118,02 - j2,54) - (118,91 - j1,97) - 0 \cdot (18,99 + j19,92) = -0,89 - j0,57 \text{ кВ};$$

$$|\dot{E}_{2-3}^{(1)}| = 1,053 \text{ кВ};$$

$$\dot{E}_{1-2}^{(1)} = \dot{U}_1^{(1-4)} - \dot{U}_2^{(1-4)} - \dot{I}_{1-2}^{(0)} \cdot \underline{Z}_{1-2} = (116,88 - j3,52) - (118,02 - j2,54) - 0 \cdot (18,99 + j19,92) = -1,2 - j0,98 \text{ кВ};$$

$$|\dot{E}_{1-2}^{(1)}| = 1,548 \text{ кВ}.$$

Найбільше значення нев'язки ЕРС перевищує прийняту інженерну точність:

$$\max \left\{ |\dot{E}_{4-5}^{(1)}|; |\dot{E}_{2-3}^{(1)}|; |\dot{E}_{1-2}^{(1)}| \right\} = 3,864 \text{ кВ} > 0,01 \text{ кВ}.$$

Отже, розімкнена схема не еквівалентна вихідній. Формуємо систему контурних рівнянь:

$$\begin{cases} \underline{Z}_{11} \cdot \Delta \dot{I}_{4-5} + \underline{Z}_{12} \cdot \Delta \dot{I}_{2-3} + \underline{Z}_{13} \cdot \Delta \dot{I}_{1-2} = \dot{E}_{4-5}; \\ \underline{Z}_{21} \cdot \Delta \dot{I}_{4-5} + \underline{Z}_{22} \cdot \Delta \dot{I}_{2-3} + \underline{Z}_{23} \cdot \Delta \dot{I}_{1-2} = \dot{E}_{2-3}; \\ \underline{Z}_{31} \cdot \Delta \dot{I}_{4-5} + \underline{Z}_{32} \cdot \Delta \dot{I}_{2-3} + \underline{Z}_{33} \cdot \Delta \dot{I}_{1-2} = \dot{E}_{1-2}, \end{cases}$$

або

$$\begin{cases} (35,71 + j59,01) \cdot \Delta \dot{I}_{4-5} - (3,78 + j12,88) \cdot \Delta \dot{I}_{2-3} - (3,78 + j12,88) \cdot \Delta \dot{I}_{1-2} = 3,45 + j1,74; \\ -(3,78 + j12,88) \cdot \Delta \dot{I}_{4-5} + (26,54 + j45,68) \cdot \Delta \dot{I}_{2-3} - (3,78 + j12,88) \cdot \Delta \dot{I}_{1-2} = -0,89 - j0,57; \\ -(3,78 + j12,88) \cdot \Delta \dot{I}_{4-5} - (3,78 + j12,88) \cdot \Delta \dot{I}_{2-3} + (26,54 + j45,68) \cdot \Delta \dot{I}_{1-2} = -1,2 - j0,98. \end{cases}$$

					ДП5119.6.050701.001.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		55

Розв'язок даної системи дасть такі величини поправок до струмів хорд:

$$\Delta \dot{I}_{4-5}^{(1)} = 0,041 - j0,029 \text{ кА};$$

$$\Delta \dot{I}_{2-3}^{(1)} = -0,011 + j0,005 \text{ кА};$$

$$\Delta \dot{I}_{1-2}^{(1)} = -0,018 + j0,006 \text{ кА}.$$

Знаходимо нові значення струмів хорд:

$$\dot{I}_{4-5}^{(1)} = \dot{I}_{4-5}^{(0)} + \Delta \dot{I}_{4-5}^{(1)} = 0 + 0,041 - j0,029 = 0,041 - j0,029 \text{ кА};$$

$$\dot{I}_{2-3}^{(1)} = \dot{I}_{2-3}^{(0)} + \Delta \dot{I}_{2-3}^{(1)} = 0 - 0,011 + j0,005 = -0,011 + j0,005 \text{ кА};$$

$$\dot{I}_{1-2}^{(1)} = \dot{I}_{1-2}^{(0)} + \Delta \dot{I}_{1-2}^{(1)} = 0 - 0,018 + j0,006 = -0,018 + j0,006 \text{ кА}.$$

Згідно нових значень струмів хорд виконуємо другу ітерацію зовнішнього циклу.

Друга ітерація зовнішнього циклу.

Розрахунки на етапі внутрішнього циклу зведені до табл. 4.11

Таблиця 4.11 – Результати розрахунку внутрішнього циклу на другій ітерації зовнішнього циклу

Параметр	Ітерація			
	1	2	3	4
1	2	3	4	5
$\dot{J}_1, \text{кА}$	0.235-j0.167	0.234-j0.165	0.234-j0.165	0.234-j0.165
$\dot{J}_2, \text{кА}$	0.251-j0.161	0.251-j0.161	0.251-j0.161	0.251-j0.161
$\dot{J}_3, \text{кА}$	0.145-j0.086	0.145-j0.087	0.145-j0.087	0.145-j0.087
$\dot{J}_4, \text{кА}$	0.092-j0.056	0.092-j0.057	0.092-j0.057	0.092-j0.057
$\dot{J}_5, \text{кА}$	0.044-j0.022	0.044-j0.021	0.043-j0.021	0.043-j0.021
$\dot{U}_1, \text{кВ}$	117.502-j2.878	117.56-j2.878	117.563-j2.876	117.563-j2.876

					ДП5119.6.050701.001.ПЗ	Арк.
						56
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Продовження таблиці 4.11

\dot{U}_2 , кВ	117.975-j2.63	117.971-j2.629	117.971-j2.629	117.971-j2.629
\dot{U}_3 , кВ	118.274-j2.512	118.247-j2.513	118.246-j2.513	118.246-j2.513
\dot{U}_4 , кВ	117.254-j3.07	117.219-j3.07	117.219-j3.07	117.219-j3.07
\dot{U}_5 , кВ	116.586-j3.204	116.676-j3.212	116.68-j3.21	116.681-j3.21
\dot{S}_0 , МВА	92.844-j57.674	92.76-j57.441	92.744-j57.428	92.743-j57.427
ΔS_0 , МВА	-	0.247	0.021	0.001

Знаходимо нев'язки ЕРС для кожної хорди:

$$\dot{E}_{4-5}^{(2)} = \dot{U}_4^{(2-4)} - \dot{U}_5^{(2-4)} - \dot{I}_{4-5}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{4-5} = (117,22 - j3,07) - (116,68 - j3,21) - (0,041 - j0,029) \cdot (9,28 + j9,74) = -0,131 + j0,007 \text{ кВ};$$

$$|\dot{E}_{4-5}^{(2)}| = 0,131 \text{ кВ};$$

$$\dot{E}_{2-3}^{(2)} = \dot{U}_2^{(2-4)} - \dot{U}_3^{(2-4)} - \dot{I}_{2-3}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{2-3} = (117,97 - j2,63) - (118,25 - j2,51) - (-0,011 + j0,005) \cdot (18,99 + j19,92) = 0,024 + j0,002 \text{ кВ};$$

$$|\dot{E}_{2-3}^{(2)}| = 0,024 \text{ кВ};$$

$$\dot{E}_{1-2}^{(2)} = \dot{U}_1^{(2-4)} - \dot{U}_2^{(2-4)} - \dot{I}_{1-2}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{1-2} = (117,56 - j2,88) - (117,97 - j2,63) - (0,018 + j0,006) \cdot (18,99 + j19,92) = 0,06 + j0,001 \text{ кВ};$$

$$|\dot{E}_{1-2}^{(1)}| = 0,064 \text{ кВ}.$$

Найбільше значення нев'язки ЕРС перевищує прийняту інженерну точність:

$$\max \left\{ |\dot{E}_{4-5}^{(2)}|; |\dot{E}_{2-3}^{(2)}|; |\dot{E}_{1-2}^{(2)}| \right\} = 0,131 \text{ кВ} > 0,01 \text{ кВ}.$$

Складаємо систему контурних рівнянь:

$$\begin{cases} (35,71 + j59,01) \cdot \dot{\Delta I}_{4-5} - (3,78 + j12,88) \cdot \dot{\Delta I}_{2-3} - (3,78 + j12,88) \cdot \dot{\Delta I}_{1-2} = -0,131 + j0,007; \\ -(3,78 + j12,88) \cdot \dot{\Delta I}_{4-5} + (26,54 + j45,68) \cdot \dot{\Delta I}_{2-3} - (3,78 + j12,88) \cdot \dot{\Delta I}_{1-2} = 0,024 + j0,002; \\ -(3,78 + j12,88) \cdot \dot{\Delta I}_{4-5} - (3,78 + j12,88) \cdot \dot{\Delta I}_{2-3} + (26,54 + j45,68) \cdot \dot{\Delta I}_{1-2} = 0,06 + j0,001. \end{cases}$$

					ДП5119.6.050701.001.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		57

Розв'язок даної системи дасть такі величини поправок до струмів хорд:

$$\Delta \dot{I}_{4-5}^{(2)} = -7,504 \cdot 10^{-4} + j1,522 \cdot 10^{-3} \text{ кА};$$

$$\Delta \dot{I}_{2-3}^{(2)} = 1,342 \cdot 10^{-4} - j2,018 \cdot 10^{-4} \text{ кА};$$

$$\Delta \dot{I}_{1-2}^{(1)} = 3,927 \cdot 10^{-4} - j7,442 \cdot 10^{-4} \text{ кА}.$$

Знаходимо нові значення струмів хорд:

$$\begin{aligned} \dot{I}_{4-5}^{(2)} &= \dot{I}_{4-5}^{(1)} + \Delta \dot{I}_{4-5}^{(2)} = (0,041 - j0,029) + (-7,504 \cdot 10^{-4} + j1,522 \cdot 10^{-3}) = \\ &= 0,041 - j0,028 \text{ кА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{2-3}^{(2)} &= \dot{I}_{2-3}^{(1)} + \Delta \dot{I}_{2-3}^{(2)} = (-0,011 + j0,005) + (1,342 \cdot 10^{-4} - j2,018 \cdot 10^{-4}) = \\ &= -0,01 + j0,005 \text{ кА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{1-2}^{(2)} &= \dot{I}_{1-2}^{(1)} + \Delta \dot{I}_{1-2}^{(2)} = (-0,018 + j0,006) + (3,927 \cdot 10^{-4} - j7,442 \cdot 10^{-4}) = \\ &= -0,018 + j0,005 \text{ кА}. \end{aligned}$$

Згідно нових значень струмів хорд виконуємо наступні ітерації зовнішнього циклу. Результати розрахунків зовнішнього циклу наведені в табл. 4.12.

Таблиця 4.12 - Результат розрахунку зовнішнього циклу

Параметр	Ітерація		
	1	2	3
1	2	3	4
\dot{I}_{4-5} , кА	0	0.041-j0.029	0.041-0.028i
\dot{I}_{2-3} , кА	0	-0.011+j0.005	-0.01+0.005i
\dot{I}_{1-2} , кА	0	-0.018+j0.006	-0.018+0.005i
\dot{U}_1 , кВ	116.822-j3.515	117.563-j2.876	117.527-j2.883
\dot{U}_2 , кВ	118.02-j2.535	117.971-j2.629	117.979-j2.627
\dot{U}_3 , кВ	118.909-j1.97	118.246-j2.513	118.273-j2.508

Продовження таблиці 4.12

1	2	3	4
\dot{U}_4 , кВ	118.384-j2.297	117.219-j3.07	117.263-j3.066
\dot{U}_5 , кВ	114.932-j4.034	116.681-j3.21	116.612-j3.208
\dot{E}_{4-5} , кВ	3.452+j1.737	-0.131+0.007i	0.004+0.002i
\dot{E}_{2-3} , кВ	-0.888-j0.565	0.024+0.002i	-0.0005-0.0003i
\dot{E}_{1-2} , кВ	-1.199-j0.98	0.064+0.001i	-0.002-0.001i

Після завершення третьої ітерації зовнішнього циклу значення нев'язки ЕРС не перевищує прийняту інженерну точність:

$$\max \left\{ \left| \dot{E}_{4-5}^{(3)} \right|; \left| \dot{E}_{2-3}^{(3)} \right|; \left| \dot{E}_{1-2}^{(3)} \right| \right\} = 0,004 \text{ кВ} < 0,01 \text{ кВ}.$$

Отже, розімкнена схема еквівалентна вихідній замкненій електричній мережі.

Режимні параметри при максимальних навантаженнях наведені в табл. 4.13.

Таблиця 4.13 – Режимні параметри при максимальних навантаженнях

Параметр	Значення
1	2
\dot{I}_{0-1} , кА	0.279-j0.188
\dot{I}_{0-2} , кА	0.251-j0.161
\dot{I}_{0-3} , кА	0.236-j0.142
\dot{I}_{1-2} , кА	-0.018+j0.005
\dot{I}_{1-5} , кА	0.044-j0.022
\dot{I}_{2-3} , кА	-0.01+j0.005
\dot{I}_{3-4} , кА	0.092-j0.055

Продовження таблиці 4.13

1	2
$\dot{I}_{4-5}, \text{кА}$	0.041-j0.028
$\dot{U}_1, \text{кВ}$	117.527-j2.883
$\dot{U}_2, \text{кВ}$	117.979-j2.627
$\dot{U}_3, \text{кВ}$	118.273-j2.508
$\dot{U}_4, \text{кВ}$	117.263-j3.066
$\dot{U}_5, \text{кВ}$	116.612-j3.208
$\dot{S}_0, \text{МВА}$	92.75-j57.433

Знайдемо потокорозподіл потужності в вихідній замкненій схемі. Для прикладу розглянемо ділянку 0-2:

$$\dot{S}_{0-2}^{\Pi} = \dot{I}_{0-2} \cdot U_0 = (0,251 - j0,161) \cdot 121 = 30,39 - j19,468 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-2}^{\text{к}} = \dot{I}_{0-2} \cdot \bar{U}_2 = (0,251 - j0,161) \cdot (117,979 + j2,627) = 30,054 - j18,322 \text{ МВА}.$$

Потокорозподіл потужності по інших ділянках РЕМ знаходиться аналогічно, Результати розрахунку зведені до табл. 4.14.

Таблиця 4.14 – Потокорозподіл потужності

ПЛ	$\dot{S}_i^{\Pi}, \text{МВА}$	$\dot{S}_i^{\text{к}}, \text{МВА}$
1	2	3
0-1	33.747-j22.729	33.32-j21.273
0-2	30.39-j19.468	30.054-j18.322
0-3	28.612-j17.234	28.325-j16.253
2-1	2.134-j0.596	2.127-j0.589
1-5	5.267-j2.504	5.233-j2.469
3-2	1.251-j0.53	1.248-j0.528

Продовження таблиці 4.14

1	2	3
3-4	10.97-16.324	10.908-j6.217
4-5	4.858-j3.113	4.835-j3.089

Визначимо втрати потужності в мережі:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\Sigma} &= U_0 \cdot (\dot{I}_{0-1} + \dot{I}_{0-2} + \dot{I}_{0-3}) + Y_0 \cdot U_0^2 - (\dot{S}_1 + \dot{S}_2 + \dot{S}_3 + \dot{S}_4 + \dot{S}_5) = \\ &= 121 \cdot ((0,279 - j0,188) + (0,251 - j0,161) + (0,236 - j0,142)) + 121^2 \cdot j136,5 \cdot 10^{-6} - \\ &- ((30 - j18,27) + (29 - j17,55) + (16 - j9,7) + (6 - j3,4) + (10 - j5,67)) = 1,75 - j2,84 \text{ МВА.}\end{aligned}$$

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень зображено на рис. 4.6.

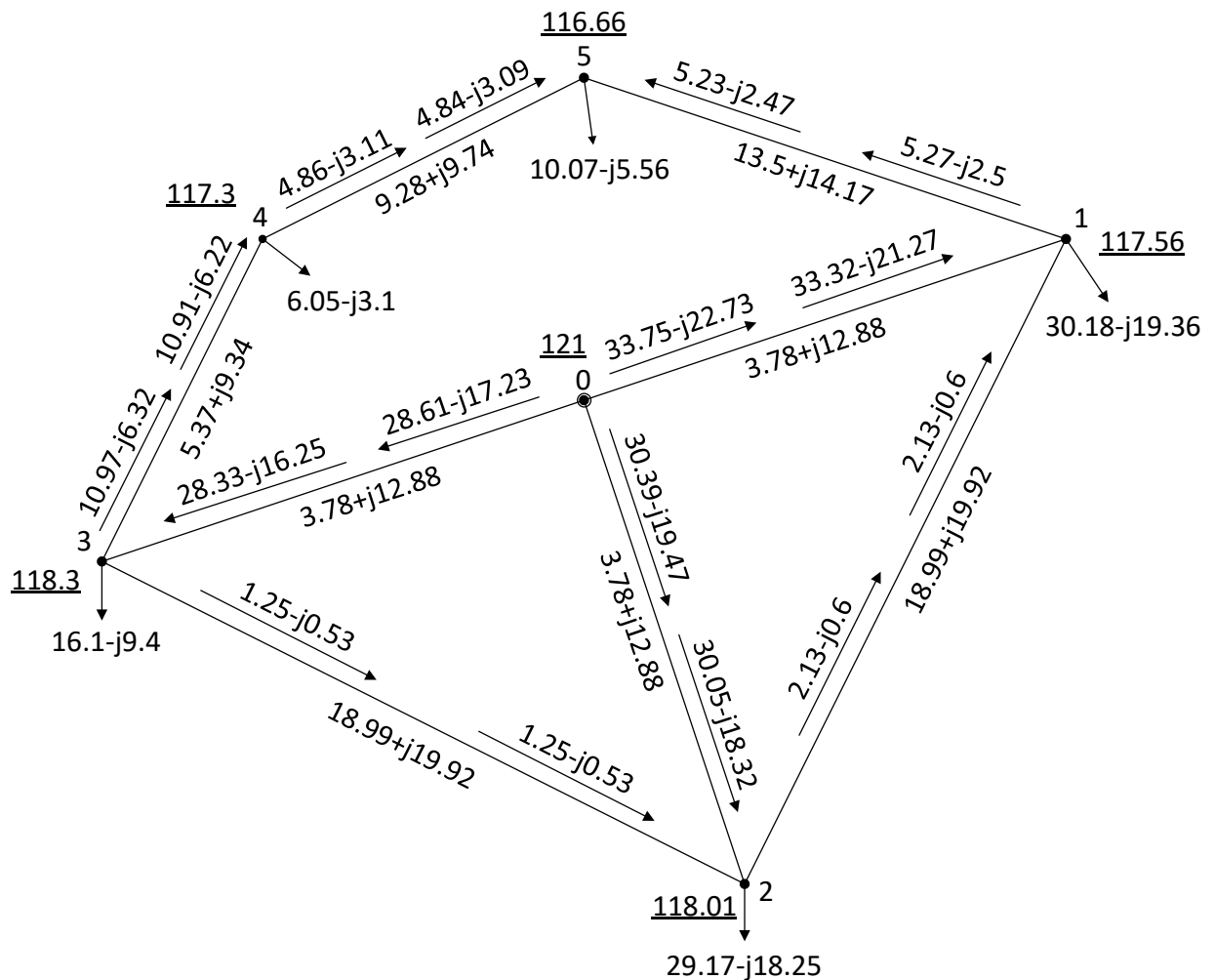


Рис. 4.6 – Режим максимальних навантажень

Виконаємо перевірку перерізів проводів на допустиме нагрівання в режимі максимальних навантажень. Результати перевірки зведено до табл. 4.15.

Таблиця 4.15 – Перевірка проводів за тривало-допустимим струмом в режимі максимальних навантажень

ПЛ	Переріз, мм ²	$I_{\text{доп}}, \text{ А}$	$I_i, \text{ А}$
0-1	240	610	194.14
0-2	240	610	172.21
0-3	240	610	159.38
1-2	70	265	10.84
1-5	70	265	28.64
2-3	70	265	6.63
3-4	120	390	61.8
4-5	70	265	28.4

Аналіз даних табл. 4.15 показує, що на жодній ділянці РЕМ допустимі струми не перевищено.

Вибір регулювальних відгалужень ПБЗ та РПН.

Виконаємо вибір відгалужень ПБЗ та РПН в режимі максимальних навантажень.

Розглянемо ПС №2. На даній ПС встановлений блок із двох трансформаторів типу ТДТН-25000/110. Знаходимо значення втрат напруги в обмотках:

$$\begin{aligned}
 \Delta U_{\text{тв2}} &= \frac{(P_{\text{в2}} + \Delta P_{\text{тз2}} + g_{\text{т2}} \cdot U_2^2) \cdot r_{\text{т2}}}{U_2} - \frac{(Q_{\text{в2}} + \Delta Q_{\text{тз2}} + b_{\text{т2}} \cdot U_2^2) \cdot x_{\text{т2}}}{U_2} = \\
 &= \frac{(29 + 103,26 \cdot 10^{-3} + 4,69 \cdot 10^{-6} \cdot 118,01^2) \cdot 0,74}{118,01} - \\
 &\quad - \frac{(-17,55 - 2584 \cdot 10^{-3} - 26,47 \cdot 10^{-6} \cdot 118,01^2) \cdot 28,43}{118,01} = 5,12 \text{ кВ};
 \end{aligned}$$

					ДП5119.6.050701.001.ПЗ	Арк.
						62
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$\Delta U_{\text{TC2}} = \frac{P_{\text{CH2}} \cdot r_{\text{T2}} - Q_{\text{CH2}} \cdot x_{\text{T2}}}{U_2 - \Delta U_{\text{TB2}}} = \frac{21 \cdot 0,74 + 13,02 \cdot 0}{118,01 - 5,12} = 0,14 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\text{TH2}} = \frac{P_{\text{HH2}} \cdot r_{\text{T2}} - Q_{\text{HH2}} \cdot x_{\text{T2}}}{U_2 - \Delta U_{\text{TB}}} = \frac{8 \cdot 0,74 + 4,53 \cdot 17,85}{118,07 - 5,12} = 0,77 \text{ кВ}.$$

Тоді значення величин $U_{\text{ПС}}$ та $U_{\text{ПН}}$ складуть:

$$U_{\text{ПС2}} = U_2 - \Delta U_{\text{TB}} - \Delta U_{\text{TC}} = 118,01 - 5,12 - 0,14 = 112,75 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{ПН2}} = U_2 - \Delta U_{\text{TB}} - \Delta U_{\text{TH}} = 118,01 - 5,12 - 0,77 = 112,12 \text{ кВ}.$$

В режимі максимальних навантажень бажана відносна кількість витків РПН трансформаторів на ПС №2 складе:

$$\omega_{\text{ВЖ2}} = \frac{U_{\text{ПН2}} \cdot U_{\text{TH2}}}{U_{\text{TB2}} \cdot U_{\text{НДЖ2}}} - 1 = \frac{112,12 \cdot 11}{115 \cdot 10,5} - 1 = 0,021.$$

Розрахуємо ступінь регулювання РПН трансформаторів на ПС №2:

$$N_{\text{В2}} = \frac{\omega_{\text{ВЖ2}}}{\omega_{\text{В0}}} = \frac{0,021}{0,0178} = 1,2.$$

Приймаємо стандартну ступінь регулювання:

$$N_{\text{В2}}^{\text{СТ}} = 1.$$

Розраховуємо стандартну відносну кількість витків РПН:

$$\omega_{\text{В2}}^{\text{СТ}} = N_{\text{В2}}^{\text{СТ}} \cdot \omega_{\text{В0}} = 1 \cdot 0,0178 = 0,0178.$$

Тоді реальний рівень напруги на шинах НН ПС №2 буде мати наступне значення:

$$U_{\text{НД2}} = \frac{U_{\text{ПН2}} \cdot U_{\text{TH2}}}{U_{\text{TB2}} \cdot (1 + \omega_{\text{В2}}^{\text{СТ}})} = \frac{112,12 \cdot 11}{115 \cdot (1 + 0,0178)} = 10,54 \text{ кВ}.$$

					ДП5119.6.050701.001.ПЗ	Арк.
						63
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

В режимі максимальних навантажень бажана відносна кількість витків ПБЗ трансформаторів на ПС №2 складе:

$$\omega_{сж2} = \frac{U_{сж2} \cdot U_{ТВ2} \cdot (1 + \omega_{В2}^{СТ})}{U_{ПС2} \cdot U_{ТС} 2} - 1 = \frac{38,5 \cdot 115 \cdot (1 + 0,0178)}{112,75 \cdot 38,5} - 1 = 0,038.$$

Розрахуємо ступінь регулювання ПБЗ трансформаторів на ПС №2:

$$N_{с2} = \frac{\omega_{сж2}}{\omega_{с0}} = \frac{0,038}{0,025} = 1,53.$$

Приймаємо стандартну ступінь регулювання:

$$N_{с2}^{СТ} = 2.$$

Розраховуємо стандартну відносну кількість витків ПБЗ:

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

Тоді реальний рівень напруги на шинах СН ПС №2 буде мати наступне значення:

$$U_{сд2} = \frac{U_{ПС2} \cdot U_{ТС2} \cdot (1 + \omega_{с2}^{СТ})}{U_{ТВ2} \cdot (1 + \omega_{В2}^{СТ})} = \frac{112,75 \cdot 38,5 \cdot (1 + 0,05)}{115 \cdot (1 + 0,0178)} = 38,94 \text{ кВ}.$$

Так само виконують вибір відгалужень ПБЗ та РПН для всіх підстанцій проектованої РЕМ. Результати зведені до табл. 4.16.

Таблиця 4.16 – Положення ПБЗ і РПН при максимальних навантаженнях

Пункт	$U_{ВН}$, кВ	$U_{ПС}$, кВ	$U_{ПН}$, кВ	$N_{В}^{СТ}$	$U_{НД}$, кВ	$N_{с}^{СТ}$	$U_{сд}$, кВ
1	2	3	4	5	6	7	8
1	117.56	112.05	111.63	1	10.49	2	38.7
2	118.01	112.75	112.12	1	10.54	2	38.94
3	118.3	113.76	113.34	2	10.47	2	38.61

					ДП5119.6.050701.001.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		64

Продовження таблиці 4.16

1	2	3	4	5	6	7	8
4	117.3	-	113.26	2	10.43	-	-
5	116.66	-	112.44	1	10.57	-	-

4.7 Режим мінімальних навантажень

Перерахуємо навантаження в пунктах мережі, застосувавши, коефіцієнт зменшення навантаження: $a = 70 \%$.

На шинах СН та НН ПС №2 активне навантаження в режимі мінімальних навантажень складе:

$$P_{\text{CH2}}^{\min} = 0,7 \cdot P_{\text{CH2}} = 0,7 \cdot 21 = 14,7 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{HH2}}^{\min} = 0,7 \cdot P_{\text{HH2}} = 0,7 \cdot 8 = 5,6 \text{ МВт}.$$

Знаходимо значення реактивного навантаження на шинах ПС №2 в режимі мінімальних навантажень:

$$Q_{\text{CH2}}^{\min} = -P_{\text{CH2}}^{\min} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{CH}} = 14,7 \cdot \operatorname{tg}(31,79^\circ) = -9,11 \text{ МВАр};$$

$$Q_{\text{HH2}}^{\min} = -P_{\text{HH2}}^{\min} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{CH}} = 5,6 \cdot \operatorname{tg}(29,54^\circ) = -3,17 \text{ МВАр}.$$

Для інших ПС 110 кВ проектованої мережі розрахунки аналогічні. Результати зведені до табл. 4.17.

Таблиця 4.17 – Навантаження в режимі мінімальних навантажень

ПС	P_{CH}^{\min} , МВт	P_{HH}^{\min} , МВт	Q_{CH}^{\min} , МВАр	Q_{HH}^{\min} , МВАр	S_i^{\min} , МВА
1	2	3	4	5	6
1	16.8	4.2	-10.41	-2.38	21-j12.79
2	14.7	5.6	-9.11	-3.17	20.3-j12.28
3	8.4	2.8	-5.21	-1.59	11.2-j6.79

					ДП5119.6.050701.001.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		65

Продовження таблиці 4.17

4	-	4.2	-	2.38	4.2-j2.38
5	-	7	-	3.97	7-j3.967

Виконаємо перевірку необхідності відключення одного з трансформаторів на понижуючих підстанціях в режимі мінімальних навантажень.

Розглянемо ПС №2. Знайдемо суму квадратів модулів потужності обмоток НН, СН та ВН:

$$\Sigma(|S_2|^2) = \left(|S_{ВН2}^{\min}|\right)^2 + \left(|S_{СН2}^{\min}|\right)^2 + \left(|S_{НН2}^{\min}|\right)^2 = 23,73^2 + 17,29^2 + 6,44^2 = 903,4 \text{ МВА.}$$

Для ПС №2 критична потужність трансформатора складе:

$$S_{кр2} = \frac{4 \cdot \Delta P_{хх2} \cdot S_{Н2}^2}{\Delta P_{кз2}} = \frac{4 \cdot 31 \cdot 10^{-3} \cdot (25)^2}{140 \cdot 10^{-3}} = 553,57 \text{ МВА.}$$

Оскільки $903,4 \text{ МВА} > 553,57 \text{ МВА}$ на ПС №2 в режимі мінімальних навантажень мають бути включені два трансформатори.

Аналогічно виконаємо перевірку для інших ПС 110 кВ. Результати перевірки зведені до табл. 4.18.

Таблиця 4.18 – Перевірка необхідності відключення одного трансформатора

ПС	$\Sigma(S ^2), \text{МВА}$	$S_{кр}, \text{МВА}$	Кількість включених т-рів
1	1018.58	553.57	2
2	903.5	553.57	2
3	279.6	235.52	2
4	4.83	4.56	2
5	8.05	6.83	2

Як бачимо з даних табл. 4.18 в режимі мінімальних навантажень на кожній ПС повинні бути включеними два трансформатори.

Згідно нових значень навантажень в пунктах мережі визначимо приведенні навантаження. Результати розрахунку приведенні в табл. 4.19.

Таблиця 4.19 – Приведенні навантаження в режимі мінімальних навантажень

№ пункту	$\dot{S}_{\text{зад}}^{\min}$, МВА	ΔP_{tz} , кВт	ΔQ_{tz} , кВар	$\dot{S}_{\text{пр}}^{\min}$, МВА
1	21-j12.79	57.04	-1331.43	21.06-j14.12
2	20.3-j12.28	50.6	-1266.35	20.35-j13.55
3	11.2-j6.79	27.31	-596.63	11.24-j7.39
4	4.2-j2.38	12.92	-194.21	4.21-j2.57
5	7-j3.97	19.42	339.87	7.02-j4.31

Аналогічно до режиму максимальних навантажень виконуємо розрахунок режимних параметрів за допомогою методу розрізання контурів. Результати розрахунків при виконанні ітерацій зовнішнього циклу приведенні в табл. 4.20.

Таблиця 4.20 – Розрахунок режиму мінімальних навантажень

Параметр	Ітерація		
	1	2	3
1	2	3	4
\dot{I}_{4-5} , кА	0	0.03-j0.02	0.03-j0.019
\dot{I}_{2-3} , кА	0	-0.008+j0.003	-0.008+j0.003
\dot{I}_{1-2} , кА	0	-0.013+j0.004	-0.013+j0.003
\dot{J}_1 , кА	0.186-j0.117	0.172-j0.112	0.172-j0.112
\dot{J}_2 , кА	0.179-j0.108	0.184-j0.108	0.184-j0.108
\dot{J}_3 , кА	0.099-j0.054	0.106-j0.058	0.106-j0.058
\dot{J}_4 , кА	0.037-j0.018	0.068-j0.038	0.067-j0.037

Продовження таблиці 4.20

1	2	3	4
$\dot{J}_5, \text{кА}$	0.063-j0.034	0.032-j0.014	0.032-j0.014
$\dot{I}_{0-2}, \text{кА}$	0.179-j0.108	0.184-j0.108	0.184-j0.108
$\dot{I}_{1-5}, \text{кА}$	0.063-j0.034	0.032-j0.014	0.032-j0.014
$\dot{I}_{0-1}, \text{кА}$	0.248-j0.151	0.204-j0.125	0.205-j0.127
$\dot{I}_{3-4}, \text{кА}$	0.037-j0.018	0.068-j0.038	0.067-j0.037
$\dot{I}_{0-3}, \text{кА}$	0.136-j0.072	0.174-j0.096	0.174-j0.095
$\dot{U}_1, \text{кВ}$	112.116-j2.627	112.615-j2.155	112.597-j2.159
$\dot{U}_2, \text{кВ}$	112.937-j1.898	112.909-j1.966	112.913-j1.965
$\dot{U}_3, \text{кВ}$	113.565-j1.477	113.109-j1.879	113.124-j1.877
$\dot{U}_4, \text{кВ}$	113.201-j1.73	112.395-j2.308	112.419-j2.306
$\dot{U}_5, \text{кВ}$	110.787-j3.055	111.993-j2.425	111.956-j2.423
$\dot{S}_0, \text{МВА}$	64.729-j38.005	64.681-j37.881	64.683-j37.883
$\dot{E}_{4-5}, \text{кВ}$	2.414+j1.325	-0.071+0.004i	0.001+0.001i
$\dot{E}_{2-3}, \text{кВ}$	-0.629-j0.42	0.013+0.001i	-0.0002-0.0001i
$\dot{E}_{1-2}, \text{кВ}$	-0.821-j0.729	0.034+0.0003i	-0.0008-0.0005i

Після завершення третьої ітерації зовнішнього циклу значення нев'язки ЕРС не перевищує прийняту інженерну точність:

$$\max \left\{ \left| \dot{E}_{4-5}^{(3)} \right|; \left| \dot{E}_{2-3}^{(3)} \right|; \left| \dot{E}_{1-2}^{(3)} \right| \right\} = 0,002 \text{ кВ} < 0,01 \text{ кВ}.$$

Знаходимо потокорозподіл потужності по ділянкам РЕМ. Результати розрахунку зведені до табл. 4.21.

Результат розрахунку режиму мінімальних навантажень зображено на рис. 4.7.

					ДП5119.6.050701.001.ПЗ	Арк.
						68
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Таблиця 4.21 – Потокорозподіл потужності

ПЛ	\dot{S}_i^{Π} , МВА	\dot{S}_i^{κ} , МВА
0-1	23.54-j14.556	23.322-j13.81
0-2	21.189-j12.423	21.017-j11.835
0-3	19.953-j10.904	19.805-j10.401
2-1	1.472-j0.365	1.468-j0.362
1-5	3.674-j1.548	3.657-j1.53
3-2	0.866-j0.361	0.865-j0.36
3-4	7.667-j4.043	7.636-j3.989
4-5	3.401-j2.05	3.389-j2.038

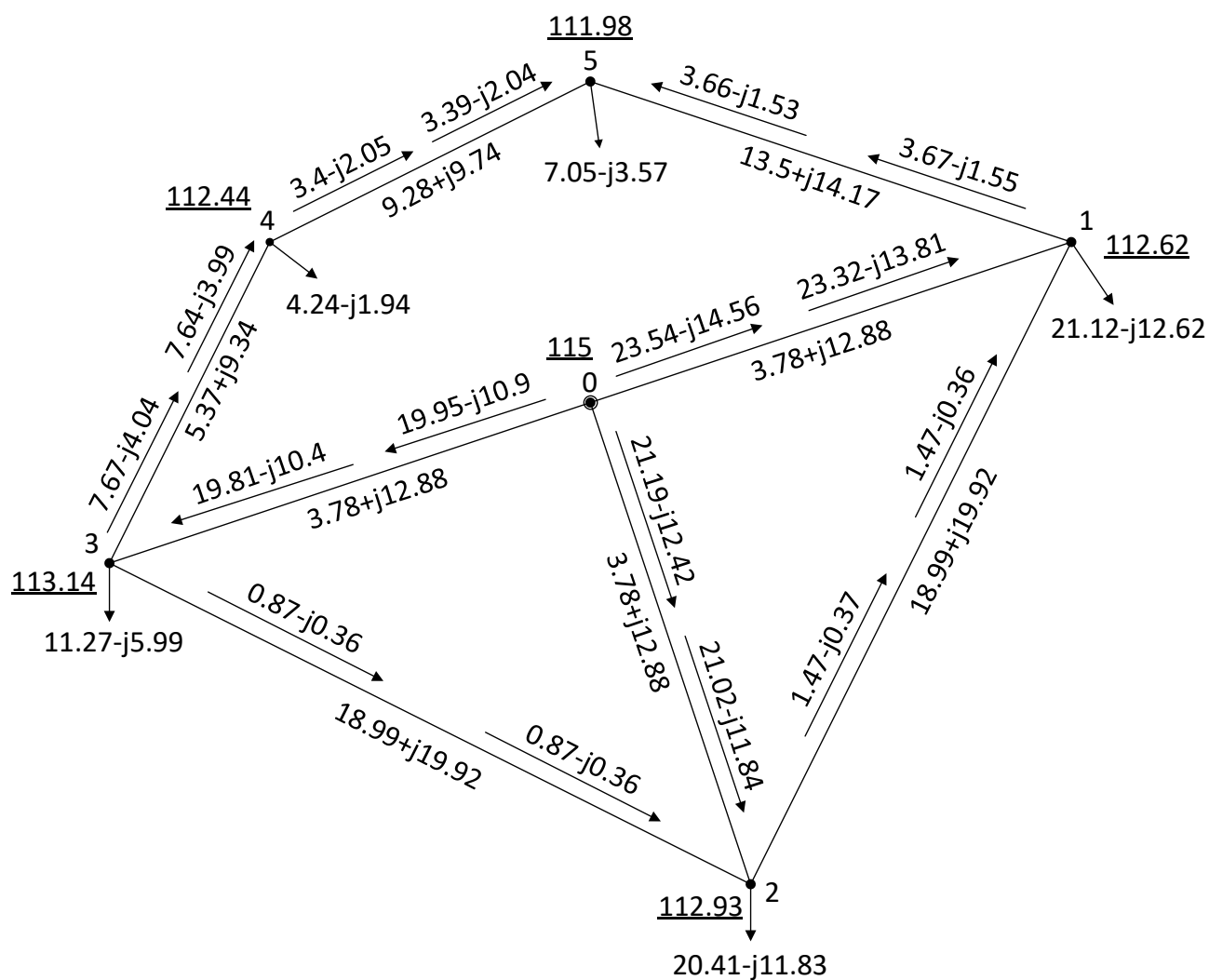


Рис. 4.7 – Режим мінімальних навантажень

Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата

ДП5119.6.050701.001.ПЗ

Арк.

69

Визначимо втрати потужності в мережі при мінімальних навантаженнях:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\Sigma} &= U_0 \cdot (\dot{I}_{0-1} + \dot{I}_{0-2} + \dot{I}_{0-3}) + Y_0 \cdot U_0^2 - (\dot{S}_1 + \dot{S}_2 + \dot{S}_3 + \dot{S}_4 + \dot{S}_5) = \\ &= 115 \cdot ((0,205 - j0,127) + (0,184 - j0,108) + (0,174 - j0,095)) + 115^2 \cdot j136,5 \cdot 10^{-6} - \\ &- ((21 - j12,79) + (20,3 - j12,28) + (11,2 - j6,79) + (4,2 - j2,38) + (7 - j3,97)) = \\ &= 0,98 + j2,14 \text{ МВА.}\end{aligned}$$

Вибір регулювальних відгалужень ПБЗ та РПН.

Вибір регулювальних відгалужень ПБЗ та РПН аналогічний до режиму максимальних навантажень. Результати вибору зведені до табл. 4.22.

Таблиця 4.22 – Положення ПБЗ і РПН при мінімальних навантаженнях

Пункт	$U_{\text{вн}}, \text{кВ}$	$U_{\text{пс}}, \text{кВ}$	$U_{\text{пн}}, \text{кВ}$	$N_{\text{в}}^{\text{ст}}$	$U_{\text{нд}}, \text{кВ}$	$N_{\text{с}}^{\text{ст}}$	$U_{\text{сд}}, \text{кВ}$
1	112.62	108.71	108.41	-1	10.56	2	38.91
2	112.93	109.2	108.74	-1	10.59	1	38.15
3	113.14	109.89	109.58	0	10.48	2	38.63
4	112.44	-	109.55	0	10.48	-	-
5	111.98	-	108.98	0	10.42	-	-

4.8 Післяаварійний режим

Розглянемо режим роботи мережі після аварійного відключення найбільш завантаженої ділянки 0-1.

Визначимо еквівалентну провідність БП та п.1:

$$\begin{aligned}Y_1 &= 0,5 \cdot (Y_{1-2} + Y_{1-5}) + Y_{1-1} = 0,5 \cdot (j115,9 + j82,42) \cdot 10^{-6} + (4,69 - j26,47) \cdot 10^{-6} = \\ &= (4,69 + j72,69) \cdot 10^{-6} \text{ См;}\end{aligned}$$

$$Y_0 = 0,5 \cdot (Y_{0-2} + Y_{0-3}) = 0,5 \cdot (j91 + j91) \cdot 10^{-6} = j91 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Інші параметри схеми заміщення залишаються без змін.

					ДП5119.6.050701.001.ПЗ	Арк.
						70
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Аналогічно до режиму максимальних навантажень виконуємо розрахунок режимних параметрів за допомогою методу розрізання контурів. Результати розрахунків при виконанні ітерацій зовнішнього циклу приведені в табл. 4.23.

Таблиця 4.23 – Розрахунок післяаварійного режиму

Параметр	Ітерація				
	1	2	3	4	5
\dot{I}_{4-5} , кА	0	0.186-j0.159	0.165-j0.126	0.169-j0.13	0.168-j0.13
\dot{I}_{2-3} , кА	0	-0.032+j0.015	-0.028+j0.01	-0.029+j0.011	-j0.029+0.011
\dot{J}_1 , кА	0.306-j0.252	0.277-j0.209	0.283-j0.214	0.282-j0.213	0.282-j0.213
\dot{J}_2 , кА	0.264-j0.193	0.226-j0.163	0.231-j0.17	0.23-j0.169	0.23-j0.169
\dot{J}_3 , кА	0.141-j0.087	0.175-j0.108	0.171-j0.103	0.172-j0.103	0.172-j0.103
\dot{J}_4 , кА	0.053-j0.029	0.241-j0.192	0.22-j0.159	0.223-j0.163	0.223-j0.162
\dot{J}_5 , кА	0.105-j0.077	-0.095+j0.101	-0.072+j0.066	-0.076+j0.071	-0.075+j0.07
\dot{I}_{1-5} , кА	0.105-j0.077	-0.095+j0.101	-0.072+j0.066	-0.076+j0.071	-0.075+j0.07
\dot{I}_{2-1} , кА	0.411-j0.329	0.182-j0.108	0.211-j0.148	0.206-j0.143	0.207-j0.143
\dot{I}_{0-2} , кА	0.675-j0.522	0.408-j0.271	0.442-j0.318	0.437-j0.312	0.437-j0.313
\dot{I}_{3-4} , кА	0.053-j0.029	0.241-j0.192	0.22-j0.159	0.223-j0.163	0.223-j0.162
\dot{I}_{0-3} , кА	0.194-j0.116	0.417-j0.3	0.391-j0.262	0.395-j0.266	0.395-j0.266
\dot{U}_1 , кВ	91.354-j8.668	104.357-j5.812	102.294-j5.896	102.577-j5.845	102.537-j5.849
\dot{U}_2 , кВ	105.727-j6.722	109.966-j4.236	109.241-j4.496	109.336-j4.447	109.323-j4.452
\dot{U}_3 , кВ	112.765-j2.065	109.557-j4.232	110.155-j4.042	110.078-j4.084	110.09-j4.08
\dot{U}_4 , кВ	112.205-j2.405	106.467-j5.455	107.49-j5.239	107.357-j5.296	107.377-j5.291
\dot{U}_5 , кВ	88.839-j9.118	107.076-j5.824	104.203-j5.779	104.599-j5.725	104.543-j5.727
\dot{S}_0 , МВА	99.983-j72.233	94.876-j64.527	95.762-j65.408	95.654-j65.268	95.669-j65.284
\dot{E}_{4-5} , кВ	23.366+j6.713	-3.886+j0.032	0.525+j0.108	-0.076-j0.005	0.01+j0.002
\dot{E}_{2-3} , кВ	-7.039-j4.657	1.316+j0.346	-0.173-j0.085	0.026+j0.009	-0.003-j0.001

Після завершення п'ятої ітерації зовнішнього циклу значення нев'язки ЕРС не перевищує прийняту інженерну точність:

$$\max \left\{ \left| \dot{E}_{4-5}^{(5)} \right|; \left| \dot{E}_{2-3}^{(5)} \right| \right\} = 0,0097 \text{ кВ} < 0,01 \text{ кВ}.$$

Знаходимо потокорозподіл потужності по ділянкам РЕМ. Результати розрахунку зведені до табл. 4.24.

Таблиця 4.24 – Потокорозподіл потужності

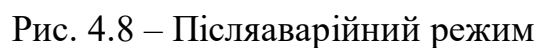
ПЛ	$\dot{S}_i^{\text{п}}, \text{ МВА}$	$\dot{S}_i^{\text{к}}, \text{ МВА}$
0-2	50.29-j35.948	49.199-j32.226
0-3	45.379-j30.54	44.524-j27.626
2-1	23.248-j14.76	22.045-j13.498
5-1	8.263-j6.876	8.121-j6.726
3-2	3.228-j1.071	3.209-j1.052
3-4	25.2-j16.956	24.792-j16.246
4-5	18.753-j13.038	18.333-j12.597

Визначимо втрати потужності в післяаварійному режимі:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\Sigma} &= U_0 \cdot (\dot{I}_{0-2} + \dot{I}_{0-3}) + Y_0 \cdot U_0^2 - (\dot{S}_1 + \dot{S}_2 + \dot{S}_3 + \dot{S}_4 + \dot{S}_5) = \\ &= 115 \cdot ((0,437 - j0,313) + (0,395 - j0,266)) + 115^2 \cdot j91 \cdot 10^{-6} - \\ &- ((30 - j18,27) + (29 - j17,55) + (16 - j9,7) + (6 - j3,4) + (10 - j5,67)) = \\ &= 4,67 - j10,69 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Результати розрахунку післяаварійного режиму роботи мережі зображено на рис. 4.8.

Виконаємо перевірку перерізів проводів на допустиме нагрівання в післяаварійному режимі. Результати перевірки зведено до табл. 4.25.



ПЛ	Переріз, мм ²	$I_{\text{доп}}, \text{ A}$	$I_i, \text{ A}$
0-2	240	610	310.35
0-3	240	610	274.61
1-2	70	265	145.31
1-5	70	265	59.28
2-3	70	265	17.82
3-4	120	390	159.18
4-5	70	265	122.66

Аналіз даних табл. 4.25 показує, що на жодній ділянці РЕМ допустимі струми не перевищено.

Вибір регулювальних відгалужень ПБЗ та РПН.

Вибір регулювальних відгалужень ПБЗ та РПН аналогічний до режиму максимальних навантажень. Результати вибору зведені до табл. 4.26.

Таблиця 4.26 – Положення ПБЗ і РПН в післяаварійному режимі

Пункт	$U_{\text{вн}}, \text{кВ}$	$U_{\text{пс}}, \text{кВ}$	$U_{\text{пн}}, \text{кВ}$	$N_{\text{в}}^{\text{ст}}$	$U_{\text{нд}}, \text{кВ}$	$N_{\text{с}}^{\text{ст}}$	$U_{\text{сд}}, \text{кВ}$
1	102.7	96.41	95.92	-7	10.48	2	38.72
2	109.41	103.75	103.07	-3	10.42	2	38.53
3	110.17	105.31	104.85	-3	10.59	1	38.18
4	107.51	-	103.11	-3	10.42	-	-
5	104.7	-	100.02	-5	10.5	-	-

Висновки до розділу

В даному розділі виконано проектування розподільчої електричної мережі номінальною напругою 110 кВ. Обрано силові трансформатори для проєктованих ПС 110 кВ. Також виконано вибір перерізу проводів на ділянках РЕМ.

Розраховано параметри роботи мережі для режимів максимальних навантажень, мінімальних навантажень та післяаварійного режиму. Для кожного режиму виконано вибір регулювальних відгалужень ПБЗ та РПН.

					ДП5119.6.050701.001.ПЗ	Арк.
						74
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

ВИСНОВКИ

В даній роботі побудовано функцію питомих сумарних дисконтованих витрат для ПЛ-220 кВ виконану на залізобетонних опорах. Розглянуто перерізи проводів 300 мм², 400 мм², 2х300 мм² та 2х400 мм². Для знайденої функції дисконтованих витрат виконано апроксимацію за допомогою методу найменших квадратів.

Визначено оптимальну конфігурацію електричної мережі. Визначення оптимальної конфігурації мережі виконано методом упорядкованого виключення гілок.

Виконано проектування розподільчої електричної мережі номінальною напругою 110 кВ. Обрано силові трансформатори для проєктованих ПС 110 кВ. Також виконано вибір перерізу проводів на ділянках РЕМ.

Розраховано параметри роботи мережі для режимів максимальних навантажень, мінімальних навантажень та післяаварійного режиму. Для кожного режиму виконано вибір регулювальних відгалужень ПБЗ та РПН.

					ДП5119.6.050701.001.ПЗ	Арк.
						75
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

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

2. Електричні мережі та системи. Районні електричні мережі [Текст]: метод. вказівки до викон. курсового проекту з дисципліни для студ. і студ.-іноземців напрямку підготов. 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» усіх форм навчання / Уклад.: В.М. Сулейманов, В.В. Чижевський, О.М. Янковська, - К.: НТУУ «КПІ», 2009. – 96 с.

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

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

					ДП5119.6.050701.001.ПЗ	Арк.
						76
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		