

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: «Багатоконтурна електрична мережа 110 кВ та засоби регулювання
напруги в ній»

Виконав:

студент IV курсу, групи ЕС-91

Синиця Іван Олександрович



Науковий керівник:

асистент кафедри електричних мереж та систем

Моссаковський Вадим Ігорович



Рецензент:

ст. викладач, к. т. н.,

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

Синиці Івану Олександровичу

1. Тема дипломного проєкту (роботи): «Багатоконтурна електрична мережа 110 кВ та засоби регулювання напруги в ній» науковий керівник дисертації Моссаковський Вадим Ігорович, асистент, затверджені наказом по університету від «25» 05 2023 р. №1969-с.
2. Термін подання студентом проєкту (роботи): 12 червня 2023 р.
3. Вихідні дані до проєкту (роботи): ситуаційний план, навантаження пунктів, географічний район спорудження
4. Зміст пояснювальної записки дипломного проєкту (роботи) (перелік завдань, які необхідно розробити):
 - 1) формування п'яти конфігурацій схем;
 - 2) розрахунок поточкорозподілу за довжинами для двох обраних схем;
 - 3) техніко-економічне обґрунтування;
 - 4) розрахунок режиму максимальних навантажень;
 - 5) розрахунок післяаварійного режиму роботи;
 - 6) визначення економічних показників при обранні встановленої потужності трансформаторного обладнання;
 - 7) підвищення напруги за допомогою підсилення ділянки;
 - 8) підвищення напруги за допомогою установки поздовжньої компенсації;
 - 9) підвищення напруги за допомогою установки поперечної компенсації.

5. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу:

- 1) вибір конфігурації мережі, попередній розрахунок поточкорозподілу;
- 2) результати розрахунків режимних параметрів районної електричної мережі;
- 3) оптимізація підвищення напруги

6. Консультанти розділів проєкту (роботи):

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 оптимальної конфігурації схеми електричної мережі	25.03-04.04	
2	Вибір типу та потужності силових трансформаторів на підстанціях	04.04-09.04	
3	Попереднє визначення поточкорозподілу потужностей в замкненій мережі за довжинами ділянок (L-схема)	10.04-16.04	
4	Вибір кількості ланцюгів та перерізів проводів	17.04-23.04	
5	Параметри схем заміщення елементів	24.04-30.04	
6	Приведені навантаження та еквівалентні провідності	27.04-30.04	
7	Електричний розрахунок режиму роботи при максимальних навантаженнях	01.05-07.05	
8	Вибір регулювальних відгалуджень РПН та ПБЗ на силових трансформаторах вузлових підстанцій в режимі максимальних навантажень	01.05-07.05	
9	Електричний розрахунок післяаварійного режиму роботи	08.05-14.05	
10	Вибір регулювальних відгалуджень РПН та ПБЗ на силових трансформаторах вузлових підстанцій в післяаварійному режимі	08.05-14.05	
11	Підсилення ділянки електричної мережі	15.05-21.05	
12	Застосування установки поперечної компенсації	22.05-28.05	
13	Застосування установки поздовжньої компенсації	29.05-31.05	
8	Оформлення пояснювальної записки та графічної частини	01.06-10.06	

Студент



Іван СИНІЦЯ

Керівник проєкту (роботи)

Вадим МОССАКОВСЬКИЙ

« » 2023 р. Керівник Вадим МОССАКОВСЬКИЙ

Пояснювальна записка
до дипломного проекту

на тему: "Багатоконтурна електрична мережа 110 кВ та засоби регулювання
напруги в ній"

Київ – 2023 року

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проект	2	
2	A4		Пояснювальна записка	64	
3	A1		Вибір конфігурації мережі, попередній розрахунок потокорозподілу	1	
4	A1		Результати розрахунків режимних параметрів районної електричної мережі	1	
4	A1		Оптимізація рівня напруги	1	

					ДП9111.141.011 ПЗ	Арк.
						6
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		

РЕФЕРАТ

Дипломний проект складається із пояснювальної записки і графічної частини. Пояснювальну записку виконано на 64 сторінок формату А4. До якої входять 15 рисунків, 19 таблиці. Графічна частина включає в себе 3 технічні креслення формату А1.

Мета роботи полягає у проектуванні електричної частини електричної мережі номінальною напругою 110 кВ та підтримці напруги на бажаному рівні в точці поточкорозподілу.

В роботі виконано вибір схеми електричної мережі. Виконано ітераційний розрахунок ustalених режимів роботи мережі. Розглянуте питання регулювання напруги в електричній мережі

РАЙОННА ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ,
РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ, ПІДСИЛЕННЯ ДІЛЯНКИ, ПОВЗДОВЖНЯ
КОМПЕНСАЦІЯ, ПОПЕРЕЧНА КОМПЕНСАЦІЯ.

					ДП9111.141.011 ПЗ	Арк.
						7
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		

ABSTRACT

The diploma project consists of an explanatory note and a graphic part. The explanatory note is made on 64 pages of A4 format. It includes 15 figures, 19 tables. The graphic part includes 3 technical drawings of A1 format.

The purpose of the work is to design the electrical part of the electrical network with a rated voltage of 110 kV and maintain the voltage at the desired level at the point of flow distribution.

In this work, the choice of the electrical network scheme was made. An iterative calculation of the steady-state modes of the network operation was performed. The issue of voltage regulation in the electric network is considered.

REGIONAL POWER GRID, POWER LINE, VOLTAGE REGULATION, SECTION AMPLIFICATION, LONGITUDINAL COMPENSATION, TRANSVERSE COMPENSATION.

					ДП9111.141.011 ПЗ	Арк.
						8
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		

ЗМІСТ

Перелік умовних скорочень.....	10
Вступ.....	11
1 Вибір конфігурації електричної мережі.....	12
1.1 Вибір оптимальної конфігурації схеми електричної мережі.....	12
1.2 Вибір типу та потужності силових трансформаторів на підстанціях.....	17
1.3 Попереднє визначення потокрозподілу потужностей в замкненій мережі за довжинами ділянок (Lсхема).....	19
1.4 Вибір кількості ланцюгів та перерізів проводів.....	25
1.5 Параметри схем заміщення елементів.....	28
1.6 Приведені навантаження та еквівалентні провідності.....	29
Висновки до розділу 1.....	34
2. Розрахунок режимів роботи електричної мережі.....	34
2.1 Електричний розрахунок режиму роботи при максимальних навантаженнях.....	38
2.2 Вибір регулювання відгалуджень РПН та ПБЗ на силових трансформаторах вузлових підстанцій в режимі максимальних навантажень.....	46
2.3 Електричний розрахунок післяаварійного режиму роботи.....	49
2.4 Вибір регулювання відгалуджень РПН та ПБЗ на силових трансформаторах вузлових підстанцій в післяаварійному режимі.....	53
Висновки по розділу 2.....	53
3 Вибір методу поліпшення стану напруги в електричній мережі.....	54
3.1 Підсилення ділянки електричної мережі.....	54
3.2 Застосування установки поперечної компенсації.....	56
3.3 Застосування установки поздовжньої компенсації.....	57
Висновки по розділу 3.....	59

					ДП9111.141.011 ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		9

Загальні висновки.....	61
Список використаних джерел.....	62

					ДП9111.141.011 ПЗ	Арк.
						10
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

БП	—	балансуючий пункт
БСК	—	батарея статичних конденсаторів
ВН	—	вища напруга
ЛЕП	—	лінія електропередавання
НН	—	низька напруга
ПБЗ	—	переключення без збудження
ПЛ	—	повітряна лінія
ПС	—	підстанція
РЕМ	—	район електричних мереж
РПН	—	регулювання під навантаженням
СН	—	середня напруга
УПК	—	установка поздовжньої компенсації
УППК	—	установка поперечної компенсації

					ДП9111.141.011 ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		11

ВСТУП

Постачання електроенергії є життєво важливим для сучасного суспільства, а її ефективна доставка - найважливішим компонентом інфраструктури. Електричні мережі слугують основними системами для передачі електроенергії, забезпечуючи її розподіл від виробників до споживачів. Однією з ключових складових електричних мереж є мережа напругою 110 кВ.

Мережа 110 кВ - це високовольтна система, яка використовується для передачі електричної енергії на великі відстані, від станцій генерації до розподільчих підстанцій. Вона дозволяє ефективно передавати значні обсяги електроенергії з мінімальними втратами. Крім того, мережа 110 кВ є критично важливим елементом інфраструктури для забезпечення стабільної роботи низьковольтних мереж, які постачають електроенергію до будинків, підприємств та інших споживачів.

Одним із основних завдань при проектуванні є вибір оптимальної конфігурації електричної мережі для забезпечення зв'язку між джерелами та споживачами електроенергії. Головним критерієм для порівняння різних конфігурацій мережі є техніко-економічні показники.

Під час проектування використовується системний підхід, оскільки характеристики одного елемента мережі впливають на інші елементи. Системний підхід передбачає врахування результатів на попередніх етапах проектування при подальшому аналізі.

У даній роботі проведемо проектування районної електричної мережі напругою 110 кВ. Також розглянемо оптимальний варіант поліпшення режиму напруги у мережі шляхом встановлення додаткових пристроїв компенсації та реконструкції мережі. Проєкт виконано з урахуванням технічної документації, державних будівельних норм і стандартів.

					ДП9111.141.011 ПЗ	Арк.
						12
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		

1 ВИБІР КОНФІГУРАЦІЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

1.1 Вибір оптимальної конфігурації схеми електричної мережі

Ситуаційний план мережі в масштабі 1см:10 км відтворено на рис. 1.1.

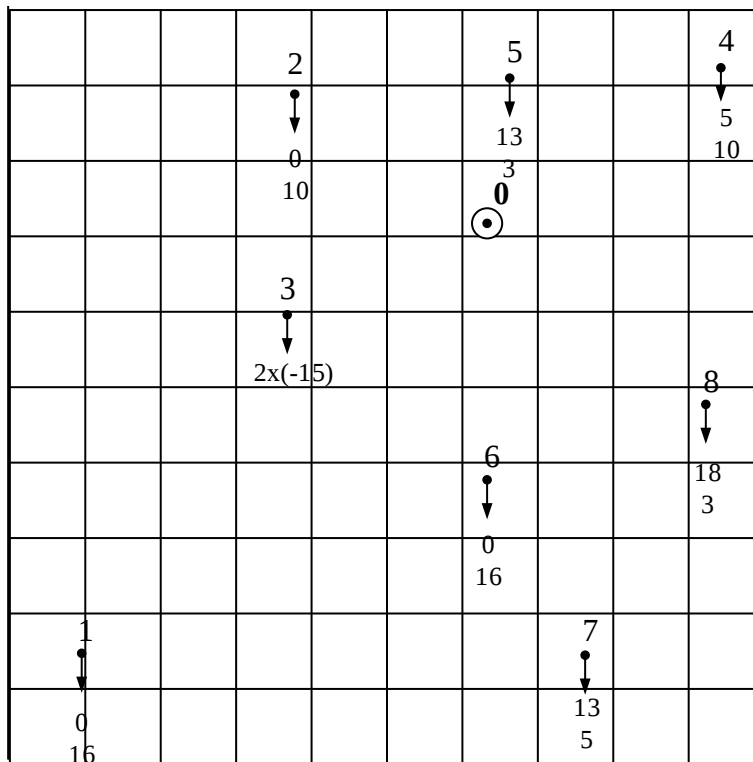


Рисунок. 1.1 – Ситуаційний план

Знайдемо сумарні активні потужності у кожному пункті підстанції:

$$P_1 = P_{\text{сн1}} + P_{\text{нн1}} = 0 + 16 = 16 \text{ МВт};$$

$$P_2 = P_{\text{сн2}} + P_{\text{нн2}} = 0 + 10 = 10 \text{ МВт};$$

$$P_3 = P_{\text{сн3}} + P_{\text{нн3}} = -30 \text{ МВт};$$

$$P_4 = P_{\text{сн4}} + P_{\text{нн4}} = 5 + 10 = 15 \text{ МВт};$$

$$P_5 = P_{\text{сн5}} + P_{\text{нн5}} = 13 + 3 = 16 \text{ МВт};$$

$$P_6 = P_{\text{сн6}} + P_{\text{нн6}} = 0 + 16 = 16 \text{ МВт};$$

$$P_7 = P_{\text{сн7}} + P_{\text{нн7}} = 13 + 5 = 18 \text{ МВт};$$

$$P_8 = P_{\text{сн8}} + P_{\text{нн8}} = 18 + 3 = 21 \text{ МВт};$$

Синтез конфігурації схеми буде здійснено на основі графічних електричних моментів, шляхом порівняння п'яти варіантів триконтурних схем (рис 1.2-1.6).

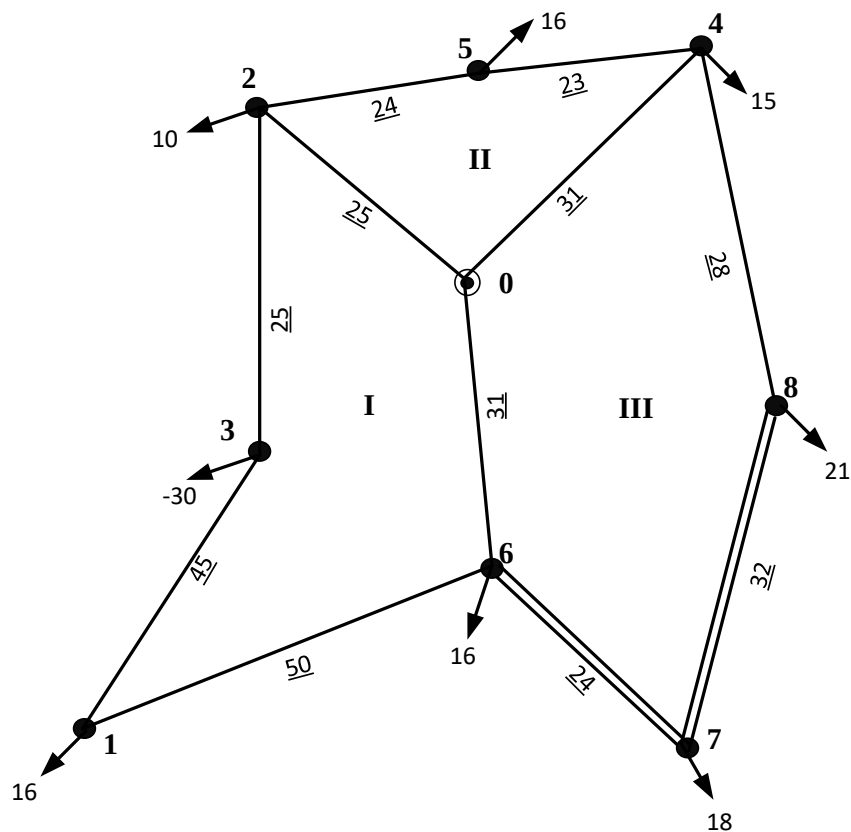


Рисунок 1.2 – Перший варіант схеми конфігурації мережі

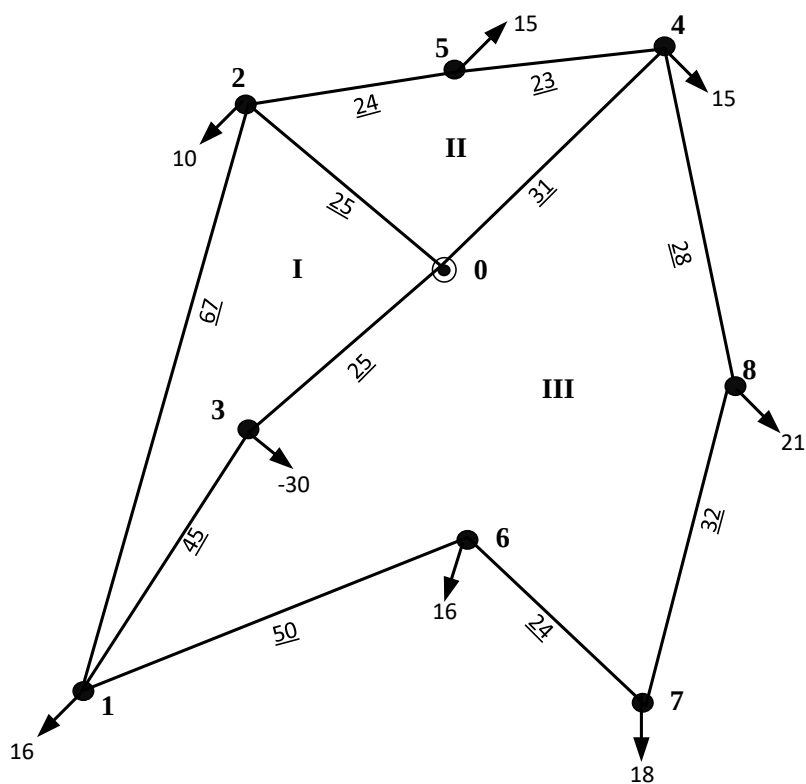


Рисунок 1.3 – Другий варіант схеми конфігурації мережі

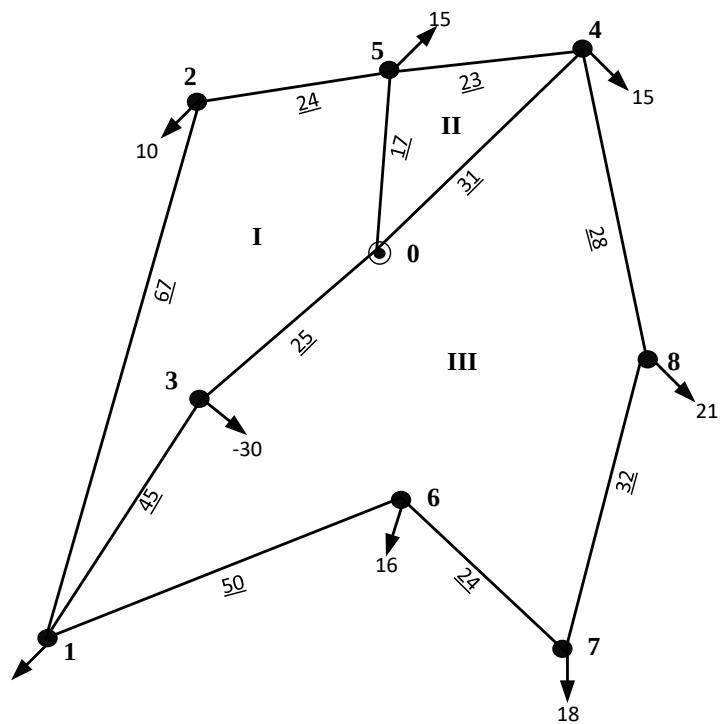


Рисунок 1.4 – Третій варіант схеми конфігурації мережі

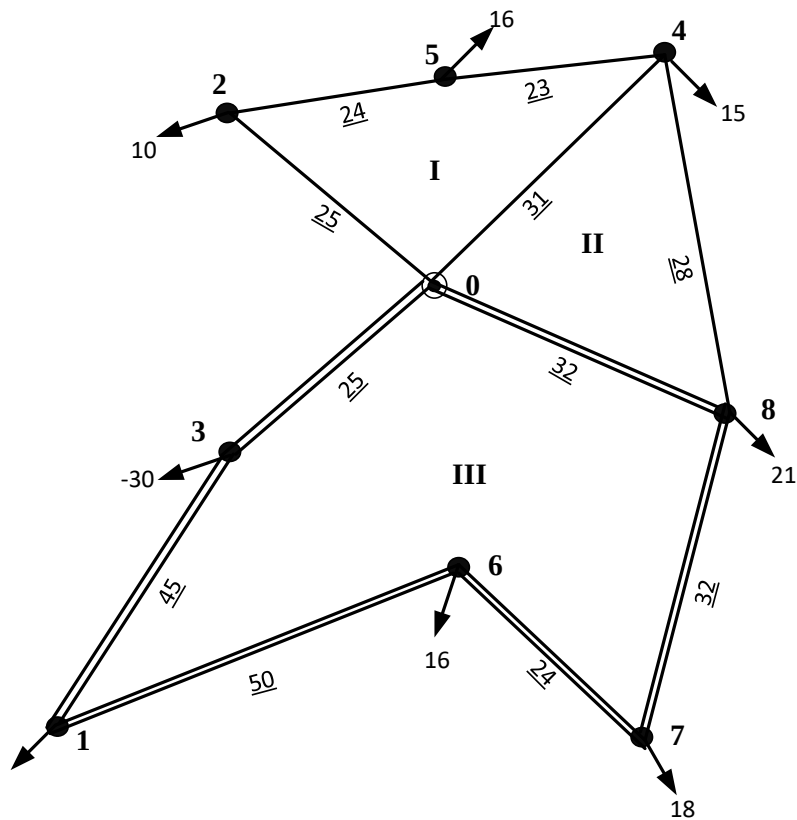


Рисунок 1.5 – Четвертий варіант схеми конфігурації мережі

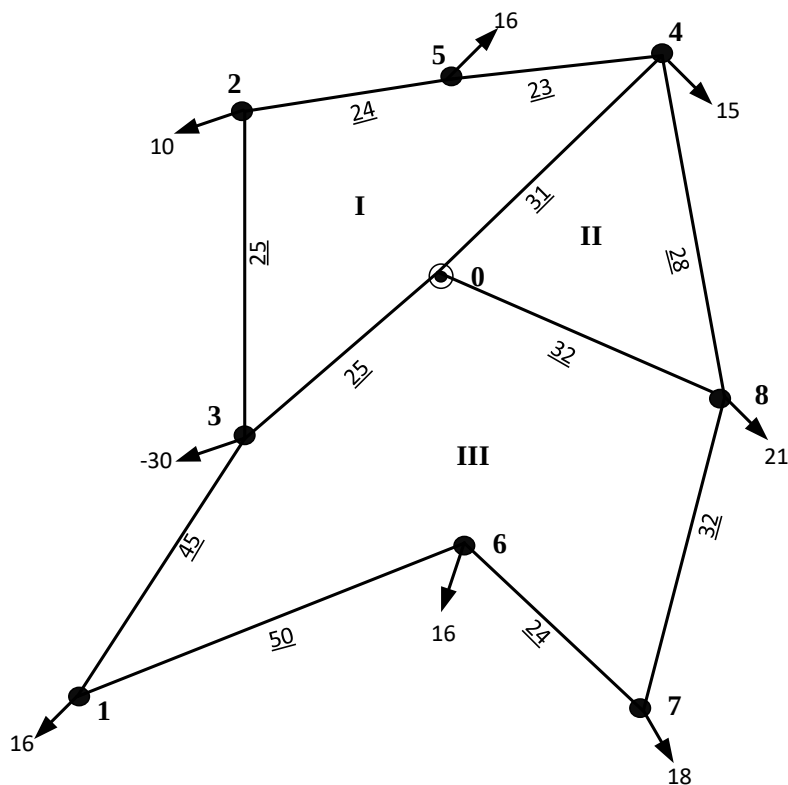


Рисунок 1.6 – П'ятий варіант схеми конфігурації мережі

Виконаємо розрахунок значень моментів потужності для першого варіанту.

Момент потужності для першого контуру, прямий хід:

$$M_{02} = P_2 \cdot L_{02} = 10 \cdot 25 = 250 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_{05} = P_5 \cdot (L_{02} + L_{25}) + M_{02} = 16 \cdot (25 + 24) + 250 = 1034 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_{04} = P_4 \cdot (L_{02} + L_{25} + L_{54}) + M_{05} = 15 \cdot (25 + 24 + 23) + 1034 = 2114 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

Зворотній хід:

$$M_{04} = P_4 \cdot L_{04} = 15 \cdot 31 = 465 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_{05} = P_5 \cdot (L_{04} + L_{45}) + M_{04} = 16 \cdot (31 + 23) + 465 = 1329 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_{02} = P_2 \cdot (L_{04} + L_{25} + L_{54}) + M_{05} = 10 \cdot (31 + 24 + 23) + 1329 = 2109 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

Момент потужності для другого контуру, прямий хід:

$$M_{02} = P_2 \cdot L_{02} = 10 \cdot 25 = 250 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_{03} = P_3 \cdot (L_{02} + L_{23}) + M_{02} = 30 \cdot (25 + 25) + 250 = 1025 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_{01} = P_1 \cdot (L_{02} + L_{23} + L_{13}) + M_{03} = 16 \cdot (25 + 25 + 45) + 1250$$

$$= 270 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_{06} = P_6 \cdot (L_{02} + L_{23} + L_{13} + L_{16}) + M_{01} = 16 \cdot (25 + 25 + 45 + 50) + 270$$

$$= 2590 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

Зворотній хід:

$$M_{06} = P_6 \cdot L_{06} = 16 \cdot 31 = 496 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_{01} = P_1 \cdot (L_{06} + L_{16}) + M_{06} = 16 \cdot (31 + 50) + 496 = 1792 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_{03} = P_3 \cdot (L_{06} + L_{16} + L_{13}) + M_{01} = 30 \cdot (31 + 50 + 45) + 1792$$

$$= 1988 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_{02} = P_2 \cdot (L_{06} + L_{23} + L_{13} + L_{16}) + M_{01}$$

$$= 16 \cdot (31 + 25 + 45 + 50) + 1988 = 478 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

Момент потужності для третього контуру, прямий хід:

$$M_{04} = P_4 \cdot L_{04} = 15 \cdot 31 = 465 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_{08} = P_8 \cdot (L_{04} + L_{48}) + M_{04} = 21 \cdot (31 + 28) + 465 = 1704 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_{07} = P_7 \cdot (L_{04} + L_{48} + 0,5 \cdot L_{87}) + M_{08}$$

$$= 18 \cdot (31 + 28 + 0,5 \cdot 32) + 1704 = 3054 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_{06} = P_6 \cdot (L_{04} + L_{48} + 0,5 \cdot L_{87} + 0,5 \cdot L_{67}) + M_{07}$$

$$= 16 \cdot (31 + 28 + 0,5 \cdot 32 + 0,5 \cdot 24) + 3054$$

$$= 4446 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

Зворотній хід:

$$M_{06} = P_6 \cdot L_{06} = 16 \cdot 31 = 496 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_{07} = P_7 \cdot (L_{06} + 0,5 \cdot L_{67}) + M_{06} = 18 \cdot (31 + 0,5 \cdot 24) + 496$$

$$= 1270 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_{08} = P_8 \cdot (L_{06} + 0,5 \cdot L_{67} + 0,5 \cdot L_{87}) + M_{07}$$

$$= 21 \cdot (31 + 0,5 \cdot 32 + 0,5 \cdot 24) + 1270 = 2509 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_{04} = P_4 \cdot (L_{06} + 0,5 \cdot L_{67} + 0,5 \cdot L_{87} + L_{48}) + M_{08}$$

$$= 15 \cdot (31 + 28 + 0,5 \cdot 32 + 0,5 \cdot 24) + 2509$$

$$= 3814 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

Сумарна довжина для першого варіанту:

					ДП9111.141.011 ПЗ	Арк.
						17
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		

$$L_{\Sigma 1} = L_{02} + L_{06} + L_{04} + L_{25} + L_{23} + L_{54} + L_{48} + 1,6 \cdot L_{67} + 1,6 \cdot L_{87} + L_{16} + L_{13} = 371,6 \text{ км}$$

Інші варіанти схем розраховуються аналогічно, їх моменти потужності показані в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Моменти потужності

Варіант	I-й контур, МВт · км		II-й контур, МВт · км		III-й контур, МВт · км	
	Прямий хід	Зворотній хід	Прямий хід	Зворотній хід	Прямий хід	Зворотній хід
1	2114	2109	2590	478	4446	3814
2	2388	1790	2114	1473,5	993,5	5819
3	1090	2102	436	664,5	761	5819
4	2114	2109	1704	996	25	4289
5	894	870	517	341	1149	7635

Так як, граничний момент потужності не повинен перевищувати 4500 МВт · км та згідно з критерієм мінімуму сумарної довжини, то з поданих вище варіантів схем, обираємо перший та четвертий варіант.

1.2 Вибір типу та потужності силових трансформаторів на підстанціях

У рамках даного дипломного проекту проектування підстанцій зводиться до вибору схем вузлових підстанцій, а також вибору кількості, типу та потужності силових трансформаторів на них. Вихідними даними для вирішення цього завдання є дані щодо номінальної напруги мережі, активних потужностей споживання, коефіцієнтів потужності навантажень, а також відомості щодо категорій споживачів.

Ситуаційний план із вказаними місцем розміщення балансуєчого пункту (БП) і понижуючих підстанцій (ПС), а також значеннями активних навантажень на них зображений на рис. 1.1.

Зважаючи на категорії споживачів, які підключенні до підстанцій районної електричної мережі, в кожній вузловій підстанції приймаємо по два силові трансформатори. Навантаження пунктів № 4, 5, 7, 8 вказують на необхідність застосування триобмоткових силових трансформаторів напругою 110/35/10 кВ. А навантаження пункта № 1, 2, 6 вказує на необхідність застосування

					ДП9111.141.011 ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		18

двообмоткового силового трансформатора. В пункті 6 знаходиться генерація потужності, яка позначається знаком «-».

Визначимо значення величин φ_{CH} та φ_{HH} .

Розраховуємо кути навантаження для споживачів низької та середньої напруги:

$$\varphi_{CH} = \arccos(\varphi_{CH}) = \arccos(0,92) = 23,074^\circ$$

$$\varphi_{HH} = \arccos(\varphi_{HH}) = \arccos(0,96) = 16,26^\circ$$

$$\varphi_{\Gamma} = \arccos(\varphi_{\Gamma}) = \arccos(0,93) = 21,565^\circ$$

Для понижуючої споживаної підстанції, розміщеної в пункті 5, 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.

$$Q_{CH5} = -P_{CH5} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{CH}) = -13 \cdot \operatorname{tg}(24.4^\circ) = -5,54 \text{ МВАр};$$

$$Q_{HH5} = -P_{HH5} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{HH}) = -3 \cdot \operatorname{tg}(16.71^\circ) = -0,875 \text{ МВАр};$$

Сумарне навантаження понижуючої споживчої підстанції, розташованої в пункті 5, у максимальному режимі роботи електричної мережі складе:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\max 5} &= P_{CH5} + P_{HH5} + j(Q_{CH5} + Q_{HH5}) = 13 + 3 + j \cdot (-5,538 - 0,875) = \\ &= 16 - j6,41 \text{ МВА}, \end{aligned}$$

а модуль навантаження буде:

$$\begin{aligned} S_{\max 5} &= \sqrt{(P_{CH5} + P_{HH5})^2 + (Q_{CH5} + Q_{HH5})^2} = \sqrt{(13 + 3)^2 + (-5,538 - 0,875)^2} \\ &= 17,237 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Результати розрахунку навантаження решти підстанцій розраховуються аналогічно.

Використовуючи величини отриманих повних потужностей вузлових підстанцій, визначимо номінальні потужності встановлених на них силових трансформаторів. Для підстанції, розташованої в пункті 5, значення розрахункової номінальної потужності понижуючого трансформатора складе:

$$S_{T5} = 0,7 \cdot S_{\max 5} = 0,7 \cdot 17,237 = 12,07 \text{ МВА}.$$

					ДП9111.141.011 ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		19

Приймаємо до встановлення два триобмоткових трансформатори ТДТН-16000/110.

Аналогічним чином виконують вибір потужності силових трансформаторів решти підстанцій. Результати вибору потужності силових трансформаторів на підстанціях схеми районної електричної мережі зведені до табл. 1.2.

Таблиця 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	16,667	11,67	2	2× ТДН-16000/110
2	10,417	7,29	2	2× ТДН-10000/110
3	32,258	16,129	2	2× ТРДН-25000/110
4	15,826	11,08	3	2× ТДТН-16000/110
5	17,237	12,07	3	2× ТДТН-16000/110
6	16,667	11,67	2	2× ТДН-16000/110
7	19,312	13,521	3	2× ТДТН-16000/110
8	22,671	15,87	3	2× ТДТН-16000/110

Каталожні дані обраних 4 трансформаторів представлені у табл. 1.3.

Таблиця 1.3. Каталожні дані силових трансформаторів вузлових підстанцій

№ пункту	Тип трансформаторів	Потужність S_n , МВА	$U_{ном}$			U_k , %			ΔP_k кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %
			ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н			
1	ТДН-16000/110	16	115	-	11	-	10,5	-	85	19	0,70
2	ТДН-10000/110	10	115	-	11	-	10,5	-	60	14	0,70
3	ТРДН-25000/110	25	115	-	11	-	10,5	-	120	27	0,8
4	ТДТН-16000/110	16	115	38,5	11	10,5	17	6	100	23	1
5	ТДТН-16000/110	16	115	38,5	11	10,5	17	6	100	23	1
6	ТДН-16000/110	16	115	-	11	-	10,5	-	85	19	0,70
7	ТДТН-16000/110	16	115	38,5	11	10,5	17	6	100	23	1
8	ТДТН-16000/110	16	115	38,5	11	10,5	17	6	100	23	1

1.3 Попереднє визначення потокорозподілу потужностей в замкненій мережі за довжинами ділянок (L-схема)

Попередній розподіл потужностей в мережі схеми №1

					ДП9111.141.011 ПЗ					Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата						20

Виконаємо розрахунок потокорозподілу потужностей ділянками для 1-ї схеми. Згідно з останнім, здійснимо вибір контурів та перемичок у схемі мережі. До першого контуру входять ділянки 0-2-3-1-6-0, з перемичкою 3-1, до другого – ділянки 0-2-5-4-0 з перемичкою 5-2, а до третього 0-4-8-7-6-0 з перемичкою 8-7. За позитивний напрямок обходу контурів приймаємо обхід проти годинникової стрілки відповідно до розрахункового напряму зрівняльних потужностей. Довжини ділянок:

Порахуємо довжину контурів. 1-й контур:

$$L_{K1} = L_{0-2} + L_{2-3} + L_{1-3} + L_{1-6} + L_{0-6} = 25 + 25 + 50 + 45 + 31 \\ = 176 \text{ км}$$

- для 2-го контуру:

$$L_{K2} = L_{0-2} + L_{2-5} + L_{4-5} + L_{0-4} = 25 + 24 + 23 + 31 = 103 \text{ км}$$

- для 3-го контуру:

$$L_{K3} = L_{0-4} + L_{4-8} + \frac{L_{6-7}}{2} + \frac{L_{7-8}}{2} + L_{0-6} = 31 + 28 + 12 + 16 + 31 \\ = 118 \text{ км}$$

Потоки потужності в умовно розімкненій схемі мережі:

$$\dot{S}_{\text{роз } 2-3} = \dot{S}_{\text{зв } 3} = (-29,85 + j9,32) \text{ МВА}$$

$$\dot{S}_{\text{роз } 0-2} = \dot{S}_{\text{роз } 2-3} + \dot{S}_{\text{зв } 2} = (-29,85 + j9,32) + (10,061 - j3,626) \\ = (-19,786 + j5,695) \text{ МВА}$$

$$\dot{S}_{\text{роз } 4-5} = \dot{S}_{\text{зв } 5} = (16,1 - j7,75) \text{ МВА}$$

$$\dot{S}_{\text{роз } 4-8} = \dot{S}_{\text{зв } 8} = (21,13 - j10,61) \text{ МВА}$$

$$\dot{S}_{\text{роз } 0-4} = \dot{S}_{\text{роз } 4-8} + \dot{S}_{\text{роз } 4-5} + \dot{S}_{\text{зв } 4} \\ = (16,1 - j7,75) + (21,13 - j10,61) + (15,084 - j6,42) \\ = (52,31 - j24,78) \text{ МВА}$$

$$\dot{S}_{\text{роз } 6-7} = \dot{S}_{\text{зв } 7} = (18,1 - j8,62) \text{ МВА}$$

$$\dot{S}_{\text{роз } 6-1} = \dot{S}_{\text{зв } 1} = (16,08 - j5,8) \text{ МВА}$$

					ДП9111.141.011 ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		21

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\text{p030-6}} &= \dot{S}_{\text{p036-7}} + \dot{S}_{\text{p036-1}} + \dot{S}_{\text{3B6}} \\ &= (18,1 - j8,62) + (16,08 - j5,8) + (16,084 - j5,802) \\ &= (50,27 - j20,23) \text{ MBA}\end{aligned}$$

Перевірка:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\text{p030-4}} + \dot{S}_{\text{p030-6}} + \dot{S}_{\text{p030-2}} \\ &= (-19,786 + j5,695) + (50,27 - j20,23) + (52,31 - j24,78) \\ &= 82,8 - j39,31 \text{ MBA}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\text{3B1}} + \dot{S}_{\text{3B2}} + \dot{S}_{\text{3B3}} + \dot{S}_{\text{3B4}} + \dot{S}_{\text{3B5}} + \dot{S}_{\text{3B6}} + \dot{S}_{\text{3B7}} + \dot{S}_{\text{3B8}} \\ &= (16,084 - j5,802) + (10,061 - j3,626) \\ &+ (-29,846 + j9,322) + (15,084 - j6,42) + (16,095 - j7,75) \\ &+ (16,084 - j5,802) + (18,105 - j8,622) \\ &+ (21,135 - j10,609) = 82,8 - j39,31 \text{ MBA}\end{aligned}$$

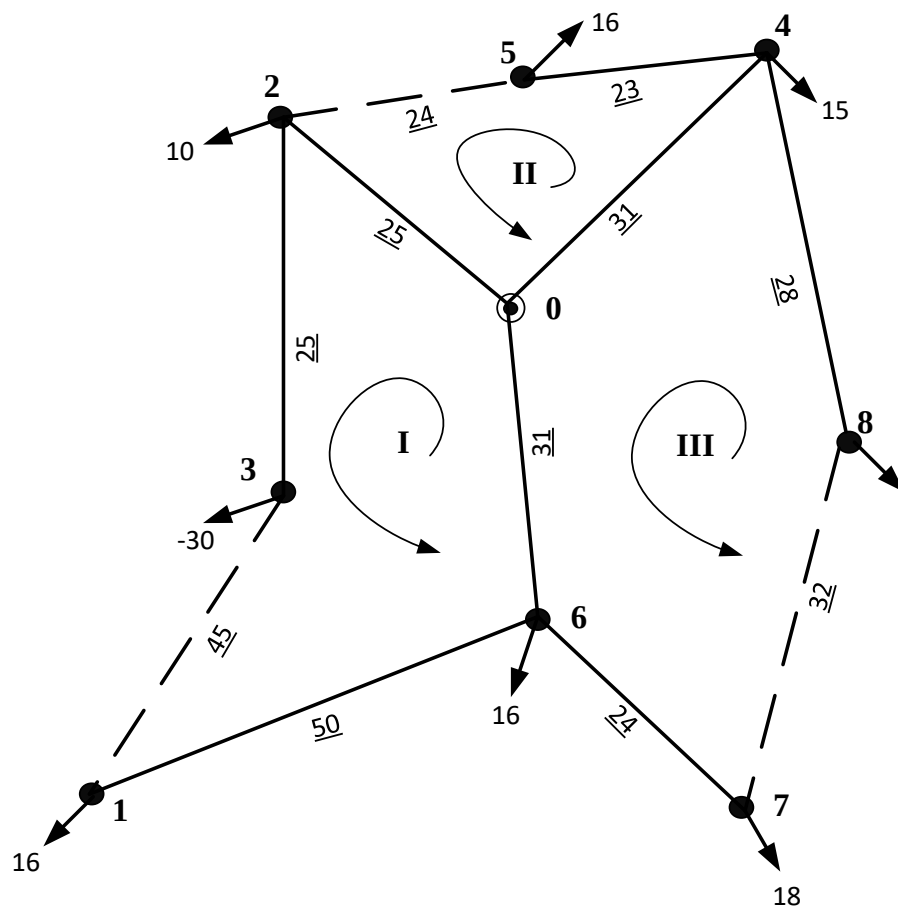


Рисунок 1.7 – Дерево та хорди L-схема першого варіанту

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

Формуємо та розв'язуємо систему контурних рівнянь для даної схеми.

$$\begin{cases} \dot{S}_{\text{роз } 2-3} \cdot L_{2-3} + \dot{S}_{\text{роз } 0-2} \cdot L_{0-2} - \dot{S}_{\text{роз } 6-1} \cdot L_{6-1} - \dot{S}_{\text{роз } 0-6} \cdot L_{0-6} = -\dot{S}_{\text{к1}} \cdot L_{\text{к1}} + \\ \quad + \dot{S}_{\text{к2}} \cdot L_{0-2} + \dot{S}_{\text{к3}} \cdot L_{0-6} \\ \dot{S}_{\text{роз } 0-4} \cdot L_{0-4} + \dot{S}_{\text{роз } 4-5} \cdot L_{4-5} - \dot{S}_{\text{роз } 0-2} \cdot L_{0-2} = -\dot{S}_{\text{к2}} \cdot L_{\text{к2}} + \dot{S}_{\text{к1}} \cdot L_{0-2} + \\ \quad + \dot{S}_{\text{к3}} \cdot L_{0-4} \\ \dot{S}_{\text{роз } 0-6} \cdot L_{0-6} + \dot{S}_{\text{роз } 6-7} \cdot L_{6-7} - \dot{S}_{\text{роз } 0-4} \cdot L_{0-4} - \dot{S}_{\text{роз } 4-8} \cdot L_{4-8} = -\dot{S}_{\text{к3}} \cdot L_{\text{к3}} + \\ \quad + \dot{S}_{\text{к1}} \cdot L_{0-6} + \dot{S}_{\text{к2}} \cdot L_{0-4} \end{cases}$$

Розв'язавши дану систему рівнянь, отримаємо наступні значення контурних потужностей:

$$\begin{cases} \dot{S}_{\text{к1}} = 18,49 - j6,6 \text{ МВА} \\ \dot{S}_{\text{к2}} = -18,54 + j8,25 \text{ МВА} \\ \dot{S}_{\text{к3}} = 3,7 - j2,4 \text{ МВА} \end{cases}$$

Знаходимо результуючий потекорозподіл потужностей в схемі:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{0-2} &= \dot{S}_{\text{роз } 0-2} + \dot{S}_{\text{к1}} - \dot{S}_{\text{к2}} \\ &= (-19,786 + j5,695) + (18,49 - j6,6) - (-18,54 + j8,2) \\ &= (17,25 - j9,15) \text{ МВА} \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{3-1} = \dot{S}_{\text{к1}} = (18,49 - j6,6) \text{ МВА}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{0-4} &= \dot{S}_{\text{роз } 0-4} + \dot{S}_{\text{к2}} - \dot{S}_{\text{к3}} \\ &= (52,31 - j24,78) + (-18,54 + j8,25) - (3,7 - j2,4) \\ &= (30,08 - j14,13) \text{ МВА} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{0-6} &= \dot{S}_{\text{роз } 0-6} - \dot{S}_{\text{к1}} + \dot{S}_{\text{к3}} \\ &= (50,27 - j20,23) - (18,49 - j6,6) - (3,7 - j2,4) \\ &= (35,48 - j16,03) \text{ МВА} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{2-3} &= \dot{S}_{\text{роз } 2-3} + \dot{S}_{\text{к1}} = (-29,85 + j9,32) + (18,49 - j6,6) \\ &= (-11,35 + j2,73) \text{ МВА} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{6-1} &= \dot{S}_{\text{роз } 6-1} - \dot{S}_{\text{к1}} = (16,08 - j5,8) - (18,49 - j6,6) \\ &= (-2,41 + j0,79) \text{ МВА} \end{aligned}$$

					ДП9111.141.011 ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		23

$$\begin{aligned}\dot{S}_{4-5} &= \dot{S}_{\text{роз } 4-5} + \dot{S}_{\text{к2}} = (16,1 - j7,75) + (-18,54 + j8,25) \\ &= (-2,44 + j0,5) \text{ МВА}\end{aligned}$$

$$\dot{S}_{5-2} = \dot{S}_{\text{к2}} = (-18,54 + j8,25) \text{ МВА}$$

$$\begin{aligned}\dot{S}_{4-8} &= \dot{S}_{\text{роз } 4-8} - \dot{S}_{\text{к3}} = (21,13 - j10,61) + (3,7 - j2,4) \\ &= (17,44 - j8,21) \text{ МВА}\end{aligned}$$

$$\dot{S}_{8-7} = \dot{S}_{\text{к3}} = (3,7 - j2,4) \text{ МВА}$$

$$\begin{aligned}\dot{S}_{6-7} &= \dot{S}_{\text{роз } 6-7} + \dot{S}_{\text{к3}} = (3,7 - j2,4) + (18,1 - j8,62) \\ &= (21,8 - j11,02) \text{ МВА}\end{aligned}$$

Перевірка виконання Другого закону Кірхгофа для трьох незалежних контурів:

– 1-й контур:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{2-3} \cdot L_{2-3} + \dot{S}_{0-2} \cdot L_{0-2} - \dot{S}_{6-1} \cdot L_{6-1} - \dot{S}_{0-6} \cdot L_{0-6} + \dot{S}_{3-1} \cdot L_{3-1} \\ = (-11,35 + j2,73) \cdot 25 + (17,25 - j9,15) \cdot 25 \\ - (-2,41 + j0,79) \cdot 50 - (35,48 - j16,03) \cdot 31 \\ + (18,49 - j6,6) \cdot 45 = 0\end{aligned}$$

– 2-й контур:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{0-4} \cdot L_{0-4} + \dot{S}_{4-5} \cdot L_{4-5} + \dot{S}_{5-2} \cdot L_{5-2} - \dot{S}_{0-2} \cdot L_{0-2} \\ = (30,08 - j14,13) \cdot 31 + (-2,44 + j0,5) \cdot 23 \\ + (-18,54 + j8,25) \cdot 24 - (17,25 - j9,15) \cdot 25 = 0\end{aligned}$$

– 3-й контур:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{0-6} \cdot L_{0-6} + \dot{S}_{6-7} \cdot L_{6-7} + \dot{S}_{8-7} \cdot L_{8-7} - \dot{S}_{4-8} \cdot L_{4-8} - \dot{S}_{0-4} \cdot L_{0-4} \\ = (35,48 - j16,03) \cdot 31 + (21,8 - j11,02) \cdot 12 + (3,7 - j2,4) \\ \cdot 16 - (17,44 - j8,21) \cdot 28 - (30,08 - j14,13) \cdot 31 = 0\end{aligned}$$

Таким чином, потокорозподіл потужностей у L-схемі електричної мережі знайдений вірно. Потокорозподіл потужностей у L-схемі мережі представлений на рис. 1.2.6.

					ДП9111.141.011 ПЗ	Арк.
						24
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		

1-й контур:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{0-4} \cdot L_{0-4} + \dot{S}_{4-5} \cdot L_{4-5} - \dot{S}_{0-2} \cdot L_{0-2} - \dot{S}_{2-5} \cdot L_{2-5} \\ = (20,91 - j9,33) \cdot 31 + (5,44 - j2,51) \cdot 23 - (20,71 - j8,86) \\ \cdot 25 - (10,65 - j5,24) \cdot 24 = 0 \end{aligned}$$

2-й контур:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{0-8} \cdot L_{0-8} - \dot{S}_{4-8} \cdot L_{4-8} - \dot{S}_{0-4} \cdot L_{0-4} \\ = (41,2 - j18,79) \cdot 16 + (0,39 - j0,4) \cdot 28 + (20,91 - j9,33) \\ \cdot 31 = 0 \end{aligned}$$

3-й контур:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{0-3} \cdot L_{0-3} + \dot{S}_{3-1} \cdot L_{3-1} + \dot{S}_{1-6} \cdot L_{1-6} - \dot{S}_{7-6} \cdot L_{7-6} - \dot{S}_{0-8} \cdot L_{0-8} - \dot{S}_{8-7} \\ \cdot L_{8-7} \\ = (-0,02 - j2,33) \cdot 12,5 + (29,83 - j11,65) \cdot 22,5 + (13,74 \\ - j5,85) \cdot 25 - (2,34 + j0,04) \cdot 12 - (41,2 - j18,79) \cdot 16 \\ - (20,45 - j8,58) \cdot 16 = 0 \end{aligned}$$

1.4 Вибір кількості ланцюгів та перерізів проводів

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:

$$I_{0-2} = \frac{\sqrt{P_{0-2}^2 + Q_{0-2}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot n_L} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{17,25^2 + (-9,15)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} \cdot 10^3 = 102,5 \text{ А.}$$

Для інших ділянок РЕМ усіх варіантів розрахунки виконуються аналогічно. Результати розрахунків приведені в табл. 1.4 та 1.5

Виконаємо розрахунок значень функції дисконтованих витрат для першого варіанту схеми будівництва ділянки 0-2.

Капіталовкладення для будівництва ділянки 0-2 перерізом 240 мм²:
 $K_{0-2(1 \times 240)} = n \cdot K_{110-1 \times 240} \cdot L_{0-2} = 1 \cdot 2937,9 \cdot 25 = 73447,50 \text{ тис грн;}$

					ДП9111.141.011 ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		26

Таблиця 1.4 – Струми ділянок РЕМ для 1-го варіанту схем

Ділянк а	I, А	Ділянк а	I, А	Ділянк а	I, А
0-2	102,5	3-1	103	4-8	101,1
0-4	174,4	6-1	13,3	6-7	128,2
0-6	204,3	4-5	13,1	8-7	23,1
2-3	61,3	5-2	53,3		

Таблиця 1.5 – Струми ділянок РЕМ для схеми четвертого варіанту

Ділянка	I,А	Ділянка	I,А	Ділянка	I,А
0-2	118,2	4-5	31,5	4-8	2,9
0-4	120,2	3-1	168,1	7-6	12,3
0-3	12,2	1-6	78,4	8-7	116,4
2-5	62,3	5-2	62,3		

Знайдемо витрати на експлуатацію ділянки 0-2 виконаної перерізом 240 мм²:

$$B_{\text{експ } 0-2(1 \times 240)} = K_{0-2(1 \times 240)} \cdot \frac{N_{\text{пл}}}{100} = 73447,50 \cdot \frac{1,2}{100} = 881,37 \text{ тис грн};$$

Розрахуємо витрати на покриття активних втрат для проводу перерізом 240мм²:

$$B_{\text{е/е } 0-2(1 \times 240)} = L_{0-2} \cdot (3 \cdot I_{0-2}^2 \cdot r_{1 \times 240} \cdot \tau \cdot 10^{-3} + 0,75 \cdot \Delta P_{k(1 \times 240)} \cdot T_{\text{max}}) \cdot \\ \Pi_{\text{вх}} \cdot 10^{-3} = 25 \cdot (3 \cdot 102,5^2 \cdot 0,119 \cdot 3556,77 \cdot 10^{-3} + 0,75 \cdot 0,05 \cdot 8760) \cdot 3,6 \cdot \\ 10^{-3} = 1230,21 \text{ тис грн}$$

Значення функції сумарних дисконтованих витрат при виконанні ділянки 0-2 перерізом 1х240 мм²:

$$Z_{0-2} = K_{0-2(1 \times 240)} + \frac{B_{\text{експ } 0-2(1 \times 240)} + B_{\text{е/е } 0-2(1 \times 240)}}{E} = 73447,50 + \frac{(881,37 + 1230,21)}{0,1} = \\ 94563,29 \text{ тис грн};$$

Аналогічні результати розрахунків функції сумарних дисконтованих затрат для кожного перерізу усіх ділянок першого варіанту схеми наведено у табл. 1.6. Для другого варіанту схеми в табл. 1.7.

За результатами розрахунків обираємо мінімум функції для ділянок та робимо висновок про оптимальний переріз. Для ділянок, які при виборі конфігурації схем були виконані двома ланцюгами, обираємо найдешевший

серед відповідних перерізів. Данні для першого та другого варіанту схем наведені у таблицях 1.8 та 1.9.

Таблиця 1.6 – Сумарні дисконтовані затрати для перерізів ділянок першої схеми.

Ділянка	L, км	I, А	АС-70	2хАС-70	АС-120	2хАС-120	АС-240	2хАС-240
0-2	25	102,5	113138,37	125896,28	102273,23	123226,98	94563,29	126855,01
0-4	31	174,4	240575,96	206253,58	185377,30	182080,70	145470,87	171406,41
0-6	31	204,3	297611,81	234771,50	218681,92	198733,01	161516,41	179429,18
2-3	25	61,3	85724,46	112189,33	86265,59	115223,16	86851,10	122998,91
1-3	45	103	204400,36	226988,95	184530,52	222027,92	170425,27	228444,69
1-6	50	13,3	142357,18	209832,78	155543,79	221952,62	165518,00	241905,73
4-5	23	13,1	65464,57	96513,21	71538,62	102092,45	76132,73	111273,86
4-8	28	101,1	125418,14	140355,42	113788,77	137635,59	105546,05	141895,19
8-7	32	23,1	92963,40	135220,38	100631,09	142591,21	106453,32	155080,57
6-7	24	128,2	131734,11	132421,06	111683,38	125048,44	97285,32	125033,09
2-5	24	53,3	78720,24	105914,13	80727,29	109570,40	82371,25	117576,06

Таблиця 1.7 – Сумарні дисконтовані затрати для перерізів ділянок другої схеми.

Ділянка	L, км	I, А	АС-70	2хАС-70	АС-120	2хАС-120	АС-240	2хАС-240
0-3	25	12,2	71064,65	104859,42	77705,36	110943,04	82726,94	120936,84
0-2	25	118,2	127213,80	132934,00	110492,22	127336,47	98523,04	128834,89
0-4	31	120,2	160146,81	166039,00	138412,76	158598,43	122844,22	160093,08
0-8	32	237,6	383725,68	280601,52	270414,27	227482,80	188251,69	195979,75
1-3	45	168,1	333445,84	291511,69	259883,31	259704,31	206728,85	246596,48
2-5	24	62,3	82777,49	107942,76	83096,41	110754,96	83512,65	118146,76
1-6	50	78,4	190857,00	234082,69	183864,01	236112,74	179162,15	248727,81
4-5	23	31,5	68531,48	98046,66	73329,46	102987,87	76995,52	111705,26
4-8	28	2,9	78953,50	117123,09	86656,93	124069,67	92474,44	135359,39
6-7	24	12,3	68231,61	100669,82	74602,72	106508,11	79420,55	116100,71
7-8	32	116,4	160637,98	169057,67	140147,93	162349,63	125491,79	164599,80

Таблиця 1.8 – Мінімум функції сумарних дисконтованих затрат та оптимальний переріз для першої схеми

Ділянка	З _{мін} , тис. грн.	Оптимальний переріз, мм ²
0-2	94563,29	АС-240
0-4	145470,87	АС-240
0-6	161516,41	АС-240
2-3	85724,46	АС-70
1-3	170425,27	АС-240

					ДП9111.141.011 ПЗ	Арк.
						28
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		

Продовження таблиці 1.8

1-6	142357,18	АС-70
4-5	65464,57	АС-70
4-8	105546,05	АС-240
8-7	135220,38	2хАС-70
6-7	125033,09	2хАС-240
2-5	78720,24	АС-70
Сума $Z_{\min}$, тис. грн.		1310041,81

Таблиця 1.9 – Мінімум функції сумарних дисконтованих затрат та оптимальний переріз для другої схеми

Ділянка	$Z_{\min}$, тис. грн.	Оптимальний переріз, мм ²
0-3	104859,42	2хАС-70
0-2	98523,04	АС-240
0-4	122844,22	АС-240
0-8	195979,75	2хАС-240
1-3	246596,48	2хАС-240
2-5	82777,49	АС-70
1-6	234082,69	2хАС-70
4-5	68531,48	АС-70
4-8	78953,50	АС-70
6-7	100669,82	2хАС-70
7-8	162349,63	2хАС-120
Сума $Z_{\min}$, тис. грн.		1496167,51

Отже, з економічних порівнянь вигідніший перший варіант схеми мережі 110 кВ. Надалі працюємо з ним.

1.5 Параметри схем заміщення елементів

Силові трансформатори.

Детальні розрахунки параметрів схем заміщення приведемо для триобмоткових трансформаторів типу ТДТН-16000/110.

Для трансформатора типу ТДТН-16000/110 активний опір складе:

$$r_b = r_c = r_n = \frac{\Delta P_{\text{кз}} \cdot U_{0\text{в}}^2 \cdot 10^3}{2 \cdot n \cdot S_n^2} = \frac{100 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{2 \cdot 16^2} = 2,583 \text{ Ом}$$

Для трансформатора типу ТДТН-16000/110 фіктивні величини напруги кз обмоток складуть:

					ДП9111.141.011 ПЗ	Арк.
						29
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		

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

$$U_{KC} = U_{K(B-C)}\% - U_{KB1}\% = 10,5\% - 10,75\% = -0,25\% = 0;$$

$$U_{KH} = (U_{K(B-H)}\% - U_{KB1}\%) = 17\% - 10,75\% = 6,25\%;$$

Для трансформаторів типу ТДТН-16000/110 реактивний опір становить:

$$x_{TB} = \frac{10 \cdot U_{0B}^2 \cdot U_{K3}}{n \cdot S_H^2} = \frac{10 \cdot 115^2 \cdot 10,75}{16^2} = 88,855 \text{ Ом}$$

$$x_{TC} = \frac{10 \cdot U_{0B}^2 \cdot U_{K3}}{n \cdot S_H^2} = \frac{10 \cdot 115^2 \cdot 0}{16^2} = 0 \text{ Ом}$$

$$x_{TH} = \frac{10 \cdot U_{0B}^2 \cdot U_{K3}}{n \cdot S_H^2} = \frac{10 \cdot 115^2 \cdot 6,25}{16^2} = 51,66 \text{ Ом}$$

Активна провідність трансформатора типу ТДТН-16000/110 складе:

$$g_T = \frac{n \cdot \Delta P_{xx} \cdot 10^{-3}}{U_{0B}^2} = \frac{23 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 1,739 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

Реактивна провідність трансформатора типу ТДТН-16000/110 складе:

$$b_T = -\frac{n \cdot I_{xx} \cdot S_H \cdot 10^{-3}}{U_{0B}^2} = -\frac{1 \cdot 16 \cdot 10^{-3}}{115^2} = -1,21 \cdot 10^{-5} \text{ См}$$

Аналогічно здійснюємо розрахунки параметрів заміщення усіх силових трансформаторів, що будуть використовуватися на ПС 110 кВ. Отримані результати приведені в табл. 1.10.

Таблиця 1.10 – Параметри схем заміщення силових трансформаторів

Тип трансформатора	г, Ом	x _{ТВ} , Ом	x _{ТС} , Ом	x _{ТН} , Ом	g, 10 ⁻⁶ См	b, 10 ⁻⁶ См
2хТДН-16000/110	4,391	86,789	-	-	1,437	-8,469
2хТДН-10000/110	7,935	138,863	-	-	1,059	-5,293
2хТДТН-16000/110	2,583	88,855	0	51,66	1,739	-1,21
2хТРДН-25000/110	2,539	55,545	-	-	2,042	-1,323

1.6 Приведені навантаження та еквівалентні провідності

Виконаємо розрахунок приведених навантажень усіх пунктів електричної мережі.

Для блоку триобмоткових силових трансформаторів, встановленого в пункті 5, коефіцієнти завантаження обмоток складуть:

					ДП9111.141.011 ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		30

$$\beta_{\text{BH5}} = \frac{\sqrt{P_{\text{BH5}}^2 + Q_{\text{BH5}}^2}}{n \cdot S_{\text{H5}}} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{16^2 + (-6.41)^2}}{2 \cdot 16000} \cdot 10^3 = 0.539;$$

$$\beta_{\text{CH5}} = \frac{\sqrt{P_{\text{CH5}}^2 + Q_{\text{CH5}}^2}}{n \cdot S_{\text{H5}}} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{13^2 + (-5.538)^2}}{2 \cdot 16000} \cdot 10^3 = 0.442;$$

$$\beta_{\text{HH5}} = \frac{\sqrt{P_{\text{HH5}}^2 + Q_{\text{HH5}}^2}}{n \cdot S_{\text{H5}}} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{3^2 + (-0.875)^2}}{2 \cdot 16000} \cdot 10^3 = 0.539.$$

Аналогічно зробимо обрахунки коефіцієнтів завантаження для інших блоків силових трансформаторів. Отримані дані заносимо в таблицю 1.11

Таблиця 1.11 – Коефіцієнти завантаження обмоток

№ пункту	S _H , МВА	Потік потужності і-ю обмоткою						Коефіцієнт завантаження обмотки β _i		
		P _i , МВт			Q _i , МВАр			BH	CH	HH
		BH	CH	HH	BH	CH	HH			
1	16	16	0	16	-4,67	0	-4,67	0,521	0	0,521
2	10	10	0	10	-2,92	0	-2,92	0,521	0	0,521
3	25	30	0	30	-11,86	0	-11,86	0,645	0	0,645
4	16	15	5	10	-5,05	-2,13	-2,92	0,495	0,17	0,326
5	16	16	13	1	-6,41	-5,538	-0,87	0,539	0,442	0,098
6	16	16	0	16	-4,67	0	-4,67	0,521	0	0,521
7	16	18	13	5	-7	-5,538	-1,46	0,603	0,442	0,163
8	16	21	18	3	-8,54	-7,668	-0,87	0,708	0,611	0,098

Знаходимо значення втрат в Z – елементах схеми заміщення трансформатора, на прикладі триобмоткового трансформатора пункту 5:

$$\begin{aligned}
\Delta \dot{S}_{TZ5} &= \frac{n \cdot \Delta P_{K35}}{2} \cdot (\beta_{BH5}^2 + \beta_{CH5}^2 + \beta_{HH5}^2) \\
&\quad - j \left(\frac{n \cdot S_{T5}}{100} \cdot (\beta_{BH5}^2 \cdot U_{KB5} \% + \beta_{CH5}^2 \cdot U_{KC5} \% + \beta_{HH5}^2 \cdot U_{KH5} \%) \right. \\
&\quad \left. \cdot 10^{-2} \right) \\
&= \frac{2 \cdot 100}{2} \cdot (0,539^2 + 0,442^2 + 0,098^2) \\
&\quad - j \left(\frac{2 \cdot 16}{100} \cdot (0,539^2 \cdot 10,75 + 0,442^2 \cdot 0 + 0,098^2 \cdot 6,25) \cdot 10^{-2} \right) \\
&= (49,47 - j1017,23) \text{ кВ} \cdot \text{А}
\end{aligned}$$

Знаходимо значення втрат в Y – елементах схеми заміщення трансформатора, на прикладі триобмоткового трансформатора пункту 5:

$$\Delta \dot{S}_{TY5} = n \cdot (\Delta P_{xx5} - jI_{xx5} \cdot S_{T5}) = 2 \cdot (23 - j1 \cdot 16) = (0,046 - j0,32) \text{ МВА}$$

Отже, на ПС 5 приведені навантаження матиме наступні значення:

$$\begin{aligned}
\dot{S}_{пр5} &= \dot{S}_{зад5} + \Delta \dot{S}_{TY5} + \Delta \dot{S}_{TZ5} \\
&= (16 - j6,413) + (0,046 - j0,32) + (0,05 - j1,02) \\
&= (16,1 - j7,75) \text{ МВА}
\end{aligned}$$

Розраховуємо аналогічно для решти пунктів та занесемо результати в таблицю 1.12

Таблиця 1.12 – Приведені навантаження

Пункт	Задана потужність, МВА	Втрати потужності		Приведена потужність, МВА
		$\Delta \dot{S}_{TZi}$, МВА	$\Delta \dot{S}_{TYi}$, МВА	
1	16-j4,67	0,05-j0,91	0,038-j0,224	16,08-j5,8
2	10-j2,92	0,03-j0,57	0,028-j0,14	10,06-j3,63
3	-30+j11,86	0,1-j2,19	0,054-j0,35	-29,85+j9,32
4	15-j5,05	0,04-j1,05	0,046-j0,32	15,08-j6,42
5	16-j6,41	0,05-j1,02	0,046-j0,32	16,1-j7,75
6	16-j4,67	0,05-j0,91	0,038-j0,224	16,08-j5,8
7	18-j7	0,06-j1,31	0,046-j0,32	18,1-j8,62
8	21-j8,58	0,09-j1,75	0,046-j0,32	21,13-j10,61

Обраховуємо еквівалентні провідності пунктів електричної мережі, на прикладі для пункту 1:

$$\begin{aligned} \underline{Y}_1 &= 0,5 \cdot (\underline{Y}_{л1-6} + \underline{Y}_{л1-3}) + \underline{Y}_{бт1} \\ &= 0,5 \cdot ((1,86 \cdot 10^{-7} + j1,28 \cdot 10^{-4}) + (4,55 \cdot 10^{-7} + j1,28 \cdot 10^{-4})) + (2,873 \cdot 10^{-6} - j1,694 \cdot 10^{-5}) \\ &= 3,194 \cdot 10^{-6} + j1,111 \cdot 10^{-4} \text{ См}; \end{aligned}$$

Аналогічно розраховуємо для інших пунктів:

$$\underline{Y}_2 = 0,5 \cdot (\underline{Y}_{л0-2} + \underline{Y}_{л2-5} + \underline{Y}_{л2-3}) + \underline{Y}_{бт2} = 2,392 \cdot 10^{-6} + j8,779 \cdot 10^{-5} \text{ См};$$

$$\underline{Y}_3 = 0,5 \cdot (\underline{Y}_{л1-3} + \underline{Y}_{л2-3}) + \underline{Y}_{бт3} = 4,403 \cdot 10^{-6} + j1,015 \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

$$\underline{Y}_4 = 0,5 \cdot (\underline{Y}_{л0-4} + \underline{Y}_{л4-8} + \underline{Y}_{л4-5}) + \underline{Y}_{бт4} = 3,705 \cdot 10^{-6} + j8,898 \cdot 10^{-5} \text{ См};$$

$$\underline{Y}_5 = 0,5 \cdot (\underline{Y}_{л2-5} + \underline{Y}_{л4-5}) + \underline{Y}_{бт5} = 3,692 \cdot 10^{-6} + j3,617 \cdot 10^{-5} \text{ См};$$

$$\underline{Y}_6 = 0,5 \cdot (\underline{Y}_{л1-6} + \underline{Y}_{л6-7} + \underline{Y}_{л0-6}) + \underline{Y}_{бт6} = 3,264 \cdot 10^{-6} + j1,593 \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

$$\underline{Y}_7 = 0,5 \cdot (\underline{Y}_{л6-7} + \underline{Y}_{л7-8}) + \underline{Y}_{бт7} = 3,868 \cdot 10^{-6} + j1,26 \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

$$\underline{Y}_8 = 0,5 \cdot (\underline{Y}_{л4-8} + \underline{Y}_{л7-8}) + \underline{Y}_{бт8} = 3,868 \cdot 10^{-6} + j1,26 \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

$$\underline{Y}_0 = 0,5 \cdot (\underline{Y}_{л0-2} + \underline{Y}_{л0-4} + \underline{Y}_{л0-6}) = 3,827 \cdot 10^{-6} + j9,77 \cdot 10^{-5} \text{ См};$$

Висновки по розділу 1

У даному розділі було складено 5 конфігурацій схем, за початковими умовами, а саме за навантаженнями підстанцій та довжинами ліній. За допомогою методу моментів було визначено дві конфігурації схем, які мають мінімум сумарної довжини та не перевищують граничні моменти. Ці варіанти це схема №1 та № 4, сумарна довжина яких дорівнює 371,6 км та 463,8 км відповідно.

Було розраховано потужності кожного з пунктів та обрано відповідні трансформатори. З наведених вище розрахунків було визначено, що слід встановити по два двообмоткових трансформатори у пунктах №1, №2, №3, №6 та по два триобмоткових у пунктах №4, №7 і №8.

Для обраних двох варіантів було проведено розрахунок L-схеми та техніко-економічне обґрунтування. За проведеними обрахунками було прийнято

					ДП9111.141.011 ПЗ	Арк.
						33
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		

рішення працювати з першою схемою, оскільки сумарні дисконтовані затрати для цього варіанту менше, а саме 1310041,81 тис. грн у порівнянні з 1496167,51 тис. грн для четвертого варіанту.

Також було розраховано параметри Z-схеми мережі, параметри схем заміщення, приведені навантаження та еквівалентні провідності.

					ДП9111.141.011 ПЗ	Арк.
						34
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		

2 РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

2.1 Електричний розрахунок режиму роботи при максимальних навантаженнях

Виконаємо розрахунок основного поточкорозподілу потужностей у схемі електричної мережі. За вихідні дані для розрахунку використаємо схему режиму максимальних навантажень, значення приведених навантажень пунктів схеми мережі і повних опорів ділянок схеми мережі.

Розрахунок здійснимо за методом контурних рівнянь. Відповідно до останнього, здійснимо вибір контурів і перемичок у схемі мережі. До першого контуру входять ділянки 0-2-3-1-6-0 з перемичкою 3-1. До другого контуру входять ділянки 0-2-5-4-0 з перемичкою 5-2. А до третього контуру належать ділянки 0-4-8-7-6-0 з перемичкою 8-7. За позитивний напрямок обходу контурів приймаємо обхід проти годинникової стрілки відповідно до розрахункового напряму зрівняльних потужностей.

Значення власних опорів контурів складуть:

$$\begin{aligned}\underline{Z_{11}} &= Z_{0-2} + Z_{2-3} + Z_{1-3} + Z_{1-6} + Z_{0-6} \\ &= 2.967 + j10.115 + 10.571 + j11.119 + 5.34 + j18.207 \\ &\quad + 21.142 + j22.238 + 3.679 + j12.543 = 43.7 - j74.22 \text{ Ом};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\underline{Z_{22}} &= Z_{0-2} + Z_{2-5} + Z_{4-5} + Z_{0-4} \\ &= 2.967 + j10.115 + 10.148 + j10.674 + 9.725 + j10.229 \\ &\quad + 3.679 + j12.543 = 26.52 + j43.56 \text{ Ом};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\underline{Z_{33}} &= Z_{0-4} + Z_{4-8} + Z_{6-7} + Z_{7-8} + Z_{0-6} \\ &= 3.679 + j12.543 + 3.323 + j11.329 + 1.424 + j4.855 \\ &\quad + 6.765 + j7.116 + 3.679 + j12.543 = 18.87 + j48.39 \text{ Ом};\end{aligned}$$

Значення взаємних опорів контурів складуть:

$$\underline{Z_{I-II}} = -Z_{0-2}$$

$$\underline{Z_{I-III}} = -Z_{0-6}$$

					ДП9111.141.011 ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		35

$$\underline{Z_{II-III}} = -Z_{0-4}$$

Проводимо першу ітерацію обчислення режиму роботи електричної мережі при максимальних навантаженнях.

Задаємося початковими наближеннями напруг пунктів, що відповідають номінальній напрузі мережі:

$$U_1^{(0)} = U_2^{(0)} = U_3^{(0)} = U_4^{(0)} = U_5^{(0)} = U_6^{(0)} = U_7^{(0)} = U_8^{(0)} = 110 \text{ кВ.}$$

Розрахуємо струми пунктів:

$$\begin{aligned} \dot{I}_{p1} &= \frac{\dot{S}_{1\text{зад}} + \Delta \dot{S}_{TZ1} + \underline{Y}_1 \cdot (U_1^{(0)})^2}{\hat{U}_1^{(0)}} \\ &= \frac{(16 - j4,667) + (0,046 - j0,911) + (3,194 \cdot 10^{-6} + j1,111 \cdot 10^{-4}) \cdot 110^2}{110} \\ &= 146,2 - j38,5 \text{ А;} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{p2} &= \frac{\dot{S}_{2\text{зад}} + \Delta \dot{S}_{TZ2} + \underline{Y}_2 \cdot U_2^{(0)^2}}{\hat{U}_2^{(0)}} \\ &= \frac{(10 - j2,917) + (0,033 - j0,57) + (2,392 \cdot 10^{-6} + j8,779 \cdot 10^{-5}) \cdot 110^2}{110} \\ &= 91,5 - j22 \text{ А;} \end{aligned}$$

Аналогічно розраховуємо й для інших пунктів:

$$\dot{I}_{p3} = -271,3 + j99,1 \text{ А}$$

$$\dot{I}_{p4} = 137,1 - j45,7 \text{ А}$$

$$\dot{I}_{p5} = 146,3 - j63,6 \text{ А}$$

$$\dot{I}_{p6} = 146,2 - j33,2 \text{ А}$$

$$\dot{I}_{p7} = 164,6 - j61,6 \text{ А}$$

$$\dot{I}_{p8} = 192,1 - j82,8 \text{ А}$$

Струморозподіл умовно розімкненої схеми:

$$\dot{I}_{\text{роз } 2-3} = \dot{I}_{p3} = -271,3 + j99,1 \text{ А;}$$

$$\dot{I}_{\text{роз } 0-2} = \dot{I}_{p2} + \dot{I}_{\text{роз } 2-3} = -271,3 + j99,1 + 91,5 - j22 = -179,9 + j77,1 \text{ А;}$$

					ДП9111.141.011 ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		36

$$\dot{I}_{\text{роз } 6-7} = \dot{I}_{\text{p}7} = 164,6 - j61,6 \text{ A};$$

$$\dot{I}_{\text{роз } 6-1} = \dot{I}_{\text{p}1} = 146,2 - j38,5 \text{ A};$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{\text{роз } 0-6} &= \dot{I}_{\text{p}6} + \dot{I}_{\text{роз } 6-1} + \dot{I}_{\text{роз } 6-7} \\ &= 146,2 - j33,2 + 146,2 - j38,5 + 164,6 - j61,6 \\ &= 457,1 - j133,3 \text{ A}; \end{aligned}$$

$$\dot{I}_{\text{роз } 4-8} = \dot{I}_{\text{p}8} = 192,1 - j82,8 \text{ A};$$

$$\dot{I}_{\text{роз } 4-5} = \dot{I}_{\text{p}5} = 146,3 - j63,6 \text{ A};$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{\text{роз } 0-4} &= \dot{I}_{\text{p}4} + \dot{I}_{\text{роз } 4-8} + \dot{I}_{\text{роз } 4-5} \\ &= 137,1 - j45,7 + 192,1 - j82,8 + 146,3 - j63,6 \\ &= 475,6 - j192 \text{ A}; \end{aligned}$$

Виконаємо перевірку:

$$\begin{aligned} \dot{I}_{\text{роз } 0-6} + \dot{I}_{\text{роз } 0-4} + \dot{I}_{\text{роз } 0-2} \\ &= 475,6 - j192 + 457,1 - j133,3 + -179,9 + j77,1 \\ &= 752,7 - j248,3 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{\text{p}1} + \dot{I}_{\text{p}2} + \dot{I}_{\text{p}3} + \dot{I}_{\text{p}4} + \dot{I}_{\text{p}5} + \dot{I}_{\text{p}6} + \dot{I}_{\text{p}7} + \dot{I}_{\text{p}8} \\ &= 146,2 - j38,5 + 91,5 - j22 + -271,3 + j99,1 + 137,1 \\ &\quad - j45,7 + 146,3 - j63,6 + 146,2 - j33,2 + 164,6 - j61,6 \\ &\quad + 192,1 - j82,8 = 752,7 - j248,3 \text{ A} \end{aligned}$$

Як бачимо перевірка пройшла успішно.

Сформуємо систему контурних рівнянь:

$$\left\{ \begin{aligned} \dot{I}_{\text{роз } 0-2} \cdot \underline{Z}_{0-2} + \dot{I}_{\text{роз } 2-3} \cdot \underline{Z}_{2-3} - \dot{I}_{\text{роз } 6-1} \cdot \underline{Z}_{1-6} - \dot{I}_{\text{роз } 0-6} \cdot \underline{Z}_{0-6} &= -\dot{I}_{\text{кI}} \cdot \underline{Z}_{11} + \\ &\quad + \dot{I}_{\text{кII}} \cdot \underline{Z}_{I-II} + \dot{I}_{\text{кIII}} \cdot \underline{Z}_{I-III} \\ \dot{I}_{\text{роз } 0-4} \cdot \underline{Z}_{0-4} + \dot{I}_{\text{роз } 4-5} \cdot \underline{Z}_{4-5} - \dot{I}_{\text{роз } 0-2} \cdot \underline{Z}_{0-2} &= -\dot{I}_{\text{кII}} \cdot \underline{Z}_{22} + \dot{I}_{\text{кI}} \cdot \underline{Z}_{I-II} + \dot{I}_{\text{кIII}} \cdot \underline{Z}_{II-III} \\ \dot{I}_{\text{роз } 0-6} \cdot \underline{Z}_{0-6} + \dot{I}_{\text{роз } 6-7} \cdot \underline{Z}_{6-7} - \dot{I}_{\text{роз } 0-4} \cdot \underline{Z}_{0-4} - \dot{I}_{\text{роз } 4-8} \cdot \underline{Z}_{4-8} &= -\dot{I}_{\text{кIII}} \cdot \underline{Z}_{33} + \\ &\quad - \dot{I}_{\text{кIII}} \cdot \underline{Z}_{33} + \dot{I}_{\text{кI}} \cdot \underline{Z}_{I-III} + \dot{I}_{\text{кII}} \cdot \underline{Z}_{II-III} \end{aligned} \right.$$

Розв'яжемо сформовану вище систему контурних рівнянь:

$$\left\{ \begin{aligned} \dot{I}_{\text{кI}} &= 173,737 - j62,661 \text{ A} \\ \dot{I}_{\text{кII}} &= -156,568 + j39,485 \text{ A} \\ \dot{I}_{\text{кIII}} &= 39,374 - j30,141 \text{ A} \end{aligned} \right.$$

					ДП9111.141.011 ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		37

Струморозподіл ділянками схеми мережі на поточній ітерації:

$$\begin{aligned} \dot{I}_{2-3} &= \dot{I}_{\text{роз } 2-3} + \dot{I}_{\text{кI}} = -271,3 + j99,1 + 173,737 - j62,661 \\ &= -97,6 + j36,4 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{0-2} &= \dot{I}_{\text{роз } 0-2} + \dot{I}_{\text{кI}} - \dot{I}_{\text{кII}} \\ &= -179,9 + j77,1 + 173,737 - j62,661 - (-156,568 \\ &\quad + j39,485) = 150,4 - j25,1 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{0-4} &= \dot{I}_{\text{роз } 0-4} + \dot{I}_{\text{кII}} - \dot{I}_{\text{кIII}} \\ &= 475,6 - j192 + (-156,568 + j39,485) - (39,374 - j30,141) \\ &= 279,6 - j122,4 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{0-6} &= \dot{I}_{\text{роз } 0-6} - \dot{I}_{\text{кI}} + \dot{I}_{\text{кIII}} \\ &= 457,1 - j133,3 - 173,737 - j62,661 + 39,374 - j30,141 \\ &= 322,7 - j100,8 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{6-1} &= \dot{I}_{\text{роз } 6-1} - \dot{I}_{\text{кI}} = 146,2 - j38,5 - (173,737 - j62,661) \\ &= -27,5 + j24,2 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{4-5} &= \dot{I}_{\text{роз } 4-5} + \dot{I}_{\text{кII}} = 146,3 - j63,6 + (-156,568 + j39,485) \\ &= -10,3 - j24,1 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\dot{I}_{5-2} = \dot{I}_{\text{кII}} = (-156,568 + j39,485) \text{ A}$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{4-8} &= \dot{I}_{\text{роз } 4-8} - \dot{I}_{\text{кIII}} = 192,1 - j82,8 - (39,374 - j30,141) \\ &= 152,8 - j52,6 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\dot{I}_{3-1} = \dot{I}_{\text{кI}} = 173,737 - j62,661 \text{ A}$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{6-7} &= \dot{I}_{\text{роз } 6-7} + \dot{I}_{\text{кIII}} = 164,6 - j61,6 - (39,374 - j30,141) \\ &= 204 - j91,7 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\dot{I}_{8-7} = -\dot{I}_{\text{кIII}} = -39,374 + j30,141 \text{ A}$$

Перевірка виконання Другого закону Кірхгофа для трьох незалежних контурів:

Перший контур:

					ДП9111.141.011 ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		38

$$\begin{aligned}
& \dot{I}_{2-3} \cdot \underline{Z}_{2-3} + \dot{I}_{0-2} \cdot \underline{Z}_{0-2} + \dot{I}_{3-1} \cdot \underline{Z}_{3-1} - \dot{I}_{6-1} \cdot \underline{Z}_{1-6} - \dot{I}_{0-6} \cdot \underline{Z}_{0-6} \\
& = (-97,6 + j36,4) \cdot (10,571 + j11,119) + (150,4 - j25,1) \\
& \cdot (2,967 + j10,115) + (173,737 - j62,661) \cdot (5,34 + j18,207) \\
& - (-27,5 + j24,2) \cdot (21,142 + j22,238) - (322,7 - j100,8) \\
& \cdot (3,679 + j12,543) = 0
\end{aligned}$$

Другий контур:

$$\begin{aligned}
& \dot{I}_{0-4} \cdot \underline{Z}_{0-4} + \dot{I}_{4-5} \cdot \underline{Z}_{4-5} + \dot{I}_{5-2} \cdot \underline{Z}_{2-5} - \dot{I}_{0-2} \cdot \underline{Z}_{0-2} \\
& = (279,6 - j122,4) \cdot (3,679 + j12,543) + (-10,3 - j24,1) \\
& \cdot (9,725 + j10,229) + (-156,568 + j39,485) \cdot (10,148 + j10,674) \\
& - (150,4 - j25,1) \cdot (2,967 + j10,115) = 0
\end{aligned}$$

Третій контур:

$$\begin{aligned}
& \dot{I}_{0-6} \cdot \underline{Z}_{0-6} + \dot{I}_{6-7} \cdot \underline{Z}_{6-7} - \dot{I}_{8-7} \cdot \underline{Z}_{8-7} - \dot{I}_{4-8} \cdot \underline{Z}_{4-8} - \dot{I}_{0-4} \cdot \underline{Z}_{0-4} \\
& = (322,7 - j100,8) \cdot (3,679 + j12,543) + (204 - j91,7) \\
& \cdot (1,424 + j4,855) - (-39,374 + j30,141) \cdot (6,765 + j7,116) \\
& - (152,8 - j52,6) \cdot (3,323 + j11,329) - (279,6 - j122,4) \\
& \cdot (3,679 + j12,543) = 0
\end{aligned}$$

Розрахунок рівнів напруги:

$$\begin{aligned}
\dot{U}_6^{(1)} &= U_0 - \dot{I}_{0-6} \cdot \underline{Z}_{0-6} = 115 - (322,7 - j100,8) \cdot (3,679 + j12,543) \\
&= 112,55 - j3,68 \text{ кВ};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\dot{U}_2^{(1)} &= U_0 - \dot{I}_{0-2} \cdot \underline{Z}_{0-2} = 115 - (150,4 - j25,1) \cdot (2,967 + j10,115) \\
&= 114,3 - j1,45 \text{ кВ};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\dot{U}_3^{(1)} &= \dot{U}_2^{(1)} - \dot{I}_{2-3} \cdot \underline{Z}_{2-3} \\
&= (114,3 - j1,45) - (-97,6 + j36,4) \cdot (10,571 + j11,119) \\
&= 115,74 - j0,75 \text{ кВ};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\dot{U}_1^{(1)} &= \dot{U}_3^{(1)} - \dot{I}_{3-1} \cdot \underline{Z}_{1-3} \\
&= (115,74 - j0,75) - (173,737 - j62,661) \cdot (5,34 + j18,207) \\
&= 113,67 - j3,58 \text{ кВ};
\end{aligned}$$

					ДП9111.141.011 ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		39

$$\begin{aligned}\dot{U}_4^{(1)} &= U_0 - \dot{I}_{0-4} \cdot \underline{Z}_{0-4} = 115 - (279,6 - j122,4) \cdot (3,679 + j12,543) \\ &= 112,44 - j3,06 \text{ кВ};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{U}_8^{(1)} &= \dot{U}_4^{(1)} - \dot{I}_{4-8} \cdot \underline{Z}_{4-8} \\ &= (112,44 - j3,06) - (152,8 - j52,6) \cdot (3,323 + j11,329) \\ &= 111,33 - j4,61 \text{ кВ};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{U}_5^{(1)} &= \dot{U}_4^{(1)} - \dot{I}_{4-5} \cdot \underline{Z}_{4-5} \\ &= (112,44 - j3,06) - (-10,3 - j24,1) \cdot (9,725 + j10,229) \\ &= 112,29 - j2,72 \text{ кВ};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{U}_7^{(1)} &= \dot{U}_8^{(1)} - \dot{I}_{8-7} \cdot \underline{Z}_{7-8} \\ &= (111,33 - j4,61) - (-39,374 + j30,141) \cdot (6,765 + j7,116) \\ &= 111,81 - j4,54 \text{ кВ};\end{aligned}$$

Сумарні втрати потужності:

$$\begin{aligned}\Delta \dot{S}_{\Sigma} &= \hat{U}_0 \cdot (\dot{I}_{0-2} + \dot{I}_{0-6} + \dot{I}_{0-4} + U_0 \cdot \underline{Y}_0) - \Sigma \dot{S} = 115 \cdot (150,4 - j25,1 + \\ &322,7 - j100,8 + 279,6 - j122,4 + 115 \cdot (3,827 \cdot 10^{-6} + j9,77 \cdot 10^{-5})) - \\ &(82 - j27,392) = 4,57 + j0,47 \text{ МВА}\end{aligned}$$

Згідно нових значень напруги у вузлах мережі виконуємо наступну ітерацію.

Друга ітерація.

Розрахуємо струми пунктів:

$$\begin{aligned}\dot{I}_{p1} &= \frac{\dot{S}_{1\text{зад}} + \Delta \dot{S}_{TZ1} + \underline{Y}_1 \cdot \left(U_1^{(1)} \right)^2}{\hat{U}_1^{(1)}} \\ &= \frac{16 - j4,667 + 0,046 - j0,911 + 3,194 \cdot 10^{-6} + j1,111 \cdot 10^{-4} \cdot (113,67^2 + 3,58^2)}{113,67 + j3,58} \\ &= 140,2 - j40,8 \text{ А};\end{aligned}$$

					ДП9111.141.011 ПЗ	Арк.
						40
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		

$$\begin{aligned}
i_{p2} &= \frac{\dot{S}_{2\text{зад}} + \Delta \dot{S}_{TZ2} + \underline{Y}_2 \cdot \left(U_2^{(1)} \right)^2}{\hat{U}_2^{(1)}} \\
&= \frac{10 - j2,917 + 0,033 - j0,57 + 2,392 \cdot 10^{-6} + j8,779 \cdot 10^{-5} \cdot (114,3^2 + 1,45^2)}{114,3 + j1,45} \\
&= 87,8 - j21,6 \text{ A};
\end{aligned}$$

Аналогічно розраховуємо й для інших пунктів:

$$i_{p3} = -257,2 + j97 \text{ A}$$

$$i_{p4} = 132,9 - j47,9 \text{ A}$$

$$i_{p5} = 141,8 - j65,5 \text{ A}$$

$$i_{p6} = 141,8 - j36,2 \text{ A}$$

$$i_{p7} = 159,2 - j66,6 \text{ A}$$

$$i_{p8} = 186,1 - j89,2 \text{ A}$$

Струморозподіл умовно розімкненої схеми:

$$i_{\text{роз } 2-3} = i_{p3} = -257,2 + j97 \text{ A};$$

$$i_{\text{роз } 0-2} = i_{p2} + i_{\text{роз } 2-3} = -257,2 + j97 + 87,8 - j21,6 = -169,4 + j75,4 \text{ A};$$

$$i_{\text{роз } 6-7} = i_{p7} = 159,2 - j66,6 \text{ A};$$

$$i_{\text{роз } 6-1} = i_{p1} = 140,2 - j40,8 \text{ A};$$

$$\begin{aligned}
i_{\text{роз } 0-6} &= i_{p6} + i_{\text{роз } 6-1} + i_{\text{роз } 6-7} \\
&= 159,2 - j66,6 + 140,2 - j40,8 + 141,8 - j36,2 \\
&= 441,2 - j143,7 \text{ A};
\end{aligned}$$

$$i_{\text{роз } 4-8} = i_{p8} = 186,1 - j89,2 \text{ A};$$

$$i_{\text{роз } 4-5} = i_{p5} = 141,8 - j65,5 \text{ A};$$

$$\begin{aligned}
i_{\text{роз } 0-4} &= i_{p4} + i_{\text{роз } 4-8} + i_{\text{роз } 4-5} \\
&= 141,8 - j65,5 + 186,1 - j89,2 + 132,9 - j47,9 \\
&= 460,8 - j202,6 \text{ A};
\end{aligned}$$

Виконаємо перевірку:

					ДП9111.141.011 ПЗ	Арк.
						41
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		

$$\begin{aligned}
& \dot{I}_{\text{роз } 0-6} + \dot{I}_{\text{роз } 0-4} + \dot{I}_{\text{роз } 0-2} \\
& = 460,8 - j202,6 + (-169,4 + j75,4) + 441,2 - j143,7 \\
& = 732,6 - j270,9 \text{ A}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& \dot{I}_{\text{p1}} + \dot{I}_{\text{p2}} + \dot{I}_{\text{p3}} + \dot{I}_{\text{p4}} + \dot{I}_{\text{p5}} + \dot{I}_{\text{p6}} + \dot{I}_{\text{p7}} + \dot{I}_{\text{p8}} \\
& = 441,2 - j143,7 + 87,8 - j21,6 + (-257,2 + j97) + 132,9 \\
& - j47,9 + 141,8 - j65,5 + 141,8 - j36,2 + 159,2 - j66,6 \\
& + 186,1 - j89,2 = 732,6 - j270,9 \text{ A}
\end{aligned}$$

Як бачимо перевірка пройшла успішно.

Сформуємо систему контурних рівнянь:

$$\left\{ \begin{aligned}
& \dot{I}_{\text{роз } 0-2} \cdot \underline{Z}_{0-2} + \dot{I}_{\text{роз } 2-3} \cdot \underline{Z}_{2-3} - \dot{I}_{\text{роз } 6-1} \cdot \underline{Z}_{1-6} - \dot{I}_{\text{роз } 0-6} \cdot \underline{Z}_{0-6} = -\dot{I}_{\text{кI}} \cdot \underline{Z}_{11} + \\
& \quad + \dot{I}_{\text{кII}} \cdot \underline{Z}_{I-II} + \dot{I}_{\text{кIII}} \cdot \underline{Z}_{I-III} \\
& \dot{I}_{\text{роз } 0-4} \cdot \underline{Z}_{0-4} + \dot{I}_{\text{роз } 4-5} \cdot \underline{Z}_{4-5} - \dot{I}_{\text{роз } 0-2} \cdot \underline{Z}_{0-2} = -\dot{I}_{\text{кII}} \cdot \underline{Z}_{22} + \dot{I}_{\text{кI}} \cdot \underline{Z}_{I-II} + \dot{I}_{\text{кIII}} \cdot \underline{Z}_{II-III} \\
& \dot{I}_{\text{роз } 0-6} \cdot \underline{Z}_{0-6} + \dot{I}_{\text{роз } 6-7} \cdot \underline{Z}_{6-7} - \dot{I}_{\text{роз } 0-4} \cdot \underline{Z}_{0-4} - \dot{I}_{\text{роз } 4-8} \cdot \underline{Z}_{4-8} = -\dot{I}_{\text{кIII}} \cdot \underline{Z}_{33} + \\
& \quad \dot{I}_{\text{кI}} \cdot \underline{Z}_{I-III} + \dot{I}_{\text{кII}} \cdot \underline{Z}_{II-III}
\end{aligned} \right.$$

Розв'яжемо сформовану вище систему контурних рівнянь:

$$\left\{ \begin{aligned}
& \dot{I}_{\text{кI}} = 166,192 - j63,911 \text{ A} \\
& \dot{I}_{\text{кII}} = -151,79 + j42,688 \text{ A} \\
& \dot{I}_{\text{кIII}} = 38,147 - j30,788 \text{ A}
\end{aligned} \right.$$

Струморозподіл ділянками схеми мережі на поточній ітерації:

$$\begin{aligned}
\dot{I}_{2-3} &= \dot{I}_{\text{роз } 2-3} + \dot{I}_{\text{кI}} = -257,2 + j97 + 166,192 - j63,911 \\
&= -91 + j33,1 \text{ A}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\dot{I}_{0-2} &= \dot{I}_{\text{роз } 0-2} + \dot{I}_{\text{кI}} - \dot{I}_{\text{кII}} \\
&= -169,4 + j75,4 + 166,192 - j63,911 - (-151,79 \\
&+ j42,688) = 148,5 - j31,2 \text{ A}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\dot{I}_{0-4} &= \dot{I}_{\text{роз } 0-4} + \dot{I}_{\text{кII}} - \dot{I}_{\text{кIII}} \\
&= 460,8 - j202,6 + (-151,79 + j42,688) - (38,147 \\
&- j30,788) = 270,8 - j129,1 \text{ A}
\end{aligned}$$

					ДП9111.141.011 ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		42

$$\begin{aligned} i_{0-6} &= i_{\text{роз } 0-6} - i_{\text{кI}} + i_{\text{кIII}} \\ &= 441,2 - j143,7 - (166,192 - j63,911) + 38,147 - j30,788 \\ &= 313,2 - j110,6 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} i_{6-1} &= i_{\text{роз } 6-1} - i_{\text{кI}} = 140,2 - j40,8 - (166,192 - j63,911) \\ &= -27,5 + j24,2 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} i_{4-5} &= i_{\text{роз } 4-5} + i_{\text{кII}} = 141,8 - j65,5 + (-151,79 + j42,688) \\ &= -10 - j22,8 \text{ A} \end{aligned}$$

$$i_{5-2} = i_{\text{кII}} = (-151,79 + j42,688) \text{ A}$$

$$\begin{aligned} i_{4-8} &= i_{\text{роз } 4-8} - i_{\text{кIII}} = 186,1 - j89,2 - (38,147 - j30,788) \\ &= 148 - j58,4 \text{ A} \end{aligned}$$

$$i_{3-1} = i_{\text{кI}} = 166,192 - j63,911 \text{ A}$$

$$\begin{aligned} i_{6-7} &= i_{\text{роз } 6-7} + i_{\text{кIII}} = 159,2 - j66,6 + (38,147 - j30,788) \\ &= 197,4 - j97,4 \text{ A} \end{aligned}$$

$$i_{8-7} = -i_{\text{кIII}} = -38,147 + j30,788 \text{ A}$$

Перевірка виконання Другого закону Кірхгофа для трьох незалежних контурів:

Перший контур:

$$\begin{aligned} i_{2-3} \cdot \underline{Z}_{2-3} + i_{0-2} \cdot \underline{Z}_{0-2} + i_{3-1} \cdot \underline{Z}_{3-1} - i_{6-1} \cdot \underline{Z}_{1-6} - i_{0-6} \cdot \underline{Z}_{0-6} \\ = (-91 + j33,1) \cdot (10,571 + j11,119) + (148,5 - j31,2) \\ \cdot (2,967 + j10,115) + (166,192 - j63,911) \cdot (5,34 + j18,207) \\ - (-27,5 + j24,2) \cdot (21,142 + j22,238) - (313,2 - j110,6) \\ \cdot (3,679 + j12,543) = 0 \end{aligned}$$

Другий контур:

$$\begin{aligned} i_{0-4} \cdot \underline{Z}_{0-4} + i_{4-5} \cdot \underline{Z}_{4-5} + i_{5-2} \cdot \underline{Z}_{2-5} - i_{0-2} \cdot \underline{Z}_{0-2} \\ = (270,8 - j129,1) \cdot (3,679 + j12,543) + (-10 - j22,8) \\ \cdot (9,725 + j10,229) + (-151,79 + j42,688) \cdot (10,148 + j10,674) \\ - (148,5 - j31,2) \cdot (2,967 + j10,115) = 0 \end{aligned}$$

Третій контур:

					ДП9111.141.011 ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		43

$$\begin{aligned}
& \dot{I}_{0-6} \cdot \underline{Z}_{0-6} + \dot{I}_{6-7} \cdot \underline{Z}_{6-7} - \dot{I}_{8-7} \cdot \underline{Z}_{8-7} - \dot{I}_{4-8} \cdot \underline{Z}_{4-8} - \dot{I}_{0-4} \cdot \underline{Z}_{0-4} \\
& = (313,2 - j110,6) \cdot (3,679 + j12,543) + (197,4 - j97,4) \\
& \quad \cdot (1,424 + j4,855) - (-38,147 + j30,788) \cdot (6,765 + j7,116) \\
& \quad - (148 - j58,4) \cdot (3,323 + j11,329) - (270,8 - j129) \\
& \quad \cdot (3,679 + j12,543) = 0
\end{aligned}$$

Розрахунок рівнів напруги:

$$\begin{aligned}
\dot{U}_6^{(2)} &= U_0 - \dot{I}_{0-6} \cdot \underline{Z}_{0-6} = 115 - (313,2 - j110,6) \cdot (3,679 + j12,543) \\
&= 112,46 - j3,52 \text{ кВ};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\dot{U}_2^{(2)} &= U_0 - \dot{I}_{0-2} \cdot \underline{Z}_{0-2} = 115 - (148,5 - j31,2) \cdot (2,967 + j10,115) \\
&= 114,24 - j1,41 \text{ кВ};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\dot{U}_3^{(2)} &= \dot{U}_2^{(2)} - \dot{I}_{2-3} \cdot \underline{Z}_{2-3} \\
&= (114,24 - j1,41) - (-91 + j33,1) \cdot (10,571 + j11,119) \\
&= 115,57 - j0,75 \text{ кВ};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\dot{U}_1^{(2)} &= \dot{U}_3^{(2)} - \dot{I}_{3-1} \cdot \underline{Z}_{1-3} \\
&= (115,57 - j0,75) - (166,192 - j63,911) \cdot (5,34 + j18,207) \\
&= 113,52 - j3,43 \text{ кВ};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\dot{U}_4^{(2)} &= U_0 - \dot{I}_{0-4} \cdot \underline{Z}_{0-4} = 115 - (270,8 - j129,1) \cdot (3,679 + j12,543) \\
&= 112,38 - j2,92 \text{ кВ};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\dot{U}_8^{(2)} &= \dot{U}_4^{(2)} - \dot{I}_{4-8} \cdot \underline{Z}_{4-8} \\
&= (112,38 - j2,92) - (148 - j58,4) \cdot (3,323 + j11,329) \\
&= 111,23 - j4,4 \text{ кВ};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\dot{U}_5^{(2)} &= \dot{U}_4^{(2)} - \dot{I}_{4-5} \cdot \underline{Z}_{4-5} \\
&= (112,38 - j2,92) - (-10 - j22,8) \cdot (9,725 + j10,229) \\
&= 112,25 - j2,6 \text{ кВ};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\dot{U}_7^{(2)} &= \dot{U}_8^{(2)} - \dot{I}_{8-7} \cdot \underline{Z}_{7-8} \\
&= (111,23 - j4,4) - (-38,147 + j30,788) \cdot (6,765 + j7,116) \\
&= 111,71 - j4,34 \text{ кВ};
\end{aligned}$$

					ДП9111.141.011 ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		44

Сумарні втрати потужності:

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma} = \hat{U}_0 \cdot (\dot{I}_{0-2} + \dot{I}_{0-6} + \dot{I}_{0-4} + U_0 \cdot \underline{Y}_0) - \Sigma \dot{S} = 115 \cdot (148,5 - j31,2 + 270,8 - j129,1 + 313,2 - j110,6 + 115 \cdot (3,827 \cdot 10^{-6} + j9,77 \cdot 10^{-5})) - (82 - j27,392) = 2,25 - j2,13 \text{ МВА};$$

Перевірка виконання умови закінчення ітераційного розрахунку:

$$|\Delta \dot{S}_{\Sigma 1} - \Delta \dot{S}_{\Sigma 2}| = |4,57 + j0,47 - (2,25 - j2,13)| = 3,485 > 0,01 \text{ МВА}$$

Як бачимо модуль різниці втрат потужності на першій та другій ітерації є більшим за 0.01 МВА. Тому продовжуємо ітераційний розрахунок. Подальші результати ітерацій наведені в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Результати розрахунків ітерацій

Параметри	Номер ітерації			
	1	2	3	4
I_{0-2} , А	150,4-j25,1	148,5-j31,2	148,7-j30,9	148,7-j30,9
I_{0-4} , А	279,6-j122,4	270,8-j129,1	271,2-j128,8	271,2-j128,9
I_{0-6} , А	322,7-j100,8	313,2-j110,6	313,7-j110,2	313,6-j110,2
I_{2-3} , А	-97,6+j36,4	-91+j33,1	-91,1+j33,2	-91,1+j33,2
I_{6-1} , А	-27,5+j24,2	-25,9+j23,1	-26+j23,1	-26+j23,1
I_{4-5} , А	-10,3-j24,1	-10-j22,8	-10,1-j22,9	-10,1-j22,9
I_{5-2} , А	-156,6+j39,5	-151,8+j42,7	-152+j42,5	-151,9+j42,6
I_{4-8} , А	152,8-j52,6	148-j58,4	148,3-j58,2	148,3-j58,3
I_{3-1} , А	173,7-j62,7	166,2-j63,9	166,5-j63,9	166,4-j63,9
I_{6-7} , А	204-j91,7	197,4-j97,4	197,7-j97,2	197,7-j97,2
I_{8-7} , А	-39,4+j30,1	-38,1+j30,8	-38,2+j30,8	-38,2+j30,8
U_1 , кВ	113,67-j3,58	113,52-j3,43	113,53-j3,44	113,53-j3,44
U_2 , кВ	114,3-j1,45	114,24-j1,41	114,25-j1,41	114,25-j1,41
U_3 , кВ	115,74-j0,75	115,57-j0,75	115,58-j0,75	115,58-j0,75
U_4 , кВ	112,44-j3,06	112,38-j2,92	112,39-j2,93	112,39-j2,93
U_5 , кВ	112,29-j2,72	112,25-j2,6	112,25-j2,6	112,25-j2,6
U_6 , кВ	112,55-j3,68	112,46-j3,52	112,46-j3,53	112,46-j3,53
U_7 , кВ	111,81-j4,54	111,71-j4,34	111,71-j4,35	111,71-j4,35
U_8 , кВ	111,33-j4,61	111,23-j4,4	111,23-j4,41	111,23-j4,41

Продовження таблиці 2.1

ΔS_i , МВА	4,57+j0,47	2,25-j2,13	2,36-j2,02	2,35-j2,02
$ \Delta S_i - \Delta S_{i-1} $, МВА	-	3,485	0,156	0,01

Як бачимо з даних табл. 2.1 після закінчення четвертої ітерації бажану точність було досягнуто.

Визначимо потоки потужності початків та кінців ділянок мережі.

Розглянемо на прикладі ділянки 0-2.

Потужність початку та кінця ділянки:

$$\dot{S}_{л 0-2} = \dot{I}_{0-2} \cdot \hat{U}_0 + 0,5 \cdot \underline{Y}_{0-2} \cdot (U_0)^2 = (148,7 - j30,9) \cdot 115 + 0,5 \cdot (1,033 \cdot 10^{-7} + j7,088 \cdot 10^{-5}) \cdot 115^2 = 17,1 - j3,09 \text{ МВА}$$

Потужність кінця ділянки:

$$\dot{S}_{к 0-2} = \dot{I}_{0-2} \cdot \hat{U}_2 - 0,5 \cdot \underline{Y}_{0-2} \cdot (U_2)^2 = (148,7 - j30,9) \cdot (114,25 + j1,41) - 0,5 \cdot (1,033 \cdot 10^{-7} + j7,088 \cdot 10^{-5}) \cdot (114,25^2 + 1,41^2) = 17,03 - j3,78 \text{ МВА}$$

Потоки решти ділянок розраховуються в такий самий спосіб, результати представлені у таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Потоки потужностей ділянок

Ділянка	Потужність початків ділянок	Потужність кінців ділянок
0-2	17,1-j3,09	17,03-j3,78
0-6	36,07-j12,09	35,66-j11,84
3-2	10,56-j3,34	10,46-j4,08
3-1	19,29-j6,41	19,11-j7,5
4-8	16,84-j5,61	16,75-j6,32
2-5	17,42-j4,24	17,17-j4,77
6-7	22,58-j9,37	22,51-j10,85
1-6	3,03-j1,71	3-j3,32
5-4	1,07+j2,97	1,06+j2,23
7-8	4,4-j2,24	4,38-j4,27
0-4	31,19-j14,24	30,85-j14,24

Втрати потужності в режимі максимальних навантажень складуть:

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma} = \hat{U}_0 \cdot (\dot{I}_{0-2} + \dot{I}_{0-6} + \dot{I}_{0-4} + U_0 \cdot \underline{Y}_0) - \Sigma \dot{S} = 115 \cdot (148,7 - j30,9 +$$

					ДП9111.141.011 ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		46

$$271.2 - j128.9 + 313.6 - j110.2 + 115 \cdot (3.827 \cdot 10^{-6} + j9.77 \cdot 10^{-5}) - (82 - j27.392) = 2.35 - j2.02 \text{ МВА}$$

На рис. 2.1 наведені режимні параметри роботи мережі при максимальних навантаженнях.

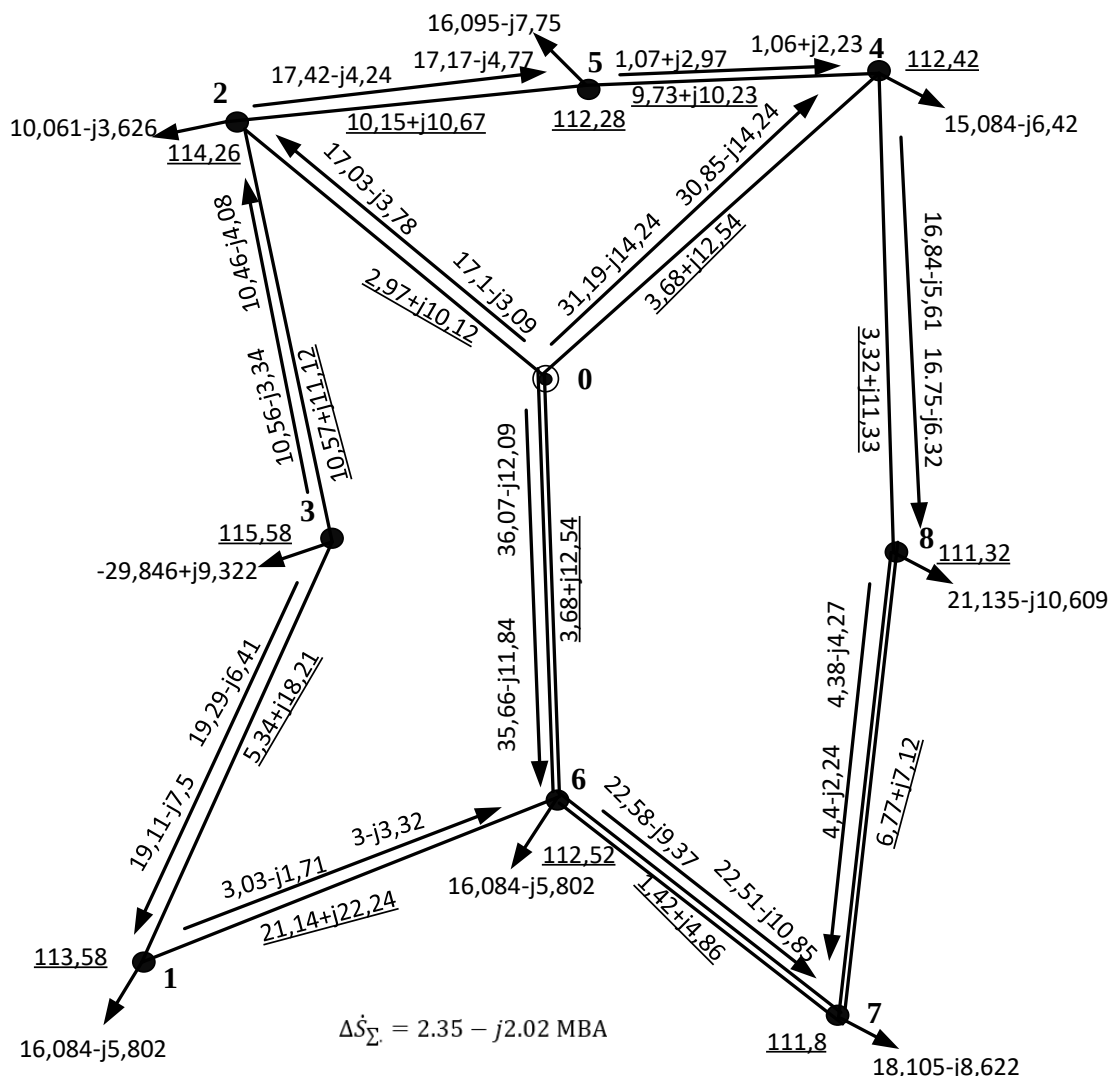


Рисунок 2.1 – Режим максимальних навантажень

2.2 Вибір регулювальних відгалуджень РПН та ПБЗ на силових трансформаторах вузлових підстанцій в режимі максимальних навантажень

По завершенню розрахунків режиму потрібно забезпечити бажаного рівня напруги на стороні споживача. Бажаний рівень напруги на стороні НН

ДП9111.141.011 ПЗ					Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата	47

приймаємо 10.5 кВ, а на стороні СН – 38.5 кВ. Для цього виконуємо вибір положення регулювальних відгалуджень РПН та ПБЗ в режимі максимальних навантажень.

Детальний розрахунок наведемо для силових трансформаторів на ПС 5.

Втрати потужності в двох включених на паралельну роботу трансформаторів типу ТДТН-16000/110 складуть:

$$\begin{aligned}\Delta \dot{S}_{TZ5HH} &= 2 \cdot \left(\frac{\Delta P_{T5 \text{ К.З}}}{2} \cdot \beta_{5HH}^2 - j \cdot \dot{S}_{T5} \cdot U_{KH} \% \cdot \beta_{5HH}^2 \right) \\ &= 2 \cdot \left(\frac{0,1}{2} \cdot 0,098 - j \cdot 16 \cdot 0,063 \cdot 0,098 \right) = 9,54 \cdot 10^{-4} - j0,02 \text{ МВА}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{S}_{TZ5CH} &= 2 \cdot \left(\frac{\Delta P_{T5 \text{ К.З}}}{2} \cdot \beta_{5CH}^2 - j \cdot \dot{S}_{T5} \cdot U_{KC} \% \cdot \beta_{5CH}^2 \right) \\ &= 2 \cdot \left(\frac{0,1}{2} \cdot 0,442 - j \cdot 16 \cdot 0 \cdot 0,442 \right) = 0,02 \text{ МВА}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{S}_{TZ5BH} &= 2 \cdot \left(\frac{\Delta P_{T5 \text{ К.З}}}{2} \cdot \beta_{5BH}^2 - j \cdot \dot{S}_{T5} \cdot U_{KB} \% \cdot \beta_{5BH}^2 \right) \\ &= 2 \cdot \left(\frac{0,1}{2} \cdot 0,539 - j \cdot 16 \cdot 0,108 \cdot 0,539 \right) = 0,03 - j0,998 \text{ МВА}\end{aligned}$$

Для сторони НН зведена напруга:

$$\begin{aligned}U_{HH \text{ звезд}} &= \sqrt{(U_5^2 - 2 \cdot \left((P_{BH5} + P_{TZ5BH}) \cdot \frac{R_{T5 \text{ В}}}{2} - (Q_{BH5} + Q_{TZ5BH}) \cdot \frac{X_{T5 \text{ В}}}{2} + \right. \\ &\quad \left. + (P_{HH5} + P_{TZ5HH}) \cdot \frac{R_{T5 \text{ HH}}}{2} - (Q_{HH5} + Q_{TZ5HH}) \cdot \frac{X_{T5 \text{ HH}}}{2} \right)} \\ &= \sqrt{(112,28)^2 - 2 \cdot \left((16 + 0,03) \frac{2,583}{2} - (-6,413 - 0,998) \frac{88,855}{2} + \right. \\ &\quad \left. + (3 + 9,54 \cdot 10^{-4}) \cdot \frac{2,583}{2} - (-0,875 - 0,02) \frac{51,66}{2} \right)} \\ &= 108,72 \text{ кВ}\end{aligned}$$

Знаходимо ступінь регулювання РПН силових трансформаторів ПС №5:

					ДП9111.141.011 ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		48

$$N_{\text{рпн баж 5}} = \frac{1}{\omega_{0 \text{ рпн}}} \cdot \left(\frac{U_{\text{нн звезд}} \cdot U_{\text{тн5}}}{U_{\text{т5}} \cdot U_{\text{нн баж}}} - 1 \right) = \frac{1}{0,018} \cdot \left(\frac{108,72 \cdot 11}{115 \cdot 10,5} - 1 \right) = -0,461$$

$$\approx -1$$

Фактичний рівень напруги на шинах НН:

$$U_{\text{нн5 факт}} = \frac{U_{\text{нн звезд}} \cdot U_{\text{тн5}}}{U_{\text{т5}} \cdot (1 + N_{\text{рпн баж 5}} \cdot \omega_{0 \text{ рпн}})} = \frac{108,72 \cdot 11}{115 \cdot (1 + (-1 \cdot 0,018))} = 10,6 \text{ кВ}$$

Для сторони СН зведена напруга:

$$U_{\text{сн звезд}} = \sqrt{(U_5^2 - 2 \cdot \left((P_{\text{ВН5}} + P_{\text{ТЗ5ВН}}) \cdot \frac{R_{\text{Т5 В}}}{2} - (Q_{\text{ВН5}} + Q_{\text{ТЗ5ВН}}) \cdot \frac{X_{\text{Т5 В}}}{2} + \right. \\ \left. (P_{\text{СН5}} + P_{\text{ТЗ5СН}}) \cdot \frac{R_{\text{Т5 СН}}}{2} - (Q_{\text{СН5}} + Q_{\text{ТЗ5СН}}) \cdot \frac{X_{\text{Т5 СН}}}{2} + \right)}$$

$$= \sqrt{(112,28^2 - 2 \cdot \left((16 + 0,03) \cdot \frac{2,538}{2} - (6,413 + 0,998) \cdot \frac{88,855}{2} + \right. \\ \left. (13 + 0,019) \cdot \frac{2,583}{2} - (5,538 + 0) \cdot \frac{0}{2} + \right)}$$

$$= 108,965 \text{ кВ}$$

Знаходимо ступінь регулювання ПБЗ силових трансформаторів ПС №5:

$$N_{\text{пбз 5}} = \frac{1}{\omega_{0 \text{ пбз}}} \cdot \left(\frac{U_{\text{сн баж}} \cdot U_{\text{т5}} \cdot (1 + N_{\text{рпн баж 5}} \cdot \omega_{0 \text{ рпн}})}{U_{\text{сн звезд}} \cdot U_{\text{тс}}} - 1 \right)$$

$$= \frac{1}{0,025} \cdot \left(\frac{36,5 \cdot 115 \cdot (1 + (-1) \cdot 0,025)}{108,965 \cdot 38,5} - 1 \right) = -0,69 \approx -1$$

Фактичний рівень напруги на шинах СН:

$$U_{\text{сн5 факт}} = \frac{U_{\text{сн звезд}} \cdot U_{\text{тс}} \cdot (1 + N_{\text{пбз 5}} \cdot \omega_{0 \text{ пбз}})}{U_{\text{т5}} \cdot (1 + N_{\text{рпн баж 5}} \cdot \omega_{0 \text{ рпн}})}$$

$$= \frac{108,965 \cdot 38,5 \cdot (1 + (-1) \cdot 0,025)}{115 \cdot (1 + (-1) \cdot 0,025)} = 36,21 \text{ кВ}$$

Аналогічні розрахунки значень РПН та ПБЗ усіх пунктів ПС наведені в табл. 2.3.

Таблиця 2.3 – Відгалуження РПН і ПБЗ в режимі максимальних навантажень

					ДП9111.141.011 ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		49

ПС	U_i , кВ	$U_{звн}$, кВ	$U_{звс}$, кВ	$N_{рпн}$	$N_{пбз}$	$U_{фн}$, кВ	$U_{фс}$, кВ
1	113,58	111,1	-	1	-	10,44	-
2	114,26	111,761	-	1	-	10,5	-
4	112,42	109,04	109,838	-1	-1	10,62	36,5
5	112,28	108,872	108,965	-1	-1	10,6	36,21
6	112,52	110,027	-	0	-	10,34	-
7	111,8	107,832	108,097	-1	-1	10,5	35,92
8	111,32	106,637	106,672	-2	-1	10,58	36,1

2.3 Електричний розрахунок післяаварійного режиму роботи

Розрахунок післяаварійного режиму роботи мережі, розглядаючи за останній стан мережі при відключенні найбільш завантаженої її ділянки. Аналіз параметрів режиму роботи електричної мережі при максимальних навантаженнях показує, що найбільш завантаженою є ділянка 0-6, по якій протікала потужність $(35,865+j11,965)$ МВА.

Оскільки ділянка 0-6 є одноколовою, то нам необхідно переформувати склад контурів, перерахувати поперечні провідності пунктів, що обмежують найбільш завантаженою ділянкою, яка видаляється.

Зобразимо на рис 2.3.1 схему з відключенням ділянки 0-6.

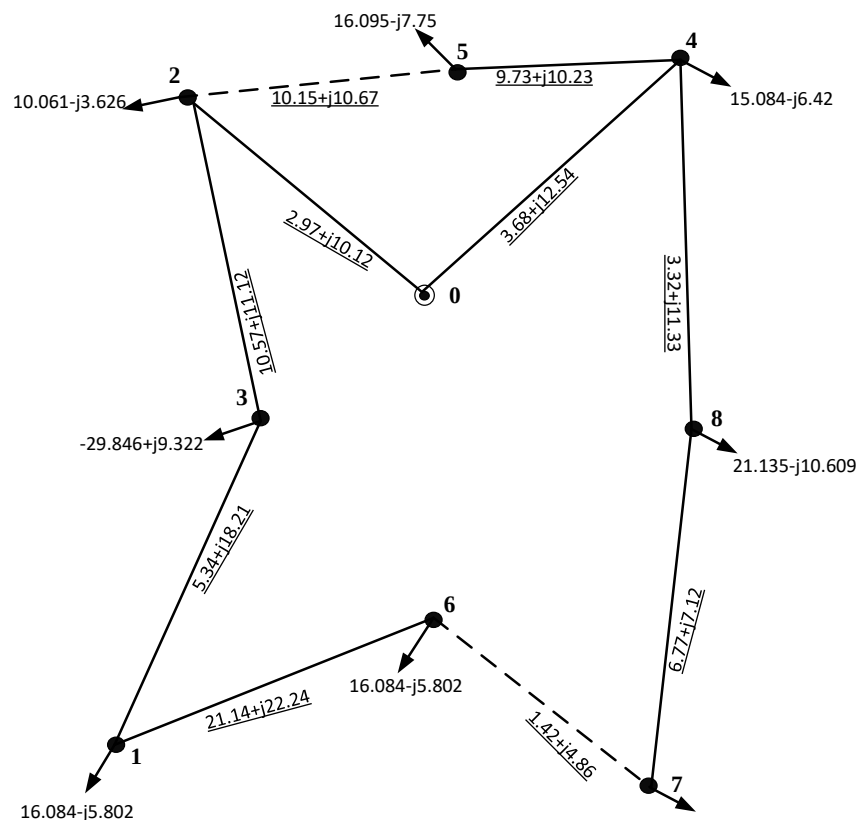


Рисунок 2.2 – Умовно розімкнена схема електричної мережі в післяаварійному режимі

Перерахуємо поперечну провідність пунктів 0 та 6:

$$\underline{Y}_6 = 0,5 \cdot (\underline{Y}_{\text{л1-6}} + \underline{Y}_{\text{л6-7}}) + \underline{Y}_{\text{бт6}} = 3 \cdot 10^{-6} + j1.153 \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

$$\underline{Y}_0 = 0,5 \cdot (\underline{Y}_{\text{л0-2}} + \underline{Y}_{\text{л0-4}}) = 1.157 \cdot 10^{-7} + j7.938 \cdot 10^{-5} \text{ См};$$

Перерахуємо значення власних опорів контурів:

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{11} &= Z_{0-2} + Z_{2-3} + Z_{1-3} + Z_{1-6} + Z_{0-4} + Z_{4-8} + Z_{6-7} + Z_{7-8} + Z_{0-6} \\ &= 2,967 + j10,115 + 10,571 + j11,119 + 5,34 + j18,207 \\ &\quad + 21,142 + j22,238 + 3,679 + j12,543 + 3,323 + j11,329 \\ &\quad + 1,424 + j4,855 + 6,765 + j7,116 = 55,21 - j97,52 \text{ Ом}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{22} &= Z_{0-2} + Z_{2-5} + Z_{4-5} + Z_{0-4} \\ &= 2,967 + j10,115 + 10,148 + j10,674 + 9,725 + j10,229 \\ &\quad + 3,679 + j12,543 = 26,52 + j43,56 \text{ Ом}; \end{aligned}$$

Значення взаємних опорів контурів складуть:

$$\underline{Z}_{I-II} = -(Z_{0-2} + Z_{0-4})$$

Аналогічно до режиму максимальних навантажень розрахуємо режимні параметри роботи мережі в післяаварійному режимі за допомогою методу контурних моделей. Отримані результати в процесі ітераційного розрахунку представлені в табл 2.4

Таблиця 2.4 – Ітераційний розрахунок післяаварійного режиму

Параметри	Номер ітерації					
	1	2	3	4	5	6
I ₀₋₂ , А	293,98-j1,56	294,1-j83,4	296,8-j83,5	296,9-j83,8	296,9-j83,8	296,9-j83,8
I ₀₋₄ , А	458,7-j197,1	448,4-j235,7	452,7-j236,5	452,7-j237	452,7-j237	452,7-j237
I ₂₋₃ , А	10,3+j12,5	16,4-j2,9	17,7-j3	17,7-j3,2	17,7-j3,2	17,7-j3,2
I ₆₋₁ , А	-135,4+j48,1	-134,2+j58,5	-135,5+j58,5	-135,5+j58,6	-135,5+j58,6	-135,5+j58,6
I ₄₋₅ , А	-46-j17,1	-47,4-j10,8	-48,1-j11	-48,2-j10,9	-135,5+j58,6	-48,2-j10,9
I ₅₋₂ , А	-192,3+j46,4	-189,6+j57,6	-190,9+j57,5	-190,9+j57,6	-190,9+j57,6	-190,9+j57,6
I ₄₋₈ , А	367,6-j134,3	362,1-j173,6	366,4-j174,3	366,4-j174,8	366,5-j174,8	366,5-j174,8
I ₃₋₁ , А	281,6-j86,6	276,4-j106,5	278,9-j106,7	279-j107	279-j107	279-j107
I ₇₋₆ , А	10,8+j10,1	11,9+j5,2	12,3+j5,1	12,3+j5,1	12,3+j5,1	12,3+j5,1
ДП9111.141.011 ПЗ						Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата	51	

Продовження таблиці 2.4

I_{8-7} , А	175,4-j51,5	174,6-j73,9	177,1-j74,2	177,1-j74,5	177,1-j74,6	177,1-j74,6
U_1 , кВ	110,51-j7,72	109,66-j7,34	109,62-j7,43	109,61-j7,42	109,61-j7,43	109,6-j7,43
U_2 , кВ	113,56-j2,81	113,28-j2,73	113,28-j2,75	113,27-j2,75	109,61-j7,43	113,3-j2,75
U_3 , кВ	113,59-j3,05	113,08-j2,88	113,05-j2,92	113,05-j2,92	113,05-j2,92	113,1-j2,92
U_4 , кВ	110,84-j5,03	110,39-j4,76	110,37-j4,81	110,36-j4,81	110,36-j4,81	110,4-j4,81
U_5 , кВ	111,11-j4,39	110,75-j4,17	110,72-j4,21	110,72-j4,21	110,72-j4,21	110,7-j4,21
U_6 , кВ	106,58-j9,71	105,53-j9,09	105,46-j9,21	105,44-j9,2	105,44-j9,2	105,44-j9,2
U_7 , кВ	106,54-j9,65	105,52-j9,02	105,45-j9,14	105,44-j9,13	105,43-j9,13	105,4-j9,13
U_8 , кВ	108,1-j8,75	107,22-j8,28	107,18-j8,38	107,16-j8,38	107,16-j8,38	107,2-j8,38
ΔS_i , МВА	4,57-j0,66	3,38-j8,25	4,2-j8,35	4,2-j8,45	4,21-j8,45	4,21-j8,45
$ \Delta S_i - \Delta S_{i-1} $, МВА	-	7,68	0,83	0,1	0,01	0,001

Як бачимо з даних табл. 2.4 після закінчення шостої ітерації бажану точність було досягнуто.

В табл. 2.5 наведені результати розрахунків потоків початків та кінців усіх ділянок мережі для післяаварійного режиму.

Таблиця 2.5 – Потокорозподіл потужностей

Ділянки	Потокорозподіл потужності, МВА	
	На початку	Наприкінці
0-2	34,14-j9,17	33,86-j9,13
2-3	2,01+j0,1	2,01-j0,72
3-1	31,85-j10,47	31,37-j10,43
4-8	41,28-j17,05	40,74-j16,12
2-5	21,79-j5,61	21,38-j5,96
7-6	1,25+j1,41	1,25-j0,11
1-6	15,29-j4,64	14,83-j5,65
5-4	5,29+j1,77	5,26+j1,07
8-7	19,61-j5,56	19,35-j7,16
0-4	52,06-j26,68	51,1-j24,52

Втрати потужності в післяаварійному режимі складуть:

					ДП9111.141.011 ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		52

$$\begin{aligned}
 \Delta \dot{S}_{\Sigma} &= \hat{U}_0 \cdot (i_{0-2} + i_{0-4} + U_0 \cdot Y_0) - \sum \dot{S} \\
 &= 115 \\
 &\cdot (296,9 - j83,8 + 452,7 - j2,37 + 115 \\
 &\cdot (1,157 \cdot 10^{-7} + j7,938 \cdot 10^{-5})) - (82 - j27,392) \\
 &= 4,21 - j8,45 \text{ МВА}
 \end{aligned}$$

На рис. 2.3 наведені режимні параметри роботи мережі при максимальних навантаженнях.

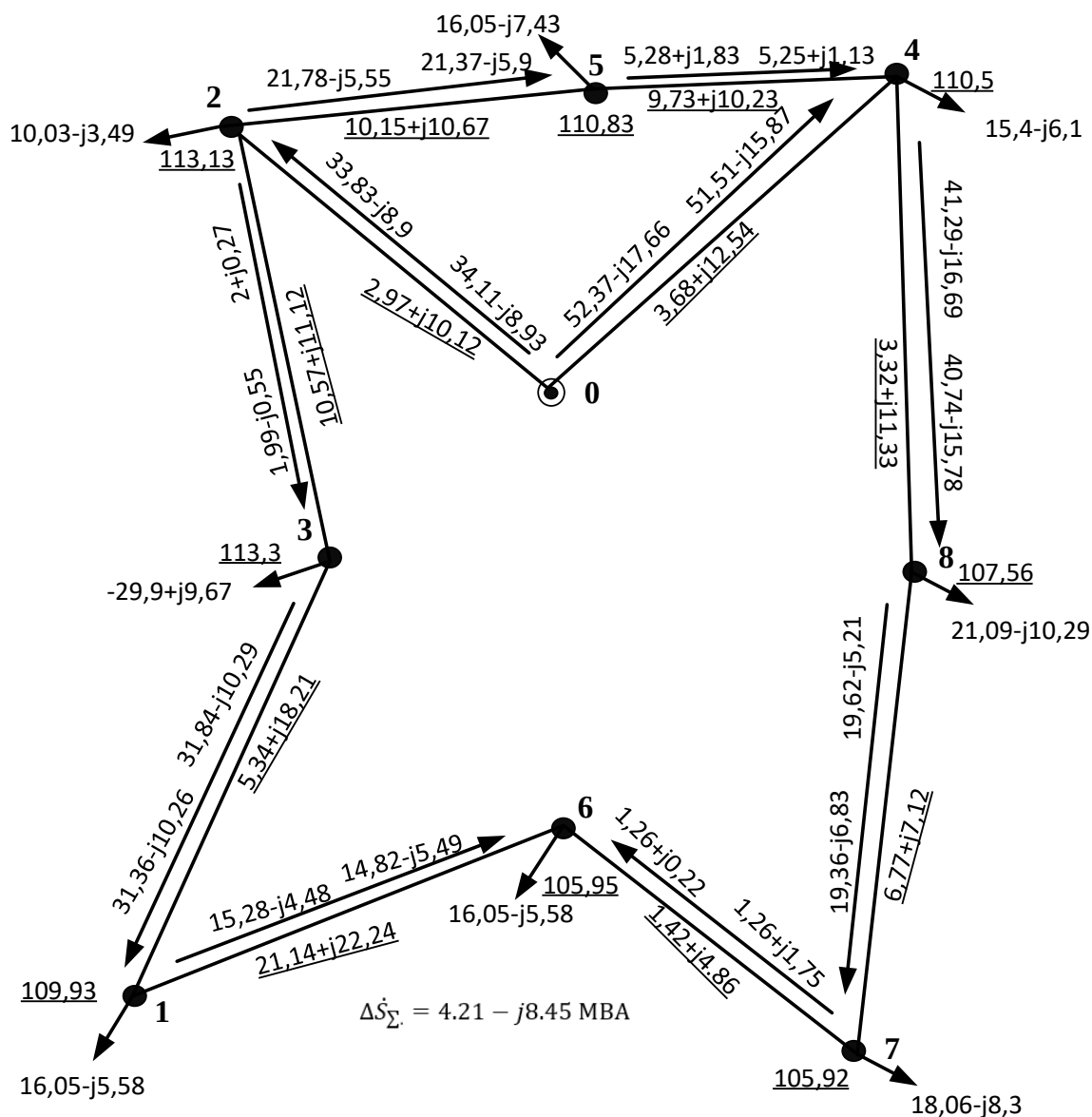


Рисунок 2.3 – Результуючий потікорозподіл та рівні напруг в пунктах мережі в післяаварійному режимі роботи

2.4 Вибір регулювальних відгалуджень РПН та ПБЗ на силових трансформаторах вузлових підстанцій в післяаварійному режимі роботи

Аналогічним методом, як у режимі максимального навантаження виконуємо вибір положення регулювальних відгалуджень РПН та ПБЗ в режимі післяаварійного режиму. Результати наведемо в табл. 2.6

Таблиця 2.6 – Відгалуження РПН і ПБЗ в післяаварійному режимі

ПС	U _i , кВ	U _{звн} , кВ	U _{звс} , кВ	N _{рпн}	N _{пбз}	U _{фн} , кВ	U _{фс} , кВ
1	109,86	107,308	-	-1	-	10,45	-
2	113,3	110,789	-	0	-	10,6	-
4	110,47	107,02	107,833	-2	-1	10,61	36,5
5	110,8	107,343	107,437	-1	-1	10,45	35,7
6	105,84	103,189	-	-4	-	10,63	-
7	105,83	101,633	101,915	-4	-1	10,47	35,82
8	107,49	102,632	102,668	-4	-1	10,57	36,08

Висновок по розділу 2

У розділі було здійснено розрахунок режиму максимальних навантажень та післяаварійного режиму роботи, обрано номери регулювальних відгалуджень трансформаторного обладнання засобів регулювання напруги (РПН та ПБЗ).

У режимі максимальних навантажень знадобилося 4 ітерації, для того щоб досягти бажаної точності. У даному режимі було розраховано напруги у вузлах схеми для перевірки їх входження в допустимі межі. Величина сумарних втрат дорівнює 2,35-j2,02 МВА. Мінімальна напруга становить 111,32 кВ у пункті №8.

У післяаварійному режимі було прийнято рішення виключити ділянку 0-6, оскільки в режимі максимальних навантажень дана ділянка характеризувалась найбільш завантаженою, а саме (36,07-j12,09) МВА. Після цього було змінено схему контурів, тобто перейшли до двоконтурної. Бажану точність досягли на шостій ітерації та сумарні втрати склали (4,191-j7,32) МВА. Найменша напруга складає 105,92 кВ та розташована у пункті №7.

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma} = 4,327 - j7,051 \text{ МВА}$$

					ДП9111.141.011 ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		54

З ВИБІР МЕТОДУ ПОЛІПШЕННЯ СТАНУ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖУ

3.1 Підсилення ділянки електричної мережі

Одним з методів регулювання напруги є посилення основних ділянок схеми для забезпечення бажаних рівнів напруги в контрольних точках електричної мережі. Посилення ділянки передбачає збільшення перерізу проводів, що складають ділянку, до досягнення максимально допустимої міцності поперечного перерізу лінії для даного класу напруги. Якщо потрібного рівня напруги не вдається досягти, ділянку роблять дволанцюговою.

Так як у нас у післяаварійному режимі пункт №6 характеризується найменшим рівнем напруги, то спробуємо підвищити напругу до 108,45 кВ.

У режимі максимальних навантажень ділянка 0-6, виконана проводом АС-240, виявилась найбільш завантаженою. Спробуємо виконати дану ділянку двоколовою, а саме 2×240 та перерахуємо значення елементів схеми заміщення.

Опір ділянки 0-6:

$$\underline{Z}'_{0-6} = \frac{\underline{Z}_{0-6}}{2} = \frac{3,68 + j12,54}{2} = 1,84 + j6,27 \text{ Ом}$$

Оскільки дана ділянка дволанцюгова, то у розрахунку післяаварійного режиму залишаєм лише один ланцюг та розраховуєм аналогічно до пункту 2.1.

Результати ітераційного розрахунку подані в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Результати розрахунку ітерацій у післяаварійному режимі

Параметри	Номер ітерації			
	1	2	3	4
I ₀₋₂ , А	150,4-j25,1	148,5-j31,2	148,7-j30,9	148,7-j30,9
I ₀₋₄ , А	279,6-j122,4	270,8-j129,1	271,2-j128,8	271,2-j128,9
I ₀₋₆ , А	322,7-j100,8	313,2-j110,6	313,7-j110,2	313,6-j110,2
I ₂₋₃ , А	-97,6+j36,4	-91+j33,1	-91,1+j33,2	-91,1+j33,2
I ₆₋₁ , А	-27,5+j24,2	-25,9+j23,1	-26+j23,1	-26+j23,1
I ₄₋₅ , А	-10,3-j24,1	-10-j22,8	-10,1-j22,9	-10,1-j22,9
I ₅₋₂ , А	-156,6+j39,5	-151,8+j42,7	-152+j42,5	-151,9+j42,6
I ₄₋₈ , А	152,8-j52,6	148-j58,4	148,3-j58,2	148,3-j58,3
I ₃₋₁ , А	173,7-j62,7	166,2-j63,9	166,5-j63,9	166,4-j63,9
I ₆₋₇ , А	204-j91,7	197,4-j97,4	197,7-j97,2	197,7-j97,2

					ДП9111.141.011 ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		55

Продовження таблиці 3.1

I_{8-7}, A	$-39,4+j30,1$	$-38,1+j30,8$	$-38,2+j30,8$	$-38,2+j30,8$
U_1, kV	$113,67-j3,58$	$-38,1+j30,8$	$113,53-j3,44$	$113,53-j3,44$
U_2, kV	$114,3-j1,45$	$114,24-j1,41$	$114,25-j1,41$	$114,25-j1,41$
U_3, kV	$115,74-j0,75$	$115,57-j0,75$	$115,58-j0,75$	$115,58-j0,75$
U_4, kV	$112,44-j3,06$	$112,38-j2,92$	$112,39-j2,93$	$112,39-j2,93$
U_5, kV	$112,29-j2,72$	$112,25-j2,6$	$112,25-j2,6$	$112,25-j2,6$
U_6, kV	$112,55-j3,68$	$112,46-j3,52$	$112,46-j3,53$	$112,46-j3,53$
U_7, kV	$111,81-j4,54$	$111,71-j4,34$	$111,71-j4,35$	$111,71-j4,35$
U_8, kV	$111,33-j4,61$	$111,23-j4,4$	$111,23-j4,41$	$111,23-j4,41$
$\Delta S_i, MBA$	$4,57+j0,47$	$2,25-j2,13$	$2,36-j2,02$	$2,35-j2,02$
$ \Delta S_i - \Delta S_{i-1} , MBA$	-	3,485	0,156	0,012

Покажемо результати розрахунку на рисунку 3.1.

Як можемо бачити з рис. 3.1, напруга пункту №6 збільшилась з 105,95 кВ до 112,52, тобто на 6,57 кВ. Це означає, що ми навіть збільшили напругу в необхідному пункті навіть більше ніж очікували.

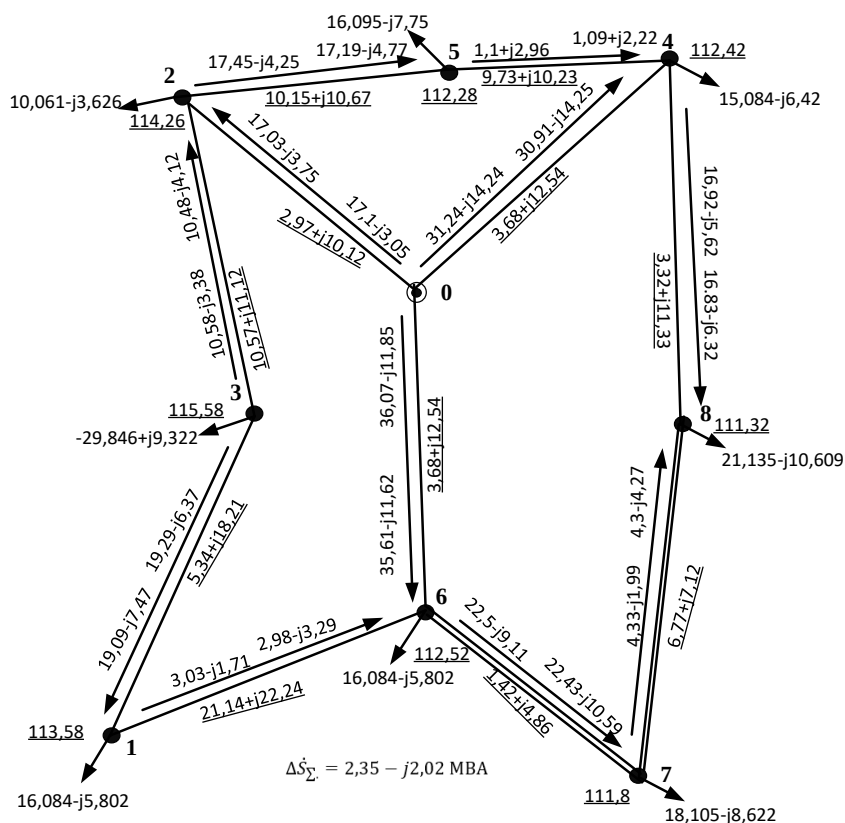


Рисунок 3.1 – Потокорозподіл потужності після аварійного режиму при виконання ділянки 0-6 проводом $2 \times AC-240 \text{ мм}^2$

3.2 Застосування установки поперечної компенсації

У даному методі розглянемо встановлення установки поперечної компенсації в тому самому пункті №6 для підвищення напруги.

Розрахуємо еквівалентний результуючий опір від БП до пункту 6.

$$x_1 = x_{2-3} + x_{1-3} + x_{1-6} = 11,119 + 11,119 + 22,238 = 51,564 \text{ Ом};$$

$$x_2 = \frac{x_1 \cdot x_{0-2}}{x_1 + x_{0-2}} = \frac{51,564 \cdot 10,115}{51,564 + 10,115} = 8,456 \text{ Ом};$$

$$x_3 = x_{4-5} + x_{2-5} = 10,229 + 10,674 = 20,903 \text{ Ом};$$

$$x_4 = \frac{x_3 \cdot x_{0-4}}{x_3 + x_{0-4}} = \frac{20,903 \cdot 12,513}{20,903 + 12,543} = 7,839 \text{ Ом};$$

$$x_5 = x_{4-8} + x_{7-8} + x_{6-7} = 11,329 + 8,006 + 4,855 = 24,19 \text{ Ом};$$

$$x_6 = x_5 + x_3 = 24,19 + 20,903 = 32,029 \text{ Ом};$$

$$x_e = \frac{x_6 \cdot x_5}{x_5 + x_6} = \frac{32,029 \cdot 24,19}{32,029 + 24,19} = 13,781 \text{ Ом};$$

Розрахуємо потужність компенсуючої установки:

$$Q_{\text{бск}} = \frac{\Delta U \cdot (U_6 + \Delta U)}{x_e} = \frac{1,8 \cdot (105,95 + 1,8)}{13,781} = 14,073 \text{ МВАр},$$

де ΔU – бажане значення напруги на шинах ВН.

Вибираємо конденсатори типу КЭК-10,5-125-У1, та порахуємо кількість послідовно підключених в коло конденсаторів:

$$n_{\text{пс}} = \frac{U_{\text{л}}}{\sqrt{3} \cdot U_0} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 6,048 \rightarrow 7 \text{ шт.}$$

З'ясуємо, яка кількість конденсаторів включені паралельно:

$$n_{\text{пар}} = \frac{Q_{\text{бск}} \cdot U_0 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{л}} \cdot Q_0} = \frac{14,073 \cdot 10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 125} = 6,205 \rightarrow 7 \text{ шт.}$$

Розрахуємо величину встановленої потужності БСК:

$$Q_{\text{бск}} = 3 \cdot n_{\text{пар}} \cdot n_{\text{пс}} \cdot Q_0 \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 7 \cdot 7 \cdot 125 \cdot 10^{-3} = 18,375 \text{ МВАр};$$

Знайдемо дійсну потужність БСК:

$$Q_{\text{бск}} = \left(\frac{6,048}{7}\right)^2 \cdot 18,375 = 13,717 \text{ МВАр};$$

					ДП9111.141.011 ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		57

Перерахуємо навантаження в пункті 6 після встановлення БСК:

$$\dot{S}_{\text{пр}6} = \dot{S}_{\text{пр}6} + jQ_{\text{бск}} = 16,046 - j5,578 + j13,717 = 16,046 + j8,139 \text{ МВА};$$

Після цього проводимо аналогічні розрахунки післяаварійного режиму роботи як в розділі 2.3

Результат розрахунку відображений на рисунку 3.2

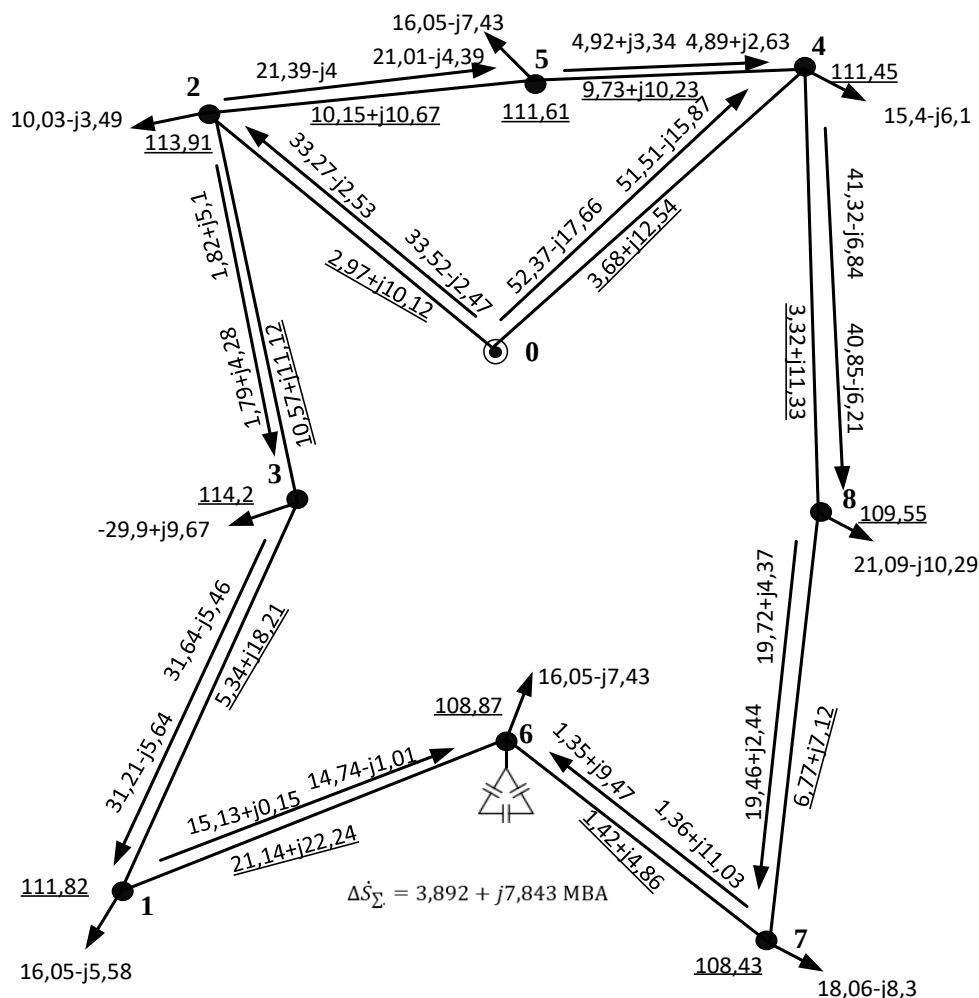


Рисунок 3.2 – Післяаварійний режим з урахуванням УППК в п.6

Як бачимо з наведеного вище рис. 3.2, напруга в пункті №6 зросла з 105,95 кВ до 108,87, що є цілком задовільним.

3.3 Застосування установки поздовжньої компенсації

Наступним способом підвищення напруги спробуємо встановлення УПК на ділянці біля нашого пункту №6, який необхідно підвищити.

У даному варіанті встановимо нашу установку на ділянці 1-6 та розрахуємо компенсуючий опір УПК, за необхідні значення рівня напруги приймаємо, отриманого в підрозділі 3.2:

$$x_{\text{упк}} = \frac{\Delta U \cdot (U_6 + \Delta U)}{x_e} = \frac{1,8 \cdot (105,95 + 1,8)}{4,985} = 38,907 \text{ Ом};$$

Оскільки $X_{1-6}=22,24 \text{ Ом}$, то має місце перекомпенсація, що каже про можливість повністю компенсувати опір ділянки 1-6.

Для даної установки прийmemo конденсатори типу КЭКП-2,1-150 УХЛ1.

Оскільки дана ділянка виконана проводом АС-70, то допустимий струм буде дорівнювати 265 А.

Тепер, можемо розрахувати кількість паралельних елементів:

$$n_{\text{пар}} = \frac{I_{\text{АС-70}} \cdot U_0}{Q_0} = \frac{265 \cdot 2,1}{150} = 3,71 \rightarrow 4 \text{ шт.}$$

Розрахуємо опір однієї банки:

$$x_0 = \frac{U_0^2}{Q_0} = \frac{2,1^2}{150} = 29,4 \text{ Ом}$$

Керуючись даним розрахунком та необхідним опором компенсації, а саме індуктивним опором ділянки 1-6, визначаємо кількість послідовних елементів:

$$n_{\text{пс}} = \frac{Im(Z_{1-6}) \cdot n_{\text{пар}}}{x_0} = \frac{22,238 \cdot 4}{29,4} = 3,026 \rightarrow 3 \text{ шт.}$$

Знайдемо розрахунковий компенсуючий опір УПК:

$$x_{\text{упк}}^p = \frac{n_{\text{пс}}}{n_{\text{пар}}} \cdot x_0 = \frac{3}{4} \cdot 29,4 = 22,05 \text{ Ом}$$

Наведемо новий опір для ділянки 1-6:

$$\underline{Z}_{1-6} = \underline{Z}_{1-6} - jx_{\text{упк}}^p = (21,142 + j22,238) - j22,05 = (21,142 + j0,188) \text{ Ом};$$

Подальші розрахунки робляться аналогічно як в підрозділі 2.3 та результати обрахунків зображено на рисунку 3.3.

Як бачимо на рисунку 3.3 напруга пункту № 6 зменшилась з 105,95 до 105,92 кВ, тобто після того як ми компенсували весь індуктивний опір ділянки

					ДП9111.141.011 ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		59

1-6, не вийшло підняти напругу в пункті №6. Це означає, що даний підхід себе не виправдав.

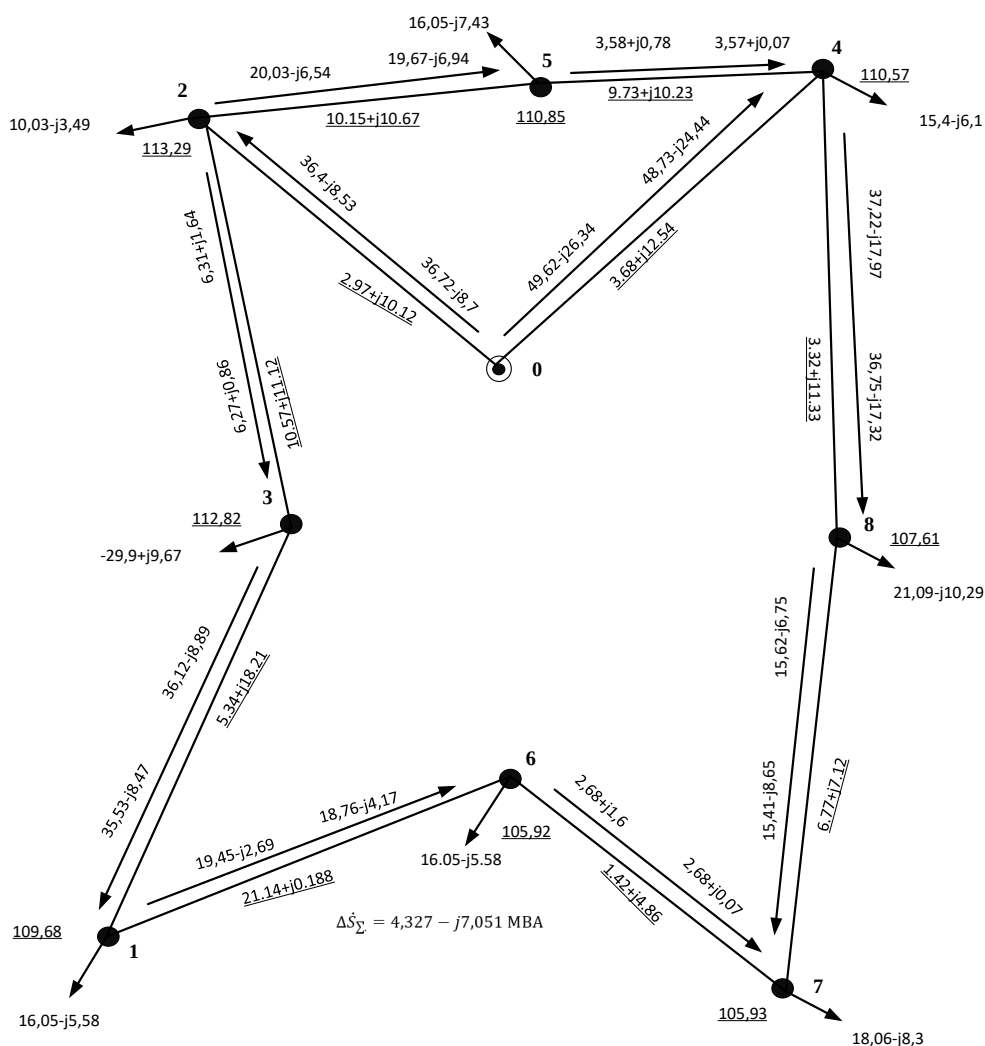


Рисунок 3.3 – Післяаварійний режим з урахуванням УПК на ділянці 1-6

Висновки по розділу 3

Основна задача даного розділу полягала у спробі підвищення напруги різними способами, а саме встановленням установки поздовжньої та поперечної компенсації та підсиленням ділянки.

Так як у післяаварійному режимі напруга пунктів №6 та №7 становили найменші значення, а саме 105,95 кВ та 105,92 кВ відповідно, було прийнято рішення впливати саме на ці пункти.

Першим способом підвищення напруги було підсилення ділянки 0-6. Оскільки дана ділянка в режимі максимальних навантажень була найбільш завантаженою та з'єднана з пунктом №6, то цю ділянку і вирішили підсилити. Дану ділянку, яка виконана проводом АС-240, було змінено на дволанцюгову 2×АС-240. Так як ділянка дволанцюгова, то у розрахунку післяаварійного режиму, вимикається тільки одне з двох ланцюгів, що дозволило не змінювати склад контурів. Після проведення розрахунків, було підвищення напруги у всіх пунктах, найбільше вийшло підняти напругу у необхідних нам пунктах, а саме №6 та №7, що становить 112,55 кВ та 111,84. Також величину втрат потужності становить (2,35-j1,76) МВА. Даний спосіб достатньо ефективно підвищив нам необхідну напругу.

Наступним способом було розглянуто встановлення УППК у вигляді БСК. Дана установка була встановлена у пункті №6. У даному способі у нас вийшло підняти необхідну нам напругу пунктів №6 та №7 на 108,87 кВ та 108,43 кВ відповідно. Величина втрат потужності склала (3,89+j7,84) МВА.

Окрім цих методів було також розглянуто встановлення УПК на ділянці 1-6, виконано АС-70. З розрахунків було визначено, що необхідно компенсувати опір ділянки 1-6, а саме 22,238 Ом. Було вибрано конденсатори типу КЭКП-2,1-150 УХЛ1. Провівши необхідні розрахунки з'ясовано, що необхідна кількість паралельних та послідовних конденсаторів складає 4 шт. та 3 шт. Після проведення ітерацій отримали результати, що напруга пунктів №6 та №7 не підвищилась, а склала 105,92 та 105,93 кВ відповідно. Сумарні втрати потужності склали (4,34-j7,65) МВА. З наданої вище інформації можна сказати, що даний метод не є доцільним.

З розглянутих способів підвищення напруги найкращим виявився підсилення найбільш завантаженої ділянки, яка в свою чергу є основною ділянкою. Даний метод зміг підняти напругу пункту №6 на 6,57 кВ та характеризується найменшими сумарними втратами потужності серед перевірених вище способів, а саме складає (2,35-j1,76) МВА.

					ДП9111.141.011 ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		61

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У даному дипломному проєкті було складено 5 конфігурацій схем, за початковими умовами, а саме за навантаженнями підстанцій та довжинами ліній. За допомогою методу моментів було визначено дві конфігурації схем, які мають мінімум сумарної довжини та не перевищують граничні моменти. Ці варіанти це схема №1 та № 4, сумарна довжина яких дорівнює 371,6 км та 463,8 км відповідно.

Для обраних двох варіантів було проведено розрахунок L-схеми та техніко-економічне обґрунтування. За проведеними обрахунками було прийнято рішення працювати з першою схемою, оскільки сумарні дисконтовані затрати для цього варіанту менше.

Також було розраховано параметри Z-схеми мережі, параметри схем заміщення, приведені навантаження та еквівалентні провідності, потужності кожного з пунктів та обрано відповідні трансформатори.

У схемі №1 було проведено розрахунки максимального та післяаварійного режимів роботи, обрано кількість витків обладнання засобів регулювання напруги (РПН та ПБЗ). Було розраховано потоки потужності, напруги та струми для кожного пункту та ділянок електричної мережі.

Для післяаварійного режиму роботи необхідно було підвищити напругу на найнижчих рівнях. Дану напругу підвищували за допомогою трьох способів, а саме підсилення ділянок, встановлення установки поздовжньої та поперечної компенсації. Дивлячись на результати, можна сказати, що найкраще себе показав спосіб підсилення ділянок, а найгірше встановлення установки поздовжньої компенсації.

					ДП9111.141.011 ПЗ	Арк.
						62
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Методичні вказівки до виконання курсового проекту «Районні електричні мережі 1». - КПІ, 2009.
2. Методичні вказівки до виконання курсового проекту «Районні електричні мережі2 ». -КПІ,2009.
3. Методичні вказівки до виконання дипломного проекту освітньо-кваліфікаційного рівня «Бакалавр» з тематики районних електричних мереж. -КПІ,2007
4. Сулейманов В. М. Електричні мережі та системи / В. М. Сулейманов, Т. Л. Кацадзе. –Київ: НТУУ "КПІ", 2008.
5. СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014 «Норми технологічного проектування електроенергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище»

					ДП9111.141.011 ПЗ	Арк.
						63
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		

ДОДАТОК А. Результати перевірки на плагіат



Ім'я користувача:
Чижевський Володимир

Дата перевірки:
14.06.2023 20:17:53 EEST

Дата звіту:
14.06.2023 21:04:57 EEST

ID перевірки:
1015604627

Тип перевірки:
Doc vs Internet + Library

ID користувача:
100006981

Назва документа: Синиця Іван Олександрович ЕС-91

Кількість сторінок: 45 Кількість слів: 10908 Кількість символів: 63747 Розмір файлу: 1.85 MB ID файлу: 1015252700

Виявлено модифікації тексту (можуть впливати на відсоток схожості)

13%
Схожість

Найбільша схожість: 4.77% з джерелом з Бібліотеки (ID файлу: 1015252701)

7.43% Джерела з Інтернету 209 Сторінка 47

11.2% Джерела з Бібліотеки 129 Сторінка 50

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 706

Підозріле форматування 19 сторінок

					ДП9111.141.011 ПЗ	Арк.
						64
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		