

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

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

В.В. Кирик
“ ____ ” _____ 2020 р.

Дипломний проект

на здобуття ступеня бакалавра

зі спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(код спеціальності)

на тему: «Техніко-економічний розрахунок і порівняння варіантів
спорудження замкненої електричної мережі напругою 110 кВ»

Виконав: студент IV курсу, групи ЕС-г62-1
(шифр групи)

Кривохижа Валерій Петрович
(прізвище, ім'я, по батькові)

(підпис)

Керівник проекту: асистент Панєнко О.М.
(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Консультант:

(назва розділу ДП)

(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Рецензент: _____
(посада, науковий ступінь, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

(підпис)

Засвідчую, що у цьому дипломному проекті немає
запозичень з праць інших авторів без відповідних посилань.
Студент _____
(підпис)

Київ – 2020 року

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

Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра електричних мереж і систем

Освітній ступінь «Бакалавр»
Спеціальність – 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»

Овітня програма – «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

_____ В.В. Кирик
(підпис) (ініціали, прізвище)

«___» _____ 2020 р.

ЗАВДАННЯ
на дипломний проект студенту
Кривохижі Валерію Петровичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту «Техніко-економічний розрахунок і порівняння варіантів спорудження замкненої електричної мережі напругою 110 кВ»
керівник проекту Паненко Олена Миколаївна, асистент, затверджені наказом по університету від «28» квітня 2020 р. № 1048-с.
2. Строк подання студентом проекту «11» червня 2020 р.
3. Вихідні дані до проекту: додаток до завдання на ДП РЕМ.
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки:
4.1. Визначення оптимальної конфігурації мережі за методом граничних моментів.

- 4.2. Вибір типу трансформаторів до встановлення на підстанціях.
- 4.3. Розрахунок режимів роботи електричної мережі.
- 4.4. Дослідження актуальності використання композитних опор

5. Перелік графічного матеріалу:

- 5.1. Вибір оптимальної конфігурації РЕМ.
- 5.2. Результат розрахунку робочих режимів мережі.
- 5.3. Використання композитних опор.

6. Консультанти розділів проекту

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

7. Дата видачі завдання «13» квітня 2020 року.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту	Строк виконання етапів проекту	Примітка
1	Вибір конфігурації схеми мережі на основі техніко-економічного порівняння варіантів	13.04.20 – 19.04.20	
2	Розрахунок режимів роботи мережі	20.04.20 – 10.05.20	
3	Дослідження актуальності використання композитних опор	11.05.20 – 24.05.20	
4	Підготовка креслень	25.05.20 – 7.06.20	

Студент

(підпис)

Кривохижа В.П.

Керівник проекту

(підпис)

Панченко О. М.

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
"КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО"
КАФЕДРА ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ТА СИСТЕМ

Студент Кривохижа В.

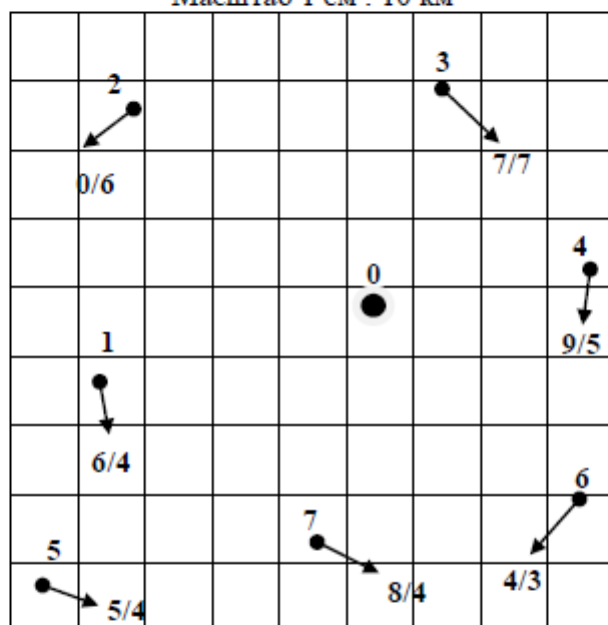
Група ЕС-62

ДОДАТОК

до завдання на бакалаврську роботу

«Техніко-економічний розрахунок і порівняння варіантів спорудження замкненої електричної мережі напругою 110 кВ»

Ситуаційний план
Масштаб 1 см : 10 км



ВИХІДНІ ДАНІ

- номінальна напруга мережі $U_H = 110$ кВ;
- балансуєчий пункт у точці 0;
- відстань між пунктами L (км) та активні потужності пунктів P (МВт) за ситуаційним планом;
- $\cos \varphi_{CH}$ 0,87 $\cos \varphi_{HH}$ 0,85, $T_{max} =$ 5300 (год/рік);
- до пунктів підключені споживачі 1-ої та 2-ї категорій;
- географічний район спорудження мережі: Україна;
- район за ожеледдю: I-II;
- матеріал опор: залізобетон.

ПРИМІТКИ

1. На ситуаційному плані дріб означає активне навантаження: чисельник – на стороні СН, знаменник – на стороні НН.
2. Для техніко-економічного порівняння варіантів виконати синтез декількох різноманітних двоконтурних схем електричної мережі.

“ ” _____ 2020 р.

Керівник _____ Паненко О.М.

Пояснювальна записка до дипломного проекту

на тему: «Техніко-економічний розрахунок і порівняння варіантів спорудження замкненої електричної мережі напругою 110 кВ»

Київ – 2020 року

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

№ з/П	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проект	2	
2	A4	ДП6206.141.003 ПЗ	Пояснювальна записка	94	
3	A1	ДП6206.141.01.003 ТК	Вибір оптимальної конфігурації РЕМ	1	
4	A1	ДП6206.141.02.003 ТК	Результат розрахунку робочих режимів мережі	1	
5	A1	ДП6206.141.03.003 ТК	Використання композитних опор	1	

					ДП6206.141.003 ПЗ								
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата									
Розробив		Кривохижа В.П.			Техніко-економічний розрахунок і порівняння варіантів спорудження замкненої електричної мережі напругою 110 кВ				Лім.	Арк.	Акрушів		
Перевірів		Паненко О.М.									5	94	
									НТУУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського» ФЕА, гр. ЕС-г62-1				
Н. Контр.		Паненко О.М											
Затвердив		Кирик В.В											

РЕФЕРАТ

Обсяг – 94 сторінок машинописного тексту.

Ілюстрацій – 25. Таблиць – 53.

Основною метою проекту є вибір оптимальної конфігурації схеми мережі напругою 110 кВ з п'яти варіантів із використанням методу граничних моментів. На основі даного методу було відібрано два варіанти конфігурації мережі, з яких був обраний оптимальний, шляхом їх техніко-економічного порівняння. В пунктах мережі була обрана кількість та потужність трансформаторів, та розраховані параметри Z-схеми заміщення мережі. Для обраного варіанту конфігурації схеми проведений електричний розрахунок режиму максимальних навантажень та післяаварійного. В останньому розділі проекту досліджено актуальні питання розробки та застосування композитних опор повітряних ліній електропередавання.

Бакалаврський проект містить пояснювальну записку та графічну частину, яка складається з 3 креслень.

РАЙОННА ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, ТРАНСФОРМАТОР, ПОВІТРЯНА ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ, РЕЖИМ РОБОТИ, СТРУМ, НАПРУГА, ОПР, РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ, КОМПОЗИТНІ ОПОРИ, БЛИСКАВКОЗАХИСТ.

					ДП6206.141.003 ПЗ	Арк.
						6
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ABSTRACT

Volume – 94 pages of typewritten text.

Illustrations – 25. Tables – 53.

The main goal of the project is to select the optimal configuration of the 110 kV network scheme from five variants using the method of limit moments. Based on this method, two network configuration options were selected, from which the optimal one was selected by their technical and economic comparison. The number and power of transformers were selected at the network points, and the parameters of the Z-scheme of grid were calculated. For the selected variant of the configuration of the scheme the electric calculation of the mode of the maximum loads and emergency mode is carried out. In the last section of the project the topical issues of development and application of composite supports of overhead power lines are investigated.

The bachelor project contains an explanatory note and a graphic part consisting of 3 drawings.

DISTRICT ELECTRICAL NETWORK, TRANSFORMER, OVERHEAD POWER LINE, MODE OF WORK, CURRENT, VOLTAGE, RESISTANCE, VOLTAGE REGULATION, TRANSMISSION TOWER, LIGHTNING PROTECTION.

					ДП6206.141.003 ПЗ	Арк.
						7
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ.....	10
ВСТУП.....	11
1 ВИБІР КОНФІГУРАЦІЇ РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	12
1.1 Вибір оптимальної конфігурації схеми електричної мережі	12
1.2 Вибір типу та потужності силових трансформаторів на підстанціях.....	16
1.3 Визначення регулювальних можливостей РПН трансформаторів.....	19
1.4 Попереднє визначення потокорозподілу потужностей в замкненій мережі за довжинами ділянок (розрахунок L-схеми мережі).....	21
1.4.2 Попередній розподіл потужностей в мережі варіанту №1.....	21
1.4.2 Попередній розподіл потужностей в мережі варіанту №2.....	24
1.5 Розрахунок перерізів проводів ділянок мережі варіанту №1	25
1.6 Розрахунок перерізів проводів ділянок мережі варіанту №2	29
1.7 Перевірка обраних перерізів проводів	31
1.8 Перевірка обраних перерізів проводів у післяаварійному режимі.....	33
Висновки до розділу	36
2 РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ Z-СХЕМИ ЗАМІЩЕННЯ МЕРЕЖІ.....	37
2.1 Розрахунок параметрів схеми заміщення ЛЕП.....	37
2.2 Розрахунок параметрів схеми заміщення силових трансформаторів.....	39
2.3 Розрахункові провідності та приведені навантаження пунктів	42
Висновки до розділу	45
3 ЕЛЕКТРИЧНИЙ РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ.....	46
3.1 Розрахунок режиму роботи при максимальних навантаженнях	46
3.2 Розрахунок післяаварійного режиму роботи мережі	61
3.3 Вибір регулювальних відгалужень трансформаторів в режимі максимальних навантажень.....	74
3.4 Вибір регулювальних відгалужень трансформаторів у післяаварійному режимі	

					ДП6206.141.003 ПЗ	Арк.
						8
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

роботи мережі.....	75
Висновки до розділу	76
4 АКТУАЛЬНІ ПИТАННЯ РОЗРОБКИ ТА ЗАСТОСУВАННЯ КОМПОЗИТНИХ ОПОР ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ	77
4.1 Призначення композитних опор.....	77
4.2 Склопластик, як конструкційний матеріал для виготовлення опор	78
4.3 Досвід використання композитних опор	79
4.4 Проблеми використання діелектричних властивостей	85
4.5 Перспективи використання композитних опор	89
Висновки до розділу	91
ВИСНОВКИ	92
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	93
ДОДАТОК А. Результати перевірки на плагіат	94

					ДП6206.141.003 ПЗ	Арк.
						9
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

БП – балансуєчий пункт;

ВН – висока напруга;

ЕС – енергосистема;

ЛЕП – лінія електропередавання;

НН – низька напруга;

ОЕС – об'єднана енергосистема;

ОПН – обмеження перенапруги;

ПБЗ – перемикач без збудження;

ПЛ – повітряна лінія електропередавання;

РЕМ – районна електрична мережа;

РЗА – релейний захист та автоматика;

РПН – регулювання під навантаженням;

СН – середня напруга;

Т – трансформатор.

					ДП6206.141.003 ПЗ	Арк.
						10
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

У даному дипломному проекті розглянуто розрахунок районної електричної мережі (РЕМ) напругою 110 кВ. В основі даного розрахунку лежить вибір оптимальної конфігурації схеми електричної мережі, шляхом розрахунку за методом граничних моментів. Вибір схеми здійснюється за критерієм мінімальних витрат на експлуатацію відповідної мережі.

Для надійності електропостачання, енергосистеми (ЕС) об'єднують на паралельну роботу. Враховуючи те, що ЕС, зазвичай, різних класів напруги, на підстанціях необхідним є встановлення силових трансформаторів. В складних схемах, як правило, нульовий пункт є балансуєчим пунктом (БП), що забезпечує баланс активної та реактивної потужності в мережі.

Метою виконання дипломного проекту є здійснення розрахунків робочих режимів обраної мережі та перевірка її режимних параметрів у післяаварійному режимі роботи, оскільки при проектуванні будь-якої мережі досить важливим є факт дотримання усіх стандартів та вимог.

Враховуючи складнозамкненість систем, для отримання всіх режимних параметрів, виникає необхідність розв'язання нелінійних рівнянь, які описують режими роботи системи. Таким чином, отримуються більш точні значення параметрів режиму, та забезпечується контроль відповідності нормам та стандартам проектування.

Останнім часом, для будівництва ПЛ все більше застосовуються композитні матеріали, наприклад, склопластик. Оскільки, композитна опора є ізоляційною, відмінність її електричних параметрів від традиційних конструкцій – суттєва. Виникає необхідність додаткового дослідження експлуатаційних властивостей опори та вплив композитного матеріалу на параметри електричної міцності ізоляції, та блискавкозахисту.

					ДП6206.141.003 ПЗ	Арк.
						11
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 ВИБІР КОНФІГУРАЦІЇ РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

1.1 Вибір оптимальної конфігурації схеми електричної мережі

Синтез конфігурації схеми проектованої РЕМ буде здійснено на основі граничних електричних моментів, шляхом порівняння п'яти варіантів двоконтурних схем (рис 1.1 – 1.5).

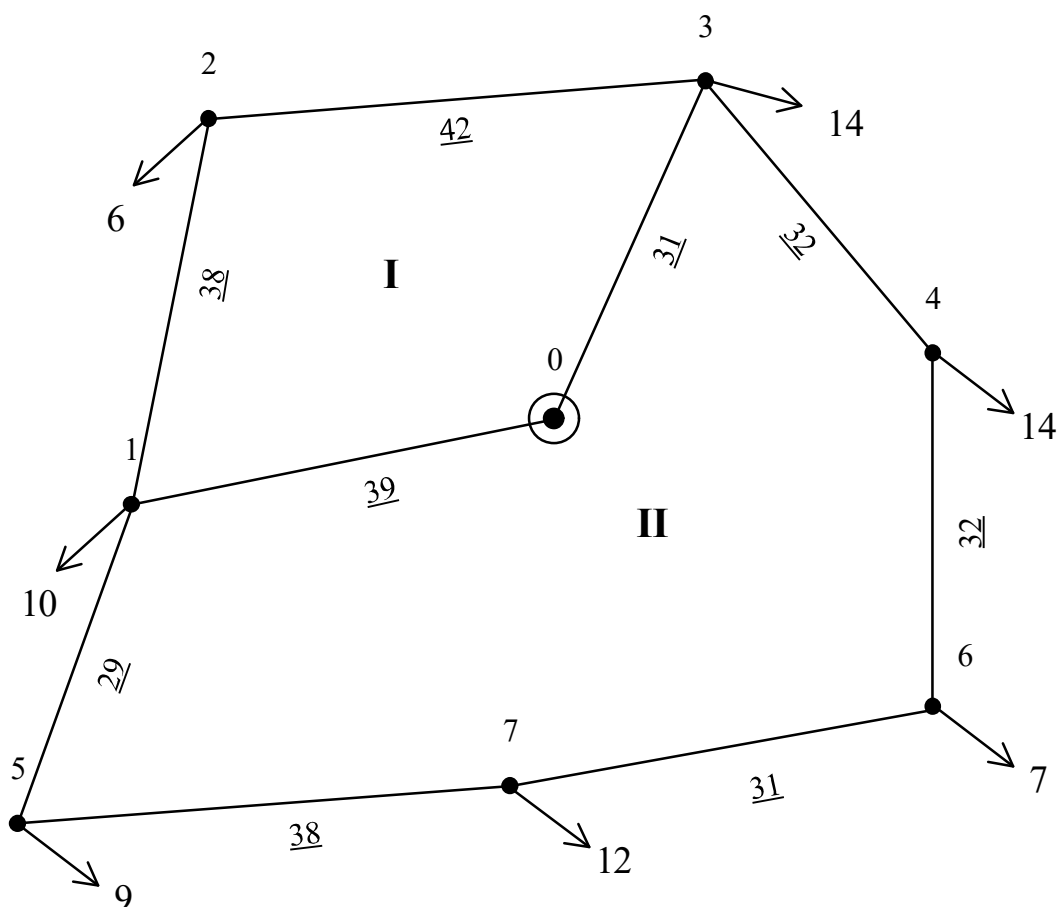


Рисунок 1.1 – Схема першого варіанту конфігурації мережі

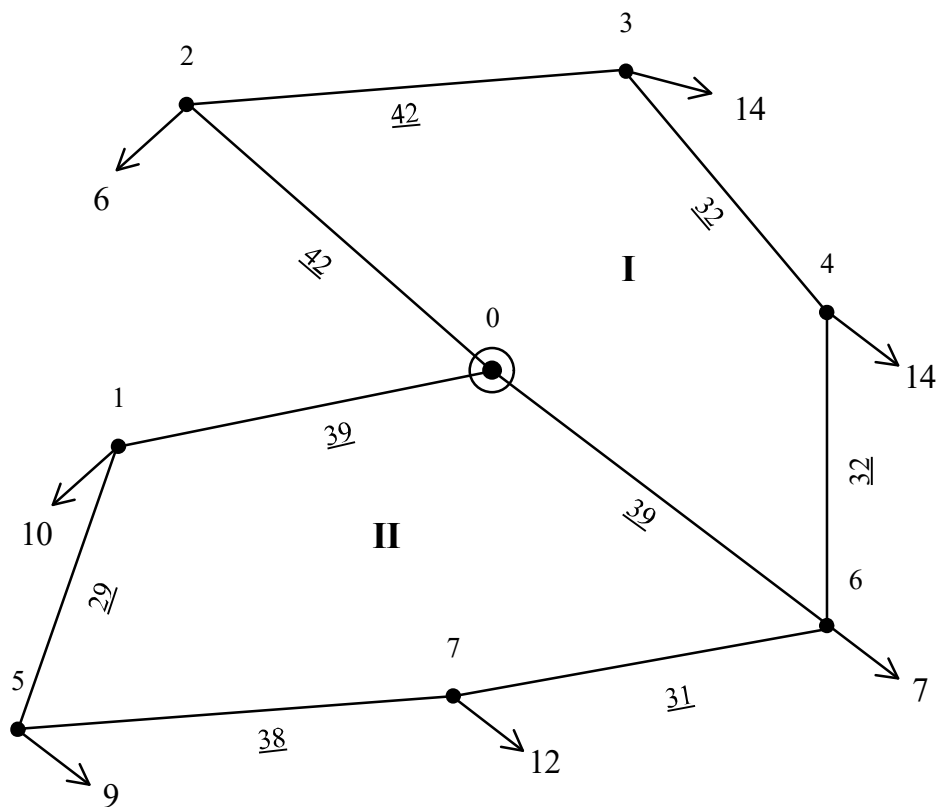


Рисунок 1.2 – Схема другого варіанту конфігурації мережі

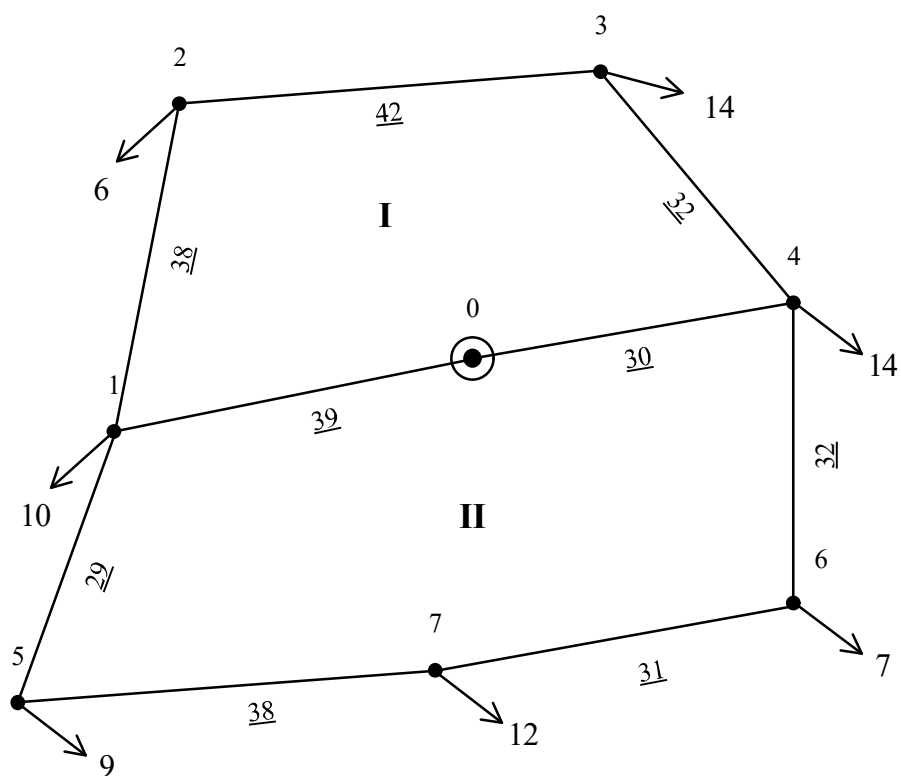


Рисунок 1.3 – Схема третього варіанту конфігурації мережі

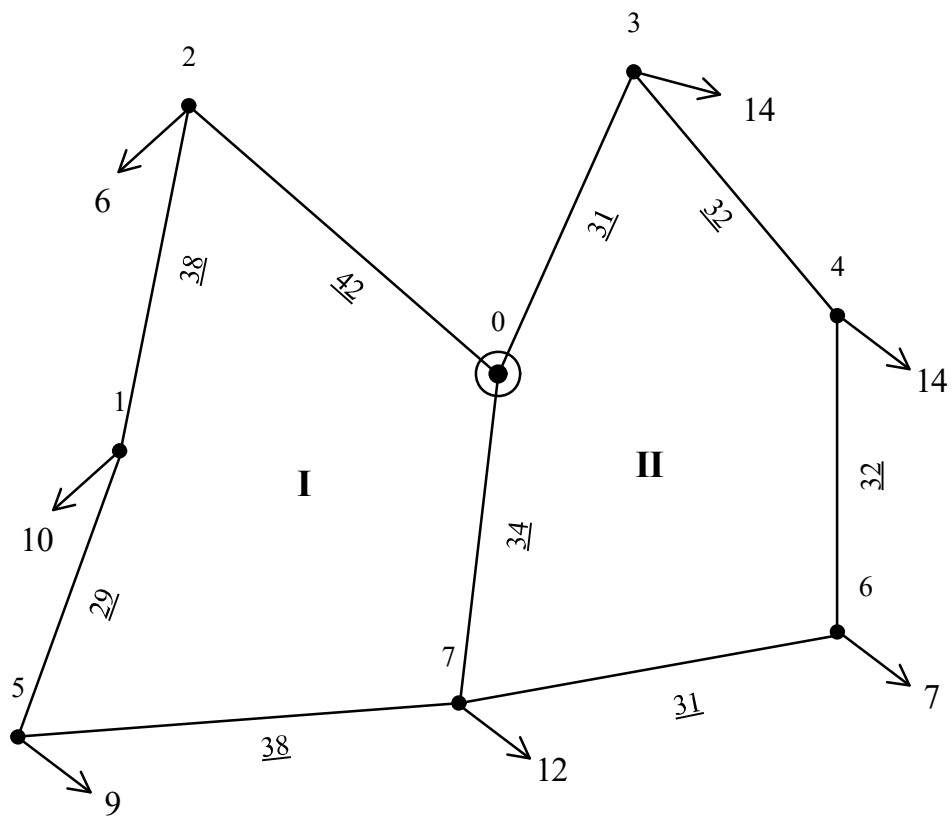


Рисунок 1.4 – Схема четвертого варіанту конфігурації мережі

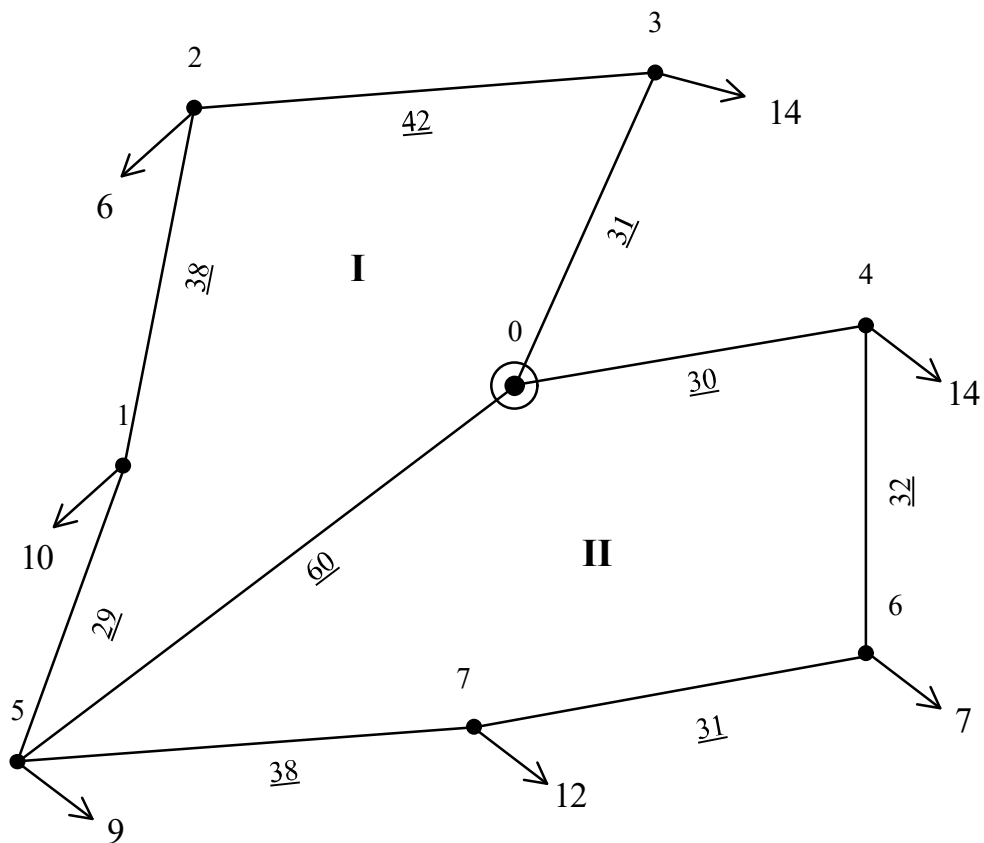


Рисунок 1.5 – Схема п'ятого варіанту конфігурації мережі

Виконаємо розрахунок значень моментів потужності для першого варіанту.

Момент потужності для першого контуру за годинниковою стрілкою:

$$M_I = L_{01} \cdot P_1 + (L_{01} + L_{12}) \cdot P_2 + (L_{01} + L_{12} + L_{23}) \cdot P_3 = 39 \cdot 10 + (39 + 38) \cdot 6 + (39 + 38 + 42) \cdot 14 = 2518 \text{ MBt} \cdot \text{км}$$

Проти годинникової стрілки:

$$M'_I = L_{03} \cdot P_3 + (L_{03} + L_{23}) \cdot P_2 + (L_{03} + L_{23} + L_{12}) \cdot P_1 = 31 \cdot 14 + (31 + 42) \cdot 6 + (31 + 42 + 38) \cdot 10 = 1982 \text{ MBt} \cdot \text{км}$$

Момент потужності для другого контуру за годинниковою стрілкою:

$$M_{II} = L_{03} \cdot P_3 + (L_{03} + L_{34}) \cdot P_4 + (L_{03} + L_{34} + L_{46}) \cdot P_6 + (L_{03} + L_{34} + L_{46} + L_{67}) \cdot P_7 + (L_{03} + L_{34} + L_{46} + L_{67} + L_{57}) \cdot P_5 + (L_{03} + L_{34} + L_{46} + L_{67} + L_{57} + L_{15}) \cdot P_1 = 31 \cdot 14 + (31 + 32) \cdot 14 + (31 + 32 + 32) \cdot 7 + (31 + 32 + 32 + 31) \cdot 12 + (31 + 32 + 32 + 31 + 38) \cdot 9 + (31 + 32 + 32 + 31 + 38 + 29) \cdot 10 = 6899 \text{ MBt} \cdot \text{км}$$

Проти годинникової стрілки:

$$M'_{II} = L_{01} \cdot P_1 + (L_{01} + L_{15}) \cdot P_5 + (L_{01} + L_{15} + L_{57}) \cdot P_7 + (L_{01} + L_{15} + L_{57} + L_{67}) \cdot P_6 + (L_{01} + L_{15} + L_{57} + L_{67} + L_{46}) \cdot P_4 + (L_{01} + L_{15} + L_{57} + L_{67} + L_{46} + L_{34}) \cdot P_3 = 39 \cdot 10 + (39 + 29) \cdot 9 + (39 + 29 + 38) \cdot 12 + (39 + 29 + 38 + 31) \cdot 7 + (39 + 29 + 38 + 31 + 32) \cdot 14 + (39 + 29 + 38 + 31 + 32 + 32) \cdot 14 = 8413 \text{ MBt} \cdot \text{км}$$

Розрахунки для інших схем виконуються аналогічно та наведені в табл. 1.1.

Таблиця 1.1 – Значення моментів потужності та довжини ділянок

Варіант	Момент потужності I-го контуру, МВт · км		Момент потужності II-го контуру, МВт · км		Сумарна довжина ділянок, км
	За годинниковою стрілкою	Проти годинникової стрілки	За годинниковою стрілкою	Проти годинникової стрілки	
1	2518	1982	6899	8413	312
2	4088	3579	3455	3233	324
3	4632	3332	4749	3233	311
4	2900	3797	3493	4027	307
5	4558	3242	3149	4873	331

					ДП6206.141.003 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		15

Оскільки, для мережі напругою 110 кВ, граничний момент потужності становить 4000 МВт · км [3], то з порівняних варіантів конфігурацій схем електричної мережі до подальшого розрахунку доцільно обрати другий та четвертий варіанти.

В подальшому, для зручності, другу та четверту схему будемо називати варіант №1 та варіант №2 відповідно.

1.2 Вибір типу та потужності силових трансформаторів на підстанціях

Враховуючи те, що споживачі мають першу та другу категорію, для надійності електрозабезпечення та дотримання рівнів напруг в пунктах у межах допустимих значень, необхідно встановити по два трансформатори на підстанціях.

Проаналізувавши навантаження пунктів можна зробити висновок, що до встановлення необхідно прийняти один двообмотковий та шість триобмоткових трансформаторів.

Значення повних потужностей навантаження в пунктах розраховуються за виразом:

$$S_{\max} = \sqrt{(P_{\text{CH}} + P_{\text{HH}})^2 + (Q_{\text{CH}} + Q_{\text{HH}})^2},$$

де $Q_{\text{CH}}, Q_{\text{HH}}$ – реактивні потужності споживання на стороні середньої та нижчої напруг відповідно, що визначаються за виразами:

$$Q_{\text{CH}} = -P_{\text{CH}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{CH}};$$

$$Q_{\text{HH}} = -P_{\text{HH}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{HH}},$$

де $\varphi_{\text{CH}}, \varphi_{\text{HH}}$ – кути навантаження, що розраховуються відповідно до виразів:

$$\varphi_{\text{CH}} = \arccos (\cos \varphi_{\text{CH}});$$

$$\varphi_{\text{HH}} = \arccos (\cos \varphi_{\text{HH}}),$$

де $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності навантаження на стороні СН та НН відповідно.

					ДП6206.141.003 ПЗ	Арк.
						16
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахуємо значення кутів навантаження:

$$\varphi_{CH} = \arccos(\cos \varphi_{CH}) = \arccos(0,87) = 29,54^\circ;$$

$$\varphi_{HH} = \arccos(\cos \varphi_{HH}) = \arccos(0,85) = 31,79^\circ.$$

Реактивна потужність на стороні СН та НН для першого пункту:

$$Q_{CH1} = -P_{CH1} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{CH}) = -6 \cdot \operatorname{tg}(29,54) = -3,4 \text{ МВАр};$$

$$Q_{HH1} = -P_{HH1} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{HH}) = -4 \cdot \operatorname{tg}(31,79) = -2,48 \text{ МВАр}.$$

Подальші розрахунки для наступних пунктів виконуються аналогічно. Результати розрахунку реактивної потужності навантаження наведені в табл. 1.2.

Таблиця 1.2 – Значення реактивних потужностей навантаження пунктів

Потужність, МВАр	Номер пункту						
	1	2	3	4	5	6	7
Q_{CH}	-3,40	0	-3,97	-5,10	-2,83	-2,27	-4,53
Q_{HH}	-2,48	-3,72	-4,34	-3,10	-2,48	-1,86	-2,48

Розрахуємо значення повної потужності навантаження та його модулю в першому пункті:

$$\dot{S}_{\max 1} = P_{CH1} + P_{HH1} + j(Q_{CH1} + Q_{HH1}) = 6 + 4 + j(-3,4 - 2,48) = 10 - j5,88 \text{ МВА};$$

$$S_{\max 1} = \sqrt{P_{\max 1}^2 + Q_{\max 1}^2} = \sqrt{10^2 + 5,88^2} = 11,6 \text{ МВА}.$$

Розрахункова номінальна потужність трансформатора в першому пункті:

$$S_{T1} = 0,7 \cdot S_{\max 1} = 0,7 \cdot 11,6 = 8,12 \text{ МВА}.$$

Враховуючи розрахункову номінальну потужність трансформатора в першому пункті до встановлення приймається триобмотковий трансформатор ТДТН-10000/110.

					ДП6206.141.003 ПЗ	Арк.
						17
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Результати розрахунків повної потужності навантаження в інших пунктах заносимо в табл. 1.3.

Таблиця 1.3 – Значення потужності навантаження підстанцій

№ пункту	Повна потужність $\dot{S}_{\max}$, <i>MVA</i>	Модуль повної потужності $S_{\max}$, <i>MVA</i>
1	10 - j5,88	11,6
2	6 - j3,72	7,06
3	14 - j8,31	16,28
4	14 - j8,20	16,22
5	9 - j5,31	10,45
6	7 - j4,13	8,13
7	12 - j7,01	13,9

Результат вибору трансформаторів наведений в табл 1.4, а їх паспортні дані у табл. 1.5 відповідно.

Таблиця 1.4 – Вибір трансформаторів

№ пункту	Розрахункова номінальна потужність S_T , <i>MVA</i>	Кількість обмоток	Тип трансформаторів
1	8,12	3	2хТДТН-10000/110
2	4,94	2	2хТМН-6300/110
3	11,39	3	2хТДТН-16000/110
4	11,36	3	2хТДТН-16000/110
5	7,32	3	2хТДТН-10000/110
6	5,69	3	2хТМТН-6300/110
7	9,73	3	2хТДТН-10000/110

Таблиця 1.5 – Номінальні параметри обраних трансформаторів

№	Тип трансформаторів	Потужність S_n , МВА	$U_{ном}$, обмоток, кВ			U_k , %			ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %
			ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н			
1	ТДТН-10000/110	10	115	38,5	11	10,5	17	6	76	17	1,1
2	ТМН-6300/110	6,3	115	-	11	-	10,5	-	44	11,5	0,8
3	ТДТН-16000/110	16	115	38,5	11	10,5	17	6	100	23	1
4	ТДТН-16000/110	16	115	38,5	11	10,5	17	6	100	23	1
5	ТДТН-10000/110	10	115	38,5	11	10,5	17	6	76	17	1,1
6	ТМТН-6300/110	6,3	115	38,5	11	10,5	17	6	58	14	1,2
7	ТДТН-10000/110	10	115	38,5	11	10,5	17	6	76	17	1,1

Знайдемо фіктивні значення напруг короткого замкнення для триобмоткових трансформаторів.

$$U_{кв} = 0,5 \cdot (U_{к(в-с)} + U_{к(в-н)} - U_{к(с-н)}) = 0,5 \cdot (10,5 + 17 - 6) = 10,75\%;$$

$$U_{кс} = U_{к(в-с)} - U_{кв} = 10,5 - 10,75 = -0,25\% = 0;$$

$$U_{кн} = U_{к(в-н)} - U_{кв} = 17 - 10,75 = 6,25\%.$$

1.3 Визначення регулювальних можливостей РПН трансформаторів

Приведені значення напруг обмоток триобмоткового трансформатора першої підстанції:

$$\begin{aligned} \Delta U_{в1} &= \frac{P_{max1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{кз1} \cdot U_{mв1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{н1}^2} - \frac{Q_{max1}}{n} \cdot \frac{U_{mв1} \cdot U_{кв1}}{100 \cdot S_{н1}} = \\ &= \frac{10}{1} \cdot \frac{76 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 10^2} - \frac{-5,88}{1} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{100 \cdot 10} = 7,705 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{с1} &= \frac{P_{сн1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{кз1} \cdot U_{mв1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{н1}^2} - \frac{Q_{сн1}}{n} \cdot \frac{U_{mв1} \cdot U_{кс1}}{100 \cdot S_{н1}} = \\ &= \frac{6}{1} \cdot \frac{76 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 10^2} - \frac{-3,4}{1} \cdot \frac{115 \cdot 0}{100 \cdot 10} = 0,262 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\Delta U_{H1} = \frac{P_{HH1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{K31} \cdot U_{m\epsilon 1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{H1}^2} - \frac{Q_{HH1}}{n} \cdot \frac{U_{m\epsilon 1} \cdot U_{KH1}}{100 \cdot S_{H1}} =$$

$$= \frac{4}{1} \cdot \frac{76 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 10^2} - \frac{-2,48}{1} \cdot \frac{115 \cdot 6,25}{100 \cdot 10} = 1,957 \text{ кВ};$$

Для двообмоткового трансформатора другої підстанції:

$$\Delta U_{m2} = \frac{U_{\epsilon 2}}{n \cdot S_{H2}} \cdot \left(P_{\max 2} \cdot \frac{\Delta P_{K32} \cdot 10^{-3}}{S_{H2}} - Q_{\max 2} \cdot \frac{U_{K32}}{100} \right) =$$

$$= \frac{115}{6,3} \cdot \left(6 \cdot \frac{44 \cdot 10^{-3}}{6,3} + 3,718 \cdot \frac{10,5}{100} \right) = 7,892 \text{ кВ}$$

Бажаний рівень напруги на стороні НН: $U_{\delta} = 10,5 \text{ кВ}$. Оскільки регулювальна формула РПН триобмоткових трансформаторів $9 \times 1,78\%$, то, враховуючи це, відносна кількість регулювальних віітків РПН: $\omega = 9 \times 1,78\% = 0,16$.

Регулювальний діапазон для триобмоткових силових трансформаторів, встановлених на першій підстанції:

$$U_{\min 1} = \frac{U_{\delta} \cdot U_{\epsilon 1}}{U_{H1}} \cdot (1 - \omega_{\epsilon}) + \Delta U_{\epsilon 1} + \Delta U_{H1} =$$

$$= \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0,16) + 7,705 + 1,957 = 101,849 \text{ кВ};$$

$$U_{\max 1} = \frac{U_{\delta} \cdot U_{\epsilon 1}}{U_{H1}} \cdot (1 + \omega_{\epsilon}) + \Delta U_{\epsilon 1} + \Delta U_{H1} =$$

$$= \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0,16) + 7,705 + 1,957 = 137,02 \text{ кВ};$$

Для двообмоткових трансформаторів другої підстанції:

$$U_{\min 2} = \frac{U_{\delta} \cdot U_{\epsilon 2}}{U_{H2}} \cdot (1 - \omega_{\epsilon}) + \Delta U_{m2} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0,16) + 7,892 = 100,079 \text{ кВ};$$

$$U_{\max 2} = \frac{U_{\delta} \cdot U_{\epsilon 2}}{U_{H2}} \cdot (1 + \omega_{\epsilon}) + \Delta U_{m2} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0,16) + 7,892 = 135,25 \text{ кВ}.$$

					ДП6206.141.003 ПЗ	Арк.
						20
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Результати розрахунку для інших пунктів приведені у табл.1.6.

Таблиця 1.6 – Розрахунок регулювальних діапазонів трансформаторів

Номер пункту	Кількість обмоток	ΔU_{ϕ} , кВ	ΔU_c , кВ	ΔU_H , кВ	ΔU_m , кВ	$U_{\min}$, кВ	$U_{\max}$, кВ
1	3	7,705	0,262	1,957	-	101,849	137,02
2	2	-	-	-	7,892	100,079	135,25
3	3	6,372	0,086	2,106	-	101,025	136,196
4	3	6,65	0,202	1,504	-	100,341	135,512
5	3	6,961	0,219	1,957	-	101,105	136,276
6	3	8,685	0,336	2,373	-	103,245	138,416
7	3	9,1944	0,35	1,957	-	103,338	138,509

1.4 Попереднє визначення потокорозподілу потужностей в замкненій мережі за довжинами ділянок (розрахунок L-схеми мережі)

1.4.1 Попередній розподіл потужностей в мережі варіанту № 1

Для знаходження струмів ділянок за L-схемою застосуємо метод контурних рівнянь, при чому, приймаємо, що переріз усіх ділянок схеми є однаковим. Вибір перемичок та напрямок обходу контурів для 1-го варіанту показано на рис. 1.6.

Знайдемо потокорозподіл потужностей в умовно розімкненій схемі:

$$\dot{S}_{46} = \dot{S}_{\max 4} = 14 - j \cdot 8,199 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{06} = \dot{S}_{\max 6} + \dot{S}_{46} = 7 - j \cdot 4,126 + 14 - j \cdot 8,199 = 21 - j \cdot 12,235 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{23} = \dot{S}_{\max 3} = 14 - j \cdot 8,305 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{02} = \dot{S}_{\max 2} + \dot{S}_{23} = (6 - j \cdot 3,718) + (14 - j \cdot 8,305) = 20 - j \cdot 12,024 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{57} = \dot{S}_{\max 7} = 12 - j \cdot 7,013 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{15} = \dot{S}_{\max 5} + \dot{S}_{57} = (9 - j5,313) + (12 - j \cdot 7,013) = 21 - j \cdot 12,325 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{01} = \dot{S}_{\max 1} + \dot{S}_{15} = (10 - j \cdot 5,879) + (21 - j \cdot 12,325) = 31 - j \cdot 18,205 \text{ MBA}.$$

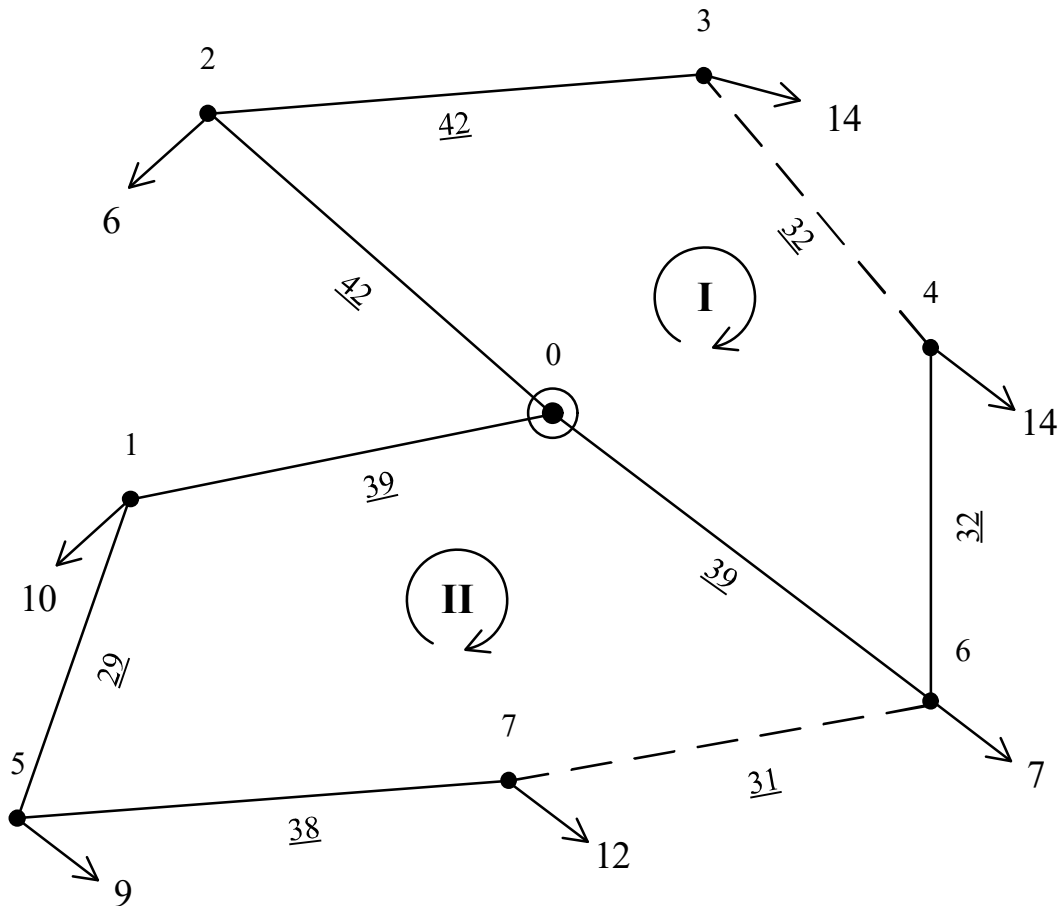


Рисунок 1.6 – L-схема мережі варіанту №1

Система контурних рівнянь для даної схеми:

$$\begin{cases} \dot{S}_{02} \cdot L_{02} + \dot{S}_{23} \cdot L_{23} - \dot{S}_{46} \cdot L_{46} - \dot{S}_{06} \cdot L_{06} = -\dot{S}_{k1} \cdot (L_{02} + L_{23} + L_{34} + L_{46} + L_{06}) + \\ + \dot{S}_{k2} \cdot (L_{06}); \\ \dot{S}_{06} \cdot L_{06} - \dot{S}_{57} \cdot L_{57} - \dot{S}_{15} \cdot L_{15} - \dot{S}_{01} \cdot L_{01} = -\dot{S}_{k2} \cdot (L_{06} + L_{67} + L_{57} + L_{15} + L_{01}) + \\ + \dot{S}_{k1} \cdot (L_{06}). \end{cases}$$

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

$$\dot{S}_{k1} = 0,905 - j \cdot 0,439 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{k2} = 8,468 - j \cdot 4,945 \text{ MBA}.$$

Знаходимо результуючий потікорозподіл потужностей в схемі:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{01} &= \dot{S}_{01} - \dot{S}_{K2} = (31 - j \cdot 18,205) - (8,468 - j \cdot 4,945) = 22,532 - j \cdot 13,26 \text{ MBA}; \\ \dot{S}_{02} &= \dot{S}_{02} + \dot{S}_{K1} = (20 - j \cdot 12,024) + (0,905 - j \cdot 0,439) = 20,905 - j \cdot 12,436 \text{ MBA}; \\ \dot{S}_{06} &= \dot{S}_{06} - \dot{S}_{K1} + \dot{S}_{K2} = (21 - j \cdot 12,235) - (0,905 - j \cdot 0,439) + (8,468 - j \cdot 4,945) = \\ &= 28,563 - j \cdot 16,831 \text{ MBA}; \\ \dot{S}_{15} &= \dot{S}_{15} - \dot{S}_{K2} = (21 - j \cdot 12,325) - (8,468 - j \cdot 4,945) = 12,532 - j \cdot 7,38 \text{ MBA}; \\ \dot{S}_{23} &= \dot{S}_{23} + \dot{S}_{K1} = (14 - j \cdot 8,305) + (0,905 - j \cdot 0,439) = 14,905 - j \cdot 8,744 \text{ MBA}; \\ \dot{S}_{34} &= \dot{S}_{K1} = 0,905 - j \cdot 0,439 \text{ MBA}; \\ \dot{S}_{46} &= \dot{S}_{46} - \dot{S}_{K1} = (14 - j \cdot 8,199) - (0,905 - j \cdot 0,439) = 13,095 - j \cdot 7,76 \text{ MBA}; \\ \dot{S}_{57} &= \dot{S}_{57} - \dot{S}_{K2} = (12 - j \cdot 7,013) - (8,468 - j \cdot 4,945) = 3,532 - j \cdot 2,068 \text{ MBA}; \\ \dot{S}_{67} &= \dot{S}_{K2} = 8,468 - j \cdot 4,945 \text{ MBA}.\end{aligned}$$

Результуючий потікорозподіл представлений на рис. 1.7.

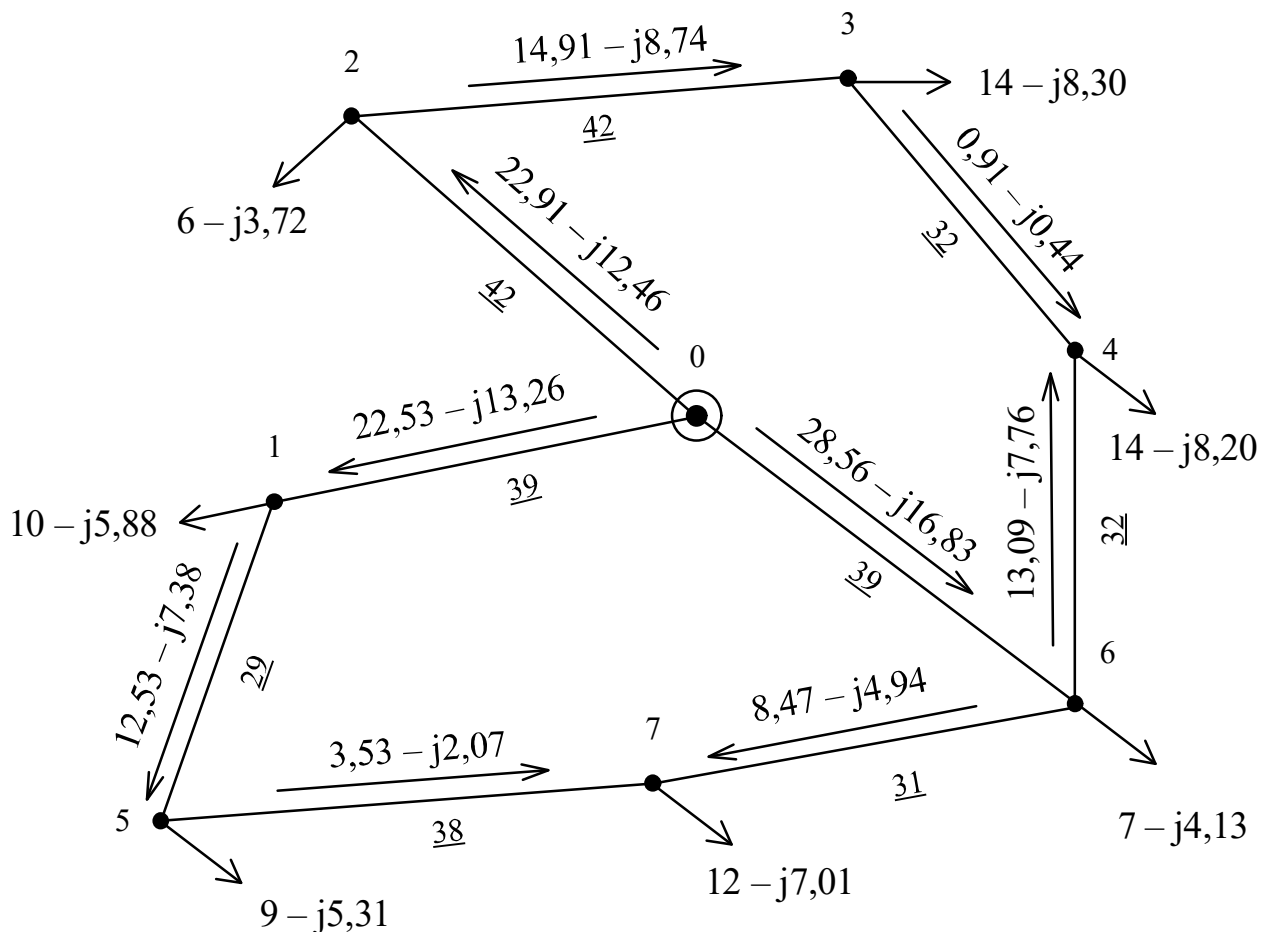


Рисунок 1.7 – Потікорозподіл потужностей для схеми варіанту №1

					ДП6206.141.003 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		23

1.4.2 Попередній розподіл потужності варіанту № 2

Вибір перемичок та напрямоку обходу контурів для 2-го варіанту показано на рис. 1.8.

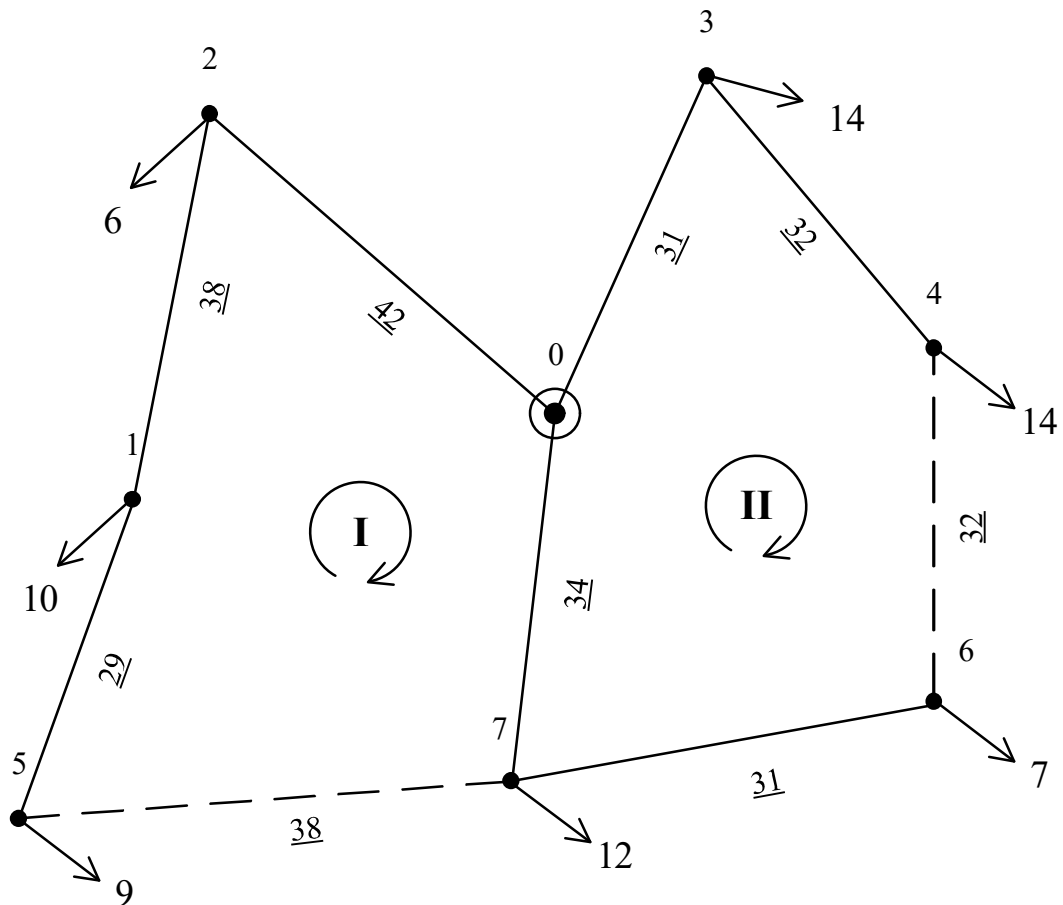


Рисунок 1.8 – L-схема мережі варіанту №2

Здійснемо розрахунок даної схеми, аналогічний до варіанту №1. Результат розрахунку проілюстрований на рис. 1.9.

Перевірка виконання II-го закону Кірхгофа:

- для 1-го контуру:

$$\begin{aligned} & \dot{S}_{07} \cdot L_{07} - \dot{S}_{15} \cdot L_{15} - \dot{S}_{12} \cdot L_{12} - \dot{S}_{02} \cdot L_{02} + \dot{S}_{57} \cdot L_{57} = \\ & = (27,681 - j \cdot 16,3) \cdot 34 - (1,572 - j \cdot 6,761) \cdot 29 - (11,572 - j \cdot 6,761) \cdot 38 - \\ & - (17,572 - j \cdot 10,479) \cdot 42 + (7,428 - j \cdot 4,431) \cdot 38 = 0. \end{aligned}$$

- для 2-го контуру:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{03} \cdot L_{03} + \dot{S}_{34} \cdot L_{34} - \dot{S}_{67} \cdot L_{67} - \dot{S}_{07} \cdot L_{07} + \dot{S}_{46} \cdot L_{46} = \\ = (26,747 - j \cdot 15,775) \cdot 31 + (12,474 - j \cdot 7,47) \cdot 32 - (8,253 - j \cdot 4,856) \cdot 31 - \\ - (27,681 - j \cdot 16,3) \cdot 34 + (-1,253 + j \cdot 0,729) \cdot 32 = 0. \end{aligned}$$

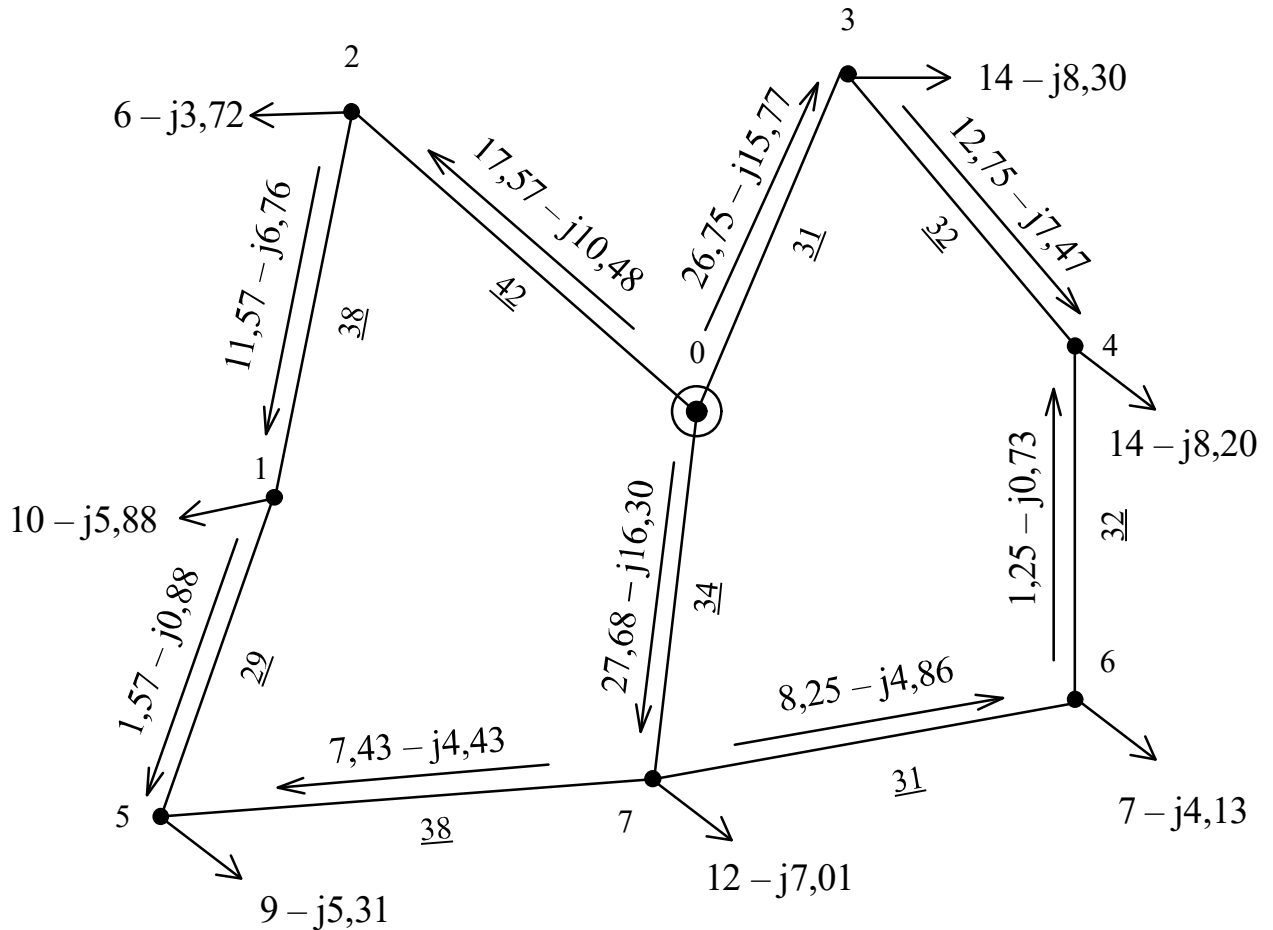


Рисунок 1.9 – Потокорозподіл потужностей для схеми варіанту №2

1.5 Розрахунок перерізів проводів ділянок мережі варіанту №1

Струмове навантаження ділянки 0-1:

$$I_{0-1} = \frac{\sqrt{P_{0-1}^2 + Q_{0-1}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot n_L} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{22,532^2 + (-13,26)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} \cdot 10^3 = 137,222 \text{ A}$$

Для знаходження оптимального перерізу проводу необхідно знайти час максимальних витрат, що може бути визначений за емпіричною формулою:

					ДП6206.141.003 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		25

$$\tau = (0,124 + T_{\max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 5300 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 3746,792 \text{ год} / \text{рік}$$

Питомий опір алюмінію $\rho = 28,5 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{км}$; тариф на вході до мережі $C_{\text{вх}} = 106 \text{ коп} / \text{кВт} \cdot \text{год}$; нормативний показник витрат на експлуатацію ПЛ $H_e = 0,1$; норма дисконту $E = 0,1$; питома величина умовно змінних втрат на спорудження ПЛ із залізобетонними опорами: $k_{\text{нум.зм}} = 450 \text{ грн} / \text{мм}^2 \cdot \text{км}$ [1].

Оптимальне значення перерізу проводів ПЛ 0-1 складе:

$$F_{\text{онм}0-1} = \frac{1}{k} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot (I_{0-1})^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot C_{\text{вх}} \cdot 10^{-5}}{k_{\text{нум.зм}} \cdot (0,01 \cdot H_e + E)}} = \frac{1}{1} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot (137,222)^2 \cdot 28,5 \cdot 3746,792 \cdot 106 \cdot 10^{-5}}{450 \cdot (0,01 \cdot 1,2 + 0,1)}} = 356,185 \text{ мм}^2$$

Результати розрахунків струмового навантаження та оптимальних перерізів проводів решти ділянок електричної мережі наведені в табл. 1.7.

Таблиця 1.7 – Струмове навантаження та оптимальні перерізи проводів ділянок мережі варіанту №1

Ділянка	Активна потужність $P, \text{ МВт}$	Реактивна потужність $Q, \text{ МВАр}$	Струмове навантаження $I, \text{ А}$	Оптимальний переріз проводу $F_{\text{онм}}, \text{ мм}^2$
0-1	22,532	-13,26	137,222	356,185
0-2	20,905	-12,463	127,742	331,576
0-6	28,563	-16,831	174,008	451,668
1-5	12,532	-7,38	76,337	198,145
2-3	14,905	-8,744	90,7	235,428
3-4	0,905	-0,439	5,28	13,704
4-6	13,095	-7,76	79,893	207,377
5-7	3,532	-2,068	21,483	55,763
6-7	8,468	-4,945	51,467	133,592

Виконаємо техніко-економічне порівняння варіантів виконання ділянок мережі. Враховуючи, що перерізи ділянок 3-4 та 5-7 є меншими за мінімально допустимі, тому, для даних ділянок доцільно прийняти переріз 70 мм². Порівняння варіантів одноланцюгової та дволанцюгової ПЛ перерізом 240 для ділянки 0-1 наведено в табл. 1.8.

Таблиця 1.8 – Порівняння варіантів перерізів ділянки 0-1 варіанту №1

Показник	Варіант №1	Варіант №2
1	2	3
Переріз проводу	АС-240	АС-240
Виконання	Одноланцюгова	Дволанцюгова
Активний погонний опір	0,118 Ом/км	0,118 Ом/км
Опір ділянки	$r_{01} = r_{o.01} \cdot L_{01} =$ $= 0,118 \cdot 39 = 4,602 \text{ Ом}$	$r_{01} = \frac{r_{o.01} \cdot L_{01}}{2} =$ $= \frac{0,118 \cdot 39}{2} = 2,301 \text{ Ом}$
Вартість кілометра ПЛ	350 тис.грн/км	500 тис.грн/км
Капіталовкладення у ПЛ	$K_{01} = K_{1 \times 240} \cdot L_{01} =$ $= 350 \cdot 39 = 13650 \text{ тис.грн}$	$K_{01} = K_{2 \times 240} \cdot L_{01} =$ $= 500 \cdot 39 = 19500 \text{ тис.грн}$
Витрати на експлуатацію та ремонт ПЛ	$I_{e01} = K_{01} \cdot H_e =$ $= 13650 \cdot 0,012 =$ $= 163,8 \text{ тис.грн}$	$I_{e01} = K_{01} \cdot H_e =$ $= 19500 \cdot 0,012 =$ $= 234 \text{ тис.грн}$
Втрати активної потужності ПЛ	$\Delta P_{01} = \frac{P_{01}^2 + Q_{01}^2}{U_H^2} \cdot r_{01} \cdot 10^3 =$ $= \frac{22,532^2 + 13,26^2}{110^2} \cdot 4,602 \cdot 10^3 =$ $= 259,966 \text{ кВт}$	$\Delta P_{01} = \frac{P_{01}^2 + Q_{01}^2}{U_H^2} \cdot r_{01} \cdot 10^3 =$ $= \frac{22,532^2 + 13,26^2}{110^2} \cdot 2,301 \cdot 10^3 =$ $= 129,983 \text{ кВт}$

Продовження табл. 1.8

1	2	3
Постійні витрати активної енергії	$\Delta A_{пост01} = 0$	$\Delta A_{пост01} = 0$
Змінні витрати активної енергії	$\Delta A_{зм01} = \Delta P_{01} \cdot \tau =$ $= 259,966 \cdot 3746,792 =$ $= 974,039 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{год}$	$\Delta A_{зм01} = \Delta P_{01} \cdot \tau =$ $= 129,983 \cdot 3746,792 =$ $= 487,019 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{год}$
Витрати на покриття втрат	$I_{втр01} =$ $= 3' e \cdot \Delta A_{пост01} + 3'' e \cdot \Delta A_{зм01} =$ $= 81,62 \cdot 0 + 106 \cdot 974,039 \cdot 10^3 =$ $= 1032,482 \text{ тис.грн}$	$I_{втр01} =$ $= 3' e \cdot \Delta A_{пост01} + 3'' e \cdot \Delta A_{зм01} =$ $= 81,62 \cdot 0 + 106 \cdot 487,019 \cdot 10^3 =$ $= 516,241 \text{ тис.грн}$
Сумарні щорічні витрати на утримання ПЛ	$I_{01} = I_{e01} + I_{втр01} =$ $= 163,8 + 1032,482 =$ $= 1196,282 \text{ тис.грн}$	$I_{01} = I_{e01} + I_{втр01} =$ $= 234 + 516,241 =$ $= 750,241 \text{ тис.грн}$
Значення функції сумарних дисконтованих витрат	$З_{л01} = K_{01} + \frac{I_{01}}{E} =$ $= 13650 + \frac{1196,282}{0,1} =$ $= 25612,818 \text{ тис.грн}$	$З_{л01} = K_{01} + \frac{I_{01}}{E} =$ $= 19500 + \frac{750,241}{0,1} =$ $= 27002,409 \text{ тис.грн}$

Отже, для ділянки 0-1 доцільно прийняти варіант одноланцюгової ПЛ перерізом 240 мм². Для інших ділянок результат розрахунку наведений у табл. 1.9.

Таблиця 1.9 – Результати техніко-економічного порівняння обраних перерізів ділянок варіанту №1

Діл.	Виконання	r, Ом	K, тис. грн	I _е , тис. грн/рік	I _{втр} , тис. грн/рік	I _{пл} , тис. грн/рік	З _л , тис. грн
1	2	3	4	5	6	7	8
0-1	АС-240	4,602	13650	163,8	1032,482	1196,282	25612,82
	2хАС-240	2,301	19500	234	516,241	750,409	27002,41

					ДП6206.141.003 ПЗ		Арк.
							28
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			

Продовження табл. 1.9

1	2	3	4	5	6	7	8
0-2	АС-240	4,956	14700	176,4	963,57	1139,97	26099,7
	2хАС-240	2,478	21000	252	481,785	733,785	28337,85
0-6	АС-240	4,602	13650	163,8	1660,241	1824,241	31890,41
	2хАС-240	2,301	19500	234	830,121	1064,121	30141,21
1-5	АС-120	7,076	8555	102,66	491,292	593,952	14494,52
	АС-240	3,422	10150	121,8	237,592	359,392	13743,92
2-3	АС-120	10,248	12390	148,68	1004,483	1153,163	23921,63
	АС-240	4,956	14700	176,4	485,774	662,174	21321,75
3-4	АС-70	13,504	8800	105,6	4,485	110,085	9900,85
4-6	АС-120	7,808	9440	113,28	593,806	707,086	16510,86
	АС-240	3,776	11200	134,4	287,169	421,569	15415,69
5-7	АС-70	16,036	10450	125,4	88,181	213,581	12585,81
6-7	АС-120	7,564	9145	109,74	238,726	348,466	12629,66
	АС-240	3,658	10850	130,2	115,449	245,649	13306,49

Загальна вартість ділянок ЛЕП варіанту №1:

$$\begin{aligned}
 Z_{\Sigma 1} &= Z_{л01} + Z_{л02} + Z_{л06} + Z_{л15} + Z_{л23} + Z_{л34} + Z_{л46} + Z_{л57} + Z_{л67} = \\
 &= 25612,82 + 26099,7 + 30141,21 + 13743,92 + 21321,75 + 9900,85 + 15415,69 + \\
 &+ 12585,81 + 12629,66 = 167451,396 \text{ тис.грн}
 \end{aligned}$$

1.6 Розрахунок перерізів проводів ділянок мережі варіанту №2

Розрахунки перерізів проводів виконуються аналогічно до варіанту №1. Результати розрахунку оптимальних перерізів представлені в табл. 1.10. Техніко-економічне порівняння варіантів спорудження ЛЕП виконується аналогічно до розділу 1.5 та наведене в табл.1.11.

					ДП6206.141.003 ПЗ	Арк.
						29
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.10 – Струмове навантаження та оптимальні перерізи проводів ділянок мережі варіанту №2

Ділянка	Активна потужність $P, \text{МВт}$	Реактивна потужність $Q, \text{МВАр}$	Струмове навантаження $I, \text{А}$	Оптимальний пе- реріз проводу $F_{\text{опт}}, \text{мм}^2$
0-2	17,572	-10,479	107,386	278,738
0-3	26,747	-15,775	162,984	423,053
0-7	27,681	-16,3	168,602	437,637
1-2	11,572	-6,671	70,345	182,592
1-5	1,572	-0,881	9,461	24,557
3-4	12,747	-7,47	77,546	201,285
4-6	1,253	-0,729	7,609	19,751
5-7	7,428	-4,431	45,396	117,833
6-7	8,253	-4,856	50,257	130,452

Перерізи ділянок 1-5 та 4-6 приймаються 70 мм², оскільки значення оптимальних перерізів даних ділянок є меншим ніж мінімально допустиме значення. Результати вибору перерізів інших ділянок наведені в табл. 1.11.

Таблиця 1.11 – Результати техніко-економічного порівняння обраних перерізів ділянок варіанту №2

Діл.	Виконан- ня	г, Ом	К, тис. грн	И _е , тис. грн/рік	И _{втр} , тис. грн/рік	И _{пл} , тис. грн/рік	Зл, тис. грн
1	2	3	4	5	6	7	8
0-2	АС-240	4,952	14700	176,4	680,941	857,341	23273,41
	2хАС-240	2,478	21000	252	340,471	592,471	26924,71
0-3	АС-240	3,658	10850	130,2	1157,76	1287,96	23729,6
	2хАС-240	1,829	15500	186	578,88	764,88	23148,8
0-7	АС-240	4,012	11900	142,8	1358,862	1501,662	26916,62
	2хАС-240	2,006	17000	204	679,431	883,431	25834,32

Продовження табл. 1.11

1	2	3	4	5	6	7	8
1-2	АС-120	9,272	11210	134,52	546,665	681,185	18021,85
	АС-240	4,484	13300	159,6	264,371	423,971	17539,71
1-5	АС-70	12,238	7830	93,96	13,051	107,011	8900,11
3-4	АС-120	7,808	9440	113,28	559,431	672,711	16176,12
	АС-240	3,776	11200	134,4	270,545	404,945	15249,45
4-6	АС-70	13,504	8800	105,6	9,316	114,916	9949,16
5-7	АС-70	16,036	10450	125,4	393,745	519,145	15641,45
	АС-120	9,272	11210	134,52	227,663	362,183	14831,83
6-7	АС-120	7,564	9145	109,74	227,635	337,375	12518,75
	АС-240	3,658	10850	130,2	110,086	240,286	13252,86

Загальна вартість ділянок ЛЕП варіанту №2:

$$\begin{aligned}
 Z_{\Sigma 2} &= Z_{л02} + Z_{л03} + Z_{л07} + Z_{л12} + Z_{л15} + Z_{л34} + Z_{л46} + Z_{л57} + Z_{л67} = \\
 &= 23273,41 + 23148,8 + 25834,32 + 17539,71 + 8900,11 + 15249,45 + 9949,16 + \\
 &+ 14831,83 + 12518,75 = 151245,536 \text{ тис.грн}
 \end{aligned}$$

За результатами розрахунків, при порівнянні вартості капіталовкладень, можна зробити висновок, що схема варіанту №2 є більш економічною, тому, вона приймається до подальшого розрахунку.

1.7 Перевірка обраних перерізів проводів

Для затвердження вибраних перерізів, необхідно провести перевірку допустимості струмового навантаження, яке протікає цими ділянками.

Необхідно розрахувати значення опорів усіх ділянок ПЛ електричної мережі, прийнявши значення реактивного погонного опору $x'_0 = 0,4 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$ [1].

					ДП6206.141.003 ПЗ		Арк.
							31
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			

Розрахуємо параметри ділянки 0-2, для якої були прийняті проводи перерізом 240 мм², для яких значення погонного активного опору $r'_0 = 0,118 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$.

Таким чином, значення активного та реактивного опорів:

$$r'_{0-2} = \frac{r'_0 \cdot l_{0-2}}{k_{0-2} \cdot n_{0-2}} = \frac{0,118 \cdot 42}{1 \cdot 1} = 4,956 \text{ Ом};$$

$$x'_{0-2} = \frac{x'_0 \cdot l_{0-2}}{k_{0-2} \cdot n_{0-2}} = \frac{0,4 \cdot 42}{1 \cdot 1} = 16,8 \text{ Ом}.$$

Розрахунок наближених значень активних та реактивних опорів інших ЛЕП електричної мережі виконують аналогічно. Результати розрахунків цих величин представлені у табл. 1.12.

Таблиця 1.12 Результати розрахунку наближених значень опорів ПЛ

Ділянка	Довжина ділянки, км	Переріз проводів F, мм ²	Погонне значення опору, Ом/км		Опір ПЛ (наближений), Ом	
			r'_0	x'_0	r'_0	x'_0
0-2	42	240	0,118	0,4	4,956	16,8
0-3	31	240	0,118		1,829	6,2
0-7	34	240	0,118		2,006	6,8
1-2	38	240	0,118		4,484	15,2
1-5	29	70	0,422		12,238	11,6
3-4	32	240	0,118		3,776	12,8
4-6	32	70	0,422		13,504	12,8
5-7	38	120	0,244		7,564	12,4
6-7	31	120	0,244		9,272	15,2

Розрахуємо рівні напруги в пунктах схеми, за умови напруги балансуєного пункту $U_0 = 115 \text{ кВ}$.

Рівень напруги для другого пункту:

$$U_2 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-2} \cdot r'_{0-2} - Q_{0-2} \cdot x'_{0-2})} = \\ = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (17,572 \cdot 4,956 + 10,479 \cdot 16,8)} = 112,689 \text{ кВ}$$

Результати розрахунку для інших пунктів наведені в табл. 1.13.

Таблиця 1.13 – Результати перевірки допустимості рівнів напруг в пунктах

№ пункту	Діапазон регулювання напруги трансформаторів		U _{max} роб, кВ	Розрахунковий рівень напруги, кВ
	U _{min} , кВ	U _{max} , кВ		
1	101,849	137,02	126	111,308
2	100,079	135,25		112,689
3	101,025	136,196		113,717
4	100,341	135,512		112,446
5	101,105	136,276		111,043
6	103,245	138,416		112,679
7	103,338	138,509		111,585

Як видно з таблиці, рівні напруг знаходяться в межах допустимих значень.

1.8 Перевірка обраних перерізів у післяаварійному режимі

Знайдемо потокорозподіл по ділянках схеми в аварійному режимі роботи районної електричної мережі, а саме, за відключення ділянки 0-7, оскільки вона є найбільш завантаженою. Розрахунок виконується аналогічно до пункту 1.4, з врахуванням відключення ділянки 0-7. Результат розрахунку післяаварійного режиму роботи мережі представлений на рис. 1.10.

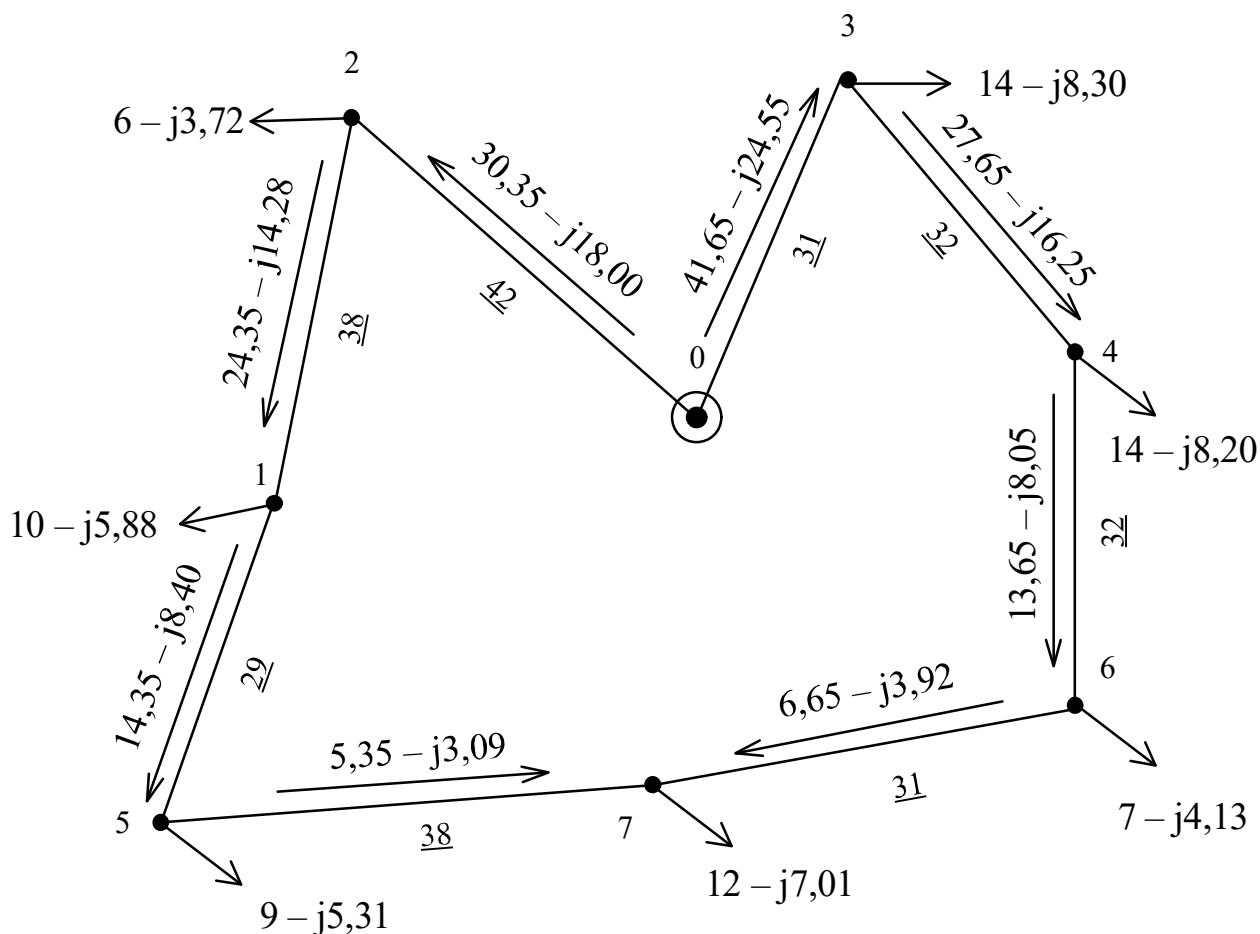


Рисунок 1.10 – Потокорозподіл схеми післяаварійного режиму роботи

Виконаємо розрахунок струмового навантаження даної схеми, аналогічний до пункту 1.5. Результати наведені в табл. 1.14.

Таблиця 1.14 – Струмове навантаження післяаварійного режиму

Ділянка	Активна потужність P, MW	Реактивна потужність Q, MVar	Струмове навантаження I, A	Тривалий допустимий струм, $I_{\text{доп}}, \text{A}$
1	2	3	4	5
0-2	30,348	-18,002	185,201	610
0-3	41,652	-24,552	126,885	610
1-2	24,348	-14,284	148,161	610
1-5	14,348	-8,004	87,275	265
3-4	27,652	-16,247	168,332	610

Продовження табл. 1.14

1	2	3	4	5
4-6	13,652	-8,047	83,177	265
5-7	5,348	3,092	32,422	390
6-7	6,652	-3,921	40,528	390

Перевірка за другим законом Кірхгофа:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{03} \cdot L_{03} + \dot{S}_{34} \cdot L_{34} + \dot{S}_{46} \cdot L_{46} + \dot{S}_{67} \cdot L_{67} + \dot{S}_{57} \cdot L_{57} - \dot{S}_{15} \cdot L_{15} - \dot{S}_{12} \cdot L_{12} - \\ - \dot{S}_{02} \cdot L_{02} = (41,652 - j \cdot 24,552) \cdot 31 + (27,652 - j \cdot 16,247) \cdot 32 + \\ + (13,652 - j \cdot 8,047) \cdot 32 + (6,652 - j \cdot 3,921) \cdot 31 + (5,348 - j \cdot 3,092) \cdot 38 - \\ - (14,348 - j \cdot 8,404) \cdot 29 - (24,348 - j \cdot 14,284) \cdot 38 - (30,348 - j \cdot 18,002) \cdot 42 = 0. \end{aligned}$$

Як видно з таблиці, струми ділянок не перевищують гранично допустимі значення, що задовольняє умовам перевірки. Далі, необхідно перевірити допустимість рівнів напруг в пунктах. Розрахунки виконуються аналогічно до пункту 1.3, з врахуванням того, що на кожній підстанції працює по два трансформатора. Результати наведені в табл. 1.15.

Таблиця 1.15 – Перевірка допустимості рівнів напруг в післяаварійному режимі роботи

№ пункту	Діапазон регулювання напруги трансформаторів		U _{max} роб, кВ	Розрахунковий рівень напруги, кВ
	U _{min} , кВ	U _{max} , кВ		
1	97,018	132,189	126	109,755
2	96,133	131,304		110,992
3	96,606	131,777		112,995
4	96,264	131,435		110,197
5	96,646	131,817		107,238
6	97,716	132,887		107,558
7	97,762	132,934		106,634

Як видно з таблиці, рівні напруг знаходяться в межах допустимих значень та мають досить несуттєві відхилення від номінальної напруги мережі 110 кВ.

Висновки до розділу

В ході розробки та розрахунків першого пункту роботи були вирішені проблеми вибору оптимальної конфігурації схеми мережі, відповідно до завдання, шляхом їх оцінки за критерієм граничних моментів. Здійснений відбір двох схем для порівняння техніко-економічної доцільності їх застосування, а саме схеми 2 та 4, тобто варіантів 1 та 2 відповідно.

Розрахунки показали, що схема варіанту 2 є більш економічною. Для даної схеми були обрані трансформатори та обчислені їх параметри, на основі яких були розраховані регульовальні можливості РПН даних трансформаторів. За знайденим потокорозподілом потужностей ділянок схеми були розраховані та обрані, на основі техніко-економічного порівняння, оптимальні перерізи ділянок ПЛ електричної мережі.

Для розрахованих параметрів був виконаний ряд перевірок, а саме: перевірка допустимості нагрівання проводів ділянок та перевірка на відповідність технічним вимогам режиму напруги в пунктах у звичайному, та післяаварійному режимах роботи.

Підсумовуючи, була обрана схема мережі варіанту 2, оскільки має капіталовкладення 151 245,536 тис. грн, що є більш економічним, в порівнянні зі схемою варіанту 4. Для мережі варіанту 2 були розраховані відповідні режимні параметри та проведені перевірки допустимості напруг, та струмів. Все вище зазначене дозволяє зробити висновок, що дану схему можна приймати до подальшого розрахунку, оскільки вона забезпечує надійність та безпечну експлуатацію.

					ДП6206.141.003 ПЗ	Арк.
						36
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2 РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ Z-СХЕМИ ЗАМІЩЕННЯ МЕРЕЖІ

2.1 Розрахунок параметрів схеми заміщення ЛЕП

В результаті виконання першого розділу було встановлено, що для спорудження ПЛ проєктованої електричної мережі слід використовувати сталевалюмінієві проводи перерізом 70, 120 і 240 мм². Вважаємо, що проводи розташовані у вершинах нерівностороннього трикутника та мають середньогометричну відстань між фазами $D_{cp} = 5000$ мм [2].

Діаметри проводів застосованих перерізів:

$$d_{70} = 11,4 \text{ мм}; \quad d_{120} = 15,2 \text{ мм}; \quad d_{240} = 21,6 \text{ мм}.$$

Відповідно, значення площі поперечного перерізу:

$$F_{70} = 68 \text{ мм}^2; \quad F_{120} = 118 \text{ мм}^2; \quad F_{240} = 244 \text{ мм}^2.$$

Значення погонного активного опору r_0 для застосовуваних перерізів:

$$r_{070} = \frac{\rho}{F_{70}} = \frac{28,5}{68} = 0,419 \text{ Ом / км};$$

$$r_{0120} = \frac{\rho}{F_{120}} = \frac{28,5}{118} = 0,242 \text{ Ом / км};$$

$$r_{0240} = \frac{\rho}{F_{240}} = \frac{28,5}{244} = 0,117 \text{ Ом / км}.$$

Значення погонного реактивного опору x_0 :

$$\begin{aligned} x_{070} &= 0,145 \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{70}} \right) + 0,016 \cdot \mu = 0,145 \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot 5000}{11,4} \right) + 0,016 \cdot 1 = \\ &= 0,443 \text{ Ом / км}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} x_{0120} &= 0,145 \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{120}} \right) + 0,016 \cdot \mu = 0,145 \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot 5000}{15,2} \right) + 0,016 \cdot 1 = \\ &= 0,425 \text{ Ом / км}; \end{aligned}$$

					ДП6206.141.003 ПЗ	Арк.
						37
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$x_{0240} = 0,145 \cdot \lg \cdot \left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{240}} \right) + 0,016 \cdot \mu = 0,145 \cdot \lg \cdot \left(\frac{2 \cdot 5000}{21,6} \right) + 0,016 \cdot 1 =$$

$$= 0,403 \text{ Ом / км.}$$

Для мережі 110 кВ нехтуємо значенням активної провідності, оскільки втра-
ти потужності на корону для ПЛ такого класу напруги незначні.

Значення погонної ємнісної реактивної провідності:

$$b_{070} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \cdot \left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{70}} \right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \cdot \left(\frac{2 \cdot 5000}{11,4} \right)} = 2,576 \cdot 10^{-6} \text{ См / км;}$$

$$b_{0120} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \cdot \left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{120}} \right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \cdot \left(\frac{2 \cdot 5000}{15,2} \right)} = 2,69 \cdot 10^{-6} \text{ См / км;}$$

$$b_{0240} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \cdot \left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{240}} \right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \cdot \left(\frac{2 \cdot 5000}{21,6} \right)} = 2,844 \cdot 10^{-6} \text{ См / км.}$$

За відомими величинами визначимо параметри ділянки 0-2:

$$r_{л0-2} = r_{0240} \cdot l_{0-2} = 0,117 \cdot 42 = 4,906 \text{ Ом;}$$

$$x_{л0-2} = x_{0240} \cdot l_{0-2} = 0,403 \cdot 42 = 16,905 \text{ Ом;}$$

$$b_{л0-2} = b_{0240} \cdot l_{0-2} = 2,844 \cdot 10^{-6} \cdot 42 = 119,4 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Параметри інших ділянок мережі наведено в табл. 2.1.

Таблиця 2.1– Результати розрахунку параметрів ділянок мережі

Ділянка	Переріз	Довжина	r_L , Ом	x_L , Ом	g_L , См	b_L , См
1	2	3	4	5	6	7
0-2	240	42	4,906	16,905	0	$119,4 \cdot 10^{-6}$
0-3	240	31	1,81	6,239	0	$176,3 \cdot 10^{-6}$
0-7	240	34	1,986	6,843	0	$193,4 \cdot 10^{-6}$
1-2	240	38	4,439	15,295	0	$108,1 \cdot 10^{-6}$
1-5	70	29	12,154	12,84	0	$74,7 \cdot 10^{-6}$

Продовження табл. 2.1

1	2	3	4	5	6	7
3-4	240	32	3,838	12,88	0	$91,0 \cdot 10^{-6}$
4-6	70	32	13,412	14,168	0	$82,4 \cdot 10^{-6}$
5-7	120	38	9,178	16,136	0	$102,2 \cdot 10^{-6}$
6-7	120	31	7,487	13,164	0	$83,4 \cdot 10^{-6}$

Значення комплексного опору та провідності для ділянки 0-2:

$$\underline{Z}_{л0-2} = r_{л0-2} + j \cdot x_{л0-2} = 4,906 + j \cdot 16,905 \text{ Ом};$$

$$\underline{Y}_{л0-2} = g_{л0-2} + j \cdot b_{л0-2} = j \cdot 119,4 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Дані наступних ділянок занесено в табл. 2.2.

Таблиця 2.2– Значення опору та провідності ділянок

Ділянка	Переріз	Довжина	$Z_{л}, \text{Ом}$	$Y_{л}, \text{См}$
0-2	240	42	$4,906 + j16,905$	$j119,4 \cdot 10^{-6}$
0-3	240	31	$1,81 + j6,239$	$j176,3 \cdot 10^{-6}$
0-7	240	34	$1,986 + j6,843$	$j193,4 \cdot 10^{-6}$
1-2	240	38	$4,439 + j15,295$	$j108,1 \cdot 10^{-6}$
1-5	70	29	$12,154 + j12,84$	$j74,7 \cdot 10^{-6}$
3-4	240	32	$3,838 + j12,88$	$j91,0 \cdot 10^{-6}$
4-6	70	32	$13,412 + j14,168$	$j82,4 \cdot 10^{-6}$
5-7	120	38	$9,178 + j16,136$	$j102,2 \cdot 10^{-6}$
6-7	120	31	$7,487 + j13,164$	$j83,4 \cdot 10^{-6}$

2.2 Розрахунок параметрів схеми заміщення силових трансформаторів

Розрахунок покажемо на прикладі підстанцій в пунктах 1 та 2.

Активний опір обмоток силового триобмоткового трансформатора, встановленого на підстанції пункту 1:

					ДП6206.141.003 ПЗ	Арк.
						39
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$r_{\phi 1} = r_{c1} = r_{H1} = \frac{\Delta P_{K31} \cdot U_{\phi 1}^2 \cdot 10^3}{2 \cdot S_{H1}^2} = \frac{76^2 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{2 \cdot 10000^2} = 5,026 \text{ Ом};$$

Активний опір силового двообмоткового трансформатора:

$$r_{T2} = \frac{\Delta P_{K32} \cdot U_{\phi 2}^2 \cdot 10^3}{S_{H2}^2} = \frac{44 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{6300^2} = 14,661 \text{ Ом};$$

Активні опори обмоток блоку силових трансформаторів, встановлених на підстанції пункту 1 та 2:

$$r_{\phi 1} = r_{c1} = r_{H1} = \frac{r_{\phi 1}}{n} = \frac{r_{c1}}{n} = \frac{r_{H1}}{n} = \frac{5,026}{2} = 2,513 \text{ Ом};$$

$$r_{\phi T2} = \frac{r_{T2}}{n} = \frac{14,661}{2} = 7,331 \text{ Ом}.$$

Реактивний опір обмоток силового триобмоткового трансформатора, встановленого на підстанції пункту 1:

$$x_{TB1} = \frac{10 \cdot U_{K\phi 1} \cdot U_{\phi 1}^2}{S_{H1}} = \frac{10 \cdot 10,75 \cdot 115^2}{10000} = 142,169 \text{ Ом};$$

$$x_{TC1} = \frac{10 \cdot U_{Kc1} \cdot U_{\phi 1}^2}{S_{H1}} = \frac{10 \cdot 0 \cdot 115^2}{10000} = 0 \text{ Ом};$$

$$x_{TH1} = \frac{10 \cdot U_{KH1} \cdot U_{\phi 1}^2}{S_{H1}} = \frac{10 \cdot 6,25 \cdot 115^2}{10000} = 82,656 \text{ Ом}.$$

Реактивний опір обмоток силового двообмоткового трансформатора:

$$x_{T2} = \frac{10 \cdot U_{K\phi 2} \cdot U_{\phi 2}^2}{S_{H2}} = \frac{10 \cdot 10,5 \cdot 115^2}{6300} = 220,417 \text{ Ом}.$$

Реактивні опори обмоток блоку силових трансформаторів, встановлених на підстанції пункту 1 та 2:

$$x_{\phi 1} = \frac{x_{\phi 1}}{n} = \frac{142,169}{2} = 71,084 \text{ Ом};$$

$$x_{\phi c1} = \frac{x_{c1}}{n} = \frac{0}{2} = 0 \text{ Ом};$$

					ДП6206.141.003 ПЗ	Арк.
						40
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$x_{\sigma H1} = \frac{x_{H1}}{n} = \frac{82,656}{2} = 41,328 \text{ Ом};$$

$$x_{\sigma T2} = \frac{x_{T2}}{n} = \frac{220,417}{2} = 110,208 \text{ Ом}.$$

Активну провідність силових трансформаторів блоків, встановлених на підстанціях пунктів 1 та 2, розрахуємо за формулами:

$$g_{T1} = \frac{\Delta P_{xx1} \cdot 10^{-3}}{U_{ов1}^2} = \frac{17 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 1,285 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$g_{T2} = \frac{\Delta P_{xx2} \cdot 10^{-3}}{U_{ов2}^2} = \frac{11,5 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 86,96 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Значення індуктивної реактивної провідності силових трансформаторів, встановлених на підстанціях пунктів 1 та 2:

$$b_{T1} = -\frac{I_{xx1} \cdot S_{H1} \cdot 10^{-5}}{U_{ов1}^2} = -\frac{1,1 \cdot 10 \cdot 10^{-5}}{115^2} = -8,318 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$b_{T2} = -\frac{I_{xx2} \cdot S_{H2} \cdot 10^{-5}}{U_{ов2}^2} = -\frac{0,8 \cdot 6,3 \cdot 10^{-5}}{115^2} = -3,811 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Активна та реактивна провідність блоків силових трансформаторів:

$$g_{\sigma T1} = n \cdot g_{T1} = 2 \cdot 1,285 \cdot 10^{-6} = 2,571 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$b_{\sigma T1} = n \cdot b_{T1} = 2 \cdot (-8,318 \cdot 10^{-6}) = -16,64 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$g_{\sigma T2} = n \cdot g_{T2} = 2 \cdot 86,96 \cdot 10^{-6} = 1,739 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$b_{\sigma T2} = n \cdot b_{T2} = 2 \cdot (-3,811 \cdot 10^{-6}) = -7,622 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Повна провідність блоків силових трансформаторів:

$$Y_{\sigma T1} = g_{\sigma T1} + j \cdot b_{\sigma T1} = (2,571 - j \cdot 1,664) \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$Y_{\sigma T2} = g_{\sigma T2} + j \cdot b_{\sigma T2} = (1,739 - j \cdot 7,622) \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Параметри опорів та провідностей блоку трансформаторів наведено в табл. 2.3 та 2.4 відповідно.

					ДП6206.141.003 ПЗ	Арк.
						41
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.3 – Розрахункові опори трансформаторів

ПС	Опір блоку трансформаторів, Ом							
	Активний				Реактивний			
	$r_{\bar{b}в}$	$r_{\bar{b}с}$	$r_{\bar{b}н}$	$r_{\bar{b}Т}$	$x_{\bar{b}в}$	$x_{\bar{b}с}$	$x_{\bar{b}н}$	$x_{\bar{b}Т}$
1	2,513	2,513	2,513	-	71,084	0	41,328	-
2	-	-	-	7,331	-	-	-	110,208
3	1,292	1,292	1,292	-	44,428	0	25,83	-
4	1,292	1,292	1,292	-	44,428	0	27,83	-
5	2,513	2,513	2,513	-	71,084	0	41,328	-
6	4,832	4,832	4,832	-	112,832	0	65,6	-
7	2,513	2,513	2,513	-	71,084	0	41,328	-

Таблиця 2.4 – Розрахункові провідності трансформаторів

ПС	Провідність блоку трансформаторів, См		
	Активна $g_{\bar{b}Т}$	Реактивна $b_{\bar{b}Т}$	Повна $Y_{\bar{b}Т}$
1	$2,571 \cdot 10^{-6}$	$-16,64 \cdot 10^{-6}$	$(2,571-j16,64) \cdot 10^{-6}$
2	$1,739 \cdot 10^{-6}$	$-7,622 \cdot 10^{-6}$	$(1,739-j7,622) \cdot 10^{-6}$
3	$3,478 \cdot 10^{-6}$	$-24,20 \cdot 10^{-6}$	$(3,478-j24,2) \cdot 10^{-6}$
4	$3,478 \cdot 10^{-6}$	$-24,20 \cdot 10^{-6}$	$(3,478-j24,2) \cdot 10^{-6}$
5	$2,571 \cdot 10^{-6}$	$-16,64 \cdot 10^{-6}$	$(2,571-j16,64) \cdot 10^{-6}$
6	$2,117 \cdot 10^{-6}$	$-11,43 \cdot 10^{-6}$	$(2,117-j11,43) \cdot 10^{-6}$
7	$2,571 \cdot 10^{-6}$	$-16,64 \cdot 10^{-6}$	$(2,571-j16,64) \cdot 10^{-6}$

2.3 Розрахункові провідності та приведені навантаження пунктів

Виконаємо розрахунок коефіцієнтів завантажень обмоток блоків силових трансформаторів [2].

Для блоку триобмоткових силових трансформаторів пункту 1:

					ДП6206.141.003 ПЗ	Арк.
						42
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\beta_{BH1} = \frac{\sqrt{P_{BH1}^2 + Q_{BH1}^2} \cdot 10^3}{n \cdot S_{H1}} = \frac{\sqrt{10^2 + (-5,879)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 10000} = 0,58;$$

$$\beta_{CH1} = \frac{\sqrt{P_{CH1}^2 + Q_{CH1}^2} \cdot 10^3}{n \cdot S_{H1}} = \frac{\sqrt{6^2 + (-3,4)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 10000} = 0,345;$$

$$\beta_{HH1} = \frac{\sqrt{P_{HH1}^2 + Q_{HH1}^2} \cdot 10^3}{n \cdot S_{H1}} = \frac{\sqrt{4^2 + (-2,479)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 10000} = 0,235.$$

Для блоку двохобмоткових силових трансформаторів пункту 2:

$$\beta_2 = \frac{\sqrt{P_{\max 2}^2 + Q_{\max 2}^2} \cdot 10^3}{n \cdot S_{H2}} = \frac{\sqrt{6^2 + (-3,718)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 63000} = 0,56.$$

Коефіцієнти завантаження інших блоків силових трансформаторів схеми визначають аналогічно. Результати розрахунків наведені в табл. 2.5.

Таблиця 2.5 – Завантаження блоків трансформаторів

Пункт	Коефіцієнт завантаження обмоток		
	ВН	СН	НН
1	0,58	0,345	0,235
2	0,56	-	0,56
3	0,509	0,251	0,257
4	0,507	0,323	0,184
5	0,523	0,287	0,235
6	0,645	0,365	0,28
7	0,695	0,46	0,235

Розрахуємо величини активних та реактивних втрат потужностей в опорах блоку триобмоткових силових трансформаторів, встановленого в пункті 1:

$$\Delta P_{tz1} = \frac{n \cdot \Delta P_{K31}}{2} \cdot (\beta_{BH1}^2 + \beta_{CH1}^2 + \beta_{HH1}^2) = \frac{2 \cdot 76}{2} \cdot (0,58^2 + 0,345^2 + 0,235^2) = 38,812 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{tz1} = -n \cdot S_{H1} \cdot (\beta_{BH1}^2 \cdot U_{KB1} \% + \beta_{CH1}^2 U_{KC1} \% + \beta_{HH1}^2 U_{KH1} \%) =$$

$$= -2 \cdot 10000 \cdot (0,58^2 \cdot 10,75 + 0,345^2 \cdot 0 + 0,235^2 \cdot 6,25) = -792,499 \text{ кВАр};$$

Для блоку двохомоткових силових трансформаторів пункту 2:

$$\Delta P_{tz2} = n \cdot \beta_2^2 \cdot \Delta P_{K32} = 2 \cdot 0,56^2 \cdot 44 = 27,619 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{tz2} = -n \cdot S_{H2} \cdot \beta_2^2 \cdot U_{KB2} \% \cdot 10^{-2} = -2 \cdot 6300 \cdot 0,56^2 \cdot 10,5 \cdot 10^{-2} = -415,225 \text{ кВАр}.$$

Приведені навантаження пунктів 1 та 2:

$$\dot{S}_{np1} = \dot{S}_{зад1} + (\Delta P_{tz1} + j \cdot Q_{tz1}) \cdot 10^{-3} =$$

$$= 10 - j \cdot 5,879 + (38,812 - j \cdot 792,499) \cdot 10^{-3} = 10,039 - j6,672 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{np2} = \dot{S}_{зад2} + (\Delta P_{tz2} + j \cdot Q_{tz2}) \cdot 10^{-3} =$$

$$= 6 - j \cdot 3,718 + (27,619 - j \cdot 415,225) \cdot 10^{-3} = 6,028 - j4,134 \text{ МВА}.$$

Значення приведених навантажень решти пунктів наведені в табл. 2.6

Таблиця 2.6 – Результати розрахунку приведених навантажень пунктів

Номер пункту	Задана потужність, $S_{\max}$, МВА	Втрати потужності в опорах блоку силових трансформаторів		Приведена потужність пункту S_{np} , МВА
		ΔP_{tz} , кВт	ΔQ_{tz} , кВАр	
1	10 - j5,879	38,812	-792,499	10,039 – j6,672
2	6 - j3,718	27,619	-415,225	6,028 – j4,134
3	14 - j8,305	38,822	-1023	14,039 – j9,328
4	14 - j8,199	39,536	-951,863	14,04 – j9,151
5	9 - j5,313	31,236	-656,282	9,031 - j5,969
6	7 - j4,126	36,395	-625,098	7,036 - j4,751
7	12 - j7,013	56,977	-1108	12,057 – j8,12

Відповідно до конфігурації схеми мережі визначимо розрахункові провідності пунктів.

Провідність для балансуєчого та першого пункту:

$$\begin{aligned}
 Y_{БП} &= 0,5 \cdot (Y_{л0-2} + Y_{л0-3} + Y_{л0-7}) = \\
 &= 0,5 \cdot (j \cdot 119,4 + j \cdot 176,3 + j \cdot 193,4 \cdot 10^{-6}) = j \cdot 244,6 \cdot 10^{-6} \text{ См}; \\
 Y_1 &= 0,5 \cdot (Y_{л1-2} + Y_{л1-5}) + Y_{бт1} = \\
 &= 0,5 \cdot (j \cdot 108,1 + j \cdot 74,69) \cdot 10^{-6} + (2,571 - j \cdot 16,64) \cdot 10^{-6} = \\
 &= (2,571 + j \cdot 74,74) \cdot 10^{-6} \text{ См}.
 \end{aligned}$$

Таблиця 2.7 – Розрахункові провідності пунктів

Пункт	Розрахункова провідність
0	$j0,024 \cdot 10^{-6}$
1	$(2,571 + j74,74) \cdot 10^{-6}$
2	$(1,739 + j10,61) \cdot 10^{-6}$
3	$(3,478 + j10,95) \cdot 10^{-6}$
4	$(3,478 + j62,51) \cdot 10^{-6}$
5	$(2,571 + j71,81) \cdot 10^{-6}$
6	$(2,117 + j71,47) \cdot 10^{-6}$
7	$(2,578 + j172,8) \cdot 10^{-6}$

Висновки до розділу

У даному розділі був проведений розрахунок параметрів схеми заміщення для електричної мережі, а саме, активних і реактивних опорів, та провідностей для ділянок мережі. Також, були розраховані параметри схеми заміщення для обраних силових трансформаторів в пунктах відповідно. Для підготовки до ітераційного розрахунку режимів роботи мережі були розраховані значення приведених потужностей та еквівалентних провідностей пунктів.

3 ЕЛЕКТРИЧНИЙ РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ

3.1 Розрахунок режиму роботи при максимальних навантаженнях

На рис. 3.1 зображено схему для розрахунку режиму максимальних навантажень, на якій наведені вихідні дані для розрахунку: комплексні опори ділянок, приведені навантаження пунктів, вибір перемичок та напрямок обходу контурів.

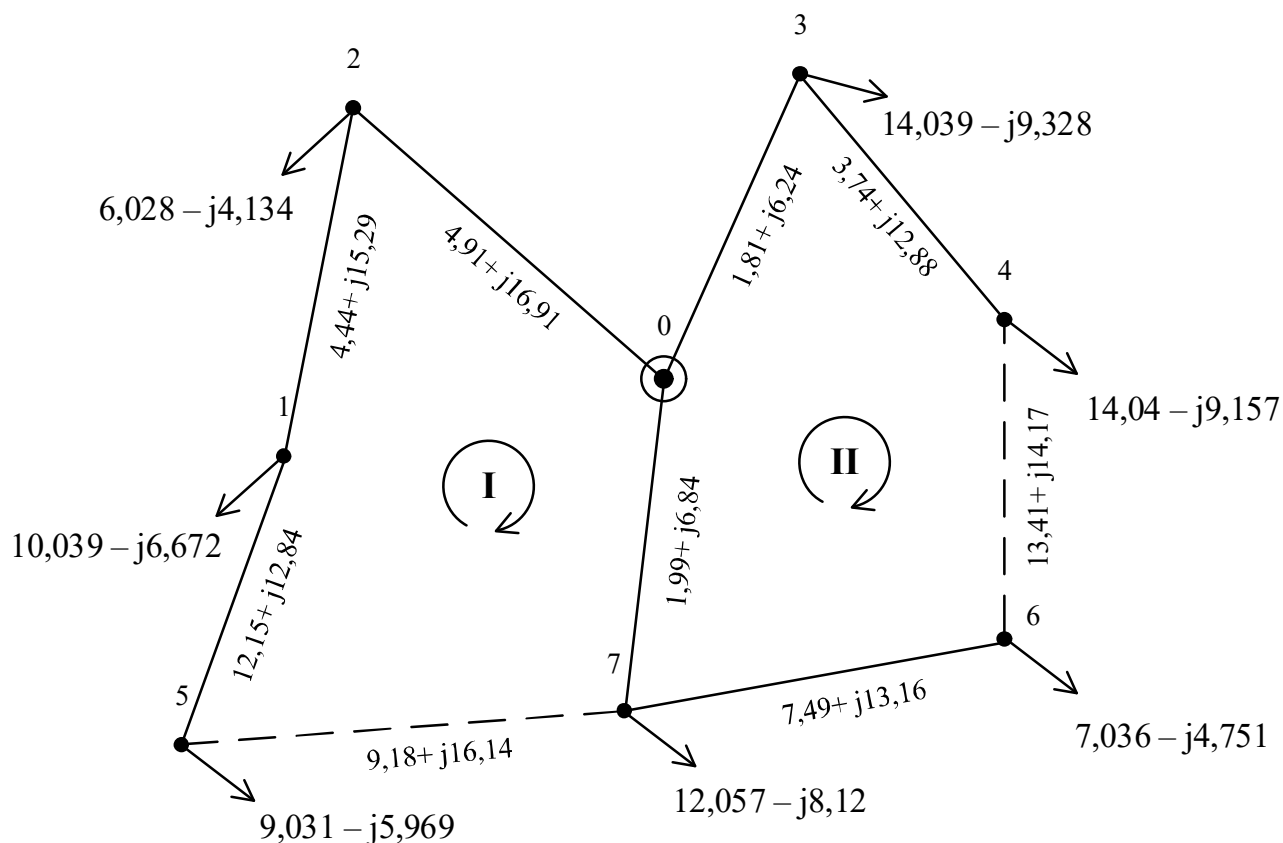


Рисунок 3.1 – Схема мережі для розрахунку режиму максимальних навантажень

Визначимо основний потікорозподіл потужностей в умовно розімкненій схемі електричної мережі:

$$\dot{S}_{15} = \dot{S}_{np5} = 9,031 - j \cdot 5,969 \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{12} &= \dot{S}_{np1} + \dot{S}_{15} = (10,039 - j \cdot 6,672) + (9,031 - j \cdot 5,969) = \\ &= 19,07 - j \cdot 12,641 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{02} = \dot{S}_{np2} + \dot{S}_{12} = (6,028 - j \cdot 4,134) + (19,641 - j \cdot 12,641) = \\ = 25,098 - j \cdot 16,774 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{34} = \dot{S}_{np4} = 14,04 - j \cdot 9,157 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{03} = \dot{S}_{np3} + \dot{S}_{34} = (14,039 - j \cdot 9,328) + (14,04 - j \cdot 9,157) = \\ = 28,078 - j \cdot 18,484 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{67} = \dot{S}_{np6} = 7,036 - j \cdot 4,751 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{07} = \dot{S}_{np7} + \dot{S}_{67} = (12,057 - j \cdot 8,12) + (7,036 - j \cdot 4,751) = \\ = 19,093 - j \cdot 12,872 \text{ МВА}.$$

Для схеми мережі складемо систему контурних рівнянь:

$$\begin{cases} \dot{S}_{07} \cdot \underline{Z}_{л07} - \dot{S}_{15} \cdot \underline{Z}_{л15} - \dot{S}_{12} \cdot \underline{Z}_{л12} - \dot{S}_{02} \cdot \underline{Z}_{л02} = \\ = -\dot{S}_{к1} \cdot (\underline{Z}_{л07} + \underline{Z}_{л57} + \underline{Z}_{л15} + \underline{Z}_{л12} + \underline{Z}_{л02}) + \dot{S}_{к2} \cdot \underline{Z}_{л07}; \\ \dot{S}_{03} \cdot \underline{Z}_{л03} + \dot{S}_{34} \cdot \underline{Z}_{л34} - \dot{S}_{67} \cdot \underline{Z}_{л67} - \dot{S}_{07} \cdot \underline{Z}_{л07} = \\ = -\dot{S}_{к2} \cdot (\underline{Z}_{л03} + \underline{Z}_{л34} + \underline{Z}_{л46} + \underline{Z}_{л67} + \underline{Z}_{л07}) + \dot{S}_{к1} \cdot \underline{Z}_{л07}. \end{cases}$$

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

$$\dot{S}_{к1} = 10,322 - j \cdot 5,964 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{к2} = -1,25 - j \cdot 0,028 \text{ МВА}.$$

Значення потоків потужностей основного потокорозподілу:

$$\dot{S}_{осн02} = \dot{S}_{02} - \dot{S}_{к1} = (25,098 - j \cdot 16,774) - (10,322 - j \cdot 5,964) = \\ = 14,776 - j \cdot 10,81 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{осн03} = \dot{S}_{03} + \dot{S}_{к2} = (28,078 - j \cdot 18,484) + (-1,25 - j \cdot 0,028) = \\ = 26,829 - j \cdot 18,512 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{осн07} = \dot{S}_{07} + \dot{S}_{к1} = (19,093 - j \cdot 12,872) + (10,322 - j \cdot 5,964) = \\ = 30,665 - j \cdot 18,808 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{осн12} = \dot{S}_{12} - \dot{S}_{к1} = (19,07 - j \cdot 12,641) - (10,322 - j \cdot 5,964) = \\ = 8,748 - j \cdot 6,677 \text{ МВА};$$

					ДП6206.141.003 ПЗ	Арк.
						47
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\begin{aligned}\dot{S}_{OCH67} &= \dot{S}_{67} - \dot{S}_{K2} = (7,036 - j \cdot 4,751) - (-1,25 - j \cdot 0,028) = \\ &= 8,286 - j \cdot 4,723 \text{ MBA}.\end{aligned}$$

- для 1-го контуру:

					ДП6206.141.003 ПЗ	Арк.
						48
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\dot{S}_{осн07} \cdot Z_{л07} - \dot{S}_{осн15} \cdot Z_{л15} - \dot{S}_{осн12} \cdot Z_{л12} - \dot{S}_{осн02} \cdot Z_{л02} + \dot{S}_{осн57} \cdot Z_{л57} = 0;$$

- для 2-го контуру:

$$\dot{S}_{осн03} \cdot Z_{л03} + \dot{S}_{осн34} \cdot Z_{л34} + \dot{S}_{осн46} \cdot Z_{л46} - \dot{S}_{осн67} \cdot Z_{л67} - \dot{S}_{осн07} \cdot Z_{л07} = 0.$$

Задамося початковими наближеннями рівнів напруг в пунктах [3]:

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

Знайдемо втрати потужності в опорах для ділянки 0-2:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{z0-2}^{(1)} &= \frac{P_{осн0-2}^2 + Q_{осн0-2}^2}{0,5 \cdot (U_0^2 + U_2^2)} \cdot (r_{л0-2} - j \cdot x_{л0-2}) = \\ &= \frac{14,776^2 + (-10,81)^2}{0,5 \cdot (115^2 + 110^2)} \cdot (4,906 - j \cdot 16,905) = 0,13 - j0,447 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Розрахунки втрат потужності для інших ділянок виконуються аналогічно та занесені до табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Втрати потужності в опорах ділянок на першій ітерації

Ділянка	Втрати потужності в опорах, МВА
0-2	0,013 – j0,447
0-3	0,152 – j0,523
0-7	0,203 – j0,699
1-2	0,044 – j0,153
1-5	0,002 – j0,002
3-4	0,077 – j0,264
4-6	0,002 – j0,002
5-7	0,108 – j0,19
6-7	0,056 – j0,099

Втрати потужності в провідностях першого пункту:

$$\Delta \dot{S}_{y1}^{(1)} = Y_1 \cdot (U_1^{(0)})^2 = (2,571 + j \cdot 0,75) \cdot 10^{-6} \cdot 110^2 = 0,031 + j0,904 \text{ МВА.}$$

Додаткове навантаження першого пункту від втрат потужності:

$$\Delta \dot{S}_{n1}^{(1)} = \Delta \dot{S}_{y1}^{(1)} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z12}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z15}^{(1)}) = 0,031 + j0,904 + 0,5 \cdot ((0,044 - j \cdot 0,153) + (0,002 - j \cdot 0,002)) = 0,054 + j0,827 \text{ МВА.}$$

Розрахунки для інших пунктів виконуються аналогічно, результати занесені до табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Втрати потужності в провідностях та додаткові навантаження пунктів на першій ітерації

Пункт	Втрати потужності в провідностях, МВА	Додаткові навантаження пунктів, МВА
1	0,031 + j0,904	0,054 + j0,827
2	0,021 + j1,284	0,108 + j0,984
3	0,042 + j1,324	0,156 + j0,931
4	0,042 + j0,756	0,081 + j0,624
5	0,031 + j0,869	0,086 + j0,773
6	0,026 + j0,865	0,055 + j0,814
7	0,031 + j2,091	0,215 + j1,598

Потокорозподіл додаткових навантажень визначимо аналогічно до розрахунку основного потокорозподілу даної схеми. Отриманий потокорозподіл необхідно накласти на основний, в результаті чого отримується результуючий потікррозподіл [2]. Результати розрахунку результуючого потікррозподілу ділянками занесені у табл. 3.3, а навантаження пунктів – до табл. 3.4.

Таблиця 3.3 – Результуючий потік розподіл по ділянках на першій ітерації

Ділянка	Результуючий потік розподіл, МВА
0-2	15,011 – j9,132
0-3	27,058 – j16,673
0-7	30,956 – j15,775
1-2	8,875 – j5,983
1-5	1,218 + j0,138
3-4	12,863 – j8,275
4-6	1,258 – j0,258
5-7	10,335 – j5,058
6-7	8,349 – j4,195

Таблиця 3.4 – Результуюче навантаження в пунктах на першій ітерації

Пункт	Результуюче навантаження, МВА
1	10,093 – j5,845
2	6,136 – j3,15
3	14,195 – j8,397
4	14,121 – j8,533
5	9,117 – j5,196
6	7,091 – j3,937
7	12,272 – j6,523

Розрахуємо рівень напруги другого пункту:

$$\begin{aligned}
 U_2^{(1)} &= \sqrt{(U_0)^2 - 2 \cdot (P_{рез02}^{(1)} \cdot r_{л02} - Q_{рез02}^{(1)} \cdot x_{л02})} = \\
 &= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (15,011 \cdot 4,906 - (-9,132) \cdot 16,905)} = 113,0 \text{ кВ}.
 \end{aligned}$$

Розрахунок рівнів напруг в інших пунктах мережі на першій ітерації виконується аналогічно, з врахуванням конфігурації схеми мережі. Результат розрахунку занесений до табл. 3.5

					ДП6206.141.003 ПЗ	Арк.
						51
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.5 – Рівень напруги в пунктах на першій ітерації

Пункт	Рівень напруги, кВ	Пункт	Рівень напруги, кВ
1	111,835	5	111,952
2	113,0	6	112,475
3	113,662	7	113,517
4	112,293		

Перевіримо закінчення ітераційного процесу за критерієм зміни модулів напруги між ітераціями, в даному випадку між значеннями першої ітерації та початковими значеннями.

Для першого пункту:

$$\Delta U_1^{(1)} = \frac{|U_1^{(1)} - U_1^{(0)}|}{U_1^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|111,835 - 110|}{110} \cdot 100\% = 1,669\%.$$

Для інших пунктів наведемо результат у табл. 3.6

Таблиця 3.6 – Зміна модулів напруги на першій ітерації

Пункт	Зміна модулів напруги, %	Пункт	Зміна модулів напруги, %	Граничне значення, %
1	1,669	5	1,774	2
2	2,727	6	2,25	
3	3,329	7	3,198	
4	2,084			

Оскільки, відхилення рівнів напруг деяких пунктів перевищують граничне значення в 2%, необхідно продовжити ітераційний розрахунок.

Розрахуємо втрати потужності на першій ітерації режиму максимальних навантажень.

Потужність балансуєного пункту:

					ДП6206.141.003 ПЗ	Арк.
						52
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\begin{aligned}\dot{S}_{БП}^{(1)} &= \dot{S}_{рез02}^{(1)} + \dot{S}_{рез03}^{(1)} + \dot{S}_{рез07}^{(1)} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z02}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z03}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z07}^{(1)}) + Y_{6n} \cdot U_0^2 = \\ &= (15,011 - j \cdot 9,132) + (27,058 - j \cdot 16,673) + (30,956 - j \cdot 15,775) + \\ &+ 0,5 \cdot ((0,13 - j \cdot 0,447) + (0,152 - j \cdot 0,523) + (0,203 - j \cdot 0,699)) + \\ &+ j \cdot 244,6 \cdot 10^{-6} \cdot 115^2 = 73,267 - j \cdot 39,181 \text{ МВА.}\end{aligned}$$

Сумарна потужність навантажень мережі:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\Sigma} &= \dot{S}_{\max 1} + \dot{S}_{\max 2} + \dot{S}_{\max 3} + \dot{S}_{\max 4} + \dot{S}_{\max 5} + \dot{S}_{\max 6} + \dot{S}_{\max 7} = \\ &= (10 - j \cdot 5,872) + (6 - j \cdot 3,718) + (14 - j \cdot 8,305) + (14 - j \cdot 8,199) + (9 - j \cdot 5,313) + \\ &+ (7 - j \cdot 4,126) + (12 - j \cdot 7,013) = 72 - j \cdot 42,554 \text{ МВА.}\end{aligned}$$

Повні втрати потужності на першій ітерації:

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)} = \dot{S}_{БП}^{(1)} - \dot{S}_{\Sigma} = (73,267 - j \cdot 39,181) - (72 - j \cdot 42,554) = 1,267 + j \cdot 3,373 \text{ МВА.}$$

Знайдемо втрати потужності в опорах ділянок на другій ітерації, використовуючи визначені на першій ітерації рівні напруг в пунктах.

Для ділянки 0-2:

$$\begin{aligned}\Delta \dot{S}_{z0-2}^{(2)} &= \frac{P_{рез0-2}^2 + Q_{рез0-2}^2}{0,5 \cdot (U_0^2 + U_2^{(1)2})} \cdot (r_{л0-2} - j \cdot x_{л0-2}) = \\ &= \frac{15,011^2 + (-9,132)^2}{0,5 \cdot (115^2 + 113^2)} \cdot (4,906 - j \cdot 16,905) = 0,117 - j \cdot 0,402 \text{ МВА.}\end{aligned}$$

Розрахунки втрат потужності для інших ділянок занесені до табл. 3.7.

Таблиця 3.7 – Втрати потужності в опорах ділянок на другій ітерації

Ділянка	Втрати потужності в опорах, МВА
1	2
0-2	0,117 – j0,402
0-3	0,14 – j0,482
0-7	0,184 – j0,633

Продовження табл. 3.7

1	2
1-2	0,04 – j0,139
1-5	0,002 – j0,002
3-4	0,068 – j0,236
4-6	0,002 – j0,002
5-7	0,096 – j0,168
6-7	0,051 – j0,09

Втрати потужності в провідностях першого пункту:

$$\Delta \dot{S}_{y1}^{(2)} = Y_1 \cdot (U_1^{(1)})^2 = (2,571 + j \cdot 0,75) \cdot 10^{-6} \cdot 111,835^2 = 0,032 + j0,935 \text{ МВА.}$$

Додаткове навантаження першого пункту від втрат потужності:

$$\Delta \dot{S}_{n1}^{(2)} = \Delta \dot{S}_{y1}^{(2)} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z12}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{z15}^{(2)}) = 0,032 + j0,935 + 0,5 \cdot ((0,04 - j \cdot 0,139) + (0,002 - j \cdot 0,002)) = 0,053 + j0,865 \text{ МВА.}$$

Результати розрахунків для інших пунктів занесені до табл. 3.8.

Таблиця 3.8 – Втрати потужності в провідностях та додаткові навантаження пунктів на другій ітерації

Пункт	Втрати потужності в провідностях, МВА	Додаткові навантаження пунктів, МВА
1	0,032 + j0,935	0,053 + j0,865
2	0,022 + j1,355	0,101 + j1,085
3	0,045 + j1,414	0,149 + j1,055
4	0,044 + j0,788	0,079 + j0,669
5	0,032 + j0,9	0,081 + j0,815
6	0,027 + j0,904	0,053 + j0,858
7	0,033 + j2,227	0,198 + j1,782

Результуючий потіокрозподіл занесений до табл. 3.9, а навантаження пунктів до табл. 3.10 відповідно.

Таблиця 3.9 – Результуючий потокорозподіл по ділянках на другій ітерації

Ділянка	Результуючий потокорозподіл, МВА	Ділянка	Результуючий потокорозподіл, МВА
0-2	15,005 – j8,999	3-4	12,858 – j8,215
0-3	27,046 – j16,488	4-6	1,261 – j0,272
0-7	30,933 – j15,514	5-7	10,327 – j5,01
1-2	8,876 – j5,95	6-7	8,35 – j4,165
1-5	1,215 + j0,143		

Таблиця 3.10 – Результуюче навантаження в пунктах на другій ітерації

Пункт	Навантаження, МВА	Пункт	Навантаження, МВА
1	10,092 – j5,807	5	9,112 – j5,154
2	6,128 – j3,049	6	7,09 – j3,893
3	14,188 – j8,273	7	12,255 – j6,338
4	14,119 – j8,487		

Розрахуємо рівень напруги другого пункту:

$$\begin{aligned}
 U_2^{(2)} &= \sqrt{(U_0)^2 - 2 \cdot (P_{рез02}^{(2)} \cdot r_{л02} - Q_{рез02}^{(2)} \cdot x_{л02})} = \\
 &= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (15,005 \cdot 4,906 - (-8,999) \cdot 16,905)} = 113,02 \text{ кВ}.
 \end{aligned}$$

Результат розрахунку для інших пунктів занесений до табл. 3.11.

Таблиця 3.11 – Рівень напруги в пунктах на другій ітерації

Пункт	Рівень напруги, кВ	Пункт	Рівень напруги, кВ
1	111,86	5	111,976
2	113,02	6	112,495
3	113,672	7	113,533
4	112,31		

Перевіримо закінчення ітераційного процесу.

Для першого пункту:

$$\Delta U_1^{(2)} = \frac{|U_1^{(2)} - U_1^{(1)}|}{U_1^{(1)}} \cdot 100\% = \frac{|111,86 - 111,835|}{111,835} \cdot 100\% = 0,022\%.$$

Для інших пунктів наведемо результат у табл. 3.12

Таблиця 3.12 – Зміна модулів напруги на другій ітерації

Пункт	Зміна модулів напруги, %	Пункт	Зміна модулів напруги, %	Граничне значення, %
1	0,022	5	0,021	2
2	0,018	6	0,017	
3	0,009	7	0,014	
4	0,016			

Відхилення рівнів напруг не перевищують 2%. Проте, необхідно виконати перевірку закінчення ітераційного процесу за критерієм зміни сумарних втрат потужності в мережі.

Потужність балансуєного пункту на другій ітерації:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{БП}^{(2)} &= \dot{S}_{рез02}^{(2)} + \dot{S}_{рез03}^{(2)} + \dot{S}_{рез07}^{(2)} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z02}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{z03}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{z07}^{(2)}) + Y_{bn} \cdot U_0^2 = \\ &= (15,005 - j \cdot 8,999) + (27,046 - j \cdot 16,488) + (30,933 - j \cdot 15,514) + \\ &+ 0,5 \cdot ((0,117 - j \cdot 0,402) + (0,14 - j \cdot 0,482) + (0,14 - j \cdot 0,482)) + \\ &+ j \cdot 244,6 \cdot 10^{-6} \cdot 115^2 = 73,182 - j \cdot 38,45 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Повні втрати потужності на другій ітерації:

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} = \dot{S}_{БП}^{(2)} - \dot{S}_{\Sigma} = (73,182 - j38,45) - (72 - j42,554) = 1,182 + j4,104 \text{ МВА}.$$

Зміна сумарних втрат потужності на другій ітерації:

					ДП6206.141.003 ПЗ	Арк.
						56
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\partial \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} = \frac{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} - \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)}|}{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)}|} \cdot 100\% =$$

$$= \frac{|(1,182 + j4,104) - (1,267 + j3,373)|}{|(1,267 + j \cdot 3,373)|} \cdot 100\% = 20,439\%.$$

Оскільки зміни сумарних втрат потужності перевищує 2%, необхідно продовжити розрахунок ітераційного процесу.

Розрахунок третьої ітерації виконується аналогічно попереднім. Результати розрахунку представлені в табличному вигляді.

Таблиця 3.13 – Результати розрахунку третьої ітерації

Параметр	Значення	
1	2	3
Втрати потужності в опорах ділянок, МВА	0-2	0,116 – j0,398
	0-3	0,139 – j0,479
	0-7	0,182 – j0,628
	1-2	0,04 – j0,138
	1-5	0,002 – j0,002
	3-4	0,068 – j0,235
	4-6	0,002 – j0,002
	5-7	0,095 – j0,167
Втрати потужності в провідностях пунктів, МВА	6-7	0,051 – j0,09
	1	0,032 + j0,935
	2	0,022 + j1,356
	3	0,045 + j1,414
	4	0,044 + j0,788
	5	0,032 + j0,9
	6	0,027 + j0,904
	7	0,033 + j2,228

Продовження табл. 3.13

1	2	3
Додаткові навантаження пунктів, МВА	1	$0,053 + j0,865$
	2	$0,1 + j1,087$
	3	$0,148 + j1,057$
	4	$0,079 + j0,67$
	5	$0,081 + j0,816$
	6	$0,053 + j0,859$
	7	$0,19 + j1,786$
Потоки потужностей по ділянках, обумовлені додатковими навантаженнями пунктів, МВА	0-2	$0,228 + j1,814$
	0-3	$0,216 + j2,028$
	0-7	$0,267 + j3,299$
	1-2	$0,128 + j0,727$
	1-5	$0,075 - j0,139$
	3-4	$0,068 + j0,971$
	4-6	$0,01 - j0,3$
	5-7	$0,005 + j0,955$
Результуючий потік потужності по ділянках, МВА	6-7	$0,064 + j0,558$
	0-2	$15,004 - j8,996$
	0-3	$27,045 - j16,484$
	0-7	$30,932 - j15,509$
	1-2	$8,876 - j5,95$
	1-5	$1,215 + j0,143$
	3-4	$12,858 - j8,214$
	4-6	$1,261 - j0,273$
	5-7	$10,327 - j5,009$
	6-7	$8,35 - j4,165$

Продовження табл. 3.13

1	2	3
Рівень напруги в пунктах, кВ	1	111,861
	2	113,02
	3	113,672
	4	112,311
	5	111,976
	6	112,495
	7	113,534

Потужність балансуєного пункту на третій ітерації:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{БП}^{(3)} &= \dot{S}_{рез02}^{(3)} + \dot{S}_{рез03}^{(3)} + \dot{S}_{рез07}^{(3)} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z02}^{(3)} + \Delta \dot{S}_{z03}^{(3)} + \Delta \dot{S}_{z07}^{(3)}) + Y_{\bar{c}n} \cdot U_0^2 = \\ &= (15,004 - j \cdot 8,996) + (27,045 - j \cdot 16,484) + (30,932 - j \cdot 15,509) + \\ &+ 0,5 \cdot ((0,116 - j \cdot 0,398) + (0,139 - j \cdot 0,479) + (0,182 - j \cdot 0,628)) + \\ &+ j \cdot 244,6 \cdot 10^{-6} \cdot 115^2 = 73,199 - j \cdot 38,508 \text{ МВА.}\end{aligned}$$

Повні втрати потужності на третій ітерації:

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(3)} = \dot{S}_{БП}^{(3)} - \dot{S}_{\Sigma} = (73,199 - j38,508) - (72 - j42,554) = 1,199 + j4,046 \text{ МВА.}$$

Зміна сумарних втрат потужності на третій ітерації:

$$\begin{aligned}\partial \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} &= \frac{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} - \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)}|}{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)}|} \cdot 100\% = \\ &= \frac{|(1,199 + j4,046) - (1,182 + j4,104)|}{|(1,182 + j4,104)|} \cdot 100\% = 1,416\%.\end{aligned}$$

Оскільки зміни сумарних втрат потужності не перевищують 2%, розрахунок ітераційного процесу можна вважати завершеним. Результати розрахунку режиму максимальних навантажень наведені на рис. 3.3.

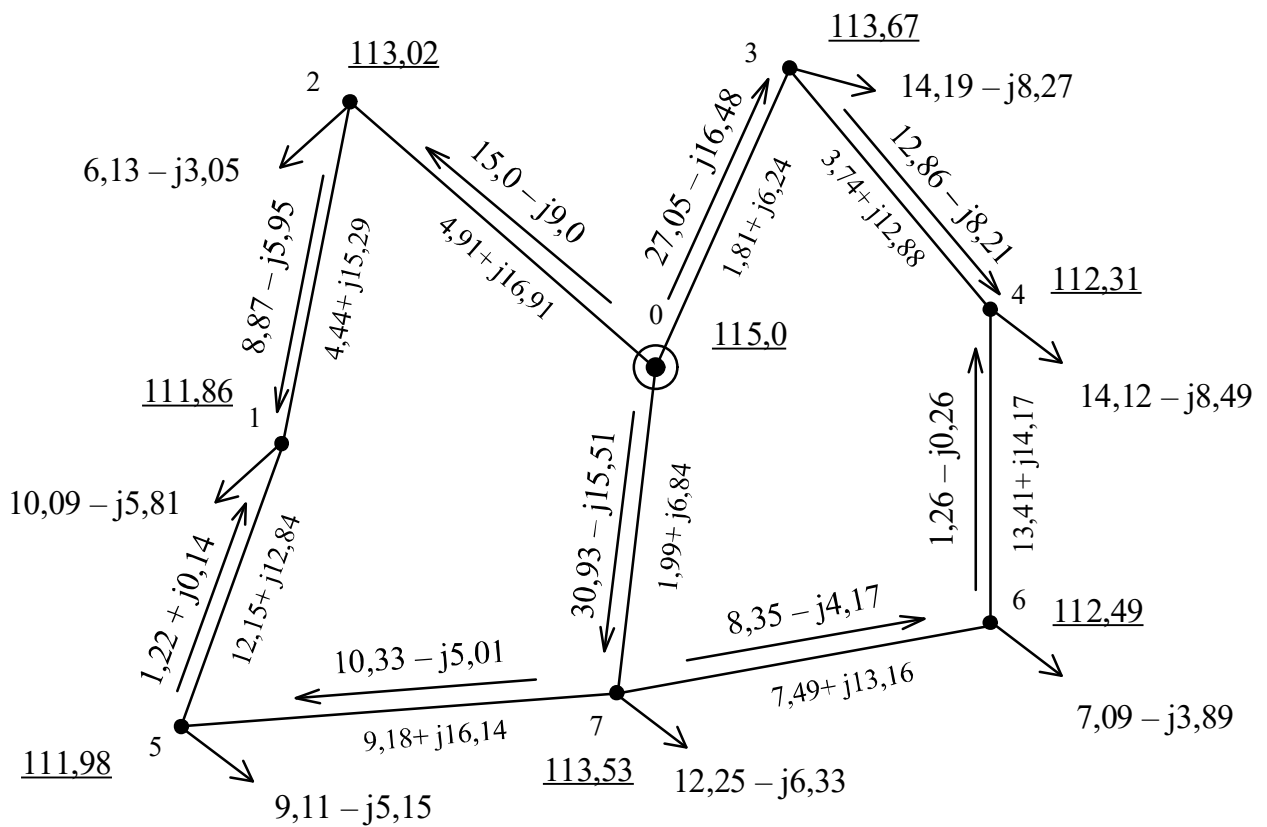


Рисунок 3.3 – Результат розрахунку режиму максимальних навантажень

Виконаємо розрахунок струмового навантаження ділянки 0-2:

$$I_{\max 0-2} = \frac{\sqrt{(P_{\text{рез } 0-2}^{(3)})^2 + (Q_{\text{рез } 0-2}^{(3)})^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,5 \cdot \sqrt{U_0^2 + (U_2^{(3)})^2} \cdot n_L} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{(15,004)^2 + (-8,966)^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,5 \cdot \sqrt{115 + (113,02)^2}} \cdot 10^3 = 88,588 \text{ А.}$$

Результат розрахунку струмових навантажень інших ділянок занесений до табл. 3.14.

Таблиця 3.14 – Струмові навантаження режиму максимальних навантажень

Ділянка	Струмове навантаження, А	Максимально допустимий струм, А
1	2	3
0-2	88,588	610
0-3	79,966	610

Продовження табл. 3.14

1	2	3
0-7	87,414	610
1-2	54,869	610
1-5	6,313	265
3-4	77,959	610
4-6	6,625	265
5-7	58,771	390
6-7	47,67	390

Оскільки, струмові навантаження ділянок не перевищують значення тривало допустимих струмів, можна зробити висновок, що перерізи проводів були обрані правильно [2].

3.2 Розрахунок післяаварійного режиму роботи мережі

На рис. 3.4 зображено схему для розрахунку післяаварійного режиму. Для розрахунку режиму була відключена ділянка 0-2, оскільки вона несе максимальне струмове навантаження. Враховуючи це, зміна провідності пунктів:

$$Y_{БП} = 0,5 \cdot (Y_{л0-3} + Y_{л0-7}) = 0,5 \cdot (j \cdot 0,018 + j \cdot 0,019) \cdot 10^{-6} = j \cdot 0,018 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$\begin{aligned} Y_2 &= 0,5 \cdot Y_{л1-2} + Y_{бт2} = \\ &= 0,5 \cdot j \cdot 0,018 \cdot 10^{-6} + (1,739 - j \cdot 7,622) \cdot 10^{-6} = (1,739 + j \cdot 0,46) \cdot 10^{-6} \text{ См}. \end{aligned}$$

Визначимо основний потокорозподіл потужностей в умовно розімкненій схемі електричної мережі:

$$\dot{S}_{12} = \dot{S}_{np2} = 6,028 - j \cdot 4,134 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{15} = \dot{S}_{np1} + \dot{S}_{12} = (10,039 - j \cdot 6,672) + (6,028 - j \cdot 4,134) = 16,066 j 10,806 \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{57} &= \dot{S}_{np5} + \dot{S}_{15} = (9,031 - j \cdot 5,969) + (16,066 - j \cdot 10,806) = \\ &= 25,098 - j \cdot 16,774 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

					ДП6206.141.003 ПЗ	Арк.
						61
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\dot{S}_{34} = \dot{S}_{np4} = 14,04 - j \cdot 9,157 \text{ MBA};$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{03} &= \dot{S}_{np3} + \dot{S}_{34} = (14,039 - j \cdot 9,328) + (14,04 - j \cdot 9,157) = \\ &= 28,078 - j \cdot 18,484 \text{ MBA}; \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{67} = \dot{S}_{np6} = 7,036 - j \cdot 4,751 \text{ MBA};$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{07} &= \dot{S}_{np7} + \dot{S}_{67} = (12,057 - j \cdot 8,12) + (25,098 - j \cdot 16,774) + (7,036 - j \cdot 4,751) = \\ &= 44,191 - j \cdot 29,646 \text{ MBA}. \end{aligned}$$

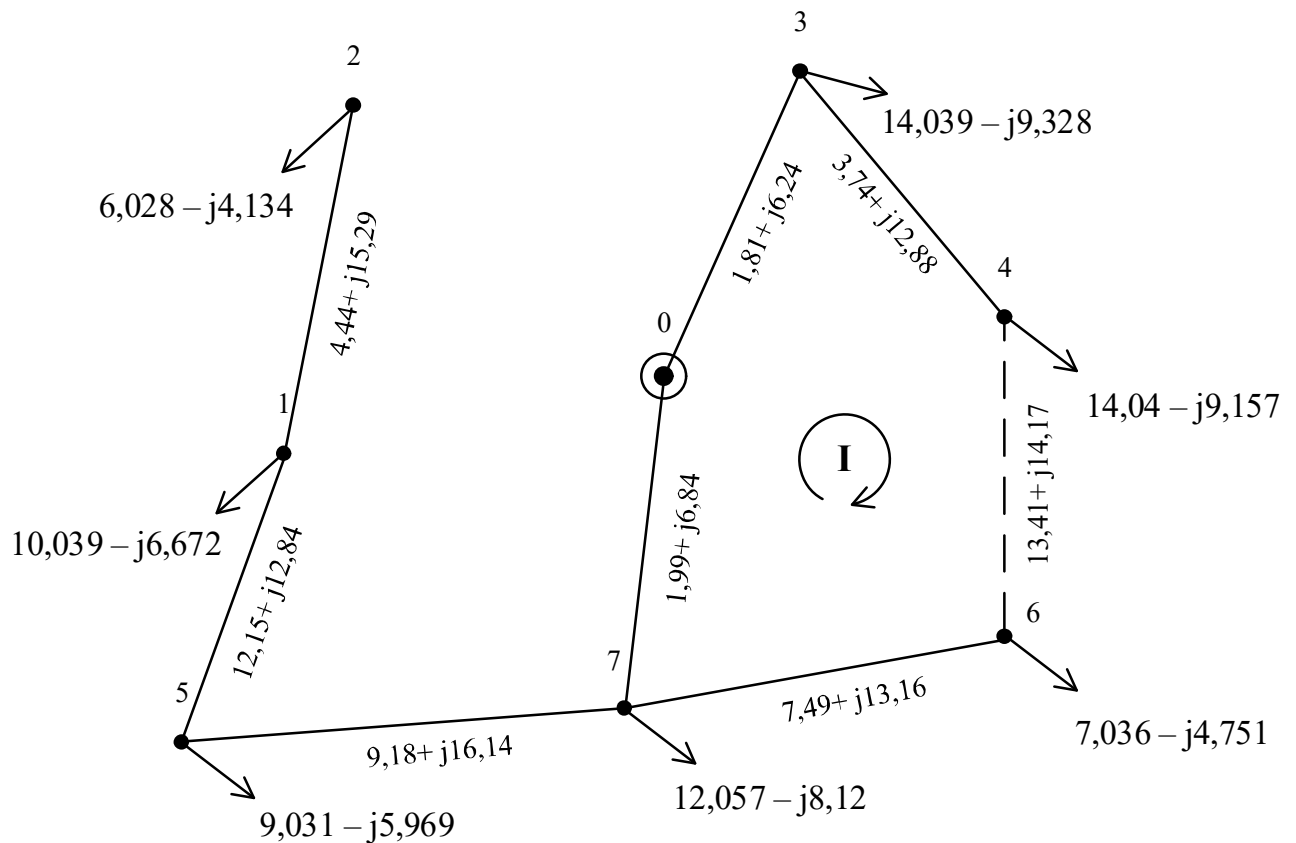


Рисунок 3.4 – Схема мережі для розрахунку післяаварійного режиму роботи

Для схеми мережі складемо систему контурних рівнянь:

$$\begin{cases} \dot{S}_{03} \cdot Z_{л03} + \dot{S}_{34} \cdot Z_{л34} - \dot{S}_{67} \cdot Z_{л67} - \dot{S}_{07} \cdot Z_{л07} = \\ = -\dot{S}_K \cdot (Z_{л03} + Z_{л34} + Z_{л46} + Z_{л67} + Z_{л07}). \end{cases}$$

Розв'язавши систему, отримаємо наступне значення контурної потужності:

$$\dot{S}_K = 0,719 - j \cdot 0,916 \text{ MBA}.$$

Значення потоків потужностей основного поточкорозподілу:

					ДП6206.141.003 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		62

$$\dot{S}_{OCH03} = \dot{S}_{03} + \dot{S}_K = (28,078 - j \cdot 18,484) + (0,719 - j \cdot 0,916) = \\ = 28,797 - j \cdot 19,401 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{OCH07} = \dot{S}_{07} - \dot{S}_{K1} = (44,191 - j \cdot 29,646) - (0,719 - j \cdot 0,916) = \\ = 43,472 - j \cdot 28,73 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{OCH12} = \dot{S}_{12} = 6,028 - j \cdot 4,134 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{OCH15} = \dot{S}_{15} = 16,066 - j \cdot 10,806 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{OCH34} = \dot{S}_{34} + \dot{S}_K = (14,04 - j \cdot 9,157) + (0,719 - j \cdot 0,916) = \\ = 14,758 - j \cdot 10,073 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{OCH46} = \dot{S}_K = 0,719 - j \cdot 0,916 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{OCH57} = \dot{S}_{57} = 25,098 - j \cdot 16,774 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{OCH67} = \dot{S}_{67} - \dot{S}_K = (7,036 - j \cdot 4,751) - (0,719 - j \cdot 0,916) = \\ = 6,318 - j \cdot 3,735 \text{ MBA}.$$

Результати розрахунку відображені на рис. 3.5.

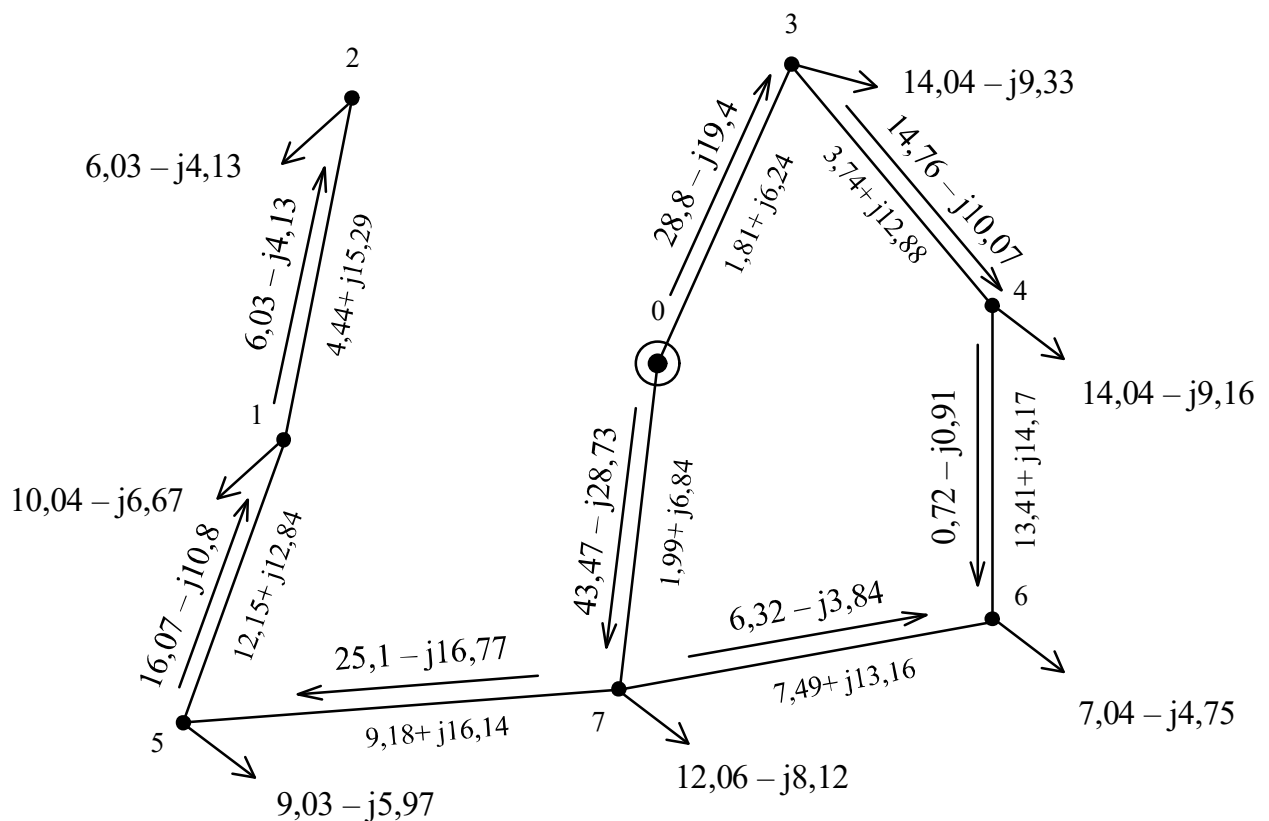


Рисунок 3.5 – Схема основного потокорозподілу потужностей мережі після аварійного режиму роботи

Перевірка виконання II-го закону Кірхгофа:

$$\dot{S}_{осн03} \cdot Z_{л03} + \dot{S}_{осн34} \cdot Z_{л34} + \dot{S}_{осн46} \cdot Z_{л46} - \dot{S}_{осн67} \cdot Z_{л67} - \dot{S}_{осн07} \cdot Z_{л07} = 0.$$

Початковими наближення рівнів напруг:

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

Втрати потужності в опорах для ділянки 0-2:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{z0-3}^{(1)} &= \frac{P_{осн0-3}^2 + Q_{осн0-3}^2}{0,5 \cdot (U_0^2 + U_3^2)} \cdot (r_{л0-3} - j \cdot x_{л0-3}) = \\ &= \frac{28,797^2 + (-19,401)^2}{0,5 \cdot (115^2 + 110^2)} \cdot (1,81 - j \cdot 6,239) = 0,172 - j0,594 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Для інших ділянок результати в табл. 3.15.

Таблиця 3.15 – Втрати потужності в опорах ділянок на першій ітерації

Ділянка	Втрати потужності в опорах, МВА	Ділянка	Втрати потужності в опорах, МВА
0-3	0,172 – j0,594	3-4	0,099 – j0,34
0-7	0,426 – j1,467	4-6	0,002 – j0,002
1-2	0,02 – j0,068	5-7	0,691 – j1,215
1-5	0,377 – j0,398	6-7	0,034 – j0,059

Втрати потужності в провідностях першого пункту:

$$\Delta \dot{S}_{y1}^{(1)} = Y_1 \cdot (U_1^{(0)})^2 = (2,571 + j \cdot 0,75) \cdot 10^{-6} \cdot 110^2 = 0,031 + j0,904 \text{ МВА.}$$

Додаткове навантаження першого пункту від втрат потужності:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{n1}^{(1)} &= \Delta \dot{S}_{y1}^{(1)} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z12}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z15}^{(1)}) = 0,031 + j0,904 + 0,5 \cdot ((0,02 - j \cdot 0,068) + \\ &+ (0,377 - j \cdot 0,398)) = 0,229 + j0,672 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Розрахунки для інших пунктів та занесені до табл. 3.16.

Таблиця 3.16 – Втрати потужності в провідностях та додаткові навантаження пунктів на першій ітерації

Пункт	Втрати потужності в провідностях, МВА	Додаткові навантаження пунктів, МВА
1	$0,031 + j0,904$	$0,229 + j0,672$
2	$0,021 + j0,562$	$0,031 + j0,598$
3	$0,042 + j1,324$	$0,178 + j0,857$
4	$0,042 + j0,756$	$0,092 + j0,586$
5	$0,031 + j0,869$	$0,565 + j0,062$
6	$0,026 + j0,865$	$0,043 + j0,834$
7	$0,031 + j2,091$	$0,607 + j0,72$

Потокорозподіл додаткових навантажень визначимо аналогічно до розрахунку основного потокорозподілу. Результати розрахунку результуючого потокорозподілу ділянками занесені у табл. 3.17, а навантажень пунктів – до табл. 3.18.

Таблиця 3.17 – Результуючий потокорозподіл по ділянках на першій ітерації

Ділянка	Результуючий потокорозподіл, МВА	Ділянка	Результуючий потокорозподіл, МВА
0-3	$29,195 - j17,677$	3-4	$14,979 - j9,207$
0-7	$44,819 - j26,194$	4-6	$0,847 - j0,636$
1-2	$6,058 - j3,606$	5-7	$25,923 - j15,513$
1-5	$16,326 - j9,606$	6-7	$6,232 - j3,281$

Таблиця 3.18 – Результуюче навантаження в пунктах на першій ітерації

Пункт	Результуючий потокорозподіл, МВА	Пункт	Результуючий потокорозподіл, МВА
1	$10,268 - j6,0$	5	$9,596 - j5,906$
2	$6,058 - j3,606$	6	$7,08 - j3,917$
3	$14,216 - j8,47$	7	$12,663 - j7,4$
4	$14,132 - j8,571$		

Рівень напруги третього пункту:

$$U_3^{(1)} = \sqrt{(U_0)^2 - 2 \cdot (P_{рез03}^{(1)} \cdot r_{л03} - Q_{рез03}^{(1)} \cdot x_{л03})} = \\ = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (29,195 \cdot 1,81 - (-17,677) \cdot 6,239)} = 113,573 \text{ кВ.}$$

Результат розрахунку для інших пунктів занесений до табл. 3.19

Таблиця 3.19 – Рівень напруги в пунктах на першій ітерації

Пункт	Рівень напруги, кВ	Пункт	Рівень напруги, кВ
1	105,207	5	108,222
2	104,424	6	111,843
3	113,573	7	112,643
4	112,025		

Перевіримо закінчення ітераційного процесу за критерієм зміни модулів напруги між ітераціями.

Для першого пункту:

$$\Delta U_1^{(1)} = \frac{|U_1^{(1)} - U_1^{(0)}|}{U_1^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|105,207 - 110|}{110} \cdot 100\% = 4,357\%.$$

Для інших пунктів наведемо результат у табл. 3.20

Таблиця 3.20 – Зміна модулів напруги на першій ітерації

Пункт	Зміна модулів напруги, %	Пункт	Зміна модулів напруги, %	Граничне значення, %
1	4,357	5	1,616	2
2	5,069	6	1,675	
3	3,248	7	2,403	
4	1,841			

Оскільки, відхилення рівнів напруг деяких пунктів перевищують граничне значення в 2%, необхідно продовжити ітераційний розрахунок.

Розрахуємо втрати потужності на першій ітерації режиму максимальних навантажень.

Потужність балансуючого пункту:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{БП}^{(1)} &= \dot{S}_{рез03}^{(1)} + \dot{S}_{рез07}^{(1)} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z03}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z07}^{(1)}) + Y_{6n} \cdot U_0^2 = \\ &= (29,195 - j \cdot 17,677) + (44,819 - j \cdot 26,194) + \\ &+ 0,5 \cdot ((0,172 - j \cdot 0,594) + (0,426 - j \cdot 1,467)) + \\ &+ j \cdot 184,8 \cdot 10^{-6} \cdot 115^2 = 74,313 - j \cdot 42,457 \text{ МВА}.\end{aligned}$$

Сумарна потужність навантажень мережі:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\Sigma} &= \dot{S}_{\max 1} + \dot{S}_{\max 2} + \dot{S}_{\max 3} + \dot{S}_{\max 4} + \dot{S}_{\max 5} + \dot{S}_{\max 6} + \dot{S}_{\max 7} = \\ &= (10 - j \cdot 5,872) + (6 - j \cdot 3,718) + (14 - j \cdot 8,305) + (14 - j \cdot 8,199) + (9 - j \cdot 5,313) + \\ &+ (7 - j \cdot 4,126) + (12 - j \cdot 7,013) = 72 - j \cdot 42,554 \text{ МВА}.\end{aligned}$$

Повні втрати потужності на першій ітерації:

$$\begin{aligned}\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)} &= \dot{S}_{БП}^{(1)} - \dot{S}_{\Sigma} = (74,313 - j \cdot 42,457) - (72 - j \cdot 42,554) = \\ &= 2,313 + j \cdot 0,097 \text{ МВА}.\end{aligned}$$

Втрати потужності в опорах ділянок на другій ітерації.

Для ділянки 0-2:

$$\begin{aligned}\Delta \dot{S}_{z0-3}^{(2)} &= \frac{P_{рез0-3}^2 + Q_{рез0-3}^2}{0,5 \cdot (U_0^2 + U_3^{(1)2})} \cdot (r_{л0-3} - j \cdot x_{л0-3}) = \\ &= \frac{29,195^2 + (-17,677)^2}{0,5 \cdot (115^2 + 113,573^2)} \cdot (1,81 - j \cdot 6,239) = 0,161 - j0,556 \text{ МВА}.\end{aligned}$$

Розрахунки втрат потужності для інших ділянок занесені до табл. 3.21.

Втрати потужності в провідностях першого пункту:

$$\Delta \dot{S}_{y1}^{(2)} = Y_1 \cdot (U_1^{(1)})^2 = (2,571 + j \cdot 0,75) \cdot 10^{-6} \cdot 105,207^2 = 0,028 + j0,827 \text{ МВА}.$$

					ДП6206.141.003 ПЗ	Арк.
						67
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Додаткові навантаження пунктів від втрат потужності:

$$\Delta \dot{S}_{n1}^{(2)} = \Delta \dot{S}_{y1}^{(2)} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z12}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{z15}^{(2)}) = 0,028 + j0,827 + 0,5 \cdot ((0,02 - j \cdot 0,069) + (0,383 - j \cdot 0,404)) = 0,23 + j0,59 \text{ МВА.}$$

Результати розрахунків для інших пунктів занесені до табл. 3.22. Результуючий потік розподіл занесений до табл. 3.23, а навантаження пунктів у табл. 3.24.

Таблиця 3.21 – Втрати потужності в опорах ділянок на другій ітерації

Ділянка	Втрати потужності в опорах, МВА	Ділянка	Втрати потужності в опорах, МВА
0-3	0,161 – j0,556	3-4	0,091 – j0,313
0-7	0,413 – j1,423	4-6	0,001 – j0,001
1-2	0,02 – j0,069	5-7	0,687 – j1,207
1-5	0,383 – j0,404	6-7	0,029 – j0,052

Таблиця 3.22 – Втрати потужності в провідностях та додаткові навантаження пунктів на другій ітерації

Пункт	Втрати потужності в провідностях, МВА	Додаткові навантаження пунктів, МВА
1	0,028 + j0,827	0,23 + j0,59
2	0,019 + j0,506	0,029 + j0,471
3	0,045 + j1,412	0,171 + j0,977
4	0,044 + j0,784	0,09 + j0,627
5	0,03 + j0,841	0,565 + j0,035
6	0,026 + j0,894	0,042 + j0,867
7	0,033 + j2,193	0,597 + j0,852

Таблиця 3.23 – Результуючий потік розподіл по ділянках на другій ітерації

Ділянка	Результуючий потік розподіл, МВА	Ділянка	Результуючий потік розподіл, МВА
0-3	29,192 – j17,533	3-4	14,982 – j9,183
0-7	44,801 – j26,176	4-6	0,853 – j0,653
1-2	6,057 – j3,662	5-7	25,921 – j15,677
1-5	16,325 – j9,744	6-7	6,226 – j3,12

Таблиця 3.24 – Результуюче навантаження в пунктах на другій ітерації

Пункт	Результуючий потокрозподіл, МВА	Пункт	Результуючий потокрозподіл, МВА
1	10,269 – j6,081	5	9,596 – j5,934
2	6,057 – j3,662	6	7,078 – j3,884
3	14,21 – j8,351	7	12,654 – j7,268
4	14,129 – j8,529		

Результат розрахунку рівнів напруг в пунктах представлений в табл. 3.25.

Таблиця 3.25 – Рівень напруги в пунктах на другій ітерації

Пункт	Рівень напруги, кВ	Пункт	Рівень напруги, кВ
1	105,167	5	108,199
2	104,376	6	111,851
3	113,58	7	112,645
4	112,036		

Зміна модулю напруги для першого пункту:

$$\Delta U_1^{(2)} = \frac{|U_1^{(2)} - U_1^{(1)}|}{U_1^{(1)}} \cdot 100\% = \frac{|105,167 - 105,207|}{105,207} \cdot 100\% = 0,038\%.$$

Для інших пунктів наведемо результат у табл. 3.26

Таблиця 3.26 – Зміна модулів напруги на другій ітерації

Пункт	Зміна модулів напруги, %	Пункт	Зміна модулів напруги, %	Граничне значення, %
1	0,038	5	0,021	2
2	0,047	6	0,007	
3	0,007	7	0,001	
4	0,009			

Відхилення рівнів напруг не перевищують 2%. Проте, необхідно виконати перевірку закінчення ітераційного процесу за критерієм зміни сумарних втрат потужності в мережі.

Потужність балансуєного пункту на другій ітерації:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{БП}^{(2)} &= \dot{S}_{рез03}^{(2)} + \dot{S}_{рез07}^{(2)} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z03}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{z07}^{(2)}) + \underline{Y}_{6n} \cdot U_0^2 = \\ &= (29,192 - j \cdot 17,533) + (44,801 - j \cdot 26,176) + \\ &+ 0,5 \cdot ((0,161 - j \cdot 0,556) + (0,413 - j \cdot 1,423)) + \\ &+ j \cdot 184,8 \cdot 10^{-6} \cdot 115^2 = 74,28 - j \cdot 42,254 \text{ МВА}.\end{aligned}$$

Повні втрати потужності на другій ітерації:

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} = \dot{S}_{БП}^{(2)} - \dot{S}_{\Sigma} = (74,28 - j42,254) - (72 - j42,554) = 2,28 + j0,03 \text{ МВА}.$$

Зміна сумарних втрат потужності на другій ітерації:

$$\begin{aligned}\partial \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} &= \frac{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} - \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)}|}{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)}|} \cdot 100\% = \\ &= \frac{|(2,28 + j0,3) - (2,313 + j0,097)|}{|(2,313 + j0,097)|} \cdot 100\% = 8,862\%.\end{aligned}$$

Зміна сумарних втрат потужності перевищує 2%, продовжуємо розрахунок. Результати розрахунку третьої ітерації представлені в табличному вигляді.

Таблиця 3.27 – Результати розрахунку третьої ітерації

Параметр	Значення	
1	2	3
Втрати потужності в опорах ділянок, МВА	0-3	0,161 – j0,554
	0-7	0,413 – j1,422
	1-2	0,02 – j0,07
	1-5	0,386 – j0,408
	3-4	0,091 – j0,313
	4-6	0,001 – j0,001
	5-7	0,69 – j1,214
	6-7	0,029 – j0,051

Продовження табл. 3.27

1	2	3
Втрати потужності в провідностях пунктів, МВА	1	$0,032 + j0,935$
	2	$0,028 + j0,827$
	3	$0,019 + j0,506$
	4	$0,045 + j1,412$
	5	$0,03 + j0,841$
	6	$0,026 + j0,894$
	7	$0,033 + j2,193$
Додаткові навантаження пунктів, МВА	1	$0,232 + j0,588$
	2	$0,029 + j0,471$
	3	$0,171 + j0,979$
	4	$0,09 + j0,628$
	5	$0,563 + j0,03$
	6	$0,042 + j0,868$
	7	$0,599 + j0,85$
Потоки потужностей по ділянках, обумовлені додатковими навантаженнями пунктів, МВА	0-3	$0,395 + j1,868$
	0-7	$1,334 + j2,544$
	1-2	$0,029 + j0,471$
	1-5	$0,261 + j1,059$
	3-4	$0,225 + j0,889$
	4-6	$0,135 + j0,261$
	5-7	$0,829 + j1,088$
	6-7	$0,093 - j0,606$
Результуючий потік потужності по ділянках, МВА	0-3	$29,192 - j17,533$
	0-7	$44,807 - j26,185$
	1-2	$6,057 - j3,663$
	1-5	$16,327 - j9,747$
	3-4	$14,983 - j9,184$
	4-6	$0,854 - j0,655$
	5-7	$25,927 - j15,686$
	6-7	$6,224 - j3,229$
Рівень напруги в пунктах, кВ	1	105,164
	2	104,372
	3	113,581
	4	112,036
	5	108,197

Продовження табл. 3.27

1	2	3
Рівень напруги в пунктах, кВ	6	111,85
	7	112,644

Потужність балансуєного пункту на третій ітерації:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{БП}^{(3)} &= \dot{S}_{рез03}^{(3)} + \dot{S}_{рез07}^{(3)} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z03}^{(3)} + \Delta \dot{S}_{z07}^{(3)}) + Y_{бп} \cdot U_0^2 = \\ &= (29,192 - j \cdot 17,533) + (44,807 - j \cdot 26,185) + \\ &+ 0,5 \cdot ((0,161 - j \cdot 0,554) + (0,413 - j \cdot 1,422)) + \\ &+ j \cdot 184,8 \cdot 10^{-6} \cdot 115^2 = 74,286 - j \cdot 42,261 \text{ МВА.}\end{aligned}$$

Повні втрати потужності на третій ітерації:

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(3)} = \dot{S}_{БП}^{(3)} - \dot{S}_{\Sigma} = (74,286 - j \cdot 42,261) - (72 - j \cdot 42,554) = 2,286 + j \cdot 0,293 \text{ МВА.}$$

Зміна сумарних втрат потужності на третій ітерації:

$$\begin{aligned}\partial \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} &= \frac{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} - \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)}|}{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)}|} \cdot 100\% = \\ &= \frac{|(2,286 + j \cdot 0,293) - (2,28 + j \cdot 0,3)|}{|(2,28 + j \cdot 0,3)|} \cdot 100\% = 0,39\%.\end{aligned}$$

Оскільки зміни сумарних втрат потужності не перевищують 2%, розрахунок ітераційного процесу можна вважати завершеним. Результати розрахунку після аварійного режиму роботи наведені на рис. 3.6.

Результат розрахунку струмового навантаження представлений в табл. 3.28.

Таблиця 3.28 – Струмові навантаження після аварійного режиму роботи

Ділянка	Струмове навантаження, А	Максимально допустимий струм, А
1	2	3
0-3	86,009	610
0-7	131,614	610

Продовження табл. 3.28

					ДП6206.141.003 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		72

1	2	3
1-2	39,006	610
1-5	102,899	265
3-4	89,939	610
4-6	5,55	265
5-7	158,409	390
6-7	36,066	390

Оскільки, струмові навантаження ділянок не перевищують значення тривало допустимих струмів, можна зробити висновок, що перерізи проводів були обрані правильно.

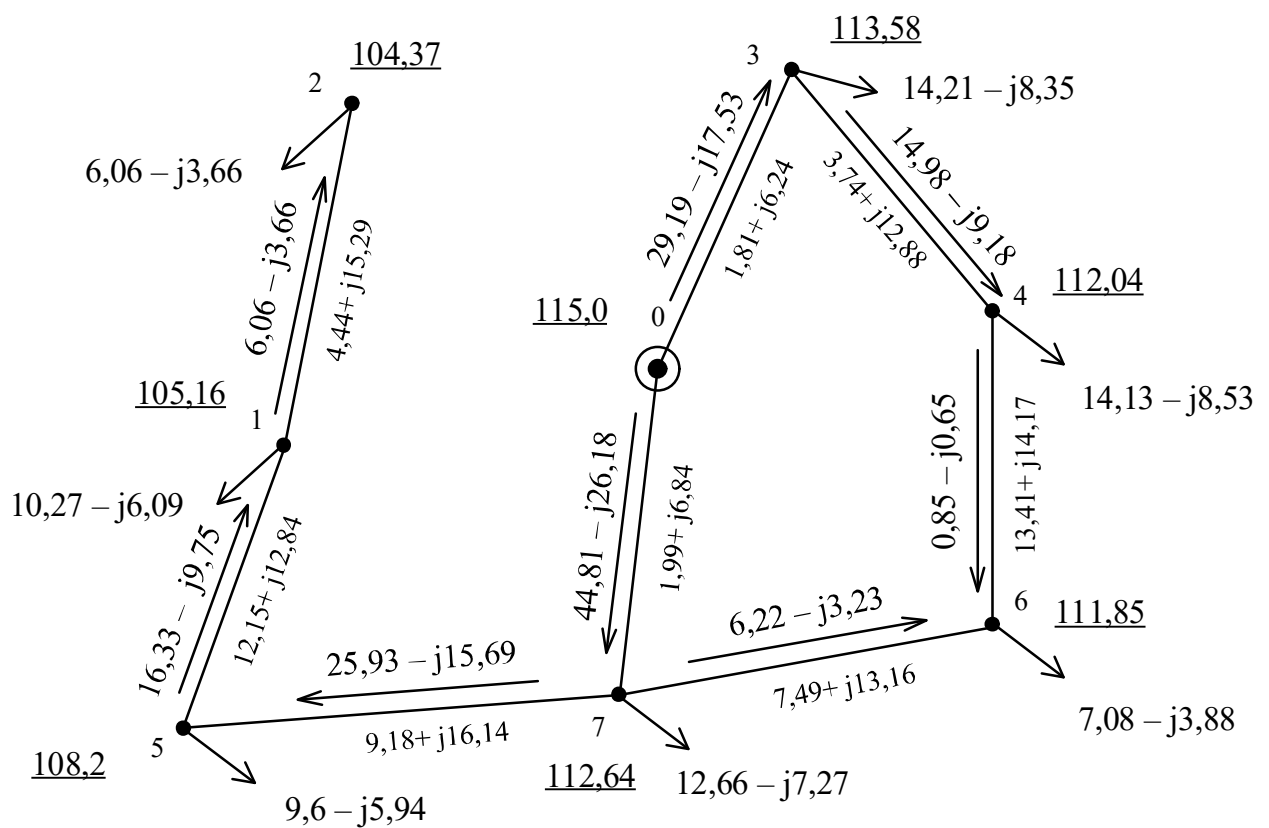


Рисунок 3.6 – Результат розрахунку післяаварійного режиму роботи

3.3 Вибір регулювальних відгалужень трансформаторів в режимі максимальних навантажень

Кількість витків для регулювання напруги на РПН 2-ох обмоткового трансформатора можна визначити за формулою [3]:

$$\omega_{ВЖ} = \frac{U_{ПН} U_{ТН}}{U_{ТВ} \cdot (U_{НДЖ})}$$

де $U_{ПН}$ - напруга на шинах НН, яка була приведена до ВН підстанції, кВ;

$U_{ТН}$ - номінальна напруга на обмотці НН, кВ;

$U_{ТВ}$ - номінальна напруга на обмотці ВН, кВ

Розрахункову ступінь регулювання РПН визначають за виразом:

$$U_{НН} = \frac{U_{ПН} U_{ТН}}{U_{ТВ} \cdot (1 + \omega_{В})}$$

де $\omega_{В}$ - відносне число регулювальних витків РПН, що припадають на один крок регулювання.

Результат отриманий в ході розрахунків округляється до ближчого дійсного числа та знаходять ступінь регулювання РПН, що є паспортною:

$$\omega_{В}^{СТ} = N_{В}^{СТ} \cdot \omega_{В0}$$

Реальна величина рівня напруги на шинах низької напруги:

$$U_{НН} = \frac{U_{ПН} U_{ТН}}{U_{ТВ} \cdot (1 + \omega_{В})}$$

					ДП6206.141.003 ПЗ	Арк.
						74
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для обмотки середньої напруги положення ПБЗ:

$$\omega_{СЖ} = \frac{U_{СЖ} U_{ТВ} \cdot (1 + \omega_B^{СТ})}{U_{ПС} U_{ТС}}$$

Реальний рівень напруги на шинах середньої напруги:

$$U_{CH} = \frac{U_{ПС} U_{ТС} \cdot (1 + \omega_c^{СТ})}{U_{ТВ} \cdot (1 + \omega_B^{СТ})}$$

Виконаємо вибір регулювальних відгалужень РПН і ПБЗ трансформаторів встановлених в пунктах схеми режиму максимальних навантажень та занесемо відповідні значення розрахованих параметрів до табл. 3.29

Таблиця 3.29 – Відгалуження РПН та ПБЗ трансформаторів

Пункт	N_B	N_C	$U_H, кВ$	$U_C, кВ$
1	-2	2	10,535	39,046
2	-1	-	10,567	-
3	-1	2	10,58	39,247
4	-2	1	10,667	38,535
5	-2	2	10,594	39,269
6	-2	2	10,514	39,038
7	-2	2	10,613	39,315

3.4 Вибір регулювальних відгалужень трансформаторів у післяаварійному режимі роботи мережі

Аналогічно розрахуємо регулювальні відгалуження засобів регулювання напруги трансформаторів для післяаварійного режиму роботи мережі. Результати занесемо до табл. 3.30.

Таблиця 3.30 – Вибір регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ

Пункт	N_B	N_C	$U_H, кВ$	$U_C, кВ$
1	-6	1	10,62	38,472
2	-6	-	10,655	-
3	-2	-3	10,571	34,545
4	-2	2	10,639	39,371
5	-4	2	10,592	39,291
6	-3	1	10,643	38,581
7	-2	2	10,52	38,975

Висновки до розділу

В даному розділі, на основі розрахунків L-схеми мережі, були проведені розрахунки основних режимів роботи мережі, а саме, коли схема перебуває в режимі максимальних навантажень та післяаварійному режимі роботи, за відключення ділянки 0-2. В результаті розрахунків, для кожного з режимів були знайдені основні параметри режиму: потоки потужностей по ділянках схеми, рівні напруг в пунктах та сумарні втрати потужності для мережі. Результати розрахунків представлені на рис. 3.3 та рис. 3.6 відповідно.

Обрані перерізи проводів ділянок були перевірені на відповідність допустимим струмовим навантаженням. Для трансформаторів був проведений розрахунок їх регулювальних можливостей, який показав, що можливості засобів регулювання напруги відповідають вимогам, як у нормальному режимі роботи мережі, так і у післяаварійному.

Всі вище зазначені пункти дають можливість зробити висновок, що режими роботи, відповідно до схеми електричної мережі, є допустимими та забезпечують надійність електропостачання.

4 АКТУАЛЬНІ ПИТАННЯ РОЗРОБКИ ТА ЗАСТОСУВАННЯ КОМПОЗИТНИХ ОПОР ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ

4.1 Призначення композитних опор

Лінії електропередачі (ЛЕП) – один з найважливіших елементів електричної системи, від надійності яких залежить безперебійність та надійність електропостачання споживачів усіх категорій. На параметри надійності впливають всі елементи, що входять до складу ЛЕП, такі як: міцність опор, стійкість до зовнішніх впливів та електрична міцність ізоляторів.

Останнім часом для будівництва повітряних ліній електропередавання високої напруги все більше застосовуються так звані композитні матеріали. Зокрема, для виготовлення опор та ізоляторів. Застосування композитних опор позитивно впливає на надійність та економічні показники електроенергетичних об'єктів.

Композитні опори повітряних ліній електропередавання (ПЛ) – це конструкції, виконані з армованих полімерних композитних матеріалів, призначені для утримання фазних проводів на заданій відстані від землі, та один від одного.

Опора будь-якої повітряної лінії – не просто будівельна конструкція, а елемент, що приймає на себе струми блискавки і короткого замикання, комбіновані електричні та механічні дії. При розробці композитних опор необхідно враховувати відмінність їх електричних параметрів від параметрів традиційних металевих і залізобетонних опор, які є повністю провідними [4]. Крім того, в даний момент практично відсутній досвід експлуатації композитних опор.

Саме тому, актуальним є дослідження ізоляційних властивостей матеріалу опори та її траверси, що може дозволити застосовувати нові рішення по блискавкозахисту ліній, в тому числі й більш прості, засновані на збільшенні електричної міцності фазної ізоляції [5].

					ДП6206.141.003 ПЗ	Арк.
						77
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4.2 Склопластик, як конструкційний матеріал для виготовлення опор

Найбільш ефективним діелектричним матеріалом для опор є склопластик (або базальтопластик), оскільки має високий питомий електричний опір (близький до показника скла), характеризується низьким тангенсом кута діелектричних втрат, має високу механічну міцність (на рівні металів). Важливою особливістю склопластику в порівнянні з монолітним склом і керамічними ізоляційними матеріалами є його еластичність і низька крихкість. Опори, виконані з композитних матеріалів допускають значно більші вигини під впливом несиметричних навантажень, ніж сталі та залізобетонні. Саме ця властивість композитних опор вказує на доцільність їх застосування в складних кліматичних умовах.

До переваг композитних опор слід віднести наступні фактори.

- Мала вага опор. Щільність склопластику в 3,5 – 4 рази менше щільності сталі. Отже, композитні опори мають суттєво меншу масу, в порівнянні зі сталевими аналогами (табл. 4.1). Ця властивість стає особливо важливою при спорудженні ЛЕП в важкодоступних районах (гориста місцевість, болота).

Таблиця 4.1 – Порівняння масогабаритних характеристик опор

Композитні опори		Дерев'яні опори	
Висота опор, м	Вага, кг	Висота опор, м	Вага, кг
8	38-45	8,5	180, 240, 320
9	42-66	9,5	200, 280, 380
11	57-92	11	240, 370, 460
12	68-110	12	300, 380, 530

- Спрощення зберігання і транспортування. Особливість такої конструкції опори в тому, що секції, з яких вона складається – порожнисті, це дає можливість зберігати і перевозити їх одну в іншій.

- Простота монтажу. Для встановлення опор з композитних матеріалів не потрібне застосування складних монтажних інструментів та важкої техніки.

- Не потребують технічного обслуговування в процесі експлуатації. Композитні опори не схильні до корозії, оскільки вони містять мінімум сталевих елементів, мають високу міцність та довговічність. Термін служби опор з композитних матеріалів знаходиться в діапазоні 65 – 80 років.

- Екологічність та вогнестійкість. Немає проблем з утилізацією опор, подібних дерев'яним, просочених креозотом.

- Хороші діелектричні властивості. Високовольтні опори, виконані зі склопластику чи базальтопластику є діелектриками з високим показником електричної міцності. Таким чином, сама опора є ізолятором в системі «провід-земля». Застосування композитних матеріалів в несучих конструкціях опор дозволяє спростити конструкцію всієї опори і відмовитися від застосування ізоляторів, замінивши їх ізоляційними траверсами також з композитного матеріалу. Використання ізолюючих траверс дозволяє пропонувати конструкції опор що суттєво зменшують ширину траси ПЛ. Траса одноланцюгової ПЛ 220 кВ із використанням композитних опор з ізоляційними траверсами може бути на 15-40% вужче траси ПЛ на звичайних опорах. У разі вертикального розташування проводів на опорі ці значення можуть сягати 70 % [6].

4.3 Досвід використання композитних опор

За кордоном композитні опори застосовуються для спорудження мереж зовнішнього освітлення, а також розподільних мереж низького, середнього і високого класу напруги. Технологія виробництва опор зі склопластику забезпечує конструкціям певну міцність і стійкість до зовнішніх впливів.

У Росії основою для опор 110-220 кВ та вище послужили стійки канадського виробництва, які ґрунтуються на склопластикових опорах RStandart. Приклад такої опори зображений на рис. 4.1. Перевага композитних опор полягає у використанні довговічних, швидкокомтованих стійок зі склопластику. У свою чергу, техніко-економічний аналіз зводиться до доведення ефективності їх застосування.

					ДП6206.141.003 ПЗ	Арк.
						79
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

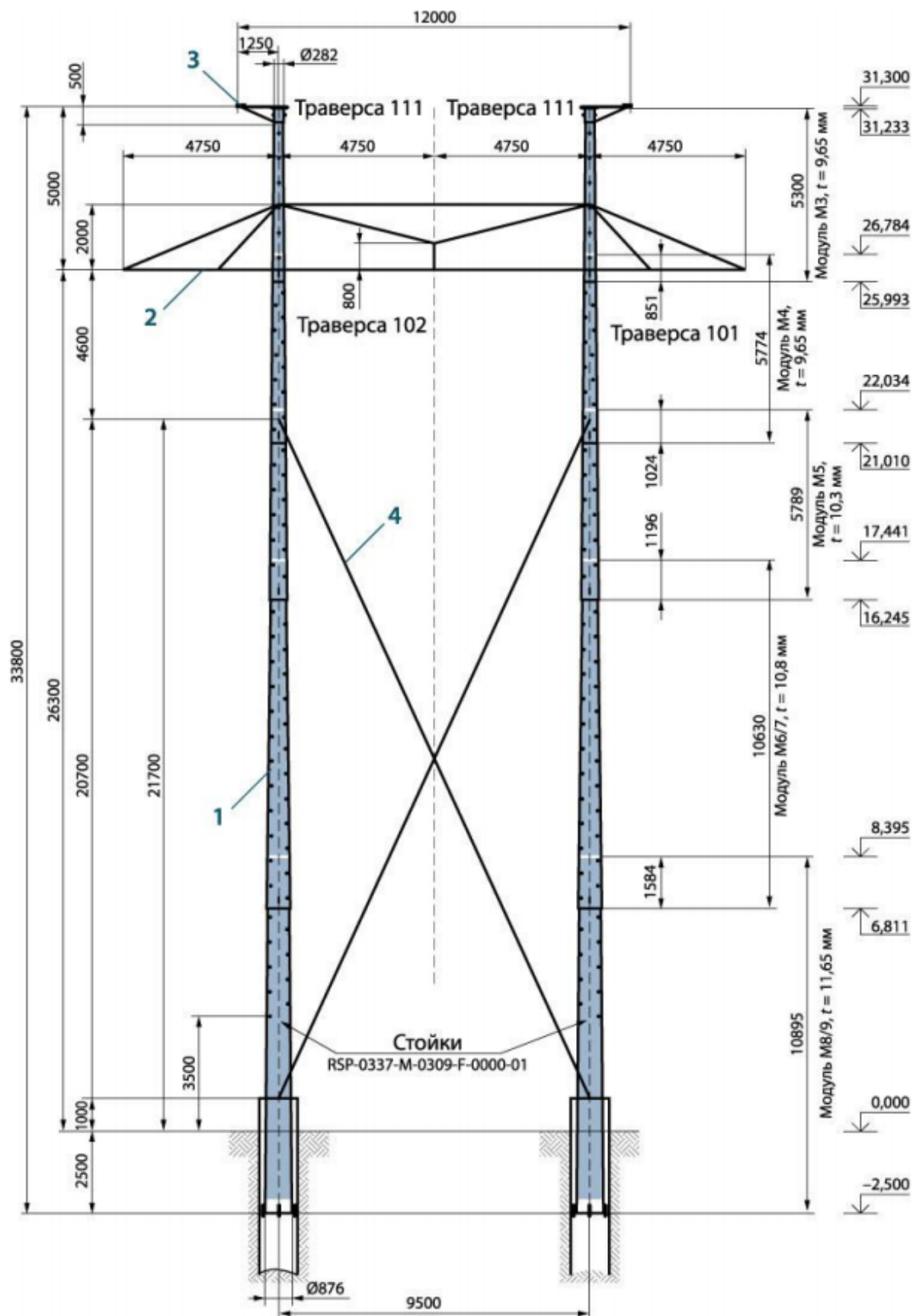


Рисунок 4.1 – Опора типу RStandart

					ДП6206.141.003 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		80

Проблематика ефективності застосування композитних опор розкривається при розгляді надійності і терміну експлуатації всіх елементів опори, включаючи металеві. Спроби підвищити одні технічні показники можуть призвести до зниження інших і загальному незадовільного результату. Це особливо актуально з огляду на перспективи застосування даних опор для будівництва відповідальних ділянок ЛЕП.

Оскільки застосування та впровадження композитних опор тільки набуває свого розвитку, то проблемою їх використання виступає висока вартість виробництва. Тому, актуальні питання, розв'язок яких дозволить більш ефективно використовувати даний тип опор – це вирішення проблеми собівартості виробництва композитних опор, а також, більш детальне дослідження електричного впливу на конструкцію.

Слід зазначити, що досить висока вартість виробництва опори компенсується малими витратами на експлуатацію, а схожість діелектричних властивостей композитної опори з дерев'яною – полегшує процес впровадження опори, з урахуванням існуючих технічних та електричних вимог.

У Росії були спроектовані ескізи проміжних опор одноланцюгової ПЛ 220 кВ з ізолюючої стійкою та наявністю грозозахисного тросу.

На рис. 4.2 представлений ескіз опори зі змішаним розташуванням фаз. Відстань між проводами ПЛ складає 5 м, що визначає ширину коридору лінії. Висота опори становить 23 м при висоті підвісу проводу в 14 м.

Ескіз опори з вертикальним розташуванням фаз зображений на рис. 4.3. Висота опори становить 27 м. Розрядна довжина ізоляційного проміжку «провід-спуск» становить 3,25 м.

Слід зазначити, що у перспективних конструкціях опор величина координуючого розрядного проміжку «провід-спуск» може бути збільшена; металеві елементи ізоляційної частини опори можуть виконуватися композитними; заземлювальний спуск може бути поміщений всередину стійки, що має поліпшити експлуатаційні характеристики ліній.

					ДП6206.141.003 ПЗ	Арк.
						81
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

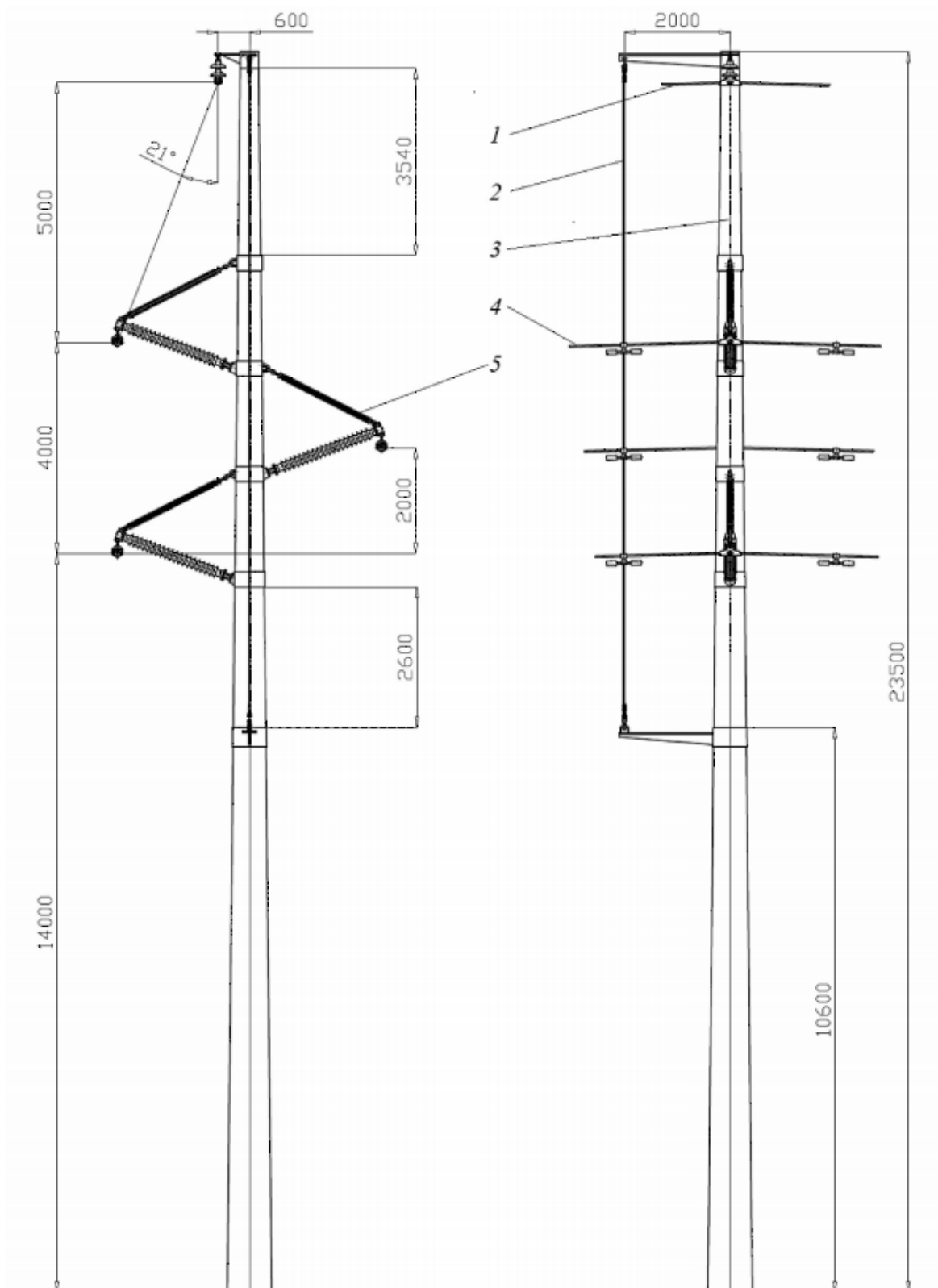


Рисунок 4.2 – Опора з ізолюючою стійкою та змішаним розташуванням фаз для одноланцюгової ПЛ 220 кВ: 1 – грозозахисний трос; 2 – заземлюючий спуск троса; 3 – ізоляційна композитна стійка; 4 – фазний провід; 5 – консольна ізоляційна траверса

					ДП6206.141.003 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		82

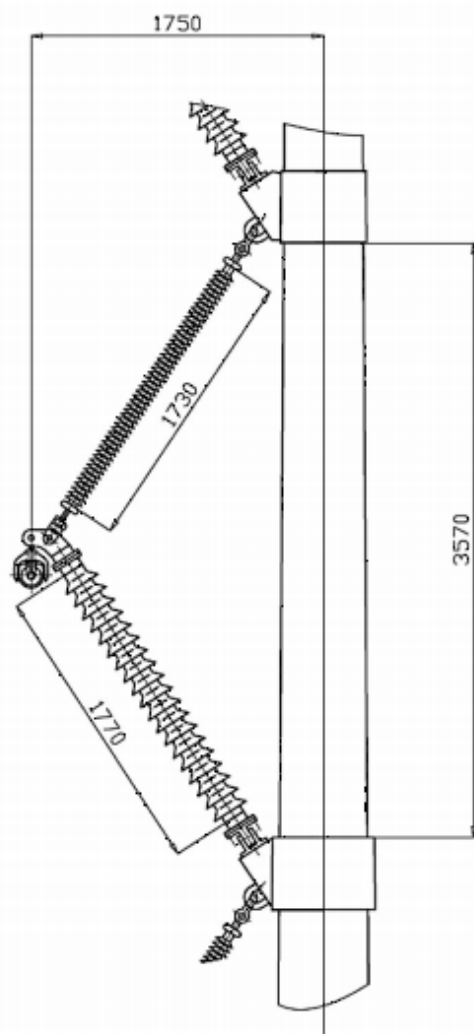
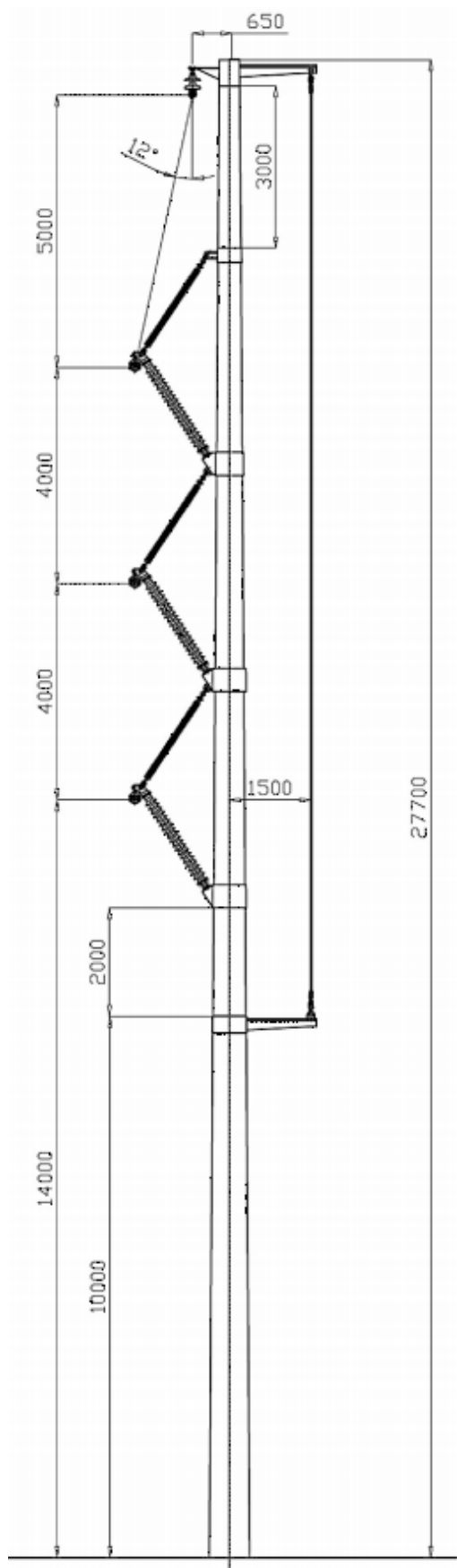


Рисунок 4.3 – Опора з ізолюючою стійкою та вертикальним розташуванням фаз для одноланцюгової ПЛ 220 кВ.

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

ДП6206.141.003 ПЗ

Арк.

83

Габаритні розміри ізолюючої траверси опори зі змішаним розташуванням фаз представлені на рис. 4.4. Довжина проміжку «провід-спуск» за такої конструкції становить 2,5 м.

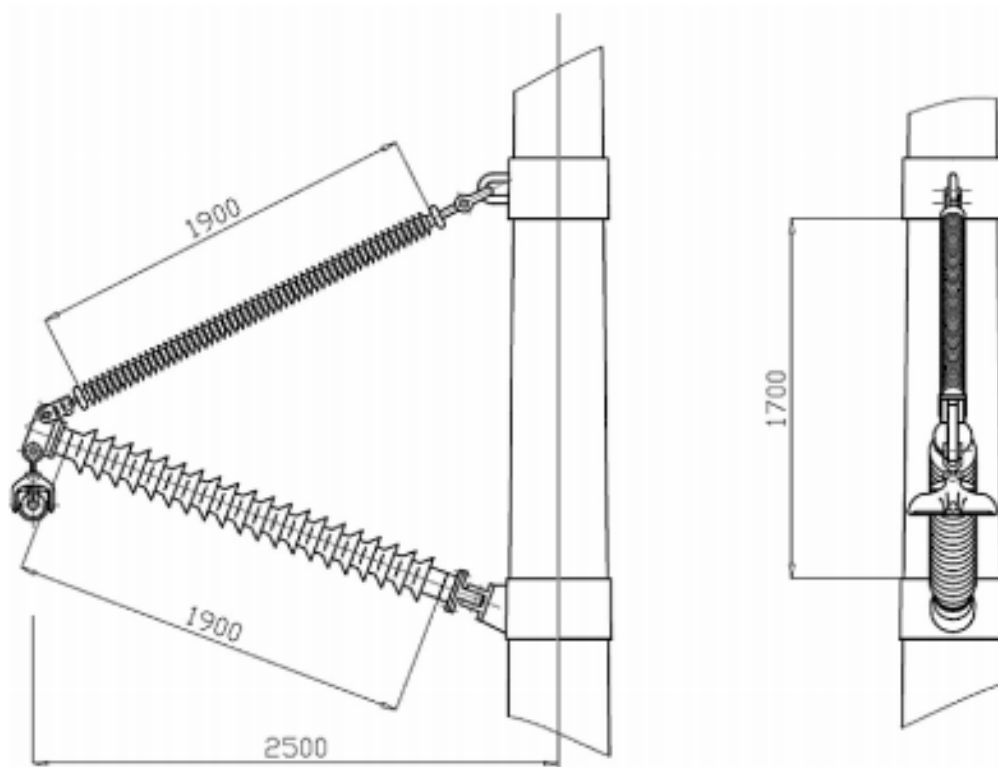


Рисунок 4.4 – Ізоляційна траверса опори 220 кВ зі змішаним розташуванням фазних проводів.

Для отриманих варіантів опор проведені порівняльні розрахунки блискавкозахисту. Результати оцінки ураження опори блискавкою з виникненням зворотнього перекриття представлені у відносних одиницях на рис. 4.5 [6]. На даному рисунку зображені опори різних конструкцій, а також, під кожною опорою вказана кількість відключень від зворотнього перекриття, у відносних одиницях.

Опори з ізолюючими траверсами та ізолюючої композитною стійкою при винесеному спуску мають менші габаритні розміри, а за параметрами ізоляції і грозозахисту можуть зрівнятися або навіть перевершити традиційні опори. Траса одноланцюгової ПЛ 220 кВ з ізолюючою композитною опорою може бути на 44% вужче траси традиційної ПЛ. До того ж, у разі вертикального розташування проводів на ізоляційній опорі, ці значення можна покращити до 70%.

Крім того, при використанні композитних опор стійка забезпечує достатню ізоляційну відстань від троса до проводів, що дозволяє відмовитися від заземлення троса на частині опор та від жорсткого нормування опор заземлення. У деяких обґрунтованих випадках можлива відмова від облаштування заземлення опори, незважаючи на наявність грозозахисного троса.

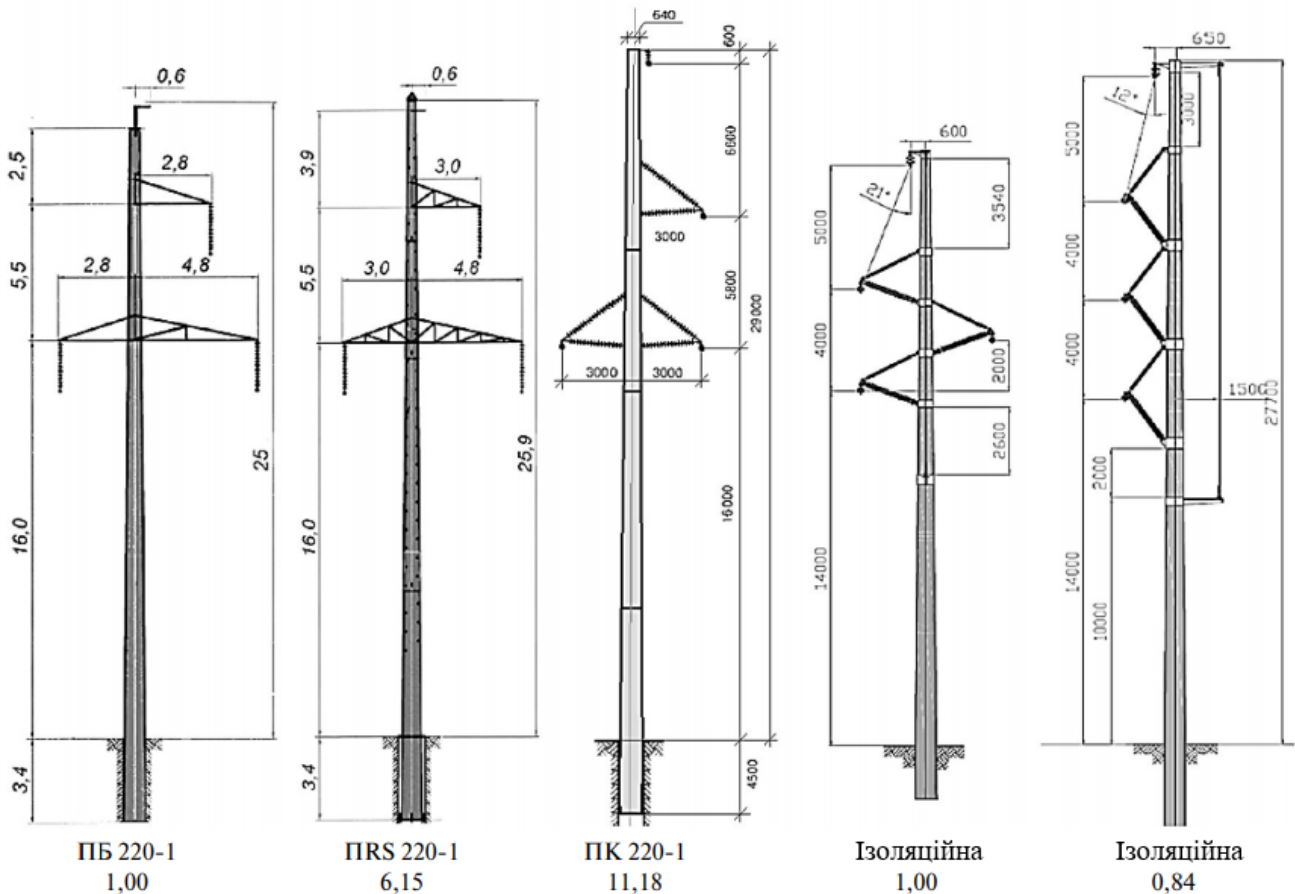


Рисунок 4.5 – Порівняння відключень опор різних конструкцій

4.4 Проблеми використання діелектричних властивостей

Використання композитних матеріалів для опор ПЛ 110-750 кВ, виконаних за аналогією з традиційними, диктує необхідність уточнення електричних параметрів опори, що впливають на грозозахист і роботу ізоляції. Традиційно всі розрахунки опор виконуються, виходячи з умови використання електропровідних матеріалів, що визначає вимоги до габаритів та до обмеження перенапруг [4].

Проблема у використанні ізолюючих властивостей композитних опор полягає в тому, що грозозахисний трос і можлива наявність металевих кріплень та траверс визначають необхідність виконання заземлення. Іноді заземлення організовано через внутрішні металеві зв'язки стійок. Перебіг струмів КЗ і струмів блискавки через внутрішні зв'язки в поєднанні з серйозними механічними навантаженнями може негативно позначатися на експлуатаційних характеристиках. Зовнішнє заземлення також виконують окремим спуском, який як і в попередньому випадку, має велику індуктивність, порівняно з залізобетонними та металевими опорами (де все тіло опор провідне). Тому, необхідно розглядати традиційні опори ПЛ не тільки в якості будівельних конструкцій, а й як електричні елементи електричної мережі, що, в свою чергу, для композитних опор є особливо істотним.

Порівняння композитних опор базових конструкцій залізобетонних опор показують, що ймовірне число грозових вимкнень лінії від зворотного перекриття, при застосуванні ізоляційних опор, вище. Основною причиною є висока індуктивність проміжку між траверсою та землею

Через високу індуктивність стійки композитної опори, при стандартній імпульсній міцності ізоляції, влучення блискавок значно частіше призводить до зворотного перекриття фазної ізоляції. Наприклад, для ПЛ 110 кВ на композитних опорах необхідно застосувати 11-14 ізоляторів (замість 7), а для ПЛ 220 кВ може знадобитися 20 ізоляторів (для звичайних опор 11-14) для досягнення того ж рівня блискавкозахисту, як на стандартних опорах. ПЛ з використанням композитних опор можуть відключатися в 2-3 рази частіше аналогічних ПЛ з традиційними опорами [5].

Результати розрахунків, згідно [5] представлені на графіках у вигляді залежності числа відключень на 100 кілометрів і 100 грозових годин (рис. 4.6). При низьких опорах заземлення опор число відключень зростає в середньому до 2 разів для ліній з композитними опорами типу RS. Найбільший інтерес викликає блискавкозахист ліній 220 кВ.

					ДП6206.141.003 ПЗ	Арк.
						86
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Варто відмітити, що використання двох захисних тросів на 45% зменшує число відключень. Проте, для ліній 330 кВ число відключень зростає майже в 2 рази при всіх нормованих опорах заземлення.

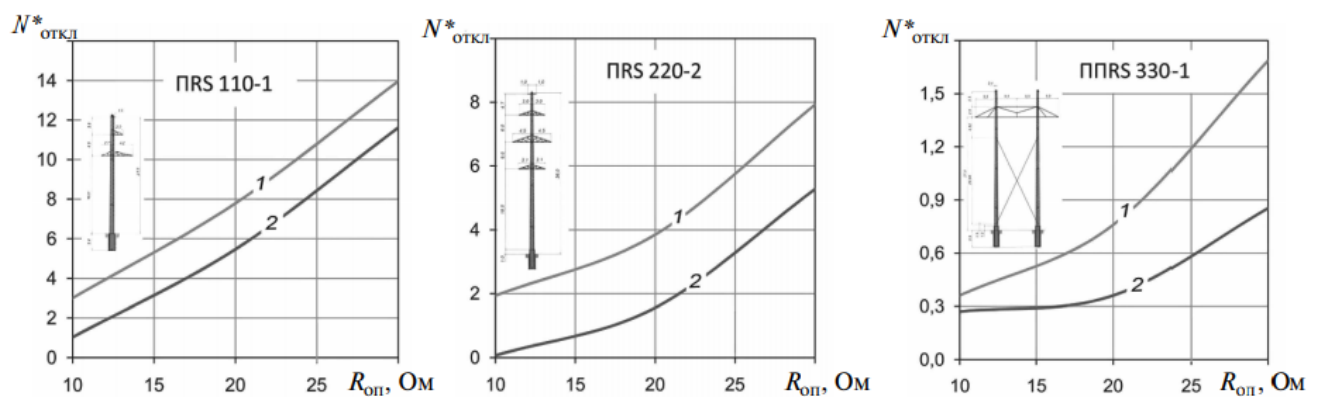


Рисунок 4.6 – Порівняння числа відключень для ЛЕП: 1 – композитні опори типу PRS та ППРС; 2 – аналогічні за конструкцією традиційні опори

Результати попереднього вивчення блискавкозахисту для опор ЛЕП 110 та 220 кВ представлені на рис. 4.7

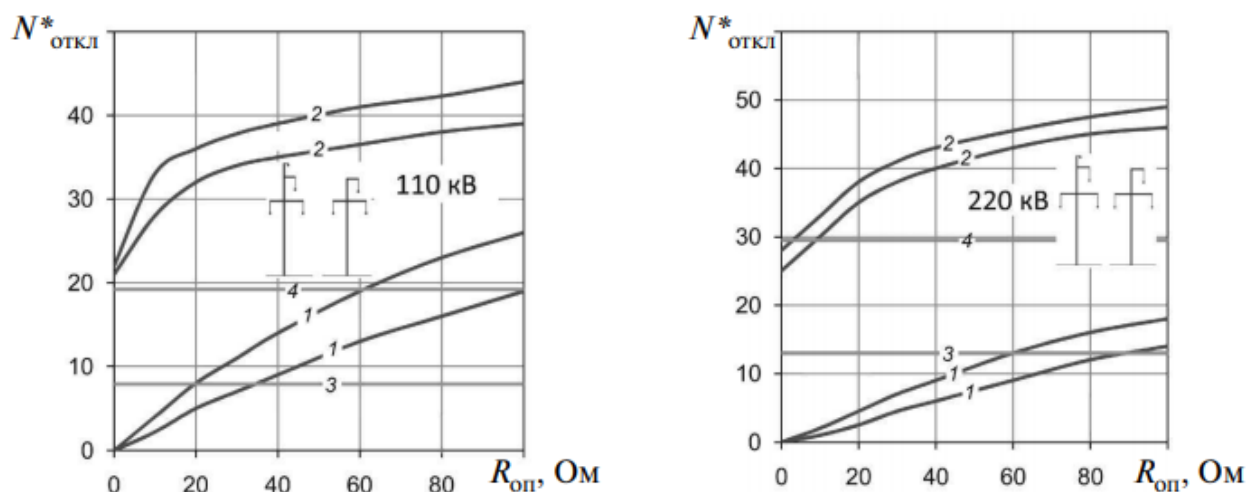


Рисунок 4.7 – Залежність параметру відключень від опору заземлення: 1 – традиційні опори з тросом; 2 – традиційні без троса; 3 – композитні опори з незаземленим тросом; 4 – композитні опори без троса

Підвищення рівня блискавкозахисту ПЛ може бути досягнуто шляхом використання ізоляційних властивостей опори і особливої конструкції заземлюючого спуску. Одна з пропозицій (дослідження проводяться в Китаї) – використовувати заземлювальний спуск троса, змонтований на віддаленні від опори (рис. 4.8) [5]. При такому виконанні заземлюючого спуску імпульсна міцність ізоляції ПЛ визначається проміжком «провід-спуск» по повітрю, а не значно нижчими розрядними характеристиками полімерних траверс і гірлянд ізоляторів.

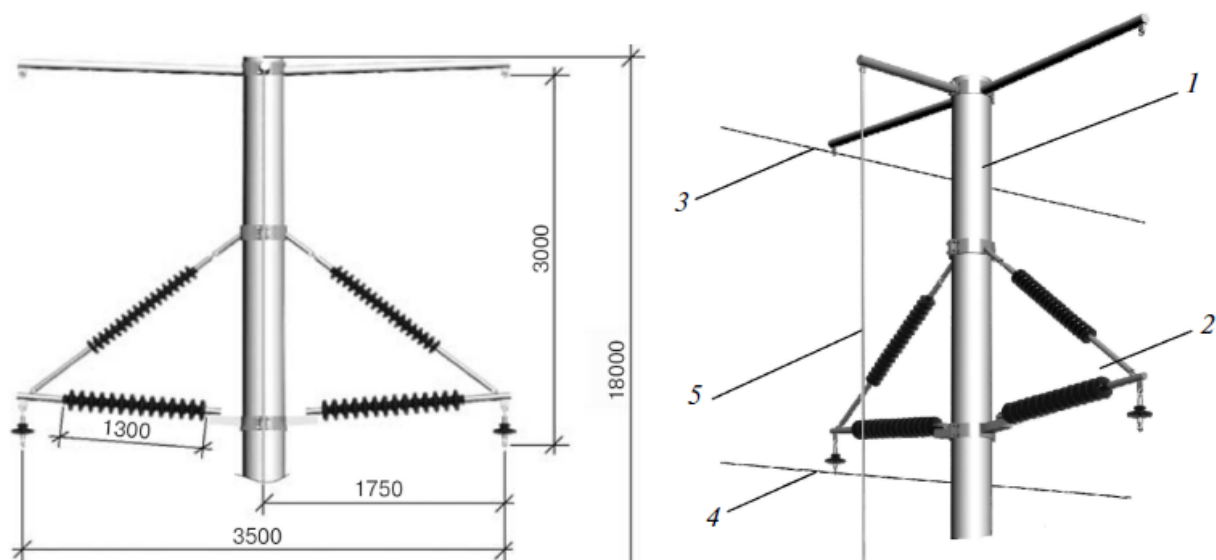


Рисунок 4.8 – Композитна опора з особливою конструкцією заземлюючого троса: 1 – композитна ізоляційна стійка; 2 – ізоляційна траверса; 3 – грозозахисний трос; 4 – фазний провід; 5 – заземлюючий спуск троса

За результатами досліджень визначено, що блискавкозахист ПЛ з композитними опорами розглянутої конструкції на 58% вище, ніж у ПЛ з аналогічними сталевими опорами.

Також, актуальним є застосування ізоляційних опор на ПЛ з грозозахисними тросами в місцевості з локальним підвищенням питомого опору ґрунту. Забезпечити прийнятний опір заземлення для традиційної опори, встановленої, наприклад, на скелі, вельми складно. Більш того, будь-яка металева заземлена опора, що височіє над навколишніми об'єктами, стягує на себе грозові розряди. Тради-

ційно для захисту ізоляції в цьому випадку використовують засоби обмеження перенапруги (ОПН), але часто це не вирішує проблеми. Приклад обладнання ізоляційної траверси засобами ОПН на основі розробок компанії «Фенікс88» зображено на рис. 4.9.

Інший підхід полягає в тому, що в композитних опорах стійка забезпечує достатню ізоляційну відстань від троса до проводів, що дозволяє відмовитися від заземлення троса на частині опор і від жорсткого нормування заземлення. Використання композитних матеріалів в конструкції опори дозволяє створити повністю ізоляційні опори. Повітряні ЛЕП з такими оптимізованими за конструкцією опорами мають переваги у блискавкозахисті.



Рисунок 4.9 – Обладнання ізоляційних траверс засобами ОПН

4.5 Перспективи використання композитних опор

Традиційно всі опори для ПЛ виконуються провідними. Це визначає конструктивні особливості, пов'язані з ізоляцією. Грозозахисні троси на таких опорах підлягають обов'язковому заземленню, а до заземлювального пристрою висувуються жорсткі вимоги за величиною електричного опору.

					ДП6206.141.003 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		89

Зазвичай всі розрахунки опор виконуються, виходячи з умови використання електропровідних матеріалів, що визначає вимоги до габаритів і до обмеження впливають навантажень. Для ефективного застосування даного типу опор необхідно використовувати не тільки масогабаритні, а й електрофізичні переваги композитних матеріалів і створити повністю ізоляційні опори [4].

Оцінюючи загальні тенденції, можна зробити висновок, що перспективним є використання базальтового композиту, який при схожій вартості є головним конкурентом склопластику за механічною міцністю, хімічною стійкістю та довговічністю.

Крім того, базальт є матеріалом для виробництва інших виробів, що застосовуються для спорудження повітряних ліній, наприклад ізоляторів, що поєднують в собі електрофізичні переваги скляних і масогабаритні полімерних.

Ізоляційні властивості матеріалу дозволяють застосовувати нові рішення по блискавкозахисту ліній, в тому числі й більш прості, засновані на збільшенні електричної міцності фазної ізоляції.

Необхідним є врахування зміни електричних параметрів ділянок лінії, таких як хвильовий опір, ємність, індуктивність, рівні допустимих перенапруг, напруженість електричного і магнітного полів.

Необхідно забезпечити коректну роботу систем релейного захисту та автоматики (РЗА) при установці на лінії композитних опор з новим видом ізоляції. Винос потенціалу землі на стійку потрібно для заземлення троса і зниження числа міжфазних замикань на опорі.

Кількість металевих елементів на композитних опорах має бути мінімальним, застосовуватися тільки для забезпечення необхідного рівня блискавкозахисту і коректної роботи ізоляції. Траверси опор повинні бути ізоляційними.

Одна з особливостей конструкцій на основі композитних матеріалів – їх висока еластичність. Хоча, висока еластичність композитних конструкцій дозволяє уникнути будь-яких залишкових деформацій, для високих опор дана особливість може бути негативною.

					ДП6206.141.003 ПЗ	Арк.
						90
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Висновки до розділу

З'ясовано, що застосування композитних матеріалів для опор ПЛ 110-750 кВ, виконаних за аналогією з традиційними, диктує необхідність уточнення електричних параметрів опори.

Суттєві відмінності електричних параметрів опор з нових матеріалів від параметрів аналогічних за призначенням традиційних опор, визначають необхідність додаткових досліджень та адаптування існуючих методик та норм щодо коректного визначення таких експлуатаційних властивостей ПЛ, як грозоупорність та електрична міцність ізоляції.

Показано, що все ще актуальним є розробка технічних рішень щодо відомих проблем експлуатації композитних опор з метою підвищення надійності та безпеки експлуатації електричних мереж. При цьому, розглядати опори слід не тільки як будівельні конструкції, але і як електротехнічні елементи мережі.

					ДП6206.141.003 ПЗ	Арк.
						91
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВКИ

В даному дипломному проекті був здійснений вибір оптимальної конфігурації схеми мережі, шляхом техніко-економічного порівняння двох обраних варіантів схем. Капіталовкладення оптимального варіанту складає 151 245,536 тис. грн. Для мережі були розраховані відповідні режимні параметри та проведені перевірки допустимості рівнів напруг в пунктах та струмів.

На основі розрахунку параметрів схеми заміщення електричної мережі здійснено ітераційний розрахунок режимів роботи РЕМ, а саме, коли схема перебуває в режимі максимальних навантажень та післяаварійному режимі роботи. Для кожного з режимів були знайдені основні параметри режиму: потоки потужностей по ділянках схеми, рівні напруг в пунктах та сумарні втрати потужності для мережі. Обрані перерізи проводів ділянок були перевірені на відповідність допустимим струмовим навантаженням. Для трансформаторів був проведений розрахунок їх регулювальних можливостей.

Всі вище зазначені пункти дають можливість зробити висновок, що режими роботи, мережі забезпечують надійність електропостачання.

В ході виконання розділу, присвяченого актуальності застосування композитних опор було з'ясовано, що суттєві відмінності електричних параметрів опор з композитних матеріалів від параметрів традиційних опор, визначають необхідність додаткових досліджень щодо відомих проблем експлуатації композитних опор з метою підвищення надійності та безпеки експлуатації електричних мереж. При цьому, розглядати опори слід не тільки як будівельні конструкції, але і як електротехнічні елементи мережі.

					ДП6206.141.003 ПЗ	Арк.
						92
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Методичні вказівки до виконання курсового проекту «Районні електричні мережі» (Частина 1) з дисципліни «Електричні мережі та системи» для студентів 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» усіх форм навчання / Укладачі: В.М. Сулейманов, В.В. Чижевський, О.М. Янковська. – К.: НТУУ «КПІ», 2009. – 96 с.
2. Методичні вказівки до виконання курсового проекту «Районні електричні мережі» (Частина 2) з дисципліни «Електричні мережі та системи» для студентів і студентів-іноземців напряму підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» усіх форм навчання / Укладачі: В.М. Сулейманов, В.В. Чижевський, О.М. Янковська. – К.: НТУУ «КПІ», 2009. – 92 с.
3. Методичні вказівки до виконання дипломного проекту освітньо-кваліфікаційного рівня «бакалавр» з тематики районних електричних мереж/ В.М. Сулейманов, В.В. Чижевський – К: ІВЦ «Видавництво Політехніка», 2007.– 100 с.
4. Бочаров Ю.Н., Жук В.В. Композитные опоры. Перспективы применения для ВЛ 110-750 кВ // Новости Электротехники. – 2012, №1(73). - С. 22-25.
5. Бочаров Ю.Н., Жук В.В. Грозоупорность воздушных ЛЭП высокого напряжения с композитными опорами // Научно-технические ведомости Санкт-Петербургского государственного политехнического университета. – 2013, №1. - С. 80-83.
6. Бочаров Ю.Н., Жук В.В., Пыльнева А.И. Компактные композитные опоры с изолирующими стойками для высоковольтных воздушных линий // Научно-технические ведомости Санкт-Петербургского государственного политехнического университета. – 2014, №4(204). - С. 7-11

					ДП6206.141.003 ПЗ	Арк.
						93
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Власник документу:
приховано налаштуваннями конфіденційності

ID перевірки:
1003669912

Дата перевірки:
31.05.2020 20:34:10 EEST

Тип перевірки:
Doc vs Library + My Database

Дата звіту:
31.05.2020 21:53:43 EEST

ID користувача:
41934

Назва документу: ДП Кривохижа

ID файлу: 1003683949 Кількість сторінок: 93 Кількість слів: 16445 Кількість символів: 105025 Розмір файлу: 2.97 MB

15% Схожість

Найбільша схожість: 4.23% з джерело бібліотеки. ID файлу: 1000065620

Не знайдено жодних джерел з Інтернету

10.3% Текстові збіги по Бібліотеці акаунту

835

Page 95

2.26% Цитат

Цитати

7

Page 96

Не знайдено жодних посилань

0% Вилучень

Вилучений текст відсутній

Підміна символів

Заміна символів

351