

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

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

Валерій КИРИК

“ ” \_\_\_\_\_ 2023 р.

## **ДИПЛОМНИЙ ПРОЄКТ**

на здобуття ступеня бакалавра


за освітньо-професійною програмою «Електричні системи і мережі»  
зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та  
електромеханіка»

на тему: «Скорочення номенклатури перерізів в мережі 110 кВ, як захід  
оптимізації режиму»

Виконав:

студент IV курсу, групи ЕС-91

Алексеев Кирило Борисович

\_\_\_\_\_ 

Науковий керівник:

асистент кафедри електричних мереж та систем

Моссаковський Вадим Ігорович

\_\_\_\_\_

Рецензент:

старший викладач, кандидат технічних наук

Болотний Микола Петрович

\_\_\_\_\_

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

Студент \_\_\_\_\_



Київ – 2023 року

**Національний технічний університет України  
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»**

Інститут/факультет: факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра: електричних мереж та систем

Рівень вищої освіти: перший (бакалаврський)

Спеціальність: 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма: «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_ Валерій

КИРИК

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2023 р.

**ЗАВДАННЯ**

**на дипломний проєкт (роботу) студенту**

**Алексєєву Кирилу Борисовичу**

1. Тема дипломного проєкту: «Скорочення номенклатури перерізів в мережі 110 кВ, як захід оптимізації режиму», науковий керівник дисертації Моссаковський Вадим Ігорович, асистент, затверджені наказом по університету від «25» 05 2023 р. №1669-с.
2. Термін подання студентом проєкту: 09 червня 2023 р.
3. Вихідні дані до проєкту: ситуаційний план електричної мережі напругою 110 кВ з відповідним масштабом, навантаження пунктів, географічний район спорудження мережі..
4. Зміст пояснювальної записки дипломного проєкту:
  - 1) Вибір схеми розподільної електричної мережі
  - 2) Вибір кількості, типу та потужності силових трансформаторів на вузлових підстанціях
  - 3) Вибір оптимальних перерізів проводів ділянок
  - 4) Розрахунок погонних параметрів схеми заміщення типових провідників
  - 5) Дослідження неоднорідності замкнених мереж
  - 6) Дослідження економічних зрівноважувальних ЕРС в мережі з мінімальним перерізом 70 та 120 мм<sup>2</sup>
  - 7) Дослідження паразитичних зрівноважувальних потужностей
5. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу:

- 1) Вибір оптимальної конфігурації РЕМ;
- 2) Розрахунки режимів роботи з мінімальним перерізом проводу 70 та 120 мм<sup>2</sup>;
- 3) принципова схема 110 кВ;

6. Консультанти розділів проєкту:

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

7. Дата видачі завдання: 25 березня 2023 року.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Термін виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Вибір схеми розподільної електричної мережі	25.03–1.04	
2	Вибір кількості, типу та потужності силових трансформаторів на вузлових підстанціях	01.04–08.04	
3	Вибір вихідної схеми мережі	08.04–15.04	
4	Вибір оптимальних перерізів проводів ділянок РЕМ	15.04–22.04	
5	Розрахунок погонних параметрів схеми заміщення типових провідників	22.04–24.04	
6	Дослідження неоднорідності замкнених мереж	24.04–28.04	
7	Дослідження економічних зрівноважувальних ЕРС в мережі з мінімальним перерізом 70 мм <sup>2</sup>	28.04–12.05	
8	Дослідження економічних зрівноважувальних ЕРС в мережі з мінімальним перерізом 120 мм <sup>2</sup>	12.05–26.05	
9	Дослідження паразитичних зрівноважувальних потужностей	26.05–09.06	

Студент



Кирило АЛЕКСЕЄВ

Керівник проєкту (роботи)

\_\_\_\_\_

Вадим МОССАКОВСЬКИЙ

# **Пояснювальна записка**

**до дипломного проекту**

на тему: **"Скорочення номенклатури перерізів в мережі 110 кВ, як захід оптимізації режиму"**

Київ – 2023 року

## ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проект	2	
2	A4	ДП9101.141.001 ПЗ	Пояснювальна записка	80	
3	A1	ДП9101.141.01.001.ТК	Вибір оптимальної конфігурації РЕМ	1	
4	A1	ДП9101.141.02.001.ТК	Розрахунки природнього та економічного потоко-розподілів потужностей з мінімальним перерізом 70 та 120 мм <sup>2</sup>	1	
4	A1	ДП9101.141.03.001.ТК	Принципова схема РЕМ з мінімальним перерізом 70 та 120 мм <sup>2</sup>	1	

Змн.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата
Розробив		Алексеев К.Б.		
Перевірів		Моссаковський В.І.		
Н. Контр.		Моссаковський В.І.		
Затвердив		Моссаковський В.І.		

НТУУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського» ФЕА, гр. ЕС-91

## РЕФЕРАТ

Дипломний проект складається із пояснювальної записки і графічної частини. Пояснювальну записку виконано на 80 сторінках формату А4. До якої входять 22 рисунків, 35 таблиць та 6 джерел використаної літератури. Графічна частина включає в себе 3 технічні креслення формату А1.

Мета дипломної роботи – дослідження впливу скорочення номенклатури перерізів провідників, заміна усіх провідників АС-70 на АС-120, на ступінь електричної неоднорідності мережі; порівняння режимних параметрів мереж із розширеною та скороченою номенклатурою перерізів.

В роботі виконано вибір конфігурації електричної мережі. Виконано ітераційний розрахунок Z-схеми та R-схеми мереж з розширеною та скороченою номенклатурою перерізів, співставлено режимні параметри, наведено зрівнювальні паразитні контурні потужності.

ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, ЕЛЕКТРИЧНА НЕОДНОРІДНІСТЬ, R-СХЕМА, ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЖИМУ, ЕКОНОМІЧНА ЗРІВНОВАЖУВАЛЬНА ЕРС, ПАРАЗИТНА КОНТУРНА ПОТУЖНІСТЬ.

					ДП9101.141.001 ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		6

## ABSTRACT

The diploma project consists of an explanatory note and a graphic part. The explanatory note is made on 80 pages of A4 format. It includes 22 figures, 35 tables and 6 references. The graphic part includes 3 technical drawings of A1 format.

The purpose of the thesis is to study the effect of reducing the range of conductor cross-sections, replacing all conductors AC-70 with AC-120, on the degree of electrical heterogeneity of the network; comparison of the operating parameters of networks with an expanded and reduced range of cross-sections.

In this work, the configuration of the power grid was selected. An iterative calculation of the Z-model and R-model of networks with an expanded and reduced nomenclature of cross-sections was performed, the operating parameters were compared, and the equalizing parasitic circuit powers were given.

ELECTRICAL NETWORK, ELECTRICAL HETEROGENEITY, R-MODEL, MODE OPTIMIZATION, ECONOMIC BALANCING POWER SYSTEM, PARASITIC LOOP POWER.

					ДП9101.141.001 ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		7

## ЗМІСТ

Перелік умовних скорочень.....	9
Вступ.....	10
1 Вибір схеми розподільної електричної мережі.....	11
1.1 Вибір кількості, типу та потужності силових трансформаторів на вузлових підстанціях.....	11
1.2 Вибір вихідної схеми мережі.....	19
1.3 Вибір оптимальних перерізів проводів ділянок РЕМ.....	29
1.4 Розрахунок погонних параметрів схеми заміщення типових провідників.....	33
Висновки по розділу 1.....	37
2. Дослідження неоднорідності замкнених мереж.....	38
2.1 Дослідження економічних зрівноважувальних ЕРС в мережі з мінімальним перерізом 70 мм <sup>2</sup> .....	38
2.1 Дослідження економічних зрівноважувальних ЕРС в мережі з мінімальним перерізом 120 мм <sup>2</sup> .....	60
2.3 Дослідження паразитичних зрівноважувальних потужностей.....	69
Висновки по розділу 2.....	77
Висновки.....	78
Список використаних джерел.....	79
ДОДАТОК А Результати перевірки дипломної роботи на плагіат.....	80

					ДП9101.141.001 ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		8



## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

БП	–	балансуючий пункт
ВН	–	вища напруга
ЕРС	–	електрорушійна сила
НН	–	низька напруга
ПБЗ	–	переключення без збудження
ПЛ	–	повітряна лінія
ПС	–	підстанція
РЕМ	–	районна електрична мережа
РПН	–	регулювання без розриву ланцюга навантаження
СН	–	середня напруга

					ДП9101.141.001 ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		9

## ВСТУП

У сучасному світі розвиток електроенергетичної системи є важливим завданням, оскільки забезпечення надійного та ефективного електропостачання є ключовим фактором для розвитку різних галузей промисловості, транспорту та житлово-комунального господарства. З цим стикаються інженери та науковці, які вивчають різні аспекти електричних систем та шукають шляхи для їх поліпшення.

Одним із важливих аспектів є аналіз впливу змін у фізичних параметрах електричної системи на її ефективність та стабільність роботи. Особливу увагу приділяють заміні провідників в електричних лініях, оскільки це може суттєво вплинути на електричну неоднорідність замкнених мереж.

В рамках цього дипломного проекту проведений аналіз впливу заміни провідників ПЛ 110 кВ зі значенням перерізу  $70 \text{ мм}^2$  на провідники з перерізом  $120 \text{ мм}^2$  на електричну неоднорідність замкнених мереж. Основним завданням було визначити, як ця заміна впливає на режимні параметри електричних мереж.

Для досягнення цієї мети було вибрано три варіанти конфігурації схеми, з подальшим техніко-економічним обґрунтуванням. Обрано найдешевшу схему, яка містила провідники АС-70. Спочатку були розраховані режими для Z-схеми з мінімальним перерізом проводу АС-70, а потім для Z-схеми зі заміною усіх перерізів проводу на АС-120. Також були проведені розрахунки режимів для R-схеми для двох зазначених випадків.

Аналіз результатів цих розрахунків надасть уявлення про те, як заміна провідників впливає на електричну неоднорідність замкнених мереж, що може мати велике значення для планування та оптимізації роботи електроенергетичної системи.

Зрозуміння та аналіз таких впливів можуть бути корисними при розробці стратегій підвищення надійності та ефективності електроенергетичних систем, а також при прийнятті рішень щодо впровадження нових технологій та підходів у сфері електропостачання.

					ДП9101.141.001 ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		10

# 1 ВИБІР СХЕМИ РОЗПОДІЛЬНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

В сучасних електроенергетичних системах важливим аспектом є забезпечення надійності та ефективності роботи. Одним з ключових чинників, що впливають на електричну неоднорідність та режими максимальних навантажень, є вибір перерізів провідників у замкнених мережах. Заміна провідників може мати суттєвий вплив на ефективність та стабільність електричних систем.

Метою даного дипломного проекту є аналіз впливу заміни провідників ПЛ 110 кВ з перерізом 70 мм на провідники з перерізом 120 мм на режимні параметри та електричну неоднорідність замкнених мереж. Конкретно, досліджуються різниця в режимних параметрах між схемами, де мінімальний переріз становить АС-70 мм, і схемами з перерізом АС-120 мм.

## 1.1 Вибір кількості, типу та потужності силових трансформаторів на вузлових підстанціях

У цьому дипломному проекті основною задачею є проектування підстанцій. Вибір схем вузлових підстанцій, а також визначення кількості, типу та потужності силових трансформаторів є ключовими етапами в цьому процесі. Для розв'язання цих завдань використовуються вихідні дані, такі як номінальна напруга мережі, активні потужності споживання, коефіцієнти потужності навантажень, а також інформація про категорії споживачів.

На рисунку 1.1.1 наведений ситуаційний план, де зображені місця розміщення балансуєчого пункту (БП) і понижуючих підстанцій (ПС), а також вказані значення активних навантажень на цих пунктах. Цей план є важливим джерелом інформації для подальшого проектування підстанцій та вибору необхідних трансформаторів.

					ДП9101.141.001 ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		11

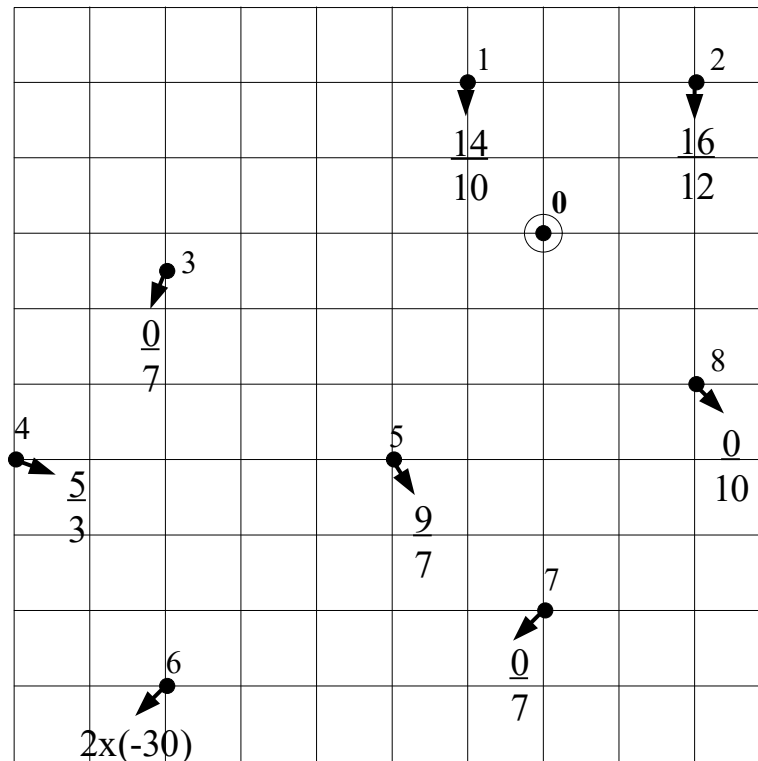


Рисунок 1.1.1 – Ситуаційний план

Аналізуючи навантаження на пунктах № 1, 2, 4, 5, виявлено потребу використання триобмоткових силових трансформаторів з напругою 110/35/10 кВ. Це обумовлено вимогами до потужності та характеристик цих пунктів. Навантаження на пунктах № 3, 6, 7, 8 вказують на необхідність використання двообмоткових силових трансформаторів. Зокрема, пункт № 6 є генераційним пунктом, який характеризується негативним знаком для позначення виробленої потужності.

Проведемо розрахунок повних потужностей навантажень понижуючих споживачів підстанцій і підвищуючої підстанції пункту 1 та 6 у режимі максимальних навантажень електричної потужності споживання. З цією метою визначимо значення величин  $\varphi_{CH}$  та  $\varphi_{HH}$ .

Розраховуємо кути навантаження для споживачів низької та середньої напруги:

$$\varphi_{CH} = \arccos(\cos(\varphi_{CH})) = \arccos(0,74) = 42,269^\circ$$

$$\varphi_{HH} = \arccos(\cos(\varphi_{HH})) = \arccos(0,82) = 34,915^\circ$$

$$\varphi_T = \arccos(\cos(\varphi_T)) = \arccos(0,87) = 29,541^\circ$$

Для понижуючої споживаної підстанції, розміщеної в пункті 1, визначимо реактивну потужність споживання на сторонах СН і НН. При цьому слід врахувати, що реактивна потужність споживання носить індуктивний характер і тому має від’ємне значення.

$$Q_{\text{СН1}} = -P_{\text{СН1}} \cdot \text{tg}(\varphi_{\text{СН}}) = -14 \cdot \text{tg}(42,269) = -12,725 \text{ МВАр}$$

$$Q_{\text{НН1}} = -P_{\text{НН1}} \cdot \text{tg}(\varphi_{\text{НН}}) = -10 \cdot \text{tg}(34,915) = -6,98 \text{ МВАр}$$

Сумарне навантаження понижуючої споживчої підстанції, розташованої в пункті 1, у максимальному режимі роботи електричної мережі складе:

$$\dot{S}_{\text{max1}} = P_{\text{СН1}} + P_{\text{НН1}} + j(Q_{\text{СН1}} + Q_{\text{НН1}}) = 14 + 10 + j(-12,725 - 6,98) = 24 - j19,71 \text{ МВА},$$

а модуль навантаження буде:

$$S_{\text{max1}} = \sqrt{(P_{\text{СН1}} + P_{\text{НН1}})^2 + (Q_{\text{СН1}} + Q_{\text{НН1}})^2} = \sqrt{(14 + 10)^2 + (-12,725 - 6,98)^2} = 31,053 \text{ МВА}.$$

Реактивна потужність підстанції, розміщеної в пункті 6 дорівнює:

$$Q_{\text{НН6}} = -P_{\text{НН6}} \cdot \text{tg}(\varphi_{\Gamma}) = 60 \cdot \text{tg}(29,541) = 34 \text{ МВАр}$$

Сумарне навантаження підстанції пункту 6 у максимальному режимі роботи електричної мережі складе:

$$\dot{S}_{\text{max6}} = P_{\text{НН6}} + jQ_{\text{НН6}} = -60 + j34,$$

а модуль навантаження дорівнює:

$$S_{\text{max6}} = \sqrt{(P_{\text{НН6}})^2 + (Q_{\text{НН6}})^2} = \sqrt{(-60)^2 + (34)^2} = 68,966 \text{ МВА}.$$

Результати розрахунку навантаження решти підстанцій наведені в табл. 1.1.1.

Таблиця 1.1.1 – Результати розрахунку величин повних потужностей вузлових підстанцій

№ пункту	Активна потужність P, МВт		Реактивна потужність Q, МВАр		Повна потужність	Модуль
	СН	НН	СН	НН	$\dot{S}_{\text{max}}$ , МВА	$S_{\text{max}}$ , МВА
1	14	10	-12,72	-6,98	$24 - j19,71$	31,053
2	16	12	-14,54	-8,38	$28 - j22,92$	36,184
3	0	7	0	-4,89	$7 - j4,89$	8,537

Продовження табл. 1.1.1

№ пункту	Активна потужність P, МВт		Реактивна потужність Q, МВАр		Повна потужність	Модуль
	СН	НН	СН	НН	$\dot{S}_{max}$ , МВА	$S_{max}$ , МВА
4	5	3	-4,54	-2,09	$8 - j6,64$	10.396
5	9	7	-8,18	-4,89	$16 - j13,07$	20.657
6	0	-60	0	34	$-60 + j34$	68.966
7	0	7	0	-4,89	$7 - j4,89$	8.537
8	0	10	0	-6,98	$10 - j6,98$	12.195

Використовуючи величини отриманих повних потужностей вузлових підстанцій, визначимо номінальні потужності встановлених на них силових трансформаторів. Для підстанції, розташованої в пункті 1, значення розрахункової номінальної потужності понижуючого трансформатора складе:

$$S_{T1} = 0,7 \cdot S_{max1} = 0,7 \cdot 31,053 = 21,74 \text{ МВА}$$

Приймаємо до встановлення два триобмоткові трансформатори ТДТН-25000/110.

Для розрахунку номінальної потужності силового трансформатора, розташованого в пункті 6, необхідно врахувати повну потужність генератора, який до нього підключений. Загальна потужність двох генераторів електростанції, що розташована в пункті 6, становить 60 МВт. З цієї величини можна визначити розрахункову потужність одного трансформатора для генеруючої підстанції.

$$S_{T6} = 0,5 \cdot S_{max6} = 0,5 \cdot 68,966 = 34,483 \text{ МВА}$$

Приймаємо до встановлення два двообмоткові трансформатори ТД-40000/110.

Аналогічним чином виконують вибір потужності силових трансформаторів решти підстанцій. Результати вибору потужності силових трансформаторів на підстанціях схеми районної електричної мережі зведені до табл. 1.1.2.

					ДП9101.141.001 ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		14

Таблиця 1.1.2. Результати вибору потужності силових трансформаторів вузлових підстанцій

№ пункту	Модуль повної потужності $S_{max}$ , МВА	Розрахункова номінальна потужність $S_T$ , МВА	Кількість обмоток	Кількість і тип трансформаторів
1	31,053	21,74	3	2 × ТДТН-25000/110
2	36,184	25,33	3	2 × ТДТН-25000/110
3	8,537	5,98	2	2 × ТМН-6300/110
4	10,396	7,28	3	2 × ТДТН-10000/110
5	20,657	14,46	3	2 × ТДТН-16000/110
6	68,966	34,483	2	2 × ТД-40000/110
7	8,537	5,976	2	2 × ТМН-6300/110
8	12,195	8,537	2	2 × ТДН-10000/110

Каталожні дані обраних 8 трансформаторів представлені у табл. 1.1.3.

Таблиця 1.1.3. Каталожні дані силових трансформаторів вузлових підстанцій

№ пункту	Тип трансформаторів	Потужність $S_n$ , МВА	$U_{ном}$			$U_k$ , %			$\Delta P_k$ кВт	$\Delta P_x$ , кВт	$I_x$ , %
			ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н			
1	ТДТН-25000/110	25	115	38,5	11	10,5	17,5	6,5	140	31	0,70
2	ТДТН-25000/110	25	115	38,5	11	10,5	17,5	6,5	140	31	0,70
3	ТМН-6300/110	6,3	115	-	11	-	10,5	-	44	11,5	0,8
4	ТДТН-10000/110	10	115	38,5	11	10,5	17	6	76	17	1,1
5	ТДТН-16000/110	16	115	38,5	11	10,5	17	6	100	23	1
6	ТД-40000/110	40	121	-	10,5	-	10,5	-	160	50	0,65
7	ТМН-6300/110	6,3	115	-	11	-	10,5	-	44	11,5	0,8
8	ТДН-10000/110	10	115	-	11	-	10,5	-	60	14	0,6

Визначимо втрати потужності в Z – та Y – елементах схеми заміщення триобмотковго трансформатора пункту 1. Для цього обчислимо коефіцієнт завантаження:

$$\beta_{вн1} = \frac{S_{вн1} \times 10^3}{n \cdot S_{Т1}} = \frac{31,053 \times 10^3}{2 \cdot 25000} = 0,621;$$

$$\beta_{сн1} = \frac{S_{сн1} \times 10^3}{n \cdot S_{Т1}} = \frac{\sqrt{P_{сн1}^2 + Q_{сн1}^2} \times 10^3}{n \cdot S_{Т1}} = \frac{(14 - j12,72) \times 10^3}{2 \cdot 25000} = 0,378;$$

					ДП9101.141.001 ПЗ		Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата			15

$$\beta_{\text{HH1}} = \frac{S_{\text{HH1}} \times 10^3}{n \cdot S_{\text{T1}}} = \frac{\sqrt{P_{\text{HH1}}^2 + Q_{\text{HH1}}^2} \times 10^3}{n \cdot S_{\text{T1}}} = \frac{(10 - j6,98) \times 10^3}{2 \cdot 25000} = 0,244;$$

Фіктивна напруга короткого замикання для триобмоткового трансформатора пункту 1 складає:

$$u_{\text{KB}} \% = 0,5 \cdot (u_{\text{K(B-C)}} \% + u_{\text{K(B-H)}} \% - u_{\text{K(C-H)}} \%) = 0,5 \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) = 10,75 \%;$$

$$u_{\text{KC}} \% = 0,5 \cdot (u_{\text{K(B-C)}} \% - u_{\text{K(B-H)}} \% + u_{\text{K(C-H)}} \%) = 0,5 \cdot (10,5 - 17,5 + 6,5) = -0,25 \% = 0 \%;$$

$$u_{\text{KH}} \% = 0,5 \cdot (-u_{\text{K(B-C)}} \% + u_{\text{K(B-H)}} \% + u_{\text{K(C-H)}} \%) = 0,5 \cdot (-10,5 + 17,5 + 6,5) = 6,75 \%;$$

Таким чином, втрати потужності в Z – та Y – елементах схеми заміщення триобмотковго трансформатора пункту 1 складають:

$$\Delta P_{\text{Ty1}} = n \cdot \Delta P_{\text{xx}} = 2 \cdot 31 = 62 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\text{Ty1}} = -n \cdot S_{\text{T1}} \cdot I_{\text{xx}} \% \times 10^{-2} = -2 \cdot 25000 \cdot 0,7 \times 10^{-2} = -350 \text{ кВАр};$$

$$\Delta P_{\text{Tz1}} = \frac{n \cdot \Delta P_{\text{Kз1}}}{2} \cdot (\beta_{\text{BH1}} + \beta_{\text{CH1}} + \beta_{\text{HH1}}) = \frac{2 \cdot 140}{2} \cdot (0,621 + 0,378 + 0,244) = 82,37 \text{ кВт};$$

$$\begin{aligned} \Delta Q_{\text{Tz1}} &= -n \cdot S_{\text{T1}} \cdot (\beta_{\text{BH1}}^2 \cdot u_{\text{KB}} \% + \beta_{\text{CH1}}^2 \cdot u_{\text{KC}} \% + \beta_{\text{HH1}}^2 \cdot u_{\text{KH}} \%) \cdot 10^{-2} = \\ &= -2 \cdot 25000 \cdot (0,621^2 \cdot 10,75 + 0,378^2 \cdot 0 + 0,244^2 \cdot 6,75) \cdot 10^{-2} = -2273,99 \text{ кВАр}; \end{aligned}$$

Визначимо втрати потужності в Z – та Y – елементах схеми заміщення двообмотковго трансформатора пункту 6. Для цього обчислимо коефіцієнт завантаження:

$$\beta_6 = \frac{S_{\text{ВН-НН6}} \times 10^3}{n \cdot S_{\text{T6}}} = \frac{68,966 \times 10^3}{2 \cdot 40000} = 0,862;$$

Тоді втрати потужності у двообмотковому трансформаторі пункту 6 складуть:

$$\Delta P_{\text{Ty6}} = n \cdot \Delta P_{\text{xx}} = 2 \cdot 50 = 100 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\text{Ty6}} = -n \cdot S_{\text{T6}} \cdot I_{\text{xx}} \% \times 10^{-2} = -2 \cdot 40000 \cdot 0,65 \times 10^{-2} = -520 \text{ кВАр};$$

$$\Delta P_{\text{Tz6}} = n \cdot \Delta P_{\text{Kз6}} \cdot \beta_6^2 = 2 \cdot 160 \cdot 0,862^2 = 237,81 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\text{Tz6}} = -n \cdot S_{\text{T6}} \cdot \beta_6^2 \cdot u_{\text{Kз6}} \% \cdot 10^{-2} = -2 \cdot 40000 \cdot 0,862^2 \cdot 10,5 \cdot 10^{-2} = -6242,57 \text{ кВАр};$$

					ДП9101.141.001 ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		16



Аналогічним чином виконують розрахунок втрат потужності в Z – та Y – елементах схеми заміщення решти силових трансформаторів. Результати розрахунку зведені до табл. 1.1.4.

Таблиця 1.1.4. Коефіцієнти завантаження та втрати потужності в елементах схеми заміщення трансформаторів

№ пункту	Тип трансформаторів	$U_k, \%$			$\beta_i$			$\Delta S_{tz},$ кВАР	$\Delta S_{ty},$ кВАР
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН		
1	ТДТН-25000/110	10,75	0	6,75	0,62	0,38	0,24	$82,37 - j2273,99$	$62 - j350$
2	ТДТН-25000/110	10,75	0	6,75	0,74	0,42	0,29	$111,49 - j3104,06$	$62 - j350$
3	ТМН-6300/110	-	10,5	-	0,68	-	0,68	$40,39 - j607,28$	$23 - j100,8$
4	ТДТН-10000/110	10,75	0	6,75	0,52	0,34	0,18	$31,75 - j622,71$	$34 - j220$
5	ТДТН-16000/110	10,75	0	6,75	0,65	0,38	0,27	$63,23 - j1575,88$	$46 - j320$
6	ТД-40000/110	-	10,5	-	0,86	-	0,86	$237,81 - j6242,57$	$100 - j520$
7	ТМН-6300/110	-	10,5	-	0,68	-	0,68	$40,39 - j607,28$	$23 - j100,8$
8	ТДН-10000/110	-	10,5	-	0,61	-	0,61	$44,62 - j780,79$	$28 - j120$

Розрахуємо зведене навантаження пункту 1:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{зб1} &= \dot{S}_{max1} + \dot{S}_{tz1} + \dot{S}_{ty1} = 24 - j19,71 + 82,37 - j2273,99 + 62 - j350 = \\ &= 24,14 - j22,33 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

Аналогічним чином виконуємо розрахунок для усіх інших пунктів. Результати розрахунку зведені до табл. 1.1.5.

Таблиця 1.1.5. Зведені навантаження пунктів

№ пункту	$\dot{S}_{зб},$ МВА	№ пункту	$\dot{S}_{зб},$ МВА
1	$24,14 - j22,33$	5	$16,11 - j14,96$
2	$28,17 - j26,37$	6	$-59,66 + j27,24$
3	$7,06 - j5,59$	7	$7,06 - j5,59$
4	$8,07 - j7,48$	8	$10,07 - j7,88$

Виконаємо розрахунок параметрів схеми заміщення обраних трансформаторів. Активний опір обмоток силового двообмоткового трансформатора, встановленого на підстанції пункту 6:

$$R_{T6} = \frac{\Delta P_{кз6} \cdot U_{об6}^2 \times 10^3}{S_{T6}^2} = \frac{160 \cdot 121^2 \times 10^3}{40000^2} = 1,464 \text{ Ом},$$

					ДП9101.141.001 ПЗ		Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата			17

а активний опір силового триобмоткового трансформатора, встановленого підстанції пункту 1 рахуємо за виразом:

$$R_{B1} = R_{c1} = R_{H1} = \frac{\Delta P_{K36} \cdot U_{OB6}^2 \times 10^3}{S_{T6}^2} = \frac{140 \cdot 115^2 \times 10^3}{25000^2} = 1,481 \text{ Ом};$$

Реактивний опір двообмоткового трансформатора встановленого у пункті 6:

$$X_{T6} = \frac{u_{K36} \% \cdot U_{OB6}^2 \times 10^3}{S_{T6}} = \frac{10,5 \cdot 121^2 \times 10^3}{40000} = 38,433 \text{ Ом},$$

а реактивні опори триобмоткового трансформатора, встановленого підстанції пункту 1 рахуємо:

$$X_{B1} = \frac{u_{KB1} \% \cdot U_{OB1}^2 \times 10^3}{S_{T1}} = \frac{10,75 \% \cdot 115^2 \times 10^3}{25000} = 56,868 \text{ Ом};$$

$$X_{c1} = \frac{u_{Kc1} \% \cdot U_{OB1}^2 \times 10^3}{S_{T1}} = \frac{0 \cdot 115^2 \times 10^3}{25000} = 0 \text{ Ом},$$

$$X_{H1} = \frac{u_{KH1} \% \cdot U_{OB1}^2 \times 10^3}{S_{T1}} = \frac{6,75 \% \cdot 115^2 \times 10^3}{25000} = 35,708 \text{ Ом},$$

Активна провідність силових трансформаторів встановлених у пунктах 6 та 1 розраховують за співвідношенням:

$$G_{T6} = \frac{\Delta P_{XX6} \times 10^{-3}}{U_{OB6}^2} = \frac{50 \times 10^{-3}}{121^2} = 3,415 \times 10^{-6} \text{ См};$$

$$G_{T1} = \frac{\Delta P_{XX1} \times 10^{-3}}{U_{OB1}^2} = \frac{31 \times 10^{-3}}{115^2} = 2,344 \times 10^{-6} \text{ См};$$

Реактивна провідність силових двох- та триобмоткових трансформаторів у пунктах 6 та 1, визначається наступним чином:

$$B_{T6} = -\frac{I_{XX6} \cdot S_{T6}}{U_{OB6}^2} = -\frac{0,65 \% \cdot 40000 \times 10^{-3}}{121^2} = -1,776 \times 10^{-5} \text{ См};$$

$$B_{T1} = -\frac{I_{XX1} \cdot S_{T1}}{U_{OB1}^2} = -\frac{0,7 \% \cdot 25000 \times 10^{-3}}{115^2} = -1,323 \times 10^{-5} \text{ См}.$$

					ДП9101.141.001 ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		18

Розрахунки для трансформаторів на інших підстанціях представлені в табл.

1.1.6:

Таблиця 1.1.6 – Результати розрахунку опорів і провідностей схем заміщення блоків трансформаторів електричної мережі

№ ПС	Опір						Провідність	
	Активний, Ом		Реактивний, Ом				Активна $G_T$ , мкСм	Реактивна $G_T$ , мкСм
	$R_T$	$R_{TB} = R_{TC} = R_{TH}$	$X_T$	$X_{TB}$	$X_{TC}$	$X_{TH}$		
1	-	1,481	-	56,868	0	35,708	2,344	-13,233
2	-	1,481	-	56,868	0	35,708	2,344	-13,233
3	14,661	-	220,417	-	-	-	0,87	-3,811
4	-	5,026	-	142,169	0	82,656	1,285	-8,318
5	-	2,583	-	142,169	0	51,66	1,739	-12,098
6	1,464	-	38,433	-	-	-	3,415	-17,758
7	14,661	-	220,417	-	-	-	0,87	-3,811
8	19,992	-	138,863	-	-	-	1,059	-4,537

## 1.2 Вибір вихідної схеми мережі

У цьому підрозділі розглядається вибір конкретних схем для подальшого дослідження. За допомогою ситуаційного плану, де зображені пункти навантаження, будуть розглянуто три варіанти схем. На основі розрахунків оптимальних перерізів для всіх ділянок буде обраний найекономічніший варіант схеми, що буде використовуватись у подальших розрахунках.

Сформуємо та запропонуємо будь-які три можливі комбінації триконтурної схеми електричної мережі. Для кожного з цих варіантів зробимо розрахунок поточкорозподілу за L-схемою. На рис. 1.2.2-1.2.4 зображені обрані варіанти РЕМ.

					ДП9101.141.001 ПЗ		Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата			19

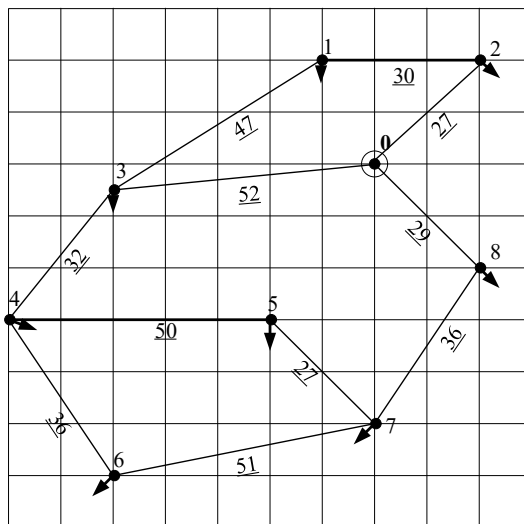


Рисунок 1.2.2 – 1-й варіант РЕМ

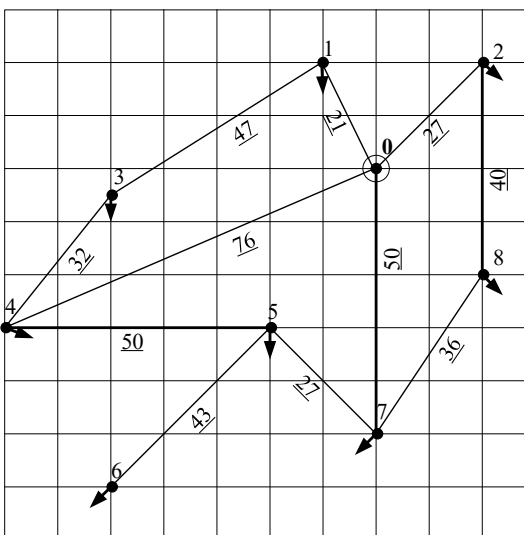


Рисунок 1.2.3 – 2-й варіант РЕМ

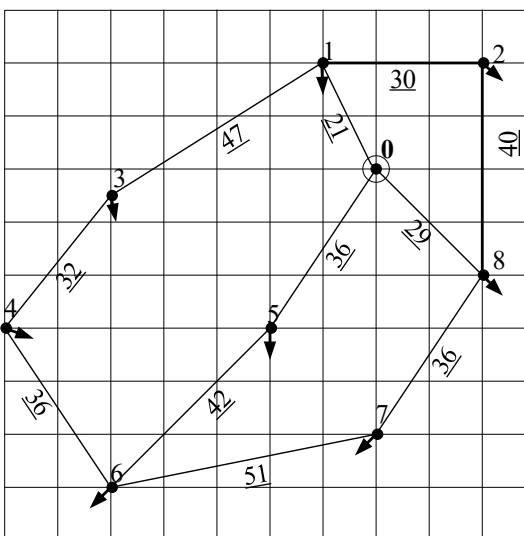


Рисунок 1.2.4 – 3-й варіант РЕМ

Для проведення розрахунку поточкорозподілу потужностей за першою схемою мережі, було визначено контури та перемички. Перший контур складається з ділянок 0-3-1-2-0, з перемичкою 0-3. Другий контур включає ділянки 0-8-7-5-4-3-1-2-0 з перемичкою 4-5. Третій контур включає ділянки 0-8-7-6-4-3-1-2-0 з перемичкою 6-4. Враховуючи розрахунковий напрямок зрівняльних потужностей, контури обходяться за годинниковою стрілкою. Для подальших розрахунків потрібно знати довжини кожної ділянки:  $L_{0-2} = 27$  км,  $L_{0-3} = 52$  км,  $L_{0-8} = 29$  км,  $L_{1-2} = 30$  км,  $L_{1-3} = 47$  км,  $L_{3-4} = 32$  км,  $L_{4-5} = 50$  км,  $L_{4-6} = 36$  км,  $L_{5-7} = 27$  км,  $L_{6-7} = 51$  км,  $L_{7-8} = 36$  км.

1-й контур:

$$L_{к1} = L_{0-3} + L_{1-3} + L_{1-2} + L_{0-2} = 52 + 47 + 30 + 27 = 156 \text{ км},$$

- для 2-го контуру:

$$\begin{aligned} L_{к2} &= L_{0-8} + L_{7-8} + L_{5-7} + L_{4-5} + L_{3-4} + L_{1-3} + L_{1-2} + L_{0-2} = \\ &= 29 + 36 + 27 + 50 + 32 + 47 + 30 + 27 = 278 \text{ км}, \end{aligned}$$

- для 3-го контуру:

$$\begin{aligned} L_{к3} &= L_{0-8} + L_{7-8} + L_{6-7} + L_{4-6} + L_{3-4} + L_{1-3} + L_{1-2} + L_{0-2} = \\ &= 29 + 36 + 51 + 36 + 32 + 47 + 30 + 27 = 288 \text{ км}, \end{aligned}$$

Потоки потужності в умовно розімкненій схемі мережі

$$\dot{S}_{\text{роз } 3-4} = \dot{S}_{\text{зв } 4} = 8,07 - j7,48 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{\text{роз } 1-3} = \dot{S}_{\text{роз } 3-4} + \dot{S}_{\text{зв } 3} = 8,07 - j7,48 + 7,063 - j5,594 = 15,13 - j13,08 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{\text{роз } 2-1} = \dot{S}_{\text{роз } 1-3} + \dot{S}_{\text{зв } 1} = 15,13 - j13,08 + 24,144 - j22,329 = 39,27 - j35,4 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{\text{роз } 0-2} = \dot{S}_{\text{роз } 2-1} + \dot{S}_{\text{зв } 2} = 39,27 - j35,4 + 28,173 - j26,373 = 67,45 - j61,78 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{\text{роз } 7-6} = \dot{S}_{\text{зв } 6} = -59,662 + j27,241 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{\text{роз } 7-5} = \dot{S}_{\text{зв } 5} = 16,109 - j14,962 \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{роз } 8-7} &= \dot{S}_{\text{роз } 7-6} + \dot{S}_{\text{роз } 7-5} + \dot{S}_{\text{зв } 7} = -59,662 + j27,241 + 16,109 - j14,962 + \\ &+ 7,063 - j5,594 = -36,49 + j6,68 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{\text{роз } 0-8} = \dot{S}_{\text{роз } 8-7} + \dot{S}_{\text{зв } 8} = -36,49 + j6,68 + 7,063 - j5,594 = -26,42 - j1,2 \text{ МВА};$$

					ДП9101.141.001 ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		21

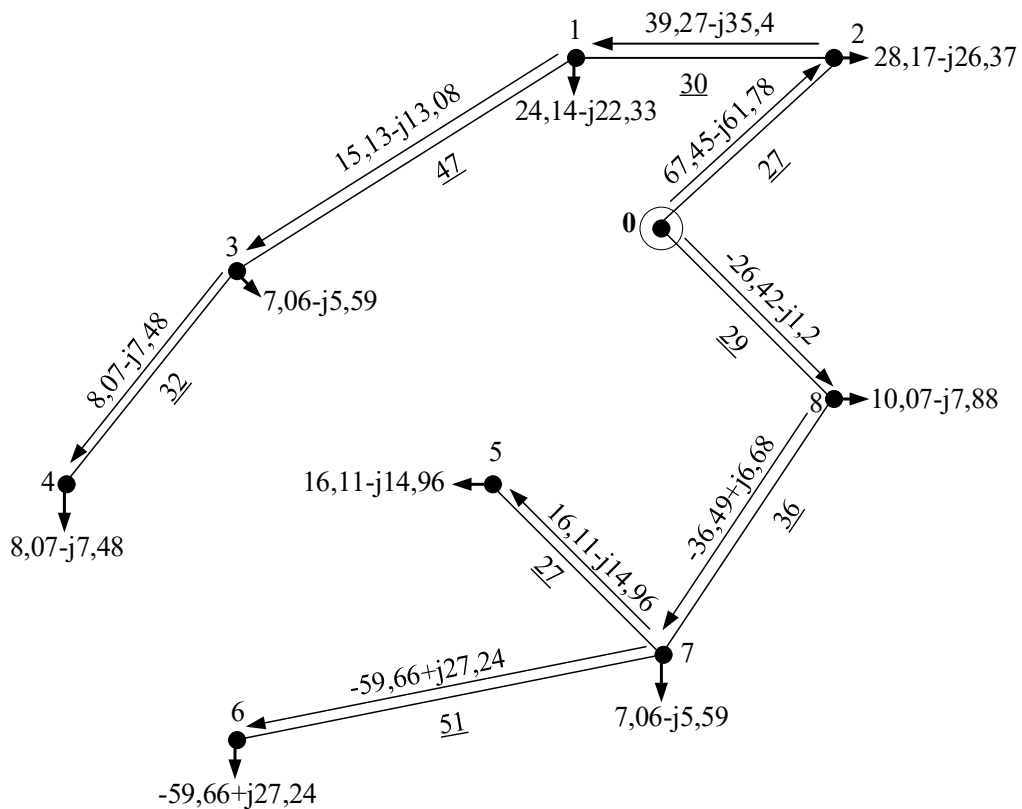


Рисунок 1.2.5 – Потокорозподіл потужностей в умовно-розімкненій схемі

Перевірка:

$$\dot{S}_{\text{роз } 0-2} + \dot{S}_{\text{роз } 0-8} = 67.45 - j61.78 + (-26.42 - j1.2) = 41.03 - j62.97 \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{зв1}} + \dot{S}_{\text{зв2}} + \dot{S}_{\text{зв3}} + \dot{S}_{\text{зв4}} + \dot{S}_{\text{зв5}} + \dot{S}_{\text{зв6}} + \dot{S}_{\text{зв7}} + \dot{S}_{\text{зв8}} &= 24,144 - j22,329 + 28,173 - \\ &- j26,373 + 7,063 - j5,594 + 8,066 - j7,481 + 16,109 - j14,962 - 59,662 + \\ &+ j27,241 + 7,063 - j5,594 + 10,073 - j7,881 = 41,03 - j62,97 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

Сума потужностей БП співпадають зі зведеними потужностями, тому розрахунок зроблено вірно.

Далі рахуємо аналоги контурних ЕРС:

$$\begin{aligned} \dot{E}_{\text{к1}} &= \dot{S}_{\text{роз } 1-3} \cdot L_{1-3} + \dot{S}_{\text{роз } 2-1} \cdot L_{1-2} + \dot{S}_{\text{роз } 0-2} \cdot L_{0-2} = (15,13 - j13,08) \cdot 47 + \\ &+ (39,27 - j35,4) \cdot 30 + (41,03 - j62,97) \cdot 27 = \\ &= 3710,34 - j3344,67 \text{ МВА} \cdot \text{км}; \end{aligned}$$



$$\dot{S}_{2-1} = \dot{S}_{\text{роз } 2-1} - \dot{S}_{\text{к1}} - \dot{S}_{\text{к2}} - \dot{S}_{\text{к3}} = 39,27 - j35,4 - 5,34 + j13,72 + 6,53 - j4,79 - \\ -34,19 + j16,37 = 6,27 - j10,1 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{1-3} = \dot{S}_{\text{роз } 1-3} - \dot{S}_{\text{к1}} - \dot{S}_{\text{к2}} - \dot{S}_{\text{к3}} = 15,13 - j13,08 - 5,34 + j13,72 + 6,53 - j4,79 - \\ -34,19 + j16,37 = -17,88 + j12,23 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{3-4} = \dot{S}_{\text{роз } 3-4} - \dot{S}_{\text{к2}} - \dot{S}_{\text{к3}} = 8,07 - j7,48 + 6,53 - j4,79 - 34,19 + j16,37 = \\ = -17,88 + j12,23 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{4-5} = -\dot{S}_{\text{к2}} = 6,53 - j4,79 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{6-4} = \dot{S}_{\text{к3}} = 34,19 - j16,37 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{7-5} = \dot{S}_{\text{роз } 7-5} + \dot{S}_{\text{к2}} = 16,109 - j14,962 - 6,53 + j4,79 = 9,58 - j10,17 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{6-7} = -\dot{S}_{\text{роз } 7-6} - \dot{S}_{\text{к3}} = 59,662 - j27,241 - 34,19 + j16,37 = 25,47 - j10,87 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{8-7} = \dot{S}_{\text{роз } 8-7} + \dot{S}_{\text{к2}} + \dot{S}_{\text{к3}} = -36,49 + j6,68 - 6,53 + j4,79 + 34,19 - j16,37 = \\ = -8,83 - j4,9 \text{ МВА}.$$

$$-34,19 + j16,37 = 6,27 - j10,1 \text{ МВА};$$

Перевірка виконання Другого закону Кірхгофа для трьох незалежних контурів:

– 1-й контур:

$$\dot{S}_{0-3} \cdot L_{0-3} - \dot{S}_{1-3} \cdot L_{1-3} - \dot{S}_{2-1} \cdot L_{1-2} - \dot{S}_{0-2} \cdot L_{0-2} = (5,34 - j13,72) \cdot 52 - (-17,88 + j12,23) \cdot 47 - \\ - (6,27 - j10,1) \cdot 30 - (34,44 - j36,48) \cdot 27 = 0 \text{ МВА};$$

– 2-й контур:

$$\dot{S}_{0-8} \cdot L_{0-8} + \dot{S}_{8-7} \cdot L_{7-8} + \dot{S}_{7-5} \cdot L_{5-7} - \dot{S}_{4-5} \cdot L_{4-5} - \dot{S}_{3-4} \cdot L_{3-4} - \dot{S}_{1-3} \cdot L_{1-3} - \dot{S}_{2-1} \cdot L_{1-2} - \dot{S}_{0-2} \cdot L_{0-2} = \\ = (1,25 - j12,78) \cdot 29 + (-8,83 - j4,9) \cdot 36 + (9,58 - j10,17) \cdot 27 - (6,53 - j4,79) \cdot 50 - \\ - (-19,6 + j4,1) \cdot 32 - (-17,88 + j12,23) \cdot 47 - (6,27 - j10,1) \cdot 30 - (34,44 - j36,48) \cdot 27 = \\ = 0 \text{ МВА};$$

– 3-й контур:

$$\dot{S}_{0-8} \cdot L_{0-8} + \dot{S}_{8-7} \cdot L_{7-8} - \dot{S}_{6-7} \cdot L_{6-7} + \dot{S}_{6-4} \cdot L_{4-6} - \dot{S}_{3-4} \cdot L_{3-4} - \dot{S}_{1-3} \cdot L_{1-3} - \dot{S}_{2-1} \cdot L_{1-2} - \dot{S}_{0-2} \cdot L_{0-2} = \\ = (1,25 - j12,78) \cdot 29 + (-8,83 - j4,9) \cdot 36 - (25,47 - j10,87) \cdot 51 + (34,19 - j16,37) \cdot 36 - \\ - (-19,6 + j4,1) \cdot 32 - (-17,88 + j12,23) \cdot 47 - (6,27 - j10,1) \cdot 30 - (34,44 - j36,48) \cdot 27 = \\ = 0 \text{ МВА};$$

					ДП9101.141.001 ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		24



Таким чином, потокорозподіл потужностей у L-схемі електричної мережі знайдений вірно. Потокорозподіл потужностей у L-схемі мережі для нормального режиму її роботи представлений на рис. 1.2.6.

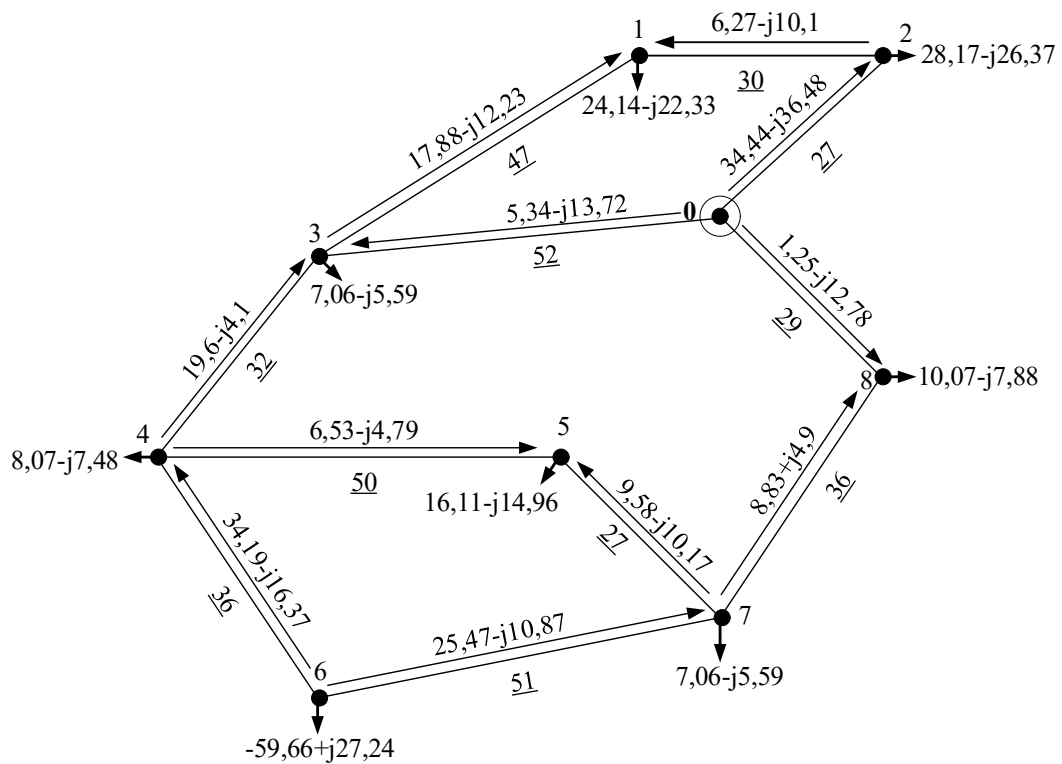


Рисунок 1.2.6 – Потокорозподіл потужностей в L-схемі для 1-го варіанту схеми

Розрахунок для 2-го та 3-го варіанту схем робиться аналогічно. Результат розрахованих потокорозподілів потужностей зображено на рис. 1.2.7 та 1.2.8.

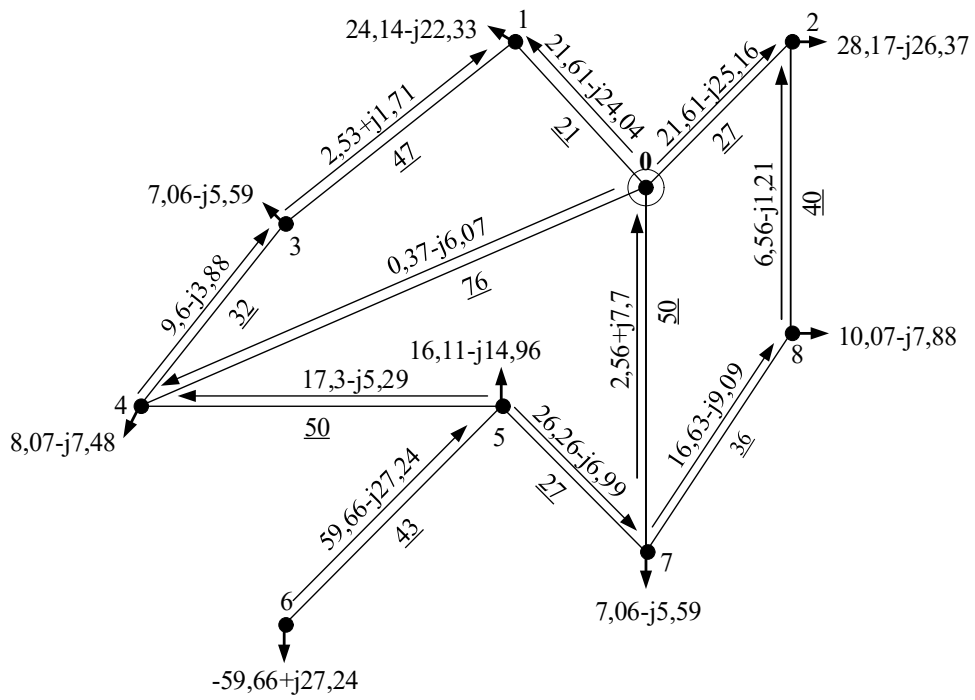


Рисунок 1.2.7 – Потокорозподіл потужностей в L-схемі для 2-го варіанту схеми

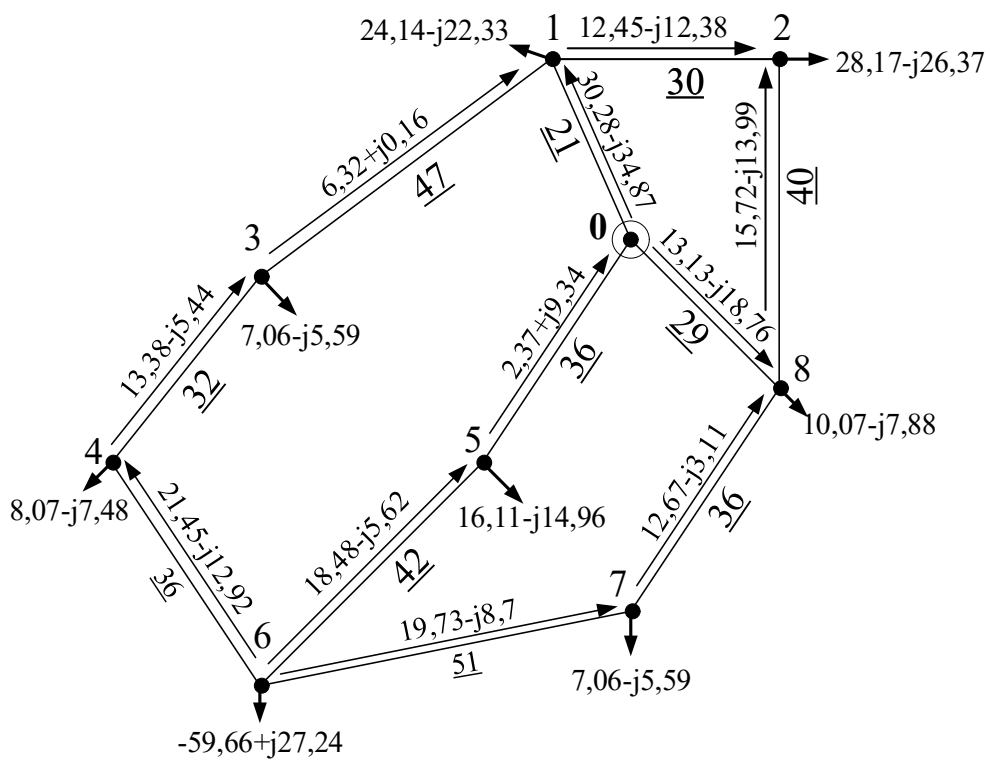


Рисунок 1.2.8 – Потокорозподіл потужностей в L-схемі для 3-го варіанту схеми

### 1.3 Вибір оптимальних перерізів проводів ділянок РЕМ

Знайдемо значення струмів, що протікають ділянками ЛЕП для першого та другого варіантів виконання РЕМ. Величина струму ділянки 0-2 в для 1-го варіанту схеми складе:

$$I_{0-2} = \frac{\sqrt{P_{0-2}^2 + Q_{0-2}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{\sqrt{34,44^2 + 36,48^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 263,3 \text{ А};$$

Для інших ділянок РЕМ усіх варіантів розрахунки виконуються аналогічно. Результати розрахунків приведені в табл. 1.3.

Таблиця 1.3.1 – Струми ділянок РЕМ для 1-го варіанту схем

Ділянка	$I_i$ , А	Ділянка	$I_i$ , А	Ділянка	$I_i$ , А
0-2	263,3	1-3	113,7	7-5	73,3
0-3	77,3	3-4	105,1	6-7	145,3
0-8	67,4	4-5	42,5	8-7	53
2-1	62,4	6-4	99,5		

Таблиця 1.3.2 – Струми ділянок РЕМ для 2-го варіанту схем

Ділянка	$I_i$ , А	Ділянка	$I_i$ , А	Ділянка	$I_i$ , А
0-1	169,7	1-3	16	5-6	172,1
0-2	174,1	2-8	35	5-7	142,6
0-4	31,9	3-4	54,3	7-8	99,5
0-7	42,6	4-5	94,9		

Таблиця 1.3.3 – Струми ділянок РЕМ для 3-го варіанту схем

Ділянка	$I_i$ , А	Ділянка	$I_i$ , А	Ділянка	$I_i$ , А
0-1	242,4	1-3	33,2	5-6	101,4
0-5	50,6	2-8	110,4	6-7	113,2
0-8	120,2	3-4	75,8	8-7	68,5
1-2	92,2	4-6	131,4		

Для вибору оптимального перерізу проводів на ділянках ЛЕП ми використовуємо метод знаходження оптимального перерізу, для якого використовується відповідна формула.

$$F_{\text{опт}} = \frac{1}{n} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot I^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot C_{\text{вх}} \times 10^3}{k_{\text{пит.зм}} \cdot (0,01 \cdot H_e + E)}}$$

де  $n$  – число ланцюгів виконання ЛЕП;

$I$  - сила струму ЛЕП в нормальному режимі, А;

$\rho$  - питомий опір матеріалу з якого виготовлено провід, Ом·мм<sup>2</sup>/км (для алюмінію дорівнює 28,5 Ом·мм<sup>2</sup>/км);

$k_{\text{пит.зм}}$  - питома значення умовнозмінних витрат на будівництво ЛЕП, грн./((мм<sup>2</sup>·км));

$\tau$  - час максимальних втрат, год/рік;

$C_{\text{вх}}$  - тариф на електроенергію на вході в мережу, 360 коп./(кВт·год);

$H_e$  - нормований показник затрат на експлуатацію повітряної лінії, 1.2%;

$E$  - норма дисконту, %

Емпіричний показник приведення втрат неробочого ходу до навантажвальних. В діапазоні 0,75..0,8

Згідно емпіричної формули час максимальних втрат дорівнює:

$$\tau = (0,124 + T_{\text{max}} \times 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 3450 \times 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 1926,86 \text{ год/рік.}$$

Розглянемо ділянку 0-2 першого варіанта виконання РЕМ. Оптимальний переріз складе:

$$F_{\text{опт}} = \frac{1}{n} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot I^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot C_{\text{вх}} \times 10^{-5}}{k_{\text{пит.зм}} \cdot (0,01 \cdot H_e + E)}} = \frac{1}{1} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot (263,3)^2 \cdot 28,5 \cdot 1926,86 \cdot 360 \times 10^{-5}}{3600 \cdot (0,01 \cdot 1,2 + 0,1)}} = 319,34 \text{ мм}^2;$$

Так як розраховане значення оптимального перерізу не відповідає стандартному перерізу проводів, необхідно виконати порівняння величини сумарних дисконтованих витрат для виконання цієї ділянки проводами найближчого меншого та більшого перерізу по відношенню до знайденого перерізу.

Виконаємо порівняння значень функції дисконтованих витрат для варіантів будівництва ділянки 0-2 між перерізами проводів 1x240 мм<sup>2</sup> та 2x240 мм<sup>2</sup>.

						ДП9101.141.001 ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата			28

Капіталовкладення для будівництва ділянки 0-2 перерізом  $1 \times 240 \text{ мм}^2$

$$K_{0-2(1 \times 240)} = K_{0(1 \times 240)} \cdot L_{0-2} = 2937,9 \cdot 27 = 79323,30 \text{ тис.грн.},$$

для  $2 \times 240 \text{ мм}^2$ :

$$K_{0-2(2 \times 240)} = K_{0(2 \times 240)} \cdot L_{0-2} = 4309,8 \cdot 27 = 116364,60 \text{ тис.грн.};$$

Знайдемо витрати на експлуатацію ділянки 0-2 виконаної перерізом  $1 \times 240 \text{ мм}^2$ :

$$B_{\text{експ } 0-2(1 \times 240)} = K_{0-2(1 \times 240)} \cdot H_e = 79323,30 \cdot 1,2\% = 951,88 \text{ тис.грн.},$$

для  $2 \times 240 \text{ мм}^2$ :

$$B_{\text{експ } 0-2(2 \times 240)} = K_{0-2(2 \times 240)} \cdot H_e = 116364,60 \cdot 1,2\% = 1396,38 \text{ тис.грн.},$$

Далі рахуємо видатки на покриття активних втрат для проводу перерізом  $1 \times 240 \text{ мм}^2$ :

$$\begin{aligned} B_{\text{е/е } 0-2(1 \times 240)} &= L_{0-2} \cdot (3 \cdot I_{0-2}^2 \cdot r_{0 \ 1 \times 240} \cdot \tau \cdot 10^{-3} + 0,75 \cdot \Delta P_{\text{к}(1 \times 240)} \cdot T_{\text{max}}) \cdot C_{\text{вх}} \cdot 10^{-3} = \\ &= 27 \cdot (3 \cdot 263,3^2 \cdot 0,119 \cdot 1926,86 \cdot 10^{-3} + 0,75 \cdot 0,05 \cdot 8760) \cdot 3,6 \times 10^{-3} = 4667,32 \text{ тис.грн.}, \end{aligned}$$

для  $2 \times 240 \text{ мм}^2$ :

$$\begin{aligned} B_{\text{е/е } 0-2(2 \times 240)} &= L_{0-2} \cdot (3 \cdot I_{0-2}^2 \cdot r_{0 \ 2 \times 240} \cdot \tau \cdot 10^{-3} + 0,75 \cdot \Delta P_{\text{к}(2 \times 240)} \cdot T_{\text{max}}) \cdot C_{\text{вх}} \cdot 10^{-3} = \\ &= 27 \cdot (3 \cdot 263,3^2 \cdot 0,0595 \cdot 1926,86 \cdot 10^{-3} + 0,75 \cdot 0,03 \cdot 8760) \cdot 3,6 \times 10^{-3} = 2336,85 \text{ тис.грн.} \end{aligned}$$

Значення функції сумарних дисконтованих витрат при виконання ділянки 0-2 перерізом  $1 \times 240 \text{ мм}^2$ :

$$\begin{aligned} Z_{0-2(1 \times 240)} &= K_{0-2(1 \times 240)} + \frac{B_{\text{експ } 0-2(1 \times 240)} + B_{\text{е/е } 0-2(1 \times 240)}}{E} = 79323,30 + \frac{951,88 + 4667,32}{10\%} = \\ &= 135515,27 \text{ тис.грн.}, \end{aligned}$$

для перерізу  $2 \times 240 \text{ мм}^2$ :

$$\begin{aligned} Z_{0-2(2 \times 240)} &= K_{0-2(2 \times 240)} + \frac{B_{\text{експ } 0-2(2 \times 240)} + B_{\text{е/е } 0-2(2 \times 240)}}{E} = 116364,60 + \frac{1396,38 + 2336,85}{10\%} = \\ &= 153696,87 \text{ тис.грн.} \end{aligned}$$

Результати розрахунку функції сумарних дисконтованих затрат для кожного перерізу на ділянках для 1-го варіанту схеми представлено в табл. 1.3.4, мінімум функції для ділянки та висновок про оптимальний переріз – в табл.1.3.5.

					ДП9101.141.001 ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		29

Таблиця 1.3.4 – Сумарні дисконтовані затрати для перерізів ділянок 1-ї схеми

Ділянка	I, А	L, км	АС-70	АС-2x70	АС-120	АС-2x120	АС-240	АС-2x240
0-2	263,3	27	240867,31	195306,92	179753,99	167734,59	135515,27	153696,87
0-3	77,3	52	173908,05	231154,38	176863,83	238379,87	179412,79	255218,99
0-8	67,4	29	93330,26	127084,56	96500,23	131874,94	99028,35	141819,28
1-2	62,4	30	94834,67	130609,85	98827,05	135921,96	101960,97	146468,52
1-3	113,7	47	185949,94	223309,91	176653,59	223856,68	170253,51	234724,68
3-4	105,1	32	121303,80	149390,58	117179,74	150865,54	114426,15	159066,98
4-5	42,5	50	148869,96	213089,17	159346,76	223854,11	167350,20	242821,83
4-6	99,5	36	132835,91	166248,97	129707,06	168663,66	127707,97	178439,63
5-7	73,3	27	88866,68	119306,60	90997,12	123356,15	92753,86	132316,16
6-7	145,3	51	238518,16	260686,35	213142,89	253635,79	195079,77	259869,55
7-8	53	36	110364,04	155013,04	116585,19	162102,72	121386,10	175278,69

Таблиця 1.3.5 – Мінімум функції сумарних дисконтованих затрат та оптимальний переріз

Ділянка	I, А	L, км	Z <sub>мін</sub> , тис.грн	Оптимальний переріз, мм <sup>2</sup>
0-2	263,3	27	135515,27	АС-240
0-3	77,3	52	173908,05	АС-70
0-8	67,4	29	93330,26	АС-70
1-2	62,4	30	94834,67	АС-70
1-3	113,7	47	170253,51	АС-240
3-4	105,1	32	114426,15	АС-240
4-5	42,5	50	148869,96	АС-70
4-6	99,5	36	127707,97	АС-240
5-7	73,3	27	88866,68	АС-70
6-7	145,3	51	195079,77	АС-240
7-8	53	36	110364,04	АС-70
Сума Z <sub>мін</sub> , тис. грн.			1453156,33	

Розрахунок сумарних дисконтованих втрат та вибір оптимальних перерізів для ділянок у 2-ій та 3-ій схемах робляться аналогічно. Результати сумарних дисконтованих затрат для перерізів ділянок для 2-го та 3-го варіанту представлені у табл. 1.3.6 та 1.3.7, мінімум функції для ділянки та висновок про оптимальні

					ДП9101.141.001 ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		30

перерізи – в табл.1.3.8 та 1.3.9.

Таблиця 1.3.6 – Сумарні дисконтовані затрати для перерізів ділянок 2-ї схеми

Ділянка	I, А	L, км	АС-70	АС-2х70	АС-120	АС-2х120	АС-240	АС-2х240
0-1	169,7	21	112421,38	114445,45	96061,13	108586,47	84324,02	109003,64
0-2	174,1	27	148137,08	148941,80	125606,55	140660,87	109428,04	140653,25
0-4	31,9	76	221006,32	321257,53	239126,28	338717,85	252888,03	368347,04
0-7	42,6	50	148907,42	213107,90	159368,63	223865,05	167360,73	242827,10
1-3	16	47	133523,99	197096,93	146040,80	208550,29	155504,84	227350,35
2-8	35	40	117049,35	169448,03	126282,34	178485,75	133304,40	193969,58
3-4	54,3	32	98494,30	137985,83	103860,72	144206,02	108009,29	155858,55
4-5	99,5	50	184494,33	230901,35	180148,69	234255,08	177372,18	247832,82
5-6	172,1	43	233301,19	235893,20	198509,70	223250,28	173536,98	223634,68
5-7	142,6	27	124426,83	137086,68	111761,55	133738,37	102757,78	137318,12
7-8	99,5	27	99626,94	124686,73	97280,30	126497,74	95780,98	133829,72

Таблиця 1.3.7 – Мінімум функції сумарних дисконтованих затрат та оптимальний переріз для 2-го варіанту схеми

Ділянка	I, А	L, км	З <sub>мін</sub> , тис.грн	Оптимальний переріз, мм <sup>2</sup>
0-1	169,7	21	84324,02	АС-240
0-2	174,1	27	109428,04	АС-240
0-4	31,9	76	221006,32	АС-70
0-7	42,6	50	148907,42	АС-70
1-3	16	47	133523,99	АС-70
2-8	35	40	117049,35	АС-70
3-4	54,3	32	98494,30	АС-70
4-5	99,5	50	177372,18	АС-240
5-6	172,1	43	173536,98	АС-240
5-7	142,6	27	102757,78	АС-240
7-8	99,5	27	95780,98	АС-240
Сума З <sub>мін</sub> , тис.грн			1462181,36	

Таблиця 1.3.8 – Сумарні дисконтовані затрати для перерізів ділянок 3-ї схеми

Ділянка	I, А	L, км	АС-70	АС-2x70	АС-120	АС-2x120	АС-240	АС-2x240
0-1	242,4	21	167803,58	142136,55	128400,14	124755,98	99904,35	116793,80
0-5	50,6	36	109576,12	154619,07	116125,10	161872,67	121164,43	175167,86
0-8	120,2	29	118616,18	139727,52	111265,29	139257,47	106141,89	145376,05
1-2	92,2	30	107001,04	136693,03	105931,29	139474,08	105383,66	148179,87
1-3	33,2	47	137025,10	198847,49	148085,18	209572,48	156489,78	227842,82
2-8	110,4	40	155651,34	188749,02	148822,98	189756,07	144164,06	199399,41
3-4	75,8	32	106373,45	141925,41	108461,55	146506,44	110225,89	156966,85
4-6	131,4	36	156177,54	177919,79	143336,80	175478,53	134274,53	181722,91
5-6	101,4	42	156386,46	194662,75	152148,95	197186,29	149389,64	208378,08
6-7	113,2	36	142070,23	170866,13	135099,20	171359,73	130305,80	179738,55
7-8	68,5	42	135720,65	184329,84	140081,68	191152,65	143575,86	205471,18

Таблиця 1.3.9 – Мінімум функції сумарних дисконтованих затрат та оптимальний переріз для 3-го варіанту схеми

Ділянка	I, А	L, км	З <sub>мін</sub> , тис.грн	Оптимальний переріз, мм <sup>2</sup>
0-1	242,4	21	99904,35	АС-240
0-5	50,6	36	109576,12	АС-70
0-8	120,2	29	106141,89	АС-240
1-2	92,2	30	105383,66	АС-240
1-3	33,2	47	137025,10	АС-70
2-8	110,4	40	144164,06	АС-240
3-4	75,8	32	106373,45	АС-70
4-6	131,4	36	134274,53	АС-240
5-6	101,4	42	149389,64	АС-240
6-7	113,2	36	130305,80	АС-240
7-8	68,5	42	135720,65	АС-70
Сума З <sub>мін</sub> , тис.грн			1358259,24	

Як можна побачити найменші капіталовкладення виходячи з розрахунків вище складає 3-ій варіант схеми. Тому саме цю конфігурацію схеми ми обираємо для подальшого моделювання робочого режиму.



#### 1.4 Розрахунок погонних параметрів схеми заміщення типових провідників

В результаті обрахунків було прийнято, що для розташування повітряних ліній доцільно застосовувати сталелегуючі провали перерізом 70, 120, 240 мм<sup>2</sup>. Скористаємося фото чи кресленням типової опори 110 кВ та геометричними розмірами проволон, що застосовуються для вказаних провідників. Відносна магнітна проникність алюмінію беремо такою, що дорівнює  $\mu_r = 1,000022$ , а відносна діелектрична проникність повітря  $\epsilon_r = 1,00059$ .

Для провідника АС-70/11: кількість алюмінієвих проволон  $n_{ал} = 6$ , діаметром  $d_{ал\ 70} = 3,8$  мм кожна. Для такої кількості проволон приймається коефіцієнт укрутки  $k_{1\ 70} = 0,16826$ . Погонний резистанс:

$$r_{0\ АС-70} = \frac{\rho_{ал} \cdot k_{1\ 70}}{0,25 \cdot \pi \cdot d_{ал\ 70}^2} = \frac{28,5 \cdot 0,16826}{0,25 \cdot \pi \cdot 3,8^2} = 0,423 \frac{\text{Ом}}{\text{км}};$$

За однокологового виконання опори, питомі втрати на корону становлять  $\Delta P_{к0\ АС-70} = 0,11 \frac{\text{кВт}}{\text{км}}$ . Звідки кондуктанс відповідно дорівнює:

$$g_{0\ АС-70} = \frac{\Delta P_{к0\ АС-70}}{U_{ном}^2} = \frac{0,11}{110^2} = 9,091 \times 10^{-9} \frac{\text{См}}{\text{км}}.$$

Для інших перерізів розрахунок робиться в той самий спосіб. Для визначення погонних реактансу та суццептансу приймемо опору У110-1, рисунок 1.4.1.

Відстані на кресленні:  $D_{А0} = 3500$  мм,  $D_{В0} = 5000$  мм,  $D_{С0} = 3500$  мм. Відстані між траверсами з фазами В та С і А та В однакові та становлять  $D_{00} = 4000$  мм. Звідси відстані між фазами А та В, В та С, С та А становлять:

$$D_{А-В} = \sqrt{(D_{В0} - D_{А0})^2 + D_{00}^2} = \sqrt{(5000 - 3500)^2 + 4000^2} = 4272 \text{ мм};$$

$$D_{В-С} = \sqrt{(D_{В0} - D_{С0})^2 + D_{00}^2} = \sqrt{(5000 - 3500)^2 + 4000^2} = 4272 \text{ мм};$$

					ДП9101.141.001 ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		33

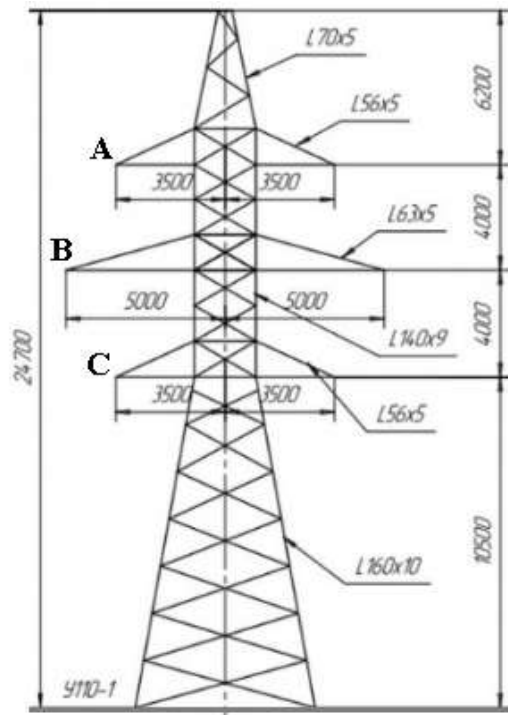


Рисунок 1.4.1 – креслення опори У110-1

$$D_{A-C} = 2 \cdot D_{00} = 2 \cdot 400 = 8000 \text{ мм.}$$

Таким чином середньгеометрична відстань між фазами становитиме:

$$D_{cr} = \sqrt[3]{D_{A-B} \cdot D_{B-C} \cdot D_{A-C}} = \sqrt[3]{4272 \cdot 4272 \cdot 8000} = 5265,64 \text{ мм.}$$

З урахуванням діаметру провідника АС-70/11  $d_{0 \text{ АС-70}} = 11,4 \text{ мм}$  погонний реоктанс становитиме:

$$x_{0 \text{ АС-70}} = 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot \left( \frac{\mu_0}{2 \cdot \pi} \ln \left( \frac{D_{cr}}{d_{0 \text{ АС-70}}} \right) + \frac{\mu_r}{4} \right) =$$

$$= 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot \left( \frac{1,257 \times 10^{-6}}{2 \cdot \pi} \ln \left( \frac{5265,64}{11,4} \right) + \frac{1,000022}{4} \right) = 0,445 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}.$$

Середньгеометрична відстань між фазними провідниками та їх дзеркальними відображеннями зображена на рис. 1.4.2

					ДП9101.141.001 ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		34

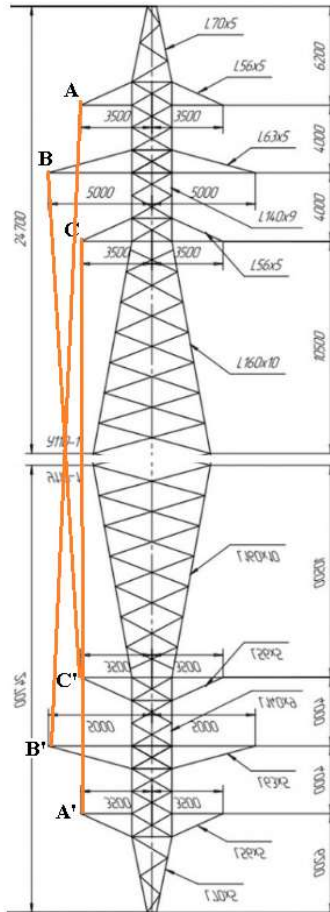


Рисунок 1.4.2 – Креслення дзеркального відображення опори У110-1

Відстань від землі до траверси фази С становить  $D_{cr-0} = 10500$  мм . Таким чином відстань фазними провідниками та їх дзеркальними відображеннями:

$$D_{A-B'} = \sqrt{(D_{B0} - D_{A0})^2 + (3 \cdot D_{00} + 2 \cdot D_{cr-0})^2} =$$

$$= \sqrt{(5000 - 3500)^2 + (3 \cdot 4000 + 2 \cdot 10500)^2} = 33034,07 \text{ мм,}$$

$$D_{B-C'} = \sqrt{(D_{B0} - D_{C0})^2 + (D_{00} + 2 \cdot D_{cr-0})^2} =$$

$$= \sqrt{(5000 - 3500)^2 + (4000 + 2 \cdot 10500)^2} = 25044,96 \text{ мм,}$$

$$D_{C-A'} = 2 \cdot D_{00} + 2 \cdot D_{cr-0} = 2 \cdot 4000 + 2 \cdot 10500 = 29000 \text{ мм.}$$

Тоді шукана відстань дорівнює:

$$D_{cr'} = \sqrt[3]{D_{A-B'} \cdot D_{B-C'} \cdot D_{C-A'}} = \sqrt[3]{33034,07 \cdot 25044,96 \cdot 29000} = 28842,1 \text{ мм.}$$

Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата

ДП9101.141.001 ПЗ

Арк.  
35

В якості середньгеометричної відстані підвішування центру мас визначимо теж саме, але для точок кріплення. Звідси, з рисунку 1.4.2, висота фази А становить:

$$h_A = D_{\text{ср-0}} + 2 \cdot D_{00} = 10500 + 2 \cdot 4000 = 18500 \text{ мм},$$

для фази В:

$$h_B = D_{\text{ср-0}} + D_{00} = 10500 + 4000 = 14500 \text{ мм},$$

для фази С:

$$h_C = D_{\text{ср-0}} = 10500 \text{ мм}.$$

Тоді шукане:

$$h_{\text{ср}} = \sqrt[3]{h_A \cdot h_B \cdot h_C} = \sqrt[3]{18500 \cdot 14500 \cdot 10500} = 14122,44 \text{ мм}.$$

Погонний суццептанс провідника АС-70/11:

$$b_{0 \text{ АС-70}} = 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot \frac{2 \cdot \pi \cdot \varepsilon_0 \cdot \varepsilon_r}{\ln \left( \frac{2 \cdot h_{\text{ср}}}{0,5 \cdot d_{0 \text{ АС-70}}} \cdot \frac{D_{\text{ср}}}{D_{\text{ср}'}} \right)} =$$

$$= 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot \frac{2 \cdot \pi \cdot 8,854 \times 10^{-12} \cdot 1,00059}{\ln \left( \frac{2 \cdot 14122,44}{0,5 \cdot 11,4} \cdot \frac{5265,64}{28842,1} \right)} = 2,569 \times 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}},$$

Пораховані значення погонних параметрів для ділянок АС-70, АС-120 та АС-240 наведені в табл. 1.4.1.

Таблиця 1.4.1 – Погонні параметри РЕМ 110 кВ

Марка проводу	$r_0$ , Ом/км	$x_0$ , Ом/км	$g_0$ , См/км	$b_0$ , См/км
АС-70/11	0,423	0,445	$9,091 \times 10^{-9}$	$2,569 \times 10^{-6}$
АС-120/19	0,247	0,427	$5,785 \times 10^{-9}$	$2,682 \times 10^{-6}$
АС-240/32	0,119	0,405	$4,132 \times 10^{-9}$	$2,835 \times 10^{-6}$

## Висновки по розділу 1

Запропоновано три варіанти конфігурації схеми мережі. Для виконання техніко-економічного обґрунтуванням було виконано розрахунок поточкорозподілу потужностей за довжинами ділянок, L-схема, визначено струми ділянок.

Отримано наступні економічні показники: перший варіант схеми коштує 1453156,33 тис. грн., другий варіант – 1462181,36 тис. грн., третій варіант – 1358259,24 тис. грн..

Було обрано третій варіант схеми, як найдешевший.

Техніко-економічне обґрунтуванням показало наявність в усіх трьох варіантах конфігурації схеми наявність провідників АС-70/11.

					ДП9101.141.001 ПЗ	Арк.
						37
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		

## 2. ДОСЛІДЖЕННЯ НЕОДНОРІДНОСТІ ЗАМКНЕНИХ МЕРЕЖ

В рамках другого розділу зосередимося на аналізі неоднорідності електричної мережі мережах. Зазначимо, що електрична неоднорідність в замкнених мережах має негативний вплив на режими роботи. Паразитні зрівноважувальні ЕРС виникають унаслідок розбалансованості співвідношення між реактивним та активним опором ділянок, які входять до складу контуру електричної мережі.

Для того, щоб дослідити цю неоднорідність та з'ясувати наслідки, пов'язані з впливом паразитних зрівноважувальних ЕРС, проведемо аналіз режимів мережі за умов зміни перерізів провідників, які застосовуються на ділянках даної схеми.

### 2.1 Дослідження економічних зрівноважувальних ЕРС в мережі з мінімальним перерізом 70 мм<sup>2</sup>

Виходячи з підрозділу 1.3 було обрано 3-ій варіант схеми для подальших розрахунків. Схема зображена нижче на рис 2.1.1.

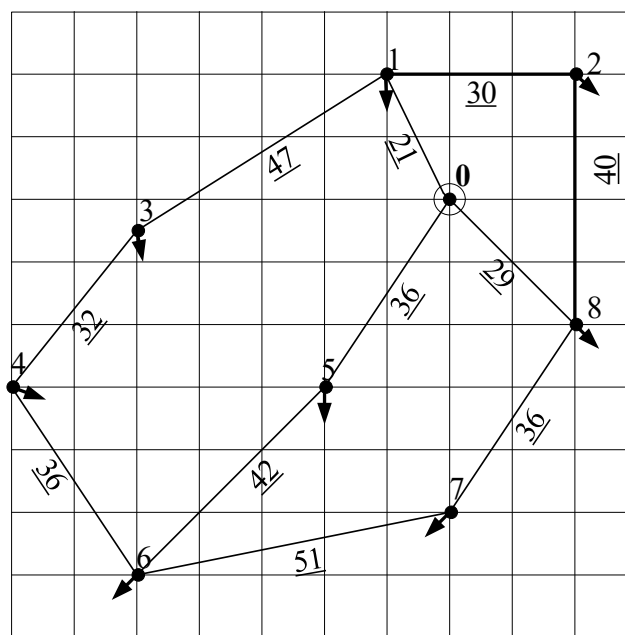


Рисунок 2.1.1 – Вихідна схема для моделювання нормального режиму

Таблиця 2.1.1 – Обрані оптимальні перерізи ділянок

Ділянка	L, км	F <sub>опт</sub> , мм <sup>2</sup>	Ділянка	L, км	F <sub>опт</sub> , мм <sup>2</sup>
0-1	21	АС-240	3-4	32	АС-70
0-5	36	АС-70	4-6	36	АС-240
0-8	29	АС-240	5-6	42	АС-240
1-2	30	АС-240	6-7	36	АС-240
1-3	47	АС-70	7-8	42	АС-70
2-8	40	АС-240			

Повздовжні опори ділянок обраної схеми мережі:

$$\underline{Z}_{0-1} = L_{0-1} \cdot (r_{0 \text{ АС}240} + j \cdot x_{0 \text{ АС}240}) = 21 \cdot (0,119 + j \cdot 0,405) = 2,49 + j8,5 \text{ Ом};$$

Для усіх інших ділянок розрахунок робиться аналогічно. Повздовжні опори ділянок наведені в табл. 1.2.2

Таблиця 1.2.2 – Повздовжні опори ділянок

Ділянка	$\underline{Z}$ , Ом	Ділянка	$\underline{Z}$ , Ом	Ділянка	$\underline{Z}$ , Ом
0-1	$2,49 + j8,5$	1-3	$19,87 + j20,9$	6-7	$4,27 + j14,57$
0-5	$15,22 + j16,01$	3-4	$13,53 + j14,23$	7-8	$17,76 + j18,68$
0-8	$15,22 + j16,01$	4-6	$4,27 + j14,57$	2-8	$4,75 + j16,18$
1-2	$3,56 + j12,14$	5-6	$4,98 + j16,99$		

Поперечна провідність ділянки 0-1:

$$\begin{aligned} \underline{Y}_{0-1} &= L_{0-1} \cdot (g_{0 \text{ АС}240} + j \cdot b_{0 \text{ АС}240}) = 21 \cdot (4,132 \times 10^{-9} + j \cdot 2,835 \times 10^{-6}) = \\ &= (0,087 + j59,535) \times 10^{-6} \text{ См}; \end{aligned}$$

Таблиця 2.1.2 – Поперечні провідності ділянок

Ділянка	$\underline{Y}$ , См $\times 10^{-6}$	Ділянка	$\underline{Y}$ , См $\times 10^{-6}$
0-1	$0,087 + j59,535$	3-4	$0,291 + j82,204$
0-5	$0,327 + j92,479$	4-6	$0,149 + j102,061$
0-8	$0,12 + j82,216$	5-6	$0,174 + j119,071$
1-2	$0,124 + j85,051$	6-7	$0,149 + j102,061$
1-3	$0,427 + j120,737$	7-8	$0,382 + j107,893$
2-8	$0,165 + j113,401$		

Розрахунок сумарних поперечних провідностей.

Для 1 ПС:

$$\begin{aligned}
 \underline{Y}_{1-1} &= 0.5 \cdot (\underline{Y}_{0-1} + \underline{Y}_{1-2} + \underline{Y}_{1-3}) + 2 \cdot (g_{Г1} + j \cdot g_{Г1}) = \\
 &= 0.5 \cdot (0.087 + j59.535 + 0.124 + j85.051 + 0.427 + j120.737) \times 10^{-6} + \\
 &+ 2 \cdot (2.344 - j \cdot 13.233) \times 10^{-6} = (5.007 + j106.196) \times 10^{-6} \text{ См};
 \end{aligned}$$

Таблиця 2.1.3 – Розрахункові провідності для мережі з мінімальним перерізом АС-70 мм<sup>2</sup>

ПС	$\underline{Y}_i, \text{См} \times 10^{-6}$	ПС	$\underline{Y}_i, \text{См} \times 10^{-6}$
0	0.267+j117.115	5	3.729+j81.579
1	5.007+j106.196	6	7.066+j126.079
2	4.833+j72.761	7	2.004+j97.355
3	2.098+j93.849	8	2.451+j142.681
4	2.791+j75.497		

Розрахунок режиму максимальних навантажень.

Розрахунок здійснюватиметься з використанням контурної моделі. Задамося початковими наближеннями напруги та сформуємо матрицю контурних опорів.

Напруга БП  $\dot{U}_{\text{БП}} = 114$  кВ. Напруги усіх інших ПС дорівнюють  $\dot{U}_1 = \dot{U}_2 = \dot{U}_3 = \dot{U}_4 = \dot{U}_5 = \dot{U}_6 = \dot{U}_7 = \dot{U}_8 = 110$  кВ.

Складаємо напрямки контурів. Перший контур 0-5-6-4-3-1-0, хорда 4-6; другий контур 0-8-7-6-5-0, хорда 6-7; третій контур 0-1-2-8-0, хорда 2-8.

Рахуємо контурні повні опори:

$$\begin{aligned}
 \underline{Z}_{\text{кI}} &= \underline{Z}_{0-5} + \underline{Z}_{5-6} + \underline{Z}_{4-6} + \underline{Z}_{3-4} + \underline{Z}_{1-3} + \underline{Z}_{0-1} = (15,22 + j16,01) + (4,98 + j16,99) + \\
 &+ (4,27 + j14,57) + (13,53 + j14,23) + (19,87 + j20,9) + (2,49 + j8,5) = \\
 &= (60,37 + j91,2) \text{ Ом};
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \underline{Z}_{\text{кII}} &= \underline{Z}_{0-8} + \underline{Z}_{7-8} + \underline{Z}_{6-7} + \underline{Z}_{5-6} + \underline{Z}_{0-5} = (3,44 + j11,73) + (17,76 + j18,68) + \\
 &+ (4,27 + j14,57) + (4,98 + j16,99) + (15,22 + j16,01) = (45,68 + j77,98) \text{ Ом};
 \end{aligned}$$



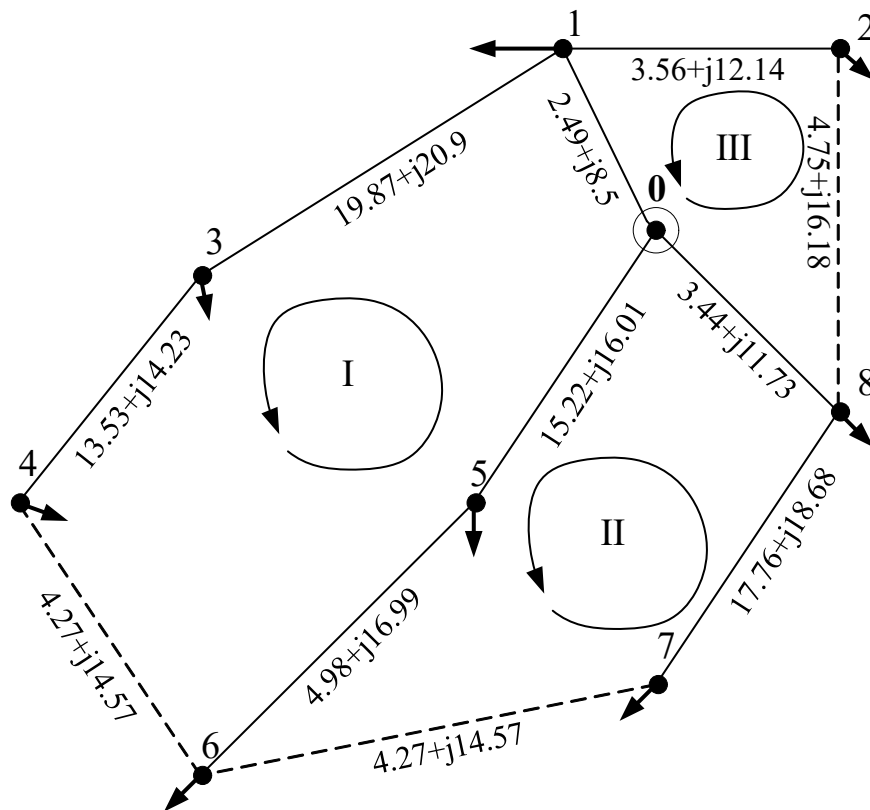


Рисунок 2.1.2 – Умовно-розімкнена схема мережа

$$\underline{Z}_{кIII} = \underline{Z}_{0-1} + \underline{Z}_{1-2} + \underline{Z}_{2-8} + \underline{Z}_{0-8} = (2,49 + j8,5) + (3,56 + j12,14) + (4,75 + j16,18) + (3,44 + j11,73) = (14,24 + j48,55) \text{ Ом};$$

Складаємо матрицю контурних опорів дорівнює:

$$\underline{Z}_к = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{кI} & -(\underline{Z}_{0-5} + \underline{Z}_{5-6}) & -\underline{Z}_{0-1} \\ -(\underline{Z}_{0-5} + \underline{Z}_{5-6}) & \underline{Z}_{кII} & -\underline{Z}_{0-8} \\ -\underline{Z}_{0-1} & -\underline{Z}_{0-8} & \underline{Z}_{кIII} \end{bmatrix} =$$

$$= \begin{bmatrix} 60,37 + j91,2 & -20,21 - j33 & -2,49 - j8,5 \\ -20,21 - j33 & 45,68 + j77,98 & -3,44 - j11,73 \\ -2,49 - j8,5 & -3,44 - j11,73 & 14,24 + j48,55 \end{bmatrix}$$

I ітерація.

Визначимо розрахункові струми пунктів:

$$\begin{aligned} \dot{I}_{lp}^{(1)} &= \frac{\dot{S}_{max1} + \dot{S}_{TZ1} + \underline{Y}_{-1} \cdot (U_1^{(0)})^2}{\hat{U}_1^{(0)}} = \\ &= \frac{24 - j19,71 + 82,37 - j2273,99 + (5,007 + j106,196) \times 10^{-6} \cdot (110)^2}{110} = \\ &= 219,5 - j188,1 \text{ A;} \end{aligned}$$

Розрахунок для інших пунктів робиться аналогічно. Значення розрахованих струмів пунктів приведено в табл. 2.1.4

Таблиця 2.1.4 – Розрахункові струми на 1 ітерації

№ пункту	$\dot{I}_p^{(1)}, \text{A}$	№ пункту	$\dot{I}_p^{(1)}, \text{A}$
1	$219,5 - j188,1$	5	$146,4 - j124,1$
2	$256,1 - j228,6$	6	$-542,5 + j266,2$
3	$64,2 - j39,6$	7	$64,2 - j39,2$
4	$73,3 - j57,7$	8	$91,6 - j54,9$

Струмозрозподіл умовно розімкненої системи:

$$\dot{I}_{роз\ 8-7}^{(1)} = \dot{I}_{7p}^{(1)} = 64,2 - j39,2 \text{ A;}$$

$$\dot{I}_{роз\ 0-8}^{(1)} = \dot{I}_{роз\ 8-7}^{(1)} + \dot{I}_{8p}^{(1)} = 64,2 - j39,2 + 91,6 - j54,9 = 155,8 - j94,1 \text{ A;}$$

$$\dot{I}_{роз\ 5-6}^{(1)} = \dot{I}_{6p}^{(1)} = -542,5 + j266,2 \text{ A;}$$

$$\dot{I}_{роз\ 0-5}^{(1)} = \dot{I}_{роз\ 5-6}^{(1)} + \dot{I}_{5p}^{(1)} = -542,5 + j266,2 + 146,4 - j124,1 = -396,1 + j142,1 \text{ A;}$$

$$\dot{I}_{роз\ 3-4}^{(1)} = \dot{I}_{4p}^{(1)} = 73,3 - j57,7 \text{ A;}$$

$$\dot{I}_{роз\ 1-3}^{(1)} = \dot{I}_{роз\ 3-4}^{(1)} + \dot{I}_{3p}^{(1)} = 73,3 - j57,7 + 64,2 - j39,6 = 137,6 - j97,3 \text{ A;}$$

$$\dot{I}_{роз\ 1-2}^{(1)} = \dot{I}_{2p}^{(1)} = 256,1 - j228,6 \text{ A;}$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{роз\ 0-1}^{(1)} &= \dot{I}_{роз\ 1-2}^{(1)} + \dot{I}_{роз\ 1-3}^{(1)} + \dot{I}_{1p}^{(1)} = 256,1 - j228,6 + 137,6 - j97,3 + 219,5 - j188,1 = \\ &= 613,1 - j514 \text{ A.} \end{aligned}$$

Перевірка розрахунків:

Сума струмів БП:

$$\dot{I}_{роз\ 0-1}^{(1)} + \dot{I}_{роз\ 0-5}^{(1)} + \dot{I}_{роз\ 0-8}^{(1)} = 613,1 - j514 - 396,1 + j142,1 + 155,8 - j94,1 = 372,9 - j466 \text{ A;}$$

					ДП9101.141.001 ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		42

Сума розрахованих струмів пунктів:

$$\begin{aligned} \dot{I}_{1p}^{(1)} + \dot{I}_{2p}^{(1)} + \dot{I}_{3p}^{(1)} + \dot{I}_{4p}^{(1)} + \dot{I}_{5p}^{(1)} + \dot{I}_{6p}^{(1)} + \dot{I}_{7p}^{(1)} + \dot{I}_{8p}^{(1)} &= (219,5 - j188,1) + (256,1 - j228,6) + \\ &+ (64,2 - j39,6) + (73,3 - j57,7) + (146,4 - j124,1) - (542,5 + j266,2) + \\ &+ (64,2 - j39,2) + (91,6 - j54,9) = 372,9 - j466 \text{ А.} \end{aligned}$$

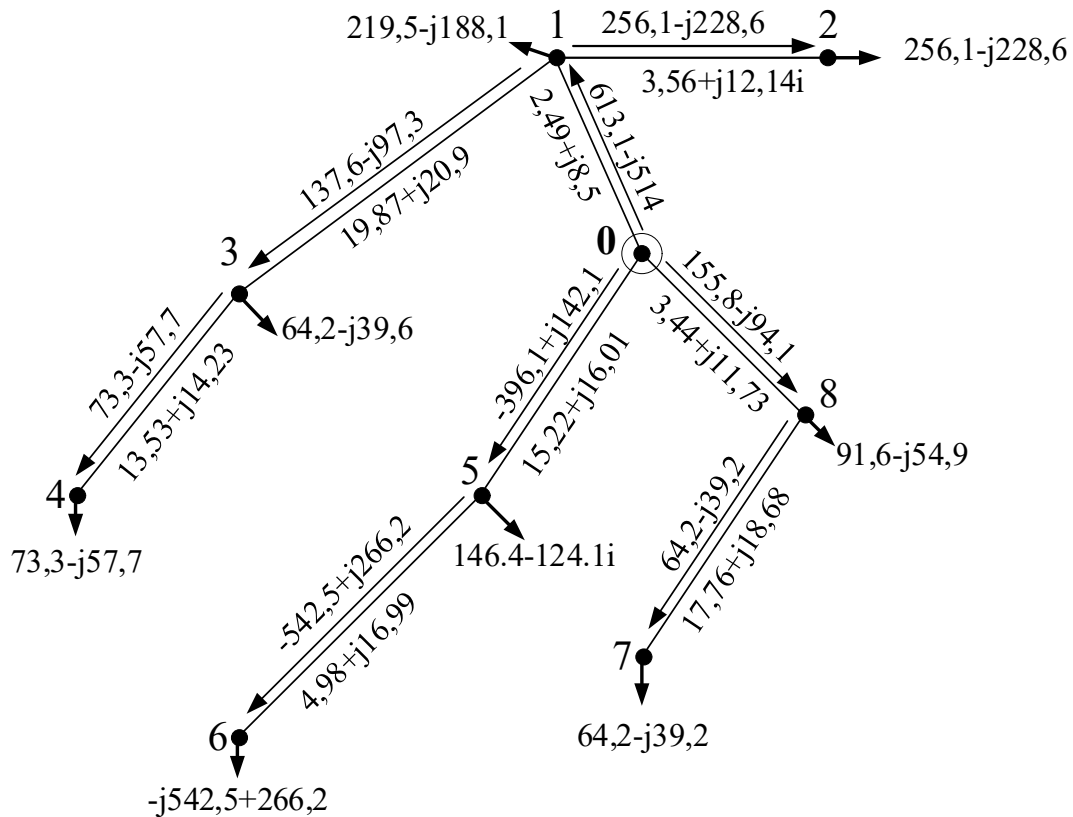


Рисунок 2.1.3 – Струморозподіл в умовно розімкненій мережі на 1 ітерації

Формуємо систему контурних рівнянь:

$$\begin{aligned} \dot{E}_{к1}^{(1)} &= \dot{I}_{поз\ 3-4}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{3-4} + \dot{I}_{поз\ 1-3}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{1-3} + \dot{I}_{поз\ 0-1}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-1} - \dot{I}_{поз\ 0-5}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-5} - \dot{I}_{поз\ 5-6}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{5-6} = \\ &= (73,3 - j57,7) \cdot (13,53 + j14,23) + (137,6 - j97,3) \cdot (19,87 + j20,9) + \\ &+ (613,1 - j514) \cdot (2,49 + j8,5) - (-396,1 + j142,1) \cdot (15,22 + j16,01) - \\ &- (-542,5 + j266,2) \cdot (4,98 + j16,99) = 28,01 + j17,2 \text{ кВ;} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{E}_{кII}^{(1)} &= \dot{I}_{поз\ 0-5}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-5} + \dot{I}_{поз\ 5-6}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{5-6} - \dot{I}_{поз\ 0-8}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-8} - \dot{I}_{поз\ 8-7}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{8-7} = \\ &= (-396,1 + j142,1) \cdot (15,22 + j16,01) + (-542,5 + j266,2) \cdot (4,98 + j16,99) - \\ &- (155,8 - j94,1) \cdot (3,44 + j11,73) - (64,2 - j39,2) \cdot (17,76 + j18,68) = \end{aligned}$$

$$= -19,05 - j14,08 \text{ кВ};$$

$$\begin{aligned} \dot{E}_{\text{кIII}}^{(1)} &= \dot{I}_{\text{роз } 0-8}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-8} - \dot{I}_{\text{роз } 0-1}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-1} - \dot{I}_{\text{роз } 1-2}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{1-2} = \\ &= (155,8 - j94,1) \cdot (3,44 + j11,73) - (613,1 - j514) \cdot (2,49 + j8,5) - \\ &- (256,1 - j228,6) \cdot (3,56 + j12,14) = -7,94 - j4,72 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

Знаходимо контурні струми:

$$\begin{aligned} \begin{pmatrix} \dot{I}_{\text{кI}} \\ \dot{I}_{\text{кII}} \\ \dot{I}_{\text{кIII}} \end{pmatrix} &= \underline{Z}_{\text{к}}^{-1} \cdot \begin{pmatrix} \dot{E}_{\text{кI}}^{(1)} \\ \dot{E}_{\text{кII}}^{(1)} \\ \dot{E}_{\text{кIII}}^{(1)} \end{pmatrix} = \\ &= \begin{pmatrix} 60,37 + j91,2 & -20,21 - j33 & -2,49 - j8,5 \\ -20,21 - j33 & 45,68 + j77,98 & -3,44 - j11,73 \\ -2,49 - j8,5 & -3,44 - j11,73 & 14,24 + j48,55 \end{pmatrix}^{-1} \cdot \begin{pmatrix} 28,01 + j17,2 \\ -19,05 - j14,08 \\ -7,94 - j4,72 \end{pmatrix} = \\ &= \begin{pmatrix} 193,2 - j97,6 \\ -182 + j71,4 \\ -143,8 + j124,5 \end{pmatrix} \text{ А}; \end{aligned}$$

Струморозподіл ділянками схеми мережі на 1-ій ітерації:

$$\begin{aligned} \dot{I}_{0-1}^{(1)} &= \dot{I}_{\text{роз } 0-1}^{(1)} - \dot{I}_{\text{кI}} + \dot{I}_{\text{кIII}} = 613,1 - j514 - 193,2 + j97,6 - 143,8 + j124,5 = \\ &= 276,1 - j291,9 \text{ А}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{0-5}^{(1)} &= \dot{I}_{\text{роз } 0-5}^{(1)} + \dot{I}_{\text{кI}} - \dot{I}_{\text{кII}} = -396,1 + j142,1 + 193,2 - j97,6 - (-182 + j71,4) = \\ &= -20,9 - j26,8 \text{ А}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{0-8}^{(1)} &= \dot{I}_{\text{роз } 0-8}^{(1)} + \dot{I}_{\text{кII}} - \dot{I}_{\text{кIII}} = 155,8 - j94,1 - 182 + j71,4 - (-143,8 + j124,5) = \\ &= 117,6 - j147,3 \text{ А}; \end{aligned}$$

$$\dot{I}_{1-2}^{(1)} = \dot{I}_{\text{роз } 1-2}^{(1)} + \dot{I}_{\text{кIII}} = 256,1 - j228,6 + (-143,8 + j124,5) = 112,2 - j104 \text{ А};$$

$$\dot{I}_{1-3}^{(1)} = \dot{I}_{\text{роз } 1-3}^{(1)} - \dot{I}_{\text{кI}} = 137,6 - j97,3 - (193,2 - j97,6) = -55,6 + j0,2 \text{ А};$$

$$\dot{I}_{2-8}^{(1)} = \dot{I}_{\text{кIII}} = -143,8 + j124,5 \text{ А};$$

					ДП9101.141.001 ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		44

$$\dot{I}_{3-4}^{(1)} = \dot{I}_{\text{роз } 3-4}^{(1)} - \dot{I}_{\text{кл}} = 73,3 - j57,7 - (193,2 - j97,6) = -119,8 + j39,9 \text{ A};$$

$$\dot{I}_{4-6}^{(1)} = -\dot{I}_{\text{кл}} = -193,2 + j97,6 \text{ A};$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{5-6}^{(1)} &= \dot{I}_{\text{роз } 5-6}^{(1)} + \dot{I}_{\text{кл}} - \dot{I}_{\text{кп}} = 613,1 - j514 + 193,2 - j97,6 + 143,8 - j124,5 = \\ &= -167,3 + j97,3 \text{ A}; \end{aligned}$$

$$\dot{I}_{6-7}^{(1)} = -\dot{I}_{\text{кп}} = 182 - j71,4 \text{ A};$$

$$\dot{I}_{8-7}^{(1)} = \dot{I}_{\text{роз } 8-7}^{(1)} + \dot{I}_{\text{кп}} = 64,2 - j39,2 + (-182 + j71,4) = -117,8 + j32,1 \text{ A};$$

Перевірка виконання Другого закону Кірхгофа для трьох незалежних контурів:

– для 1-го контура:

$$\begin{aligned} \dot{I}_{0-5}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-5} + \dot{I}_{5-6}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{5-6} - \dot{I}_{4-6}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{4-6} - \dot{I}_{3-4}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{3-4} - \dot{I}_{1-3}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{1-3} - \dot{I}_{0-1}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-1} &= (-20,9 - j26,8) \cdot \\ \cdot (15,22 + j16,1) + (-167,3 + j97,3) \cdot (4,98 + j16,99) - (-193,2 + j97,6) \cdot \\ \cdot (4,27 + j14,57) - (-119,8 + j39,9) \cdot (13,53 + j14,23) - (-55,6 + j0,2) \cdot \\ \cdot (19,87 + j20,9) - (276,1 - j291,9) \cdot (2,49 + j8,5) &= 0 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

– для 2-го контура:

$$\begin{aligned} \dot{I}_{0-8}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-8} + \dot{I}_{8-7}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{8-7} - \dot{I}_{6-7}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{6-7} - \dot{I}_{5-6}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{5-6} - \dot{I}_{0-5}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-5} &= (117,6 - j147,3) \cdot \\ \cdot (3,44 + j11,73) + (-117,8 + j32,1) \cdot (17,76 + j18,68) - (182 - j71,4) \cdot \\ \cdot (4,27 + j14,57) - (-167,3 + j97,3) \cdot (4,98 + j16,99) - (-20,9 - j26,8) \cdot \\ \cdot (15,22 + j16,01) &= 0 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

– для 3-го контура:

$$\begin{aligned} \dot{I}_{0-1}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-1} + \dot{I}_{1-2}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{1-2} + \dot{I}_{2-8}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{2-8} - \dot{I}_{0-8}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-8} &= (276,1 - j291,9) \cdot (2,49 + j8,5) + \\ + (112,2 - j104) \cdot (3,56 + j12,14) + (-143,8 + j124,5) \cdot (4,75 + j16,18) - \\ - (117,6 - j147,3) \cdot (3,44 + j11,73) &= 0 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

Перевірка 2-го закону Кірхгофа завершена, отже розрахунки вірні.

Розраховуємо рівні напруги:

						ДП9101.141.001 ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата			45

$$\dot{U}_1^{(1)} = U_{\text{БП}} - \dot{I}_{0-1}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-1} = 114 - (276,1 - j291,9) \cdot (2,49 + j8,5) = (110,83 - j1,62) \text{ кВ};$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_2^{(1)} &= \dot{U}_1 - \dot{I}_{1-2}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{1-2} = (110,83 - j1,62) - (112,2 - j104) \cdot (3,56 + j12,14) = \\ &= (109,17 - j2,61) \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_3^{(1)} &= \dot{U}_1 - \dot{I}_{1-3}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{1-3} = (110,83 - j1,62) - (-55,6 + j0,2) \cdot (19,87 + j20,9) = \\ &= (111,94 - j0,46) \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_4^{(1)} &= \dot{U}_3 - \dot{I}_{3-4}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{3-4} = (111,94 - j0,46) - (-119,8 + j39,9) \cdot (13,53 + j14,23) = \\ &= (114,13 + j0,71) \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\dot{U}_5^{(1)} = U_{\text{БП}} - \dot{I}_{0-5}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-5} = 114 - (-20,9 - j26,8) \cdot (15,22 + j16,01) = (113,89 + j0,74) \text{ кВ};$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_6^{(1)} &= \dot{U}_5 - \dot{I}_{5-6}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{5-6} = (113,89 + j0,74) - (-167,3 + j97,3) \cdot (4,98 + j16,99) = \\ &= (116,38 + j3,1) \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\dot{U}_8^{(1)} = U_{\text{БП}} - \dot{I}_{0-8}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-8} = 114 - (117,6 - j147,3) \cdot (3,44 + j11,73) = (111,87 - j0,87) \text{ кВ};$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_7^{(1)} &= \dot{U}_8 - \dot{I}_{8-7}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{7-8} = (111,87 - j0,87) - (-117,8 + j32,1) \cdot (17,76 + j18,68) = \\ &= (114,56 + j0,76) \text{ кВ}. \end{aligned}$$

Для перевірки правильності розрахунків визначимо рівень напруги в інший спосіб:

– для 2-го пункта:

$$\begin{aligned} \dot{U}_2^{(1)} &= \dot{U}_8^{(1)} - \dot{I}_{2-8}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{2-8} = (111,87 - j0,87) - (-143,8 + j124,5) \cdot (4,75 + j16,18) = \\ &= (109,17 - j2,61) \text{ кВ}; \end{aligned}$$

– для 6-го пункта:

$$\begin{aligned} \dot{U}_6^{(1)} &= \dot{U}_4^{(1)} - \dot{I}_{4-6}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{4-6} = (114,13 + j0,71) - (-193,2 + j97,6) \cdot (4,27 + j14,57) = \\ &= (116,38 + j3,1) \text{ кВ}; \end{aligned}$$

Перевірки сходяться з попередніми розрахунками.

Сумарні втрати потужності на першій ітерації:

					ДП9101.141.001 ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		46



$$\dot{i}_{\text{поз 1-3}}^{(2)} = \dot{i}_{\text{поз 3-4}}^{(2)} + \dot{i}_{3\text{п}}^{(2)} = 71 - j54,6 + 63 - j38,8 = 134 - j93,4 \text{ А};$$

$$\dot{i}_{\text{поз 1-2}}^{(2)} = \dot{i}_{2\text{п}}^{(2)} = 252,4 - j236,5 \text{ А};$$

$$\begin{aligned} \dot{i}_{\text{поз 0-1}}^{(2)} &= \dot{i}_{\text{поз 1-2}}^{(2)} + \dot{i}_{\text{поз 1-3}}^{(2)} + \dot{i}_{1\text{п}}^{(2)} = 252,4 - j236,5 + 134 - j93,4 + 215,1 - j189,7 = \\ &= 601,4 - j519,5 \text{ А}. \end{aligned}$$

Перевірка розрахунків:

Сума струмів БП:

$$\begin{aligned} \dot{i}_{\text{поз 0-1}}^{(2)} + \dot{i}_{\text{поз 0-5}}^{(2)} + \dot{i}_{\text{поз 0-8}}^{(2)} &= 601,4 - j519,5 - 376,8 + j121 + 151,6 - j90,5 = \\ &= 376,2 - j489 \text{ А}; \end{aligned}$$

Сума розрахованих струмів пунктів:

$$\begin{aligned} \dot{i}_{1\text{п}}^{(2)} + \dot{i}_{2\text{п}}^{(2)} + \dot{i}_{3\text{п}}^{(2)} + \dot{i}_{4\text{п}}^{(2)} + \dot{i}_{5\text{п}}^{(2)} + \dot{i}_{6\text{п}}^{(2)} + \dot{i}_{7\text{п}}^{(2)} + \dot{i}_{8\text{п}}^{(2)} &= 215,1 - j189,7 + 252,4 - j236,5 + \\ &+ 63 - j38,8 + 71 - j54,6 + 142,2 - j118,3 - 519,9 + j239,4 + 61,9 - j36,4 + \\ &+ 89,6 - j54,1 = 376,2 - j489 \text{ А}. \end{aligned}$$

Формуємо систему контурних рівнянь:

$$\begin{aligned} \dot{E}_{\text{кI}}^{(2)} &= \dot{i}_{\text{поз 3-4}}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{3-4} + \dot{i}_{\text{поз 1-3}}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{1-3} + \dot{i}_{\text{поз 0-1}}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-1} - \dot{i}_{\text{поз 0-5}}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-5} - \dot{i}_{\text{поз 5-6}}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{5-6} = \\ &= (71 - j54,6) \cdot (13,53 + j14,23) + (134 - j93,4) \cdot (19,87 + j20,9) + \\ &+ (601,4 - j519,5) \cdot (2,49 + j8,5) - (-376,8 + j121) \cdot (15,22 + j16,01) - \\ &- (-519,1 + j239,4) \cdot (4,98 + j16,99) = 26,6 + j16,85 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{E}_{\text{кII}}^{(2)} &= \dot{i}_{\text{поз 0-5}}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-5} + \dot{i}_{\text{поз 5-6}}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{5-6} - \dot{i}_{\text{поз 0-8}}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-8} - \dot{i}_{\text{поз 8-7}}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{7-8} = \\ &= (-376,8 + j121) \cdot (15,22 + j16,01) + (-519,1 + j239,4) \cdot (4,98 + j16,99) - \\ &- (151,6 - j90,5) \cdot (3,44 + j11,73) - (61,9 - j36,4) \cdot (17,76 + j18,68) = \\ &= -17,69 - j13,8 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{E}_{\text{кIII}}^{(2)} &= \dot{i}_{\text{поз 0-8}}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-8} - \dot{i}_{\text{поз 0-1}}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-1} - \dot{i}_{\text{поз 1-2}}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{1-2} = \\ &= (151,6 - j90,5) \cdot (3,44 + j11,73) - (601,4 - j519,5) \cdot (2,49 + j8,5) - \\ &- (252,4 - j236,5) \cdot (3,56 + j12,14) = -8,1 - j4,57 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

Знаходимо контурні струми:

					ДП9101.141.001 ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		48





$$\begin{aligned} & \dot{I}_{0-5}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-5} + \dot{I}_{5-6}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{5-6} - \dot{I}_{4-6}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{4-6} - \dot{I}_{3-4}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{3-4} - \dot{I}_{1-3}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{1-3} - \dot{I}_{0-1}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-1} = (-16,2 - j33,3) \cdot \\ & \cdot (15,22 + j16,01) + (-158,4 + j85) \cdot (4,98 + j16,99) - (-186,3 + j91) \cdot \\ & \cdot (4,27 + j14,57) - (-186,3 + j91) \cdot (13,53 + j14,23) - (-52,3 - j2,4) \cdot \\ & \cdot (19,87 + j20,9) - (273,9 - j301) \cdot (2,49 + j8,5) = 0 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

– для 2-го контура:

$$\begin{aligned} & \dot{I}_{0-8}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-8} + \dot{I}_{8-7}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{8-7} - \dot{I}_{6-7}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{6-7} - \dot{I}_{5-6}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{5-6} - \dot{I}_{0-5}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-5} = (118,4 - j154,7) \cdot \\ & \cdot (3,44 + j11,73) + (-112,5 + j27) \cdot (17,76 + j18,68) - (174,4 - j63,4) \cdot \\ & \cdot (4,27 + j14,57) - (-158,4 + j85) \cdot (4,98 + j16,99) - (-16,2 - j33,3) \cdot \\ & \cdot (15,22 + j16,01) = 0 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

– для 3-го контура:

$$\begin{aligned} & \dot{I}_{0-1}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-1} + \dot{I}_{1-2}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{1-2} + \dot{I}_{2-8}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{2-8} - \dot{I}_{0-8}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-8} = (273,9 - j301) \cdot (2,49 + j8,5) + \\ & + (111,1 - j108,9) \cdot (3,56 + j12,14) + (-141,3 + j127,6) \cdot (4,75 + j16,18) - \\ & - (118,4 - j154,7) \cdot (3,44 + j11,73) = 0 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

Перевірка 2-го закону Кірхгофа завершена, отже розрахунки вірні.

Розраховуємо рівні напруг:

$$\dot{U}_1^{(2)} = U_{\text{БП}} - \dot{I}_{0-1}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-1} = 114 - (273,9 - j301) \cdot (2,49 + j8,5) = (110,76 - j1,58) \text{ кВ};$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_2^{(2)} &= \dot{U}_1^{(2)} - \dot{I}_{1-2}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{1-2} = (110,76 - j1,58) - (111,1 - j108,9) \cdot (3,56 + j12,14) = \\ &= (109,04 - j2,54) \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_3^{(2)} &= \dot{U}_1^{(2)} - \dot{I}_{1-3}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{1-3} = (110,76 - j1,58) - (-52,3 - j2,4) \cdot (19,87 + j20,9) = \\ &= (111,75 - j0,44) \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_4^{(2)} &= \dot{U}_3^{(2)} - \dot{I}_{3-4}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{3-4} = (111,75 - j0,44) - (-115,2 + j36,4) \cdot (13,53 + j14,23) = \\ &= (113,83 + j0,71) \text{ кВ}; \end{aligned}$$

					ДП9101.141.001 ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		50



Перевірка збіжності ітераційного процесу:

$$\left| \frac{\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} - \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)}}{\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)}} \right| \cdot 100 = \left| \frac{2,89 - j9,15 - 2,51 + j6,52}{2,89 - j9,15} \right| \cdot 100 = 27,606 \%$$

Продовжуємо розрахунок до тих пір поки відносна різниця зміни сумарних втрат потужності не буде менше 1 %. Результати обчислень на наступних ітераціях приведені в табл. 2.1.6.

Таблиця 2.1.6 – Розрахунок режиму максимальних навантажень

Параметр, що обчислюється	Ітерація	
	3	4
Струми навантаження в пунктах мережі		
$I_1, A$	215,3-j189,7	215,3-j189,7
$I_2, A$	252,8-j236,6	252,8-j236,6
$I_3, A$	63,1-j38,9	63,1-j38,9
$I_4, A$	71,2-j54,8	71,2-j54,7
$I_5, A$	142,5-j118,5	142,5-j118,5
$I_6, A$	-520,9+j240,4	-520,8+j240,3
$I_7, A$	62,1-j36,5	62,1-j36,5
$I_8, A$	89,7-j54,2	89,7-j54,2
Струмозподіл в замкненій мережі		
$I_{0-1}, A$	274,1-j301	274,1-j301,1
$I_{0-5}, A$	-16,6-j33,1	-16,6-j33,1
$I_{0-8}, A$	118,3-j154,6	118,4-j154,7
$I_{1-2}, A$	111,3-j109	111,3-j109
$I_{1-3}, A$	-52,5-j2,4	-52,5-j2,4
$I_{2-8}, A$	-141,5+j127,6	-141,5+j127,6
$I_{3-4}, A$	-115,6+j36,6	-115,6+j36,6
$I_{4-6}, A$	-186,8+j91,3	-186,8+j91,3
$I_{5-6}, A$	-159,1+j85,4	-159,1+j85,4
$I_{6-7}, A$	175-j63,7	175-j63,7
$I_{8-7}, A$	-112,9+j27,2	-112,9+j27,1
Рівень напруги в пунктах мережі		
$U_1, кВ$	110,76-j1,58	110,76-j1,58
$U_2, кВ$	109,04-j2,54	109,04-j2,54
$U_3, кВ$	111,75-j0,43	111,75-j0,43

Продовження таблиці 1.2.5.

Параметр, що обчислюється	Ітерація	
	3	4
Рівень напруги в пунктах мережі		
$U_4$ , кВ	113,84+j0,72	113,84+j0,72
$U_5$ , кВ	113,72+j0,77	113,72+j0,77
$U_6$ , кВ	115,97+j3,05	115,97+j3,05
$U_7$ , кВ	114,29+j0,77	114,29+j0,77
$U_8$ , кВ	111,78-j0,86	111,78-j0,86
Втрати потужності в елементах мережі		
$\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(i)}$ , МВА	2,84-j9,12	2,85-j9,13
Контроль завершення ітераційного розрахунку		
	0,5%	0,091%

Після виконання четвертої ітерації втрати потужності в елементах мережі відрізняються лине на 0,091 % від втрат на третій ітерації. Тому ітераційний розрахунок завершуємо.

Знаходимо потужності ділянок мережі на початку та в кінці. Розглянемо ділянку 0-1:

$$\dot{S}_{\text{поч } 0-1} = \dot{I}_{0-1} \hat{U}_{\text{БП}} + 0,5 \cdot \underline{Y}_{0-1} U_{\text{БП}}^2 = (274,1 - j301,1) \cdot 114 + 0,5 \cdot (0,087 + j59,535) \times 10^{-6} \cdot 114^2 = 31,24 - j33,93 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{\text{кін } 0-1} = \dot{I}_{0-1} \hat{U}_1 + 0,5 \cdot \underline{Y}_{0-1} U_1^2 = (274,1 - j301,1) \cdot (110,76 + j1,58) + 0,5 \cdot (0,087 + j59,535) \times 10^{-6} \cdot (110,77)^2 = 30,83 - j33,28 \text{ МВА};$$

Для інших ділянок розрахунки виконуються аналогічно. Результати приведені в табл. 2.1.7

Таблиця 2.1.7– Потужності ділянок РЕМ

Ділянка	$S_{\text{Поч}}$ , МВА	$S_{\text{кін}}$ , МВА
0-1	31,24-j33,93	30,83-j 33,28
0-8	13,49- j 17,1	13,36- j 17,7
1-2	12,5- j 11,37	12,41- j 12,1
3-1	5,87+ j 1,04	5,81- j 0,4
4-3	13,13- j 3,71	12,93- j 4,55
5-0	1,91+ j 4,35	1,89+ j 3,18
6-4	21,39- j 10,47	21,2- j 11,19
6-5	18,19- j 9,58	18,02- j 10,6

Продовження таблиці 2.1.7.

Ділянка	$S_{\text{Поч}}$ , МВА	$S_{\text{кін}}$ , МВА
6-7	20,1- $j$ 7,23	19,95- $j$ 8,08
7-8	12,89- $j$ 2,49	12,64- $j$ 3,61
8-2	15,93- $j$ 13,44	15,76- $j$ 14,23

Результати розрахунку режиму максимальних зображені на рис. 2.1.5. На ділянках мережі приведені початкові та кінцеві потужності, а в пунктах сума потужності максимальних навантажень, втрат в опорах та трансформаторах на ПС.

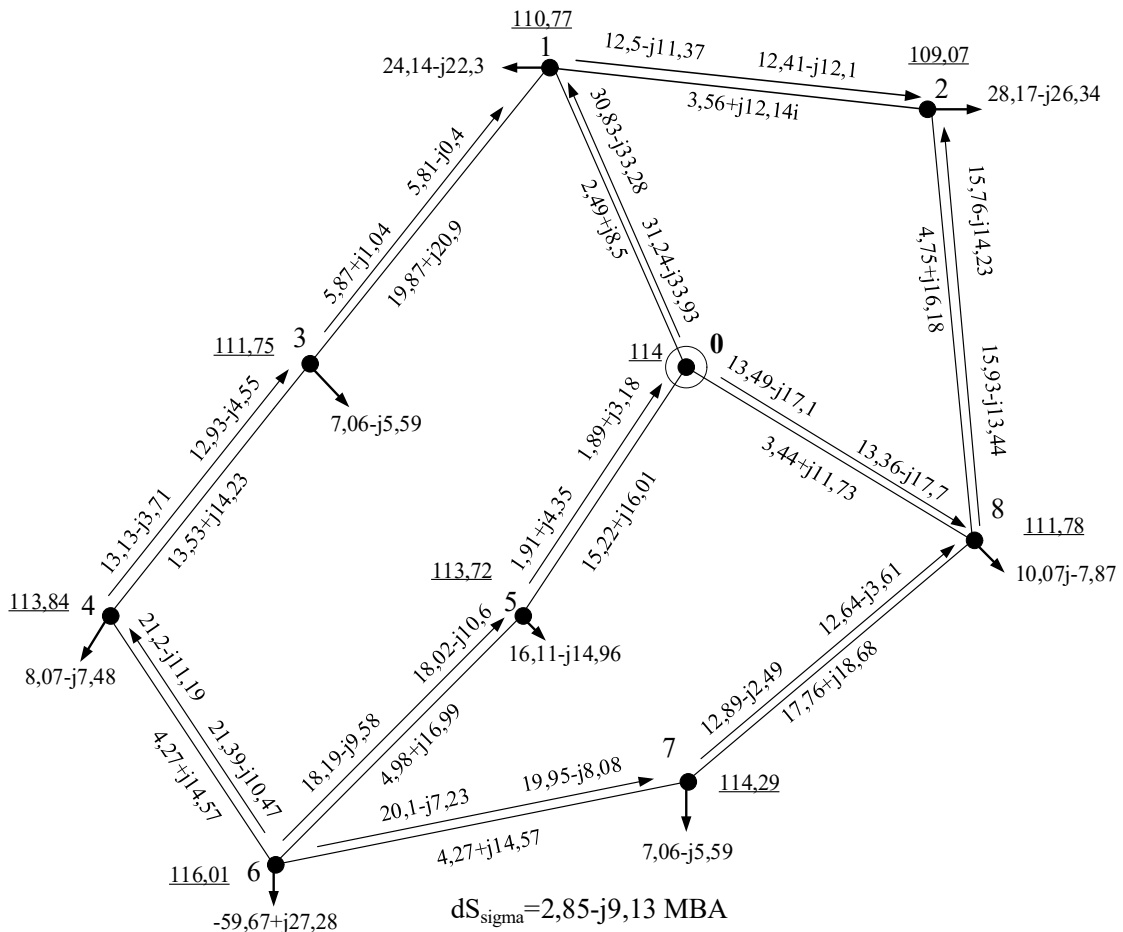


Рисунок 2.1.5 – Параметри вихідного режиму роботи мережі з мінімальним перерізом 70 мм<sup>2</sup>

Для забезпечення бажаного рівня напруги споживачів, а саме  $U_{\text{нн}}=10,5$  кВ на стороні 10 кВ для двох- і трьохобмоткових трансформаторів. На стороні 35 кВ бажаним є  $U_{\text{сн}}=36,5$  кВ. За допомогою РПН та ПБЗ потрібно відрегулювати напругу.

Для регулювання напруги в мережі використовуються регулювання під

напругою (РПН) та перемикачів без збудження (ПБЗ). Формула регулювання напруги за допомогою РПН складає  $\pm 9 \times 1,78$ , а для ПБЗ -  $\pm 2 \times 2,5$ .

Далі проведемо розрахунок рівня напруги на підстанції 1, де використовуються два триобмоткових трансформатори. У розрахунках врахуємо втрати потужності на кожній стороні трансформатора, а також опір кожної сторони. Крім того, визначимо фіктивний рівень напруги в нульовій точці та зведені рівні напруги на сторонах низької напруги (НН) та середньої напруги (СН).

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{\text{TZ1 НН}} &= 2 \cdot \left( \frac{\Delta P_{\text{T1 к.з.}}}{2} \cdot \beta_{\text{НН}}^2 - j \cdot \dot{S}_{\text{T1}} \cdot u_{\text{кн}} \% \cdot \beta_{\text{НН}}^2 \right) = \\ &= 2 \cdot \left( \frac{140}{2} \cdot 0,244^2 - j \cdot 25000 \cdot 0,675 \cdot 0,244^2 \right) = (8,33 - j200,77) \text{ кВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{\text{TZ1 СН}} &= 2 \cdot \left( \frac{\Delta P_{\text{T1 к.з.}}}{2} \cdot \beta_{\text{СН}}^2 - j \cdot \dot{S}_{\text{T1}} \cdot u_{\text{кн}} \% \cdot \beta_{\text{СН}}^2 \right) = \\ &= 2 \cdot \left( \frac{140}{2} \cdot 0,378^2 - j \cdot 25000 \cdot 0 \cdot 0,378^2 \right) = (20,04) \text{ кВт}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{\text{TZ1 ВН}} &= 2 \cdot \left( \frac{\Delta P_{\text{T1 к.з.}}}{2} \cdot \beta_{\text{ВН}}^2 - j \cdot \dot{S}_{\text{T1}} \cdot u_{\text{вн}} \% \cdot \beta_{\text{ВН}}^2 \right) = \\ &= 2 \cdot \left( \frac{140}{2} \cdot 0,621^2 - j \cdot 25000 \cdot 0,1075 \cdot 0,621^2 \right) = (54 - j2073,22) \text{ кВА}. \end{aligned}$$

Для сторони НН зведена напруга:

$$\begin{aligned} U_{\text{НН звед}} &= \sqrt{U_1^2 - 2 \left( (P_{\text{max1}} + \Delta P_{\text{TZ1 ВН}}) \cdot \frac{R_{\text{T1В}}}{2} - (Q_{\text{max1}} + \Delta Q_{\text{TZ1 ВН}}) \cdot \frac{X_{\text{T1В}}}{2} + \right. \\ &\quad \left. + (P_{\text{НН1}} + \Delta P_{\text{TZ1 НН}}) \cdot \frac{R_{\text{T1Н}}}{2} - (Q_{\text{НН1}} + \Delta Q_{\text{TZ1 НН}}) \cdot \frac{X_{\text{T1Н}}}{2} \right)} = \\ &= \sqrt{110,77^2 - 2 \left( 24,05 \cdot \frac{1,48}{2} + 21,78 \cdot \frac{56,87}{2} + 10,01 \cdot \frac{1,48}{2} + 7,18 \cdot \frac{35,71}{2} \right)} = \\ &= 103,56 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

Знаходимо ступінь регулювання РПН силових трансформаторів ПС №1:

$$N_{1 \text{ РПН}} = \frac{1}{\omega_{0 \text{ РПН}}} \cdot \left( \frac{U_{\text{НН звед}} \cdot U_{\text{ТН}}}{U_{\text{T1 0В}} \cdot U_{\text{НН баж}}} - 1 \right) = \frac{1}{1,78} \cdot \left( \frac{103,56 \cdot 11}{115 \cdot 10,5} - 1 \right) = -3,179 \approx -3$$

					ДП9101.141.001 ПЗ	Арк.
					55	
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		

Фактичний рівень напруги на шинах НН:

$$U_{\text{нн факт1}} = \frac{U_{\text{нн звед}} \cdot U_{\text{ТН}}}{U_{\text{Т1 0В}} \cdot (1 + N_{1\text{ рпн}} \cdot \omega_{0\text{ рпн}})} = \frac{103,56 \cdot 11}{115 \cdot (1 - 3 \cdot 1,78\%)} = 10,46 \text{ кВ};$$

Для сторони СН.

$$U_{\text{сн звед}} = \sqrt{U_1^2 - 2 \left( (P_{\text{max1}} + \Delta P_{\text{TZI BH}}) \cdot \frac{R_{\text{T1В}}}{2} - (Q_{\text{max1}} + \Delta Q_{\text{TZI BH}}) \cdot \frac{X_{\text{T1В}}}{2} + (P_{\text{сн1}} + \Delta P_{\text{TZI CH}}) \cdot \frac{R_{\text{T1С}}}{2} - (Q_{\text{сн1}} + \Delta Q_{\text{TZI CH}}) \cdot \frac{X_{\text{T1С}}}{2} \right)} =$$

$$= \sqrt{110,77^2 - 2 \left( 24,05 \cdot \frac{1,48}{2} + 21,78 \cdot \frac{56,87}{2} + 14,02 \cdot \frac{1,48}{2} + 12,72 \cdot \frac{0}{2} \right)} = 104,76 \text{ кВ};$$

Знаходимо ступінь регулювання ПБЗ силових трансформаторів ПС №1:

$$N_{1\text{ пбз}} = \frac{1}{\omega_{0\text{ пбз}}} \cdot \left( \frac{U_{\text{сн баж}} \cdot U_{\text{Т1 0В}} \cdot (1 + N_{1\text{ рпн}} \cdot \omega_{0\text{ рпн}})}{U_{\text{сн звед}} \cdot U_{\text{ТС}}} - 1 \right) =$$

$$= \frac{1}{2,5\%} \cdot \left( \frac{36,5 \cdot 115 \cdot (1 - 3 \cdot 1,78)}{104,76 \cdot 38,5} - 1 \right) = -0,595 \approx -1$$

Фактичний рівень напруги на шинах СН:

$$U_{\text{сн факт1}} = \frac{U_{\text{сн звед}} \cdot U_{\text{ТС}} \cdot (1 + N_{1\text{ пбз}} \cdot \omega_{0\text{ пбз}})}{U_{\text{Т1 0В}} \cdot (1 + N_{1\text{ рпн}} \cdot \omega_{0\text{ рпн}})} = \frac{104,76 \cdot 38,5 \cdot (1 - 1 \cdot 2,5\%)}{115 \cdot (1 - 3 \cdot 1,78\%)} = 36,12 \text{ кВ}.$$

Розрахунок значень РПН та ПБЗ на інших ПС робиться аналогічно. Результати рівнів напруг представлені в табл. 2.1.8.

Таблиця 2.1.8 – Відгалуження РПН і ПБЗ в режимі максимальних навантажень

ПС	U <sub>i</sub> , кВ	U <sub>звн</sub> , кВ	U <sub>звс</sub> , кВ	N <sub>рпн</sub>	N <sub>пбз</sub>	U <sub>фн</sub> , кВ	U <sub>фс</sub> , кВ
1	110,77	103,56	104,763	-3	-1	10,46	36,12
2	109,07	100,32	101,821	-5	-1	10,53	36,48
3	111,754	107,58	-	-1	-	10,48	-
4	113,84	108,172	108,938	-1	-1	10,53	36,2
5	113,724	102,725	103,957	-4	-1	10,58	36,53
7	114,293	108,392	-	-1	-	10,56	-
8	111,781	105,908	-	-2	-	10,5	-

Для визначення зрівнювальних економічних контурних ЕРС та оцінки

				ДП9101.141.001 ПЗ			Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата			56



паразитної зрівнювальної контурної потужності виконамо розрахунок R-схеми. Розрахунок здійснюватиметься з використанням контурної моделі. Розрахунок R-схеми відрізняється наявністю активного опору замість повного.

Матриця контурних опорів дорівнює:

$$R_k = \begin{bmatrix} R_{кI} & -(R_{0-5} + R_{5-6}) & -R_{0-1} \\ -(R_{0-5} + R_{5-6}) & R_{кII} & -R_{0-8} \\ -R_{0-1} & -R_{0-8} & R_{кIII} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 60,37 & -20,21 & -2,49 \\ -20,21 & 45,68 & -3,44 \\ -2,49 & -3,44 & 14,24 \end{bmatrix} \text{ Ом.}$$

Ітераційний розрахунок відбувається аналогічно до попереднього. Результати розрахунку представлені в таблиці

Продовжуємо розрахунок до тих пір поки різниця модулів втрат потужності не буде менше 1 %. Результати обчислень на наступних ітераціях приведені в табл. 2.1.9.

Таблиця 2.1.9 – Розрахунок режиму максимальних навантажень за R-схемою мережі з мінімальним перерізом проводу 70 мм<sup>2</sup>

Параметри	Номер ітерації			
	1	2	3	4
Струми навантаження в пунктах мережі				
$I_1, A$	219,48-j188,13	214,37-j180,65	214,3-j180,7	214,3- j180,7
$I_2, A$	256,09-j228,57	251,8-j219,91	251,7- j220	251,7- j220
$I_3, A$	64,23-j39,62	62,28-j37,12	62,3- j37,2	62,3- j37,2
$I_4, A$	73,32-j57,71	70,11-j54,18	70,2- j54,3	70,2- j54,3
$I_5, A$	146,44-j124,14	140,49-j117,64	140,6- j117,8	140,6- j117,8
$I_6, A$	-542,52+j266,24	-513,99+j254,92	-514,6+ j255,3	-514,6+ j255,3
$I_7, A$	64,22-j39,23	61,32-j36,39	61,4- j36,5	61,4- j36,5
$I_8, A$	91,58-j54,86	88,99-j51,75	89- j51,8	89- j51,8
Струмозподіл в замкненій мережі				
$I_{0-1}, A$	298,82-j293,8	295,27-j280,82	295- j280,9	295- j280,9
$I_{0-5}, A$	-61,92-j20,08	-56,2-j17,51	-56,4- j17,5	-56,4- j17,5
$I_{0-8}, A$	135,96-j152,12	136,3-j144,38	136,1- j144,4	136,1- j144,4
$I_{1-2}, A$	113,02-j105,49	111,77-j101,23	111,7- j101,3	111,7- j101,3
$I_{1-3}, A$	-33,68-j0,18	-30,88+j1,06	-31+ j1	-31+ j1
$I_{2-8}, A$	-143,07+j123,08	-140,03+j118,68	-140+ j118,7	-140+ j118,7
$I_{3-4}, A$	-97,91+j39,44	-93,15+j38,18	-93,2+ j38,2	-93,2+ j38,2
$I_{4-6}, A$	-171,23+j97,14	-163,26+j92,36	-163,4+ j92,5	-163,4+ j92,5
$I_{5-6}, A$	-208,36+j104,05	-196,69+j100,12	-196,9+ j100,3	-196,9+ j100,3

Продовження таблиці 2.1.9.

Параметри	Номер ітерації			
	1	2	3	4
Струмозрозподіл в замкненій мережі				
$I_{6-7}, A$	162,92-j65,05	154,04-j62,44	154,2- j62,5	154,2- j62,5
$I_{8-7}, A$	-98,7+j25,82	-92,72+j26,05	-92,9+ j26,1	-92,9+ j26,1
Рівень напруги в пунктах мережі				
$U_1, кВ$	113,26+j0,73	113,26+j0,7	113,26+ j0,7	113,26+ j0,7
$U_2, кВ$	112,85+j1,11	112,87+j1,06	112,87+ j1,06	112,87+ j1,06
$U_3, кВ$	113,92+j0,74	113,88+j0,68	113,88+ j0,68	113,88+ j0,68
$U_4, кВ$	115,25+j0,2	115,14+j0,16	115,14+ j0,16	115,14+ j0,16
$U_5, кВ$	114,94+j0,31	114,86+j0,27	114,86+ j0,27	114,86+ j0,27
$U_6, кВ$	115,98-j0,21	115,84-j0,23	115,84- j0,23	115,84- j0,23
$U_7, кВ$	115,28+j0,07	115,18+j0,03	115,18+ j0,03	115,18+ j0,03
$U_8, кВ$	113,53+j0,52	113,53+j0,5	113,53+ j0,5	113,53+ j0,5
Втрати потужності в елементах мережі				
$\Delta S_i, МВА$	2,51-j6,52	2,8-j3,87	2,72- j 3,89	2,72- j 3,89
Контроль завершення ітераційного розрахунку				
%	-	55,92	1,56	0,029

По завершенню четвертої ітерації відносна зміна сумарних втрат потужності в елементах мережі становить 0,029%. Тому ітераційний розрахунок завершуємо.

Знаходимо потужності ділянок мережі на початку та в кінці. Розглянемо ділянку 0-1:

$$\dot{S}_{\text{поч } 0-1} = \dot{I}_{0-1} \hat{U}_{\text{БП}} + 0,5 \cdot \underline{Y}_{0-1} U_{\text{БП}}^2 = (295 - j280,9) \cdot 114 + 0,5 \cdot (0,087 + j59,535) \times 10^{-6} \cdot 114 = 33,63 - j31,64 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{\text{кін } 0-1} = \dot{I}_{0-1} \hat{U}_1 - 0,5 \cdot \underline{Y}_{0-1} U_1^2 = (113,26 - j0,7) \cdot (110,76 + j1,58) - 0,5 \cdot (0,087 + j59,535) \times 10^{-6} \cdot (113,27)^2 = 33,22 - j32,41 \text{ МВА};$$

Для інших ділянок розрахунки виконуються аналогічно. Результати приведені в табл. 2.3.10





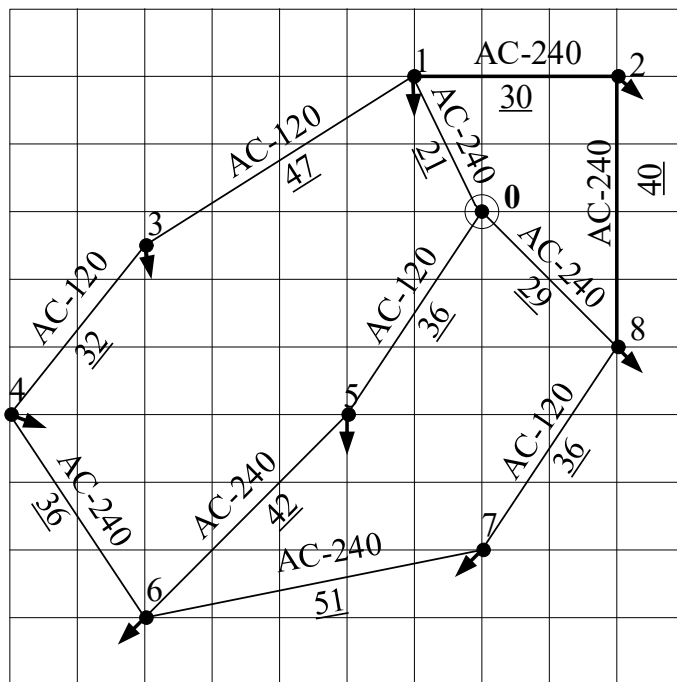


Рисунок 2.2.1 – Перерізи ділянок РЕМ після зміни АС-70 на АС-120

Для інших ділянок параметри рахується аналогічно.

Таблиця 2.2.1 – Опори та провідності ділянок РЕМ

Ділянка	$\underline{Z}$ , Ом	$\underline{Y}$ , мкСм
0-5	$8.89 + j15.36$	$0.21 + j96.56$
1-3	$11.61 + j20.05$	$0.27 + j126.06$
3-4	$7.9 + j13.65$	$0.19 + j85.83$
7-8	$10.37 + j17.92$	$0.24 + j112.65$

Розрахунок сумарних поперечних провідностей. Для 1-го пункту:

$$\begin{aligned} Y_{-1} &= 0.5 \cdot (Y_{0-1} + Y_{1-2} + Y_{1-3}) + 2 \cdot (g_{T1} + j \cdot g_{T1}) = \\ &= 0.5 \cdot (0,087 + j59,535 + 0,124 + j85,051 + 11,61 + j20,05) \times 10^{-6} + \\ &+ 2 \cdot (2,344 - j \cdot 13,233) \times 10^{-6} = (4,929 + j108,86) \times 10^{-6} \text{ См}; \end{aligned}$$

Таблиця 2.2.2 – Сумарних поперечних провідностей

ПС	$\underline{Y}_{-i}$ , мкСм	ПС	$\underline{Y}_{-i}$ , мкСм
0	$0,21 + j119,16$	5	$3,73 + j 81,58$
1	$4,93 + j 108,86$	6	$7,07 + j 126,08$
2	$4,83 + j 72,76$	7	$2 + j 97,35$
3	$1,97 + j 98,33$	8	$2,45 + j 142,68$
4	$2,79 + j 75,5$		



Таблиця 2.2.3– Ітераційний розрахунок режиму максимального навантаження після заміни АС-70 на АС-120

Параметри	Номер ітерації			
	1	2	3	4
Струми навантаження в пунктах мережі				
$I_1, A$	219,47- <i>j</i> 187,83	214,89- <i>j</i> 189,24	215,11- <i>j</i> 189,29	215,1- <i>j</i> 189,3
$I_2, A$	256,09- <i>j</i> 228,57	252,15- <i>j</i> 236,31	252,6- <i>j</i> 236,42	252,6- <i>j</i> 236,43
$I_3, A$	64,22- <i>j</i> 39,12	63,01- <i>j</i> 38,49	63,11- <i>j</i> 38,57	63,11- <i>j</i> 38,56
$I_4, A$	73,32- <i>j</i> 57,51	71,48- <i>j</i> 54,83	71,63- <i>j</i> 55	71,63- <i>j</i> 54,99
$I_5, A$	146,43- <i>j</i> 123,91	142,6- <i>j</i> 118,62	142,76- <i>j</i> 118,79	142,76- <i>j</i> 118,77
$I_6, A$	-542,52+ <i>j</i> 266,24	-521,82+ <i>j</i> 240,47	-523,38+ <i>j</i> 241,46	-523,33+ <i>j</i> 241,38
$I_7, A$	64,22- <i>j</i> 38,97	62,31- <i>j</i> 36,46	62,43- <i>j</i> 36,58	62,43- <i>j</i> 36,58
$I_8, A$	91,58- <i>j</i> 54,6	89,56- <i>j</i> 53,81	89,64- <i>j</i> 53,86	89,64- <i>j</i> 53,86
Струмозрозподіл в замкненій мережі				
$I_{0-1}, A$	274,68- <i>j</i> 282,53	271,92- <i>j</i> 291,7	272,09- <i>j</i> 291,72	272,09- <i>j</i> 291,74
$I_{0-5}, A$	-19,89- <i>j</i> 41,52	-15,99- <i>j</i> 47,96	-16,37- <i>j</i> 47,77	-16,35- <i>j</i> 47,79
$I_{0-8}, A$	118,02- <i>j</i> 140,22	118,24- <i>j</i> 147,62	118,19- <i>j</i> 147,56	118,2- <i>j</i> 147,58
$I_{1-2}, A$	112,83- <i>j</i> 103,94	111,5- <i>j</i> 108,68	111,69- <i>j</i> 108,71	111,68- <i>j</i> 108,72
$I_{1-3}, A$	-57,62+ <i>j</i> 9,24	-54,47+ <i>j</i> 6,22	-54,71+ <i>j</i> 6,29	-54,7+ <i>j</i> 6,28
$I_{2-8}, A$	-143,26+ <i>j</i> 124,63	-140,65+ <i>j</i> 127,63	-140,92+ <i>j</i> 127,71	-140,92+ <i>j</i> 127,71
$I_{3-4}, A$	-121,84+ <i>j</i> 48,37	-117,48+ <i>j</i> 44,7	-117,82+ <i>j</i> 44,85	-117,81+ <i>j</i> 44,84
$I_{4-6}, A$	-195,16+ <i>j</i> 105,87	-188,96+ <i>j</i> 99,53	-189,45+ <i>j</i> 99,85	-189,44+ <i>j</i> 99,83
$I_{5-6}, A$	-166,32+ <i>j</i> 82,4	-158,59+ <i>j</i> 70,66	-159,13+ <i>j</i> 71,02	-159,11+ <i>j</i> 70,98
$I_{6-7}, A$	181,03- <i>j</i> 77,97	174,28- <i>j</i> 70,28	174,79- <i>j</i> 70,59	174,78- <i>j</i> 70,56
$I_{8-7}, A$	-116,82+ <i>j</i> 39	-111,97+ <i>j</i> 33,82	-112,36+ <i>j</i> 34	-112,35+ <i>j</i> 33,99
Рівень напруги в пунктах мережі				
$U_1, кВ$	110,91- <i>j</i> 1,63	110,84- <i>j</i> 1,58	110,84- <i>j</i> 1,58	110,84- <i>j</i> 1,58
$U_2, кВ$	109,25- <i>j</i> 2,63	109,13- <i>j</i> 2,55	109,13- <i>j</i> 2,55	109,13- <i>j</i> 2,55
$U_3, кВ$	111,77- <i>j</i> 0,58	111,6- <i>j</i> 0,56	111,6- <i>j</i> 0,56	111,6- <i>j</i> 0,56
$U_4, кВ$	113,39+ <i>j</i> 0,7	113,14+ <i>j</i> 0,69	113,15+ <i>j</i> 0,69	113,15+ <i>j</i> 0,69
$U_5, кВ$	113,54+ <i>j</i> 0,67	113,41+ <i>j</i> 0,67	113,41+ <i>j</i> 0,68	113,41+ <i>j</i> 0,68
$U_6, кВ$	115,77+ <i>j</i> 3,09	115,4+ <i>j</i> 3,01	115,41+ <i>j</i> 3,03	115,41+ <i>j</i> 3,03
$U_7, кВ$	113,86+ <i>j</i> 0,79	113,63+ <i>j</i> 0,78	113,64+ <i>j</i> 0,78	113,64+ <i>j</i> 0,78
$U_8, кВ$	111,95- <i>j</i> 0,9	111,86- <i>j</i> 0,88	111,86- <i>j</i> 0,88	111,86- <i>j</i> 0,88
Втрати потужності в елементах мережі				
$\Delta S_i, МВА$	2,5- <i>j</i> 6,3	2,66- <i>j</i> 8,92	2,63- <i>j</i> 8,9	2,63- <i>j</i> 8,9
Контроль завершення ітераційного розрахунку				
%	-	28,216	0,427	0,084







Розрахунок R-схеми з мінімальним перерізом 120 мм<sup>2</sup>.

Для визначення зрівнювальних економічних контурних ЕРС та оцінки паразитної зрівнювальної контурної потужості виконамо розрахунок R-схеми. Розрахунок здійснюватиметься з використанням контурної моделі. Задамося початковими наближеннями напруги та сформуємо матрицю контурних опорів.

Матриця контурних опорів дорівнює:

$$R_k = \begin{bmatrix} R_{кI} & -(R_{0-5} + R_{5-6}) & -R_{0-1} \\ -(R_{0-5} + R_{5-6}) & R_{кII} & -R_{0-8} \\ -R_{0-1} & -R_{0-8} & R_{кIII} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 40,15 & -13,87 & -2,49 \\ -13,87 & 31,96 & -3,44 \\ -2,49 & -3,44 & 14,24 \end{bmatrix} \text{ Ом.}$$

Ітераційний розрахунок виконується аналогічно.

Отримані результати в процесі ітераційного розрахунку представлені в табл. 2.2.6.

Таблиця 2.2.6 – Результати ітераційного розрахунку режиму максимальних навантажень після заміни АС-70 на АС-120

Параметри	Номер ітерації			
	1	2	3	4
Струми навантаження в пунктах мережі				
$I_1, A$	219,47-j187,83	214,29- j180,35	214,22- j180,39	214,22- j180,39
$I_2, A$	256,09-j28,57	251,71- j219,91	251,59- j219,98	251,59- j219,98
$I_3, A$	64,22- j39,12	62,32- j36,75	62,31- j36,78	62,31- j36,78
$I_4, A$	73,32- j57,51	70,53- j54,32	70,55- j54,38	70,55- j54,38
$I_5, A$	146,43- j123,91	141,12- j118,05	141,14- j118,13	141,14- j118,13
$I_6, A$	-542,52+ j266,24	-516,81+ j255,87	-517,2+ j256,1	-517,19+ j256,1
$I_7, A$	64,22- j38,97	61,68- j36,4	61,7- j36,44	61,7- j36,44
$I_8, A$	91,58- j 54,6	88,95- j51,48	88,94- j51,5	88,94- j51,5
Струмозподіл в замкненій мережі				
$I_{0-1}, A$	290,12-j286,29	286,36- j273,66	286,15-j273,74	286,15-j273,74
$I_{0-5}, A$	-46,55-j33,09	-41,79- j30,18	-41,94-j30,18	-41,94-j30,18
$I_{0-8}, A$	129,24- j144,9	129,21-j137,55	129,05-j137,59	129,05-j137,59
$I_{1-2}, A$	112,85- j104,76	111,46-j100,55	111,38-j100,58	111,38-j100,58
$I_{1-3}, A$	-42,2+j6,31	-39,39+j7,24	-39,46+j7,23	-39,46+j7,23
$I_{2-8}, A$	-143,25+ j123,81	-140,25+j119,36	-140,21+ j119,4	-140,2+j119,4
$I_{3-4}, A$	-106,42+ j45,43	-101,71+j43,99	-101,77+j44,02	-101,77+j44,02
$I_{4-6}, A$	-179,74+ j02,94	-172,23+j98,31	-172,32+j98,4	-172,32+j98,4

Продовження таблиці 2.2.6.

Параметри	Номер ітерації			
	1	2	3	4
Струморозподіл в замкненій мережі				
$I_{5-6}, A$	$-192,98 + j 90,83$	$-182,91 + j87,87$	$-183,08 + j87,95$	$-183,08 + j87,95$
$I_{6-7}, A$	$169,79 - j72,48$	$161,67 - j69,69$	$161,8 - j69,75$	$161,79 - j69,75$
$I_{8-7}, A$	$-105,58 + j 33,51$	$-99,99 + j33,29$	$-100,1 + j33,31$	$-100,09 + j33,31$
Рівень напруги в пунктах мережі				
$U_1, кВ$	$113,28 + j0,71$	$113,29 + j0,68$	$113,29 + j0,68$	$113,29 + j0,68$
$U_2, кВ$	$112,88 + j1,09$	$112,89 + j1,04$	$112,89 + j1,04$	$112,89 + j1,04$
$U_3, кВ$	$113,77 + j0,64$	$113,74 + j0,6$	$113,74 + j0,6$	$113,74 + j0,6$
$U_4, кВ$	$114,61 + j0,28$	$114,55 + j0,25$	$114,55 + j0,25$	$114,55 + j0,25$
$U_5, кВ$	$114,41 + j0,29$	$114,37 + j0,27$	$114,37 + j0,27$	$114,37 + j0,27$
$U_6, кВ$	$115,38 - j0,16$	$115,28 - j0,17$	$115,29 - j0,17$	$115,29 - j0,17$
$U_7, кВ$	$114,65 + j0,15$	$114,59 + j0,13$	$114,59 + j0,13$	$114,59 + j0,13$
$U_8, кВ$	$113,56 + j0,5$	$113,56 + j0,47$	$113,56 + j0,47$	$113,56 + j0,47$
Втрати потужності в елементах мережі				
$\Delta S_i, MVA$	$2,5 - j6,3$	$2,61 - j3,69$	$2,55 - j3,71$	$2,55 - j3,71$
Контроль завершення ітераційного розрахунку				
%	-	57,732	1,355	0,018

Отже, після виконання четвертої ітерації втрати потужності в елементах мережі відрізняються лише на 0,018 % від втрат на третій ітерації. Тому ітераційний розрахунок завершуємо.

Знаходимо потужності ділянок мережі на початку та в кінці. Розглянемо ділянку 0-1:

$$\dot{S}_{\text{поч } 0-1} = \dot{I}_{0-1} \hat{U}_{\text{БП}} + 0,5 \cdot Y_{0-1} U_{\text{БП}}^2 = (286,15 - j273,74) \cdot 114 + 0,5 \cdot (0,087 + j59,535) \times 10^{-6} \cdot 114 = 32,62 - j30,82 \text{ MVA};$$

$$\dot{S}_{\text{кін } 0-1} = \dot{I}_{0-1} \hat{U}_1 - 0,5 \cdot Y_{0-1} U_1^2 = (286,15 - j273,74) \cdot (113,29 - j0,68) - 0,5 \cdot (0,087 + j59,535) \times 10^{-6} \cdot (113,29)^2 = 32,23 - j31,59 \text{ MVA};$$

Для інших ділянок розрахунки виконуються аналогічно. Результати приведені в табл. 2.2.7

Таблиця 2.2.7 – Потужності ділянок РЕМ при економічному потокорозподілі після заміни проводів АС-70 на АС-120

Ділянка	$S_{\text{Поч}}, \text{МВА}$	$S_{\text{кін}}, \text{МВА}$
0-1	$32,62-j30,82$	$32,23-j31,59$
0-8	$14,71-j15,15$	$14,59-j16,21$
1-2	$12,55-j10,92$	$12,47-j12,01$
3-1	$4,49-j0,03$	$4,46-j1,66$
4-3	$11,65-j4,5$	$11,55-j5,62$
5-0	$4,81+j4,07$	$4,78+j2,81$
6-4	$19,88-j10,64$	$19,71-j11,98$
6-5	$21,12-j9,32$	$20,91-j10,89$
6-7	$18,67-j7,34$	$18,53-j8,68$
7-8	$11,47-j3,09$	$11,35-j4,56$
8-2	$15,87-j12,89$	$15,7-j14,35$

Результати розрахунку R-схеми зображені на рис. 2.2.3.

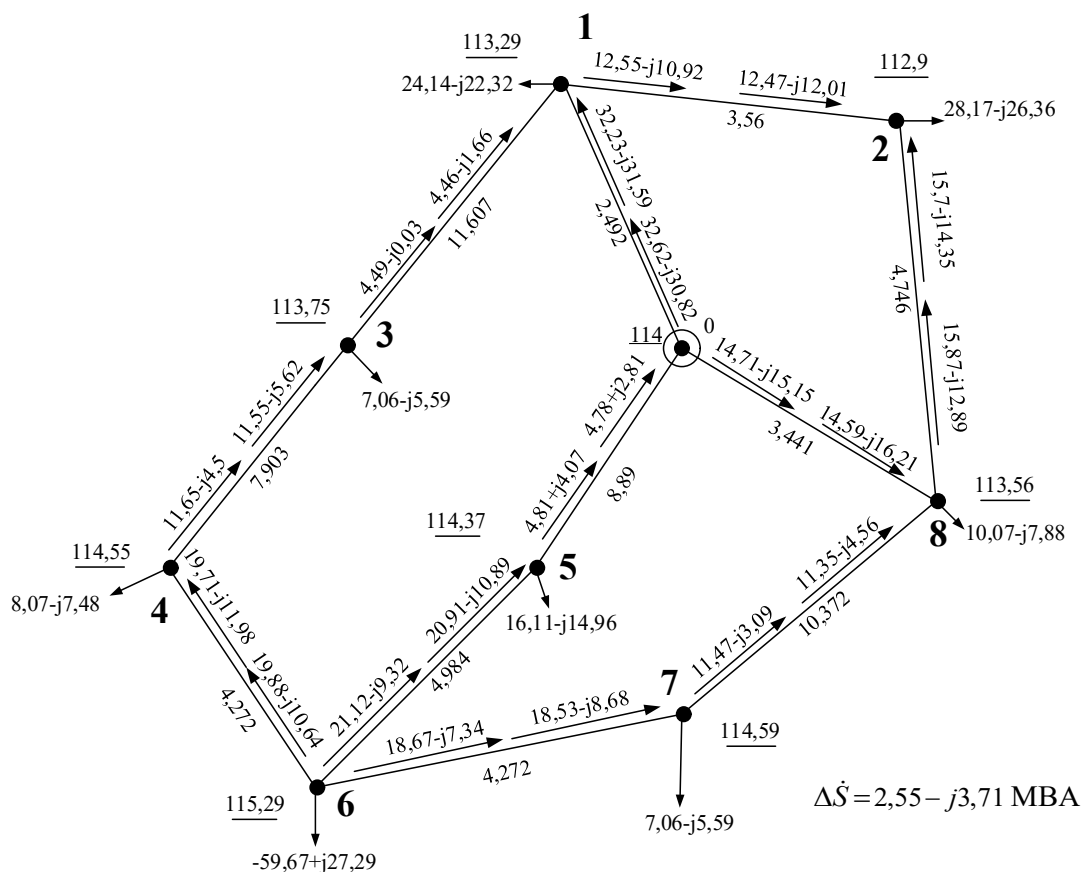


Рисунок 2.2.3 – Параметри режиму R-схеми після заміни проводів АС-70 на АС-120

Економічні контурні зрівноважувальні ЕРС в схемі мережі, що містить провідники АС-120, найменший допустимий переріз  $120 \text{ мм}^2$ .

$$\begin{aligned}\dot{E}_{\text{кІ120.мм}^2} &= \dot{I}_{0-5} \cdot \underline{Z}_{0-5} + \dot{I}_{5-6} \cdot \underline{Z}_{5-6} - \dot{I}_{4-6} \cdot \underline{Z}_{4-6} - \dot{I}_{3-4} \cdot \underline{Z}_{3-4} - \dot{I}_{1-3} \cdot \underline{Z}_{1-3} - \dot{I}_{0-1} \cdot \underline{Z}_{0-1} = \\ &= (-41,94 - j30,18) \cdot (8,89 + j15,36) + (-183,08 + j87,95) \cdot (4,98 + j16,99) - \\ &- (-172,32 + j98,4) \cdot (4,27 + j14,57) - (-101,77 + j44,02) \cdot (7,9 + j13,65) - \\ &- (-39,46 + j7,23) \cdot (11,61 + j20,05) - (286,15 - j273,74) \cdot (2,49 + j8,5) = \\ &= (-1,178 - j1,496) \text{ кВ} = 1,904 \angle -128,2^\circ \text{ кВ};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{E}_{\text{кІІ120.мм}^2} &= \dot{I}_{0-8} \cdot \underline{Z}_{0-8} + \dot{I}_{8-7} \cdot \underline{Z}_{8-7} - \dot{I}_{6-7} \cdot \underline{Z}_{6-7} - \dot{I}_{5-6} \cdot \underline{Z}_{5-6} - \dot{I}_{0-5} \cdot \underline{Z}_{0-5} = \\ &= (129,05 - j137,59) \cdot (3,44 + j11,73) + (-100,09 + j33,31) \cdot (10,37 + j17,92) - \\ &- (161,79 - j69,75) \cdot (4,27 + j14,57) - (-183,08 + j87,95) \cdot (4,98 + j16,99) - \\ &- (-41,94 - j30,18) \cdot (15,22 + j16,01) = (1,032 + j1,119) \text{ кВ} = \\ &= 1,523 \angle 47,3^\circ \text{ кВ};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{E}_{\text{кІІІ120.мм}^2} &= \dot{I}_{0-1} \cdot \underline{Z}_{0-1} + \dot{I}_{1-2} \cdot \underline{Z}_{1-2} + \dot{I}_{2-8} \cdot \underline{Z}_{2-8} - \dot{I}_{0-8} \cdot \underline{Z}_{0-8} = \\ &= (286,15 - j273,74) \cdot (2,49 + j8,5) + (111,38 - j100,58) \cdot (3,56 + j12,14) + \\ &+ (-140,2 + j119,4) \cdot (4,75 + j16,18) - (129,05 - j137,59) \cdot (3,44 + j11,73) = 0 \text{ кВ};\end{aligned}$$

### 2.3 Дослідження паразитичних зрівноважувальних потужностей

Перейдемо до розрахунків режимів роботи схем з метою дослідження паразитних зрівноважувальних потужностей. В цих розрахунках ми будемо розглядати два варіанти: коли мінімальним перерізом проводу є АС-70 і коли цим перерізом є АС-120.

Паразитна зрівноважувальна ЕРС викликає циркуляцію в замкненому контурі відповідної зрівноважувальної потужності, яка направлена таким чином, що довантажує ділянки з відносно низькою пропускнуою здатністю і розвантажує ділянки з відносно високою пропускнуою здатністю.

Визначимо та оцінимо величину паразитної зрівноважувальної контурної потужності в мережі яка містить мінімальний переріз 70 мм<sup>2</sup> і в мережі яка містить мінімальний переріз 120 мм<sup>2</sup>. Для цього прикладемо в усіх пунктах зазначених варіантів виконання схеми мережі навантаження 1 МВт.

					ДП9101.141.001 ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		69

Потокорозподіл від одиничних навантажень у вихідній схемі із АС-70

Задаємось одиничними навантаженнями пунктів.  $P_1 = P_2 = P_3 = P_4 = P_5 = P_6 = P_7 = P_8 = 1$  МВт.

Потокорозподіл умовно розімкненої схеми.

$$P_{8-7 \text{ поз}} = P_7 = 1 \text{ МВт};$$

$$P_{0-8 \text{ поз}} = P_{8-7 \text{ поз}} + P_8 = 2 \text{ МВт};$$

$$P_{5-6 \text{ поз}} = P_6 = 1 \text{ МВт};$$

$$P_{0-5 \text{ поз}} = P_{5-6 \text{ поз}} + P_5 = 2 \text{ МВт};$$

$$P_{3-4 \text{ поз}} = P_4 = 1 \text{ МВт};$$

$$P_{1-3 \text{ поз}} = P_{3-4 \text{ поз}} + P_3 = 2 \text{ МВт};$$

$$P_{1-2 \text{ поз}} = P_2 = 1 \text{ МВт};$$

$$P_{0-1 \text{ поз}} = P_{1-2 \text{ поз}} + P_{1-3 \text{ поз}} + P_1 = 4 \text{ МВт};$$

Перевірка.

$$P_{0-1 \text{ поз}} + P_{0-5 \text{ поз}} + P_{0-8 \text{ поз}} = 4 + 2 + 2 = 8 \text{ МВт};$$

$$P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5 + P_6 + P_7 + P_8 = 8 \text{ МВт};$$

Формуємо систему контурних рівнянь

$$\begin{aligned} \dot{E}_{\text{кI}} &= P_{3-4 \text{ поз}} \cdot \underline{Z}_{3-4} + P_{1-3 \text{ поз}} \cdot \underline{Z}_{1-3} + P_{0-1 \text{ поз}} \cdot \underline{Z}_{0-1} - P_{0-5 \text{ поз}} \cdot \underline{Z}_{0-5} - P_{5-6 \text{ поз}} \cdot \underline{Z}_{5-6} = \\ &= 1 \cdot (13,53 + j14,23) + 2 \cdot (19,87 + j20,9) + 4 \cdot (2,49 + j8,5) - \\ &- 2 \cdot (15,22 + j16,01) - 1 \cdot (4,98 + j16,99) = (27,82 + j41,01) \text{ кВ}^2; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{E}_{\text{кII}} &= P_{0-5 \text{ поз}} \cdot \underline{Z}_{0-5} + P_{5-6 \text{ поз}} \cdot \underline{Z}_{5-6} - P_{0-8 \text{ поз}} \cdot \underline{Z}_{0-8} - P_{7-8 \text{ поз}} \cdot \underline{Z}_{7-8} = \\ &= 2 \cdot (15,22 + j16,01) + 1 \cdot (4,98 + j16,99) - 2 \cdot (3,44 + j11,73) - \\ &- 1 \cdot (17,76 + j18,68) = (10,79 + j6,87) \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{E}_{\text{кIII}} &= P_{0-8 \text{ поз}} \cdot \underline{Z}_{0-8} - P_{0-1 \text{ поз}} \cdot \underline{Z}_{0-1} - P_{1-2 \text{ поз}} \cdot \underline{Z}_{1-2} = 2 \cdot (3,44 + j11,73) - \\ &- 4 \cdot (2,49 + j8,5) - 1 \cdot (3,56 + j12,14) = (-6,65 - j22,66) \text{ кВ}^2. \end{aligned}$$

					ДП9101.141.001 ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		70

$$\begin{pmatrix} \dot{S}_{\text{кI}} \\ \dot{S}_{\text{кII}} \\ \dot{S}_{\text{кIII}} \end{pmatrix} = \underline{Z}_{\text{к}}^{-1} \cdot \begin{pmatrix} \dot{E}_{\text{кI}} \\ \dot{E}_{\text{кII}} \\ \dot{E}_{\text{кIII}} \end{pmatrix} =$$

$$= \begin{pmatrix} 60,37 + j91,2 & -20,21 - j33 & -2,49 - j8,5 \\ -20,21 - j33 & 45,68 + j77,98 & -3,44 - j11,73 \\ -2,49 - j8,5 & -3,44 - j11,73 & 14,24 + j48,55 \end{pmatrix}^{-1} \cdot \begin{pmatrix} 27,82 + j41,01 \\ 10,79 + j6,87 \\ -6,65 - j22,66 \end{pmatrix} =$$

$$= \begin{pmatrix} 546,3 - j47,2 \\ 322 - j103,3 \\ -293,3 - j33,2 \end{pmatrix} \text{кВА};$$

Потокорозподіл потужності ділянками схеми мережі за одиничного навантаження.

$$\begin{aligned} \dot{S}_{0-1} &= P_{0-1 \text{ поз}} - \dot{S}_{\text{кI}} + \dot{S}_{\text{кIII}} = 4000 - (546,3 - j47,2) - 293,3 - j33,2 = (3160,56 + j13,95) \text{кВА}; \\ \dot{S}_{0-5} &= P_{0-5 \text{ поз}} + \dot{S}_{\text{кI}} - \dot{S}_{\text{кII}} = 2000 + (546,3 - j47,2) - (322 - j103,3) = (2224,31 + j56,12) \text{кВА}; \\ \dot{S}_{0-8} &= P_{0-8 \text{ поз}} + \dot{S}_{\text{кII}} - \dot{S}_{\text{кIII}} = 2000 + (322 - j103,3) - (-293,3 - j33,2) = (2615,23 - j70,07) \text{кВА}; \\ \dot{S}_{1-2} &= P_{1-2 \text{ поз}} + \dot{S}_{\text{кIII}} = 1000 + (-293,3 - j33,2) = (706,74 - j33,22) \text{кВА}; \\ \dot{S}_{1-3} &= P_{1-3 \text{ поз}} - \dot{S}_{\text{кI}} = 2000 - (546,3 - j47,2) = (1453,71 + j47,17) \text{кВА}; \\ \dot{S}_{8-2} &= -\dot{S}_{\text{кIII}} = (293,3 + j33,2) \text{кВА}; \\ \dot{S}_{3-4} &= P_{3-4 \text{ поз}} - \dot{S}_{\text{кI}} = 1000 - (546,3 - j47,17) = (453,71 + j47,17) \text{кВА}; \\ \dot{S}_{6-4} &= \dot{S}_{\text{кI}} = (546,3 - j47,2) \text{кВА}; \\ \dot{S}_{5-6} &= P_{5-6 \text{ поз}} + \dot{S}_{\text{кI}} - \dot{S}_{\text{кII}} = 1000 + (546,3 - j47,2) - (322 - j103,3) = (1224,31 + j56,12) \text{кВА}; \\ \dot{S}_{7-6} &= \dot{S}_{\text{кII}} = (321,98 - j103,29) \text{кВА}; \\ \dot{S}_{8-7} &= P_{8-7 \text{ поз}} + \dot{S}_{\text{кII}} = 1000 - (546,3 - j47,17) = (453,71 + j47,17) \text{кВА}; \end{aligned}$$

Перевірка виконання Другого закону Кірхгофа для трьох неалежних контурів.

– для 1-го контура:

					ДП9101.141.001 ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		71











Результуючий потікорозподіл зрівнювальних паразитних контурних потужностей зображений на рис. 2.3.2

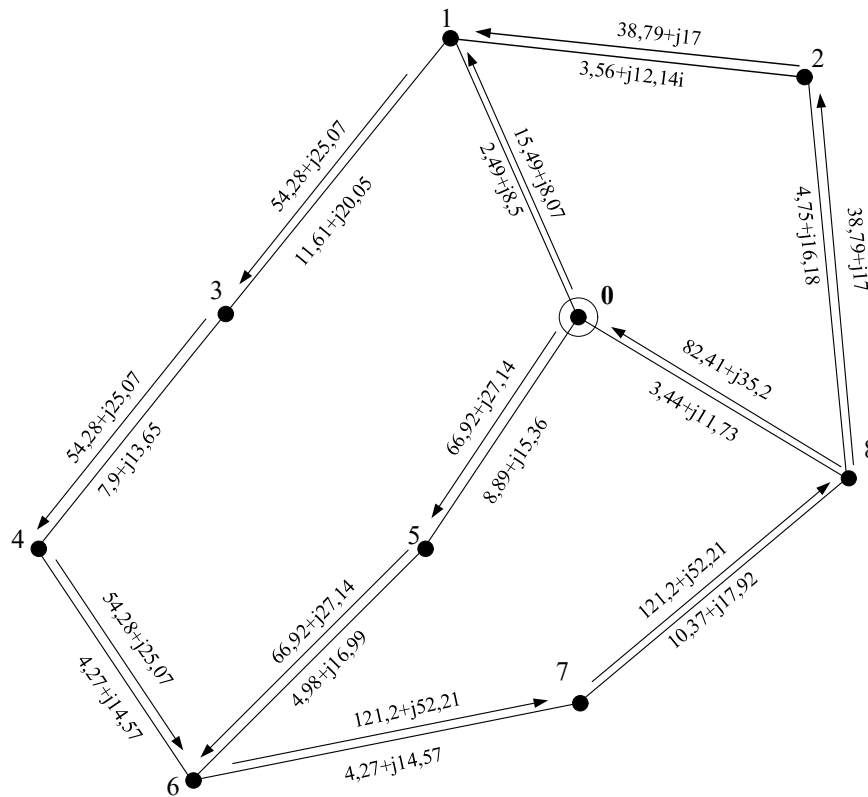


Рисунок 2.3.2 – Потікорозподіл зрівнювальних паразитних контурних потужностей після заміни мінімального перерізу провода на АС-120

Різниця між зрівнювальними контурними ЕРС становить:

- для першого конуру

$$|\dot{E}_{кІ 70} - \dot{E}_{кІ 120}| = |-1,897 - j2,402 + 1,178 + j1,496| = 1,157 \text{ кВ};$$

- для другого конуру

$$|\dot{E}_{кІІ 70} - \dot{E}_{кІІ 120}| = |1,72 + j1,865 - j1,032 - j1,119| = 1,015 \text{ кВ};$$

Різниця між сумарними втратами потужності становить:

$$(2,85 - j9,13) - (2,63 - j8,9) = (0,22 - j0,23) \text{ МВА.}$$

Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата

ДП9101.141.001 ПЗ

Арк.

76

## Висновки по розділу 2:

Виконано порівняння режимних параметрів схеми мережі, що містить мінімальний переріз 70 мм<sup>2</sup> і 120 мм<sup>2</sup>.

В схемі з АС-70 сумарні втрати потужності становлять 2,85–j9,13 МВА проти схеми з АС-120, де втрати становлять 2,63–j8,9 МВА, або 0,22 МВт за активною потужністю. Найнижчий рівень напруги мав місце в пункті 2 і становив 109,07 кВ, після заміни АС-70 на АС-120 став 109,16 кВ там же.

Контурна економічна зрівноважувальна ЕРС становить:

- для першого контуру 3,06 кВ з АС-70 проти 1,9 кВ з АС-120, тобто зменшилася на 1,16 кВ;
- для другого контуру 2,54 кВ з АС-70 проти 1,52 кВ з АС-120, тобто зменшилася на 1,02 кВ;
- третій контур вийшов однорідним, тому ЕРС дорівнюють нулю.

Показано, що за відсутності прикладених навантажень в схемі вже протікає деяка потужність ділянками. Це свідчить про наявність паразитної контурної потужності і доводить електричну неоднорідність мережі.

Порівнюючи отримані питомі величини зрівнювальної контурної потужності встановлено, що після заміни АС-70 на АС-120 спостерігається зменшення активної складової цієї потужності в діапазоні 25-33%, а реактивної – в два рази.

					ДП9101.141.001 ПЗ	Арк.
						77
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		

## ВИСНОВКИ

Наш дослідницький проект мав на меті вивчення впливу заміни проводу та оптимізації конфігурації схеми мережі на режим напруги та втрати потужності. За допомогою проведених розрахунків і порівняння різних варіантів, ми отримали наступні результати:

- Було запропоновано три варіанти конфігурації схеми мережі, з яких обраний третій варіант як найекономічніший. Вартість третього варіанта склала 1 358 259,24 тис. грн.
- Заміна проводу АС-70 на провід АС-120 призвела до зменшення втрат потужності на 0,22 МВт та підвищення рівня напруги з 109,07 кВ до 109,16 кВ.
- Техніко-економічне обґрунтування показало, що у всіх трьох варіантах конфігурації схеми присутні провідники АС-70/11.
- Заміна проводу АС-70 на АС-120 призвела до зменшення активної складової зрівнювальної контурної потужності в діапазоні 25-33%, а реактивної - в два рази.

Загальний висновок полягає в тому, що наш дослідницький проект успішно довів переваги заміни проводу та оптимізації конфігурації схеми мережі. Обрана конфігурація є найекономічнішою та призводить до зменшення втрат потужності та підвищення рівня напруги. Отримані результати підтверджують необхідність урахування техніко-економічних аспектів при проектуванні та модернізації електричних мереж, що може призвести до збільшення їх продуктивності та зменшення енергетичних втрат. Заміна проводу та оптимізація конфігурації схеми є важливими кроками для покращення ефективності системи електропостачання.

Наші дослідження, аналіз та порівняння режимів роботи схем підтверджують, що підвищення перерізу проводу, а саме заміни 70 мм на 120 мм в ЛЕП 110 кВ приведе до зменшення паразитних контурних потужностей та робить замкнену мережу більш однорідною

					ДП9101.141.001 ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		78

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Сулейманов В. М. Електричні мережі та системи / В. М. Сулейманов, Т. Л. Кацадзе. –Київ: НТУУ "КПІ", 2008.
2. Регулювання режимів електричних систем. Частина 3 : Практикум[Електронний ресурс] : навч. посіб. для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», освітньої програми «Електричні системи і мережі» / КПІ ім. Ігоря Сікорського ;уклад.: Т. Л. Кацадзе, О. М. Янковська. – Електронні текстові дані (1 файл: 2,06 МБ). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022.
3. Побудова та експлуатація електричних мереж. Технічна політика. Частина 2. Технічна політика у сфері побудови та експлуатації розподільних електричних мереж. Норми: СОБУ МЕВ ЕЕ 40.1 – 00100227 – 01:2016 затверджено наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 08.02.2016 №64.
4. Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище. Норми: СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227- 101:2014, 147 затверджено наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 04.08.14 р. № 543
5. ГОСТ 839-2019. Провода неізолювані для повітряних ліній електропередачі. Технічні умови. - М.: Стандартиформ. - 2019. - 43 с
6. Чижевський В. В. Електричні мережі. Практикум. Навчальний посібник. К.: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. - 70 с.

					ДП9101.141.001 ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		79

**ДОДАТОК А**  
**РЕЗУЛЬТАТИ ПЕРЕВІРКИ ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ НА ПЛАГІАТ**

					ДП9101.141.001 ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		80





Ім'я користувача:  
Чижевський Володимир

ID перевірки:  
1015592688

Дата перевірки:  
13.06.2023 22:43:10 EEST

Тип перевірки:  
Doc vs Internet + Library

Дата звіту:  
13.06.2023 22:58:56 EEST

ID користувача:  
100006981

Назва документа: Алексеев Кирило Борисович ЕС-91

Кількість сторінок: 73 Кількість слів: 17771 Кількість символів: 97791 Розмір файлу: 2.75 MB ID файлу: 1015241839

Виявлено модифікації тексту (можуть впливати на відсоток схожості)

## 16.9% Схожість

Найбільша схожість: 4.72% з джерелом з Бібліотеки (ID файлу: 1015224411)

16.1% Джерела з Інтернету 700 ..... Сторінка 75

11.6% Джерела з Бібліотеки 196 ..... Сторінка 92

## 0% Цитат

Вилучення цитат вимкнене

Вилучення списку бібліографічних посилань вимкнене

## 0% Вилучень

Немає вилучених джерел

## Модифікації

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

Замінені символи 375

Підозріле форматування 49 сторінок