

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: «Розподільна багатоконтурна електрична мережа напругою 110 кВ»

Виконав:

студент IV курсу, групи ЕС-92

Рябоштан Ростислав Володимирович

PPB

Керівник проекту:

ст. викл. кафедри електричних мереж та систем, д. т. н.

Халіков Володимир Акнафович

В.Халіков

Консультант:

асистент кафедри електричних мереж та систем

Моссаковський Вадим Ігорович

М.Моссаковський

Рецензент:

к. т. н. , доцент

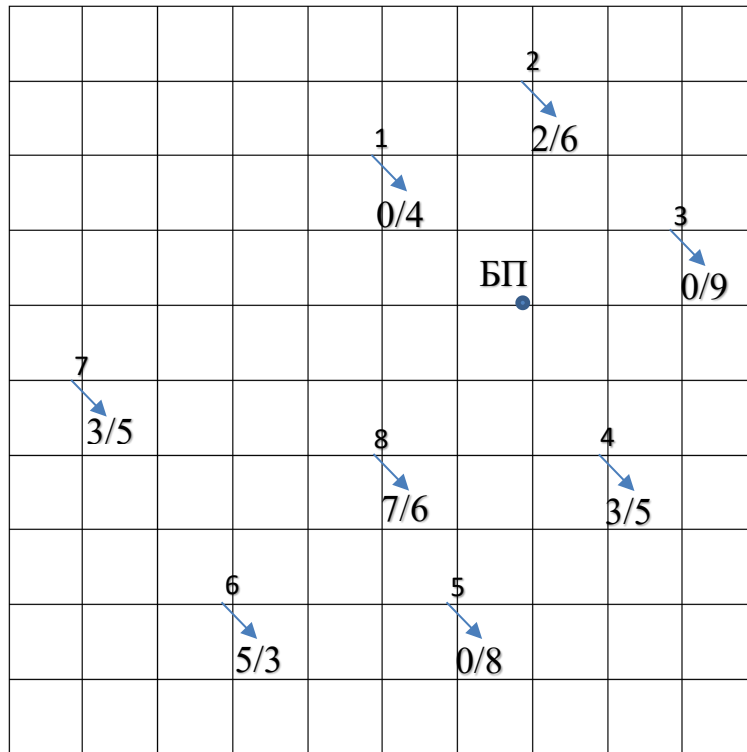
Бардик Євген Іванович

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

Студент PPB

Київ – 2023

Додаток до завдання на дипломний проект
(освітньо-кваліфікаційного рівня - "бакалавр")
районної електричної мережі напругою 110 кВ
Ситуаційний план
(масштаб 1 см : 10 км)



Вихідні дані до дипломного проекту:

- Номінальна напруга мережі $U_n = 110$ кВ.
- Балансуючий пункт у точці БП.
- Відстань між пунктами L (км) та активні потужності пунктів P (МВт) – за ситуаційним планом.
- $\cos \varphi_{сн} = 0,85$. $\cos \varphi_{нн} = 0,88$. $T_{max} = 5400$ [год/рік].
- У всіх пунктах підключені споживачі I-ї та II-ї категорії.
- Географічний район спорудження мережі Україна.
- Район I – II.
- $M_{gran} = 4500$ [МВт·км],

Примітки:

1. На ситуаційному плані дробі означають активні навантаження (МВт):
числівник – навантаження на стороні С.Н.;
знаменник – навантаження на стороні Н.Н.
2. Для техніко-економічного порівняння варіантів виконати синтез чотирьох-п'яти різних двоконтурних схем мережі.

Завдання
видане

Дата
15.03.23

Підпис викладача Рябоштан Р.В

Національний технічний університет України

«КПІ імені Ігоря Сікорського»

Кафедра електричних мереж та систем

ЗАВДАННЯ

до виконання дипломного проекту за тематикою
проекткування районної електричної мережі напругою 110 кВ

1. Вихідні дані до проекту: див. додаток до завдання на дипломний проект.
2. Перелік питань, які мають бути розроблені:
 - 1) Синтез конфігурації районної електричної мережі на базі моментів потужностей;
 - 2) Вибір кількості, типу і потужності трансформаторів на підстанціях;
 - 3) Попереднє визначення потокорозподілу потужностей в замкненій мережі за довжинами ділянок (розрахунок L-схеми мережі);
 - 4) Вибір кількості ланцюгів і перерізів проводів на ділянках замкненої мережі;
 - 5) Розрахунок параметрів Z-схеми заміщення електричної мережі;
 - 6) Електричний розрахунок режиму роботи мережі при максимальних навантаженнях та післяаварійному режиму;
 - 7) Вибір відгалужень РПН та ПБЗ на силових трансформаторах підстанції для двох розглянутих режимів;
 - 8) Обґрунтування оптимального варіанта поліпшення режиму напруги у мережі за допомогою засобів компенсації та реконструкції мережі.
3. Перелік графічного матеріалу: 3 листи формату А1.
4. Дата видачі завдання « 15 » березня 2023 р.
5. Термін здачі студентом проекту « 12 » червня 2023 р.

Керівник дипломного проекту



Володимир ХАЛІКОВ

Завдання прийняв до виконання



Ростислав РЯБОШТАН




**Пояснювальна записка
до дипломного проєкту
на тему:**

«Розподільна багатоконтурна електрична мережа напругою 110 кВ»

Київ – 2023 року

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4	ДП9213.141.019.ПЗ	Завдання на дипломний проект	2	
2	A4	ДП9213.141.019.ПЗ	Пояснювальна записка	82	
3	A1	ДП9213.141.01.019.ТК	Вибір конфігурації мережі, попередній розрахунок поточкорозподілу	1	
4	A1	ДП9213.141.02.019.ТК	Режимні параметри роботи РЕМ	1	
5	A1	ДП9213.141.03.019.ТК	Варіанти оптимізації рівня напруги РЕМ	1	

ДП9213.141.019 ПЗ				
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
Розроб.		Рябоштан Р.В		
Перевір.		Халіков В.А		
Реценз.				
Н. Контр.		Моссаковський В.І		
Затверд.				
			Розподільна багатоконтурна електрична мережа напругою 110 кВ	
		Літ.	Арк.	Акрушів
			4	82
"КПІ ім. І.Сікорського", ФЕА, ЕС-92				

РЕФЕРАТ

Дипломний проєкт складається із пояснювальної записки та графічної частини. Пояснювальну записку виконано на 82 сторінках формату А4. До якої входять 21 рисунок, 40 таблиць та 6 джерел використаної літератури. Графічна частина включає в себе 3 технічні креслення формату А1.

Ціль даної дипломної роботи це розробка проєкту районної електричної мережі напругою 110 кВ та вибір оптимального варіанта поліпшення режиму напруги в точці поточкорозподілу.

В роботі виконано вибір конфігурації електричної мережі. Було проведено розрахунок ітераційним методом усталених режимів роботи мережі. Розглянуто питання поліпшення режиму напруги в мережі за допомогою встановлення додаткових компенсуючих пристроїв та реконструкції мережі.

РАЙОННА ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ,
ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, ТРАНСФОРМАТОР, РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ.

Публікації:

Рябоштан Р. Історія використання та перспективи високовольтних ліній постійного струму // XX Міжнародна науково-практична конференція «Technologies, innovative and modern theories of scientists», 23-26 травня 2023 р., Грац, Австрія. Стор. 514-515. URL: <https://isg-konf.com/uk/technologies-innovative-and-modern-theories-of-scientists/>

					ДП9213.14.1.019 ПЗ	Арк.
						6
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ABSTRACT

The diploma project consists of an explanatory note and a graphical part. The explanatory note was made on 82 pages of A4 format. Includes 21 drawings, 40 tables and 6 sources of used literature. The graphic includes 3 technical drawings of A1 format.

The goal of this diploma work is to design a district electric network with a voltage of 110 kV and to substantiate the optimal option for improving the voltage regime at the point of flow distribution.

In the work, the choice of the configuration of the power grid is made. An iterative test of established network modes was carried out. The issue of improving the voltage regime in the power grid by installing additional compensating devices and network reconstruction was considered.

DISTRICT POWER GRID, ELECTRICAL TRANSMISSION LINE, POWER GRI, TRANSFORMER, VOLTAGE REGULATION.

Publications;

Riaboshtan R. History of use and prospects of high-voltage direct current lines // The 20th International scientific and practical conference “Technologies, innovative and modern theories of scientists” (May 23 – 26, 2023) Graz, Austria P. 514-515 URL: <https://isg-konf.com/uk/technologies-innovative-and-modern-theories-of-scientists/>

					ДП9213.14.1.019 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		7

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	28
1.5 Розрахунок параметрів схеми заміщення об'єктів електричної мережі	35
1.6 Розрахунок режиму мережі при максимальних навантаженнях	40
1.7 Післяаварійний режим.....	57
Висновок до розділу 1:	62
2 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТА ПОЛІПШЕННЯ РЕЖИМУ НАПРУГИ У ПРОЄКТОВАНІЙ РЕМ.....	63
2.1 Підсилення ділянок РЕМ.....	63
2.2 Застосування УПК.....	68
2.3 Застосування УППК.....	72
Висновок до розділу 2:	76
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	78
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	80
Додаток А.....	
Результати перевірки на плагіат	81

					ДП9213.14.1.019 ПЗ	Арк.
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

- БП – балансуєчий пункт;
БСК – батарея статичних конденсаторів;
ВН – вища напруга;
ЕРС – електрорушійна сила;
КЗ – коротке замикання;
ЛЕП – лінія електропідведення;
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;

					ДП9213.14.1.019 ПЗ	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

На сьогоднішній день електроенергетика є однією з провідних галузей промисловості, що складається з виробництва та транспортування електроенергії до приймачів електроенергії. Транзит електроенергії відбувається за допомогою електричних мереж, які являють собою сукупність підстанцій, ЛЕП та розподільчих пристроїв.

Під час проектування електричних мереж потрібно дотримуватись вимог до надійності електропостачання споживачів та якості електроенергії. Економічність, безпека та зручність повинна бути забезпечена під час конструктивного виконання мереж. Головним завданням проектуючої мережу є обирання конфігурації районної електричної мережі, яка повинна об'єднувати всі джерела та споживачів електроенергії.

Еталоном для порівняння рівнозначних конфігурацій мережі обрано техніко-економічні показники. Під час проектування зазвичай використовують системний підхід. Так, як техніко-економічні характеристики одного елементу мережі впливають на такі ж характеристики інших складових. Суттю системного підходу є врахування на пізніх стадіях проектування, результатів отриманих на попередніх етапах.

В даному проєкті виконано проектування районної електричної мережі номінальною напругою 110 кВ. Також зроблено обґрунтування оптимального варіанта поліпшення режиму напруги за рахунок реконструкції мережі та встановлення додаткових пристроїв компенсації. Проєкт виконано із дотриманням вимог державних стандартів, державних будівельних норм та вимог технічної документації.

					ДП9213.14.1.019 ПЗ	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 ПРОЄКТ КОНФІГУРАЦІЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110 кВ

1.1 Синтез варіантів конфігурації РЕМ 110 кВ

Сформуємо варіанти схеми районної мережі 110 кВ використовуючи метод граничних моментів потужностей $M = P \cdot L, \text{МВт} \cdot \text{км}$. За умовами завдання гранична величина потужності складає $M_{\text{гран}} = 4500 \text{ МВт} \cdot \text{км}$

Ситуаційний план мережі із вказаним місцем розміщення БП та ПС в масштабі 1:10 км зображено на рис. 1.1.

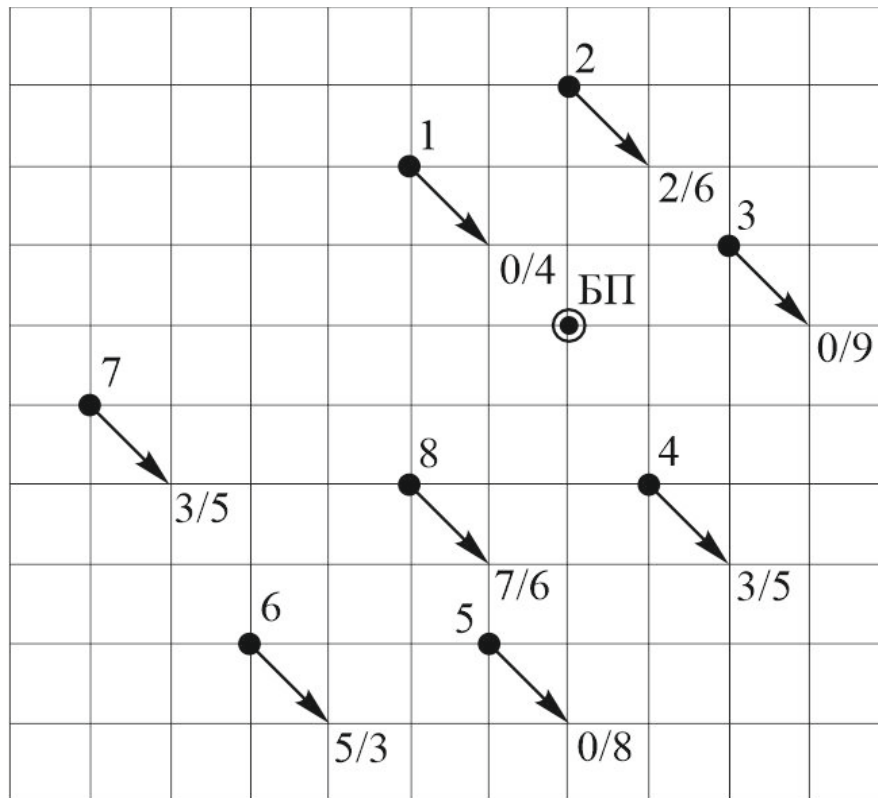


Рисунок 1.1 – Ситуаційний план розміщення ПС та БП

Побудуємо п'ять варіантів схеми електричної мережі. Кожен варіант електричної мережі повинен відповідати технічним вимогам.

Перший варіант схеми РЕМ.

З'єднуємо БП із найближчим до нього вузлом №3 та розраховуємо момент потужності:

$$M_3 = P_3 \cdot L_{0-3} = 9 \cdot 22,361 = 201,246 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

										Арк.
										11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

Оскільки значення моменту потужності є меншим від граничного значення з'єднуємо третій вузол із другим. Обчислюємо момент потужності від другої ПС до БП та додаємо до попереднього:

$$M_2 = P_2 \cdot (L_{0-3} + L_{2-3}) + M_3 = 8 \cdot (22,361 + 28,284) + 201,246 = 606,406 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

Оскільки після приєднання вузла №2 до БП значення моменту потужності не перевищує гранично допустиме значення, продовжуємо аналогічне приєднання вузлів та розрахунок моментів потужності:

$$M_1 = P_1 \cdot (L_{0-3} + L_{2-3} + L_{1-2}) + M_2 = 4 \cdot (22,361 + 28,284 + 22,361) + 606,406 = 898,428 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

$$M_7 = P_7 \cdot (L_{0-3} + L_{2-3} + L_{1-2} + L_{1-7}) + M_1 = 8 \cdot (22,361 + 28,284 + 22,361 + 50) + 898,428 = 1882,473 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

$$M_8 = P_8 \cdot (L_{0-3} + L_{2-3} + L_{1-2} + L_{1-7} + L_{8-7}) + M_7 = 13 \cdot (22,361 + 28,284 + 22,361 + 50 + 41,231) + 1882,473 = 4017,55 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

$$M_6 = P_6 \cdot (L_{0-3} + L_{2-3} + L_{1-2} + L_{1-7} + L_{8-7} + L_{8-6}) + M_8 = 8 \cdot (22,361 + 28,284 + 22,361 + 50 + 41,231 + 28,284) + 4017,55 = 5557,718 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

Після приєднання вузла №6 значення загального моменту потужності перевищило гранично допустиме значення. Тому з'єднуємо вузол №8 з БП тим самим замикаємо контур та розраховуємо у зворотному порядку.

$$M_8 = P_8 \cdot L_{0-8} = 13 \cdot 28,284 = 367,696 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

$$M_7 = P_7 \cdot (L_{0-8} + L_{8-7}) + M_8 = 8 \cdot (28,284 + 41,231) + 367,696 = 923,818 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

$$M_1 = P_1 \cdot (L_{0-8} + L_{8-7} + L_{1-7}) + M_7 = 4 \cdot (28,284 + 41,231 + 50) + 923,818 = 1401,879 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

$$M_2 = P_2 \cdot (L_{0-8} + L_{8-7} + L_{1-7} + L_{1-2}) + M_1 = 8 \cdot (28,284 + 41,231 + 50 + 22,361) + 1401,879 = 2536,888 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

$$M_3 = P_3 \cdot (L_{0-8} + L_{8-7} + L_{1-7} + L_{1-2} + L_{2-3}) + M_2 = 9 \cdot (28,284 + 41,231 + 50 + 22,361 + 28,284) + 2536,888 = 4068,33 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

При зворотному обході першого контуру значення моменту потужності не перевищує гранично допустимого та становить 4068,33 МВт·км.

В даній конфігурації контуру 5 прохідних ПС з'єднані одноланцюговими лініями.

					ДП9213.14.1.019 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		12

Отже, до першого контуру входять вузли 0-8-7-1-2-3-0.

Аналогічним методом виконуємо синтез другого контуру РЕМ.

Прямий обхід другого контуру:

$$M_3 = P_3 \cdot L_{0-3} \cdot \frac{1}{2} = 9 \cdot 22,361 \cdot \frac{1}{2} = 100,623 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

$$M_4 = P_4 \cdot (L_{0-3} \cdot \frac{1}{2} + L_{3-4}) + M_3 = 8 \cdot (22,361 \cdot \frac{1}{2} + 31,623) + 100,623 = \\ = 443,048 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

$$M_5 = P_5 \cdot (L_{0-3} \cdot \frac{1}{2} + L_{3-4} + L_{4-5}) + M_4 = 8 \cdot (22,361 \cdot \frac{1}{2} + 31,623 + 28,284) + 443,048 = \\ = 1011,747 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

$$M_6 = P_6 \cdot (L_{0-3} \cdot \frac{1}{2} + L_{3-4} + L_{4-5} + L_{5-6}) + M_1 = 8 \cdot (22,361 \cdot \frac{1}{2} + 31,623 + 28,284 + 30) + \\ + 1011,747 = 1820,446 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

$$M_8 = P_8 \cdot (L_{0-3} \cdot \frac{1}{2} + L_{3-4} + L_{4-5} + L_{5-6} + L_{8-6}) + M_6 = 13 \cdot (22,361 \cdot \frac{1}{2} + 31,623 + \\ 28,284 + 30 + 28,284) + 1820,446 = 3502,278 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

Зворотній обхід другого контуру:

$$M_8 = P_8 \cdot L_{0-8} \cdot \frac{1}{2} = 13 \cdot 28,284 \cdot \frac{1}{2} = 183,848 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

$$M_6 = P_6 \cdot (L_{0-8} \cdot \frac{1}{2} + L_{8-6}) + M_8 = 8 \cdot (28,284 \cdot \frac{1}{2} + 28,284) + 183,848 = \\ = 523,259 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

$$M_5 = P_5 \cdot (L_{0-8} \cdot \frac{1}{2} + L_{8-6} + L_{5-6}) + M_6 = 4 \cdot (28,284 \cdot \frac{1}{2} + 28,284 + 30) + 523,259 = \\ = 1102,67 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

$$M_4 = P_4 \cdot (L_{0-8} \cdot \frac{1}{2} + L_{8-7} + L_{5-6} + L_{4-5}) + M_5 = 8 \cdot (28,284 \cdot \frac{1}{2} + 28,284 + 30 + \\ 28,284) + 1102,67 = 1908,356 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

$$M_3 = P_3 \cdot (L_{0-8} \cdot \frac{1}{2} + L_{8-7} + L_{5-6} + L_{4-5} + L_{3-4}) + M_4 = 9 \cdot (28,284 \cdot \frac{1}{2} + 28,284 + 30 + \\ + 28,284 + 31,623) + 1908,356 = 3099,357 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

Отже, до другого контуру входять вузли 0-8-6-5-4-3-0.

Остаточний синтезований перший варіант конфігурації РЕМ показано на рис.1.2. Аналогічно виконуємо синтез ще чотирьох конфігурацій. Результати

					ДП9213.14.1.019 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		14

розрахунку значень моментів потужності наведені в табл. 1.1. Наступні чотири синтезовані схеми зображено на рис. 1.3-1.6.

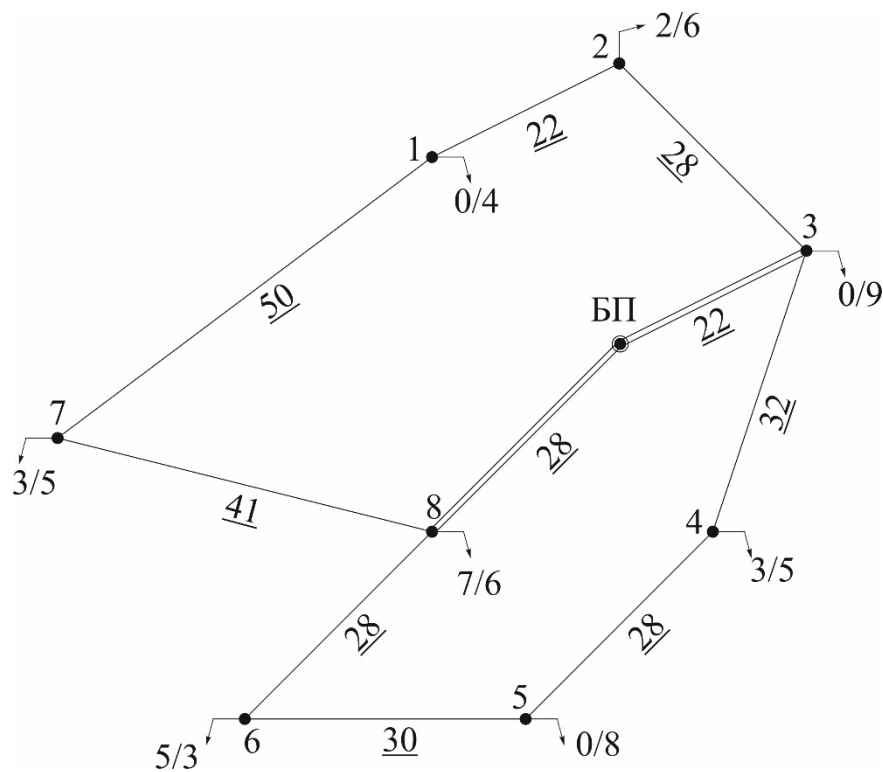


Рисунок 1.2 – I синтезований варіант схеми РЕМ

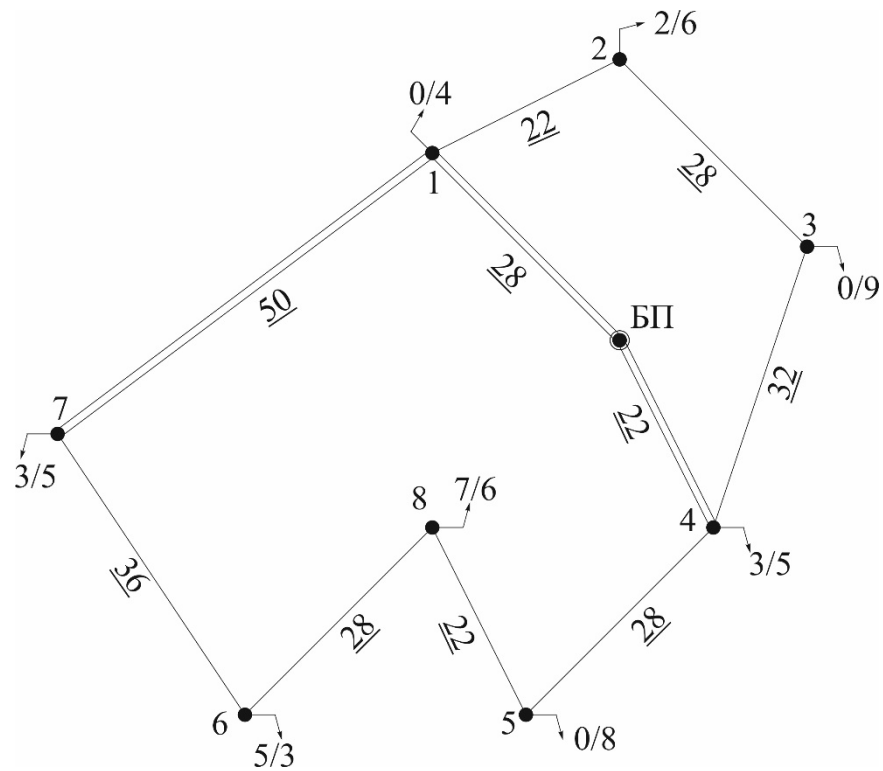


Рисунок 1.3 – II синтезований варіант схеми РЕМ

						ДП9213.14.1.019 ПЗ	Арк. 15
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			

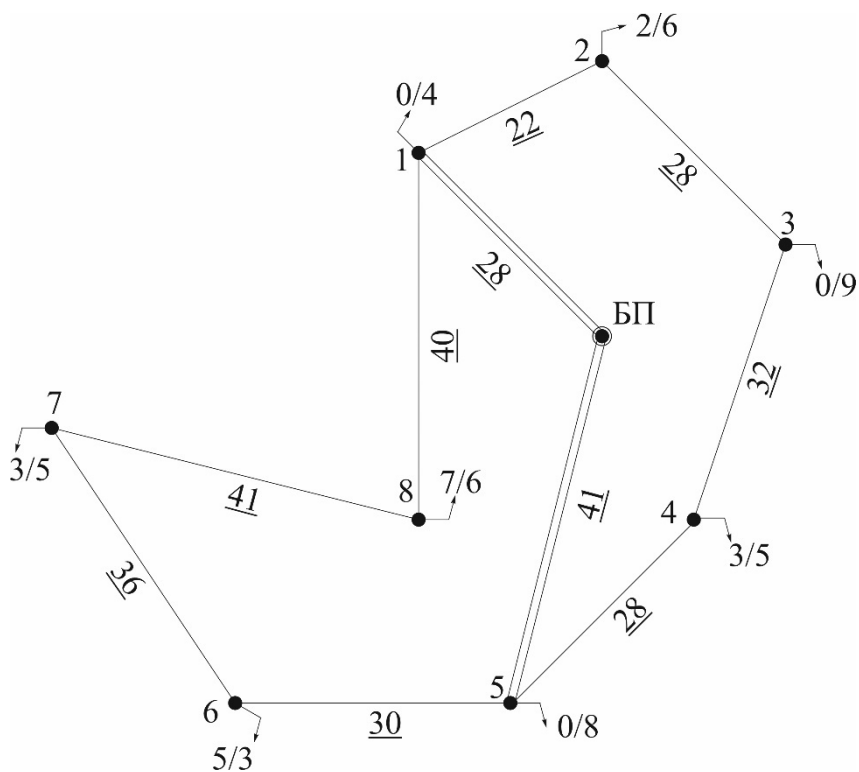


Рисунок 1.4 – III синтезований варіант схеми РЕМ

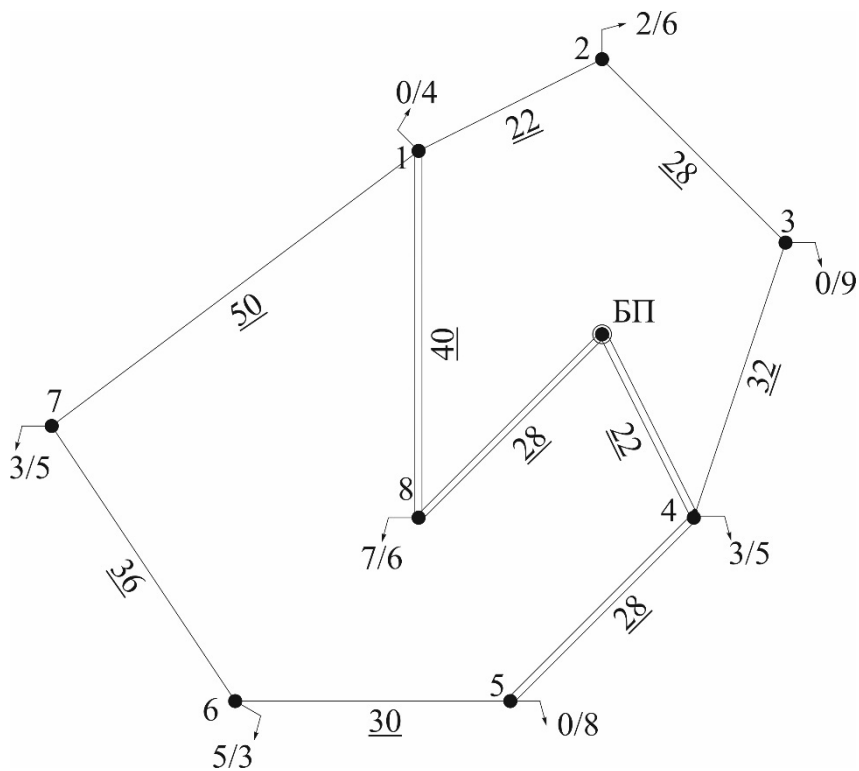


Рисунок 1.5 – IV синтезований варіант схеми РЕМ

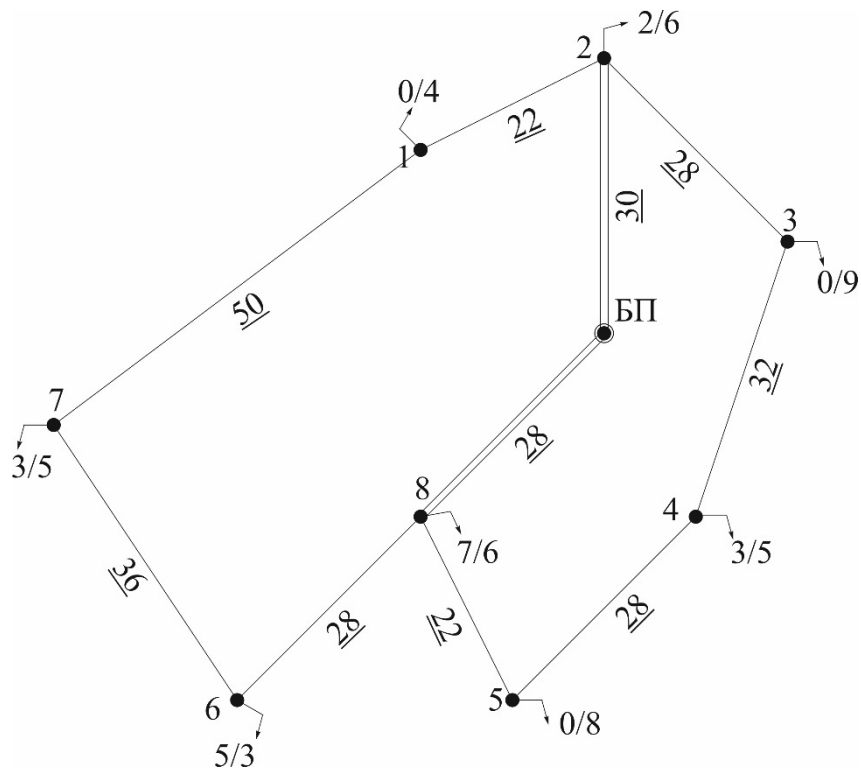


Рисунок 1.6 – V синтезований варіант схеми РЕМ

Таблиця 1.1 – Порівняння п'яти варіантів схем спорудження РЕМ

Варіант схеми	Обхід контуру	Моменти потужності, M МВт·км		Довжина однокілової ПЛ, l_1 , км	Довжина двокілової ПЛ, l_2 , км	Загальна довжина ПЛ, $l_{\Sigma} = l_1 + 1,7 \cdot l_2$ км
		I контур	II контур			
I	Прямий	3547	3502	260	50,645	346,16
	Зворотній	3474	3099			
II	Прямий	3875	1702	161,2	136,7	393,59
	Зворотній	3889	1417			
III	Прямий	2700	3597	257,84	69,52	376,01
	Зворотній	2675	3866			
IV	Прямий	3511	4471	198,32	118,93	400,5
	Зворотній	2891	4129			
V	Прямий	3566	2871	247,25	58,28	346,34
	Зворотній	2859	3927			

Аналізуючи дані із наведеної таблиці та критерію мінімуму сумарної довжини ПЛ для подальших розрахунків техніко-економічного порівняння обираємо конфігурації схем варіантів №1 та №5.

1.2 Вибір кількості, типу і потужності трансформаторів на ПС РЕМ

Враховуючи категорії споживачів, що підключені до підстанцій РЕМ, приймаємо на встановлення по 2 силові трансформатори. Задане значення навантажень пунктів 1, 3, 5 вказують на встановлення двохобмоткових силових трансформаторів, а в пунктах 2, 4, 6, 7, 8 – встановлення триобмоткових силових трансформаторів 110/35/10 кВ.

Розрахуємо повні потужності навантажень понижуючих споживчих підстанцій. Задля цього потрібно знайти реактивні потужності споживання згідно з виразами. Визначимо значення величин $\varphi_{CH}, \varphi_{HH}$.

$$\varphi_{CH} = \arccos(\cos \varphi_{CH}) = \arccos(0,85) = 31,788^\circ$$

$$\varphi_{HH} = \arccos(\cos \varphi_{HH}) = \arccos(0,88) = 28,358^\circ$$

Шини СН та НН ПС №1 будуть характеризуватись наступним значенням реактивної потужності:

$$Q_{1CH} = -P_{1CH} \cdot \tan(\varphi_{CH}) = 0 \cdot \tan(31,788^\circ) = 0 \text{ МВАр}$$

$$Q_{1HH} = -P_{1HH} \cdot \tan(\varphi_{HH}) = -4 \cdot \tan(28,358^\circ) = -2,16 \text{ МВАр}$$

Отже значення повного навантаження на шинах СН та НН підстанції №1 становитиме:

$$\dot{S}_{\max 1} = P_{1CH} + P_{1HH} + j \cdot (Q_{1CH} + Q_{1HH}) = 0 + 4 + j \cdot (0 - 2,16) = 4 - j2,16 \text{ МВА}$$

Модуль повного навантаження становитиме:

$$S_{\max 1} = \sqrt{(P_{1CH} + P_{1HH})^2 + (Q_{1CH} + Q_{1HH})^2} = \sqrt{(0 + 4)^2 + (0 - 2,159)^2} = 4,545 \text{ МВА}$$

Значення навантажень решти ПС занесені до табл 1.2.

										Арк.
										18
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП9213.14.1.019 ПЗ					

Таблиця 1.2 – Результати розрахунку значень повних потужностей вузлових ПС

№ пункту	Активні потужності, P, МВт		Реактивні потужності, Q, МВАр		Повна потужність, S _{max} , МВА	Модуль повної потужності S _{max} , МВА
	СН	НН	СН	НН		
1	0	4	0	-2,159	4-j2,159	4,545
2	2	6	-1,239	-3,238	8-j4,478	9,168
3	0	9	0	-4,858	9-j4,858	10,227
4	3	5	-1,859	-2,699	8-j4,558	9,207
5	0	8	0	-4,318	8-j4,318	9,091
6	5	3	-3,099	-1,619	8-j4,718	9,288
7	3	5	-1,859	-2,699	8-j4,558	9,207
8	7	6	-4,338	-3,238	13-j7,577	15,047

Обираючи потужність та кількість силових трансформаторів необхідно знати, що до шин кожної ПС 110 кВ приєднані споживачі I-ї та II-ї категорій. Саме тому на кожній ПС встановлюємо по два силових трансформатора, які мають однакову номінальну потужність. Потужність силових трансформаторів обираємо згідно з ПТЕ , а саме що допускається перевантаження трансформаторів в післяаварійному режимі на 40% під час добового максимуму навантаження не більше 6 годин на добу, протягом 5 діб.

Потужність встановлених силових трансформаторів на ПС №1 становитиме:

$$S_{T1} = \frac{S_{\max 1}}{1,5} = \frac{4,545}{1,5} = 3,03 \text{ МВА}$$

Отже обираємо до встановлення на ПС №1 два силові трансформатори типу ТМН-6300/110. Аналогічно виконуємо вибір трансформаторів для інших ПС 110 кВ. Результати наведені в табл. 1.3.

Таблиця 1.3 – Результати вибору потужності силових трансформаторів вузлових ПС РЕМ 110 кВ

№ пункту	Модуль повної потужності S _{max} , МВА	Розрахункова номінальна потужність S _T , МВА	Кількість обмоток	Кількість і тип трансформаторів
1	4,545	3,03	2	2хТМН-6300/110
2	9,168	6,112	3	2хТДТН-6300/110
3	10,227	6,818	2	2хТДН-10000/110

										Арк.
										19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП9213.14.1.019 ПЗ					

Таблиця 1.3. Продовження

4	9,207	6,138	3	2хТДТН-6300/110
5	9,091	6,061	2	2хТМН-6300/110
6	9,288	6,192	3	2хТДТН-6300/110
7	9,207	6,138	3	2хТДТН-6300/110
8	15,047	10,031	3	2хТДТН-16000/110

Каталожні дані обраних силових трансформаторів представлені у табл. 1.4

Таблиця 1.4 – Каталожні дані силових трансформаторів вузлових підстанцій

№ пункту	Тип трансформаторів	Потужність S _н , МВА	U _{ном} , обмоток, кВ			U _к , %			ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %
			ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н			
1	ТМН-6300/110	6,3	115	-	11	-	10,5	-	44	11,5	0,8
2	ТДТН-6300/110	6,3	115	38,5	11	10,5	17	6	58	14	1,2
3	ТДН-10000/110	10	115	-	11	-	10,5	-	60	14	0,7
4	ТДТН-6300/110	6,3	115	38,5	11	10,5	17	6	58	14	1,2
5	ТМН-6300/110	6,3	115	-	11	-	10,5	-	44	11,5	0,8
6	ТДТН-6300/110	6,3	115	38,5	11	10,5	17	6	58	14	1,2
7	ТДТН-6300/110	6,3	115	38,5	11	10,5	17	6	58	14	1,2
8	ТДТН-16000/110	16	115	38,5	11	10,5	17	6	100	23	1

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

$$\beta_1 = \frac{S_{\max 1}}{n \cdot S_{\text{ном1}}} = \frac{4,545}{2 \cdot 6,3} = 0,361,$$

де n – кількість паралельно працюючих трансформаторів у групі.

Тоді втрати потужності у двообмотковому трансформаторі пункту 1 становитимуть:

											Арк.
											20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП9213.14.1.019 ПЗ						

Аналогічним чином розраховують втрати потужності в Z – та Y – елементах схеми заміщення решти силових трансформаторів. Результати розрахунку наведені в табл 1.5.

Таблиця 1.5 – Коефіцієнти завантаження та втрати потужності в елементах схеми заміщення трансформаторів

№ пункту	Тип тр-рів	$U_k, \%$			β_i			$\Delta S_{tz}, \text{MBA}$	$\Delta S_{ty}, \text{MBA}$
		ВН	ВН	ВН	ВН	ВС	СН		
1	ТМН-6300/110	-	10,5	-	0,361	-	0,361	0,011-j0,172	0,023-j0,101
2	ТДТН-6300/110	10,75	0	6,25	0,728	0,187	0,541	0,049-j0,947	0,028-j0,151
3	ТДН-10000/110	-	10,5	-	0,511	-	0,511	0,031-j0,549	0,028-j0,14
4	ТДТН-6300/110	10,75	0	6,25	0,731	0,28	0,451	0,047-j0,883	0,028-j0,151
5	ТМН-6300/110	-	10,5	-	0,722	-	0,722	0,045-j0,688	0,023-j0,1
6	ТДТН-6300/110	10,75	0	6,25	0,737	0,467	0,271	0,048-j0,793	0,028-j0,151
7	ТДТН-6300/110	10,75	0	6,25	0,731	0,28	0,451	0,047-j0,883	0,028-j0,151
8	ТДТН-16000/110	10,75	0	6,25	0,47	0,257	0,213	0,033-j0,851	0,046-j0,32

1.3 Розрахунок L-схеми електричної мережі

При розрахунку L-схеми робимо припущення, що мережа електрично однорідна, задля того щоб виконати орієнтовний розрахунок поточкорозподілу потужності в замкненій електричній мережі. Тобто мережа буде виконана на всіх ділянках однаковими перерізами проводів, які мають однакове розташування на

										Арк.
										22
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП9213.14.1.019 ПЗ					

всіх опорах. Втрати потужності у повздовжніх елементах мережі не враховуємо, а розрахунок виконуємо за заданими навантаженнями.

Виконаємо розрахунок поточкорозподілу мережі не за заданими, а за приведеними до сторони ВН, значеннями навантажень пунктів схеми \dot{S}_{np}, MVA .

Приведене навантаження пункту №1 становить:

$$\dot{S}_{np1} = \dot{S}_{зад1} + (\Delta\dot{S}_{tz1} + \Delta\dot{S}_{ty1}) \cdot 10^{-3} = (4 - j2,159) + ((11,452 - j172,176) + (23 - j100,8)) \cdot 10^{-3} = 4,034 - j2,432 MVA$$

В такий самий спосіб знаходимо значення приведених навантажень для решти пунктів. Результати розрахунку наведені в табл. 1.6

Таблиця 1.6 – Приведені навантаження пунктів РЕМ

№ ПС	Повна потужність \dot{S}_{max}, MVA	Втрати потужності в трансформаторі, кВА	Приведене навантаження, МВА
1	4-j2,159	34,452-j272,976	4,034-j2,432
2	8-j4,478	77,713-j1098,904	8,078-j5,577
3	9-j4,858	59,379-j689,135	9,059-j5,547
4	8-j4,558	75,316-j1034,612	8,075-j5,593
5	8-j4,318	68,81-j789,505	8,069-j5,107
6	8-4,718	76,4-j944,789	8,076-j5,663
7	8-j4,558	75,316-j1034,612	8,075-j5,593
8	13-j7,577	79,273-j1171,378	13,079-j8,748

Розрахунок виконуватимемо методом контурних рівнянь. Врахуємо що ділянки 0-3 та 0-8 дволанцюгові, тому їхні довжини розділимо на 2:

$$L_{0-3} = \frac{L_{0-3}}{2} = \frac{22,361}{2} = 11,18 \text{ км}; \quad L_{0-8} = \frac{L_{0-8}}{2} = \frac{28,284}{2} = 14,142 \text{ км}.$$

У першому варіанті РЕМ наявні 2 контури – 0-8-7-1-2-3-0 та 0-8-6-5-4-3-0. Для першого контуру обираємо перемичкою 1-7, для другого 4-5. Позитивним напрямком обходу контурів було обрано обхід за годинниковою стрілкою.

Варіант схеми №1. Розмикаємо ділянки 1-7 та 4-5 та знаходимо поточкорозподіл в умовно розімкненій мережі.

						ДП9213.14.1.019 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			23

$$\dot{S}_{1-2}^{poz} = \dot{S}_{np1} = 4,034 - j2,432 \text{ MBA}$$

$$\dot{S}_{3-4}^{poz} = \dot{S}_{np4} = 8,075 - j5,593 \text{ MBA}$$

$$\dot{S}_{5-6}^{poz} = \dot{S}_{np5} = 8,069 - j5,107 \text{ MBA}$$

$$\dot{S}_{8-7}^{poz} = \dot{S}_{np7} = 8,075 - j5,593 \text{ MBA}$$

$$\dot{S}_{2-3}^{poz} = \dot{S}_{1-2}^{poz} + \dot{S}_{np2} = (4,034 - j2,432) + (8,078 - j5,577) = 12,112 - j8,009 \text{ MBA}$$

$$\dot{S}_{8-6}^{poz} = \dot{S}_{5-6}^{poz} + \dot{S}_{np6} = (8,069 - j5,107) + (8,076 - j5,663) = 16,145 - j10,77 \text{ MBA}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{0-3}^{poz} &= \dot{S}_{3-4}^{poz} + \dot{S}_{2-3}^{poz} + \dot{S}_{np3} = (8,075 - j5,593) + (12,112 - j8,009) + (9,059 - j5,547) \\ &= 29,247 - j19,148 \text{ MBA} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{0-8}^{poz} &= \dot{S}_{8-6}^{poz} + \dot{S}_{8-7}^{poz} + \dot{S}_{np8} = (16,145 - j10,77) + (8,075 - j5,593) + (13,079 - j8,748) \\ &= 37,3 - j25,111 \text{ MBA} \end{aligned}$$

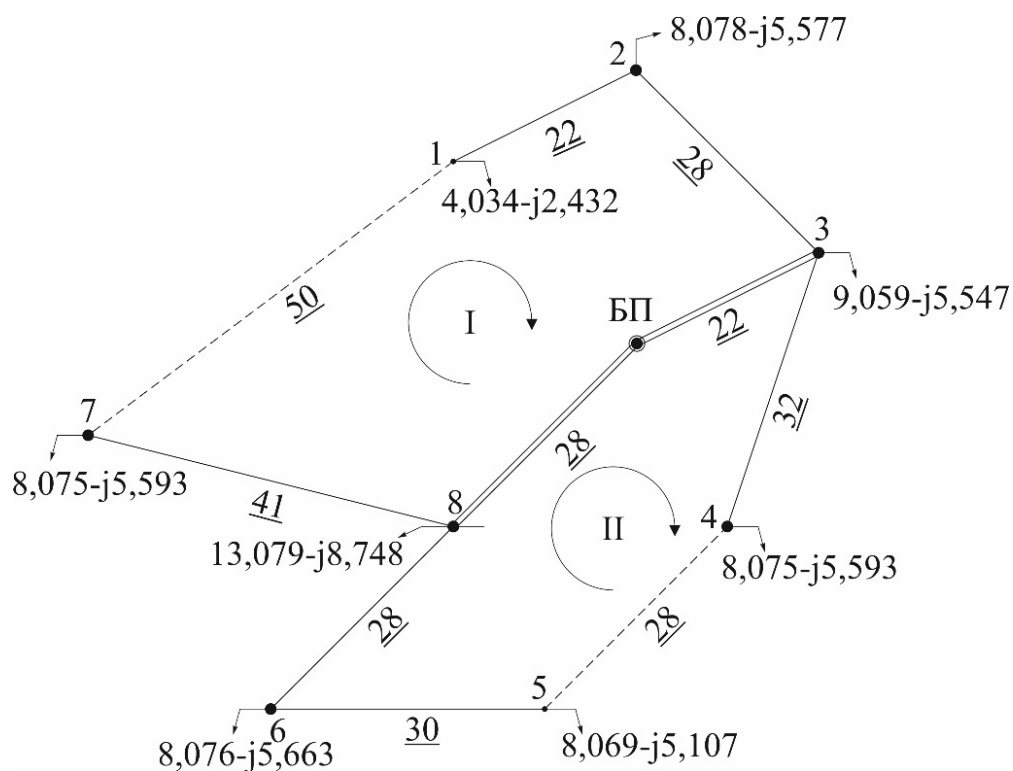


Рисунок 1.7 – Вибір контурів і перемичок у початковій замкнутій схемі електричної мережі

Знайдемо власні та взаємні довжини контурів:

$$\begin{aligned} L_I &= L_{0-3} + L_{0-8} + L_{8-7} + L_{1-7} + L_{1-2} + L_{2-3} = 11,18 + 14,142 + 41,231 + 50 + 22,361 + \\ &+ 28,284 = 167,198 \text{ км} \end{aligned}$$

					ДП9213.14.1.019 ПЗ	Арк.
						24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$L_{II} = L_{0-3} + L_{0-8} + L_{5-6} + L_{8-6} + L_{4-5} + L_{3-4} = 11,18 + 14,142 + 30 + 28,284 + 28,284 + 31,623 = 143,514 \text{ кМ}$$

$$L_{I-II} = L_{0-3} + L_{0-8} = 11,18 + 14,142 = 25,322 \text{ кМ}$$

Система контурних рівнянь в даному випадку матиме наступний вигляд:

$$\begin{cases} \dot{S}_{0-8}^{poz} \cdot L_{0-8} - \dot{S}_{0-3}^{poz} \cdot L_{0-3} + \dot{S}_{8-7}^{poz} \cdot L_{8-7} - \dot{S}_{1-2}^{poz} \cdot L_{1-2} - \dot{S}_{2-3}^{poz} \cdot L_{2-3} = -\dot{S}_{k1} \cdot L_I + \dot{S}_{k2} \cdot L_{I-II} \\ \dot{S}_{0-3}^{poz} \cdot L_{0-3} + \dot{S}_{3-4}^{poz} \cdot L_{3-4} - \dot{S}_{0-8}^{poz} \cdot L_{0-8} - \dot{S}_{8-6}^{poz} \cdot L_{8-6} - \dot{S}_{5-6}^{poz} \cdot L_{5-6} = -\dot{S}_{k2} \cdot L_{II} + \dot{S}_{k1} \cdot L_{I-II} \end{cases}$$

$$\begin{cases} (37,3 - j25,111) \cdot (14,142) - (29,247 - j19,148) \cdot (11,18) + (8,075 - j5,593) \cdot \\ \cdot (41,231) - (4,034 - j2,432) \cdot (22,361) - (12,112 - j8,009) \cdot (28,284) = -\dot{S}_{k1} \cdot \\ \cdot (167,198) + \dot{S}_{k2} \cdot (25,322) \end{cases}$$

$$\begin{cases} (29,247 - j19,148) \cdot (11,18) + (8,075 - j5,593) \cdot (31,623) - (37,3 - j25,111) \cdot \\ \cdot (14,142) - (16,145 - j10,77) \cdot (28,284) - (8,069 - j5,107) \cdot (30) = -\dot{S}_{k2} \cdot \\ \cdot (143,514) + \dot{S}_{k1} \cdot (25,322) \end{cases}$$

Розв'язавши дану систему отримаємо наступні значення контурних потужностей:

$$\dot{S}_{k1} = 0,0795 + j0,0999 \text{ МВА}$$

$$\dot{S}_{k2} = 4,5 - j2,923 \text{ МВА}$$

Знаходимо значення результуючих потоків потужностей за окремими ділянках із врахуванням контурних потоків потужності.

$$\dot{S}_{1-7} = \dot{S}_{k1} = 0,0795 + j0,0999 \text{ МВА}$$

$$\dot{S}_{4-5} = \dot{S}_{k2} = 4,5 - j2,923 \text{ МВА}$$

$$\dot{S}_{1-2} = \dot{S}_{1-2}^{poz} - \dot{S}_{k1} = (4,034 - j2,432) - (0,0795 + j0,0999) = 3,955 - j2,532 \text{ МВА}$$

$$\dot{S}_{8-6} = \dot{S}_{8-6}^{poz} - \dot{S}_{k2} = (16,145 - j10,77) - (4,5 - j2,923) = 11,645 - j7,847 \text{ МВА}$$

$$\dot{S}_{8-7} = \dot{S}_{8-7}^{poz} + \dot{S}_{k1} = (8,075 - j5,593) + (0,0795 + j0,0999) = 8,155 - j5,493 \text{ МВА}$$

$$\dot{S}_{3-4} = \dot{S}_{3-4}^{poz} + \dot{S}_{k2} = (8,075 - j5,593) + (4,5 - j2,923) = 12,576 - j8,516 \text{ МВА}$$

$$\dot{S}_{5-6} = \dot{S}_{5-6}^{poz} - \dot{S}_{k2} = (8,069 - j5,107) - (4,5 - j2,923) = 3,568 - j2,184 \text{ МВА}$$

$$\dot{S}_{2-3} = \dot{S}_{2-3}^{poz} - \dot{S}_{k1} = (12,112 - j8,009) - (0,0795 + j0,0999) = 12,033 - j8,109 \text{ МВА}$$

$$\dot{S}_{0-3} = \dot{S}_{0-3}^{poz} + \dot{S}_{k2} - \dot{S}_{k1} = (29,247 - j19,148) + (4,5 - j2,923) - (0,0795 + j0,0999) = 33,668 - j22,171 \text{ МВА}$$

										Арк.
										25
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП9213.14.1.019 ПЗ					

$$\begin{aligned}\dot{S}_{0-8} &= \dot{S}_{0-8}^{poz} + \dot{S}_{k1} - \dot{S}_{k2} = (37,3 - j25,111) + (0,0795 + j0,0999) - (4,5 - j2,923) = \\ &= 32,879 - j22,088 \text{ МВА}\end{aligned}$$

Визначимо поточкорозподіл в умовно розімкненій схемі варіанта РЕМ №1.
Результати наведені на рис. 1.8.

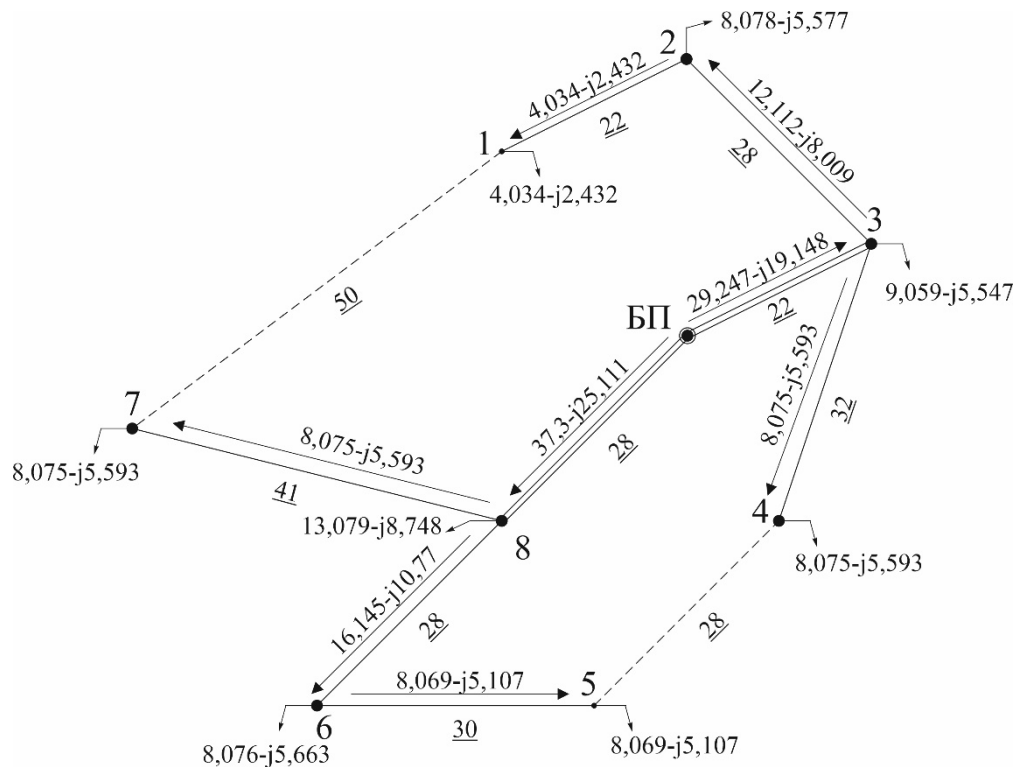


Рисунок 1.8 – Поточкорозподіл в умовно розімкненій L-схемі варіанта РЕМ №1

Обов'язковою умовою є перевірка виконання II-го закону Кірхгофа у початковій схемі електричної мережі:

-для 1-го контуру:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{0-8} \cdot L_{0-8} + \dot{S}_{8-7} \cdot L_{8-7} + \dot{S}_{1-7} \cdot L_{1-7} - \dot{S}_{0-3} \cdot L_{0-3} - \dot{S}_{1-2} \cdot L_{1-2} - \dot{S}_{2-3} \cdot L_{2-3} = (32,879 - \\ - j22,088) \cdot (14,142) + (8,155 - j5,493) \cdot (41,231) + (0,0795 + j0,0999) \cdot (50) - \\ - (33,668 - j22,171) \cdot (11,18) - (3,955 - j2,532) \cdot (22,361) - (12,033 - j8,109) \cdot \\ \cdot (22,284) = 0\end{aligned}$$

-для 2-го контуру:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{0-3} \cdot L_{0-3} + \dot{S}_{3-4} \cdot L_{3-4} + \dot{S}_{4-5} \cdot L_{4-5} - \dot{S}_{0-8} \cdot L_{0-8} - \dot{S}_{5-6} \cdot L_{5-6} - \dot{S}_{8-6} \cdot L_{8-6} = (33,668 - \\ - j22,171) \cdot (11,18) + (12,576 - j8,516) \cdot (31,623) + (4,5 - j2,923) \cdot (28,284) - \\ - (32,879 - j22,088) \cdot (14,142) - (3,568 - j2,184) \cdot (30) - (11,645 - j7,847) \cdot \\ \cdot (28,284) = 0\end{aligned}$$

										Арк.
										26
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП9213.14.1.019 ПЗ					

Отже поточкорозподіл в L-схемі знайдений вірно. Поточкорозподіл у L-схемі для нормального її режиму роботи представлений на рис. 1.9.

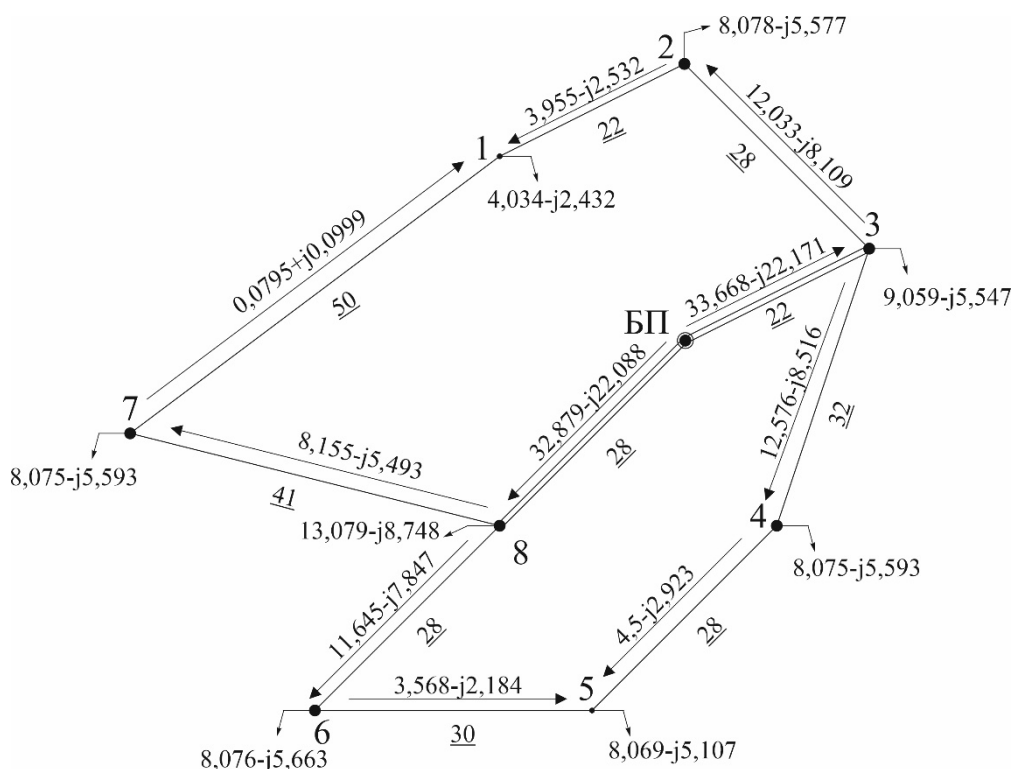


Рисунок 1.9 – Поточкорозподіл потужностей в L-схемі варіанта РЕМ №1

Аналогічні розрахунки виконуємо також для другого варіанту синтезованої РЕМ. Результати представлені на рис. 1.10

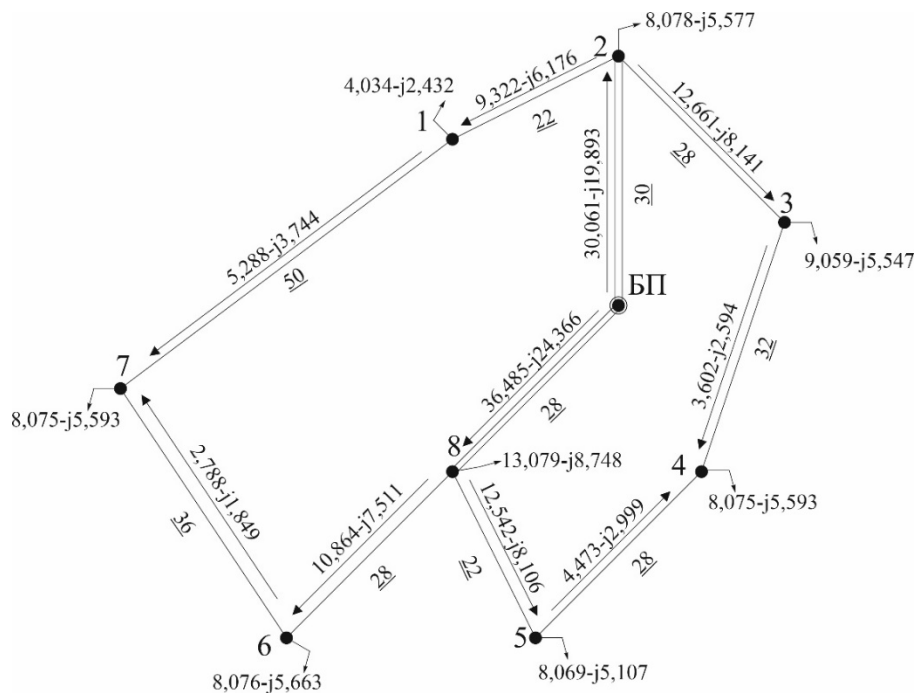


Рисунок 1.10 – Поточкорозподіл потужностей в L-схемі варіанта РЕМ №5

					ДП9213.14.1.019 ПЗ	Арк.
						27
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1.4 Вибір кількості ланцюгів та перерізу проводів на ділянках РЕМ

Розрахуємо значення часу максимальних втрат:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{5400}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 3862,249 \text{ год}$$

Розрахуємо значення струмів, що протікають ділянками ЛЕП для першого та п'ятого варіантів виконання РЕМ. Величина струму ділянки 0-3 в першому варіанті складе:

$$I_{0-3} = \frac{\sqrt{P_{0-3}^2 + Q_{0-3}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{н0-3} \cdot n_l} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{33,668^2 + (-22,171)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} \cdot 10^3 = 105,792 \text{ А}$$

Аналогічно знаходимо значення струмів для інших ділянок першого та п'ятого варіантів. Результати розрахунків приведені в табл. 1.7

Таблиця 1.7 – Струми ділянок РЕМ

Ділянка	I _i , А	
	Варіант РЕМ №1	Варіант РЕМ №5
0-3	105,792	-
0-2	-	94,6
8-7	51,605	-
0-8	103,947	115,137
1-2	24,647	58,692
8-6	73,701	69,323
6-7	-	17,556
1-7	0,67	34,006
4-5	28,167	28,266
4-3	79,715	23,297
8-5	-	78,382
2-3	76,157	79,006
5-6	21,959	-

Вибір перерізу проводів на ділянках ЛЕП виконано відповідно методу знаходження оптимального перерізу.

Формула для визначення оптимального перерізу має вигляд:

$$F_{\text{опт}} = \frac{1}{k} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot I_i^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot U_{\text{ex}} \times 10^{-1}}{k_{\text{нум зм}} \cdot (0,01 \cdot H_e + E)}} \quad (1),$$

де k — кількість ланцюгів на опорі ПЛ;

										Арк.
										28
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

ρ — питомий опір матеріалу проводу, $\frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{км}}$ (стандартне значення

питомого опору для алюмінію складає $28,5 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{км}}$;

τ — час максимальних втрат, $\frac{\text{год}}{\text{рік}}$;

$\Pi_{\text{вх}}$ — тариф на вході до мережі, $\frac{\text{коп}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}$ (за табл. 2.3.1 - $400 \frac{\text{коп}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}$);

H_e — нормативний показник витрат на експлуатацію ПЛ, % (див. табл. Д.22 ПЛ 35-110 кВ: загальні відрахування – 1.2);

E – норма дисконту – приймаємо – 0,1;

$k_{\text{нум зм110(1,2)}}$ – питома величина умовно змінних витрат на спорудження ПЛ, $\frac{\text{грн}}{\text{мм}^2 \cdot \text{км}}$ яку визначають за табл. Д.15 у залежності від класу номінальної

напруги, кількості ланцюгів і типу опор – приймаємо для 110 кВ:

- залізобетонні одностійкові вільностоячі для одноланцюгових ліній,

$$k_{\text{нум зм110(1)}} = 1550 \frac{\text{грн}}{\text{мм}^2 \cdot \text{км}}$$

- залізобетонні одностійкові вільностоячі для дволанцюгових ліній,

$$k_{\text{нум зм110(2)}} = 1500 \frac{\text{грн}}{\text{мм}^2 \cdot \text{км}}$$

Оптимальний переріз проводів ділянки 0-3 електричної мережі складе:

$$F_{\text{опт0-3}} = \frac{1}{k} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot I_{(0-3)}^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot \Pi_{\text{вх}} \times 10^{-1}}{k_{\text{нум зм110(2)}} \cdot (0,01 \cdot H_e + E)}} = \frac{1}{2} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot 105,792^2 \cdot 28,5 \cdot 3862,249 \cdot 4 \times 10^{-1}}{1500 \cdot (1,2 + 10)}} = 148,321 \text{ мм}^2$$

Так як розраховане значення оптимального перерізу не підпадає під стандарт проводів, потрібно зробити порівняння величини сумарних дисконтованих витрат для виконання цієї ділянки проводами більшого та меншого перерізу у зрівнянні до знайденого перерізу.

									Арк.
									29
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

Перший варіант це ділянка 0-3 виконана дволанцюговою лінією. Тому найближчим меншим стандартним перерізом буде $2 \times 120 \text{ мм}^2$, а найближчим найбільшим - $2 \times 240 \text{ мм}^2$.

Порівняємо значення функції дисконтованих витрат для варіантів будівництва ділянки 0-3.

Визначимо витрати на експлуатацію ділянки 0-3 виконаної перерізом $2 \times 120 \text{ мм}^2$ та $2 \times 240 \text{ мм}^2$:

$$K_{nl0-3(A)} = n_2 \cdot K_{110(2 \times 120)} \cdot L_{0-3} = 2 \cdot 3947,5 \cdot 22,361 = 176537,5 \text{ тис.грн.}$$

$$K_{nl0-3(B)} = n_2 \cdot K_{110(2 \times 240)} \cdot L_{0-3} = 2 \cdot 4309,8 \cdot 22,361 = 192740,1 \text{ тис.грн.}$$

Для виконання ділянки 0-3 перерізами $2 \times 120 \text{ мм}^2$ та $2 \times 240 \text{ мм}^2$ потрібна однакова кількість вимикачів. Отже, капіталовкладення для встановлення коміроч вимикачів не враховуємо.

Обчислимо витрати на експлуатацію ділянки 0-3:

$$I_{експ0-3(A)} = K_{nl0-3(A)} \cdot \frac{H_{nl}}{100} = 176537,5 \cdot \frac{1,2}{100} = 2118,451 \text{ тис.грн.}$$

$$I_{експ0-3(B)} = K_{nl0-3(B)} \cdot \frac{H_{nl}}{100} = 192740,1 \cdot \frac{1,2}{100} = 2312,881 \text{ тис.грн.}$$

Знайдемо еквівалентний активний опір ЛЕП для варіантів А та Б:

$$r_{e0-3(A)} = \frac{r_{0-120} \cdot L_{0-3}}{k_1 \cdot n_2} = \frac{0,244 \cdot 22,361}{1 \cdot 2} = 2,728 \text{ Ом}$$

$$r_{e7-8(B)} = \frac{r_{0-240} \cdot L_{0-3}}{k_1 \cdot n_2} = \frac{0,122 \cdot 22,361}{1 \cdot 2} = 1,319 \text{ Ом}$$

Визначимо наближене значення втрат потужності на ділянці 0-3:

$$\Delta P_{\Sigma 0-3(A)} = \frac{(P_{0-3}^2 + Q_{0-3}^2) \cdot r_{e0-3(A)} \cdot 10^3}{U_{ном}^2} = \frac{(33,668^2 + (-22,171)^2) \cdot 2,728 \cdot 10^3}{110^2} = 366,382 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{\Sigma 0-3(B)} = \frac{(P_{0-3}^2 + Q_{0-3}^2) \cdot r_{e0-3(B)} \cdot 10^3}{U_{ном}^2} = \frac{(33,668^2 + (-22,171)^2) \cdot 1,319 \cdot 10^3}{110^2} = 177,185 \text{ кВт}$$

Обчислимо постійні втрати активної енергії:

					ДП9213.14.1.019 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		30

Таблиця 1.8 – Оптимальні перерізи ділянок для варіанту РЕМ №1

Ділянка	Число ланцюгів	Струм, А	Оптимальний переріз, мм ²	Стандартний переріз, мм ²	
				> Фопт	Фопт <
0-3	2	105,792	148,321	2x120	2x240
1-7	1	0,67	1,879	1x120	-
8-7	1	51,605	144,702	1x120	1x240
0-8	2	115,137	161,423	2x120	2x240
8-6	1	73,701	203,298	1x120	1x240
5-6	1	21,959	60,573	1x120	-
4-5	1	28,166	77,695	1x120	-
1-2	1	24,647	67,987	1x120	-
2-3	1	76,156	210,072	1x120	1x240
3-4	1	79,714	219,886	1x120	1x240

За результатами розрахунку сумарних дисконтованих витрат, вибираємо переріз, який найбільш підходить для ділянок мережі. Вибрані перерізи наведені на виділені напівжирним шрифтом в табл 1.9.

Таблиця 1.9 – Варіанти перерізів ділянок для варіанта РЕМ №1

Ділянка	Переріз, мм ²	К _{пл} , тис. грн.	И _{експ} , тис. грн.	И _{втр} , тис. грн.	И _{пл} , тис. грн.	З _{леп} , тис. грн.
0-3	2x120	176537,6	2118,451	5707,25	7825,701	254794,577
	<i>2x240</i>	<i>192740,1</i>	<i>2312,881</i>	<i>2772,587</i>	<i>5085,468</i>	<i>243594,8</i>
1-7	<i>1x120</i>	<i>137390</i>	<i>1648,68</i>	<i>92,234</i>	<i>1740,914</i>	<i>154799,139</i>
8-7	<i>1x120</i>	<i>113294,6</i>	<i>1359,536</i>	<i>1317,573</i>	<i>2677,109</i>	<i>140065,785</i>
	1x240	121132,7	1453,593	654,683	2108,276	142215,481
0-8	2x120	223304,3	2679,652	6971,602	9651,254	319816,859
	<i>2x240</i>	<i>243799,1</i>	<i>2925,589</i>	<i>3387,353</i>	<i>6312,943</i>	<i>306928,531</i>

Таблиця 1.9. Продовження

8-6	1x120	77719,5	932,634	1789,455	2722,089	104940,409
	1x240	83096,36	997,156	877,395	1874,551	101841,87
5-6	1x120	82434	989,208	218,785	1207,993	94513,926
4-5	1x120	77719,5	932,634	305,792	1238,426	90103,778
1-2	1x120	61442,68	737,312	194,748	932,061	70763,282
	1x240	65693,44	788,321	182,996	971,317	75406,611
2-3	1x120	77719,52	932,634	1907,161	2839,796	106117,476
	1x240	83096,36	997,156	934,318	1931,475	102411,107
3-4	1x120	86893,06	1042,717	2330,599	3373,316	120626,225
	1x240	92904,56	1114,855	1140,512	2255,367	115458,226

Для п'ятого варіанта проектування РЕМ вибір перерізу проводів на ділянках мережі є аналогічним до першого варіанта. Результати розрахунку оптимального перерізу п'ятого варіанта будівництва РЕМ наведені в табл 1.10. Результати вибору перерізу наведені в табл 1.11.

Таблиця 1.10 – Оптимальний переріз ділянок для варіанта РЕМ №5

Ділянка	Число ланцюгів	Струм, А	Оптимальний переріз, мм ²	Стандартний переріз, мм ²	
				> ФоПТ	ФоПТ <
0-2	2	94,6	132,63	2x120	2x240
1-7	1	34,006	93,802	-	1x120
6-7	1	17,555	48,426	-	1x120
0-8	2	115,137	161,423	2x120	2x240
8-6	1	69,322	191,221	1x120	1x240
8-5	1	78,381	216,208	1x120	1x240
4-5	1	28,26	77,97	-	1x120
1-2	1	58,692	161,897	1x120	1x240
2-3	1	79,005	217,93	1x120	1x240
3-4	1	23,297	64,263	-	1x120

Таблиця 1.11 – Вибір перерізів ділянок для п'ятого варіанта РЕМ

Ділянка	Переріз, мм ²	Кпл, тис.грн.	Иексп, тис. грн.	Ивтр, тис. грн.	Ипл, тис. грн.	Злеп, тис. грн.
0-2	2x120	236850	2842,2	6135,311	8977,511	326625,106
	2x240	258588	3103,056	2983,878	6086,934	319457,344
1-7	1x120	137390	1648,68	745,853	2394,533	161335,328
6-7	1x120	99073,34	1188,88	191,994	1380,874	112882,079
0-8	2x120	223304,32	2679,652	8539,92	11219,572	335500,042
	2x240	243799,1	2925,589	4145,802	7071,392	314513,021
8-6	1x120	77719,52	932,634	1589,159	2521,793	102937,451
	1x240	83096,36	997,156	780,53	1777,687	100873,226
8-5	1x120	61442,676	737,312	1594,68	2331,992	84762,594
	1x240	65693,441	788,321	780,686	1569,008	81383,519
4-5	1x120	77719,521	932,634	307,591	1240,226	90121,776
1-2	1x120	61442,676	737,312	912,215	1649,527	77937,946
	1x240	65693,441	788,321	450,642	1238,963	78083,074
2-3	1x120	77719,521	932,634	2048,547	2981,181	107531,333
	1x240	83096,36	997,156	1002,693	1999,85	103094,858
3-4	1x120	86893,066	1042,717	252,271	1294,988	99842,947

Знайдемо та порівняємо загальну вартість спорудження ЛЕП першої та третьої конфігурації.

I – конфігурація:

$$\begin{aligned} \Sigma Z_{(1)} &= 243594,8 + 154799,139 + 140065,785 + 306928,531 + 101841,87 + \\ &+ 94513,926 + 90103,778 + 70763,282 + 102411,107 + 115458,226 = \\ &= 1420480,445 \text{ тис.грн.} \end{aligned}$$

V – конфігурація:

$$\begin{aligned} \Sigma Z_{(5)} &= 319457,344 + 161335,328 + 112882,079 + 314513,021 + 100873,226 + \\ &+ 81383,519 + 90121,776 + 77937,946 + 103094,858 + 99842,947 = \\ &= 1461587,173 \text{ тис.грн.} \end{aligned}$$

За результатами порівняння вартості спорудження ЛЕП, в подальших розрахунках будемо використовувати конфігурацію №1, як найбільш економічну.

										Арк.
										34
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП9213.14.1.019 ПЗ					

1.5 Розрахунок параметрів схеми заміщення об'єктів електричної мережі

Згідно попередніх розрахунків до виконання ПЛ 110 кВ прийнято використовувати проводи марки АС перерізом 120 та 240 мм² в одно- та дволанцюговому виконанні. В даному проєкті для спорудження ПЛ 110 кВ використовуватимемо залізобетонні опори з середньо геометричною відстанню між проводами 5000 мм.

$$D_{cp} = 5000 \text{ мм}$$

Питомий реактивний опір (реактанс) ПЛ для проводів АС-120 та АС-240 становитиме:

$$x_{0_AC-120} = 2 \cdot \pi \cdot f \left[\frac{\mu_0}{2 \cdot \pi} \left(\ln \left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{AC-120}} \right) + \frac{\mu_r}{4} \right) \right] = 2 \cdot \pi \cdot 50 \times$$

$$\times \left[\frac{4 \cdot \pi \cdot 10^{-4}}{2 \cdot \pi} \left(\ln \left(\frac{2 \cdot 5000}{15,2} \right) + \frac{1,000022}{4} \right) \right] = 0,4234 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

$$x_{0_AC-240} = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot \left[\frac{\mu_0}{2 \cdot \pi} \left(\ln \left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{AC-240}} \right) + \frac{\mu_r}{4} \right) \right] = 2 \cdot \pi \cdot 50 \times$$

$$\times \left[\frac{4 \cdot \pi \cdot 10^{-4}}{2 \cdot \pi} \left(\ln \left(\frac{2 \cdot 5000}{21,6} \right) + \frac{1,000022}{4} \right) \right] = 0,4013 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

Питомий кондуктанс для проводів одно- та двоколового виконання АС-120 і АС-240 становить:

$$g_{0_1x120} = \frac{\Delta P_{\kappa 0_1x120}}{U_{ном}^2} = \frac{0,07 \cdot 10^{-3}}{110^2} = 5,785 \cdot 10^{-9} \frac{\text{См}}{\text{км}}$$

$$g_{0_2x120} = \frac{\Delta P_{\kappa 0_2x120}}{U_{ном}^2} = \frac{0,04 \cdot 10^{-3}}{110^2} = 3,306 \cdot 10^{-9} \frac{\text{См}}{\text{км}}$$

$$g_{0_1x240} = \frac{\Delta P_{\kappa 0_1x240}}{U_{ном}^2} = \frac{0,05 \cdot 10^{-3}}{110^2} = 4,132 \cdot 10^{-9} \frac{\text{См}}{\text{км}}$$

$$g_{0_2x240} = \frac{\Delta P_{\kappa 0_2x240}}{U_{ном}^2} = \frac{0,03 \cdot 10^{-3}}{110^2} = 2,479 \cdot 10^{-9} \frac{\text{См}}{\text{км}}$$

									ДП9213.14.1.019 ПЗ	Арк.
										35
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

Питома реактивна провідність (сусцептанс) ПЛ для проводів АС-120 та АС-240 становитиме:

$$b_{0_АС-120} = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot \frac{2 \cdot \pi \cdot \epsilon_0 \cdot \epsilon_r}{\ln\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{АС-120}}\right)} = 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot \frac{2 \cdot \pi \cdot 8,854 \cdot 10^{-9} \cdot 1,00059}{\ln\left(\frac{2 \cdot 5000}{15,2}\right)} =$$

$$= 2,694 \cdot 10^{-6} \frac{См}{км}$$

$$b_{0_АС-240} = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot \frac{2 \cdot \pi \cdot \epsilon_0 \cdot \epsilon_r}{\ln\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{АС-240}}\right)} = 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot \frac{2 \cdot \pi \cdot 8,854 \cdot 10^{-9} \cdot 1,00059}{\ln\left(\frac{2 \cdot 5000}{21,6}\right)} =$$

$$= 2,849 \cdot 10^{-6} \frac{См}{км}$$

Виконаємо розрахунок питомого активного опору (резистанс) ПЛ для проводів АС-120 та АС-240:

Початкові параметри для проводу АС-120 становлять:

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

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

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

- питомий опір алюмінію $\rho_{al} = 28,5 \frac{Ом \cdot мм^2}{км}$

Отже, питомий активний опір для проводу АС-120 становитиме:

$$r_{0_АС-120} = \frac{\rho_{al} \cdot k_{120}}{0,25 \cdot \pi \cdot d_{al120}^2} = \frac{28,5 \cdot 0,03920}{0,25 \cdot \pi \cdot 2,4^2} = 0,247 \frac{Ом}{км}$$

Аналогічно розраховуємо для проводу АС-240, питомий активний опір якого становить:

$$r_{0_АС-240} = 0,119 \frac{Ом}{км}$$

Розрахуємо повний опір та провідність ділянок електричної мережі на прикладі ділянки 0-3:

					ДП9213.14.1.019 ПЗ	Арк.
						36
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$r_{0-3} = \frac{r_{0_AC-240} \cdot L_{0-3}}{2} = \frac{0,119 \cdot 22,361}{2} = 1,327 \text{ Ом}$$

$$x_{0-3} = \frac{x_{0_AC-240} \cdot L_{0-3}}{2} = \frac{0,4013 \cdot 22,361}{2} = 4,487 \text{ Ом}$$

Повний опір та провідність ділянки 0-3 становитиме:

$$\underline{Z}_{0-3} = r_{0-3} + j \cdot x_{0-3} = 1,327 + j \cdot 4,487 \text{ Ом}$$

$$\underline{Y}_{0-3} = (g_{0_2x240} + j \cdot 2 \cdot b_{0_AC-240}) \cdot L_{0-3} = (2,479 \cdot 10^{-9} + j \cdot 2 \cdot 2,879 \cdot 10^{-6}) \cdot 22,361 = 2,479 \cdot 10^{-9} + j \cdot 254,846 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

Інші ділянки розраховуються аналогічним методом, результати повного опору та провідностей занесені до табл 1.12.

Таблиця 1.12 – Параметри схем заміщення ПЛ 110 кВ

Ділянка	Повний опір, Ом	Повна провідність, См
0-3	1,327+j4,487	2,479·10 ⁻⁹ +j254,846·10 ⁻⁶
1-7	12,348+j21,171	5,785·10 ⁻⁹ +j134,748·10 ⁻⁶
8-7	4,893+j16,548	4,132·10 ⁻⁹ +j117,478·10 ⁻⁶
0-8	1,678+j5,676	2,479·10 ⁻⁹ +j322,357·10 ⁻⁶
8-6	3,356+j11,352	4,132·10 ⁻⁹ +j80,589·10 ⁻⁶
5-6	7,409+j12,703	5,785·10 ⁻⁹ +j80,849·10 ⁻⁶
4-5	6,985+j11,976	5,785·10 ⁻⁹ +j76,225·10 ⁻⁶
1-2	2,653+j8,974	4,132·10 ⁻⁹ +j63,711·10 ⁻⁶
2-3	3,356+j11,352	4,132·10 ⁻⁹ +j80,589·10 ⁻⁶
3-4	3,752+j12,692	4,132·10 ⁻⁹ +j90,102·10 ⁻⁶

Розглянемо трансформатори, встановлені на ПС №1. На даній понижуючій підстанції встановлені два двохобмоткових силових трансформатора типу ТМН-6300/110.

Активний опір трансформатора типу ТМН-6300/110 дорівнюватиме:

$$r_{T1} = \frac{\Delta P_{кз1} \cdot U_{T6,3B}^2}{S_{ном1}^2} = \frac{44 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{6300^2} = 14,661 \text{ Ом}$$

										Арк.
										37
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

Реактивний опір трансформатора типу ТМН-6300/110 дорівнюватиме:

$$x_{T1} = \frac{U_{к1} \cdot U_{T6,3B}^2}{S_{ном1}} = \frac{10,5\% \cdot 115^2 \cdot 10^3}{6300} = 220,417 \text{ Ом}$$

Активна провідність трансформатора типу ТМН-6300/110 дорівнюватиме:

$$g_{T1} = \frac{\Delta P_{x.x.1}}{U_{T6,3B}^2} = \frac{11,5}{115^2 \cdot 10^3} = 8,696 \cdot 10^{-7} \text{ См}$$

Реактивна провідність трансформатора типу ТМН-6300/110 дорівнюватиме:

$$b_{T1} = -\frac{I_{x.x.1} \cdot S_{ном1}}{U_{T6,3B}^2} = -\frac{0,8\% \cdot 6300}{115^2 \cdot 10^3} = -3,811 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

Повний опір та провідність трансформатора типу ТМН-6300/110 дорівнюватиме:

$$\dot{Z}_{T1} = r_{T1} + j \cdot x_{T1} = 14,661 + j \cdot 220,417 \text{ Ом}$$

$$\dot{Y}_{T1} = g_{T1} + j \cdot b_{T1} = 8,696 \cdot 10^{-7} - j \cdot 3,811 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

Повний опір та провідність блоку з двох працюючих трансформаторів типу ТМН-6300/110 дорівнюватиме:

$$\dot{Z}_{\delta T1} = \frac{\dot{Z}_{T1}}{2} = \frac{14,661 + j \cdot 220,417}{2} = 7,331 + j \cdot 110,208 \text{ Ом}$$

$$\dot{Y}_{\delta T1} = 2 \cdot \dot{Y}_{T1} = 2 \cdot (8,696 \cdot 10^{-7} - j \cdot 3,811 \cdot 10^{-6}) = 1,739 \cdot 10^{-6} - j \cdot 7,622 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

Для триобмоткового трансформатора ТДТН-6300/110 у пункті №2, параметри заміщення розраховуємо таким чином.

Активний опір трансформатора типу ТДТН-6300/110 дорівнюватиме:

$$r_{\delta T2} = r_{cT2} = r_{нT2} = \frac{\Delta P_{кз2} \cdot U_{TD6,3B}^2}{2 \cdot S_{ном2}} = \frac{58 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{2 \cdot 6300^2} = 9,663 \text{ Ом}$$

Реактивний опір трансформатора типу ТДТН-6300/110 дорівнюватиме:

$$x_{\delta T2} = \frac{u_{KB2} \% \cdot U_{T6,3B}^2}{S_{ном2}} = \frac{10,75\% \cdot 115^2 \cdot 10^3}{6300} = 225,665 \text{ Ом}$$

$$x_{cT2} = \frac{u_{KC2} \% \cdot U_{T6,3B}^2}{S_{ном2}} = \frac{0 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{6300} = 0 \text{ Ом}$$

$$x_{нT2} = \frac{u_{KH2} \% \cdot U_{T6,3B}^2}{S_{ном2}} = \frac{6,25\% \cdot 115^2 \cdot 10^3}{6300} = 131,2 \text{ Ом}$$

										Арк.
										38
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

Активна провідність трансформатора типу ТДТН-6300/110 дорівнюватиме:

$$g_{T2} = \frac{\Delta P_{x.x.2}}{U_{TD6,3B}^2} = \frac{14}{115^2 \cdot 10^3} = 1,059 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

Реактивна провідність трансформатора типу ТДТН-6300/110 дорівнюватиме:

$$b_{T2} = -\frac{I_{x.x.2} \cdot S_{ном2}}{U_{TD6,3B}^2} = -\frac{1,2\% \cdot 6300}{115^2 \cdot 10^3} = -5,716 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

Повний опір та провідність трансформатора типу ТДТН-6300/110 дорівнюватиме:

$$\dot{Z}_{\epsilon T2} = r_{\epsilon T2} + j \cdot x_{\epsilon T2} = 9,663 + j \cdot 225,665 \text{ Ом}$$

$$\dot{Z}_{cT2} = r_{cT2} + j \cdot x_{cT2} = 9,663 \text{ Ом}$$

$$\dot{Z}_{нT2} = r_{нT2} + j \cdot x_{нT2} = 9,663 + j \cdot 131,2 \text{ Ом}$$

$$\dot{Y}_{T2} = g_{T2} + j \cdot b_{T2} = 1,059 \cdot 10^{-6} - j \cdot 5,716 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

Повний опір та провідність блоку з двох працюючих трансформаторів типу ТДТН-6300/110 дорівнюватиме:

$$\dot{Z}_{\epsilon \epsilon T2} = \frac{\dot{Z}_{\epsilon T2}}{2} = \frac{9,663 + j \cdot 225,665}{2} = 4,832 + j \cdot 112,832 \text{ Ом}$$

$$\dot{Z}_{\epsilon cT2} = \frac{\dot{Z}_{cT2}}{2} = \frac{9,663}{2} = 4,832 \text{ Ом}$$

$$\dot{Z}_{\epsilon нT2} = \frac{\dot{Z}_{нT2}}{2} = \frac{9,663 + j \cdot 131,2}{2} = 4,832 + j \cdot 65,6 \text{ Ом}$$

$$\dot{Y}_{\epsilon T2} = 2 \cdot \dot{Y}_{T2} = 2 \cdot (1,059 \cdot 10^{-6} - j \cdot 5,716 \cdot 10^{-6}) = 2,117 \cdot 10^{-6} - j \cdot 11,433 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

Опри та провідності Трансформаторів інших пунктів розраховуємо аналогічним методом. Результати наведені в табл 1.13.

Таблиця 1.13 – Повні опори та провідності 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	4,832+j112,832	2,117·10 ⁻⁶ -j11,433·10 ⁻⁶
	4,832	
	4,832+ j65,6	

										Арк.
										39
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП9213.14.1.019 ПЗ					

Таблиця 1.13. Продовження

3	3,967+j69,431	$2,117 \cdot 10^{-6} - j10,586 \cdot 10^{-6}$
4	4,832+j112,832	$2,117 \cdot 10^{-6} - j11,433 \cdot 10^{-6}$
	4,832	
	4,832+j65,6	
5	7,331+j110,208	$1,739 \cdot 10^{-6} - j7,622 \cdot 10^{-6}$
6	4,832+j112,832	$2,117 \cdot 10^{-6} - j11,433 \cdot 10^{-6}$
	4,832	
	4,832+j65,6	
7	4,832+j112,832	$2,117 \cdot 10^{-6} - j11,433 \cdot 10^{-6}$
	4,832	
	4,832+j65,6	
8	4,832+j112,832	$2,117 \cdot 10^{-6} - j11,433 \cdot 10^{-6}$
	4,832	
	4,832+j65,6	

1.6 Розрахунок режиму мережі при максимальних навантаженнях

Для пункту 1 знайдемо сумарну поперечну провідність:

$$\underline{Y}_1 = 0,5 \cdot (\underline{Y}_{1-2} + \underline{Y}_{1-7}) + \underline{Y}_{\sigma T1} = 0,5 \cdot \left((4,132 \cdot 10^{-9} + j63,711 \cdot 10^{-6}) + (5,785 \cdot 10^{-9} + j134,748 \cdot 10^{-6}) \right) + (1,739 \cdot 10^{-6} - j \cdot 7,622 \cdot 10^{-6}) = 1,744 \cdot 10^{-6} + j \cdot 91,608 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

Розрахунок поперечних провідностей для інших пунктів проведемо аналогічно. Результати розрахунків наведені в таблиці 1.14.

Таблиця 1.14 – Поперечні провідності пунктів РЕМ 110 кВ

Пункт №	Поперечна провідність Y , См
0	$2,479 \cdot 10^{-9} + j288,602 \cdot 10^{-6}$
1	$1,744 \cdot 10^{-6} + j91,608 \cdot 10^{-6}$
2	$2,121 \cdot 10^{-6} + j60,718 \cdot 10^{-6}$
3	$2,123 \cdot 10^{-6} + j202,182 \cdot 10^{-6}$
4	$2,122 \cdot 10^{-6} + j71,731 \cdot 10^{-6}$
5	$1,745 \cdot 10^{-6} + j70,915 \cdot 10^{-6}$
6	$2,122 \cdot 10^{-6} + j69,286 \cdot 10^{-6}$
7	$2,122 \cdot 10^{-6} + j114,68 \cdot 10^{-6}$
8	$3,484 \cdot 10^{-6} + j236,016 \cdot 10^{-6}$

Розрахунок режиму максимальних навантажень здійснено із використанням контурної моделі. Задаємося початковими наближеннями напруги:

$$U_0 = 115 \text{ кВ}, \quad U_1 = U_2 = U_3 = U_4 = U_5 = U_6 = U_7 = U_8 = 110 \text{ кВ}$$

										Арк.
										40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП9213.14.1.019 ПЗ					

Формуємо матрицю контурних опорів. Для цього визначимо склад контурів та хорди.

I – контур: 0-8-7-1-2-3-0, хорда 1-7;

II – контур: 0-8-6-5-4-3-0, хорда 4-5;

$$\begin{aligned} Z_{\kappa 1} &= Z_{0-3} + Z_{2-3} + Z_{1-2} + Z_{1-7} + Z_{8-7} + Z_{0-8} = (1,327 + j4,487) + (3,356 + j11,352) + \\ &+ (3,005 + j10,163) + (12,348 + j21,171) + (4,893 + j16,548) + (1,678 + j5,676) = \\ &= 26,255 + j68,209 \text{ Ом} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Z_{\kappa 2} &= Z_{0-3} + Z_{3-4} + Z_{4-5} + Z_{5-6} + Z_{8-6} + Z_{0-8} = (1,327 + j4,487) + (3,752 + \\ &+ j12,692) + (6,985 + j11,976) + (7,409 + j12,703) + (3,356 + j11,352) + \\ &+ (1,678 + j5,676) = 24,507 + j58,886 \text{ Ом} \end{aligned}$$

$$Z_{\kappa 1-2} = Z_{0-3} + Z_{0-8} = (1,327 + j4,487) + (1,678 + j5,676) = 3,005 + j10,163 \text{ Ом}$$

$$Z_{\kappa} = \begin{pmatrix} -Z_{\kappa 1} & Z_{\kappa 1-2} \\ Z_{\kappa 1-2} & -Z_{\kappa 2} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -(26,255 + j68,209) & 3,005 + j10,163 \\ 3,005 + j10,163 & -(24,507 + j58,886) \end{pmatrix} \text{ Ом}$$

I-ітерація

Проводимо ітераційний розрахунок. Приймаємо значення напруги в пунктах мережі на першій ітерації рівною номінальній 110 кВ. Відповідно до приведеного навантаження знаходимо лінійні струми навантаження:

$$\begin{aligned} \dot{I}_{p1}^{(1)} &= \frac{\dot{S}_{\max 1} + \Delta \dot{S}_{tz}}{\hat{U}_1^{(0)}} + \underline{Y}_1 \cdot \dot{U}_1^{(0)} = \frac{(4 - j2,159) + (11,452 - j172,176) \cdot 10^{-3}}{110} + \\ &+ (1,744 \cdot 10^{-6} + j9,161 \cdot 10^{-5}) \cdot 110 = 0,0367 - j0,0111 \text{ кА} \end{aligned}$$

Аналогічно знаходимо лінійні струми навантаження у інших пунктах.

Результати наведені в табл 1.15.

Таблиця 1.15 – Результати розрахунку лінійних струмів навантаження пунктів електричної мережі на першій ітерації

Пункт №	Розрахунковий струм, кА	Пункт №	Розрахунковий струм, кА
1	0,0367-j0,0111	5	0,0733-j0,0377
2	0,0734-j0,0426	6	0,0734-j0,0425
3	0,0823-j0,0269	7	0,0734-j0,0369
4	0,0734-j0,0416	8	0,1189-j0,0507

Знайдемо струморозподіл в умовно розімкненій мережі :

$$\dot{I}_{1-2 \text{ роз}}^{(1)} = \dot{I}_{p1}^{(1)} = 0,0367 - j0,0111 \text{ кА}$$

$$\dot{I}_{8-7 \text{ роз}}^{(1)} = \dot{I}_{p7}^{(1)} = 0,0734 - j0,0369 \text{ кА}$$

$$\dot{I}_{5-6 \text{ роз}}^{(1)} = \dot{I}_{p5}^{(1)} = 0,0733 - j0,0377 \text{ кА}$$

$$\dot{I}_{3-4 \text{ роз}}^{(1)} = \dot{I}_{p4}^{(1)} = 0,0734 - j0,0416 \text{ кА}$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{2-3 \text{ роз}}^{(1)} &= \dot{I}_{1-2 \text{ роз}}^{(1)} + \dot{I}_{p2}^{(1)} = (0,0367 - j0,0111) + (0,0734 - j0,0426) = \\ &= 0,1101 - j0,0538 \text{ кА} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{8-6 \text{ роз}}^{(1)} &= \dot{I}_{5-6 \text{ роз}}^{(1)} + \dot{I}_{p6}^{(1)} = (0,0733 - j0,0377) + (0,0734 - j0,0425) = \\ &= 0,1467 - j0,0802 \text{ кА} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{0-3 \text{ роз}}^{(1)} &= \dot{I}_{2-3 \text{ роз}}^{(1)} + \dot{I}_{3-4 \text{ роз}}^{(1)} + \dot{I}_{p3}^{(1)} = (0,1101 - j0,0538) + (0,0734 - j0,0416) + \\ &+ (0,0823 - j0,0269) = 0,2658 - j0,1222 \text{ кА} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{0-8 \text{ роз}}^{(1)} &= \dot{I}_{8-6 \text{ роз}}^{(1)} + \dot{I}_{8-7 \text{ роз}}^{(1)} + \dot{I}_{p8}^{(1)} = (0,1467 - j0,0802) + (0,0734 - j0,0369) + \\ &+ (0,1189 - j0,0507) = 0,339 - j0,1677 \text{ кА} \end{aligned}$$

Виконаємо перевірку правильності розрахунку:

$$\dot{I}_{0-8 \text{ роз}}^{(1)} + \dot{I}_{0-3 \text{ роз}}^{(1)} = 0,6048 - j0,29 \text{ кА}$$

$$\dot{I}_{p1}^{(1)} + \dot{I}_{p2}^{(1)} + \dot{I}_{p3}^{(1)} + \dot{I}_{p4}^{(1)} + \dot{I}_{p5}^{(1)} + \dot{I}_{p6}^{(1)} + \dot{I}_{p7}^{(1)} + \dot{I}_{p8}^{(1)} = 0,6048 - j0,29 \text{ кА}$$

Результати розрахунку наведено на рис. 1.11.

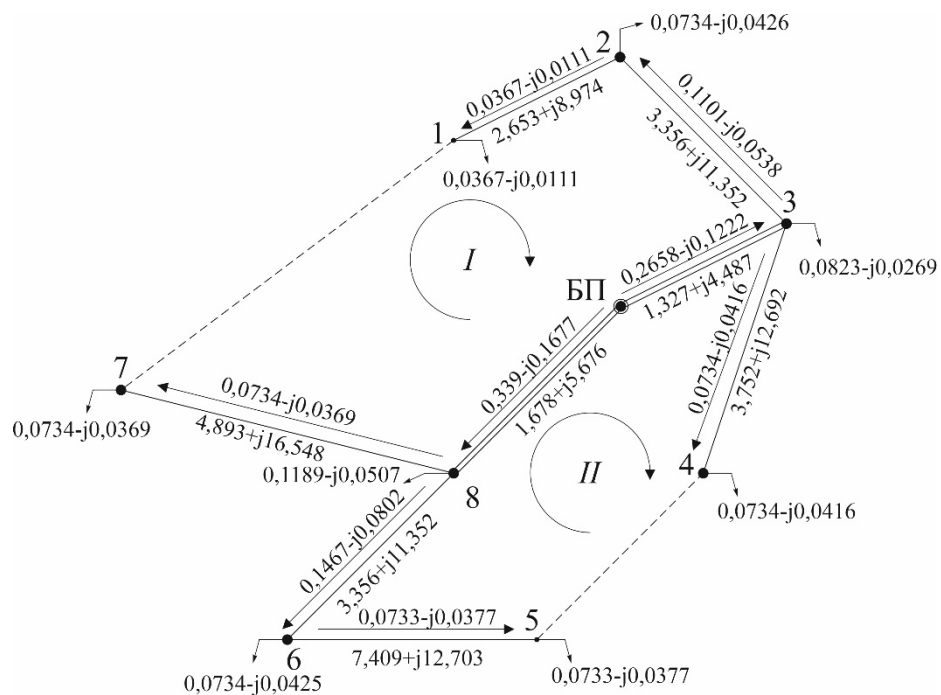


Рисунок 1.11 – Струморозподіл умовно розімкненої мережі на I ітерації

										Арк.
										42
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

$$\dot{I}_{0-3}^{(1)} = \dot{I}_{0-3\text{роз}}^{(1)} + \dot{I}_{\kappa 2}^{(1)} - \dot{I}_{\kappa 1}^{(1)} = (0,2658 - j0,1222) + (0,041 - j0,0209) - (0,0012 + j0,0012) = 0,3055 - j0,1443 \text{ кА}$$

$$\dot{I}_{0-8}^{(1)} = \dot{I}_{0-8\text{роз}}^{(1)} + \dot{I}_{\kappa 1}^{(1)} - \dot{I}_{\kappa 2}^{(1)} = (0,339 - j0,1677) + (0,0012 + j0,0012) - (0,041 - j0,0209) = 0,2992 - j0,1456 \text{ кА}$$

Виконаємо перевірку II закону Кірхгофа для двох незалежних контурів:

I – контур

$$\begin{aligned} & \dot{I}_{0-8}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-8} + \dot{I}_{8-7}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{8-7} + \dot{I}_{1-7}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{1-7} - \dot{I}_{1-2}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{1-2} - \dot{I}_{2-3}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{2-3} - \dot{I}_{0-3}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-3} = \\ & = (0,2992 - j0,1456) \cdot (1,678 + j5,676) + (0,0746 - j0,0356) \cdot (4,893 + j16,548) + \\ & + (0,0012 + j0,0012) \cdot (12,348 + j21,171) - (0,0354 - j0,0123) \cdot \\ & (3,005 + j10,163) - (0,1088 - j0,055) \cdot (3,356 + j11,352) - (0,3055 - j0,1443) \cdot \\ & \cdot (1,327 + j4,487) = 0 \text{ кВ} \end{aligned}$$

II – контур

$$\begin{aligned} & -\dot{I}_{0-8}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-8} - \dot{I}_{8-6}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{8-6} - \dot{I}_{5-6}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{5-6} + \dot{I}_{4-5}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{4-5} + \dot{I}_{0-3}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-3} + \dot{I}_{3-4}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{3-4} = \\ & - (0,2992 - j0,1456) \cdot (1,678 + j5,676) - (0,1058 - j0,0593) \cdot (3,356 + j11,352) - \\ & - (0,0324 - j0,0168) \cdot (7,409 + j12,703) + (0,041 - j0,021) \cdot (6,985 + j11,976) + \\ & + (0,3055 - j0,1443) \cdot (1,327 + j4,487) + (0,1144 - j0,0624) \cdot (3,752 + j12,692) = \\ & = 0 \text{ кВ} \end{aligned}$$

Знайдемо напруги пунктів на поточній ітерації:

$$\begin{aligned} U_3^{(1)} &= U_0 - \dot{I}_{0-3}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-3} = 115 - (0,3055 - j0,1443) \cdot (1,327 + j4,487) = \\ & = 113,95 - j1,18 \text{ кВ} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} U_8^{(1)} &= U_0 - \dot{I}_{0-8}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-8} = 115 - (0,2992 - j0,1456) \cdot (1,678 + j5,676) = \\ & = 113,67 - j1,45 \text{ кВ} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} U_7^{(1)} &= U_8^{(1)} - \dot{I}_{8-7}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{8-7} = (113,67 - j1,45) - (0,0746 - j0,0356) \cdot \\ & \cdot (4,893 + j16,548) = 112,72 - j2,51 \text{ кВ} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} U_6^{(1)} &= U_8^{(1)} - \dot{I}_{8-6}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{8-6} = (113,67 - j1,45) - (0,1058 - j0,0593) \cdot \\ & \cdot (3,356 + j11,352) = 112,64 - j2,46 \text{ кВ} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} U_5^{(1)} &= U_6^{(1)} - \dot{I}_{5-6}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{5-6} = (112,64 - j2,46) - (0,0324 - j0,0168) \cdot \\ & \cdot (7,409 + j12,703) = 112,19 - j2,74 \text{ кВ} \end{aligned}$$

										ДП9213.14.1.019 ПЗ	Арк.
											44
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							

$$U_4^{(1)} = U_3^{(1)} - \dot{I}_{3-4}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{3-4} = (113,95 - j1,18) - (0,1144 - j0,0624) \cdot (3,752 + j12,692) = 112,73 - j2,4 \text{ кВ}$$

$$U_2^{(1)} = U_3^{(1)} - \dot{I}_{2-3}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{2-3} = (113,95 - j1,18) - (0,1088 - j0,055) \cdot (3,356 + j11,352) = 112,96 - j2,23 \text{ кВ}$$

$$U_1^{(1)} = U_2^{(1)} - \dot{I}_{1-2}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{1-2} = (112,96 - j2,23) - (0,0354 - j0,0123) \cdot (3,005 + j10,163) = 112,73 - j2,55 \text{ кВ}$$

Обчислимо модулі напруг пунктів:

$$U_3^{(1)} = \sqrt{113,95^2 + 1,18^2} = 113,953 \text{ кВ}$$

Аналогічним методом обчислимо інші значення модулів напруг пунктів РЕМ та занесемо до табл 1.16.

Таблиця 1.16 – Модулі напруг пунктів мережі на першій ітерації

Пункт №	Модуль напруги пункту, кВ	Пункт №	Модуль напруги пункту, кВ
1	112,755	5	112,223
2	112,98	6	112,67
3	113,953	7	112,744
4	112,751	8	113,681

Розраховані параметри наведені на рис. 1.12.

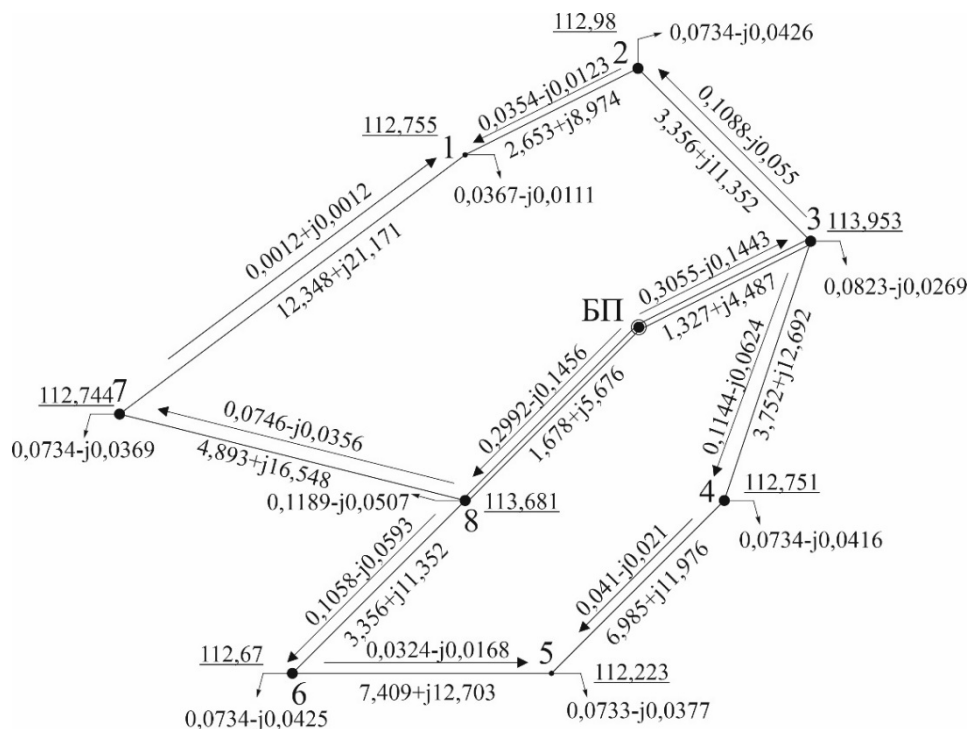


Рисунок 1.12 – Параметри роботи мережі на I ітерації

Знайдемо сумарні втрати потужності на першій ітерації розрахунку:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)} &= \hat{U}_0 \cdot (\dot{I}_{0-3}^{(1)} + \dot{I}_{0-8}^{(1)}) + \underline{Y}_0 \cdot \dot{U}_0 - (\dot{S}_{\max 1} + \dot{S}_{\max 2} + \dot{S}_{\max 3} + \dot{S}_{\max 4} + \dot{S}_{\max 5} + \\ &+ \dot{S}_{\max 6} + \dot{S}_{\max 7} + \dot{S}_{\max 8}) = 115 \cdot ((0,3055 - j0,1443) + (0,2992 - j0,1456)) + \\ &+ (2,479 \cdot 10^{-9} + j2,886 \cdot 10^{-4}) \cdot 115 - ((4 - j2,159) + (8 - j4,478) + (9 + j4,858) + \\ &+ (8 - j4,558) + (8 - j4,318) + (8 - j4,718) + (8 - j4,558) + (13 - j7,577)) = \\ &= 3,55 + j7,69 \text{ МВА} \end{aligned}$$

II – ітерації

Згідно до приведених навантажень знаходимо лінійні струми навантаження, використовуючи напруги отримані на минулій ітерації:

$$\begin{aligned} \dot{I}_{p1}^{(2)} &= \frac{\dot{S}_{\max 1} + \Delta S_{\Sigma}}{\hat{U}_1^{(1)}} + \underline{Y}_1 \cdot \dot{U}_1^{(0)} = \frac{(4 - j2,159) + (11,452 - j172,176) \cdot 10^{-3}}{112,726 + j2,554} + \\ &+ (1,744 \cdot 10^{-6} + j9,161 \cdot 10^{-5}) \cdot 110 = 0,0355 - j0,0112 \text{ кА} \end{aligned}$$

Аналогічно знаходимо лінійні струми навантаження у інших пунктах.

Результати наведені в табл 1.17.

Таблиця 1.17 – Результати розрахунку лінійних струмів навантаження пунктів електричної мережі на другій ітерації

Пункт №	Розрахунковий струм, кА	Пункт №	Розрахунковий струм, кА
1	0,0355-j0,0112	5	0,071-j0,0384
2	0,0707-j0,0426	6	0,0708-j0,0427
3	0,0792-j0,0252	7	0,0708-j0,0369
4	0,0707-j0,0417	8	0,1144-j0,0488

Знайдемо струморозподіл в умовно розімкненій мережі :

$$\dot{I}_{1-2 \text{ роз}}^{(2)} = \dot{I}_{p1}^{(2)} = 0,0355 - j0,0112 \text{ кА}$$

$$\dot{I}_{8-7 \text{ роз}}^{(2)} = \dot{I}_{p7}^{(2)} = 0,0708 - j0,0369 \text{ кА}$$

$$\dot{I}_{5-6 \text{ роз}}^{(2)} = \dot{I}_{p5}^{(2)} = 0,071 - j0,0384 \text{ кА}$$

$$\dot{I}_{3-4 \text{ роз}}^{(2)} = \dot{I}_{p4}^{(2)} = 0,0707 - j0,0417 \text{ кА}$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{2-3 \text{ роз}}^{(2)} &= \dot{I}_{1-2 \text{ роз}}^{(2)} + \dot{I}_{p2}^{(2)} = (0,0355 - j0,0112) + (0,0707 - j0,0426) \\ &= 0,1062 - j0,0537 \text{ кА} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{8-6\text{роз}}^{(2)} &= \dot{I}_{5-6\text{роз}}^{(2)} + \dot{I}_{p6}^{(2)} = (0,071 - j0,0384) + (0,0708 - j0,0427) \\ &= 0,1417 - j0,0811 \text{ кА} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{0-3\text{роз}}^{(2)} &= \dot{I}_{2-3\text{роз}}^{(2)} + \dot{I}_{3-4\text{роз}}^{(2)} + \dot{I}_{p3}^{(2)} = (0,1062 - j0,0537) + (0,0707 - j0,0417) + \\ &+ (0,0792 - j0,0252) = 0,2562 - j0,1206 \text{ кА} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{0-8\text{роз}}^{(2)} &= \dot{I}_{8-6\text{роз}}^{(2)} + \dot{I}_{8-7\text{роз}}^{(2)} + \dot{I}_{p8}^{(2)} = (0,1417 - j0,0811) + (0,0708 - j0,0369) + \\ &+ (0,1144 - j0,0488) = 0,327 - j0,1668 \text{ кА} \end{aligned}$$

Виконаємо перевірку правильності розрахунку:

$$\dot{I}_{0-8\text{роз}}^{(2)} + \dot{I}_{0-3\text{роз}}^{(2)} = 0,5831 - j0,2874 \text{ кА}$$

$$\dot{I}_{p1}^{(2)} + \dot{I}_{p2}^{(2)} + \dot{I}_{p3}^{(2)} + \dot{I}_{p4}^{(2)} + \dot{I}_{p5}^{(2)} + \dot{I}_{p6}^{(2)} + \dot{I}_{p7}^{(2)} + \dot{I}_{p8}^{(2)} = 0,5831 - j0,2874 \text{ кА}$$

Результати розрахунку наведені на рис. 1.13.

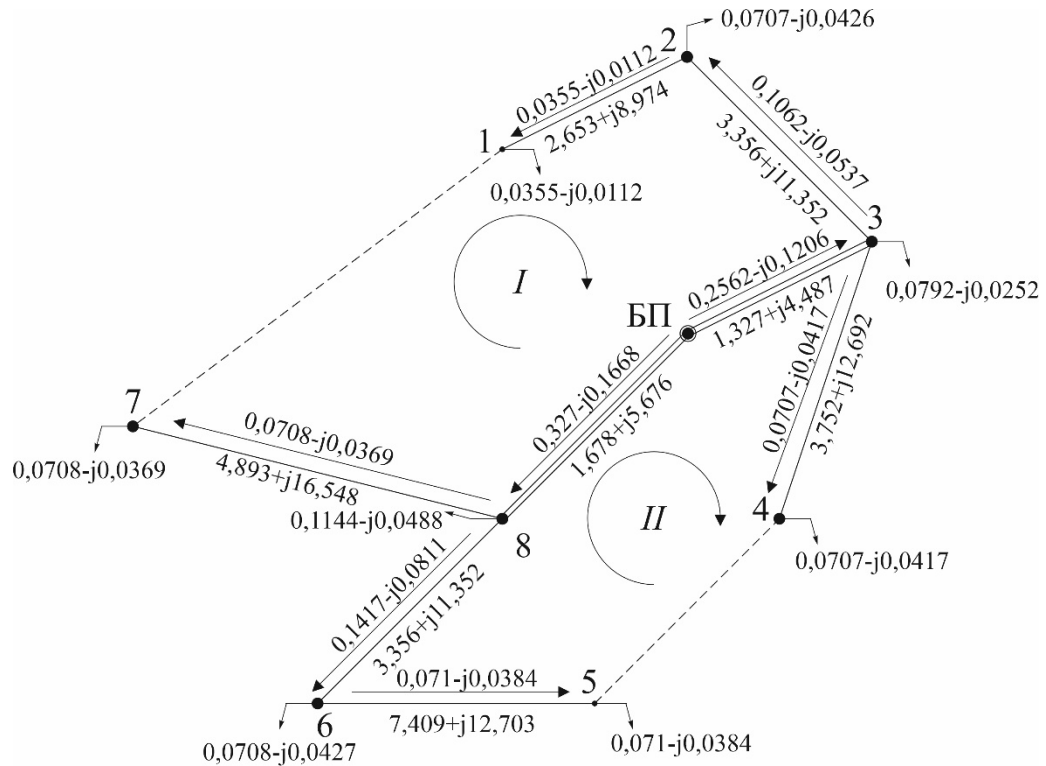


Рисунок 1.13 – Струмозподіл умовно розімкненої мережі на II ітерації

Обчислимо значення контурних ЕРС:

$$\begin{aligned} \dot{E}_{к1}^{(2)} &= \dot{I}_{0-8\text{роз}}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-8} + \dot{I}_{8-7\text{роз}}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{8-7} - \dot{I}_{0-3\text{роз}}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-3} - \dot{I}_{2-3\text{роз}}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{2-3} - \dot{I}_{1-2\text{роз}}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{1-2} = \\ &= (0,327 - j0,1668) \cdot (1,678 + j5,676) + (0,0708 - j0,0369) \cdot \\ &\cdot (4,893 + j16,548) - (0,2562 - j0,1206) \cdot (1,327 + j4,487) - \\ &- (0,1062 - j0,0537) \cdot (3,356 + j11,352) - (0,0355 - j0,0112) \cdot \end{aligned}$$

									ДП9213.14.1.019 ПЗ	Арк.
										47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

$$\cdot (3,005 + j10,163) = 0,3851 + j0,2249 \text{ кВ}$$

$$\begin{aligned} \dot{E}_{\kappa 2}^{(2)} &= \dot{I}_{0-3 \text{ поз}}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-3} + \dot{I}_{3-4 \text{ поз}}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{3-4} - \dot{I}_{0-8 \text{ поз}}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-8} - \dot{I}_{8-6 \text{ поз}}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{8-6} - \dot{I}_{5-6 \text{ поз}}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{5-6} = \\ &= (0,2562 - j0,1206) \cdot (1,327 + j4,487) + (0,0707 - j0,0417) \cdot \\ &\cdot (3,752 + j12,692) - (0,327 - j0,1668) \cdot (1,678 + j5,676) - \\ &- (0,1417 - j0,0811) \cdot (3,356 + j11,352) - (0,071 - j0,0384) \cdot \\ &\cdot (7,409 + j12,703) = -2,2291 - j1,7991 \text{ кВ} \end{aligned}$$

Складемо систему контурних рівнянь, яка у матричній формі матиме

ВИГЛЯД:

$$\begin{pmatrix} \dot{I}_{\kappa 1}^{(2)} \\ \dot{I}_{\kappa 2}^{(2)} \end{pmatrix} = \underline{Z}_{\kappa}^{-1} \cdot \begin{pmatrix} \dot{E}_{\kappa 1}^{(2)} \\ \dot{E}_{\kappa 2}^{(2)} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0,0012 + j0,0012 \\ 0,0396 - j0,0212 \end{pmatrix} \text{ кА}$$

Знайдемо струморозподіл ділянками схеми мережі на поточній ітерації:

$$\dot{I}_{1-7}^{(2)} = \dot{I}_{\kappa 1}^{(2)} = 0,0012 + j0,0012 \text{ кА}$$

$$\dot{I}_{4-5}^{(2)} = \dot{I}_{\kappa 2}^{(2)} = 0,0396 - j0,0212 \text{ кА}$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{2-3}^{(2)} &= \dot{I}_{2-3 \text{ поз}}^{(2)} - \dot{I}_{\kappa 1}^{(2)} = (0,1062 - j0,0537) - (0,0012 + j0,0012) = \\ &= 0,105 - j0,0549 \text{ кА} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{8-7}^{(2)} &= \dot{I}_{8-7 \text{ поз}}^{(2)} + \dot{I}_{\kappa 1}^{(2)} = (0,0708 - j0,0369) + (0,0012 + j0,0012) = \\ &= 0,072 - j0,0357 \text{ кА} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{1-2}^{(2)} &= \dot{I}_{1-2 \text{ поз}}^{(2)} - \dot{I}_{\kappa 1}^{(2)} = (0,0355 - j0,0112) - (0,0012 + j0,0012) = \\ &= 0,0343 - j0,0123 \text{ кА} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{3-4}^{(2)} &= \dot{I}_{3-4 \text{ поз}}^{(2)} + \dot{I}_{\kappa 2}^{(2)} = (0,0707 - j0,0417) + (0,0396 - j0,0212) = \\ &= 0,1104 - j0,0629 \text{ кА} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{8-6}^{(2)} &= \dot{I}_{8-6 \text{ поз}}^{(2)} - \dot{I}_{\kappa 2}^{(2)} = (0,1417 - j0,0811) - (0,0396 - j0,0212) = \\ &= 0,1021 - j0,0599 \text{ кА} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{5-6}^{(2)} &= \dot{I}_{5-6 \text{ поз}}^{(2)} - \dot{I}_{\kappa 2}^{(2)} = (0,071 - j0,0384) - (0,0396 - j0,0212) = \\ &= 0,0313 - j0,0172 \text{ кА} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{0-3}^{(2)} &= \dot{I}_{0-3 \text{ поз}}^{(2)} + \dot{I}_{\kappa 2}^{(2)} - \dot{I}_{\kappa 1}^{(2)} = (0,2562 - j0,1206) + (0,0396 - j0,0212) - \\ &- (0,0012 + j0,0012) = 0,2946 - j0,143 \text{ кА} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{0-8}^{(2)} &= \dot{I}_{0-8 \text{ поз}}^{(2)} + \dot{I}_{\kappa 1}^{(2)} - \dot{I}_{\kappa 2}^{(2)} = (0,327 - j0,1668) + (0,0012 + j0,0012) - \\ &- (0,0396 - j0,0212) = 0,2885 - j0,1444 \text{ кА} \end{aligned}$$

										ДП9213.14.1.019 ПЗ	Арк.
											48
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							

Виконаємо перевірку II закону Кірхгофа для двох незалежних контурів:

I – контур

$$\begin{aligned} & \dot{I}_{0-8}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-8} + \dot{I}_{8-7}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{8-7} + \dot{I}_{1-7}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{1-7} - \dot{I}_{1-2}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{1-2} - \dot{I}_{2-3}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{2-3} - \dot{I}_{0-3}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-3} = \\ & = (0,2885 - j0,1444) \cdot (1,678 + j5,676) + (0,072 - j0,0357) \cdot (4,893 + j16,548) + \\ & + (0,0012 + j0,0012) \cdot (12,348 + j21,171) - (0,0343 - j0,0123) \cdot \\ & \cdot (3,005 + j10,163) - (0,105 - j0,0549) \cdot (3,356 + j11,352) - (0,2946 - j0,143) \cdot \\ & \cdot (1,327 + j4,487) = 0 \text{ кВ} \end{aligned}$$

II– контур

$$\begin{aligned} & -\dot{I}_{0-8}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-8} - \dot{I}_{8-6}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{8-6} - \dot{I}_{5-6}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{5-6} + \dot{I}_{4-5}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{4-5} + \dot{I}_{0-3}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-3} + \dot{I}_{3-4}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{3-4} = \\ & = -(0,2885 - j0,1444) \cdot (1,678 + j5,676) - (0,1021 - j0,0599) \cdot \\ & \cdot (3,356 + j11,352) - (0,0313 - j0,0172) \cdot (7,409 + j12,703) + \\ & + (0,0396 - j0,0212) \cdot (6,985 + j11,976) + (0,2946 - j0,143) \cdot \\ & \cdot (1,327 + j4,487) + (0,1104 - j0,0629) \cdot (3,752 + j12,692) = 0 \text{ кВ} \end{aligned}$$

Знайдемо напруги пунктів на поточній ітерації:

$$\begin{aligned} U_3^{(2)} &= U_0 - \dot{I}_{0-3}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-3} = 115 - (0,2946 - j0,143) \cdot (1,327 + j4,487) \\ &= 113,97 - j1,13 \text{ кВ} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} U_8^{(2)} &= U_0 - \dot{I}_{0-8}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-8} = 115 - (0,2885 - j0,1444) \cdot (1,678 + j5,676) \\ &= 113,7 - j1,4 \text{ кВ} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} U_7^{(2)} &= U_8^{(2)} - \dot{I}_{8-7}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{8-7} = (113,7 - j1,4) - (0,072 - j0,0357) \cdot \\ &\cdot (4,893 + j16,548) = 112,75 - j2,41 \text{ кВ} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} U_6^{(2)} &= U_8^{(2)} - \dot{I}_{8-6}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{8-6} = (113,7 - j1,4) - (0,1021 - j0,0599) \cdot \\ &\cdot (3,356 + j11,352) = 112,67 - j2,35 \text{ кВ} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} U_5^{(2)} &= U_6^{(2)} - \dot{I}_{5-6}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{5-6} = (112,67 - j2,35) - (0,0313 - j0,0172) \cdot \\ &\cdot (7,409 + j12,703) = 112,22 - j2,62 \text{ кВ} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} U_4^{(2)} &= U_3^{(2)} - \dot{I}_{3-4}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{3-4} = (113,97 - j1,13) - (0,1104 - j0,0629) \cdot \\ &\cdot (3,752 + j12,692) = 112,75 - j2,3 \text{ кВ} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} U_2^{(2)} &= U_3^{(2)} - \dot{I}_{2-3}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{2-3} = (113,97 - j1,13) - (0,105 - j0,0549) \cdot \\ &\cdot (3,356 + j11,352) = 112,99 - j2,14 \text{ кВ} \end{aligned}$$

											ДП9213.14.1.019 ПЗ	Арк.
												49
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата								

$$U_1^{(2)} = U_2^{(2)} - \dot{I}_{1-2}^{(2)} \cdot Z_{1-2} = (112,99 - j2,14) - (0,0343 - j0,0123) \cdot (3,005 + j10,163) = 112,76 - j2,45 \text{ кВ}$$

Обчислимо модулі напруг пунктів:

$$U_3^{(2)} = \sqrt{113,97^2 + 1,13^2} = 113,973 \text{ кВ}$$

Аналогічним методом обчислено інші значення модулів напруг пунктів РЕМ та занесено до табл 1.18.

Таблиця 1.18 – Модулі напруг пунктів мережі на другій ітерації

Пункт №	Модуль напруги пункту, кВ	Пункт №	Модуль напруги пункту, кВ
1	112,79	5	112,255
2	113,012	6	112,699
3	113,973	7	112,779
4	112,778	8	113,705

Результати розрахунку наведені на рис. 1.14.

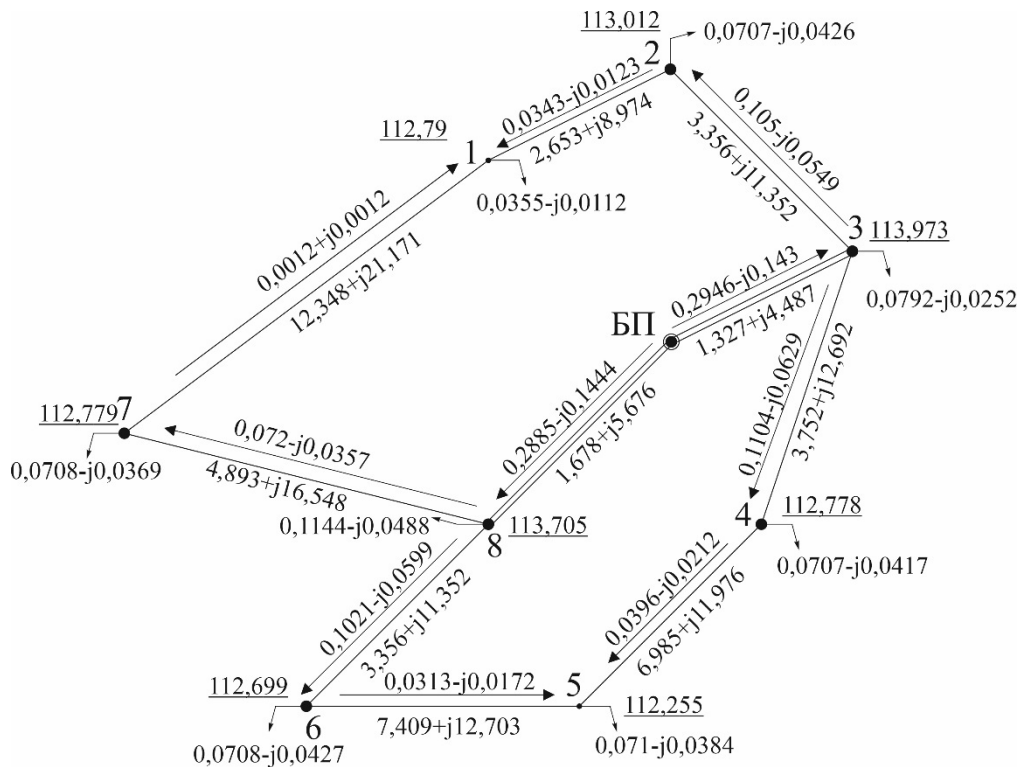


Рисунок 1.14 – Параметри роботи мережі на II ітерації

Знайдемо сумарні втрати потужності на першій ітерації розрахунку:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} &= \hat{U}_0 \cdot (\dot{I}_{0-3}^{(2)} + \dot{I}_{0-8}^{(2)}) + \underline{Y}_0 \cdot \dot{U}_0 - (\dot{S}_{\max 1} + \dot{S}_{\max 2} + \dot{S}_{\max 3} + \dot{S}_{\max 4} + \dot{S}_{\max 5} + \\ &+ \dot{S}_{\max 6} + \dot{S}_{\max 7} + \dot{S}_{\max 8}) = 115 \cdot ((0,2946 - j0,143) + (0,2885 - j0,1444)) + \\ &+ (2,479 \cdot 10^{-9} + j2,886 \cdot 10^{-4}) \cdot 115 - ((4 - j2,159) + (8 - j4,478) + (9 + j4,858) + \\ &+ (8 - j4,558) + (8 - j4,318) + (8 - j4,718) + (8 - j4,558) + (13 - j7,577)) = \\ &= 1,06 + j7,99 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Виконаємо перевірку збіжності ітераційного розрахунку:

$$\left| \frac{\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} - \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)}}{\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)}} \right| \cdot 100 = \left| \frac{1,06 + j7,99 - 3,55 + j7,69}{1,06 + j7,99} \right| \cdot 100 = 31,103 \%$$

Так, як отримане значення відносної різниці сумарних втрат потужності більше ніж 2% - потрібно продовжувати процес. Наступна ітерація розраховуватиметься аналогічно, дані її розрахунку наведені в табл. 1.19

Таблиця 1.19 – Результати розрахунку режиму максимальних навантажень

Обчислювані величини	Номер ітерації
	III
Струми навантаження в пунктах мережі	
\dot{I}_1 , кА	0,0355-j0,0111
\dot{I}_2 , кА	0,0707-j0,0425
\dot{I}_3 , кА	0,0792-j0,0252
\dot{I}_4 , кА	0,0708-j0,0416
\dot{I}_5 , кА	0,071-j0,0383
\dot{I}_6 , кА	0,0708-j0,0426
\dot{I}_7 , кА	0,0708-j0,0368
\dot{I}_8 , кА	0,1144-j0,0487
Струмозподіл ділянками мережі	
\dot{I}_{0-8} , кА	0,2886-j0,1441
\dot{I}_{0-3} , кА	0,2947-j0,1427
\dot{I}_{1-7} , кА	0,0012+j0,0012
\dot{I}_{4-5} , кА	0,0397-j0,0212
\dot{I}_{8-7} , кА	0,072-j0,0357

Таблиця 1.19. Продовження

\dot{I}_{1-2} , кА	0,0343-j0,0123
\dot{I}_{3-4} , кА	0,1104-j0,0628
\dot{I}_{8-6} , кА	0,1021-j0,0597
\dot{I}_{5-6} , кА	0,0313-j0,0171
\dot{I}_{2-3} , кА	0,105-j0,0548
Рівень напруги в пунктах	
\dot{U}_1 , кВ	112,77-j2,45
\dot{U}_2 , кВ	112,99-j2,14
\dot{U}_3 , кВ	113,97-j1,13
\dot{U}_4 , кВ	112,76-j2,3
\dot{U}_5 , кВ	112,23-j2,63
\dot{U}_6 , кВ	112,68-j2,35
\dot{U}_7 , кВ	112,76-j2,41
\dot{U}_8 , кВ	113,7-j1,4
Втрати потужності в мережі	
$\Delta \dot{S}_\Sigma$, МВА	1,07+j8,06
Перевірка завершення ітераційного процесу	
δ , %	0,82

Після розрахунку третьої ітерації модуль різниці втрат в мережі склали 0,82%, що дає можливість завершити ітераційний процес.

Розрахуємо потужності ділянок мережі

$$\dot{S}_{поч0-8} = \dot{I}_{0-8}^{(3)} \cdot U_0 + 0,5 \cdot \underline{Y}_{0-8} \cdot (|U_0|)^2 = (0,2886 - j0,1441) \cdot 115 + 0,5 \cdot (2,479 \cdot 10^{-9} + j3,224 \cdot 10^{-4}) \cdot (|115|)^2 = 33,18 - j14,44 \text{ МВА}$$

$$\dot{S}_{кін0-8} = \dot{I}_{0-8}^{(3)} \cdot \hat{U}_8^{(3)} - 0,5 \cdot \underline{Y}_{0-8} \cdot (U_8^{(3)})^2 = (0,2886 - j0,1441) \cdot (113,698 + j1,396) - 0,5 \cdot (2,479 \cdot 10^{-9} + j3,224 \cdot 10^{-4}) \cdot (113,698^2 + 1,396^2) = 33,01 - j18,06 \text{ МВА}$$

Далі розрахунки проводяться в такий самий спосіб, результати приведені в табл. 1.20

Таблиця 1.20 – Потужності початків та кінців ділянок

					ДП9213.14.1.019 ПЗ	Арк.
						52
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

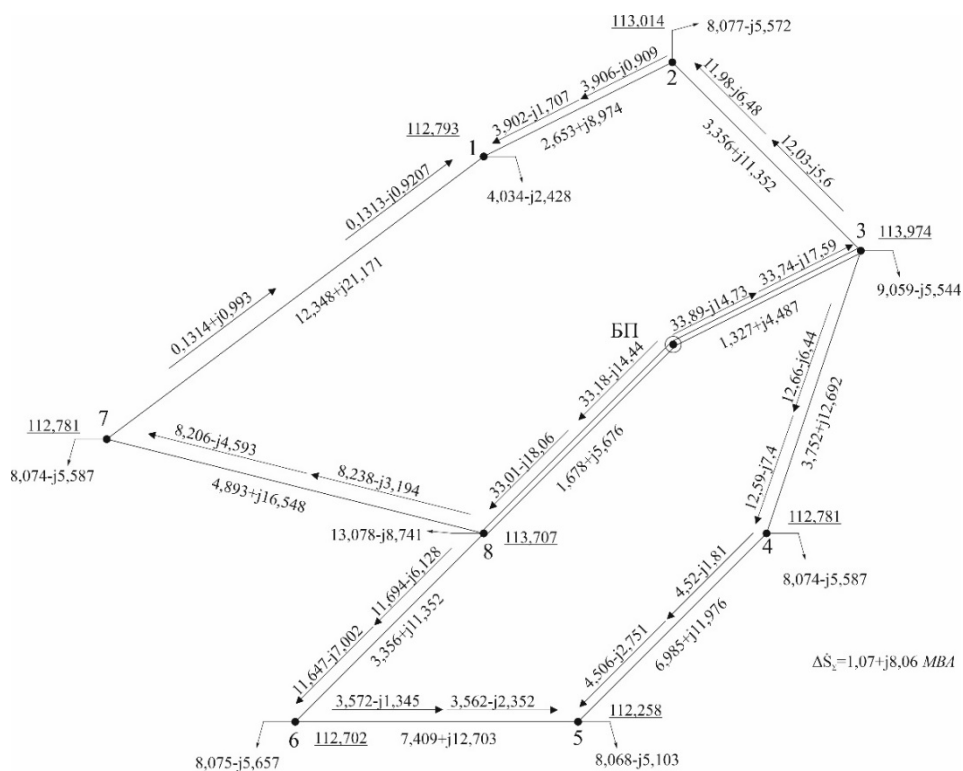


Рисунок 1.15 – Параметри режиму мережі при роботі на максимальному навантаженні

Виконаємо вибір відгалужень РПН і ПБЗ в режимі максимальних навантажень. Бажаний рівень напруги на шинах НН понижуючих підстанцій приймаємо рівним 10,5 кВ, а на шинах СН – 36,5 кВ. Розглянемо ПС №1.

Знайдемо приведені рівень напруги на шинах НН двообмоткового трансформатора у пункті 1:

$$U_{зв_нн1} = \dot{U}_1 - \frac{\dot{S}_{max1} + \Delta \dot{S}_{tz1}}{\bar{U}_1} \cdot Z_{\sigma T1} = (112,766 - j2,453) - \frac{(4 - j2,159) + (11,452 - j172,176)}{112,766 + j2,453} \cdot (7,331 + j110,208) = 110,146 - j6,165 \text{ кВ}$$

Значення бажаної відносної кількості регульовальних витків РПН

складатиме:

$$N_{1РПН\ баж} = \frac{1}{\omega_{0РПН}} \cdot \left(\frac{U_{зв_нн1} \cdot U_{ТН}}{U_{Т10В} \cdot U_{НН\ баж}} - 1 \right) = \frac{1}{0,018} \cdot \left(\frac{\sqrt{110,146^2 + 6,165^2} \cdot 11}{115 \cdot 10,5} - 1 \right) = 0,279$$

$$N_{1РПН\ баж} = 0$$

Дійсна напруга на шинах НН, за обраного положення відгалуження РПН становить:

$$U_{\text{факт_нн1}} = \frac{U_{\text{зв_нн1}} \cdot U_{\text{ТН}}}{U_{\text{Т6,3В}} \cdot (1 + N_{\text{РПН баж}} \cdot \omega_{\text{РПН}})} = \frac{\sqrt{110,146^2 + 6,165^2} \cdot 11}{115 \cdot (1 + (0) \cdot 0,018)} = 10,55 \text{ кВ}$$

Розрахуємо вибір номера відгалужень РПН та ПБЗ для силових триобмоткових трансформаторів на прикладі трансформаторів підстанції 2.

Знаходимо напругу нульової точки трансформаторів підстанції:

$$U_{o2} = \dot{U}_2 - \frac{\dot{S}_{\text{max}2} + \Delta \dot{S}_{\text{із2}}}{\bar{U}_2} \cdot \underline{Z}_{\text{бсТ2}} = (112,994 - j2,141) - \frac{(8 - j4,478) + ((49,713 - j947,704) \cdot 10^{-3})}{112,994 + j2,141} \cdot (4,832 + j112,832) = 107,086 - j9,835 \text{ кВ}$$

Втрати потужності в Z-елементах схеми заміщення трансформатора в обмотках СН та НН становитиме:

$$\Delta S_{\text{із_СН2}} = \frac{n \cdot \Delta P_{\text{кз2}}}{2} \cdot \beta_{\text{СН2}}^2 + j(-n \cdot S_{\text{ном2}} \cdot \beta_{\text{СН2}}^2 \cdot u_{\text{кС2}}) = \frac{2 \cdot 58}{2} \cdot 0,187^2 + j(-2 \cdot 6300 \cdot 0,187^2 \cdot 0) = 0,002023 \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{\text{із_НН2}} = \frac{n \cdot \Delta P_{\text{кз2}}}{2} \cdot \beta_{\text{НН2}}^2 + j(-n \cdot S_{\text{ном2}} \cdot \beta_{\text{НН2}}^2 \cdot u_{\text{кН2}}) = \frac{2 \cdot 58}{2} \cdot 0,541^2 + j(-2 \cdot 6300 \cdot 0,541^2 \cdot 6,25\%) = 0,017 - j0,224 \text{ МВА}$$

Знайдемо приведенний рівень напруги на шинах СН та НН триобмоткового трансформатора у пункті 2:

$$U_{\text{зв_СН2}} = \dot{U}_{o2} - \frac{\dot{S}_{\text{СН2}} + \Delta S_{\text{із_СН2}}}{\bar{U}_{o2}} \cdot \underline{Z}_{\text{бсТ2}} = 107,086 - j9,835 - \frac{2 - j1,239 + 0,002023}{107,086 + j9,835} \cdot 4,832 = 106,911 - j9,763 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{зв_НН2}} = \dot{U}_{o2} - \frac{\dot{S}_{\text{НН2}} + \Delta S_{\text{із_НН2}}}{\bar{U}_{o2}} \cdot \underline{Z}_{\text{бсТ2}} = 107,086 - j9,835 - \frac{6 - j3,238 + 0,0169 - j0,224}{107,086 + j9,835} \cdot (4,832 + j65,6) = 102,687 - j23,355 \text{ кВ}$$

										Арк.
										55
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП9213.14.1.019 ПЗ					

Таблиця 1.22 – Результати вибору відгалужень РПН та ПБЗ силових трансформаторів підстанцій у режимі максимальних навантажень електричної мережі

Номер пункту	Зведена напруга на шинах СН, кВ	Зведена напруга на шинах НН, кВ	$N_{РПН_i}$	$N_{ПБЗ_i}$	Дійсна напруга на шинах СН, кВ	Дійсна напруга на шинах НН, кВ
1	-	110,146-6,165	0	-	-	10,55
2	106,911-j9,763	102,687-j23,355	-3	-1	37,02	10,64
3	-	110,308-j6,41	0	-	-	10,57
4	106,48-j9,882	103,375-j19,861	-3	-1	36,87	10,64
5	-	106,611-j10,068	-2	-	-	10,62
6	105,873-j9,838	104,896-j14,267	-2	0	36,91	10,5
7	106,321-j9,937	103,355-j19,966	-3	-1	36,82	10,64
8	110,04-j6,29	109,163-j8,723	0	0	36,9	10,47

1.7 Післяаварійний режим

Під значенням післяаварійного режиму приймемо режим з відключенням одного ланцюга ділянки 0-3 так, як по даній ділянці протікає найбільше значення струму - 94,519 А. Значення навантажень та напруги БП приймаємо обраним в режимі максимальних навантажень. Оскільки був відключений один з двох ланцюгів ділянки 0-3, то склад та напрямок обходу контурів залишається незмінним, але необхідно перерахувати значення опору та провідності ділянки, а також поперечні провідності пунктів в які входить дана ділянка.

Опір одного ланцюга ділянки 0-3 становитиме:

$$r_{0-3} = \frac{r_{0_AC-240} \cdot L_{0-3}}{1} = \frac{0,119 \cdot 22,361}{1} = 2,653 \text{ Ом}$$

$$x_{0-3} = \frac{x_{0_AC-240} \cdot L_{0-3}}{1} = \frac{0,395 \cdot 22,361}{1} = 8,974 \text{ Ом}$$

$$\underline{Z}_{0-3} = r_{0-3} + j \cdot x_{0-3} = 2,653 + j8,974 \text{ Ом}$$

Провідність одного ланцюга ділянки 0-3 становить:

$$\underline{Y}_{0-3} = (g_{0-1x240} + j \cdot b_{0-AC-240}) \cdot L_{0-3} = (4,132 \cdot 10^{-9} + j \cdot 2,849 \cdot 10^{-6}) \cdot 22,361 = 4,132 \cdot 10^{-9} + j \cdot 63,711 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

Розрахуємо нову провідність п.0 та п.3:

$$\underline{Y}_0 = 0,5 \cdot (\underline{Y}_{0-8} + \underline{Y}_{0-3}) = 0,5 \cdot ((2,479 \cdot 10^{-9} + j3,224 \cdot 10^{-4}) + (4,132 \cdot 10^{-9} + j6,371 \cdot 10^{-5})) = 3,306 \cdot 10^{-9} + j193,034 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

$$\underline{Y}_3 = 0,5 \cdot (\underline{Y}_{2-3} + \underline{Y}_{0-3} + \underline{Y}_{3-4}) + \underline{Y}_{\delta T6} = 0,5 \cdot ((4,132 \cdot 10^{-9} + j8,059 \cdot 10^{-5}) + (4,132 \cdot 10^{-9} + j6,371 \cdot 10^{-5}) + (4,132 \cdot 10^{-9} + j9,01 \cdot 10^{-5})) + (2,117 \cdot 10^{-6} - j1,059 \cdot 10^{-5}) = 2,123 \cdot 10^{-6} + j106,615 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

Розрахунок проведемо аналогічно до розрахунку режиму максимальних навантажень. Всі результати розрахунку ітераційного процесу наведені в табл. 1.22.

Таблиця 1.22 – Результати ітераційного розрахунку післяаварійного режиму

Обчислювані величини	Номер ітерації			
	I	II	III	IV
Струми навантаження в пунктах мережі				
\dot{I}_1 , кА	0,0367-j0,0111	0,0357-j0,0115	0,0357-j0,0115	0,0357-j0,0115
\dot{I}_2 , кА	0,0734-j0,0426	0,0709-j0,0434	0,0709-j0,0433	0,0709-j0,0433
\dot{I}_3 , кА	0,0823-j0,0374	0,0795-j0,0372	0,0795-j0,0372	0,0795-j0,0372
\dot{I}_4 , кА	0,0734-j0,0416	0,0709-j0,0425	0,071-j0,0424	0,071-j0,0424
\dot{I}_5 , кА	0,0733-j0,0377	0,0711-j0,039	0,0712-j0,0389	0,0712-j0,0389
\dot{I}_6 , кА	0,0734-j0,0425	0,0708-j0,043	0,0708-j0,043	0,0708-j0,043
\dot{I}_7 , кА	0,0734-j0,0369	0,0709-j0,0374	0,0709-j0,0373	0,0709-j0,0373
\dot{I}_8 , кА	0,1189-j0,0507	0,1145-j0,0491	0,1145-j0,049	0,1145-j0,049
Струморозподіл ділянками мережі				
\dot{I}_{0-8} , кА	0,3345-j0,1612	0,3223-j0,1618	0,3224-j0,1615	0,3224-j0,1615
\dot{I}_{0-3} , кА	0,2703-j0,1393	0,2619-j0,1414	0,2621-j0,1411	0,2621-j0,1411
\dot{I}_{1-7} , кА	0,019-j0,006	0,017-j0,007	0,017-j0,007	0,017-j0,007
\dot{I}_{4-5} , кА	0,023-j0,013	0,022-j0,013	0,022-j0,013	0,022-j0,013
\dot{I}_{8-7} , кА	0,092-j0,0433	0,088-j0,0439	0,08801-j0,04384	0,08801-j0,04384

Таблиця 1.22. Продовження

\dot{I}_{1-2} , кА	0,018-j0,0046	0,0186-j0,005	0,0186-j0,005	0,0186-j0,005
\dot{I}_{3-4} , кА	0,0965-j0,0546	0,093-j0,0557	0,0931-j0,0556	0,0931-j0,0556
\dot{I}_{8-6} , кА	0,1236-j0,0672	0,1198-j0,0688	0,1199-j0,0687	0,1199-j0,0687
\dot{I}_{5-6} , кА	0,0502-j0,0247	0,049-j0,0258	0,0491-j0,0257	0,0491-j0,0257
\dot{I}_{2-3} , кА	0,0914-j0,0473	0,0894-j0,0484	0,0895-j0,0483	0,0895-j0,0483
Рівень напруги в пунктах				
\dot{U}_1 , кВ	112,04-j3,18	112,03-j3,08	112,04-j3,08	112,04-j3,08
\dot{U}_2 , кВ	112,19-j2,94	112,19-j2,83	112,19-j2,83	112,19-j2,83
\dot{U}_3 , кВ	113,03-j2,06	113,04-j1,98	113,04-j1,98	113,04-j1,98
\dot{U}_4 , кВ	111,98-j3,08	111,98-j2,95	111,98-j2,95	111,98-j2,95
\dot{U}_5 , кВ	111,66-j3,26	111,67-j3,12	111,67-j3,12	111,67-j3,12
\dot{U}_6 , кВ	112,35-j2,81	112,36-j2,69	112,36-j2,69	112,36-j2,69
\dot{U}_7 , кВ	112,36-j2,94	112,38-j2,8	112,39-j2,8	112,39-j2,8
\dot{U}_8 , кВ	113,52-j1,63	113,54-j1,56	113,54-j1,56	113,54-j1,56
Втрати потужності в мережі				
$\Delta \dot{S}_\Sigma$, МВА	3,55+j5,22	1,19+j4,91	1,22+j4,98	1,21+j4,98
Перевірка завершення ітераційного процесу				
δ , %	-	47,236%	1,456%	0,046%

Знайдемо значення потужності початків та кінців ділянок мережі, аналогічно до режиму максимальних навантажень:

Таблиця 1.23 – Потужності початків та кінців ділянок в післяаварійному режимі

Ділянка	Потужність, МВА		Ділянка	Потужність, МВА	
0-8	Початок	37,08-j16,44	3-4	Початок	10,63-j5,53
	Кінець	36,86-j19,91		Кінець	10,59-j6,52
0-3	Початок	30,14-j15,8	8-6	Початок	13,721-j7,089
	Кінець	29,9-j15,84		Кінець	13,656-j7,901
3-2	Початок	10,21-j4,77	6-5	Початок	5,581-j2,245
	Кінець	10,18-j5,67		Кінець	5,559-j3,221
2-1	Початок	2,1-j0,103	4-5	Початок	2,514-j0,935
	Кінець	2,098-j0,899		Кінець	2,509-j1,881
8-7	Початок	10,061-j4,083			
	Кінець	10,014-j5,423			
7-1	Початок	1,9395+j0,1631			
	Кінець	1,9353-j1,5276			

В такий самий спосіб до режиму максимальних навантажень знайдемо значення модулів напруги в пунктах, дані занесемо до табл. 1.24.

Таблиця 1.24 – Модулі напруг пунктів на четвертій ітерації в післяаварійному режимі

Пункт №	Модуль напруги пункту, кВ	Пункт №	Модуль напруги пункту, кВ
1	112,079	5	111,714
2	112,226	6	112,393
3	113,056	7	112,421
4	112,022	8	113,553

Аналогічно до режиму максимальних навантажень знайдемо значення модулів фазних струмів ділянок, та порівняємо їх із гранично допустимим значенням.

Таблиця 1.24 – Модулі фазних струмів ділянок в післяаварійному режимі

Ділянка	Переріз, мм ²	Фазний струм, А	Допустимий струм, А
0-3	1x240	171,832	610
1-7	1x120	10,569	390
8-7	1x120	56,766	390
0-8	2x240	104,096	1220
8-6	1x240	79,768	610
5-6	1x120	31,974	390
4-5	1x120	14,862	390
1-2	1x120	11,109	390
2-3	1x240	58,709	610
3-4	1x240	62,605	610

Очевидно, що жодна із ділянок не перевантажена за струмом.

Параметри режиму роботи електричної мережі зображено на рисунку 1.16. Вибір відгалужень РПН і ПБЗ в післяаварійному режимі розрахуємо аналогічно до розрахунку в режимі максимальних навантажень. Результати розрахунків занесемо до табл. 1.25.

											Арк.
											60
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП9213.14.1.019 ПЗ						

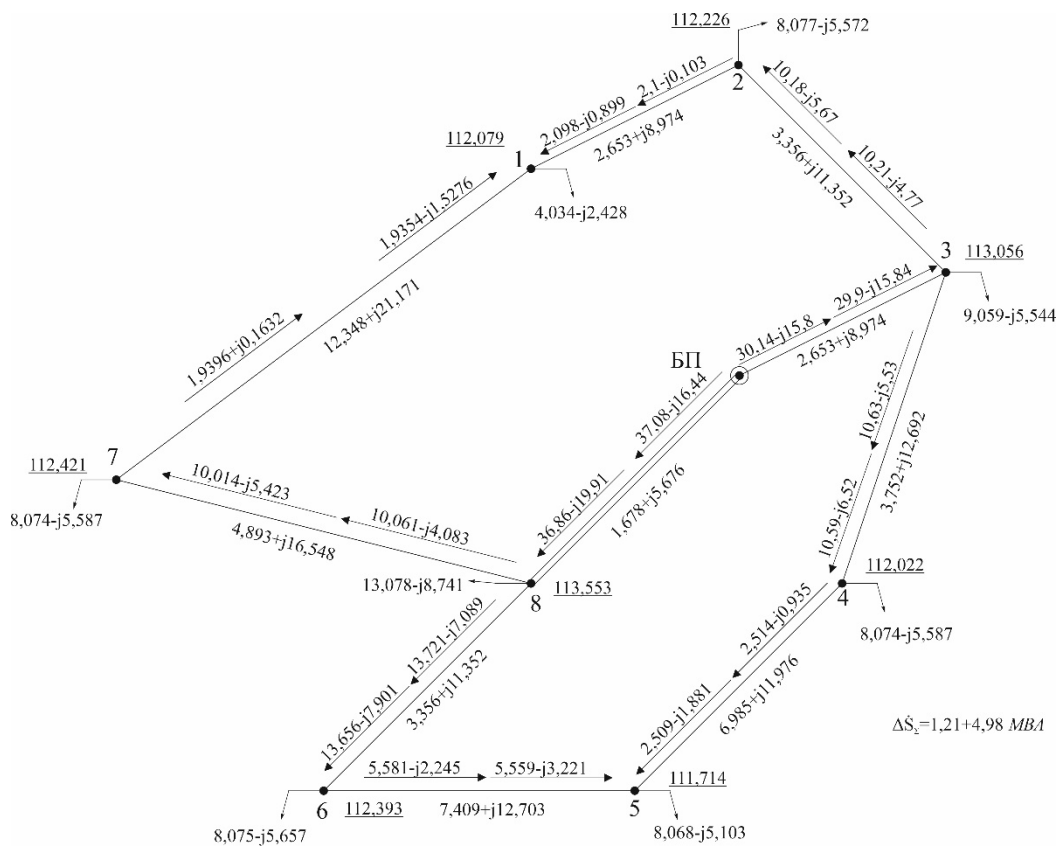


Рисунок 1.16 – Параметри режиму мережі при роботі в післяаварійному режимі

Таблиця 1.25 – Результати вибору відгалужень РПН та ПБЗ силових трансформаторів підстанцій у післяаварійному режимі електричної мережі

Номер пункту	Зведена напруга на шинах СН, кВ	Зведена напруга на шинах НН, кВ	$\epsilon \setminus$	$N_{ПБЗ_i}$	Дійсна напруга на шинах СН, кВ	Дійсна напруга на шинах НН, кВ
1	-	109,379-6,802	0	-	-	10,48
2	106,016-j10,468	101,658-j24,132	-3	-1	36,73	10,56
3	-	109,308-j7,27	0	-	-	10,48
4	105,618-j10,546	102,419-j20,577	-3	-1	36,6	10,56
5	-	105,993-j10,575	-2	-	-	10,56
6	105,515-j10,173	104,519-j14,612	-2	0	36,8	10,47
7	105,964-j10,273	102,888-j20,378	-3	-1	36,71	10,6
8	109,872-j6,454	108,99-j8,889	0	0	36,85	10,46

Висновок до розділу 1:

Було проведено синтез 5 варіантів електричної мережі. З поміж них за критерієм найменшої довжини ПЛ та кількості вимикачів обрано варіанти №1 та №5. За розрахунками обрано до встановлення в пунктах 1, 3, 5, - двохобмоткових трансформаторів, а в пунктах 2, 4, 6, 7 та 8 – триобмоткових трансформаторів. За результатами вибору проводів та перерізів обрали варіант №1 через менші втрати активної потужності та меншу вартість спорудження ЛЕП. До складу конфігурації РЕМ №1 входять 2 дволанцюгові лінії та 8 одноланцюгових ліній.

Для режиму максимальних навантажень знадобилось три ітерації для завершення розрахунку. Сумарні втрати потужності склали $\Delta \dot{S}_{\Sigma 1M} = 1,07 + j8,06 \text{ MVA}$. Пункт 5 характеризується найнижчим рівнем напруги в даному варіанті РЕМ, який дорівнює $U_5 = 112,255 \text{ кВ}$

Для післяаварійного режиму знадобилось чотири ітерації для завершення розрахунку. Сумарні втрати потужності склали $\Delta \dot{S}_{\Sigma 1AB} = 1,21 + j4,98 \text{ MVA}$. Пункт 5 характеризується найнижчим рівнем напруги в даному варіанті РЕМ, який дорівнює $U_5 = 111,714 \text{ кВ}$. Було проведено перерахунок повного опору, провідності ділянки 0-3, пунктів 3 та БП у зв'язку із переведенням із дво- в одноланцюгове виконання. Найбільш завантаженою ділянкою є 0-3 із струмом 171,832 А.

					ДП9213.14.1.019 ПЗ	Арк.
						62
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТА ПОЛІПШЕННЯ РЕЖИМУ НАПРУГИ У ПРОЕКТОВАНИЙ РЕМ

2.1 Підсилення ділянок РЕМ

Першим варіантом поліпшення режиму напруги в розподільчій мережі виберемо збільшення перерізу проводів проєктованих ПЛ.

Збільшення рівня напруги виконаємо для пункту , який характеризується найменшим значенням напруги в режимі максимальних навантажень. В даному випадку ним є пункт №5. За бажану приймемо напругу більшу на 0,55 кВ за дійсну.

В даному варіанті РЕМ головні ділянки 0-3 та 0-8 виконані проводами перерізом 2x240 мм² що є максимально допустимим для напруги 110 кВ. Тому спочатку розглянемо підсилення ділянки 8-6 яка виконана проводом 240 мм². Збільшимо переріз до 2x240 мм² та перераховуємо значення елементів схеми заміщення:

$$r_{8-6} = \frac{r_{0_AC-240} \cdot L_{8-6}}{2} = \frac{0,119 \cdot 28,284}{2} = 1,678 \text{ Ом}$$

$$x_{8-6} = \frac{x_{0_AC-240} \cdot L_{8-6}}{2} = \frac{0,4013 \cdot 28,284}{2} = 5,676 \text{ Ом}$$

$$\underline{Z}_{8-6} = r_{8-6} + j \cdot x_{8-6} = 1,678 + j \cdot 5,676 \text{ Ом}$$

$$\underline{Y}_{8-6} = (g_{0_2x240} + j \cdot 2 \cdot b_{0_AC-240}) \cdot L_{8-6} = (2,479 \cdot 10^{-9} + j \cdot 2 \cdot 2,849 \cdot 10^{-6}) \cdot 28,284 = 2,479 \cdot 10^{-9} + j \cdot 161,179 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

$$\underline{Y}_8 = 0,5 \cdot (\underline{Y}_{0-8} + \underline{Y}_{8-7} + \underline{Y}_{8-6}) + \underline{Y}_{\delta T8} = 0,5 \cdot \left(\begin{array}{l} (2,479 \cdot 10^{-9} + j3,224 \cdot 10^{-4}) + \\ +(4,132 \cdot 10^{-9} + j1,175 \cdot 10^{-4}) + \\ (2,479 \cdot 10^{-9} + j1,612 \cdot 10^{-4}) \end{array} \right) +$$

$$+(3,478 \cdot 10^{-6} - j \cdot 2,42 \cdot 10^{-5}) = 3,483 \cdot 10^{-6} + j \cdot 276,311 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

$$\underline{Y}_6 = 0,5 \cdot (\underline{Y}_{5-6} + \underline{Y}_{8-6}) + \underline{Y}_{\delta T6} = 0,5 \cdot \left(\begin{array}{l} (5,785 \cdot 10^{-9} + j8,085 \cdot 10^{-5}) + \\ +(2,479 \cdot 10^{-9} + j1,612 \cdot 10^{-4}) \end{array} \right) +$$

$$+(2,117 \cdot 10^{-6} - j \cdot 1,143 \cdot 10^{-5}) = 2,121 \cdot 10^{-6} + j \cdot 109,581 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

										ДП9213.14.1.019 ПЗ	Арк.
											63
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							

Виконаємо розрахунок режимних параметрів при максимальних навантаженнях після збільшення перерізу проводів якими виконана ПЛ 8-6 до $2 \times 240 \text{ мм}^2$.

Результати розрахунку приведені на рис. 2.1.

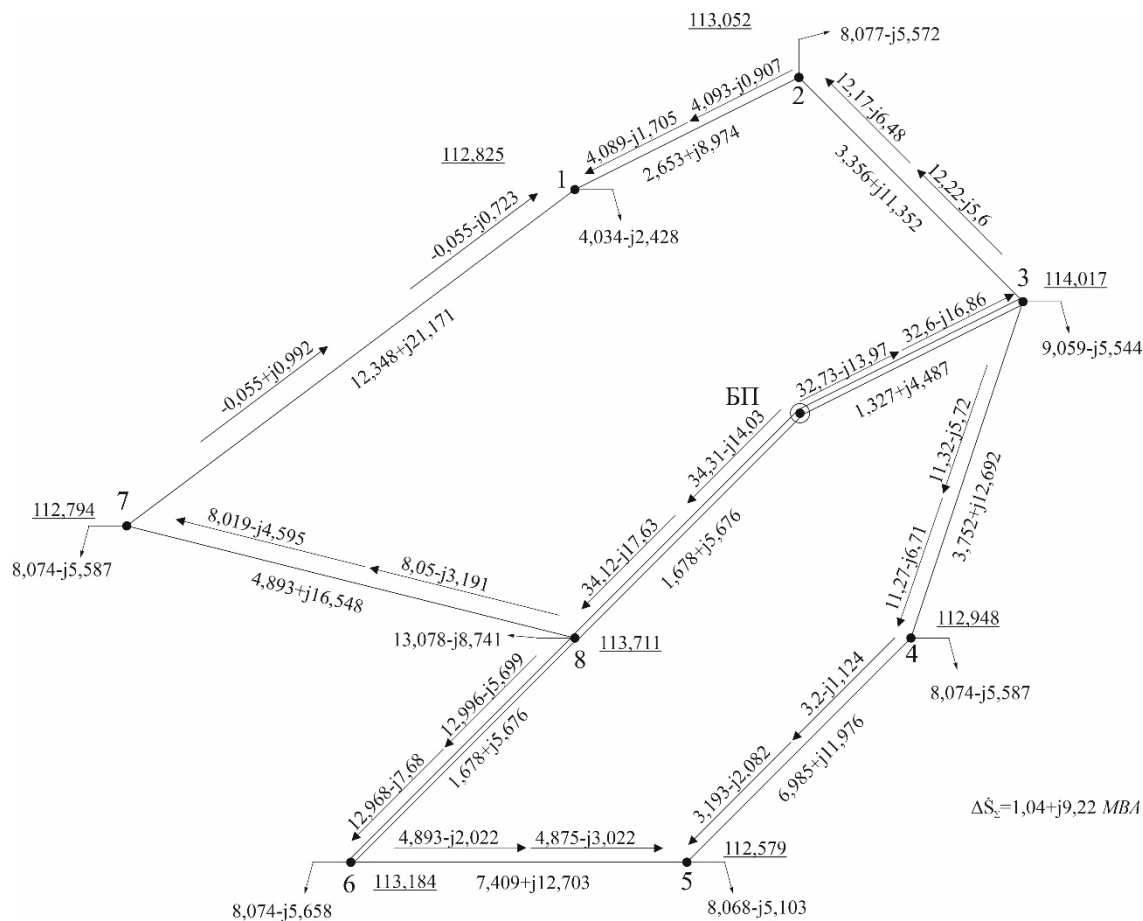


Рисунок 2.1 – Параметри режиму мережі при підсиленні ділянки 8-6 до $2 \times 240 \text{ мм}^2$

Знайдемо значення реальної добавки напруги в пункті 5 після збільшення перерізу ділянки 8-6 до $2 \times 240 \text{ мм}^2$:

Значення реальної добавки менше за бажане. Тому збільшимо переріз ділянки 5-6 до $1 \times 240 \text{ мм}^2$, оскільки ділянка 8-6 виконана вже максимально допустимим перерізом для 110 кВ та виконаємо розрахунок режимних параметрів при максимальних навантаженнях.

Результати розрахунку приведені на рис. 2.2.

										Арк.
										64
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП9213.14.1.019 ПЗ					

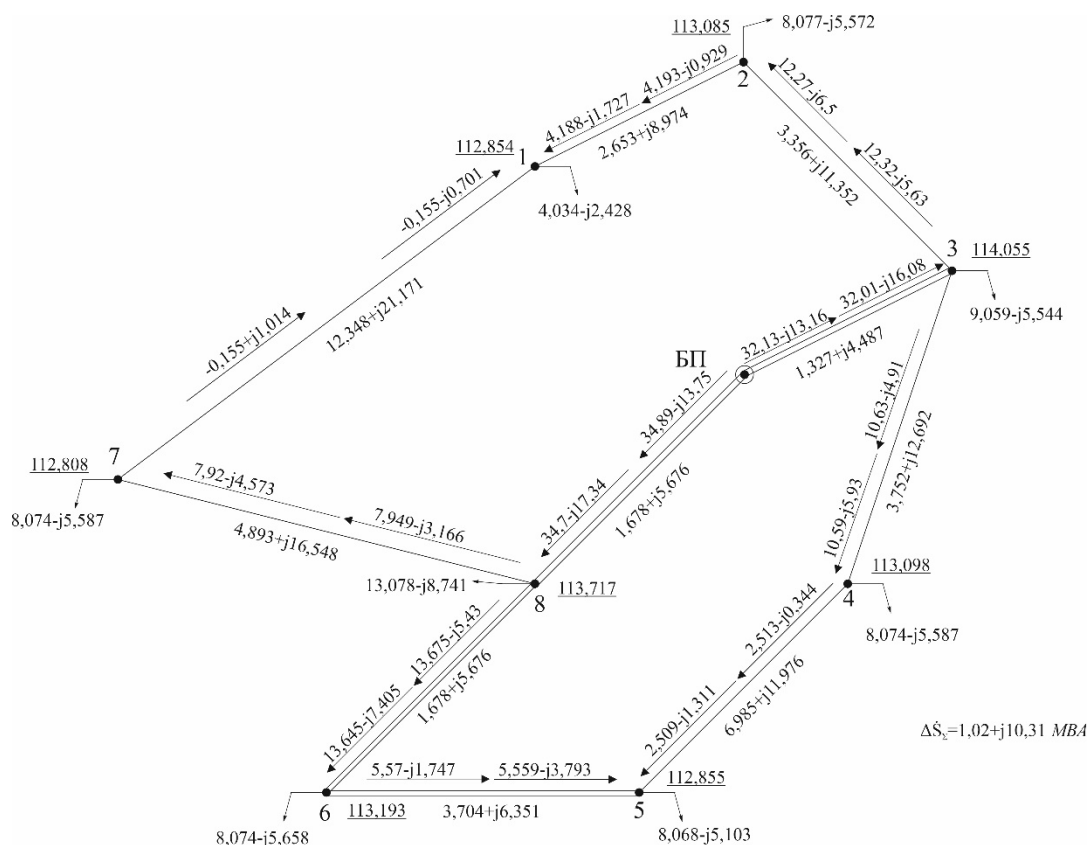


Рисунок 2.3 – Параметри режиму мережі при підсиленні ділянки 8-6 до 2х240 мм² та 5-6 до 2х120 мм²

Знайдемо значення реальної добавки напруги в пункті 5 після збільшення перерізу ділянки 5-6 до 2х120 мм²:

$$\partial U_5 = U'_5 - U_5 = 112,855 - 112,258 = 0.597 \text{ кВ}$$

Отже бажане значення напруги вдалося досягти.

Таблиця 2.1 – Результати вибору відгалужень РПН та ПБЗ силових трансформаторів підстанцій під час підсилення ділянок електричної мережі

Номер пункту	Зведена напруга на шинах СН, кВ	Зведена напруга на шинах НН, кВ	$N_{РПН_i}$	$N_{ПБЗ_i}$	Дійсна напруга на шинах СН, кВ	Дійсна напруга на шинах НН, кВ
1	-	110,209-j6,165	0	-	-	10,56
2	106,988-j9,737	102,77-j23,32	-3	-1	37,04	10,65
3	-	110,394-j6,358	0	-	-	10,58
4	106,835-j9,65	103,763-j19,606	-3	-1	36,99	10,67
5	-	107,269-j9,706	-1	-	-	10,49
6	106,419-j9,539	105,461-j13,951	-2	0	37,09	10,55
7	106,865-j9,634	103,375-j20,01	-3	-1	37	10,64
8	110,045-j6,381	109,166-j8,812	0	0	36,9	10,48

2.2 Застосування УПК

Виконаємо збільшення напруги для пункту з найменшим її значенням в режимі максимальних навантажень. В даній мережі таким є пункт 5. За бажану напругу приймемо $U_{5\text{баж.}} = 111,855 \text{ кВ}$.

Попередньо встановимо БСК повздовжньої компенсації на ділянках 4-5 і 5-6. Знайдемо розрахунковий опір БСК як УПК, що потрібний для надбавки напруги.

Розрахунок УПК здійснимо для ділянки 5-6, для ділянки 4-5 розрахунок здійснюється аналогічно.

До встановлення на ділянці були обрані конденсатори типу КЭКП-2,1-150 УХЛ1 з такими параметрами:

- Номінальна напруга $U_{0к} = 2,1 \text{ кВ}$;
- Потужність $Q_{0к} = 150 \text{ кВАр}$

Визначимо кількість паралельних конденсаторів встановлених на ділянці 5-6, яка характеризується допустимим струмом в 390 А.

$$n_{\text{пар}5-6} = \frac{390 \cdot U_{0к}}{Q_{0к}} = \frac{390 \cdot 2,1}{150} = 5,46 \rightarrow 5 \text{ шт}$$

Знайдемо кількість послідовних елементів. Введемо коефіцієнт $\alpha\%$, за допомогою якого, будемо варіювати кількість послідовних елементів БСК, тим самим зменшуючи або збільшуючи компенсацію індуктивного опору ділянки:

$$n_{\text{посл}5-6} = \left(\frac{\alpha \cdot (x_{5-6}) \cdot Q_{0к} \cdot n_{\text{пар}5-6}}{U_{0к}^2} \right) = \left(\frac{25\% \cdot (12,703) \cdot 150 \cdot 5}{2,1^2} \right) = 1 \text{ шт}$$

Зараз кількість знайдена з врахування компенсації індуктивного опору ділянки мережі на рівні 25%.

Знайдемо опір компенсації установки:

$$x_{\text{УПК}5-6} = \frac{U_{0к}^2}{Q_{0к}} \cdot \frac{n_{\text{посл}5-6}}{n_{\text{пар}5-6}} = \frac{2,1^2}{150} \cdot \frac{1}{5} = 5,88 \text{ Ом}$$

Опір ділянки з врахуванням встановлених на ній УПК:

$$\underline{Z}_{5-6к} = \underline{Z}_{5-6} - j \cdot x_{\text{УПК}5-6} = 7,409 + j12,703 - j5,88 = 7,409 + j6,823 \text{ Ом}$$

									ДП9213.14.1.019 ПЗ	Арк.
										68
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

Очевидно що, найбільше значення напруги, якого вдалось досягти дорівнює $U_5 = 112,38 \text{ кВ}$, яке було отримано при повній компенсації індукційного опору ділянки 4-5 на 100%. Так, як розрахована напруга значно відрізняється від бажаної, то такий спосіб регулювання напруги в даному випадку не підходить.

Всі розрахунки, що були отримано в результаті ітераційного розрахунку нанесені на рис. 2.4

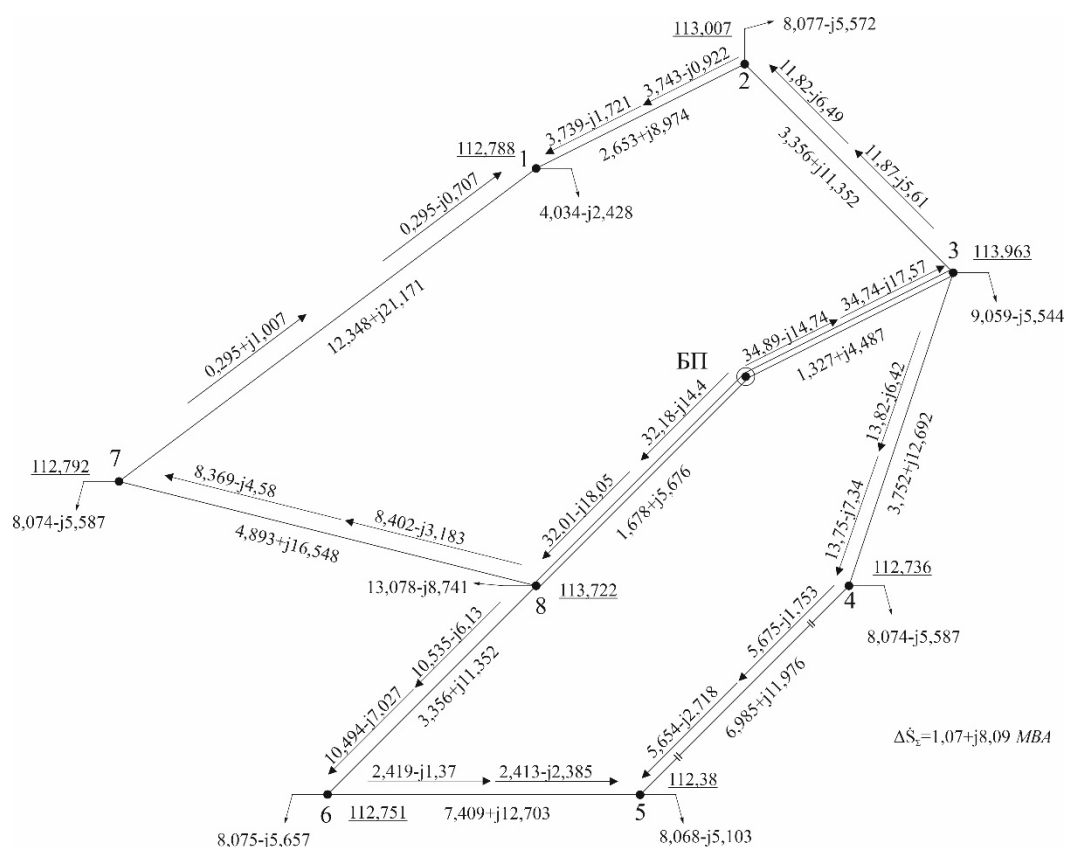


Рисунок 2.4 – Параметри режиму роботи РЕМ в режимі максимальних навантажень з УПК на ділянці 4-5

Вибір відгалужень РПН і ПБЗ з встановленими УПК на ділянці 4-5 та 5-6 розраховуємо аналогічно до розрахунку в режимі максимальних навантажень. Результати розрахунків занесемо до табл. 2.8

										Арк.
										70
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП9213.14.1.019 ПЗ					

Таблиця 2.8 – Результати вибору відгалужень РПН та ПБЗ силових трансформаторів підстанцій з встановленими УПК на ділянках 4-5 і 5-6

Номер пункту	Зведена напруга на шинах СН, кВ	Зведена напруга на шинах НН, кВ	$N_{РПН_i}$	$N_{ПБЗ_i}$	Дійсна напруга на шинах СН, кВ	Дійсна напруга на шинах НН, кВ
1	-	110,141-j6,172	0	-	-	10,55
2	106,901-j9,785	102,673-j23,376	-3	-1	37,02	10,64
3	-	110,294-j6,449	0	-	-	10,57
4	106,417-j10,044	103,295-j20,023	-3	-1	36,86	10,63
5	-	106,765-j9,782	-2	-	-	10,63
6	105,939-j9,681	104,969-j14,109	-2	0	36,93	10,5
7	106,388-j9,788	103,371-j19,941	-3	-1	36,84	10,64
8	110,059-j6,242	109,184-j8,674	0	0	36,9	10,48

Потужності кінця та початку розраховуємо аналогічно до максимальних навантажень та заносимо до табл. 2.9.

Таблиця 2.9 – Потужності кінців та початків ділянок з встановленою УПК

Ділянка	Потужність, МВА		Ділянка	Потужність, МВА	
0-8	Початок	32,18-j14,4	3-4	Початок	13,82-j6,42
	Кінець	32,01-j18,05		Кінець	13,75-j7,34
0-3	Початок	34,89-j14,74	8-6	Початок	10,535-j6,13
	Кінець	34,74-j17,57		Кінець	10,494-j7,027
3-2	Початок	11,87-j5,61	6-5	Початок	2,419-j1,37
	Кінець	11,82-j6,49		Кінець	2,413-j2,385
2-1	Початок	3,743-j0,922	4-5	Початок	5,675-j1,753
	Кінець	3,739-j1,721		Кінець	5,654-j2,718
8-7	Початок	8,402-j3,183			
	Кінець	8,369-j4,58			
7-1	Початок	0,2947+j1,006			
	Кінець	0,2945-j0,707			

Аналогічно до розрахунку в режимі максимальних навантажень, розраховуємо навантаження для пунктів, результати занесемо до табл. 2.10.

Таблиця 2.10 – Потужності пунктів із встановленою УПК

Пункт №	Потужність пункту, МВА	Пункт №	Потужність пункту, МВА
1	4,034-j2,428	5	8,068-j5,103
2	8,077-j5,572	6	8,075-j5,657

Таблиця 2.10. Продовження

3	9,059-j5,544	7	8,074-j5,587
4	8,074-j5,587	8	13,078-j8,741

Аналогічно до режиму максимальних навантажень виконаємо розрахунок модулів напруг пунктів, дані занесемо до табл. 2.11.

Таблиця 2.11 – Модулі напруг пунктів з встановленою УПК

Пункт №	Модуль напруги пункту, кВ	Пункт №	Модуль напруги пункту, кВ
1	112,788	5	112,38
2	113,007	6	112,751
3	113,963	7	112,792
4	112,736	8	113,722

2.3 Застосування УПК

Задля підвищення рівня напруги, аналогічно встановлюємо в пункт 5 вже установку поперечної компенсації. За бажану напругу приймемо $U_{5\text{б.аж.}} = 112,855 \text{ кВ}$.

Еквівалентуємо опір ділянок, щоб дізнатися опір між БП та пунктом 5:

$$\underline{Z}_1 = \underline{Z}_{8-7} + \underline{Z}_{1-7} + \underline{Z}_{1-2} + \underline{Z}_{2-3} = (4,893 + j16,548) + (12,348 + j21,171) + (3,005 + j10,163) + (3,356 + j11,352) = 23,601 + j59,234 \text{ Ом}$$

$$\underline{Z}_2 = \underline{Z}_{3-4} + \underline{Z}_{4-5} = (3,752 + j12,692) + (6,985 + j11,976) = 10,737 + j24,668 \text{ Ом}$$

$$\underline{Z}_3 = \underline{Z}_{5-6} + \underline{Z}_{8-6} = (7,409 + j12,703) + (3,356 + j11,352) = 10,765 + j24,055 \text{ Ом}$$

$$\underline{Z}_4 = \frac{\underline{Z}_1 \cdot \underline{Z}_{0-3}}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_{0-3} + \underline{Z}_{0-8}} = \frac{(23,601 + j59,234) \cdot (1,327 + j4,487)}{(23,601 + j59,234) + (1,327 + j4,487) + (1,678 + j5,676)} = 1,188 + j3,834 \text{ Ом}$$

$$\underline{Z}_5 = \frac{\underline{Z}_1 \cdot \underline{Z}_{0-8}}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_{0-3} + \underline{Z}_{0-8}} = \frac{(23,601 + j59,234) \cdot (1,678 + j5,676)}{(23,601 + j59,234) + (1,327 + j4,487) + (1,678 + j5,676)} =$$

$$\underline{Z}_6 = \frac{\underline{Z}_{0-3} \cdot \underline{Z}_{0-8}}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_{0-3} + \underline{Z}_{0-8}} = \frac{(1,327 + j4,487) \cdot (1,678 + j5,676)}{(23,601 + j59,234) + (1,327 + j4,487) + (1,678 + j5,676)} = 1,503 + j4,85 \text{ Ом}$$

										Арк.
										72
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП9213.14.1.019 ПЗ					

$$= 0,077 + j0,365 \text{ Ом}$$

$$\underline{Z}_7 = \underline{Z}_4 + \underline{Z}_2 = (1,188 + j3,834) + (10,737 + j24,668) = 11,926 + j28,503 \text{ Ом}$$

$$\underline{Z}_8 = \underline{Z}_3 + \underline{Z}_5 = (10,765 + j24,055) + (1,503 + j4,85) = 12,268 + j28,905 \text{ Ом}$$

$$\underline{Z}_e = \underline{Z}_6 + \frac{\underline{Z}_7 \cdot \underline{Z}_8}{\underline{Z}_7 + \underline{Z}_8} = 0,077 + j0,365 + \frac{(11,926 + j28,503) \cdot (12,268 + j28,905)}{(11,926 + j28,503) + (12,268 + j28,905)} =$$

$$= 6,125 + j14,716 \text{ Ом}$$

Знайдемо потужність УППК, яка потрібна ,щоб створити бажану надбавку напруги в пункті 5:

$$Q_{УППК5} = \frac{U_{5баж.} \cdot (U_{5баж.} - U_5)}{x_e} = \frac{112,855 \cdot (112,855 - 112,258)}{14,716} = 4,58 \text{ МВАр}$$

Для УППК обираємо конденсатори типу КЭК1-10,5-35-2 У3, з наступними параметрами:

- Номінальна напруга $U_{0к} = 10,5 \text{ кВ}$;
- Потужність $Q_{0к} = 35 \text{ кВАр}$;

Розрахуємо кількість конденсаторів, що включені послідовно:

$$n_{посл5} = \frac{\alpha \cdot U_{5баж.}}{\sqrt{3} \cdot U_{0к}} = \frac{60\% \cdot 112,855}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3,723 \rightarrow 4 \text{ шт}$$

Фактична величина напруги, яку приклали до однієї банки конденсатора становить:

$$U_{\phi} = \frac{U_{5баж.}}{\sqrt{3} \cdot n_{посл5}} = \frac{112,855}{\sqrt{3} \cdot 4} = 16,289 \text{ кВ}$$

Розрахуємо уточнену величину потужності УППК:

$$Q_{УППК5}^{уточн} = \left(\frac{U_{0к}}{U_{\phi}} \right)^2 \cdot Q_{УППК5} = \left(\frac{10,5}{16,289} \right)^2 \cdot 4,58 = 1,903 \text{ МВАр}$$

Знайдемо число конденсаторів включених паралельно, для цього як і у випадку з УПК задаємось коефіцієнтом компенсації:

$$n_{пар} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{0к} \cdot Q_{УППК5}^{уточн}}{3 \cdot U_{5баж.} \cdot Q_{0к}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 1,903 \cdot 10^3}{3 \cdot 112,855 \cdot 35} = 4 \text{ шт}$$

Величина встановленої потужності УППК становить:

					ДП9213.14.1.019 ПЗ	Арк.
						73
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Q_{УППК5}^{вст} = 3 \cdot n_{посл5} \cdot n_{нар} \cdot Q_{0к} \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 4 \cdot 4 \cdot 35 \cdot 10^{-3} = 1,68 \text{ МВАр}$$

Отже, реальна потужність УППК складе:

$$Q_{УППК5}^p = \left(\frac{U_\phi}{U_{0к}} \right)^2 \cdot Q_{УППК5}^{вст} = \left(\frac{16,289}{10,5} \right)^2 \cdot 1,68 = 4,043 \text{ МВАр}$$

Навантаження пункту 5 із врахуванням УППК у ньому становитиме:

$$\dot{S}_{n,5} = \dot{S}_{max5} + \Delta \dot{S}_{iz5} + j \cdot Q_{УППК5}^p = (8 - j4,318) + (45,832 - j687,81) \cdot 10^{-3} + (j4,043) = 8,068 - j0,068 \text{ МВА}$$

Проведемо розрахунок максимальних навантажень із врахуванням встановленої УППК у пункті 5. Розраховані модулі напруг пунктів занесемо до табл. 2.12.

Таблиця 2.12 – Модулі напруг пунктів із встановленою УППК

Пункт №	Модуль напруги пункту, кВ	Пункт №	Модуль напруги пункту, кВ
1	112,904	5	112,91
2	113,122	6	113,075
3	114,076	7	112,901
4	113,167	8	113,83

Аналізуючи результати можна побачити, що найближча напруга до бажаної складає $U_5 = 112,91 \text{ кВ}$, що є дещо більшим за бажане значення напруги в пункті 5.

Вибір відгалужень РПН і ПБЗ з встановленими УППК в пункті 5 розраховуємо аналогічно до розрахунку в режимі максимальних навантажень. Результати розрахунків занесемо до табл. 2.13.

Таблиця 2.13 – Результати вибору відгалужень РПН та ПБЗ силових трансформаторів підстанцій з встановленими УППК в пункті 5

Номер пункту	Зведена напруга на шинах СН, кВ	Зведена напруга на шинах НН, кВ	$N_{РПН_i}$	$N_{ПБЗ_i}$	Дійсна напруга на шинах СН, кВ	Дійсна напруга на шинах НН, кВ
1	-	110,259-j6,191	0	-	-	10,56
2	107,022-j9,784	102,801-j23,361	-3	-1	37,06	10,65
3	-	110,412-j6,435	0	-	-	10,58

											Арк.
											74
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП9213.14.1.019 ПЗ						

Таблиця 2.13. Продовження

4	106,878-j9,966	103,78-j19,906	-3	-1	37,01	10,68
5	-	107,271-j10,288	-2	-	-	10,69
6	106,26-j9,918	105,285-j14,331	-2	0	37,05	10,54
7	106,706-j10,016	103,481-j19,978	-3	-1	36,96	10,65
8	110,165-j6,32	109,289-j8,749	0	0	36,94	10,49

Потужності кінця та початку розраховуємо аналогічно до максимальних навантажень та заносимо до табл. 2.14.

Таблиця 2.14 – Потужності кінців та початків ділянок з встановленою УППК

Ділянка	Потужність, МВА		Ділянка	Потужність, МВА	
0-8	Початок	33,17-j11,95	3-4	Початок	12,66-j3,91
	Кінець	33,01-j15,61		Кінець	12,61-j4,89
0-3	Початок	33,88-j12,12	8-6	Початок	11,687-j3,639
	Кінець	33,75-j15,01		Кінець	11,647-j4,542
3-2	Початок	12,03-j5,56	6-5	Початок	3,572+j1,116
	Кінець	11,98-j6,44		Кінець	3,564+j0,097
2-1	Початок	3,902-j0,867	4-5	Початок	4,537+j0,693
	Кінець	3,898-j1,668		Кінець	4,526-j0,262
8-7	Початок	8,242-j3,228			
	Кінець	8,211-j4,63			
7-1	Початок	0,1362+j0,9568			
	Кінець	0,1361-j0,7608			

В такий самий спосіб до розрахунку в режимі максимальних навантажень, розраховуємо навантаження для пунктів, результати занесемо до табл. 2.15.

Таблиця 2.15 – Потужності пунктів із встановленою УППК

Пункт №	Потужність пункту, МВА	Пункт №	Потужність пункту, МВА
1	4,034-j2,428	5	8,09-j0,165
2	8,077-j5,572	6	8,075-j5,658
3	9,059-j5,545	7	8,074-j5,587
4	8,074-j5,588	8	13,078-j8,742

Всі розрахунки, які було отримано під час ітераційного розрахунку наведені на рис. 2.5.

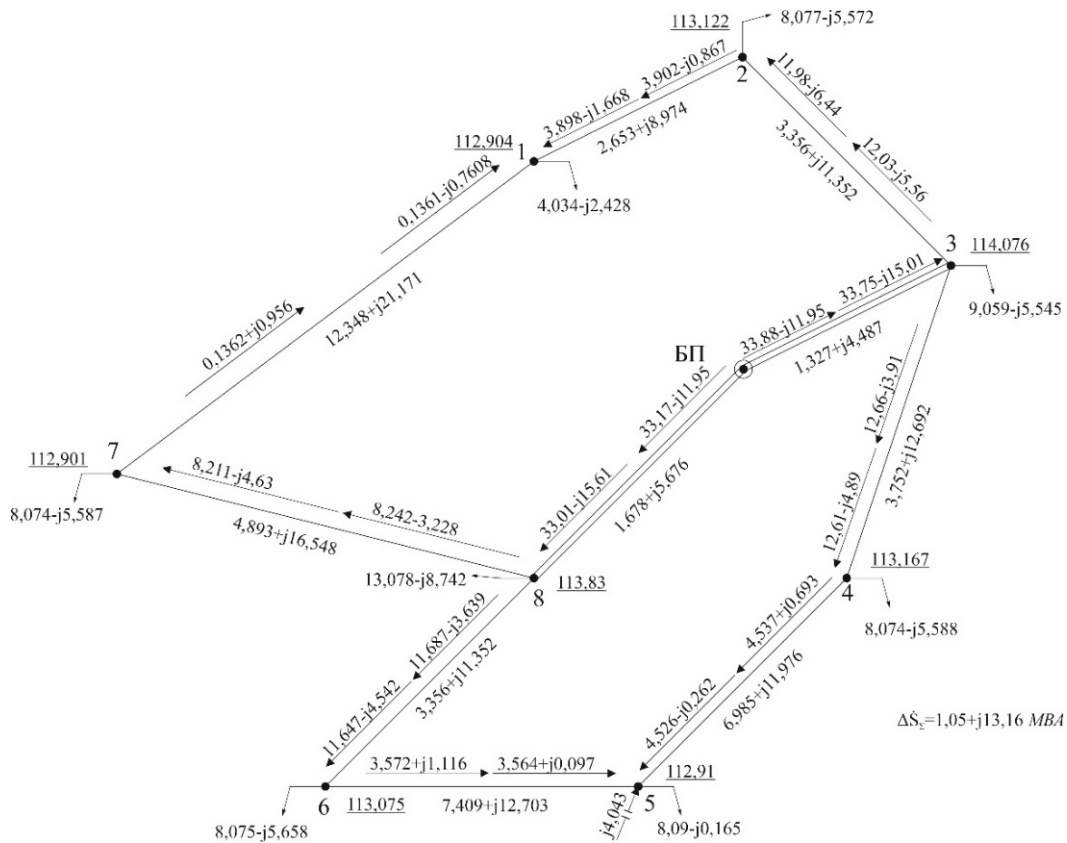


Рисунок 2.5 – Параметри режиму роботи РЕМ в режимі максимальних навантажень з УППК у пункті 5

Висновок до розділу 2:

Проведено оптимізацію рівня напруги в пункті 5, який характеризувався найнижчим рівнем напруги в режимі максимальних навантажень в даному варіанті РЕМ. Бажаний рівень напруги для пункту 5 був заданий на 0,55 кВ більше ніж в режимі максимальних навантажень.

Шляхом підсилення ділянок 5-6 та 8-6, а саме переведення ділянки 8-6 з одно- в дволанцюгове виконання проводом марки АС-240/32 і ділянки 5-6 із одно- в дволанцюгове виконання проводом марки АС-120/19. Для розрахунку знадобилось три ітерації. Сумарні втрати потужності склали $\Delta S_{\Sigma ПДС} = 1,02 + j10,31 \text{ MVA}$. Рівень напруги за умови підсилення ділянок РЕМ досяг бажаного рівня та становить $U_{5 ПДС} = 112,855 \text{ кВ}$.

Використання УПК для ділянок 4-5 та 5-6 не дало значної добавки напруги в пункті. Розрахунок проводився трьома ітераціями. Сумарні втрати потужності

						Арк.
					ДП9213.14.1.019 ПЗ	76
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

склали $\Delta\dot{S}_{\Sigma VIII} = 1,07 + j8,09 \text{ MVA}$. Рівень напруги за умови використання УПК із потужністю на 100% є варіантом із найбільшою напругою проте і вона не досягла бажаного рівня та становить $U_{5VIII} = 112,38 \text{ кВ}$

Використання УППК для пункту 5 є варіантом оптимізації із найбільшою добавкою напруги. Розрахунок проводився трьома ітераціями. Сумарні втрати потужності склали $\Delta\dot{S}_{\Sigma VIII} = 1,05 + j13,16 \text{ MVA}$. Рівень напруги за умови використання УПК із потужністю на 60% є варіантом із найбільшою напругою ,яка становить $U_{5VIII} = 112,91 \text{ кВ}$

					<i>ДП9213.14.1.019 ПЗ</i>	Арк.
						77
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

Виконуючи завдання дипломного проекту було зроблено синтез п'яти конфігурацій РЕМ напругою 110 кВ за критеріями – мінімальною довжиною, граничним моментом потужності та кількістю комірок вимикачів. Було обрано варіанти №1 та №5 через найменшу загальну довжину ПЛ.

Техніко-економічне зіставлення варіантів показало що для схеми №1 функція дисконтованих витрат становить 1420480,445 тис.грн, а для схеми №5 1461587,173 тис.грн. Обидва варіанти рівносильні, так як затрати відрізняються менше ніж на 5%. Значення втрат активної потужності в схемі №1 становить 694,503 кВт, а у схемі №5 – 750,745. Тому перша конфігурація РЕМ є найбільш перспективною, через меншу величину дисконтованих витрат та менші втрати активної потужності.

Розраховано режими максимальних навантажень та післяаварійний режим роботи. Втрати потужності в режимі максимальних навантажень становлять $\Delta \dot{S}_{\Sigma 1M} = 1,07 + j8,06 \text{ MVA}$, а значення втрат потужності в післяаварійному режимі дорівнює $\Delta \dot{S}_{\Sigma 1AB} = 1,21 + j4,98 \text{ MVA}$. Значення струмового навантаження на ділянках РЕМ та рівень напруги в пунктах мережі знаходиться в допустимих межах. Для обох режимів було розраховано регульовальні відгалуження РПН та ПБЗ.

Завдання вибору оптимального шляху поліпшення режиму напруги показало що при збільшенні перерізу ділянок 8-6 та 5-6 до $2 \times 240 \text{ мм}^2$ та $2 \times 120 \text{ мм}^2$ відповідно, дало досягнення рівня бажаної напруги, а саме $-U_5 = 112,855 \text{ кВ}$, що на 0,042 кВ більше від бажаного рівня напруги в пункті 5. Втрати потужності за підсилення ділянок становлять $\Delta \dot{S}_{\Sigma \text{ПДС}} = 1,02 + j10,31 \text{ MVA}$.

Застосування УПК за будь-яких конфігурацій застосування на ділянках 4-5 та 5-6 не дало досягнення бажаного рівня напруги в пункті 5. Максимальне значення якого вдалося досягти становить $U_{5\text{УПК}} = 112,38 \text{ кВ}$, що лише на 0,122 більше за значення напруги в режимі максимальних навантажень. Втрати

									Арк.
									78
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП9213.14.1.019 ПЗ				

потужності за конфігурації УПК на ділянці 4-5 становлять:

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma \text{УПК}} = 1,07 + j8,09 \text{ МВА.}$$

Застосування УППК навіть за невеликої потужності дало досягнення бажаної напруги в пункті 5, яка становить $U_{5\text{УППК}} = 112,91 \text{ кВ}$. Втрати потужності

за умови застосування УППК становлять: $\Delta \dot{S}_{\Sigma \text{УППК}} = 1,05 + j13,16 \text{ МВА}$.

Найоптимальнішим варіантом оптимізації є виконання підсилення ділянок РЕМ.

					ДП9213.14.1.019 ПЗ	Арк.
						79
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Додаток А

Результати перевірки на плагіат

					<i>ДП9213.14.1.019 ПЗ</i>	<i>Арк.</i>
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		<i>81</i>

Ім'я користувача:
Чижевський Володимир

ID перевірки:
1015599593

Дата перевірки:
14.06.2023 12:40:33 EEST

Тип перевірки:
Doc vs Internet + Library

Дата звіту:
14.06.2023 12:54:03 EEST

ID користувача:
100006981

Назва документа: Рябоштан Ростислав Володимирович ЕС-92

Кількість сторінок: 77 Кількість слів: 17188 Кількість символів: 100615 Розмір файлу: 5.18 MB ID файлу: 1015248005

Виявлено модифікації тексту (можуть впливати на відсоток схожості)

33.3% Схожість

Найбільша схожість: 19% з джерелом з Бібліотеки (ID файлу: 1015247990)

15% Джерела з Інтернету

695

Сторінка 79

29.3% Джерела з Бібліотеки

259

Сторінка 98

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

459

Підозріле форматування

29
сторінок