

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

«До захисту допущений»

В. о. завідувача кафедри
Теймураз Кацадзе
«15» 2024 р.

ДИПЛОМНИЙ ПРОЄКТ

на здобуття ступеня бакалавра
за освітньо-професійною програмою «Електричні системи і мережі»
зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
на тему: «Районна мережа з повітряними лініями електропередавання»

Виконав:
студент IV курсу, групи ЕС-02
Ткаченко Андрій Володимирович

Керівник проєкту:
ст. викл. кафедри електричних мереж та систем, д.т.н.
Халіков Володимир Акнафович

Консультант:
асистент кафедри електричних мереж та систем
Моссаковський Вадим Ігорович

Рецензент:
доцент кафедри відновлюваних джерел енергії, к. т. н.,
Бардик Євген Іванович

Засвідчую, що у цьому бакалаврському проєкті немає заплігачень
з праць інших авторів без відповідних посилань.

Студент Ткаченко Андрій

Київ-2024

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра електричних мереж та систем

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

Спеціальність – 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

Теймураз Кацалзе
(ініціали, прізвище)
«__» «__» 202__ р.

ЗАВДАННЯ
на дипломний проєкт студенту
Ткаченку Андрію Володимировичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема дипломного проєкту: «Районна мережа з повітряними лініями електропередавання», __науковий керівник проєкту Халіков Володимир Акнафович, д.т.н., ст. викладач затверджені наказом по університету від «28» 05. 2024 р. № 2127-с
2. Термін подання студентом проєкту: 10.06.2024
3. Вихідні дані до проєкту: ситуаційний план електричної мережі напругою 110 кВ з відповідним масштабом , навантаження пунктів, географічний район спорудженої мережі.
4. Перелік завдань, які необхідно розробити:
 - 1) Виконати синтез конфігурацій районної електричної мережі;
 - 2) Вибрати кількість, тип і потужність трансформаторів на підстанціях;
 - 3) Визначити потокорозподіл потужностей за L-схемою мережі;
 - 4) Вибрати кількість ланцюгів і перерізів проводів на ділянках замкненої мережі
 - 5) Розрахувати параметри Z-схеми заміщення електричної мережі;
 - 6) Виконати електричний розрахунок режиму роботи мережі при максимальних навантаженнях та післяаварійного режиму;
 - 7) Вибрати відгалуження РПН та ПБЗ на силових трансформаторах підстанції для двохрозглунутих режимів;
 - 8) Обґрунтувати оптимальний варіант поліпшення режиму напруги у мережі за допомогою засобів компенсації та реконструкції мережі.

5. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу:

- 1) Конфігурації районної електричної мережі;
- 2) Потокорозподіл потужностей за L-схемою;
- 3) Принципова схема РЕМ і розрахунок режимів роботи мережі;
- 4) Розрахунки варіантів оптимізації рівня напруги РЕМ

6. Дата видачі завдання 11.03.2024

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проєкту	Строк виконання етапів проєкту	Примітка
1	Аналіз літератури згідно теми роботи	08.03.2024 - 02.03.2024	
2	Синтез варіантів конфігурації мережі та вибір найбільш доцільних	03.03.2024 - 04.03.2024	
3	Вибір кількості, типу та потужності силових трансформаторів. Вибір кількості ланцюгів та перерізу проводів на ділянках мережі	05.03.2024 - 04.03.2024	
4	Технічно-економічне зіставлення варіантів мережі	05.03.2024 - 05.03.2024	
5	Електричний розрахунок ustalених режимів	06.03.2024 - 06.03.2024	
6	Вибір засобів та способів регулювання напруги	07.03.2024 - 07.03.2024	
7	Оформлення пояснювальної записки	08.03.2024 - 08.03.2024	
8	Оформлення технічних креслень	09.03.2024 - 09.03.2024	

Студент



Андрій ТКАЧЕНКО

Науковий керівник



Володимир ХАЛІКОВ

**Пояснювальна записка
до дипломного проєкту**

на тему: «Районна мережа з повітряними лініями електропередавання»

Київ – 2024 року

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЄКТУ

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проєкт	2	
2	A4	ДП0213.141.011.ПЗ	Пояснювальна записка	66	
3	A1	ДП0213.141.011.ТК	Вибір конфігурації мережі, попередній розрахунок поточкорозподілу	1	
4	A1	ДП0213.141.011.ТК	Режимні параметри Роботи РЕМ	1	
5	A1	ДП0213.141.011.ТК	Варіанти оптимізації рівня напруги РЕМ	1	

					ДП0213.141.011.ПЗ			
Зам.	Арх.	№ сторін.	Підпис	Дата	Районна мережа з повітряними лініями електропередавання	Лист	Арк.	Листів
Розроб.	Ткаченко А.В.						5.	66
Перевір.	Халіков В.А.							
Реценз.	Бардик Є.І.							
Н. Контр.	Москаловський							
Затверд.	Качедзе Т.Л.					НТУУ «КПІ ім.Сікорського», ФЕА, ЕС-02		

РЕФЕРАТ

Дипломний проєкт складається з пояснювальної записки та графічної частини. Пояснювальна записка містить 75 сторінок формату А4, включає 12 рисунків, 36 таблиць та 6 джерел використаної літератури. Графічна частина складається з 3 технічних креслень формату А1.

Метою цього дипломного проєкту є розробка проєкту районної електричної мережі з напругою 110 кВ і вибір оптимального варіанту для поліпшення режиму напруги. В рамках роботи було виконано вибір оптимальної конфігурації електричної мережі та проведено ітеративний аналіз стабільних режимів її функціонування. Також розглянуто питання покращення режиму напруги шляхом встановлення додаткових компенсуючих пристроїв і реконструкції мережі.

ТРАНСФОРМАТОР, ПОВТРЯНА ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ,
РАЙОННА ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА 110 КВ, МЕТОД ЗЕЙДЕЛЯ

					ДП0213.141.011.ПЗ	Арк
						6
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат		

ABSTRACT

The diploma project consists of an explanatory note and a graphical part. The explanatory note contains 75 A4 pages, includes 12 figures, 36 tables, and 6 sources of referenced literature. The graphical part consists of 3 technical drawings in A1 format.

The aim of this diploma project is to develop a project for a 110 kV regional electrical network and to select the optimal option for improving the voltage regulation. Within the scope of the work, the optimal configuration of the electrical network was chosen, and an iterative analysis of its stable operating modes was conducted. Additionally, issues related to improving voltage regulation through the installation of additional compensating devices and network reconstruction were considered.

TRANSFORMER, OVERHEAD POWER LINE, REGIONAL ELECTRIC
NETWORK 110 KV, SEIDEL METHOD

					ДП0213.141.011.ПЗ	Арк
						7
Змн.	Арк.	№ докum.	Підпис	Дат		

ЗМІСТ

Перелік умовних скорочень.....	9
Вступ.....	10
1 Проєкт конфігурації електричної мережі 110 кВ.....	11
1.1 Синтез варіантів конфігурації РЕМ 110 кВ.....	11
1.2 Вибір кількості, типу і потужності трансформаторів на ПС РЕМ.....	18
1.3 Розрахунок L-схеми електричної мережі	22
1.4 Вибір кількості ланцюгів та перерізу проводів на ділянках РЕМ	27
1.5 Розрахунок параметрів схеми заміщення об'єктів електричної мережі	33
1.6 Розрахунок режиму мережі при максимальних навантаженнях.....	38
1.7 Післяаварійний режим.....	48
Висновок до розділу 1:	49
2. Вибір оптимального варіанта поліпшення режиму напруги у проєктованій РЕМ.....	53
2.1 Підсилення ділянок РЕМ.....	53
2.2 Застосування УПК.....	56
2.3 Застосування УППК.....	59
Висновок до розділу 2:	60
Загальні висновки.....	64
Список використаних джерел.....	65
Додаток А Результати перевірки на плагіат.....	66

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

БП – балансуєчий пункт;

БСК – батарея статичних конденсаторів;

ВН – вища напруга;

ЕРС – електрорушійна сила;

КЗ – коротке замикання;

ЛЕП – лінія електропередавання;

НН – низька напруга;

ПБЗ – перемикач 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;

					ДП0213.141.011.ПЗ	Арк
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат		

ВСТУП

Електроенергетика є ключовою галуззю промисловості, яка включає виробництво та транспортування електроенергії до споживачів. Транспортування електроенергії здійснюється через електричні мережі, що складаються з підстанцій, ліній електропередачі та розподільчих пристроїв.

При проектуванні електричних мереж слід враховувати вимоги до надійності електропостачання та якості електроенергії для споживачів. Конструкція мереж повинна бути економічною, безпечною, зручною в технічній експлуатації та передбачати можливість розвитку в майбутньому. Основним завданням при проектуванні є вибір оптимальної конфігурації районної електричної мережі, яка зв'язуватиме всі джерела та споживачів електроенергії. Головний критерій для порівняння різних конфігурацій – техніко-економічні показники.

Проектування здійснюється із застосуванням системного підходу, оскільки характеристики одного елемента мережі впливають на інші елементи. Системний підхід передбачає врахування результатів попередніх етапів проектування на наступних етапах.

У цьому проекті здійснено проектування районної електричної мережі з номінальною напругою 110 кВ. Обґрунтовано оптимальний варіант поліпшення режиму напруги у мережі шляхом встановлення додаткових компенсуючих пристроїв та реконструкції мережі. Проект виконано відповідно до вимог технічної документації, державних будівельних норм та стандартів.

					ДП0213.141.011.ПЗ	Арк
						10
Змн.	Арк.	№ докum.	Підпис	Дат		

1 ПРОЕКТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

1.1 Синтез варіантів конфігурації РЕМ

Розробка варіантів конфігурації електричної мережі з номінальною напругою 110 кВ здійснюється на основі граничних моментів потужності $M = P \cdot l$, виражених у МВт·км. Відповідно до завдання, гранична величина моменту потужності становить $M_{\text{гран}} = 4500 \text{ МВт} \cdot \text{км}$.

На ситуаційному плані, який представлений на рис. 1.1, показано розташування балансуєчого пункту (БП) та понижуючих підстанцій (ПС), а також значення активних навантажень на них.

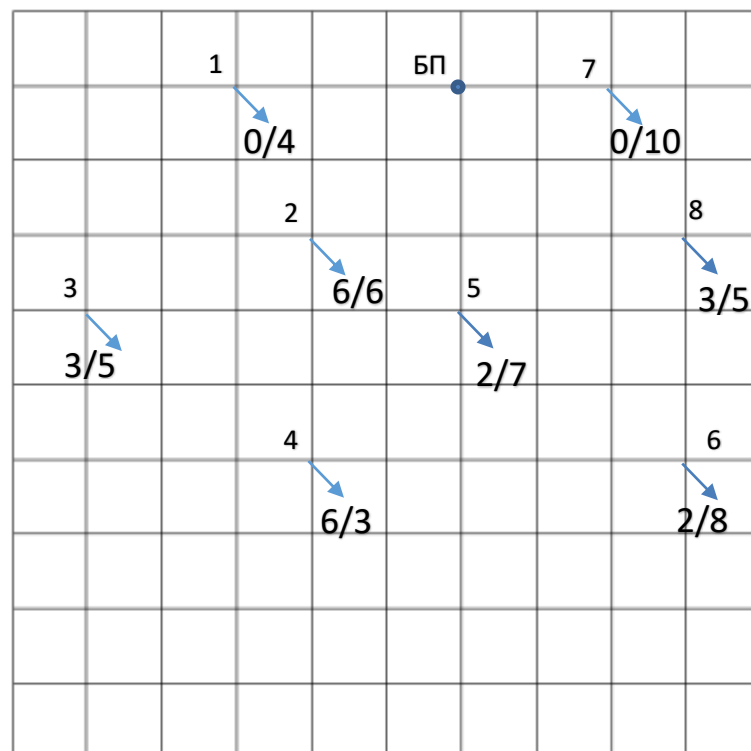


Рисунок 1.1 – Розташування підстанцій та балансуєчого пункту

З'єднанням балансуєчого пункту (БП) з найближчим пунктом №7 і визначається момент потужності.

$$M_7 = P_7 \cdot L_{07} = 9 \cdot 20 = 180 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

Оскільки величина моменту потужності менша за граничне значення, підключається перший пункт до наступного, яким є другий пункт. Розраховується момент потужності від другої підстанції до БП та додається до попереднього:

$$M_8 = P_8 \cdot (L_{07} + L_{7-8}) + M_7 = 8 \cdot (20 + 22,36) + 180 = 518,88 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

					ДП0213.141.011.ПЗ	Арк
Змн.	Арк.	№ доквм.	Підпис	Дат		11

Як видно, сумарний момент потужності першої та другої підстанцій є меншим від граничного. Тому продовжуємо з'єднувати ПС та розраховувати моменти потужності аналогічним чином:

$$M_6 = P_6 \cdot (L_{0-7} + L_{7-8} + L_{8-6}) + M_8 = 10 \cdot (20 + 22,36 + 30) + 518,88 = 1242,48 \text{ MBt} \cdot \text{км}$$

$$M_4 = P_4 \cdot (L_{0-7} + L_{7-8} + L_{8-6} + L_{6-4}) + M_6 = 9 \cdot (20 + 22,36 + 30 + 50) + 1242,48 = 2343,72 \text{ MBt} \cdot \text{км}$$

$$M_5 = P_5 \cdot (L_{0-7} + L_{7-8} + L_{8-6} + L_{6-4} + L_{4-5}) + M_4 = 8 \cdot (20 + 22,36 + 30 + 50 + 28,28) + 2343,72 = 3548,84 \text{ MBt} \cdot \text{км}$$

$$M_2 = P_2 \cdot (L_{0-7} + L_{7-8} + L_{8-6} + L_{6-4} + L_{4-5} + L_{5-2}) + M_5 = 12 \cdot (20 + 22,36 + 30 + 50 + 28,28 + 22,36) + 3548,84 = 5624,84 \text{ MBt} \cdot \text{км}$$

Після підключення ПС №2 сумарний момент потужності перевищив допустимий рівень. Тому приєднується ПС №5 до БП і проводяться розрахунки у зворотному напрямку.

$$M_5 = P_5 \cdot L_{0-5} = 8 \cdot 30 = 240 \text{ MBt} \cdot \text{км}$$

$$M_4 = P_4 \cdot (L_{0-5} + L_{4-5}) + M_5 = 9 \cdot (30 + 28,28) + 240 = 764,52 \text{ MBt} \cdot \text{км}$$

$$M_6 = P_6 \cdot (L_{0-5} + L_{4-5} + L_{6-4}) + M_4 = 10 \cdot (30 + 28,28 + 50) + 764,52 = 1847,32 \text{ MBt} \cdot \text{км}$$

$$M_8 = P_8 \cdot (L_{0-5} + L_{4-5} + L_{6-4} + L_{8-6}) + M_6 = 8 \cdot (30 + 28,28 + 50 + 30) + 1847,32 = 2953,56 \text{ MBt} \cdot \text{км}$$

$$M_7 = P_7 \cdot (L_{0-5} + L_{4-5} + L_{6-4} + L_{8-6} + L_{7-8}) + M_8 = 9 \cdot (30 + 28,28 + 50 + 30 + 22,36) + 2953,56 = 4599,32 \text{ MBt} \cdot \text{км}$$

При обході контуру у зворотному напрямку сумарний момент потужності перевищує допустиме значення. Тому ділянки 0-5 та 4-5 переводяться на дволанцюгове виконання і моменти потужності розраховуються повторно.

$$M_7 = P_7 \cdot L_{0-7} = 9 \cdot 20 = 180 \text{ MBt} \cdot \text{км}$$

$$M_8 = P_8 \cdot (L_{0-7} + L_{7-8}) + M_7 = 8 \cdot (20 + 22,36) + 180 = 518,88 \text{ MBt} \cdot \text{км}$$

$$M_6 = P_6 \cdot (L_{0-7} + L_{7-8} + L_{8-6}) + M_8 = 10 \cdot (20 + 22,36 + 30) + 518,88 = 1242,48 \text{ MBt} \cdot \text{км}$$

$$M_4 = P_4 \cdot (L_{0-7} + L_{7-8} + L_{8-6} + L_{6-4}) + M_6 = 9 \cdot (20 + 22,36 + 30 + 50) + 1242,48 = 2343,72 \text{ MBt} \cdot \text{км}$$

					ДП0213.141.011.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ доквм.	Підпис	Дат		12

$$M_5 = P_5 \cdot (L_{0-7} + L_{7-8} + L_{8-6} + L_{6-4} + \frac{L_{4-5}}{2}) + M_4 = 8 \cdot (20 + 22,36 + 30 + 50 + 14,14) + 2343,72 = 3435,72 \text{ MBt} \cdot \text{км}$$

Зворотній обхід першого контуру

$$M_5 = P_5 \cdot \frac{L_{0-5}}{2} = 8 \cdot \frac{30}{2} = 120 \text{ MBt} \cdot \text{км}$$

$$M_4 = P_4 \cdot (\frac{L_{0-5}}{2} + \frac{L_{4-5}}{2}) + M_5 = 9 \cdot (\frac{30}{2} + \frac{28,28}{2}) + 120 = 382,26 \text{ MBt} \cdot \text{км}$$

$$M_6 = P_6 \cdot (\frac{L_{0-5}}{2} + \frac{L_{4-5}}{2} + L_{6-4}) + M_4 = 10 \cdot (\frac{30}{2} + \frac{28,28}{2} + 50) + 382,26 = 1173,66 \text{ MBt} \cdot \text{км}$$

$$M_8 = P_8 \cdot (\frac{L_{0-5}}{2} + \frac{L_{4-5}}{2} + L_{6-4} + L_{8-6}) + M_6 = 8 \cdot (\frac{30}{2} + \frac{28,28}{2} + 50 + 30) + 1173,66 = 2046,78 \text{ MBt} \cdot \text{км}$$

$$M_7 = P_7 \cdot (\frac{L_{0-5}}{2} + \frac{L_{4-5}}{2} + L_{6-4} + L_{8-6} + L_{7-8}) + M_8 = 9 \cdot (\frac{30}{2} + \frac{28,28}{2} + 50 + 30 + 22,36) + 2046,78 = 3230,28 \text{ MBt} \cdot \text{км}$$

Аналогічно виконано розрахунок для другого контуру.

Розрахунок прямого обходу другого контуру

$$M_1 = P_1 \cdot L_{0-1} = 4 \cdot 30 = 120 \text{ MBt} \cdot \text{км}$$

$$M_2 = P_2 \cdot (L_{0-1} + L_{1-2}) + M_1 = 12 \cdot (30 + 22,36) + 120 = 748,32 \text{ MBt} \cdot \text{км}$$

$$M_3 = P_3 \cdot (L_{0-1} + L_{1-2} + L_{2-3}) + M_2 = 7 \cdot (30 + 22,36 + 31,62) + 748,32 = 1336,18 \text{ MBt} \cdot \text{км}$$

$$M_4 = P_4 \cdot (L_{0-1} + L_{1-2} + L_{2-3} + L_{3-4}) + M_3 = 9 \cdot (30 + 22,36 + 31,62 + 36,06) + 1336,18 = 2416,54 \text{ MBt} \cdot \text{км}$$

$$M_5 = P_5 \cdot (L_{0-1} + L_{1-2} + L_{2-3} + L_{3-4} + \frac{L_{4-5}}{2}) + M_4 = 8 \cdot (30 + 22,36 + 31,62 + 36,06 + \frac{28,28}{2}) + 2416,54 = 3489,98 \text{ MBt} \cdot \text{км}$$

Зворотній обхід другого контуру:

$$M_5 = P_5 \cdot \frac{L_{0-5}}{2} = 8 \cdot \frac{30}{2} = 120 \text{ MBt} \cdot \text{км}$$

					ДП0213.141.011.ПЗ	Арк
Змн.	Арк.	№ докum.	Підпис	Дат		13

$$M_4 = P_4 \cdot \left(\frac{L_{0-5}}{2} + \frac{L_{4-5}}{2} \right) + M_5 = 9 \cdot \left(\frac{30}{2} + \frac{28,28}{2} \right) + 120 = 382,26 \text{ MBm} \cdot \text{км}$$

$$M_3 = P_3 \cdot \left(\frac{L_{0-5}}{2} + \frac{L_{4-5}}{2} + L_{3-4} \right) + M_4 = 7 \cdot \left(\frac{30}{2} + \frac{28,28}{2} + 36,06 \right) + 382,26 = 838,66 \text{ MBm} \cdot \text{км}$$

$$M_2 = P_2 \cdot \left(\frac{L_{0-5}}{2} + \frac{L_{4-5}}{2} + L_{3-4} + L_{2-3} \right) + M_3 = 12 \cdot \left(\frac{30}{2} + \frac{28,28}{2} + 36,06 + 31,62 \right) + 838,66 = 2000,5 \text{ MBm} \cdot \text{км}$$

$$M_1 = P_1 \cdot \left(\frac{L_{0-5}}{2} + \frac{L_{4-5}}{2} + L_{3-4} + L_{2-3} + L_{1-2} \right) + M_2 = 12 \cdot \left(\frac{30}{2} + \frac{28,28}{2} + 36,06 + 31,62 \right) + 2000,5 = 2477,22 \text{ MBm} \cdot \text{км}$$

Остаточну конфігурацію РЕМ першого варіанту показано на рис. 1.2. Синтез інших чотирьох варіантів проведено аналогічно. Результати розрахунків моментів потужності наведено в табл. 1.1, а схеми електричної мережі можна бачити на рис. 1.3-1.6.

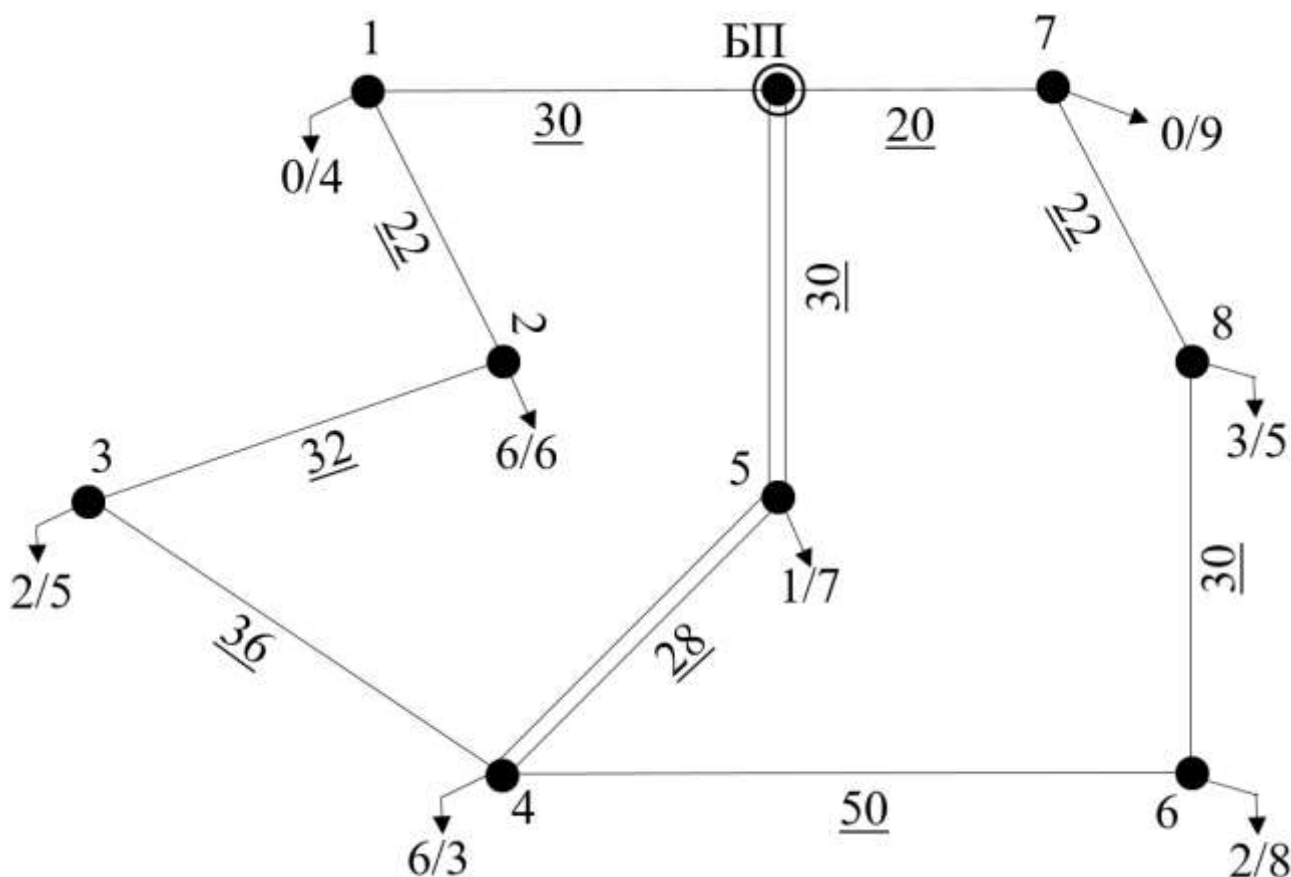


Рисунок 1.2 – I синтезований варіант схеми РЕМ

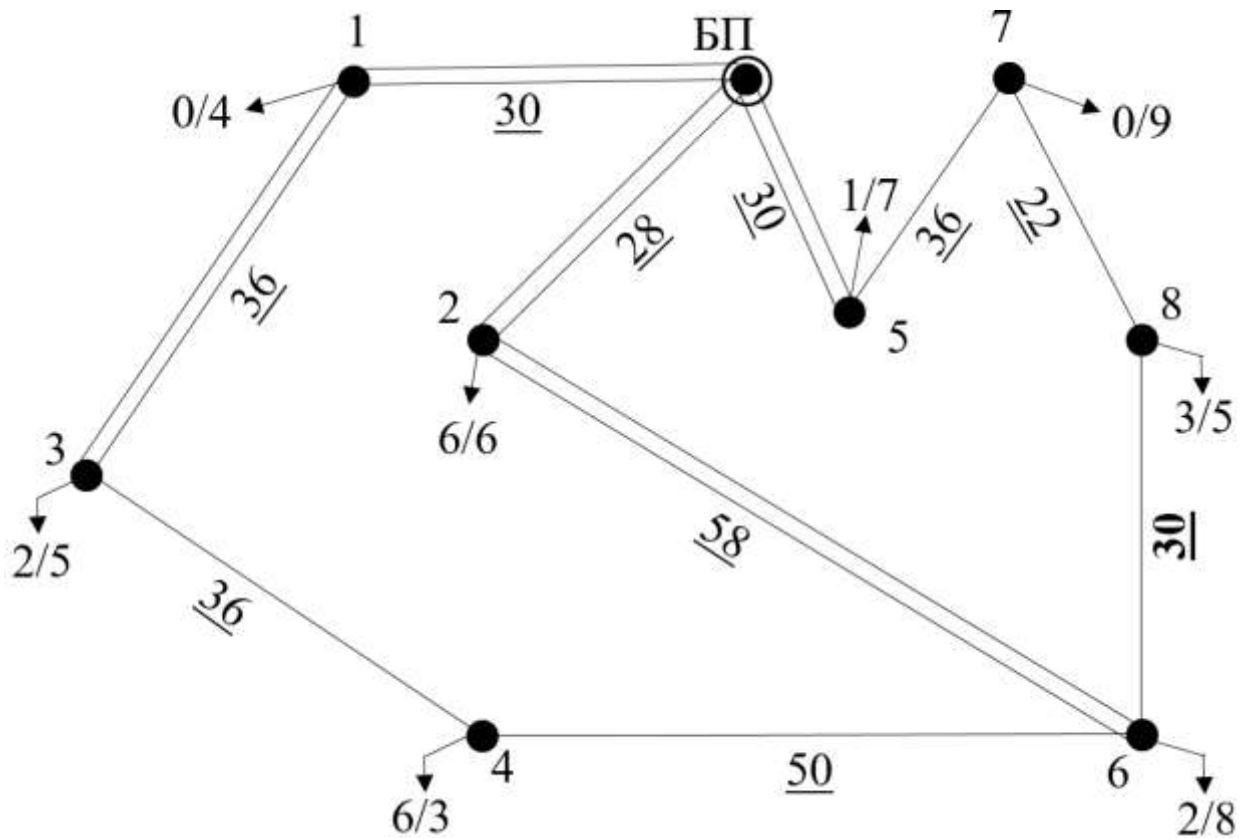


Рисунок 1.3 – II синтезований варіант схеми РЕМ

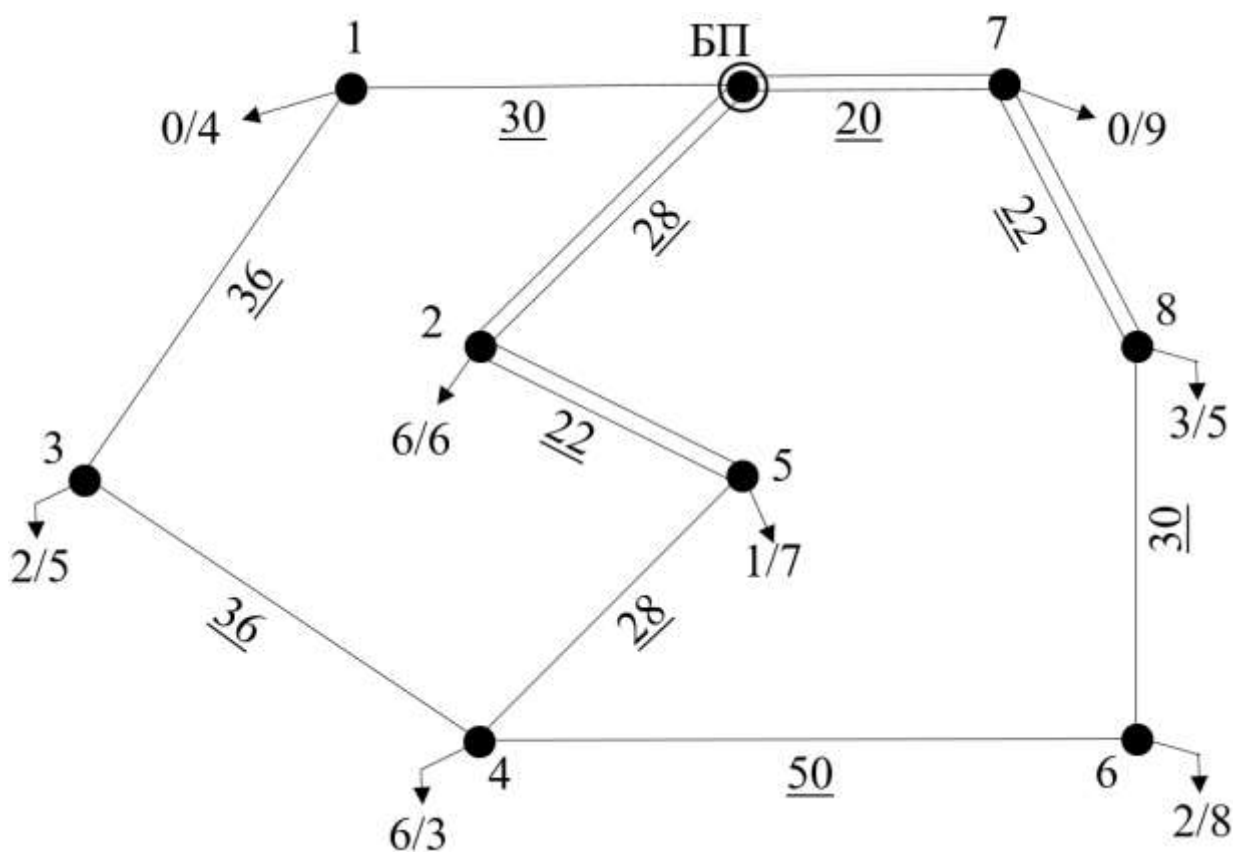


Рисунок 1.4 – III синтезований варіант схеми РЕМ

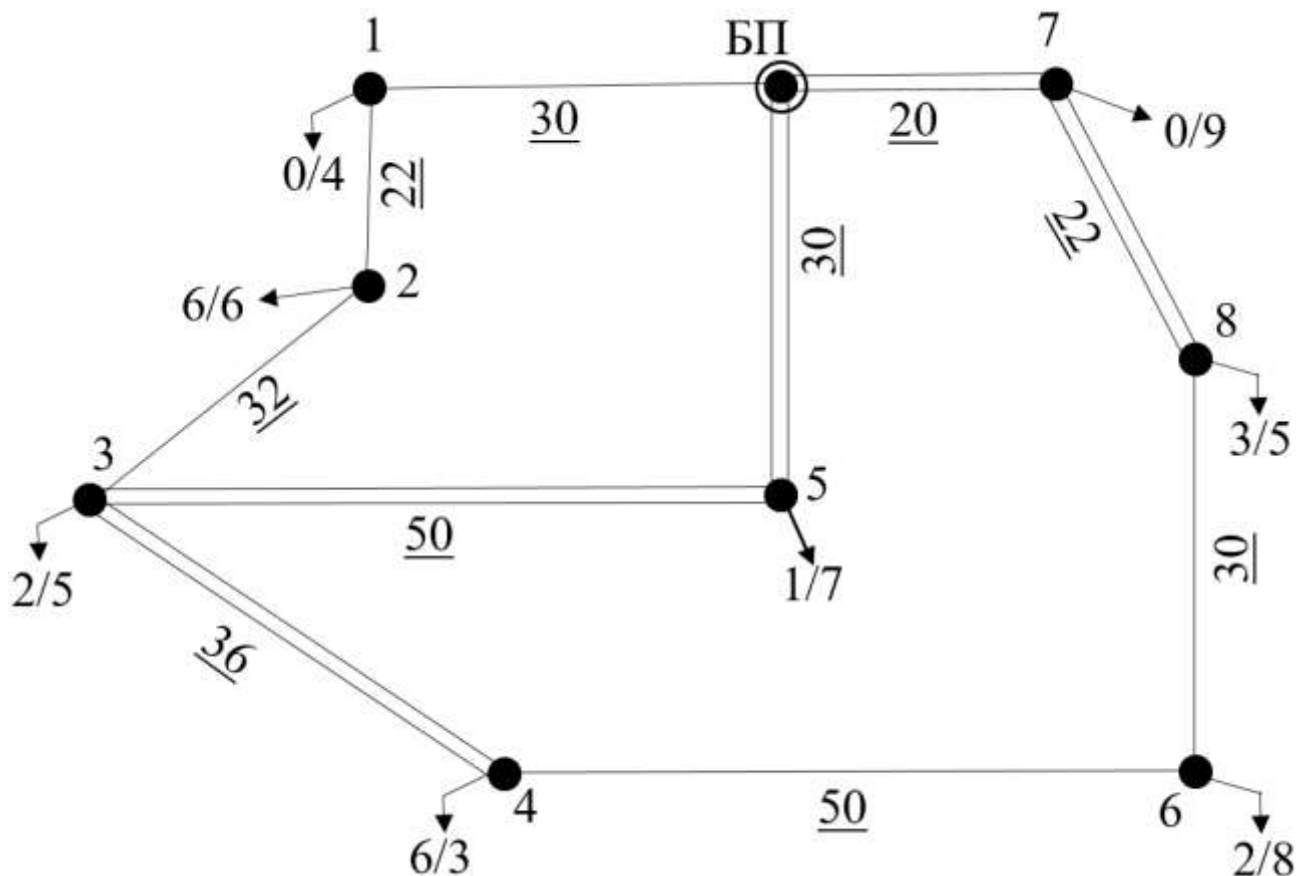


Рисунок 1.5 – IV синтезований варіант схеми РЕМ

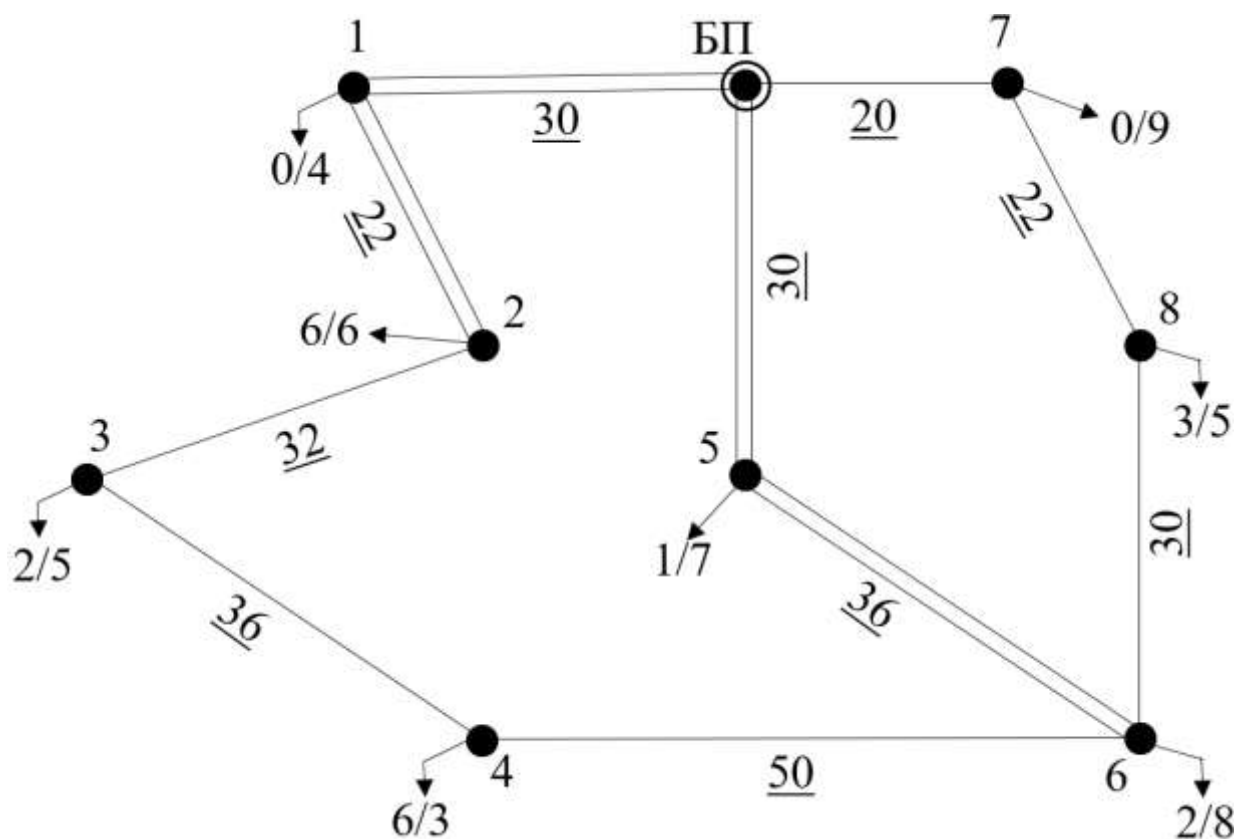


Рисунок 1.6 – V синтезований варіант схеми РЕМ

Таблиця 1.1 – Порівняння п'яти варіантів схем спорудження РЕМ

Варіант схеми	Обхід контуру	Моменти потужності, M МВт · км		Довжина одноколових ПЛ, l_I , км	Довжина двоколових ПЛ, l_{II} , км	Загальна довжина ПЛ, $l_{\Sigma} = l_I + 1,7 \cdot l_{II}$ км
		I контур	II контур			
I	Прямий	3436	3490	242,2	58,28	341,28
	Зворотній	3230	2477			
II	Прямий	4142	3884	174,48	182,65	484,99
	Зворотній	4124	4233			
III	Прямий	4405	4244	210,4	93	368,5
	Зворотній	4262	1985			
IV	Прямий	4078	2208	163,98	158,39	433,243
	Зворотній	4450	1635			
V	Прямий	1966	4357	190,04	118,42	391,35
	Зворотній	1723	4487			

За результатами аналізу даних таблиці та враховуючи критерій мінімізації сумарної довжини ПЛ, для подальших техніко-економічних розрахунків обрано конфігурації схем варіантів №1 та №3.

1.2 Вибір кількості, типу і потужності трансформаторів на ПС РЕМ

З огляду на категорії споживачів, підключених до підстанцій РЕМ, прийнято рішення встановити по два силові трансформатори. Враховуючи задані навантаження в пунктах 1, 7 встановлено двообмоткові силові трансформатори, тоді як у пунктах 2,3, 4, 5, 6, 8 – триобмоткові силові трансформатори 110/35/10 кВ.

Розрахунок повних потужностей навантажень понижуючих споживчих підстанцій. При цьому потрібно визначити реактивні потужності споживання за відповідними формулами.

Коефіцієнти потужності:

$$\varphi_{CH} = \arccos(\cos \varphi_{CH}) = \arccos(0,86) = 30,683^\circ;$$

$$\varphi_{HH} = \arccos(\cos \varphi_{HH}) = \arccos(0,72) = 43,946^\circ.$$

Обчислення реактивного навантаження в пункті №1:

$$Q_{1CH} = -P_{1CH} \cdot \tan(\varphi_{CH}) = 0 \cdot \tan(30,683^\circ) = 0 \text{ МВАр};$$

$$Q_{1HH} = -P_{1HH} \cdot \tan(\varphi_{HH}) = 4 \cdot \tan(43,946^\circ) = -3,855 \text{ МВАр}.$$

Навантаження в пункті №1 становить:

$$\dot{S}_{\max 1} = P_{1CH} + P_{1HH} + j(Q_{1CH} + Q_{1HH}) = 0 + 4 + j(0 - 3,855) = 4 - j3,855 \text{ МВА}$$

Модуль повного навантаження в пункті №1 дорівнює:

$$S_{\max 1} = \sqrt{(P_{1CH} + P_{1HH})^2 + (Q_{1CH} + Q_{1HH})^2} = \sqrt{(0 + 4)^2 + (0 - 3,855)^2} = 5,556 \text{ МВА}$$

Розрахунки навантажень всіх підстанцій занесено до таблиці 1.2

Таблиця 1.2 – Результати розрахунку потужностей вузлових підстанцій

№ пункту	Активні потужності, Р, МВт		Реактивні потужності, Q, МВт		Повна потужність $S_{\max}$, МВА	Модуль повної потужності $S_{\max}$, МВА
	СН	НН	СН	НН		
1	0	4	0	-3,855	4-j3,855	5,556
2	6	6	-3,56	-5,783	12-j9,343	15,208
3	2	5	-1,187	-4,819	7-j6,006	9,223
4	6	3	-3,56	-2,892	9-j6,452	11,074
5	1	7	-0,593	-6,747	8-j7,34	10,857
6	2	8	-1,187	-7,711	10-j8,898	13,385
7	0	9	0	-8,675	9-j8,675	12,5
8	3	5	-1,78	-4,819	8-j6,599	10,371

Потужність силових трансформаторів в пункті №1 становить:

$$S_{T1} = \frac{S_{\max 1}}{1,5} = \frac{5,556}{1,5} = 3,704 \text{ МВА}$$

Отже, для встановлення на підстанцію №1 обираються два силові трансформатори типу ТМН-6300/110. Аналогічний підхід використовуємо для вибору трансформаторів для інших підстанцій 110 кВ. Результати представлені в таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 – Результати розрахунку потужності силових трансформаторів та вибір типів трансформаторів

№ пункту	Модуль повної потужності $S_{\max}$, МВА	Розрахункова номінальна потужність S_T , МВА	Кількість обмоток	Кількість і тип трансформаторів
1	5,556	3,704	2	ТМН 6300/110
2	15,208	10,139	3	ТДТН 16000/110
3	9,223	6,149	3	ТДТН 10000/110
4	11,074	7,382	3	ТДТН 10000/110
5	10,857	7,238	3	ТДТН 10000/110
6	13,385	8,924	3	ТДТН 10000/110
7	12,5	8,333	2	ТДН 10000/110
8	10,371	6,914	3	ТДТН 10000/110

Для двообмоткового трансформатора пункту 1 коефіцієнт завантаження обмоток складе:

$$\beta_1 = \frac{S_{\max 1}}{n \cdot S_{\text{ном1}}} = \frac{5,556}{2 \cdot 6,3} = 0,441$$

Втрати потужності у трансформаторі становлять:

$$\Delta P_{\text{тз1}} = n \cdot \beta_1^2 \cdot \Delta P_{\text{кз1}} = 2 \cdot 0,441^2 \cdot 44 = 17,108 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{\text{тз1}} = -n \cdot S_{\text{ном1}} \cdot \beta_1^2 \cdot U_{\text{кз1}} = -2 \cdot 6300 \cdot 0,441^2 \cdot 10,5\% = -172,176 \text{ кВАр}$$

$$\Delta P_{\text{тy1}} = n \cdot \Delta P_{\text{х.хх1}} = 2 \cdot 11,5 = 23 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{\text{тз1}} = -n \cdot S_{\text{ном1}} \cdot I_{\text{х.х.1}} = -2 \cdot 6300 \cdot 0,8\% = -100,8 \text{ кВАр}$$

Для триобмоткового трансформатора пункту 1 коефіцієнт завантаження обмоток складе:

$$\beta_{\text{ВН2}} = \frac{S_{\max 2}}{n \cdot S_{\text{ном2}}} = \frac{15,208}{2 \cdot 16} = 0,475$$

$$\beta_{CH2} = \frac{\sqrt{P_{2CH}^2 + Q_{2CH}^2}}{n \cdot S_{ном2}} = \frac{\sqrt{6^2 + (-3,56)^2}}{2 \cdot 16} = 0,218$$

$$\beta_{CH2} = \frac{\sqrt{P_{2HH}^2 + Q_{2HH}^2}}{n \cdot S_{ном2}} = \frac{\sqrt{6^2 + (-5,783)^2}}{2 \cdot 16} = 0,26$$

Фіктивна напруга короткого замикання для триобмоткового трансформатора пункту №2 становить:

$$u_{KB2} \% = 0,5 \cdot (u_{K(B-C)2} \% + u_{K(B-H)2} \% - u_{K(C-H)2} \%) = 0,5 \cdot (10,5 + 17 - 6) = 10,75\%$$

$$u_{KC2} \% = u_{K(B-C)2} \% - u_{KB2} \% = 10,5 - 10,75 = -0,25\% = 0$$

$$u_{KH2} \% = u_{K(B-H)2} \% - u_{KB2} \% = 17 - 10,75 = 6,25\%$$

Втрати потужності в Z – та Y – елементах схеми заміщення триобмоткового трансформатора пункту 2 становлять:

$$\Delta P_{ty2} = n \cdot \Delta P_{x.xx2} = 2 \cdot 23 = 46 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{tz2} = -n \cdot S_{ном2} \cdot I_{x.x.2} = -2 \cdot 16000 \cdot 1\% = -320 \text{ кВАр}$$

$$\Delta P_{tz2} = \frac{n \cdot \Delta P_{кз2}}{2} \cdot (\beta_{BH}^2 + \beta_{CH}^2 + \beta_{HH}^2) = \frac{2 \cdot 100}{2} \cdot (0,475 + 0,218 + 0,26) = 95,37 \text{ кВт}$$

$$\begin{aligned} \Delta Q_{tz1} &= -n \cdot S_{ном2} \cdot (\beta_{BH}^2 \cdot u_{KB1} \% + \beta_{CH}^2 \cdot u_{KC1} \% + \beta_{HH}^2 \cdot u_{KH1} \%) = \\ &= -2 \cdot 16000 \cdot (0,475^2 \cdot 10,75\% + 0,218^2 \cdot 0\% + 0,26^2 \cdot 6,25\%) = \\ &= -1173,82 \text{ кВАр} \end{aligned}$$

Втрати потужності в елементах Z і Y схеми заміщення інших силових трансформаторів розраховані аналогічним чином. Результати розрахунків наведені в таблиці 1.4.

					ДП0213.141.011.ПЗ	Арк
						20
Змн.	Арк.	№ доквм.	Підпис	Дат		

Таблиця 1.4 – Коефіцієнти завантаження та втрати потужності
в елементах схеми заміщення трансформаторів

№ пункту	Тип Тр-рів	$u_k, \%$			β_i			$\Delta S_{tz}, \text{кВА}$	$\Delta S_{ty}, \text{кВА}$
		ВН	СН	НН	ВН	ВС	СН		
1	ТМН 6300/110	-	10,5	-	0,441	-	0,441	17,108-j257,202	23-j100,8
2	ТДТН 16000/110	10,75	0	6,25	0,475	0,218	0,26	95,37-j1174i	46-j320
3	ТДТН 10000/110	10,75	0	6,25	0,461	0,116	0,147	70,275-j745,543i	34-j220
4	ТДТН 10000/110	10,75	0	6,25	0,554	0,349	0,208	84,425-j1014i	34-j220
5	ТДТН 10000/110	10,75	0	6,25	0,543	0,058	0,486	82,621-j1149i	34-j220
6	ТДТН 10000/110	10,75	0	6,25	0,669	0,116	0,556	101,924-j1656i	34-j220
7	ТДН 10000/110	-	10,5	-	0,625	-	0,625	46,875-j820,313i	28-j140
8	ТДТН 10000/110	10,75	0	6,25	0,519	0,174	0,347	79,053-j902,708i	34-j220

1.3 Розрахунок поточкорозподілу за L-схемою

Під час розрахунку L-схеми припущено, що мережа є електрично однорідною, щоб забезпечити наближений розрахунок розподілу потужності в замкненій електричній мережі. Тобто, на всіх ділянках мережа буде виконана однаковими перерізами проводів, що мають однакове розташування на опорах. Втрати потужності в поздовжніх елементах мережі не враховуються, а розрахунок проводиться за заданими навантаженнями.

Розрахунок розподілу потужності мережі виконано не за заданими, а за приведеними до сторони високої напруги значеннями навантажень пунктів схеми Spr, MBA.

Приведене навантаження пункту №1 становить:

$$\dot{S}_{np1} = S_{зад1} + (\Delta \dot{S}_{lz1} + \Delta \dot{S}_{ry1}) \cdot 10^{-3} = (4-j3.855) + ((0.017-j0.257) + (0.023-j0.101)) \cdot 10^{-3} = 4-j3.856 \text{ MBA}$$

Аналогічно знайдено значення приведених навантажень для решти пунктів. Результати розрахунку наведені в табл. 1.5

Таблиця 1.5 – Приведені навантаження пунктів РЕМ

№ ПС	Повна потужність S_{max} , MBA	Втрати потужності в трансформаторі, кВА	Приведене навантаження, MBA
1	4-j3,855	0,04-j0,358	4-j3,856
2	12-j9,343	0,141-j1,494	12-j9,345
3	7-j6,006	0,104-j0,966	7-j6,007
4	9-j6,452	0,118-j1,234	9-j6,453
5	8-j7,34	0,117-j1,369	8-j7,342
6	10-j8.898	0,136-j1,876	10-j8,899
7	9-j8,675	0,075-j0,96	9-j8,676
8	8-j6,599	0,113-j1,123	8-j6,6

Виконання обчислення розподілу потужностей по довжинах ділянок. Для цього використано метод контурних рівнянь. Умовно видалено відрізки 2-3 та 8-6. Після цього обчислено розподіл потужностей в умовно розімкненій мережі:

$$\dot{S}_{p12} = \dot{S}_{np2} = 12 - j9,345 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{p01} = \dot{S}_{p12} + \dot{S}_{np1} = (12 - j9,345) + (4 - j3,856) = 16 - j13,201 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{p34} = \dot{S}_{np3} = 7 - j6,007 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{p64} = \dot{S}_{np6} = 10 - j8,899 \text{ MBA};$$

					ДП0213.141.011.ПЗ	Арк
						22
Змн.	Арк.	№ доквм.	Підпис	Дат		

$$L_{II} = L_{0-7} + L_{7-8} + L_{8-6} + L_{6-4} + L_{4-5} + L_{0-5} = 20 + 22,36 + 30 + 50 + 28,28 + 30 = 151,5 \text{ км}$$

$$L_{I-II} = L_{0-5} + L_{4-5} = 29,14 \text{ км}$$

Контурні рівняння:

$$\begin{cases} \dot{S}_{p05} \cdot L_{0-5} + \dot{S}_{p45} \cdot L_{4-5} + \dot{S}_{p34} \cdot L_{3-4} - \dot{S}_{p12} \cdot L_{1-2} - \dot{S}_{p01} \cdot L_{0-1} = -\dot{S}_{k1} \cdot L_I + \dot{S}_{k2} \cdot L_{I-II} \\ \dot{S}_{p07} \cdot L_{0-7} + \dot{S}_{p78} \cdot L_{7-8} - \dot{S}_{p64} \cdot L_{6-4} - \dot{S}_{p45} \cdot L_{4-5} - \dot{S}_{p05} \cdot L_{0-5} = -\dot{S}_{k2} \cdot L_{II} + \dot{S}_{k1} \cdot L_{I-II} \end{cases}$$

Після розв'язання рівнянь маємо:

$$\dot{S}_{k1} = -1,508 + j1,427 \text{ МВА}$$

$$\dot{S}_{k2} = 5,378 - j4,507 \text{ МВА}$$

На розімкнений поточкорозподіл накладемо отримані результати:

$$\dot{S}_{23} = \dot{S}_{k1} = -1,508 + j1,427 \text{ МВА}$$

$$\dot{S}_{86} = \dot{S}_{k2} = 5,378 - j4,507 \text{ МВА}$$

$$\dot{S}_{01} = \dot{S}_{p01} - \dot{S}_{k1} = (16 - j13,201) - (-1,508 + j1,427) = 17,508 - j14,628 \text{ МВА}$$

$$\dot{S}_{12} = \dot{S}_{p12} - \dot{S}_{k1} = (12 - j9,345) - (-1,508 + j1,427) = 13,508 - j10,772 \text{ МВА}$$

$$\dot{S}_{34} = \dot{S}_{p34} + \dot{S}_{k1} = (7 - j6,007) + (-1,508 + j1,427) = 5,492 - j4,58 \text{ МВА}$$

$$\dot{S}_{07} = \dot{S}_{p07} + \dot{S}_{k2} = (17 - j15,276) + (5,378 - j4,507) = 22,378 - j19,783 \text{ МВА}$$

$$\dot{S}_{78} = \dot{S}_{p78} + \dot{S}_{k2} = (8 - j6,6) + (5,378 - j4,507) = 13,378 - j11,107 \text{ МВА}$$

$$\dot{S}_{64} = \dot{S}_{p64} - \dot{S}_{k2} = (10 - j8,899) - (5,378 - j4,507) = 4,622 - j4,492 \text{ МВА}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{05} &= \dot{S}_{p05} + \dot{S}_{k1} - \dot{S}_{k2} = (34 - j28,701) + (-1,508 + j1,427) - (5,378 - j4,507) = \\ &= 27,114 - j22,767 \text{ МВА} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{45} &= \dot{S}_{p45} + \dot{S}_{k1} - \dot{S}_{k2} = (26 - j21,359) + (-1,508 + j1,427) - (5,378 - j4,507) = \\ &= 19,114 - j15,425 \text{ МВА} \end{aligned}$$

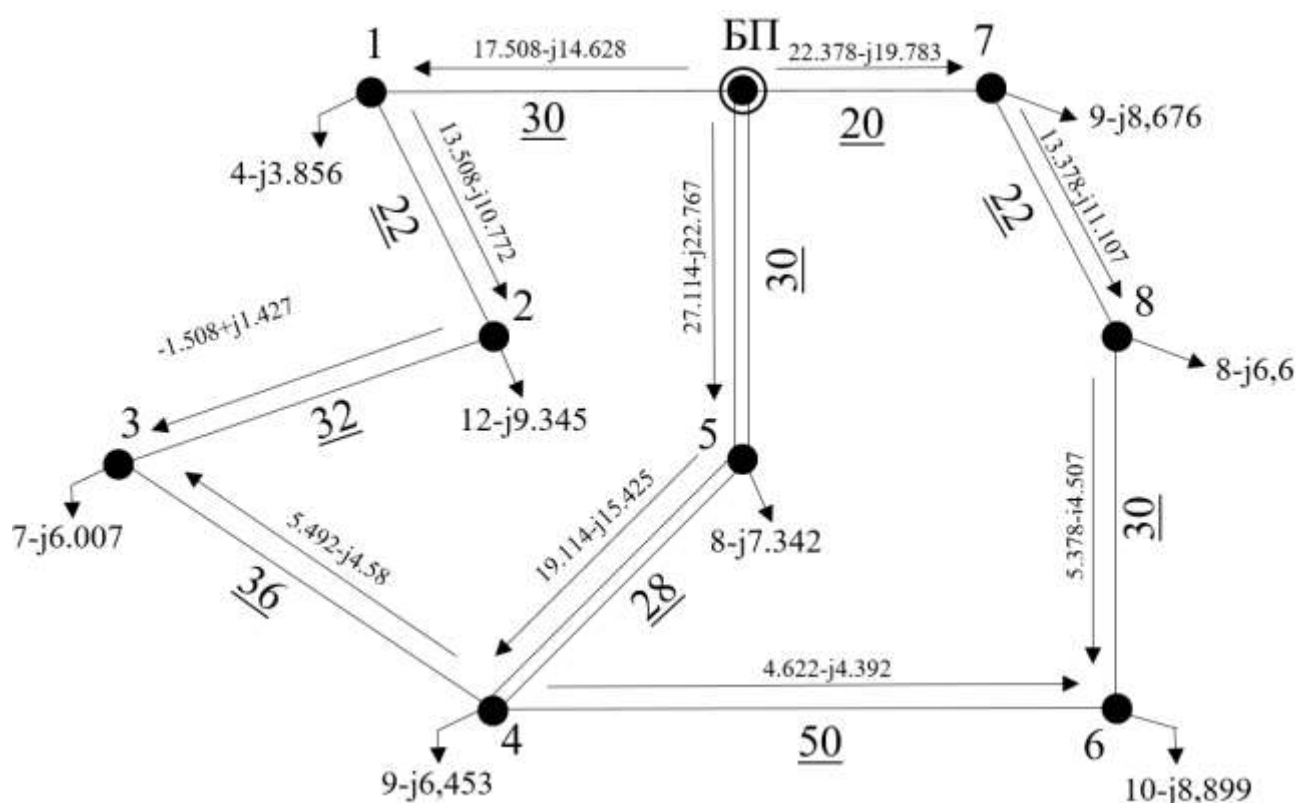
					ДП0213.141.011.ПЗ	Арк
Змн.	Арк.	№ докum.	Підпис	Дат		24

Перевірка отриманих результатів для варіанта РЕМ №1:

$$\begin{aligned} & \dot{S}_{05} \cdot L_{0-5} + \dot{S}_{45} \cdot L_{4-5} + \dot{S}_{34} \cdot L_{3-4} - \dot{S}_{12} \cdot L_{1-2} - \dot{S}_{01} \cdot L_{0-1} + \dot{S}_{23} \cdot L_{2-3} = \\ & = (27,114 - j22,767) \cdot 15 + (19,114 - j15,425) \cdot 14,14 + \\ & + (5,492 - j4,58) \cdot 36,06 - (13,508 - j10,772) \cdot 22,36 - \\ & - (17,508 - j14,828) \cdot 30 + (-1,508 + j1,427) \cdot 31,62 = 0 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & -\dot{S}_{05} \cdot L_{0-5} - \dot{S}_{45} \cdot L_{4-5} + \dot{S}_{07} \cdot L_{0-7} + \dot{S}_{78} \cdot L_{7-8} + \dot{S}_{86} \cdot L_{8-6} - \dot{S}_{64} \cdot L_{6-4} = \\ & = -(27,114 - j22,767) \cdot 15 - (19,114 - j15,425) \cdot 14,14 + \\ & + (22,378 - j19,783) \cdot 20 + (13,378 - j11,107) \cdot 22,36 + \\ & + (5,378 - j4,507) \cdot 30 - (4,622 - j4,392) \cdot 50 = 0 \end{aligned}$$

Остаточний потокорозподіл зображено на рис. 1.8. Таким же способом розраховано потокорозподіл другому варіанті схеми. Його зображено на рис 1.9



Римунук 1.8 – Потокорозподіл в L-схемі РЕМ №1

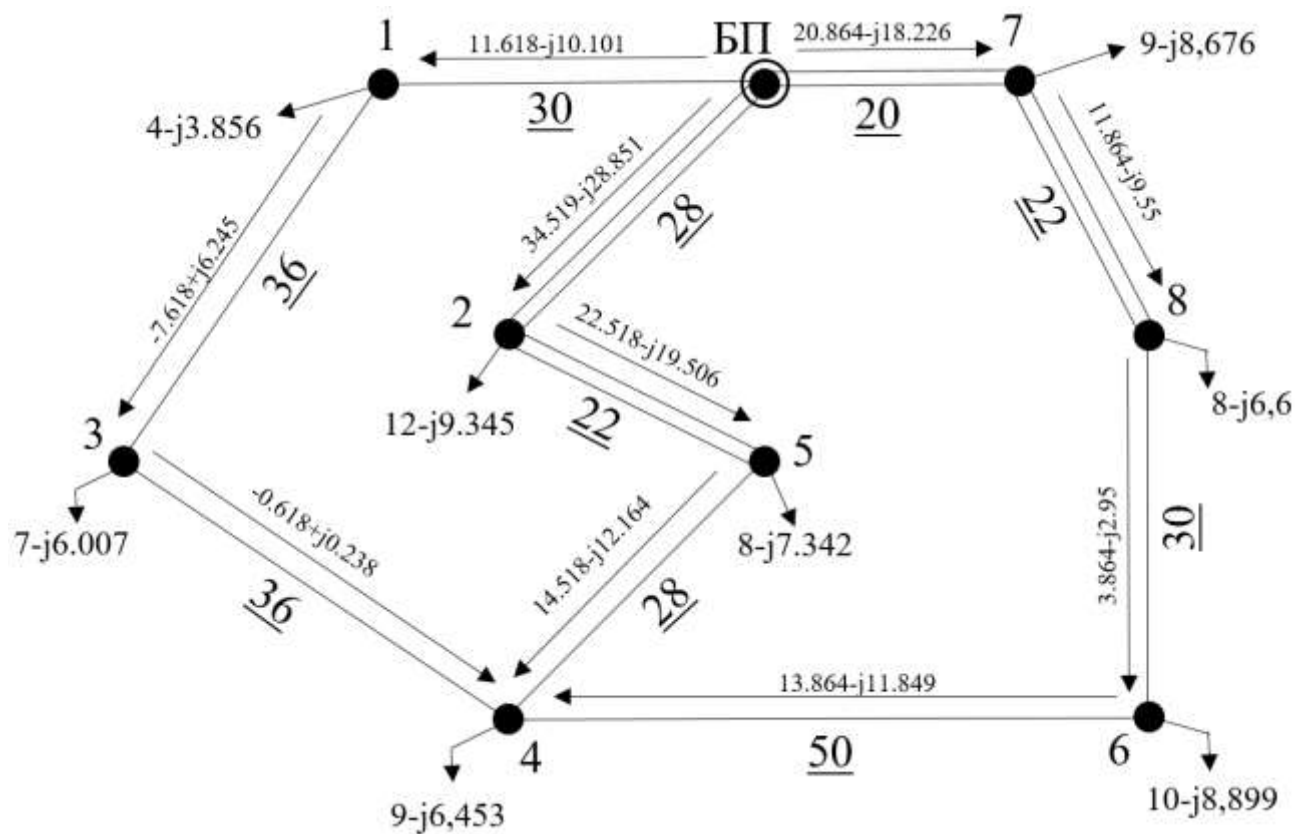


Рисунок 1.8 – Потокорозподіл в L-схемі РЕМ №1

1.4 Вибір перерізів РЕМ

При цьому використано метод визначення оптимального перерізу. Щоб знайти потрібний переріз, необхідно розрахувати струм на ділянці:

$$I_{23} = \frac{\sqrt{P_{23}^2 + Q_{23}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{((-1,508)^2 + 1,427^2) \cdot 10^3}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 10,897 \text{ A}$$

Інші ділянки розраховано аналогічним чином, результати занесено в таблицю 1.6

Таблиця 1.6 – Струми ділянок L-схеми

Ділянка РЕМ	I, A	
	Варіант РЕМ №1	Варіант РЕМ №3
2-3	10,897	-
8-6	36,829	25,516
0-1	119,746	80,803
1-2	90,682	-
3-4	36,534	3,476
0-7	156,77	72,703
7-8	91,262	39,969
6-4	33,465	95,722
0-5	81,487	-
4-5	64,458	99,411
0-2	-	118,064
5-2	-	78,183
3-1	-	51,702

Визначення значення часу максимальних втрат:

$$\tau = (0,124 + T_{max} \cdot 10^{-4}) \cdot 8760 = (0,124 + 4000 \cdot 10^{-4}) \cdot 8760 = 2405,3 \text{ рік/год}$$

Вибір перерізу проводів для ділянок ЛЕП здійснено згідно з методом визначення оптимального перерізу.

Обчислення оптимального перерізу проводів ділянки 1-2:

$$F_{opt12} = \frac{1}{k} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot I_{07}^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot C \cdot 10^{-1}}{k_{num} (0,01 \cdot H_e + E)}} = \frac{1}{1} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot 90,682^2 \cdot 28,5 \cdot 2405,3 \cdot 4 \cdot 10^{-1}}{1500 \cdot (0,01 \cdot 1,2 + 10)}} = 200,661 \text{ мм}^2$$

Оскільки обчислене значення оптимального перерізу не відповідає стандартам проводів, необхідно порівнювати сумарні дисконтовані витрати для ділянки при використанні проводів меншого та більшого перерізу, ніж обчислений.

Перший варіант - ділянка 1-2 виконана одноланцюговою лінією. Тому найближчий менший стандартний переріз становить $1 \times 120 \text{ мм}^2$, а найближчий більший - $1 \times 240 \text{ мм}^2$. Порівняємо значення функції дисконтованих витрат для будівництва ділянки 1-2.

Розрахуємо витрати на експлуатацію ділянки 1-2 з перерізом $1 \times 120 \text{ мм}^2$ та $1 \times 240 \text{ мм}^2$:

$$K_{nl12(A)} = n_1 \cdot K_{1 \times 120} \cdot L_{12} = 1 \cdot 2747,8 \cdot 22,36 = 61440,8 \text{ тис.грн.}$$

$$K_{nl12(B)} = n_1 \cdot K_{1 \times 240} \cdot L_{12} = 1 \cdot 2937,9 \cdot 22,36 = 65691,4 \text{ тис.грн.}$$

Втрати на експлуатацію ділянки 1-2:

$$I_{експ12(A)} = K_{nl12(A)} \cdot \frac{H_{nl}}{100} = 61440,8 \cdot \frac{1,2}{100} = 739,3 \text{ тис.грн.}$$

$$I_{експ12(B)} = K_{nl12(B)} \cdot \frac{H_{nl}}{100} = 65691,4 \cdot \frac{1,2}{100} = 788,3 \text{ тис.грн.}$$

Еквівалентний активний опір ЛЕП:

$$r_{e12(A)} = \frac{r_{120} \cdot L_{12}}{k_1 \cdot n_1} = \frac{0,244 \cdot 22,36}{1 \cdot 1} = 5,456 \text{ Ом}$$

$$r_{e12(B)} = \frac{r_{240} \cdot L_{12}}{k_1 \cdot n_1} = \frac{0,122 \cdot 22,36}{1 \cdot 1} = 2,728 \text{ Ом}$$

Наближене значення втрат потужності на ділянці 1-2 становить:

$$\Delta P_{\Sigma 12(A)} = \frac{(P_{12}^2 + Q_{12}^2) \cdot r_{e12(A)} \cdot 10^3}{U_{ном}^2} = \frac{(13,508^2 + (-10,772)^2) \cdot 5,456 \cdot 10^3}{110} = 134,593 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{\Sigma 12(B)} = \frac{(P_{12}^2 + Q_{12}^2) \cdot r_{e12(B)} \cdot 10^3}{U_{ном}^2} = \frac{(13,508^2 + (-10,772)^2) \cdot 2,728 \cdot 10^3}{110} = 67,297 \text{ кВт}$$

Постійні втрати активної енергії:

$$\Delta A_{ном12(A)} = n_1 \cdot \Delta P_{1 \times 120} \cdot L_{12} = 1 \cdot 0,04 \cdot 22,36 = 7834,9 \frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{рік}}$$

$$\Delta A_{ном12(B)} = n_1 \cdot \Delta P_{1 \times 240} \cdot L_{12} = 1 \cdot 0,03 \cdot 22,36 = 5876,2 \frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{рік}}$$

					ДП0213.141.011.ПЗ	Арк
Змн.	Арк.	№ доквм.	Підпис	Дат		28

Змінні втрати активної енергії:

$$\Delta A_{зм12(A)} = \Delta P_{\Sigma 12(A)} \cdot \tau = 134,593 \cdot 2405,3 = 323737,4 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$\Delta A_{зм12(B)} = \Delta P_{\Sigma 12(B)} \cdot \tau = 67,297 \cdot 2405,3 = 161868,7 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Витрати на відшкодування втрат електроенергії становитимуть:

$k_{xx} = 0.75$ – коефіцієнт корекції до середнього тарифу для визначення вартості втрат холостого ходу,

$$З_e' = k_{xx} \cdot Ц_{ex} = 0,75 \cdot 400 = 300 \text{ коп}$$

$$З_e'' = Ц_{ex} = 400 = 400 \text{ коп}$$

$$I_{втр12(A)} = (З_e' \cdot \Delta A_{ном12(A)} + З_e'' \cdot \Delta A_{зм12(A)}) \cdot 10^{-5} = (300 \cdot 7834,9 + 400 \cdot 323737,4) \cdot 10^{-5} = 1318,45 \text{ тис.грн.}$$

$$I_{втр12(B)} = (З_e' \cdot \Delta A_{ном12(B)} + З_e'' \cdot \Delta A_{зм12(B)}) \cdot 10^{-5} = (300 \cdot 5876,2 + 400 \cdot 161868,7) \cdot 10^{-5} = 647,65 \text{ тис.грн.}$$

Щорічні витрати дорівнюють:

$$I_{нл12(A)} = I_{експ12(A)} + I_{втр12(A)} = 739,3 + 1318,45 = 2055,74 \text{ тис.грн.}$$

$$I_{нл12(B)} = I_{експ12(B)} + I_{втр12(B)} = 788,3 + 647,65 = 1435,05 \text{ тис.грн.}$$

Сумарні досконтовані втрати при виконанні ділянки 1-2:

$$З_{лен12(A)} = K_{нл12(A)} + \frac{I_{нл12(A)}}{E} = 61440,8 + \frac{2055,74}{0,1} = 81998,25 \text{ тис.грн.}$$

$$З_{лен12(B)} = K_{нл12(B)} + \frac{I_{нл12(B)}}{E} = 65691,4 + \frac{1435,05}{0,1} = 80050,93 \text{ тис.грн.}$$

Таким чином виходить, що варіант Б є більш вигідним, тому на ділянці 1-2 обрано провід 1х240

Таким самим чином розраховані оптимальні перерізи для інших ділянок. Результати самих розрахунків наведені в табл. 1.7.

					ДП0213.141.011.ПЗ	Арк
						29
Змн.	Арк.	№ докum.	Підпис	Дат		

Таблиця 1.7 – Оптимальні перерізи ділянок для РЕМ №1

Ділянка	Число ланцюгів	Струм, А	Оптимальний переріз, мм ²	Стандартний переріз, мм ²	
				>Fопт	Fопт<
2-3	1	10,897	24,113	1x120	-
8-6	1	36,829	81,495	1x120	-
0-1	1	119,746	264,974	1x120	1x240
1-2	1	90,682	200,661	1x120	1x240
3-4	1	37,534	83,055	1x120	-
0-7	1	156,77	346,902	1x120	1x240
7-8	1	91,262	201,946	1x120	1x240
6-4	1	33,465	74,051	1x120	-
0-5	2	81,487	177,382	2x120	2x240
4-5	2	64,458	140,313	2x120	2x240

На основі результатів розрахунків сумарних дисконтованих витрат обираємо переріз, який найкраще підходить для ділянок мережі. Розрахунки занесено в табл. 1.8

Таблиця 1.8 – Перерізи ділянок РЕМ №1

Ділянка	Переріз, мм ²	K _{пл} , тис.грн.	I _{експ} , тис.грн.	I _{втр} , тис.грн.	I _{пл} , тис.грн.	З _{леп} , тис.грн.
2-3	1x120	86885,4	1042,6	5968,2	1102,3	97908,5
8-6	1x120	82434	989,2	3181,1	1307,3	95907,2
0-1	1x120	82434	989,2	3061,1	4050,3	122937,3
	1x240	88137	1057,6	1538,4	2596,1	114097,9
1-2	1x120	61440,9	737,3	1318,5	2055,7	81998,2
	1x240	65691,4	788,3	648,7	1435,9	80050,9
3-4	1x120	99085,7	1189	3956,8	1584,7	114932,7
0-7	1x120	54956	659,5	3482,8	4142,3	96378,6
	1x240	58758	705,1	1746,7	2451,7	83275,5
7-8	1x120	61440,8	737,3	1335,1	2072,4	82164,6
	1x240	65691,4	788,3	673,42	1461,7	80308,6
6-4	1x120	137390	1648,7	4469,2	2095,6	158346
0-5	2x120	236850	2842,2	2868,9	5711,1	293961,2
	2x240	192734,3	2312,8	1450,2	3761	230364,6
4-5	2x120	223270,6	2679,2	1714,5	4393,7	267207,7
	2x240	243762,3	2925,1	872,1	3797,2	281734,7

У третьому варіанті проєктування РЕМ вибір перерізу проводів для ділянок мережі здійснюється так само, як і в першому варіанті. Результати

					ДП0213.141.011.ПЗ	Арк
						30
Змн.	Арк.	№ доквм.	Підпис	Дат		

розрахунків оптимального перерізу для третього варіанту будівництва РЕМ наведено в табл. 1.9. Результати вибору перерізу наведено в табл. 1. 10.

Таблиця 1.9 – Оптимальні перерізи ділянок для РЕМ №3

Ділянка	Число ланцюгів	Струм, А	Оптимальний переріз, мм ²	Стандартний переріз, мм ²	
				>F _{опт}	F _{опт} <
1-3	1	51,702	114,407	1x120	-
8-6	1	25,516	56,461	1x120	-
0-1	1	80,803	178,802	1x120	1x240
3-4	1	3,476	7,691	1x120	-
0-7	2	72,703	158,262	2x120	2x240
7-8	2	39,969	87,005	2x120	-
6-4	1	95,722	211,815	1x120	1x240
0-2	2	118,064	257,003	2x120	2x240
4-5	1	99,411	219,977	1x120	1x240
5-2	2	78,183	170,19	2x120	2x240

Таблиця 1.10 – Перерізи ділянок РЕМ №3

Ділянка	Переріз, мм ²	K _{пл} , тис.грн.	I _{експ} , тис.грн.	I _{втр} , тис.грн.	I _{пл} , тис.грн.	З _{леп} , тис.грн.
1-3	1x120	99085,7	1189	716,8	1905,8	118143,7
8-6	1x120	82434	989,2	169,1	1158,3	101492
0-1	1x120	82434	989,2	1411,1	2400,2	106436,3
	1x240	88137	1057,6	1771,1	1771,1	105847,4
0-7	2x120	157900	1894,8	1531,1	3425,9	192159
	2x240	172392	2068,7	776,1	2844,8	200839,6
3-4	1x120	99085,7	1189	4097,5	1230	111385,7
7-8	2x120	176532,2	2118,4	550,1	2668,5	203217,5
6-4	1x120	137390	1648,7	3291,1	4927,8	186667,9
	1x240	146895	1762,7	1652,7	3415,4	181049,3
0-2	2x120	223270,6	2679,3	5611,9	8291,1	306181,7
	2x240	243762,3	2925,1	2820,8	5745,9	301221,7
4-5	1x120	77707,8	932,5	1998	2930,5	107012,8
	2x240	83083,8	997	1006,4	2003,4	103118,2
5-2	2x120	176532,2	2118,4	1972,2	4090,6	217437,7
	2x240	192734,3	2312,8	997,8	3310,6	225840,7

Розрахуємо та порівняємо загальну вартість будівництва ЛЕП першої та третьої конфігурацій:

I-конфігурація

$$\sum Z_{(1)} = 97908,5 + 95907,2 + 114097,9 + 80050,9 + 114932,7 + 83275,5 + 80308,6 + 158346 + 230364,6 + 267207,7 = 1322399,6 \text{ тис.грн.}$$

III-конфігурація

$$\sum Z_{(3)} = 118143,7 + 101492 + 105847,4 + 192159 + 111385,7 + 203217,5 + 181049,3 + 301221,7 + 103118,2 + 217437,7 = 1635072,2 \text{ тис.грн.}$$

На основі порівняння вартості спорудження ЛЕП, у подальших розрахунках будемо використовувати конфігурацію №1 як найбільш економну при її реалізації.

					ДП0213.141.011.ПЗ	Арк
						32
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат		

1.5 Обчислення параметрів еквівалентної схеми об'єктів електричної мережі

Обчислимо параметри еквівалентної схеми силових трансформаторів у вузлах мережі. Значення активних опорів силових трансформаторів, встановлених у вузлі 3:

Активний опір трансформатору типу ТДТН – 10000/110 становить:

$$r_{T3} = \frac{\Delta P_{K33} \cdot U_{T30B}^2}{S_{ном3}^2} = \frac{76 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{10000^2} = 5,026 \text{ Ом}$$

Фіктивна напруга КЗ для працюючого трансформатора:

$$u_{KB3} \% = 0,5 \cdot (u_{K(B-C)3} \% + u_{K(B-H)3} \% - u_{K(C-H)3} \%) = \\ = 0,5 \cdot (10,5 + 17 - 6) = 10,75 \%$$

$$u_{KC3} \% = u_{K(B-C)3} \% - u_{KB3} \% = 10,5 - 10,75 = -0,25 \% = 0$$

$$u_{KH3} \% = u_{K(B-H)3} \% - u_{KB3} \% = 17 - 10,75 = 6,25 \%$$

Реактивний опір дорівнюватиме:

$$x_{\epsilon T3} = \frac{u_{KB3} \% \cdot U_{T30B}^2}{S_{ном3}} = \frac{10,75 \% \cdot 115^2 \cdot 10^3}{10000} = 142,169 \text{ Ом}$$

$$x_{\epsilon T3} = \frac{u_{KC3} \% \cdot U_{T30B}^2}{S_{ном3}} = \frac{0 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{10000} = 0 \text{ Ом}$$

$$x_{pT3} = \frac{u_{KH3} \% \cdot U_{T30B}^2}{S_{ном3}} = \frac{6,25 \% \cdot 115^2 \cdot 10^3}{10000} = 82,656 \text{ Ом}$$

Активна провідність трансформатора буду дорівнювати:

$$g_{T3} = \frac{\Delta P_{x.x.3}}{U_{T30B}^2} = \frac{17}{115^2 \cdot 10^3} = 1,285 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

Реактивна провідність трансформатору:

$$b_{T3} = -\frac{I_{x.x.3} \cdot S_{ном3}}{U_{T30B}^2} = -\frac{1,1 \% \cdot 10000}{115^2 \cdot 10^3} = -8,318 \cdot 10^{-5} \text{ См}$$

					ДП0213.141.011.ПЗ	Арк
						33
Змн.	Арк.	№ докum.	Підпис	Дат		

Повна провідність та опір трансформатору типу 10000/110 дорівнює:

$$Z_{eT3} = r_{eT3} + jx_{eT3} = 5,026 + j142,169 \text{ Ом}$$

$$Z_{cT3} = r_{cT3} + jx_{cT3} = 5,026 \text{ Ом}$$

$$Z_{hT3} = r_{hT3} + jx_{hT3} = 5,026 + j82,656 \text{ Ом}$$

$$Y_{T3} = g_{T3} + jb_{T3} = 1,285 \cdot 10^{-6} - j8,318 \cdot 10^{-5} \text{ Ом}$$

Повна провідність та опір блоку з двох працюючих трансформатора:

$$Z_{eeT3} = \frac{Z_{eT3}}{2} = \frac{5,026 + j142,169}{2} = 2,513 + j71,084 \text{ Ом}$$

$$Z_{ecT3} = \frac{Z_{cT3}}{2} = \frac{5,026}{2} = 2,513 \text{ Ом}$$

$$Z_{ehT3} = \frac{Z_{eT3}}{2} = \frac{5,026 + j82,656}{2} = 2,513 + j41,328 \text{ Ом}$$

$$Y_{eT3} = 2 \cdot Y_{T3} = 2 \cdot (1,285 \cdot 10^{-6} - j8,318 \cdot 10^{-5}) = 2,571 \cdot 10^{-6} - j16,635 \cdot 10^{-5} \text{ См}$$

Розрахунки для трансформаторів, які встановлені в інших пунктах, аналогічні. Данні занесені в табл.1.11

Таблиця 1.11 – Повні провідності та опори блоку паралельно працюючих трансформаторів.

% пункту	Повний опір блоку трансформаторів Z, Ом	Повна провідність блоку трансформаторів Y, См
1	7,331+j110,208	1,739 · 10 ⁻⁶ -j7,622 · 10 ⁻⁶
2 В	1,292+j44,428	3,478 · 10 ⁻⁶ -j24,197 · 10 ⁻⁶
2 С	1,292	
2 Н	1,292+j25,83	
3 В	2,513+j71,084	2,571 · 10 ⁻⁶ -j16,635 · 10 ⁻⁶
3 С	2,513	
3 Н	2,513+j41,328	
4 В	2,513+j71,084	2,571 · 10 ⁻⁶ -j16,635 · 10 ⁻⁶
4 С	2,513	
4 Н	2,513+j41,328	
5 В	2,513+j71,084	2,571 · 10 ⁻⁶ -j16,635 · 10 ⁻⁶
5 С	2,513	
5 Н	2,513+j41,328	

Таблиця 1.11. Продовження

6 В	2,513+j71,084	$2,571 \cdot 10^{-6} - j16,635 \cdot 10^{-6}$
6 С	2,513	
6 Н	2,513+j41,328	
7	3,967+j69,431	$2,117 \cdot 10^{-6} - j10,586 \cdot 10^{-6}$
8 В	2,513+j71,084	$2,571 \cdot 10^{-6} - j16,635 \cdot 10^{-6}$
8 С	2,513	
8 Н	2,513+j41,328	

Наступним етапом проведено розрахунок параметрів схем заміщення проводів.

Розрахунок питомого реактинсу повітряних ліній для проводів марки АС-120 та АС-240:

$$x_{0_AC-120} = 2 \cdot \pi \cdot f \left[\frac{\mu_0}{2 \cdot \pi} \left(\ln \left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{AC-120}} \right) + \frac{\mu_r}{4} \right) \right] =$$

$$= 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot \left[\frac{4 \cdot \pi \cdot 10^{-4}}{2 \cdot \pi} \left(\ln \left(\frac{2 \cdot 4518,244}{15,2} \right) + \frac{1,000022}{4} \right) \right] = 0,417 \frac{Ом}{км}$$

$$x_{0_AC-240} = 2 \cdot \pi \cdot f \left[\frac{\mu_0}{2 \cdot \pi} \left(\ln \left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{AC-240}} \right) + \frac{\mu_r}{4} \right) \right] =$$

$$= 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot \left[\frac{4 \cdot \pi \cdot 10^{-4}}{2 \cdot \pi} \left(\ln \left(\frac{2 \cdot 4518,244}{21,6} \right) + \frac{1,000022}{4} \right) \right] = 0,395 \frac{Ом}{км}$$

Знаходимо питомий кондуктанс:

$$g_{0_1 \times 120} = \frac{\Delta P_{\kappa 0_1 \times 120}}{U_{ном}^2} = \frac{0,07 \cdot 10^{-3}}{110^2} = 5,785 \cdot 10^{-9} \frac{См}{км}$$

$$g_{0_2 \times 120} = \frac{\Delta P_{\kappa 0_2 \times 120}}{U_{ном}^2} = \frac{0,05 \cdot 10^{-3}}{110^2} = 3,306 \cdot 10^{-9} \frac{См}{км}$$

$$g_{0_1 \times 240} = \frac{\Delta P_{\kappa 0_1 \times 240}}{U_{ном}^2} = \frac{0,03 \cdot 10^{-3}}{110^2} = 4,132 \cdot 10^{-9} \frac{См}{км}$$

$$g_{0_2 \times 240} = \frac{\Delta P_{\kappa 0_2 \times 240}}{U_{ном}^2} = \frac{0,07 \cdot 10^{-3}}{110^2} = 2,479 \cdot 10^{-9} \frac{См}{км}$$

Розрахуємо питомий сусцептанс:

$$b_{0_AC-120} = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot \frac{2 \cdot \pi \cdot \varepsilon_0 \cdot \varepsilon_r}{\ln\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{AC-120}}\right)} = 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot \frac{2 \cdot \pi \cdot 8,854 \cdot 10^{-9} \cdot 1,00059}{\ln\left(\frac{2 \cdot 4518,244}{15,2}\right)}$$

$$= 2,738 \cdot 10^{-6} \frac{Cm}{Km}$$

$$b_{0_AC-240} = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot \frac{2 \cdot \pi \cdot \varepsilon_0 \cdot \varepsilon_r}{\ln\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{AC-240}}\right)} = 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot \frac{2 \cdot \pi \cdot 8,854 \cdot 10^{-9} \cdot 1,00059}{\ln\left(\frac{2 \cdot 4518,244}{21,6}\right)}$$

$$= 2,897 \cdot 10^{-6} \frac{Cm}{Km}$$

Для розрахунку питомого резистансу для проводів АС-120 та АС-240 внесено додаткові данні:

-кількість алюмінієвих проволочок $n_{al}=26$;

-діаметр проволочки $d_{al120}=2,4$ мм;

-коефіцієнт укрутки $k_{120}=0,03920$.

Отже, питомий резистанс для провода АС-120 буде становити:

$$r_{0_AC-120} = \frac{p_{al} \cdot k_{120}}{0,25 \cdot \pi \cdot d_{al120}^2} = \frac{28,5 \cdot 0,03920}{0,25 \cdot \pi \cdot 2,4^2} = 0,247 \frac{Om}{Km}$$

Для проводу марки АС-240 проведемо аналогічні розрахунки:

$$r_{0_AC-240} = 0,119 \frac{Om}{Km}$$

Розрахуємо повний опір та провідність ділянки 2-3:

$$r_{2-3} = \frac{r_{0_AC-120} \cdot L_{2-3}}{2} = \frac{0,244 \cdot 31,62}{2} = 7,81 Om$$

$$x_{2-3} = \frac{x_{0_AC-120} \cdot L_{2-3}}{2} = \frac{0,423 \cdot 31,62}{2} = 13,388 Om$$

					ДП0213.141.011.ПЗ	Арк
Змн.	Арк.	№ доквм.	Підпис	Дат		36

Наступним етапом розраховано повний опір та провідність ділянки 2-3:

$$\dot{Z}_{2-3} = r_{2-3} + jx_{2-3} = 7,81 + j13,388 \text{ Ом}$$

$$\dot{Y}_{2-3} = (g_{0_1 \times 120} + j2 \cdot b_{0_AC-120}) \cdot L_{2-3} = (5,785 \cdot 10^{-9} + j \cdot 2 \cdot 2,738 \cdot 10^{-6}) \cdot 31,62 = 5,785 \cdot 10^{-9} + 85,216 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

Інші ділянки розраховуються аналогічним чином. Розрахунки занесено в табл. 1.12

Таблиця 1.12 – Параметри схеми заміщення ПЛ

Ділянка	Повний опір, Ом	Повна провідність, См
2-3	7,81+j13,388	$5,785 \cdot 10^{-9} + j85,215 \cdot 10^{-6}$
8-6	7,41+j12,702	$5,785 \cdot 10^{-9} + j80,849 \cdot 10^{-6}$
0-1	3,57+j12,039	$4,132 \cdot 10^{-9} + j85,49 \cdot 10^{-6}$
1-2	2,661+j8,973	$4,132 \cdot 10^{-9} + j63,719 \cdot 10^{-6}$
3-4	8,907+j15,268	$5,785 \cdot 10^{-9} + j97,12 \cdot 10^{-6}$
0-7	2,38+j8,026	$4,132 \cdot 10^{-9} + j56,994 \cdot 10^{-6}$
7-8	2,661+j8,973	$3,132 \cdot 10^{-9} + j63,719 \cdot 10^{-6}$
6-4	12,35+j21,170	$5,785 \cdot 10^{-9} + j134,748 \cdot 10^{-6}$
0-5	1,785+j6,019	$2,479 \cdot 10^{-9} + j341,962 \cdot 10^{-6}$
4-5	3,493+j5,987	$2,479 \cdot 10^{-9} + j322,356 \cdot 10^{-6}$

1.6. Розрахунок режиму мережі при максимальних навантаженнях

Розрахунок режиму максимальних навантажень виконано за допомогою метода Зейделя, з використанням вузлової моделі. Для цього розраховуються алгебраїчні провідності пунктів схеми:

Взаємні:

$$\underline{y}_{0-1} = \underline{y}_{1-0} = \underline{Z}_{0-1}^{-1} = 0,023 - j0,076C_m$$

$$\underline{y}_{0-5} = \underline{y}_{5-0} = \underline{Z}_{0-5}^{-1} = 0,045 - j0,153C_m$$

$$\underline{y}_{0-7} = \underline{y}_{7-0} = \underline{Z}_{0-7}^{-1} = 0,034 - j0,115C_m$$

$$\underline{y}_{7-8} = \underline{y}_{8-7} = \underline{Z}_{7-8}^{-1} = 0,03 - j0,102C_m$$

$$\underline{y}_{1-2} = \underline{y}_{2-1} = \underline{Z}_{1-2}^{-1} = 0,03 - j0,102C_m$$

$$\underline{y}_{2-3} = \underline{y}_{3-2} = \underline{Z}_{2-3}^{-1} = 0,033 - j0,056C_m$$

$$\underline{y}_{3-4} = \underline{y}_{4-3} = \underline{Z}_{3-4}^{-1} = 0,029 - j0,049C_m$$

$$\underline{y}_{4-5} = \underline{y}_{5-4} = \underline{Z}_{4-5}^{-1} = 0,073 - j0,125C_m$$

$$\underline{y}_{4-6} = \underline{y}_{6-4} = \underline{Z}_{6-4}^{-1} = 0,021 - j0,035C_m$$

$$\underline{y}_{8-6} = \underline{y}_{6-8} = \underline{Z}_{8-6}^{-1} = 0,034 - j0,059C_m$$

Власні:

$$\underline{y}_{11} = -(\underline{y}_{0-1} + \underline{y}_{1-2}) = -(0,023 - j0,076 + 0,03 - j0,102) = -0,053 + j0,179C_m$$

$$\underline{y}_{22} = -(\underline{y}_{1-2} + \underline{y}_{2-3}) = -(0,03 - j0,102 + 0,033 - j0,056) = -0,063 + j0,158C_m$$

$$\underline{y}_{33} = -(\underline{y}_{2-3} + \underline{y}_{3-4}) = -(0,033 - j0,056 + 0,029 - j0,049) = -0,061 + j0,105C_m$$

$$\underline{y}_{44} = -(\underline{y}_{4-6} + \underline{y}_{3-4} + \underline{y}_{4-5}) = -(0,021 - j0,035 + 0,029 - j0,049 + \\ + 0,074 - j0,125) = -0,122 + j0,209C_m$$

$$\underline{y}_{55} = -(\underline{y}_{0-5} + \underline{y}_{4-5}) = -(0,045 - j0,153 + 0,073 - j0,125) = -0,118 + j0,277C_m$$

$$\underline{y}_{66} = -(\underline{y}_{4-6} + \underline{y}_{6-8}) = -(0,021 - j0,035 + 0,034 - j0,059) = -0,055 + j0,094C_m$$

$$\underline{y}_{77} = -(\underline{y}_{0-7} + \underline{y}_{7-8}) = -(0,034 - j0,115 + 0,03 - j0,102) = -0,064 + j0,217C_m$$

$$\underline{y}_{88} = -(\underline{y}_{7-8} + \underline{y}_{6-8}) = -(0,03 - j0,102 + 0,034 - j0,059) = -0,065 + j0,161C_m$$

Початкове наближеннями напруг:

$$U_1^{(0)} = U_2^{(0)} = U_3^{(0)} = U_4^{(0)} = U_5^{(0)} = 110kV$$

					ДП0213.141.011.ПЗ	Арк
						38
Змн.	Арк.	№ докum.	Підпис	Дат		

Розпочинаємо ітерацію №1

Визначаємо розрахункову потужність пункту номер 1:

$$\dot{S}_{p1}^{(1)} = \dot{S}_{np-1} + \underline{Y}_1 \cdot \left(U_1^{(0)} \right)^2 = (4,06 - j3,856) + (1,743 + j66,983) \cdot 10^{-6} \cdot 110^2 = 4,021 - j3,045 \text{ МВА}$$

Розрахунок для інших пунктів мережі аналогічний, результати занесено в таблицю 1.13

Таблиця 1.13 – Розрахункова потужність на першій ітерації

Пункт	Розрахункова потужність $\dot{S}_p$, МВА
1	4,021-j3,045
2	12,042-j8,737
3	7,031-j5,105
4	9,031-j3,301
5	8,031-j3,524
6	10,031-j7,796
7	9,026-j8,073
8	8,031-j5,927

Обчислення рівня напруги в пунктах:

$$\begin{aligned} \dot{U}_1^{(1)} &= \frac{1}{\underline{y}_{1-1}} \cdot \left(\frac{\dot{S}_{p1}^{(1)}}{\dot{U}_1^{(0)}} - \left(\underline{y}_{0-1} \cdot U_0 + \underline{y}_{1-2} \cdot \dot{U}_2^{(0)} \right) \right) = \frac{1}{-0,053 + j0,179} \times \\ &\times \left(\frac{4,021 - j3,045}{110} - \left((0,023 - j0,076) \cdot 115 + (0,03 - j0,102) \cdot 110 \right) \right) = \\ &= 111,937 - j0,146 \text{ кВ} \end{aligned}$$

Інші пункти розраховані аналогічно, результати занесені в табл. 1.14

Таблиця 1.14 – Розрахунки рівнів напруги на першій ітерації

Пункт	Рівень напруги $\dot{U}^{(1)}$, кВ
1	111,937-j0,146
2	110,535-j0,626
3	109,686-j0,596
4	109,648-j0,371
5	112,288-j0,679
6	108,883-j0,535
7	112,225-j0,255
8	110,502-j0,83

Модулі небалансів потужності:

$$\begin{aligned} \partial S_1 &= \left| \dot{S}_{p1}^{(1)} - \hat{U}_1^{(1)} \cdot (\underline{y}_{0-1} \cdot U_0 + \underline{y}_{1-2} \cdot U_2^{(1)} + \underline{y}_{1-1} \cdot U_1^{(1)}) \right| = \\ &= |(4,021 - j3,045) - (111,937 + j0,146) \cdot ((0,023 - j0,076) \cdot 115 + \\ &+ (0,03 - j0,102) \cdot (110,53 - j0,626) + (-0,053 + j0,179) \cdot (111,937 - j0,146))| = \\ &= 9,821 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Інші пункти розраховані аналогічно, результати занесені в табл. 1.15

Таблиця 1.15 – Модулі небалансів потужностей на першій ітерації

Пункт	Модулі небалансів ∂S , МВА
1	9,821
2	4,696
3	3,176
4	33,803
5	0,19
6	7,098
7	11,6
8	0,088

Перевірка можливості завершення ітераційного циклу:

$$\max(\partial S) = \partial S_4 = 33,803 \text{ МВА}$$

Потрібно продовжувати ітераційних розрахунків, оскільки $\delta > \varepsilon = 0,01 \text{ МВА}$

Ітерація №2

Визначаємо розрахункову потужність пункту номер 1 на другій ітерації:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{p1}^{(2)} &= \dot{S}_{np-1} + \underline{Y}_1 \cdot (U_1^{(1)})^2 = (4,06 - j3,856) + (1,743 + j66,983) \cdot 10^{-6} \times \\ &\times (111,937^2 - j0,146^2) = 4,022 - j3,016 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Розрахунок для інших пунктів мережі аналогічний, результати в табл. 1.16

Таблиця 1.16 – Розрахункова потужність на другій ітерації

Пункт	Розрахункова потужність $\dot{S}_p$, МВА
1	4,022-j3,016
2	12,043-j8,731
3	7,031-j5,11
4	9,031-j3,321
5	8,033-j3,363
6	10,031-j7,819
7	9,027-j8,049
8	8,032-j5,921

Обчислюємо рівень напруги в пунктах на другій ітерації:

$$\begin{aligned}\dot{U}_1^{(2)} &= \frac{1}{\underline{y}_{1-1}} \cdot \left(\frac{\dot{S}_{p1}^{(2)}}{\hat{U}_1^{(1)}} - (\underline{y}_{0-1} \cdot U_0 + \underline{y}_{1-2} \cdot \dot{U}_2^{(1)}) \right) = \frac{1}{-0,053 + j0,179} \times \\ &\times \left(\frac{4,022 - j3,016}{112,246 + j0,502} - \left((0,023 - j0,076) \cdot 115 + \right. \right. \\ &\left. \left. + (0,03 - j0,102) \cdot (110,532 - j0,626) \right) \right) = \\ &= 112,246 - j0,502 \text{ кВ}\end{aligned}$$

Інші пункти розраховуємо аналогічно, результати заносимо в табл. 1.17

Таблиця 1.17 – Розрахунки рівнів напруги на другій ітерації

Пункт	Рівень напруги $\dot{U}^{(2)}$, кВ
1	112,246-j0,502
2	110,622-j1,102
3	109,566-j1,02
4	110,795-j0,965
5	112,876-j0,889
6	109,613-j1,274
7	112,471-j0,641
8	110,956-j1,32

Модулі небалансів потужності на другій ітерації:

$$\begin{aligned}\partial S_1 &= \left| \dot{S}_{p1}^{(2)} - \hat{U}_1^{(2)} \cdot (\underline{y}_{0-1} \cdot U_0 + \underline{y}_{1-2} \cdot U_2^{(2)} + \underline{y}_{1-1} \cdot U_1^{(2)}) \right| = \\ &= \left| (4,022 - j3,016) - (112,246 - j0,502) \cdot ((0,023 - j0,076) \cdot 115 + \right. \\ &\left. + (0,03 - j0,102) \cdot (110,62 - j1,102) + (-0,053 + j0,179) \cdot (112,246 - j0,502) \right| = \\ &= 5,787 \text{ МВА}\end{aligned}$$

Інші пункти розраховуємо аналогічно, результати заносимо в табл. 1.18

Таблиця 1.18 – Модулі небалансів потужностей на другій ітерації

Пункт	Модулі небалансів ∂S , МВА
1	5,787
2	3,086
3	7,976
4	14,349
5	0,048
6	4,936
7	7,997
8	0,06

Перевірка можливості завершення ітераційного циклу:

$$\max(\partial S) = \partial S_4 = 14,349 \text{ МВА}$$

Потрібно продовжувати ітераційний розрахунок, оскільки $\delta > \varepsilon = 0,01$ МВА

Результати розрахунків для інших ітерацій занесено в табл.1.19

Таблиця 1.19 – Результат ітераційного розрахунку

Ітерація	3	...	22	23	24
U_1 , кВ	112,301	...	113,026	113,027	113,027
U_2 , кВ	110,626	...	111,899	111,9	111,9
U_3 , кВ	110,108	...	111,643	111,644	111,644
U_4 , кВ	111,405	...	112,608	112,609	112,609
U_5 , кВ	113,189	...	113,796	113,796	113,796
U_6 , кВ	110,141		111,341	111,341	111,342
U_7 , кВ	112,689		113,242	113,242	113,242
U_8 , кВ	111,3111		112,136	112,136	112,137
$\partial_{\max}$, МВА	8,355	...	0,015	0,011	0,008

Таким чином отримано задовільний результат, що дає можна переходити до інших розрахунків.

Обчислимо лінійний струм ділянки 0-1:

$$\begin{aligned} \dot{I}_{\lambda 0-1} &= (\dot{U}_0 - \dot{U}_1) \cdot \underline{y}_{0-1} = (115 - (113,018 - j1,431)) \cdot (0,023 - j0,076) = \\ &= 154,156 - j118,902 \text{ A} \end{aligned}$$

Інші ділянки розраховуємо аналогічним чином, результат занесемо в таблицю 1.20

Таблиця 1.20 – Результати розрахунку лінійних струмів ділянок мережі

Ділянка	Лінійний струм $\dot{I}_{\lambda}$, А	Ділянка	Лінійний струм $\dot{I}_{\lambda}$, А
0-1	154,156-j118,902	1-2	118,871-j91,852
0-5	241,14-j129,569	2-3	12,803-j11,789
0-7	196,439-j161,533	3-4	49,237-j35,011
7-8	117,457-j89,704	4-5	170,856-j100,203
8-6	46,779-j35,809	6-4	41,852-j35,855

Початки та кінці потужності ділянок:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\lambda 0-1} &= \dot{I}_{\lambda 0-1} \cdot \hat{U}_0 + 0,5 \cdot \underline{Y}_{0-1} \cdot U_0^2 = (154,156 - j118,902) \cdot 115 + \\ &+ 0,5 \cdot (0,041 + j85,49) \cdot 10^{-6} \cdot 115^2 = 17,728 - j13,108 \text{ МВА} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\kappa 0-1} &= \dot{I}_{\lambda 0-1} \cdot \hat{U}_1 - 0,5 \cdot \underline{Y}_{0-1} \cdot U_1^2 = (154,156 - j118,902) \cdot (113,018 - j1,431) - \\ &- 0,5 \cdot (0,041 + j85,49) \cdot 10^{-6} \cdot (113,018 - j1,431)^2 = 17,593 - j13,764 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Інші пункти розраховуються аналогічним методом, результати занесено до таблиці 1.21

Таблиця 1.21 – результати розрахунку початків та кінців потужності ділянок

Ділянка	$\dot{S}_n$, МВА	$\dot{S}_k$, МВА
0-1	17,728-j13,108	17,593-j13,764
0-5	27,731-j12,639	27,597-j16,664
0-7	22,59-j18,199	22,436-j18,423
7-8	13,407-j9,609	13,349-j10,222
1-2	13,566-j9,804	13,506-j10,407
2-3	1,459-j0,757	1,457-j1,817
3-4	5,61-j3,233	5,578-j4,399
4-5	19,564-j9,106	19,427-j13,003
8-6	5,317-j3,413	5,291-j4,378
6-4	19,427-j8,915	19,253-j12,753

Результуюча потужність становить:

$$\dot{S}_{рез1} = \dot{S}_{np-1} + Y_{6m-1} \cdot (U_1)^2 = (4 - j3,856) + (1,739 - j7,622) \times (113,018^2 - 1,431^2) = 4,022 - j3,953 \text{ МВА}$$

Інші пункти розраховані аналогічно, а результати занесено до таблиці 1.22

Таблиця 1.22 – Результати розрахунку результуючої потужності пунктів

Пункт	Результуюча потужність $\dot{S}_{рез}$, МВА
1	4,022-j3,953
2	12,044-j9,648
3	7,032-j6,214
4	9,033-j6,664
5	8,033-j7,557
6	7,032-j6,213
7	9,029-j6,589
8	8,032-j7,551

Втрати потужності в мережі:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_\Sigma &= \dot{U}_0 (\dot{I}_{01} + \dot{I}_{05} + \dot{I}_{07}) + \dot{Y}_0 \cdot U_0^2 - (\dot{S}_{\max 1} + \dot{S}_{\max 2} + \dot{S}_{\max 3} + \dot{S}_{\max 4} + \dot{S}_{\max 5} + \\ &+ \dot{S}_{\max 6} + \dot{S}_{\max 7} + \dot{S}_{\max 8}) = 115 \cdot ((154,156 - j118,902) + \\ &+ (241,14 - j129,569) + (196,439 + j161,533)) + (0,05 + j24,22) \cdot 115^2 - \\ &- ((4 - j3,855) + (12 - j9,343) + (7 - j6,006) + (9 - j6,452) - \\ &- (8 - j7,34) + (10 - j8,898) + (9 - j8,675) + (8 - j6,599)) = \\ &= 1,05 + j13,221 \text{ МВА} \end{aligned}$$

					ДП0213.141.011.ПЗ	Арк
Змн.	Арк.	№ доквм.	Підпис	Дат		43

Виконуємо перевірку на перевантаження мережі за струмом:

$$I_{\phi 01} = \frac{I_{л0-1}}{\sqrt{3}} = \frac{194,684}{\sqrt{3}} = 112,401 A < I_{кр120} = 390$$

Інші пункти розраховуються аналогічно, результати занесено до таблиці 1.23.

Таблиця 1.23 – Перевірка за тривалодопустимим струмом навантаження

Ділянка	Переріз, мм ²	Струмове навантаження I_{ϕ} , А	Тривалодопустимий струм $I_{кр}$, А
0-1	240	112,401	610
0-5	2x240	158,047	1220
0-7	240	146,835	610
7-8	240	85,329	610
1-2	120	86,732	390
2-3	120	10,048	390
3-4	120	34,881	390
4-5	2x120	114,356	780
8-6	120	34,01	390
6-4	120	31,818	390

За результатами перевірки тривалодопустимих струмів видно, що жодна ділянка не перевантажена, отже, вибрані проводи відповідають належним вимогам.

Результати розрахунків режиму максимальних навантажень представлено на рисунку 1.9.

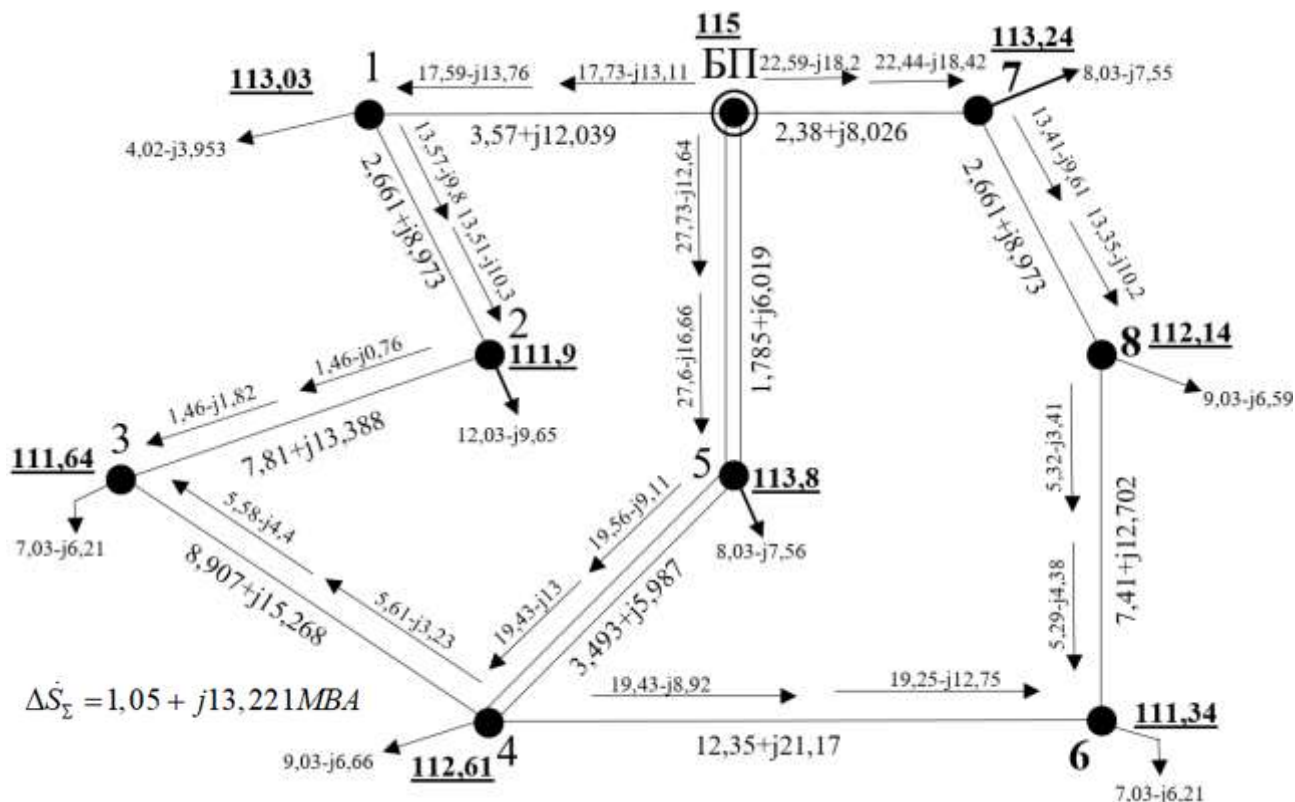


Рисунок 1.9 – Результат розрахунку параметрів режиму максимальних навантажень

Здійснено вибір регулювальних відгалужень РПН і ПБЗ у режимі максимальних навантажень. Бажаний рівень напруги на стороні середньої напруги (СН) становить 36,75 кВ, а на стороні низької напруги (НН) — 10,5 кВ.

Для прикладу розв’язання двообмоткового трансформатора взято пункт 1:

Приведений рівень напруги на шинах НН двообмоткового трансформатора у пункті 1:

$$\begin{aligned} \dot{U}_{звн1} &= \dot{U}_1 - \frac{\dot{S}_{\max 1} + \Delta \dot{S}_{tz1}}{\hat{U}_1} \cdot \dot{Z}_{бТ1} = (113,018 - j1,431) - \\ &- \frac{(4 - j3,855) - (0,017 - j0,257)}{(113,018 - j1,431)} \cdot (7,331 + j110,208) = 108,702 - j5,027 \text{ кВ} \end{aligned}$$

Бажана відносна кількість регульованих витків РПН складатиме:

$$N_{1РПН\text{баж}} = \frac{1}{\omega_{\text{баж}1}} \cdot \left(\frac{U_{зв-нн1} \cdot U_{\text{тн}1}}{U_{\text{тв}1} \cdot U_{\text{баж-нн}}} - 1 \right) = \frac{1}{0,018} \cdot \frac{108,818 \cdot 11}{115 \cdot 10,5} - 1 = -0,483$$

$$N_{1РПНбаж} = 0$$

Дійсна напруга на шинах НН:

$$U_{\partial-нн1} = \frac{U_{зв-нн1} \cdot U_{тн-1}}{U_{тв-1} \cdot (1 + N_{РПН1баж} \cdot \omega_{РПН-1})} = \frac{108,818 \cdot 11}{115 \cdot (1 + 0 \cdot 0,018)} = 10,409 \text{ кВ}$$

Наступним етапом розглянуто триобмотковий трансформатор у пункті 3:

Напруга нульової точки у пункті 3:

$$\begin{aligned} \dot{U}_{0(3)} &= \dot{U}_3 - \frac{\dot{S}_{\max 3} + \Delta \dot{S}_{\text{tz}3}}{\hat{U}_3} \cdot \dot{Z}_{\partial T3} = (111,62 - j2,333) - \\ &- \frac{(7 - j6,006) - (0,07 - j0,746)}{(111,62 - j2,333)} \cdot (3,967 + j71,084) = 106,982 - j6,499 \text{ кВ} \end{aligned}$$

Втрати потужності в обмотках:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{\text{tz-сн3}} &= \frac{n \cdot \Delta P_{\text{кз3}}}{2} \cdot \beta_{\text{сн3}}^2 + j \cdot (-2 \cdot S_{\text{ном3}} \cdot \beta_{\text{сн3}}^2 \cdot u_{\text{кз-3}}) = \frac{2 \cdot 76}{2} \cdot 0,116^2 + \\ &+ j \cdot (-2 \cdot 10000 \cdot 0,116^2 \cdot 0) = 1,028 \text{ кВ} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{\text{tz-нн3}} &= \frac{n \cdot \Delta P_{\text{кз3}}}{2} \cdot \beta_{\text{нн3}}^2 + j \cdot (-2 \cdot S_{\text{ном3}} \cdot \beta_{\text{нн3}}^2 \cdot u_{\text{кн-3}}) = \frac{2 \cdot 76}{2} \cdot 0,347^2 + \\ &+ j \cdot (-2 \cdot 10000 \cdot 0,347^2 \cdot 6,25\%) = 9,163 - 16,901 \text{ кВ} \end{aligned}$$

Приведений рівень напруги на шинах СН та НН становить:

$$\begin{aligned} \dot{U}_{звсн3} &= \dot{U}_{0(3)} - \frac{\dot{S}_{\text{сн3}} + \Delta \dot{S}_{\text{tzсн3}}}{\hat{U}_{0(3)}} \cdot \dot{Z}_{\partial \text{тс-}} = (106,982 - j6,499) - \\ &- \frac{(2 - j1,187) + (1,028 \cdot 10^{-3})}{106,982 - j6,499} \cdot (3,967 + j71,084) = 106,937 - j6,468 \text{ кВ} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_{звсн3} &= \dot{U}_{0(3)} - \frac{\dot{S}_{\text{нн3}} + \Delta \dot{S}_{\text{tzсн3}}}{\hat{U}_{0(3)}} \cdot \dot{Z}_{\partial \text{тс-}} = (106,982 - j6,499) - \\ &- \frac{(5 - j4,819) + (9,163 - 16,901)}{106,982 - j6,499} \cdot (3,967 + j71,084) = 104,893 - j8,193 \text{ кВ} \end{aligned}$$

Бажане положення РПН:

$$N_{3РПНбаж} = \frac{1}{\omega_{3РПН}} \cdot \left(\frac{U_{зв-нн1} \cdot U_{тн-1}}{U_{тв-1} \cdot U_{баж-нн}} - 1 \right) = \frac{1}{0,118} \cdot \left(\frac{105,213 \cdot 11}{115 \cdot 10,5} - 1 \right) = -2,308$$

					ДП0213.141.011.ПЗ	Арк
Змн.	Арк.	№ доквм.	Підпис	Дат		46

$$N_{3РПНбаж} = -2$$

Розрахунок бажаного положення ПБЗ:

$$N_{3ПБЗбаж} = \frac{1}{\omega_{ПБЗ-3}} \cdot \left(\frac{U_{баж-сн} \cdot U_{мс-3} \cdot (1 + N_{РПН3} \cdot \omega_{РПН-3})}{U_{мс-3} \cdot U_{зв-сн3}} \right) =$$

$$= \frac{1}{0,218} \cdot \left(\frac{36,75 \cdot 115 \cdot (1 + (-2) \cdot 0,218)}{38,5 \cdot 105,213} \right) = -1,053$$

$$N_{3ПБЗбаж} = -1$$

Дійсні значення напруг на шинах НН та СН дорівнюють:

$$U_{\delta-нн1} = \frac{U_{зв-нн1} \cdot U_{тн-1}}{U_{мс-1} \cdot (1 + N_{РПН1} \cdot \omega_{РПН-1})} = \frac{105,213 \cdot 11}{115 \cdot (1 + (-2) \cdot 0,018)} = 10,44 \text{ кВ}$$

$$U_{\delta-сн1} = \frac{U_{мс-1} \cdot U_{зв-сн1} \cdot (1 + N_{ПБЗ1} \cdot \omega_{ПБЗ-1})}{U_{мс-1} \cdot (1 + N_{РПН1} \cdot \omega_{РПН-1})} = \frac{38,5 \cdot 105,213 \cdot (1 + 0 \cdot 2,5)}{115 \cdot (1 + (-2) \cdot 1,78)} = 36,5 \text{ кВ}$$

Аналогічно розраховують положення РПН і ПБЗ для інших пунктів, результати наведені в таблиці 1.24

Таблиця 1.24 – Результат вибору положень РПН та ПБЗ

Пункт	Напруга на шинах ВН, кВ	$N_{РПН}$	$N_{ПБЗ}$	Дійсна напруга на шинах СН, кВ	Дійсна напруга на шинах НН, кВ
1	113,027	0	-	-	10,54
2	111,9	0	-1	36,69	10,51
3	111,644	-2	-1	36,47	10,58
4	112,609	-2	-1	36,61	10,53
5	113,796	-2	-2	36,53	10,52
6	111,342	-4	-2	36,88	10,49
7	113,242	-1	-	-	10,57
8	112,137	-2	-1	36,62	10,61

1.7 Післяаварійний режим

У післяаварійному режимі роботи мережі моделюється відключення найбільш завантаженої ділянки. У даному проєкті це ділянка 0-5, виконана проводом АС-240, струмове навантаження, якої в режимі максимальних навантажень склало 158,047 А.

Через зміну конфігурації мережі виконано перерахунок власних провідностей пунктів, до яких була приєднана ділянка 0-5. Інші власні провідності залишаються незмінними щодо режиму максимальних навантажень.

$$\underline{Y}_5 = 0,5 \cdot (\underline{Y}_{0-5} + \underline{Y}_{3-5}) + \underline{Y}_{6m-5} = 0,5 \cdot ((0,413 + j85,311) + (0,248 + j322,356)) + (2,571 - j16,635) = 2,574 + j187,198_{мк \cdot См}$$

$$\underline{Y}_0 = 0,5 \cdot (\underline{Y}_{0-1} + \underline{Y}_{0-5} + \underline{Y}_{0-7}) = 0,5 \cdot ((0,413 + j85,49) + (0,413 + j85,311) + (0,413 + j56,994)) = 0,62 + j113,897_{мк \cdot См}$$

Власні провідності для всіх пунктів наведено в таблиці 1.25

Таблиця 1.25 – Результат розрахунку еквівалентних провідностей пунктів

Пункт	Еквівалентна провідність $\underline{Y}$, мкСм
1	1,743+j66,983
2	3,483+j50,27
3	2,577+j74,563
4	2,578+j260,507
5	2,574+j187,198
6	2,577+j91,163
7	2,121+j49,77
8	2,576+j55,649
0	0,62+j113,897

Виконано перерахунок власної алгебраїчної провідності пункту до якого була підключена ділянка 0-5:

$$\begin{aligned} \underline{y}_{55} &= -(\underline{y}_{0-5} + \underline{y}_{4-5}) = -(0,022 - j0,076 + 0,073 - j0,125) = \\ &= -0,095 + j0,201_{См} \end{aligned}$$

Інші алгебраїчні провідності розраховані в пункті 1.6

Розрахунок параметрів мережі у післяаварійному режимі виконано за допомогою методу Зейделя, його опис було наведено в пункті 1.6. Значення ітераційного процесу післяаварійного режиму наведені в табл. 1.26

Таблиця 1.26 – Результати ітераційного розрахунку в післяаварійному режимі

Ітерація	1	2	3	...	20	21	22
U_1 , кВ	113,028	113,028	113,028	...	112,848	112,848	112,848
U_2 , кВ	111,901	111,901	111,901	...	111,591	111,59	111,59
U_3 , кВ	111,645	111,645	111,493	...	111,076	111,076	111,076
U_4 , кВ	112,609	112,283	112,104	...	111,753	111,753	111,753
U_5 , кВ	113,248	113,045	112,935	...	112,724	112,724	112,724
U_6 , кВ	111,342	111,22	111,125		110,866	110,866	110,866
U_7 , кВ	113,242	113,242	113,222		113,128	113,128	113,128
U_8 , кВ	112,137	112,094	112,047		111,897	111,897	111,897
$\partial_{\max}$, МВА	10,521	4,787	2,864	...	0,017	0,012	0,009

Розрахунок поточкорозподілу потужності аналогічний до розрахунку наведеному підпункті 1.6. Результат перерахунку наведено в таблиці 1.27

Таблиця 1.27 – Результати розрахунку початків та кінців потужності ділянок

Ділянка	$\dot{S}_n$, МВА	$\dot{S}_k$, МВА
0-1	19,741-j14,248	19,577-j14,803
0-5	23,795-j14,356	23,584-j14,744
0-7	24,568-j19,274	24,39-j19,414
7-8	15,367-j10,603	15,292-j10,159
1-2	15,564-j10,852	15,487-j11,394
2-3	3,449-j1,747	3,438-j2,785
3-4	3,605-j2,247	3,59-j3,428
4-5	15,551-j7,191	15,461-j7,098
8-6	7,26-j4,351	7,215-j5,276
6-4	15,461-j7,072	15,355-j7,966

Розрахунок результуючої потужності пунктів аналогічний розрахунку наведеному в пункті 1.6, результати занесено до таблиці 1.28.

Таблиця 1.28 – результат розрахунку результуючої потужності пунктів

Пункт	Результуюча потужність $\dot{S}_{рез}$, МВА
1	4,022-j3,953
2	12,043-j9,646
3	7,032-j6,212
4	9,032-j6,661
5	8,033-j7,553
6	7,032-j6,211
7	9,027-j6,588
8	8,032-j7,55

Результати перевірки за тривало допустимим струмом ділянок мережі наведено в таблиці 1.29.

Таблиця 1.29 – Перевірка за тривалодопустимим струмовим навантаженням

Ділянка	Переріз, мм ²	Струмове навантаження I_{ϕ} , А	Тривалодопустимий струм $I_{кр}$, А
0-1	240	123,909	610
0-5	2x240	141,003	1220
0-7	240	157,944	610
7-8	240	96,48	610
1-2	120	98,272	390
2-3	120	21,384	390
3-4	120	23,759	390
4-5	2x120	92,645	780
8-6	120	45,069	390
6-4	120	21,423	390

Зробивши перевірку можемо зробити висновок, що всі проводи обрані правильно, жодна ділянка не перевантажена.

Результати розрахунку режиму наведено на рисунку 1.10.

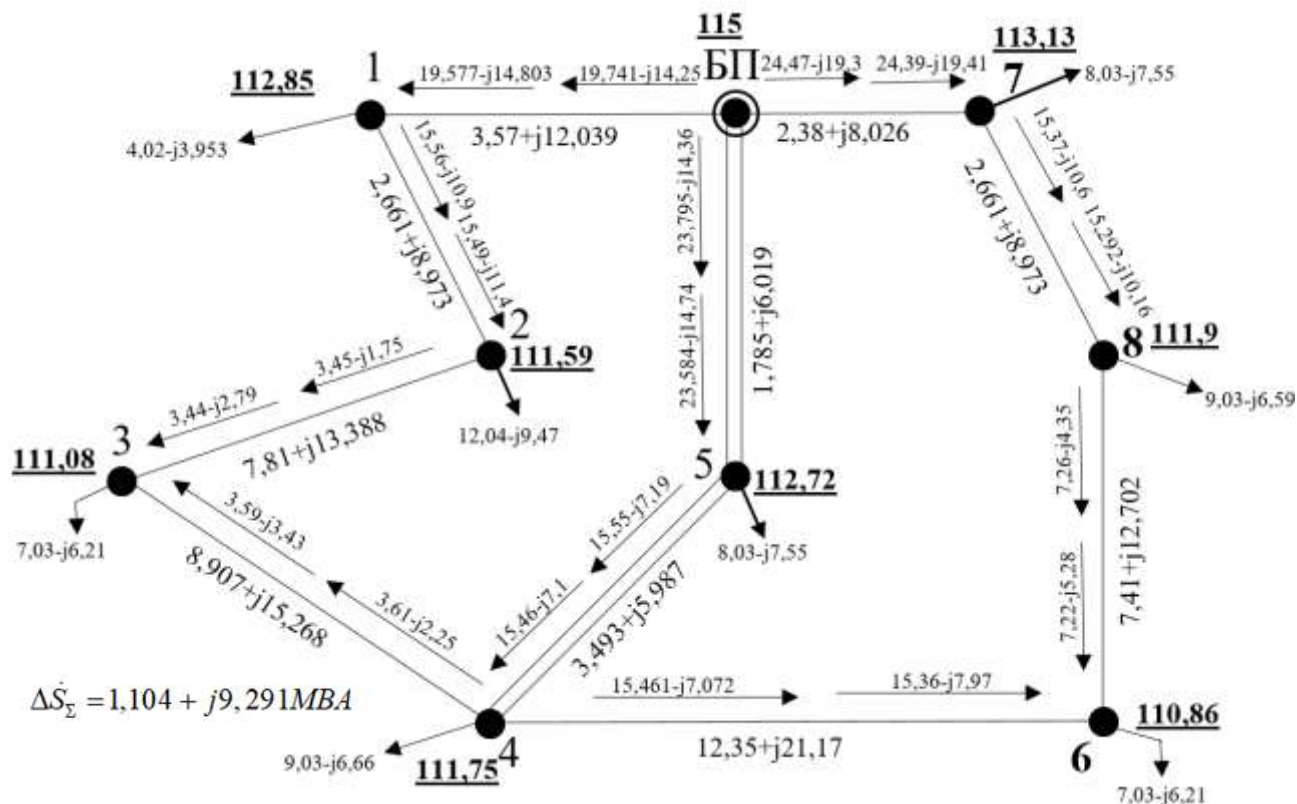


Рисунок 1.10 – Результат розрахунку параметрів післяаварійного режиму

Вибір регулювальних відгалуджень РПН та ПБЗ в післяаварійному режимі. Бажаний рівень напруги на стороні СН становить 36,75 кВ, а на стороні НН 10,5 кВ. Розрахунок аналогічний розрахункам наведеним в підпункті 1.6, результат наведемо в таблиці 1.30.

Таблиця 1.30 – Результат вибору положень РПН та ПБЗ

Пункт	Напруга на шинах ВН, кВ	$N_{РПН}$	$N_{ПБЗ}$	Дійсна напруга на шинах СН, кВ	Дійсна напруга на шинах НН, кВ
1	112,848	0	-	-	10,52
2	111,59	0	-1	36,73	10,56
3	111,076	-2	-1	36,45	10,55
4	111,753	-2	-1	36,63	10,56
5	112,724	-2	-2	36,47	10,54
6	110,866	-4	-2	37,05	10,47
7	113,128	-1	-	-	10,6
8	111,897	-2	-1	36,59	10,62

Висновок до розділу 1:

В проєкті синтезовано 5 варіантів електричної мережі. Критеріями найменшої довжини ПЛ та кількості вимикачів відповідають варіанти №1 та №3, що і були обрані для обрахунків. За результатами аналізу розрахунків в пунктах 1 та 7 для встановлення обрано двохобмоткові трансформатори, а в пунктах 2,3, 4, 5, 6, та 8 — триобмоткові трансформатори. Критерієм менших втрат активної потужності та нижчої вартість спорудження ЛЕП відповідає варіант №1. Конфігурація РЕМ №1 включає 2 дволанцюгові лінії та 8 одноланцюгових ліній.

Для режиму максимальних навантажень виконано двадцять чотири ітерації до завершення розрахунку. Сумарні втрати потужності склали $\Delta S_{\Sigma} = 1,05 + j13,221$ МВА. Найнижчий рівень напруги у варіанті РЕМ спостерігався в пункті 6 і становив $U_6 = 111,342$ кВ.

У післяаварійному режимі для завершення розрахунку було потрібно двадцять дві ітерації. Сумарні втрати потужності склали $\Delta S_{\Sigma} = 1,104 + j9,291$ МВА. Найнижчий рівень напруги у цьому режимі також був у пункті 6 і дорівнював $U_6 = 110,866$ кВ. Проведено перерахунок повного опору та провідності ділянки 0-5, а також пунктів 5 і БП. Найбільш завантаженою є ділянка 0-7 із струмом 157,944 А.

					ДП0213.141.011.ПЗ	Арк
Змн.	Арк.	№ докum.	Підпис	Дат		52

2 Вибір оптимального варіанта поліпшення режиму напруги у проєктованій РЕМ

2.1 Підсилення ділянок РЕМ

Перший варіант поліпшення режиму напруги в розподільчій мережі передбачає збільшення перерізу проводів проєктованих ПЛ. Підвищення рівня напруги здійснено для пункту з найменшим значенням напруги у режимі максимальних навантажень, а саме пункту №6. Прийнято бажаний рівень напруги, що перевищує поточний на 0,5 кВ.

Розглянуто підсилення ділянки 0-1, виконаних перерізом 240 мм². При цьому збільшено переріз до 2х240 мм² та перераховано параметри елементів еквівалентної схеми.

$$r_{0-1} = \frac{r_{0_AC-240} \cdot L_{0-1}}{2} = \frac{0,119 \cdot 30}{2} = 1,78 \text{ Ом}$$

$$x_{0-1} = \frac{x_{0_AC-240} \cdot L_{0-1}}{2} = \frac{0,4013 \cdot 30}{2} = 6,021 \text{ Ом}$$

$$\dot{Z}_{0-1} = r_{0-1} + jx_{0-1} = 1,78 + j6,021 \text{ Ом}$$

$$\dot{Y}_{0-1} = (g_{0_2 \times 240} + j \cdot 2 \cdot b_{0_AC-240}) \cdot L_{0-1} = (2,479 \cdot 10^{-9} + j \cdot 2 \cdot 2,849 \cdot 10^{-6}) \times 30 = 2,479 \cdot 10^{-9} + j170,976 \text{ См}$$

$$\begin{aligned} \dot{Y}_1 &= 0,5 \cdot (Y_{1-2} + Y_{0-1}) \cdot Y_{6T1} = 0,5 \cdot ((4,132 \cdot 10^{-9} + 6,372 \cdot 10^{-5}) + \\ &+ (2,479 \cdot 10^{-9} + 170,976 \cdot 10^{-6})) \cdot (1,739 \cdot 10^{-9} - 7,622 \cdot 10^{-6}) = \\ &= 2,479 \cdot 10^{-9} + 170,976 \cdot 10^{-6} \text{ См} \end{aligned}$$

Значення реальної добавки напруги в пункті 6 після збільшення перерізу ділянки 0-1 до 2х240 мм²:

$$\partial U_6 = U_6^* - U_6 = 111,842 - 111,391 = 0,451 \text{ кВ}$$

Оскільки реальна добавка напруги менша, ніж бажана, необхідно збільшити переріз проводу на ділянці 0-7 до 2х240 мм²

Значення реальної добавки напруги в пункті 6 після збільшення перерізу ділянки 0-7 до 2х240 мм²:

$$\partial U_6 = U_6^* - U_6 = 111,842 - 111,333 = 0,509 \text{ кВ}$$

Потрібного значення напруги вдалося досягти. Результати розрахунків занесено в таблиці 2.1-2.3

					ДП0213.141.011.ПЗ	Арк
Змн.	Арк.	№ докum.	Підпис	Дат		53

Таблиця 2.1 – Вибір відгалуджень РПН та ПБЗ під час підсилення ділянок

Пункт	$N_{РПН}$	$N_{ПБЗ}$	Дійсна напруга на шинах СН, кВ	Дійсна напруга на шинах НН, кВ
1	0	-	-	10,53
2	0	-1	36,61	10,52
3	-2	-1	36,53	10,57
4	-2	-1	36,49	10,51
5	-2	-2	37,03	10,54
6	-4	-2	36,78	10,48
7	-1	-	-	10,53
8	-2	-1	36,52	10,59

Таблиця 2.2 – результати розрахунку початків та кінців потужності ділянок

Ділянка	$\dot{S}_n$, МВА	$\dot{S}_k$, МВА
0-1	17,742-j11,829	17,613-j11,893
0-5	28,147-j11,284	28,016-j11,664
0-7	22,71-j16,734	22,612-j16,942
7-8	13,607-j9,153	13,428-j9,622
1-2	13,747-j8,362	13,719-j8,943
2-3	1,134-j1,632	1,251-j0,532
3-4	5,736-j2,642	5,456-j3,152
4-5	19,723-j7,941	19,416-j10,163
8-6	5,561-j2,869	5,357-j3,841
6-4	19,984-j7,935	19,593-j8,763

Таблиця 2.3 – результат розрахунку результуючої потужності пунктів

Пункт	Результуюча потужність $\dot{S}_{рез}$, МВА
1	4,022-j3,953
2	12,043-j9,646
3	7,032-j6,212
4	9,032-j6,661
5	8,033-j7,553
6	7,032-j6,211
7	9,027-j6,588
8	8,032-j7,55

Результати розрахунків приведено на рис 2.1

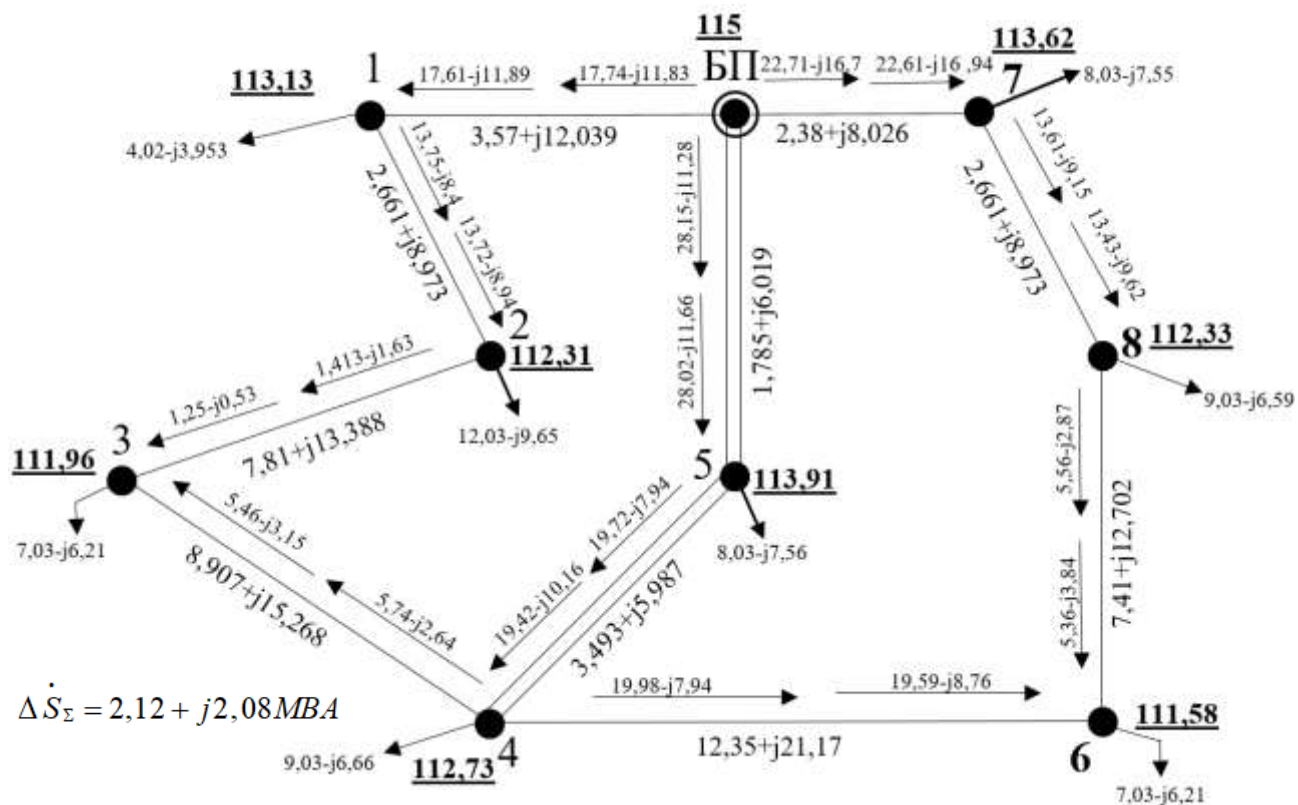


Рисунок 2.1 – Нанесені данні розрахунку на схему з урахуванням підсилень

2.2 Застосування УПК

Збільшуємо напругу для пункту з найменшим її значенням в режимі максимальних навантажень. В нашій мережі це пункт 6. Бажана напруга становить $U_{\text{баж}} = 111,842 \text{ кВ}$.

БСК встановлено на ділянках 6-4 та 8-6. Розрахунковий опір БСК як УПК, що потрібний для надбавки.

Розрахуємо УПК для ділянки 6-4 та 8-6, він здійснюється аналогічно.

Для встановлення на ділянці обираємо конденсатори типу КЭКП-2, 1-150 УХЛ1 з такими параметрами:

- Номінальна напруга $U_{0\kappa} = 2,1 \text{ кВ}$

- Потужність $Q_{0\kappa} = 150 \text{ кВАр}$

Розрахунок кількості паралельних конденсаторів встановлених на ділянці 6-4 при допустимому значенні струму на АС-120 в $I_{\text{АС-120}} = 390 \text{ А}$:

$$n_{\text{пар6-4}} = \frac{I_{\text{АС-120}} \cdot U_{0\kappa}}{Q_{0\kappa}} = \frac{390 \cdot 2,1}{150} = 5,46 \rightarrow 5 \text{ шт}$$

Розрахунок кількості послідовних елементів. Вводиться коефіцієнт $a\%$, за допомогою якого, будемо варіюється кількість послідовних елементів БСК, тим самим зменшуючи або збільшуючи компенсацію індуктивного опору ділянки:

$$n_{\text{посл6-4}} = \frac{a \cdot (x_{6-4}) \cdot Q_{0\kappa} \cdot n_{\text{пар6-4}}}{U_{0\kappa}^2} = \frac{35\% \cdot (9,468) \cdot 5}{2,1^2} = 1 \text{ шт}$$

Знайдена кількість з врахуванням компенсації індуктивного опору ділянки мережі на рівні 35%.

Обчислюємо опір компенсації установки:

$$x_{\text{УПК6-4}} = \frac{U_{0\kappa}^2}{Q_{0\kappa}} \cdot \frac{n_{\text{посл6-4}}}{n_{\text{пар6-4}}} = \frac{2,1^2}{150} \cdot \frac{1}{5} = 5,88 \text{ Ом}$$

Знайдемо опір ділянки 6-4 з врахуванням встановлених на ній УПК:

$$\dot{Z}_{6-4\kappa} = \dot{Z}_{6-4} - j \cdot x_{\text{УПК6-4}} = (12,35 + j21,17) - j5,88 = 12,32 + j15,29 \text{ Ом}$$

Таким же методом розраховується кількість БСК для ділянки 8-6, вважаємо, що компенсується 100% індуктивного опору.

					ДП0213.141.011.ПЗ	Арк
						56
Змн.	Арк.	№ докum.	Підпис	Дат		

Кількість паралельних конденсаторів становить $n_{\text{пар}8-6} = 5 \text{ шт}$, а послідовних $n_{\text{осл}8-6} = 3 \text{ шт}$.

Обчислення значення опору компенсації установки:

$$x_{\text{УПК}8-6} = \frac{U_{0\kappa}^2}{Q_{0\kappa}} \cdot \frac{n_{\text{осл}8-6}}{n_{\text{пар}8-6}} = \frac{2,1^2}{150} \cdot \frac{3}{5} = 17,64 \text{ Ом}$$

Знаходження опору ділянки 8-6 з врахуванням встановлених на ній УПК:

$$Z_{8-6\kappa} = Z_{8-6} - j \cdot x_{\text{УПК}8-6} = (7,41 + j12,702) - j17,64 = 7,41 - j4,938 \text{ Ом}$$

Було проведено розрахунок максимальних навантажень, змінюючи ступінь компенсації від 25% до 100% для кожної ділянки окремо та для всіх ділянок одночасно. Значення модулів напруги в пунктах при різних ступенях компенсації наведено в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Значення напруг пункту 6 при різних ступенях компенсації

№ пункт у	Ступінь компенсації ділянки 6-4, %					Ступінь компенсації ділянки 6-3, %				
	0%	25%	50%	75%	100%	0%	25%	50%	75%	100%
6	110,28 6	110,28 6	110,58 6	110,58 6	110,51 2	110,28 6	110, 3	110, 3	110,31 8	110,33 9

Після цього виконаємо повну компенсацію ділянки 6-4 $a=110\%$ та поступово збільшимо компенсацію на ділянці 8-6, розрахунки занесено до табл. 2.5

Таблиця 2.5 – Паралельна робота УПК на двох ділянках з повністю компенсованою ділянкою 6-4

№ пункту	Ступінь компенсації ділянки 8-6, %			
	25%	50%	75%	100%
6	110,339	110,279	110,279	110,233

Після цього виконаємо повну компенсацію ділянки 8-6 $a=110\%$ та поступово збільшимо компенсацію на ділянці 6-4, розрахунки занесемо до табл. 2.6

Таблиця 2.6 – Паралельна робота УПК на двох ділянках з повністю компенсованою 8-6

№ пункту	Ступінь компенсації ділянки 6-4, %			
	25%	50%	75%	100%
6	110,531	110,531	110,559	110,604

Оскільки максимальне значення напруги $U_6 = 110,339$ кВ, досягнуте при 100% компенсації індуктивного опору ділянки 6-4, значно відрізняється від бажаного рівня, можна зробити висновок, що цей метод регулювання напруги не підходить для даного випадку. Необхідно розглянути інші варіанти покращення режиму напруги в розподільчій мережі.

					ДП0213.141.011.ПЗ	Арк
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат		58

2.3 Застосування УППК

Для підвищення рівня напруги аналогічно встановлюємо в пункті 6 установку поперечної компенсації. Бажаний рівень напруги приймаємо як $U_{\text{баж}} = 111,842 \text{ кВ}$.

Еквівалентний опір ділянок, між пунктом 6 та БП:

$$Z_1 = Z_{0-1} + Z_{1-2} + Z_{2-3} + Z_{3-4} = (3,57 + j12,039) + (2,661 + j8,973) + (7,81 + j13,388) + (8,907 + j15,268) = 22,948 + j49,668 \text{ Ом}$$

$$Z_2 = Z_{0-7} + Z_{7-8} + Z_{8-6} = (2,38 + j8,026) + (2,661 + j8,973) + (7,41 + j12,702) = 12,451 + j29,701 \text{ Ом}$$

$$Z_3 = Z_{0-5} + Z_{5-4} = (1,785 + j6,019) + (3,493 + j5,987) = 5,278 + j12,006 \text{ Ом}$$

$$Z_4 = \frac{Z_1 \cdot Z_3}{Z_1 + Z_3} = \frac{(22,948 + j49,668) \cdot (5,278 + j12,006)}{(22,948 + j49,668) + (5,278 + j12,006)} = 4,292 + j9,669 \text{ Ом}$$

$$Z_5 = Z_4 + Z_{4-6} = (4,29 + j9,669 \text{ Ом}) + (12,35 + j21,17) = 16,642 + j30,839 \text{ Ом}$$

$$Z_e = \frac{Z_5 \cdot Z_2}{Z_5 + Z_2} = \frac{(16,642 + j30,839) \cdot (12,451 + j29,701)}{(16,642 + j30,839) + (12,451 + j29,701)} = 7,215 + j15,174 \text{ Ом}$$

Обчислимо потужність УППК:

$$Q_{\text{УППК6}} = \frac{U_{\text{баж}} \cdot (U_{\text{баж}} - U_6)}{x_e} = \frac{111,842 \cdot (111,842 - 111,342)}{15,174} = 3,68 \text{ Мвар}$$

Обираємо конденсатор типу КЭК1-10,5-35-2 УЗ, з наступними параметрами:

- Номінальна напруга $U_{0к} = 10,5 \text{ кВ}$

- Потужність $Q_{0к} = 35 \text{ кВАр}$

Разраховуємо кількість послідовних конденсаторів:

$$n_{\text{посл6-4}} = \frac{a \cdot U_{\text{баж}}}{\sqrt{3} \cdot U_{0к}} = \frac{60\% \cdot 111,842}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3,69 \rightarrow 4 \text{ шт}$$

Фактична величина напруги, яку приклали до однієї банки конденсатора:

$$U_{\phi} = \frac{U_{\text{баж}}}{\sqrt{3} \cdot n_{\text{посл6}}} = \frac{111,842}{\sqrt{3} \cdot 4} = 16,17 \text{ кВ}$$

					ДП0213.141.011.ПЗ	Арк
						59
Змн.	Арк.	№ доквм.	Підпис	Дат		

Уточнена величина потужності УППК:

$$Q_{УППК6}^{уточнена} = \left(\frac{U_{0к}}{U_{\phi}} \right) \cdot Q_{УППК6} = \left(\frac{10,5}{16,17} \right)^2 \cdot 3,68 = 1,55 \text{ МВАр}$$

Число конденсаторів включених паралельно.

$$n_{пар6-4} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{0к} \cdot Q_{УППК6}^{уточнене}}{3 \cdot U_{6баз} \cdot Q_{0к}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 1,55 \cdot 10^3}{3 \cdot 111,842 \cdot 35} = 4_{шт}$$

Встановлена потужність УППК дорівнює:

$$Q_{УППК6}^{вст} = 3 \cdot n_{посл6} \cdot n_{пар6} \cdot Q_{0к} \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 4 \cdot 2 \cdot 35 \cdot 10^{-3} = 1,68 \text{ МВАр}$$

Реальна потужність УППК дорівнює:

$$Q_{УППК6}^p = \left(\frac{U_{\phi}}{U_{0к}} \right) \cdot Q_{УППК6}^{вст} = \left(\frac{16,17}{10,5} \right)^2 \cdot 1,68 = 3,98 \text{ МВАр}$$

Навантаження пункту 6 із врахуванням УППК:

$$S_{н.6} = S_{\max 6} + \Delta S_{\text{из}6} + j \cdot Q_{УППК6}^p = (10 - j8,898) + (0,102 - j1,656) + j3,98 = 10,102 - j6,574 \text{ МВА}$$

Таблиця 2.4 – Вибір відгалуджень РПН та ПБЗ під час підсилення ділянок

Пункт	$N_{РПН}$	$N_{ПБЗ}$	Дійсна напруга на шинах СН, кВ	Дійсна напруга на шинах НН, кВ
1	0	-	-	10,53
2	0	-1	36,63	10,57
3	-2	-1	36,55	10,53
4	-2	-1	36,51	10,54
5	-2	-2	36,88	10,51
6	-4	-2	36,67	10,47
7	-1	-	-	10,52
8	-2	-1	36,49	10,57

Таблиця 2.5 – Результати розрахунку початків
та кінців потужності ділянок

Ділянка	$\dot{S}_n$, МВА	$\dot{S}_k$, МВА
0-1	17,594-j11,653	17,411-j11,531
0-5	27,932-j11,113	27,716-j11,023
0-7	22,51-j16,531	22,18-j16,216
7-8	13,607-j9,153	13,352-j8,852
1-2	13,438-j8,241	13,251-j7,625
2-3	1,034-j1,473	0,732-j1,152
3-4	5,466-j2,432	5,253-j2,152
4-5	19,215-j7,941	19,011-j9,463
8-6	5,321-j2,638	5,173-j3,374
6-4	19,632-j7,647	19,264-j7,369

Таблиця 2.6 – результат розрахунку результуючої
потужності пунктів

Пункт	Результуюча потужність $\dot{S}_{рез}$, МВА
1	4,022-j3,953
2	12,043-j9,646
3	7,032-j6,212
4	9,032-j6,661
5	8,033-j7,553
6	7,032-j6,211
7	9,027-j6,588
8	8,032-j7,55

Результати розрахунків приведено на рис 2.2

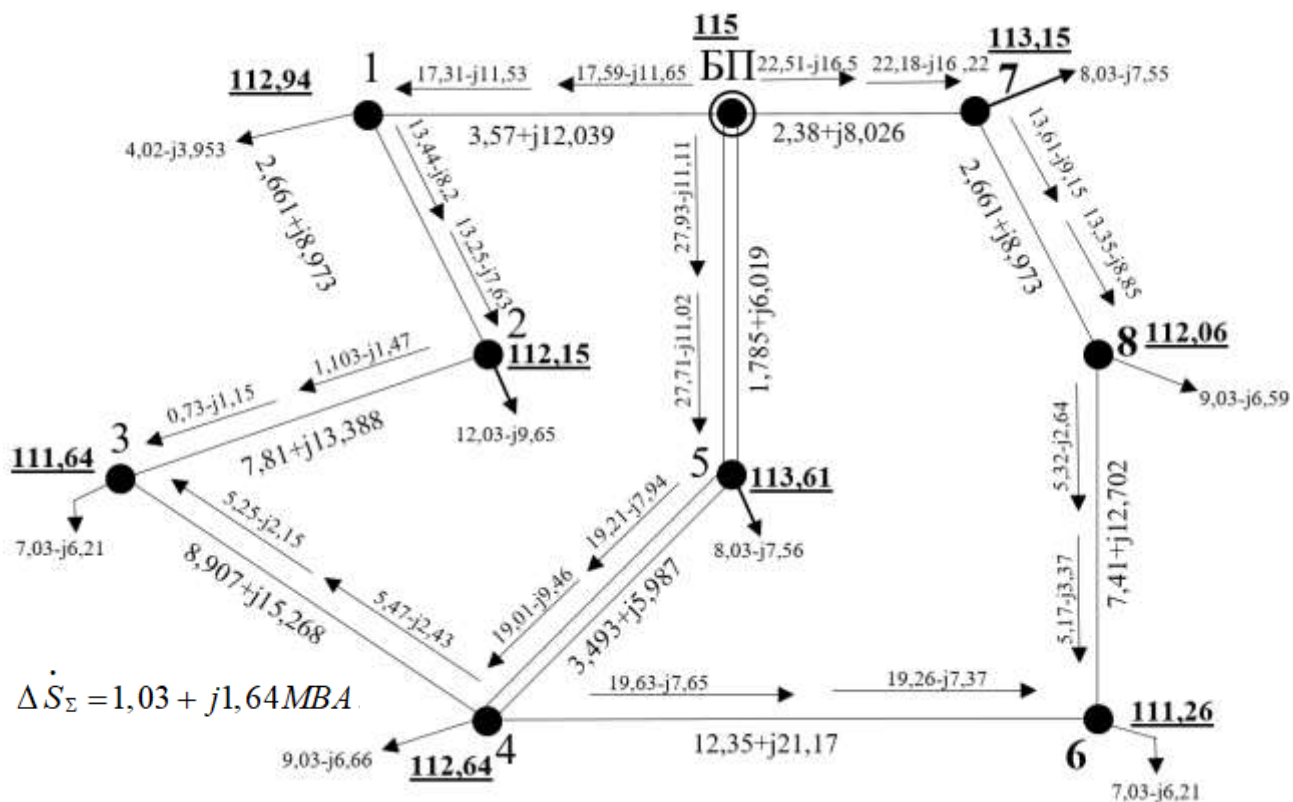


Рисунок 2.2 – Параметри режиму роботи РЕМ в режимі максимальних навантажень з УППК у пункті 6

Висновок по розділу 2:

В пункті 6, де спостерігався найнижчий рівень напруги в режимі максимальних навантажень у цій конфігурації РЕМ, в результаті оптимізації рівня напруги було досягнуто його бажаного рівня, тобто встановлено на 0,5 кВ вище від поточного рівня.

Це було досягнуто підсиленням ділянок 0-1 і 0-7. Ділянка 0-1 була переведена в дволанцюгове виконання за допомогою проводу марки АС-240, і аналогічно ділянка 0-7 також переведена в дволанцюгове виконання з тим же проводом. Для досягнення бажаного рівня напруги знадобилося вісімнадцять ітерацій.

Сумарні втрати потужності склали $\Delta \dot{S}_{\Sigma} = 2,12 + j2,08 \text{ МВА}$. Після підсилення ділянок РЕМ рівень напруги досягнув бажаного значення і становить $U_6 = 111,3842 \text{ кВ}$.

Застосування УПК на ділянках 8-6 і 6-4 за будь-якої конфігурації не дало змоги досягти бажаного рівня напруги в пункті 6. Розрахунок проводився ітераційно. Найвищий рівень напруги, якого вдалося досягти, становив $U_6 = 110,339 \text{ кВ}$.

Використання УППК для пункту 6 виявилось найефективнішим варіантом оптимізації. Сумарні втрати потужності склали $\Delta \dot{S}_{\Sigma} = 1,03 + j1,64 \text{ МВА}$. Рівень напруги при використанні УПК досяг найбільшої напруги, що становить $U_6 = 111,264 \text{ кВ}$.

					ДП0213.141.011.ПЗ	Арк
						63
Змн.	Арк.	№ докum.	Підпис	Дат		

Загальні висновки

В проєкті синтезовано п'ять конфігурацій розподільчої електричної мережі (РЕМ) з напругою 110 кВ, оцінених за трьома критеріями: мінімальна довжина, граничний момент потужності та кількість комірок вимикачів. З цих п'яти варіантів були обрані два - №1 і №3, через їх найменшу загальну довжину ліній електропередавання (ПЛ).

За результатами техніко-економічне порівняння обраних варіантів розраховані дисконтовані витрати склали 1 084 777,736 тис. грн для схеми №1 та 1 540 009,531 тис. грн для схеми №3. Втрати активної потужності для схеми №1 становлять 0,983 МВт, а для схеми №4 – 1,19 МВт. Тому перша конфігурація РЕМ є більш перспективною через менші витрати та нижчі втрати активної потужності.

Розраховані режими максимальних навантажень та післяаварійний режим роботи показали, що значення струмового навантаження на ділянках РЕМ та рівень напруги в пунктах мережі знаходяться в допустимих межах. Для обох режимів раціональне застосування розрахованих регулювальних відгалужень реле підтримки напруги (РПН) та пристроїв безпеки замикань (ПБЗ).

В процесі оптимізації поліпшення режиму напруги було встановлено, що збільшення перерізу проводів на ділянках 0-1 та 0-7 до $2 \times 240 \text{ мм}^2$ дозволило досягти бажаного рівня напруги в пункті 6, який становить $U_6 = 111,3842 \text{ кВ}$, що приблизно дорівнює бажаному рівню напруги. Втрати потужності за підсилення ділянок склали $\Delta S_{\Sigma} = 2,12 + j2,08 \text{ МВА}$.

Застосування УПК на ділянках 8-6 та 6-4 в будь-якій конфігурації не дозволило досягти бажаного рівня напруги в пункті 6. Максимальне значення, якого вдалося досягти, становило $U_6 = 110,339 \text{ кВ}$.

Застосування УППК навіть за невеликої потужності дозволило досягти бажаного рівня напруги в пункті 6, яка становила $U_6 = 111,264 \text{ кВ}$, що робить цей метод найоптимальнішим варіантом оптимізації. Втрати потужності за умови застосування УППК склали $\Delta S_{\Sigma} = 1,03 + j1,64 \text{ МВА}$.

					ДП0213.141.011.ПЗ	Арк
						64
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дат		

Список використаних джерел

1. Районні електричні мережі: Методичні вказівки до виконання дипломного проекту освітньо-кваліфікаційного рівня «Бакалавр» для студентів усіх форм навчання та студентів-іноземців напрямку підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» / Уклад.: В.М. Сулейманов, В.В. Чижевський. – К.: НТУУ «КПІ», 2007.- 100 с.

2. Районні електричні мережі : Курсовий проект : навч. посіб. для здобувачів ступеня бакалавра за освітньою програмою «Електричні системи і мережі» спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / КПІ ім. Ігоря Сікорського ; уклад.: В. В. Чижевський, О. М. Янковська, О. С. Богомолова. – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – 118 с

3. Регулювання режимів електричних систем : метод. вказівки до викон. контрольних робіт з дисципліни для студ. усіх форм навчання та студентів іноземців напрямку підготов. 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» / Уклад.: В.М Сулейманов, В.В. Чижевський, М.М. Лутчин, В.О. Гижа – К.: НТУУ «КПІ», 2011. – 110 с.

4. Електричні мережі та системи. Режим роботи розімкнених мереж. Навчальний посібник з дисципліни для усіх форм навчання та студентів іноземців напрямку підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» / Уклад.: В.В. Кирик.-К.: НТУУ «КПІ», 2014.-130 с.

5. Сулейманов В.М. Розрахунок і регулювання усталених режимів роботи електричних мереж енергосистем. – Київ: НМК, 1992. – 207 с.

6. Правила улаштування електроустановок.: Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. – 2017. – 617 с.

					ДП0213.141.011.ПЗ	Арк
Змн.	Арк.	№ докum.	Підпис	Дат		65

Додаток А.
Результати перевірки на плагіат

					ДП0213.141.011.ПЗ	Арк
						66
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дат</i>		

Ім'я користувача:
Чижевський Володимир

Дата перевірки:
18.06.2024 00:16:35 EEST

Дата звіту:
18.06.2024 00:49:24 EEST

ID перевірки:
1016370153

Тип перевірки:
Doc vs Internet + Library

ID користувача:
100006981

Назва документа: Ткаченко Андрій Володимирович

Кількість сторінок: 55 Кількість слів: 11195 Кількість символів: 63589 Розмір файлу: 1.46 MB ID файлу: 1016177132

Виявлено модифікації тексту (можуть впливати на відсоток схожості)

19.7%
Схожість

Найбільша схожість: 7.5% з джерелом з Бібліотеки (ID файлу: 1015247990)

9.78% Джерела з Інтернету

539

Сторінка 57

18.9% Джерела з Бібліотеки

357

Сторінка 65

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

193

Підозріле форматування

25
сторінок