

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»
ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГОТЕХНІКИ ТА АВТОМАТИКИ
(повна назва інституту/факультету)
КАФЕДРА ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ТА СИСТЕМ
(повна назва кафедри)

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

(підпис) **В.В.Кирик**
(ініціали, прізвище)
“ ____ ” ____ 20__ р

Дипломний проект

на здобуття ступеня бакалавра

зі спеціальності (спеціалізації) 141 Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка, освітня програма (спеціалізація) Електричні системи і мережі
на тему: Повітряна лінія ПЛ 110кВ

Виконав : студент IV курсу, групи ЕС-зпб1
(шифр групи)

Білотіл Володимир Володимирович
(прізвище, ім'я, по батькові) (підпис)

Керівник асистент Богомолова О.С.
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали) (підпис)

Консультант _____
(назва розділу) (посада, вчене звання, науковий ступінь, 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)

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

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра електричних мереж та 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)

«__» _____ 20__ р.

**ЗАВДАННЯ
на дипломний проект студенту**

Білотілу Володимиру Володимировичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту Повітряна лінія ПЛ 110кВ

керівник проекту Богомолова Оксана Сергіївна

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від «_28_»_квітня_ 2020 р. №1050-с_

2. Строк подання студентом проекту 11.06.2020 р.

3. Вихідні дані до проекту: ситуаційний план мережі 110кВ з даними по навантаженості пунктів, масштабом, деякими розрахунковими величинами, з характеристикою місцевості та типу споживачів.

4. Зміст (дипломної роботи) пояснювальної записки (перелік завдань, які необхідно розробити)

- 1) формування 6 варіантів схем по пунктах;
 - 2) вибір трансформаторів на ПС;
 - 3) визначення поточкорозподілу в L-схемі;
 - 4) вибір оптимальних перетинів ліній;
 - 5) розрахунок величин Z-схеми заміщення;
 - 6) режими роботи мережі при максимальних навантаженнях та в післяаварійному режимі;
 - 7) вибір відгалужень РПН та ПБЗ;
 - 8) аналіз профілю і шаблону мережі, кріплень проводів.
5. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу (із зазначенням обов'язкових креслеників, плакатів, презентацій тощо)
- 1) Принципова схема районної електричної мережі 110кВ;
 - 2) Порівняння оптимальних конфігурацій електричних схем 110кВ;
 - 3) Розрахунок режимів роботи проектованої районної мережі 110кВ;
 - 4) Повздовжній профіль ПЛ. Підвіси ПЛ.
6. Дата видачі завдання 10.02.2020

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту	Строк виконання етапів проекту	Примітка
1	Огляд ситуаційного плану. Розрахунок методу граничних моментів потужності. Визначення типу трансформаторів на ПС.	10.02 - 4.03	
2	Визначення поточкорозподілу L-схеми для двох варіантів, визначення струмового навантаження та оптимальних перерізів ліній. Техніко-економічний розрахунок.	5.03 - 24.03	
3	Вибір однієї кращої схеми. Її перевірка за 1 та 2 післяаварійними режимами. Формування Z-схеми.	25.03 - 9.04	
4	Усталений та ітераційний розрахунок режиму максимальних навантажень та післяаварійного режиму.	10.04 - 4.05	
5	Визначення відгалужень РПН та ПБЗ. Опис профілів та шаблонів проєктованих ЛЕП-110кВ.	5.05 - 24.05	
6	Формування висновків та оформлення пояснювальної записки та графічної частини дипломного проекту	25.05 - 11.06	

Студент

(підпис)

В.В.Білотіл

(ініціали, прізвище)

Керівник проекту

(підпис)

О.С.Богомолова

(ініціали, прізвище)

Пояснювальна записка до дипломного проекту

на тему: «Повітряна лінія ПЛ 110кВ»

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

№ з/п	формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	примітка
1	A4		Завдання на дипломний проект	1	
2	A4	ДП.5129.141.002.ПЗ	Пояснювальна записка	75	
3	A1	ДП.5129.141.002.ТК	Принципова схема районної електричної мережі 110кВ	1	
4	A1	ДП.5129.141.002.ТК	Порівняння оптимальних конфігурацій електричних схем 110кВ	1	
5	A1	ДП.5129.141.002.ТК	Розрахунок режимів роботи проектованої районної мережі 110кВ	1	
6	A1	ДП.5129.141.002.ТК	Повздовжній профіль ПЛ. Підвіси ПЛ.	1	

РЕФЕРАТ

Обсяг: 75 сторінок машинописного тексту.

Ілюстрацій: 23. Таблиць: 38.

Дипломний проект на здобуття ступеня бакалавра складається з двох частин: пояснювальної записки ПЗ та технічних креслень ТК. ТК представлені як 4 листа формату А1 з відповідними планами.

Метою виконання роботи є створення електричної мережі напругою 110кВ на основі існуючих на ситуаційному плані пунктів забезпечення потужності. Проектована схема повинна забезпечувати умови надійності, економічності, якості електроенергії, можливості розвитку під час її реалізації.

Тому для вирішення даної задачі найкращим для застосування визнаний принцип формування, розрахунку та порівняння можливих варіантів конфігурацій електричної мережі. Результатом дослідження стане одна максимально оптимальна схема, яка буде перевірена за технічним та економічним параметрам.

На повздовжньому профілі ПЛ 110 кВ виконане розставлення опор за допомогою побудованого шаблону. Зображено схема кріплення проводів та обхід шлейфу на опорах. Також обрано натяжний та підтримуючий підвіс для проводу АС-240/32.

ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, СХЕМА, КОНФІГУРАЦІЯ,
ПОТОКОРОЗПОДІЛ, СТУМОВЕ НАВАНТАЖЕННЯ, МЕТОД
РОЗРАХУНКУ, РЕЖИМ, ТРАНСФОРМАТОР, ЛІНІЯ, ПЕРЕРІЗ, РІВЕНЬ
НАПРУГ.

					ДП.5129.14.1.002.ПЗ	Арк.
						6
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ABSTRACT

Size: 75 pages of typewritten text.

Illustration: 23. Table: 38.

Diploma project on the success of the studio bachelor with two parts: an explanatory note to the software and technical drawings of the TC. TC is presented as 4 list of A1 format with available plans.

The purpose of the work is to create a 110 kV electrical network on the basis of existing situational power points. The designed scheme should provide conditions of reliability, economy, quality of the electric power, possibilities of development during its realization.

Therefore, to solve this problem, the best principle for application is the formation, calculation and comparison of possible configurations of the electrical network. The result of the study will be one of the most optimal scheme, which will also be subject to verification of technical and economic parameters.

On constant use, a 110 kV OHL of the produced resistance was used to make a template. The scheme of fastening of wires and bypass of a loop on supports is shown. Tension and support suspensions for the AC-240/32 wire were also selected.

ELECTRICAL NETWORK, SCHEME, CONFIGURATION, CAPACITY FLOW, LOAD CURRENT, CALCULATION METHOD, REGIME, TRANSFORMER, LINE, SECTION, VOLTAGE LEVEL.

					ДП.5129.141.002.ПЗ	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ	10
ВСТУП	11
1 ВАРІАНТИ СХЕМАТИЧНОГО ВИКОНАННЯ РАЙОННИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ	12
1.1 Загальні вимоги до розробки схем.....	12
1.2 Метод граничних моментів потужностей.....	13
Висновки до розділу	17
2 ЗНАЧЕННЯ ПЕРЕТОКІВ ПОТУЖНОСТЕЙ ПО ДІЛЯНКАХ ЗАМКНЕНИХ МЕРЕЖ.....	18
2.1 Облаштування пунктів підстанцій понижаючими трансформаторами.	18
2.2 Розрахунок L-схеми мережі	19
Висновки до розділу	24
3 СПІВСТАВЛЕННЯ КОНФІГУРАЦІЙ ЗА ТЕХНІЧНИМИ ТА ЕКОНОМІЧНИМИ КРИТЕРІЯМИ.....	25
3.1 Розрахунок перерізів повітряних ліній 110кВ за струмовими навантаженнями ділянок	26
3.2 Визначення номінальних марок проєктованих ЛЕП.....	27
3.3 Перевірка оптимальних систем за регульовальними і режимними обмеженнями по першій групі післяаварійних режимів.....	30
3.4 Друга група післяаварійних режимів роботи	34
Висновки до розділу	38

4	ФОРМУВАННЯ Z-СХЕМИ ЗАМІЩЕННЯ. ПІДГОТОВКА ДО ІТЕРАЦІЙНИХ ОБЧИСЛЕНЬ	39
	Висновки до розділу	45
5	МЕТОДИ ІТЕРАЦІЙНИХ ОБЧИСЛЕНЬ РЕМ. ЕЛЕКТРИЧНИЙ РОЗРАХУНОК РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ	46
5.1	Розрахунок Z-схеми режиму максимальних навантажень	46
5.2	Ітераційний розрахунок режиму максимальних навантажень	48
5.3	Розрахунок Z-схеми післяаварійного режиму	56
5.4	Ітераційний розрахунок післяаварійного режиму	58
	Висновки до розділу	64
6	ВИБІР РЕГУЛЮВАЛЬНИХ ВІДГАЛУЖЕНЬ РПН ТА ПБЗ	65
	Висновки до розділу	68
7	ОСОБЛИВОСТІ ПІДВІСУ ПЛ-110КВ.....	69
	Висновки до розділу	73
	ВИСНОВОК.....	74
	ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	75

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

ОЕС – об'єднана енергетична мережа;

ЕМ – електрична мережа;

РЕМ – районна електрична мережа;

ЛЕП – лінії електропередач;

ПЛ – повітряна лінія;

ПС – підстанція;

БП – балансуєчий пункт;

НН – низька напруга;

СН – середня напруга;

ВН – висока напруга;

РПН – регулювання під навантаженням;

ПБЗ – переключення без збудження.

					ДП.5129.14.1.002.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		10

ВСТУП

ОЕС України має велику розгалужену структуру, тому на кожному рівні контролюється окремо і ретельно. Районні електричні мережі великих населених пунктів живлять одночасно як численне населення, так і потужні виробничі підприємства. Паралельно з цим, системи також зазнають постійного зростання споживання потужності, що вимагає їх систематичного розвитку і розширення.

Основною метою, що реалізується в даному дипломному проєкті, являється проектування електричної мережі напругою 110кВ у вказаному регіоні. Доцільним є не просто об'єднання вказаних пунктів навантаження в повноцінну єдину систему, а й синтез різних конфігурацій можливих з'єднань для вибору найкращого варіанту. Основою для такого вибору служить оцінка техніко-економічних показників будівництва кожної з моделей електричної мережі.

Всі питання щодо контролю, експлуатації, проектування електромереж повинні розглядатись в комплексній площині, задовольняти вимоги надійності, економічності, зручності в роботі, якості електроенергії і враховувати подальший розвиток. В умовах сучасного розвитку сфери електроенергетики доцільним буде систематизувати процес підключення споживачів, виконати аналіз можливих при цьому проблем і визначити шляхи вирішення типових технічних задач.

					ДП.5129.14.1.002.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		11

1 ВАРІАНТИ СХЕМАТИЧНОГО ВИКОНАННЯ РАЙОННИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

1.1 Загальні вимоги до розробки схем

Географічним районом реалізації мережі вказана Україна, тому рішення щодо будівництва прийматимуться згідно чинних на території країни нормативних документів. Оскільки передбачається постачання споживачів I та II категорій, для них необхідно забезпечити живлення від двох взаємонезалежних шляхів до БП.

Інформація для розрахунку районної електромережі вказана в додатку до завдання на дипломний проект, а також визначається за ситуаційним планом, що наведений на рис. 1.1.

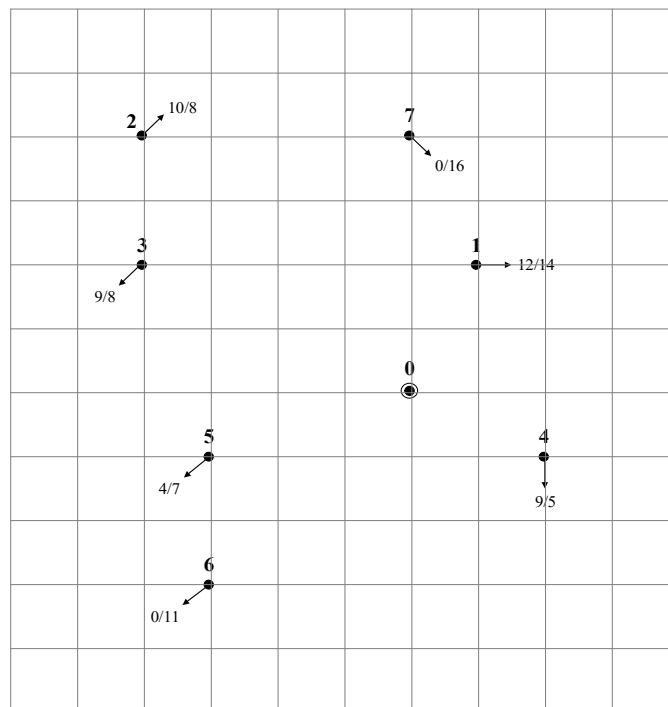


Рисунок 1.1 – Ситуаційний план земельної ділянки

Тут вказані величини активних потужностей пунктів на середній та низькій сторонах, відстань між ними згідно вказаного масштабу (1см:5км) і важливі для подальших розрахунків характеристики:

$\cos \varphi_{CH} = 0,85$; $\cos \varphi_{HH} = 0,9$ - косинус кута навантаження НН і СН.

					ДП.5129.14.1.002.ПЗ	Арк.
						12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1.2 Метод граничних моментів потужностей

Значення моменту потужності дорівнює $M = P \cdot L$ (МВт·км) і характеризує оптимальність будівництва мережі в певних допустимих умовах. $M_{\text{гран}} = 4800$ (МВт·км). - граничний момент потужності згідно завдання, основний критерій методу.

Для розгляду і порівняння можливих конфігурацій рекомендується сформувати 5 двоконтурних схем, зображених на рис. 1.2 – 1.6. Алгоритм розрахунку буде показаний на прикладі одного з варіантів, результати інших – внесені в табл. 1.1.

Варіант 1

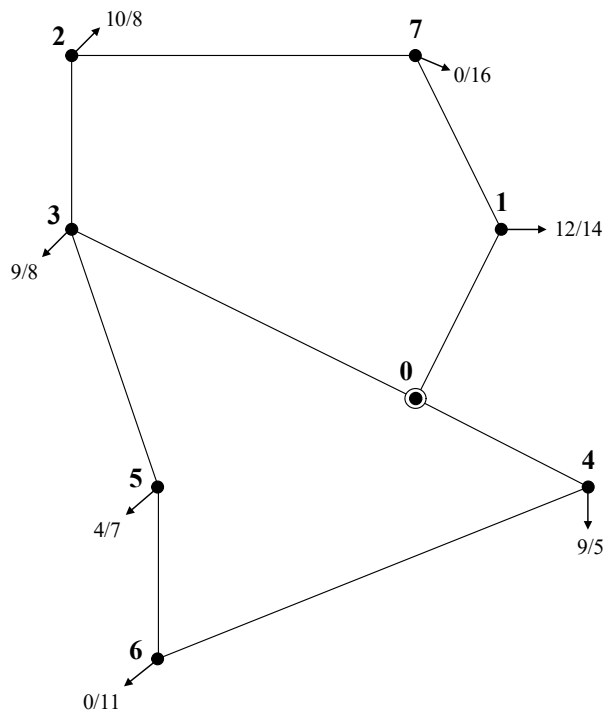


Рисунок 1.2 – Перший варіант конфігурації РЕМ

Послідовність розрахунку:

1. Розрахункові потужності всіх пунктів:

$$P_k = P_{k_CH} + P_{k_HH};$$

$$P_1 = P_{1_CH} + P_{1_HH} = 12 + 14 = 26 \text{ МВт};$$

$$P_2 = P_{2_CH} + P_{2_HH} = 10 + 8 = 18 \text{ МВт};$$

$$P_3 = 17 \text{ МВт}; P_4 = 14 \text{ МВт}; P_5 = 11 \text{ МВт};$$

$$P_6 = 11 \text{ МВт}; P_7 = 16 \text{ МВт}.$$

2. Загальна довжина ліній:

$$L = L_{01} + L_{17} + L_{27} + L_{23} + L_{03} + L_{04} + L_{46} + L_{56} + L_{35} = \\ = 11 + 11 + 20 + 10 + 22 + 11 + 28 + 10 + 16 = 139 \text{ км}.$$

3. Контур №1. Прямий розрахунок:

$$M_1 = P_1 \cdot L_{01} = 26 \cdot 11 = 286 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_7 = P_7 \cdot (L_{01} + L_{17}) + M_1 = 16 \cdot (11 + 11) + 286 = 638 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_2 = P_2 \cdot (L_{01} + L_{17} + L_{27}) + M_7 = 18 \cdot (11 + 11 + 20) + 638 = 1394 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_3 = P_3 \cdot (L_{01} + L_{17} + L_{27} + L_{23}) + M_2 = 17 \cdot (11 + 11 + 20 + 10) + 1394 = 2278 \text{ МВт} \cdot \text{км}.$$

Зворотній розрахунок:

$$M_3 = P_3 \cdot L_{03} = 17 \cdot 22 = 374 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_2 = P_2 \cdot (L_{03} + L_{23}) + M_3 = 18 \cdot (22 + 10) + 374 = 950 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_7 = P_7 \cdot (L_{03} + L_{23} + L_{27}) + M_2 = 16 \cdot (22 + 10 + 20) + 950 = 1782 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_1 = P_1 \cdot (L_{03} + L_{23} + L_{27} + L_{17}) + M_7 = 26 \cdot (22 + 10 + 20 + 11) + 1782 = 3420 \text{ МВт} \cdot \text{км}.$$

4. Контур №2. Прямий розрахунок:

$$M_4 = P_4 \cdot L_{04} = 14 \cdot 11 = 154 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_6 = P_6 \cdot (L_{04} + L_{46}) + M_4 = 11 \cdot (11 + 28) + 154 = 583 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_5 = P_5 \cdot (L_{04} + L_{46} + L_{56}) + M_6 = 11 \cdot (11 + 28 + 10) + 583 = 1122 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_3 = P_3 \cdot (L_{04} + L_{46} + L_{56} + L_{35}) + M_5 = 17 \cdot (11 + 28 + 10 + 16) + 1122 = 2227 \text{ МВт} \cdot \text{км}.$$

Зворотній розрахунок:

$$M_3 = P_3 \cdot L_{03} = 17 \cdot 22 = 374 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_5 = P_5 \cdot (L_{03} + L_{35}) + M_3 = 11 \cdot (22 + 16) + 374 = 792 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_6 = P_6 \cdot (L_{03} + L_{35} + L_{56}) + M_5 = 11 \cdot (22 + 16 + 10) + 792 = 1320 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_4 = P_4 \cdot (L_{03} + L_{35} + L_{56} + L_{46}) + M_6 = 14 \cdot (22 + 16 + 10 + 28) + 1320 = 2384 \text{ МВт} \cdot \text{км}.$$

					ДП.5129.14.1.002.ПЗ	Арк.
						14
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Варіант 2

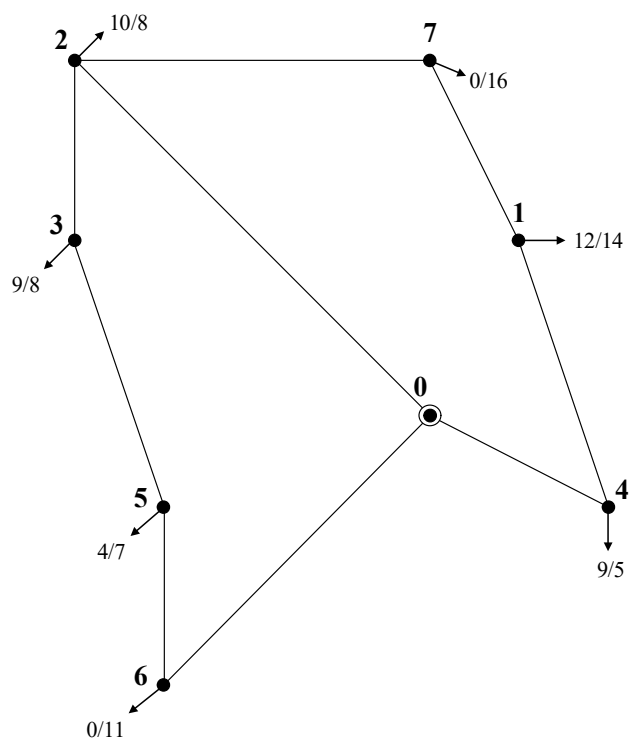


Рисунок 1.3 – Другий варіант конфігурації РЕМ

Варіант 3

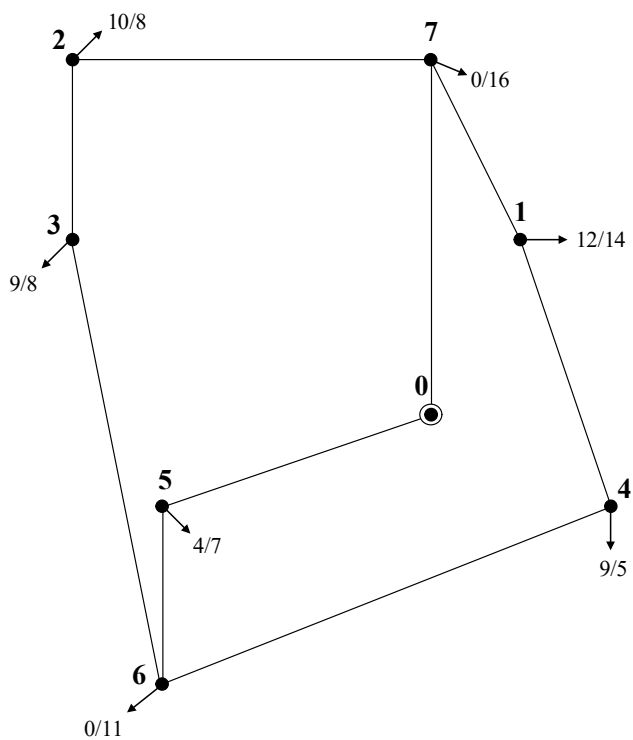


Рисунок 1.4 – Третій варіант конфігурації РЕМ

Варіант 4

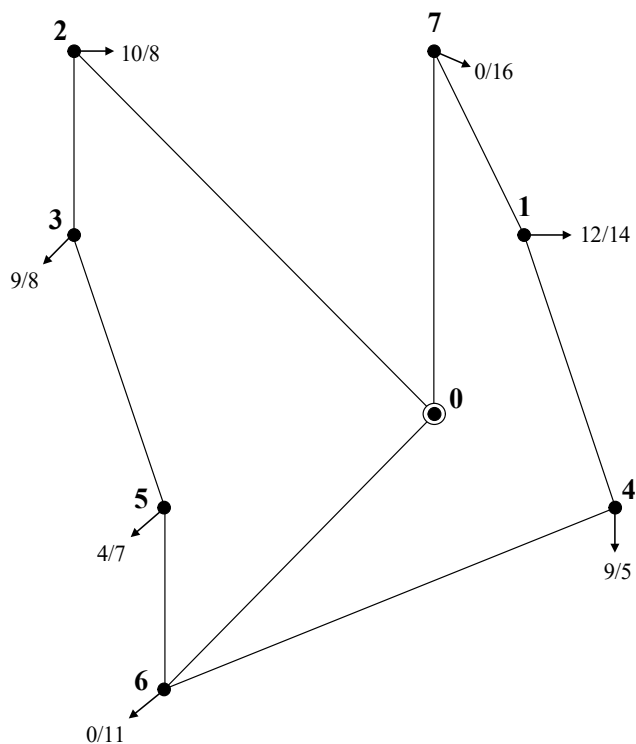


Рисунок 1.5 – Четвертий варіант конфігурації РЕМ

Варіант 5

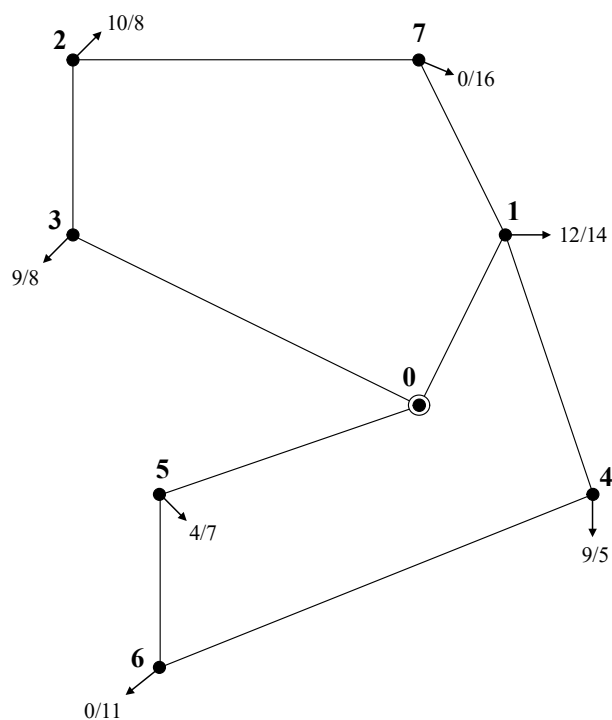


Рисунок 1.6 – П'ятий варіант конфігурації РЕМ

Таблиця 1.1. Розрахункові значення граничних моментів, у МВт·км

	Тип розрахунків	Варіанти конфігурацій схем				
		1	2	3	4	5
Сумарна довжина ліній, км.		139	144	157	161	144
Перший контур	Прямий	2278	2508	3544	2609	3038
	Зворотний	3420	3856	4334	3890	1984
Другий контур	Прямий	2227	2454	3672	2454	3420
	Зворотний	2384	2448	3774	2448	2278

Висновки до розділу

Таким чином, всі отримані величини моментів потужності менші гранично допустимого $M_{\text{гран}} = 4800 \text{ (МВт} \cdot \text{км)}$, що підтверджує доцільність досліджених схем.

За найменшими значеннями довжини та величини граничних моментів можна обрати найоптимальніші схеми для подальшої роботи з ними. В даній роботі з п'яти досліджених були обрані варіанти - №1 та №2.

2 ЗНАЧЕННЯ ПЕРЕТОКІВ ПОТУЖНОСТЕЙ ПО ДІЛЯНКАХ ЗАМКНЕНИХ МЕРЕЖ

2.1 Облаштування пунктів підстанцій понижаючими трансформаторами

З метою забезпечення надійності постачання споживачів I та II категорій на кожній ПС встановлюють по два силових трансформатори, що забезпечує перспективу резервного живлення. Типи і потужність трансформаторів обираються за розрахунками по вузлових потужностях:

- триобмоткові напругою 110/35/10кВ – пункти з 1 по 5;
- двообмоткові напругою 110/35(10)кВ – пункти 6 та 7.

Значення заданих косинусів кутів:

$$\varphi_{CH} = \arccos(\cos \varphi_{CH}) = \arccos(0,86) = 31,79^\circ$$

$$\varphi_{HH} = \arccos(\cos \varphi_{HH}) = \arccos(0,77) = 25,842^\circ$$

Розрахунок необхідної потужності для вузла №1:

1. Значення реактивної потужності (з урахуванням індуктивного характеру потужності):

$$Q_{CH1} = -P_{CH1} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{CH}) = -12 \cdot \operatorname{tg}(31,79^\circ) = -7,44 \text{ (MVar)}$$

$$Q_{HH1} = -P_{HH1} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{HH}) = -14 \cdot \operatorname{tg}(25,842^\circ) = -6,78 \text{ (MVar)}$$

2. Сума навантаження:

$$S_{m1} = P_{CH1} + P_{HH1} + j \cdot (Q_{CH1} + Q_{HH1}) = 14 + 12 + j \cdot (-6,78 - 7,44) = 26 - j \cdot 14,22 \text{ (MVA)}$$

3. Модуль навантаження:

$$S_1 = |S_{m1}| = |26 - j \cdot 14,22| = 29,63 \text{ (MVA)}$$

4. Номінальна потужність понижуючих трансформаторів:

$$S_{T1} = 0,7 \cdot S_1 = 0,7 \cdot 29,63 = 20,74 \text{ (MVA)}$$

Результати обчислень для інших пунктів занесені в табл. 2.1. Обрані за довідниками трансформатори в табл. 2.2.

					ДП.5129.14.1.002.ПЗ	Арк.
						18
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.1 - Величини повних потужностей ПС

№ пункту	Активні потужності P, МВт		Реактивні потужності Q, МВАр		Повна потужність S, МВА	Модуль потужності S _{max} , МВА
	СН	НН	СН	НН		
1	12	14	-7,44	-6,78	26-j14,22	29,63
2	10	8	-6,2	-3,87	18-j10,07	20,63
3	9	8	-5,58	-3,87	17-j9,45	19,45
4	9	5	-5,58	-2,42	14-j8	16,12
5	4	7	-2,48	-3,39	11-j5,87	12,47
6	0	11	0	-5,33	11-j5,33	12,22
7	0	16	0	-7,75	16-j7,75	17,78

Таблиця 2.2 - Результати вибору силових трансформаторів на ПС

№ пункту	Модуль повної потужності S _{max} , МВА	Розрахункова номінальна потужність S _T , МВА	Кількість обмоток	Кількість і тип трансформаторів
1	29,63	20,74	3	2×ТДТН-25 000/110
2	20,63	14,44	3	2×ТДТН-16 000/110
3	19,45	13,62	3	2×ТДТН-16 000/110
4	16,12	11,29	3	2×ТДТН-16 000/110
5	12,47	8,73	3	2×ТДТН-10 000/110
6	12,22	8,56	2	2×ТДН-10 000/110
7	17,78	12,44	2	2×ТДН-16 000/110

2.2 Розрахунок L-схеми мережі

В результаті синтезу конфігурацій на базі моментів навантаження для детальнішого аналізу були відібрані два найбільш оптимальні варіанти електричних кіл:

- схема №1 – двоконтурна з контурами 0-1-7-2-3-0 та 0-4-6-5-3-0;
- схема №2 – двоконтурна з контурами 0-2-3-5-6-0 та 0-4-1-7-2-0.

Обчислення здійснюються за контурним методом шляхом розмикання схеми і на основі значень потужностей і довжин ліній (L-схема).

I варіант

Розрахункова схема з перемичками 2-7 та 3-5 наведена на рис. 2.1.

Попередній поточкорозподіл:

$$S_{23} = S_{m2} = 18 - j10,07 \text{ (MBA)}$$

$$S_{17} = S_{m7} = 16 - j7,75 \text{ (MBA)}$$

$$S_{56} = S_{m5} = 11 - j5,87 \text{ (MBA)}$$

$$S_{03} = S_{m3} + S_{23} = 35 - j19,52 \text{ (MBA)}$$

$$S_{01} = S_{m1} + S_{17} = 42 - j21,97 \text{ (MBA)}$$

$$S_{46} = S_{m6} + S_{56} = 22 - j11,2 \text{ (MBA)}$$

$$S_{04} = S_{m4} + S_{46} = 36 - j19,2 \text{ (MBA)}$$

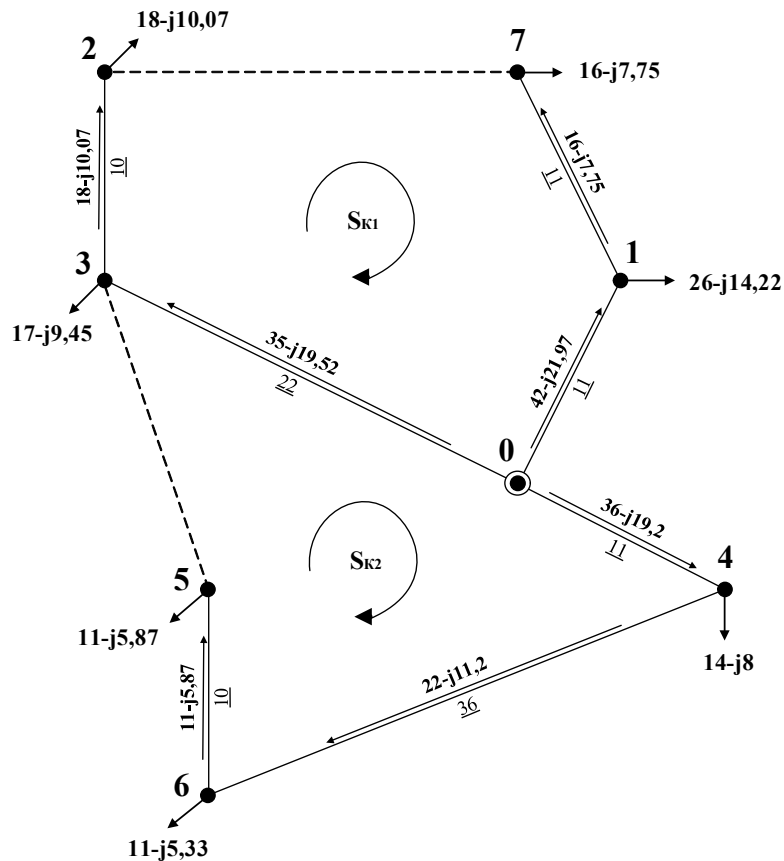


Рисунок 2.1 – Розімкнена L-схема заміщення електричної мережі

Контурний метод обчислення струмів:

$$\begin{cases} \dot{S}_{03} \cdot L_{03} + \dot{S}_{23} \cdot L_{23} - \dot{S}_{01} \cdot L_{01} - \dot{S}_{17} \cdot L_{17} = -\dot{S}_{K1} \cdot (L_{01} + L_{17} + L_{03} + L_{23} + L_{27}) + \dot{S}_{K2} \cdot L_{03}; \\ \dot{S}_{04} \cdot L_{04} + \dot{S}_{46} \cdot L_{46} + \dot{S}_{56} \cdot L_{56} - \dot{S}_{03} \cdot L_{03} = \dot{S}_{K1} \cdot L_{03} - \dot{S}_{K2} \cdot (L_{04} + L_{46} + L_{56} + L_{03} + L_{35}). \end{cases}$$

$$S_{p04} = -S_{K1} + S_{04} = 47,35 - j25,69 \text{ (MBA)}$$

$$S_{p23} = -S_{K2} + S_{23} = 7,72 - j4,15 \text{ (MBA)}$$

$$S_{p56} = S_{K2} + S_{56} = 20,28 - j11,17 \text{ (MBA)}$$

$$S_{p02} = S_{K1} - S_{K2} + S_{02} = 34,37 - j18,5 \text{ (MBA)}$$

Перевірка за 2-м законом Кірхгофа:

$$\dot{S}_{p02} \cdot L_{02} + \dot{S}_{p27} \cdot L_{27} - \dot{S}_{p14} \cdot L_{14} - \dot{S}_{p17} \cdot L_{17} - \dot{S}_{p04} \cdot L_{04} = 0.$$

$$\dot{S}_{p06} \cdot L_{06} + \dot{S}_{p35} \cdot L_{35} + \dot{S}_{p56} \cdot L_{56} - \dot{S}_{p23} \cdot L_{23} - \dot{S}_{p02} \cdot L_{02} = 0.$$

Висновки до розділу

Для пунктів генерації потужності були обрані типи та номінали потужностей трансформаторів. В результаті розрахунку L-схеми обох варіантів електричної мережі були знайдені значення потокорозподілу по цих замкнених мережах. Сума векторів цих потоків в кожному з вузлів та по кожному з контурів рівна нулю, що є підтвердженням правильності розв'язання.

					ДП.5129.14.1.002.ПЗ	Арк.
						24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3 СПІВСТАВЛЕННЯ КОНФІГУРАЦІЙ ЗА ТЕХНІЧНИМИ ТА ЕКОНОМІЧНИМИ КРИТЕРІЯМИ

Для здійснення даних розрахунків вводяться додаткові величини та здійснюються попередні обчислення:

- кількість ланцюгів на ПЛ, на початку розрахунків приймається $k=1$;
- питомий опір матеріалу (алюміній) - $\rho = 28,5 \text{ (Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{км})$;
- тариф на вході мережі станом на початок 2019 року (за даними аналізу

цін в ОРЕ на сайті ДП «Енергоринок») - $\Pi_{\text{ex}} = 213 \frac{\text{кОп}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}$;

- відносні витрати на будівництво ліній - $k_{\text{мт.зм.110}} = 450 \frac{\text{грн}}{\text{мм}^2 \cdot \text{км}}$;
- ціна однієї комірки вакуумного вимикача на напругу 110кВ - $C_{\text{В110}} = 450 \text{ тис.грн}$;
- норма дисконту - $E=0,1$;
- нормативний показник затримок на експлуатацію - $H_{\text{э}}=1,2\%$;
- відсоток втрат на ПС - $H_{\text{ПС}}=1,2\%$.

Погонний активний опір проводу:

$$r_{0.70} = 0,422 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad r_{0.120} = 0,244 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad r_{0.70} = 0,118 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

Базова вартість ПЛ 110кВ на з/б опорах:

$$k_{110.70.36} = 275 \frac{\text{тис грн}}{\text{км}} \quad k_{110.240.36} = 350 \frac{\text{тис грн}}{\text{км}}$$

$$k_{110.120.36} = 295 \frac{\text{тис грн}}{\text{км}} \quad k_{110.240.362} = 500 \frac{\text{тис грн}}{\text{км}}$$

Час максимальних втрат:

$$\tau = (0,124 + T_{\text{max}} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 47 \cdot 10^{-2})^2 \cdot 8760 = 3090$$

					ДП.5129.141.002.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		25

Сумарні дисконтовані втрати:

$$3'_e = k_{xx} \cdot U_{ex} = 0,8 \cdot 53 = 42,4 \frac{\text{кОп}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}$$

$$3''_e = U_{ex} = 53 \frac{\text{кОп}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}$$

3.1 Розрахунок перерізів повітряних ліній 110кВ за струмовими навантаженнями ділянок

Значення струму на ділянці залежить від поточкорозподілу навантаження та класу напруги. Для лінії 0-1 схеми №1:

$$I_{01} = \frac{\sqrt{P_{01}^2 + Q_{01}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot n_L} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{48,3^2 + (-25,736)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} \cdot 10^3 = 287,263 \text{ А}$$

Розрахунковий переріз ділянки 0-1:

$$F_{\text{опт}01} = \frac{1}{k} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot I_{01}^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot U_{ex} \cdot 10^{-5}}{k_{\text{удпер}110(1)} \cdot (0,01 \cdot H_{\text{э}} + E)}} =$$

$$= \frac{1}{1} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot 287,26^2 \cdot 28,5 \cdot 3090 \cdot 213 \cdot 10^{-5}}{450 \cdot (0,01 \cdot 1,2 + 0,1)}} = 968,4 \text{ мм}^2$$

Аналогічні обчислення були проведені для всіх ліній двох конфігурацій і висвітлені в табл.3.1 та 3.2.

Таблиця 3.1 – Результати струмових навантажень та оптимальних перерізів для І варіанту

Ділянка	Струмове навантаження, I, А	Оптимальний переріз проводу, F _{опт} , мм ²
0-1	287,263	968,4
0-3	212,8	717,372
0-4	173,157	583,732
1-7	131,748	444,138
2-7	38,545	129,939
2-3	69,74	235,102
3-5	41,008	138,242
5-6	24,498	82,587
4-6	88,564	298,559

Таблиця 3.2 – Результати струмових навантажень та оптимальних перерізів для II варіанту

Ділянка	Струмове навантаження, I, А	Оптимальний переріз проводу, F _{опт} , мм ²
0-2	207,461	699,37
0-6	187,938	633,558
0-4	283,988	957,354
1-7	43,906	148,012
2-7	49,405	166,55
2-3	49,844	168,03
3-5	58,423	196,95
5-6	123,848	417,505
1-4	199,387	672,154

3.2 Визначення номінальних марок проектуваних ЛЕП

Техніко-економічна оцінка наближених номінальних значень перерізів проводиться за однаковим принципом для всіх ліній обох варіантів. Для прикладу буде наведений алгоритм для лінії 0-1, інші порівняння наведені в табл.3.3 та 3.4.

Лінія 0-1 (вар. А – одноланцюгова 1х240; вар. Б - дволанцюгова 2х240)

а) капіталовкладення для спорудження ПЛ:

$$K_{нл.01.А} = n \cdot k_{110.240.3б} \cdot L_{01} = 1 \cdot 350 \cdot 11 = 3850 \text{ тис грн}$$

$$K_{нл.01.Б} = n \cdot k_{110.240.3б2} \cdot L_{01} = 2 \cdot 500 \cdot 11 = 11000 \text{ тис грн}$$

б) витрати на експлуатаційне обслуговування та ремонти ПЛ:

$$I_{е.пл.01.А} = K_{нл.01.А} \cdot \frac{H_{ПЛ}}{100} = 3850 \cdot \frac{1,2}{100} = 46,2 \text{ тис грн}$$

$$I_{е.пл.01.Б} = K_{нл.01.Б} \cdot \frac{H_{ПЛ}}{100} = 11000 \cdot \frac{1,2}{100} = 132 \text{ тис грн}$$

в) витримки на покриття втрат:

- еквівалентний опір ЛЕП

$$r_{e.01.A} = \frac{r_{0.240} \cdot L_{01}}{n \cdot k_0} = \frac{0,118 \cdot 39}{1} = 1,3 \text{ Ом}$$

$$r_{e.01.B} = \frac{r_{0.240} \cdot L_{01}}{n \cdot k_0} = \frac{0,118 \cdot 39}{2} = 0,65 \text{ Ом}$$

- втрати активної потужності в опорах

$$\Delta P_{\Sigma.01.A} = \frac{P_{01}^2 + Q_{01}^2}{U_n^2} \cdot r_{e.01.A} \cdot 10^3 = \frac{48,3^2 + (-25,74)^2}{110^2} \cdot 1,3 \cdot 10^3 = 321,33 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{\Sigma.01.B} = \frac{P_{01}^2 + Q_{01}^2}{U_n^2} \cdot r_{e.01.B} \cdot 10^3 = \frac{48,3^2 + (-25,74)^2}{110^2} \cdot 0,65 \cdot 10^3 = 160,67 \text{ кВт}$$

- постійні втрати для ліній 110 кВ дорівнюють нулю

$$\Delta A_{\text{пост.01}} = 0$$

- змінні втрати активної енергії

$$\Delta A_{\Sigma.01.A} = \Delta P_{\Sigma.01.A} \cdot \tau = 321,334 \cdot 3090,843 = 993191,74 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$\Delta A_{\Sigma.01.B} = \Delta P_{\Sigma.01.B} \cdot \tau = 160,667 \cdot 3090,843 = 496595,87 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

- витрати на покриття втрат активної енергії

$$I_{\text{втр.01.A}} = (3_e' \cdot \Delta A_{\Sigma.01.A} + 3_e'' \cdot \Delta A_{\text{пост.01.A}}) \cdot 10^{-5} = 2115,5 \text{ тис грн}$$

$$I_{\text{втр.01.B}} = (3_e' \cdot \Delta A_{\Sigma.01.B} + 3_e'' \cdot \Delta A_{\text{пост.01.B}}) \cdot 10^{-5} = 1057,75 \text{ тис грн}$$

- сумарні щорічні витрати на утримання ПЛ

$$I_{\text{пл.01.A}} = I_{\text{е.пл.01.A}} + I_{\text{втр.01.A}} = 2160 \text{ тис грн}$$

$$I_{\text{пл.01.B}} = I_{\text{е.пл.01.B}} + I_{\text{втр.01.B}} = 1190 \text{ тис грн}$$

г) значення функції сумарних дисконтованих втрат:

$$I_{\text{е.пл.01.A}} = K_{\text{пл.01.A}} + K_{\text{нс.01.A}} + \frac{I_{\text{пл.01.A}} + I_{\text{нс.01.A}}}{E} = 3850 + 0 + \frac{2161,7 + 0}{0,1} = 25466,98 \text{ тис грн}$$

$$I_{\text{е.пл.01.B}} = K_{\text{пл.01.B}} + K_{\text{нс.01.B}} + \frac{I_{\text{пл.01.B}} + I_{\text{нс.01.B}}}{E} = 11000 + 1800 + \frac{1189,75 + 21,6}{0,1} = 24913,49 \text{ тис грн}$$

Таким чином, в даних умовах краще і вигідніше спорудити ЛЕП-110кВ ділянки 0-1 в дволанцюговому виконанні, перерізом 240мм².

					ДП.5129.14.1.002.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		28

Таблиця 3.3 – Результати техніко-економічного порівняння перерізів для І варіанту

Ділянка	Виконання	Кпл, тис.грн	Ие.пл, тис.грн	Ивтр, тис.грн	Ипл, тис.грн	Кпс, тис.грн	Ипс, тис.грн	Злеп, тис.грн
0-1	1*240	3850	46,2	2115,5	2160	-	-	25466,98
	2*240	11000	132	1057,75	1120	450	21600	24913,49
0-3	1*240	7700	92,4	2321,8	2410	-	-	31842,039
	2*240	11000	132	1160,9	1290	450	21600	25945,019
0-4	1*240	3850	46,2	768,66	814,86	-	-	11998,604
	2*240	5500	66	384,33	450,33	450	21600	12019,302
1-7	1*240	3850	46,2	444,98	491,18	-	-	8761,831
	2*240	5500	66	222,49	288,49	450	21600	10400,916
2-7	1*120	5900	70,8	143,2	214	-	-	8039,964
	1*240	7000	84	69,25	153,25	-	-	8532,507
2-3	1*120	2950	35,4	234,39	269,79	-	-	5647,874
	1*240	3500	42	113,35	155,35	-	-	5053,513
3-5	1*120	4720	56,64	129,66	186,3	-	-	6583,048
	1*240	5600	67,2	62,71	129,91	-	-	6899,068
5-6	1*70	2750	33	50,02	83,022	-	-	3580,224
	1*120	2950	35,4	28,92	64,32	-	-	3593,229
4-6	1*240	12600	151,2	658,08	809,28	-	-	20692,773
	2*240	18000	216	329,04	545,04	450	21600	25466,386

Таблиця 3.4 – Результати техніко-економічного порівняння перерізів для ІІ варіанту

Ділянка	Виконання	Кпл, тис.грн	Ие.пл, тис.грн	Ивтр, тис.грн	Ипл, тис.грн	Кпс, тис.грн	Ипс, тис.грн	Злеп, тис.грн
0-2	1*240	9800	117,6	2808,61	2930	-	-	39062,146
	2*240	14000	168	1404,31	1570	450	21600	31739,073
0-6	1*240	7700	92,4	1810,97	1900	-	-	26733,659
	2*240	11000	132	905,48	1040	450	21600	23390,829
0-4	1*240	3850	46,2	2067,53	2110	-	-	24987,318
	2*240	5500	66	1033,77	1100	450	21600	18513,659
1-7	1*120	3245	38,94	102,19	141,13	-	-	4656,299
	1*240	3850	46,2	49,42	95,62	-	-	4806,197
2-7	1*120	5900	70,8	235,26	306,06	-	-	8960,561
	1*240	7000	84	113,77	197,77	-	-	8977,714
2-3	1*120	2950	35,4	119,73	155,13	-	-	4501,280
	1*240	3500	42	57,9	99,9	-	-	4499,013
3-5	1*120	4720	56,64	263,18	319,82	-	-	7918,199
	1*240	5600	67,2	127,28	194,48	-	-	7544,755
5-6	1*240	3500	42	357,47	399,47	-	-	7494,684
	2*240	5000	60	178,73	238,73	450	21600	9403,342
1-4	1*240	5600	67,2	1482,42	1550	-	-	21096,223
	2*240	8000	96	741,21	837,21	450	21600	18388,112

Вибір найоптимальнішої конфігурації за сумарними капіталовкладеннями:

Фінансові підрахунки для спорудження електричних мереж включають:

- сумарну вартість будівництва підстанцій;
- дисконтовані витрати на будівництво ПС;
- сумарні затрати на проектування всіх ЛЕП.

Оскільки будівництво ПС для двох варіантів виконується в ідентичних умовах, їх вартість однакова. Тому при порівнянні схем з ціллю визначення оптимальнішої цей критерій ніяк не впливатиме на остаточне рішення.

Визначити доцільну модель можна на основі сумарних затрат на виконання повітряних ліній в кожній зі схем:

$$\begin{aligned}\Sigma Z_{1вар} &= 24913 + 25945 + 11998 + 8762 + 8040 + 5053 + \\ &\quad + 6583 + 3580 + 20693 = 96915 \text{ тис.грн} \\ \Sigma Z_{2вар} &= 31739 + 23391 + 18514 + 4656 + 8961 + 4499 + \\ &\quad + 7544 + 7495 + 18388 = 125187 \text{ тис.грн}\end{aligned}$$

Очевидно, що $96\,915 \text{ тис. грн} \leq 125\,187 \text{ тис. грн}$, тому за техніко-економічним порівнянням для подальших розрахунків доцільно буде обрати схему районної електричної мережі під **варіантом №1**.

3.3 Перевірка оптимальних систем за регульовальними і режимними обмеженнями по першій групі післяаварійних режимів

Перша група післяаварійного режиму роботи – це перевірка допустимих рівнів напруг в пунктах та відповідності напруги межам регулювання трансформаторів.

Розрахуємо регульовальний діапазон трансформатора на понижуючій підстанції пункту 1.

Фіктивні значення напруги к.з. для обмоток ВН, СН та НН силових трансформаторів:

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

					ДП.5129.14.1.002.ПЗ	Арк.
						30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$U_{\kappa\epsilon} \% = 10,5 - 10,75 = -0,25 \approx 0\%;$$

$$U_{\kappa\eta} \% = U_{\kappa(\epsilon-\eta)} \% - U_{\kappa\epsilon} \% = 17,5 - 10,75 = 6,75\%.$$

Приведені значення втрат напруги в обмотках трансформаторів підстанції пункту 1 складують:

$$\begin{aligned} \Delta U_{TB1} &= \frac{P_{\max 1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\kappa 31} \cdot U_{TB1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{H1}^2} - \frac{Q_{\max 1}}{n} \cdot \frac{U_{TB1} \cdot U_{\kappa 61} \cdot 10^{-3}}{100 \cdot S_{H1}} = \\ &= \frac{26}{1} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{(-14,22)}{1} \cdot \frac{115 \cdot 10,75 \cdot 10^{-3}}{100 \cdot 25} = 7,37 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{TC1} &= \frac{P_{\text{ch}1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\kappa 31} \cdot U_{TB1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{H1}^2} - \frac{Q_{\text{ch}1}}{n} \cdot \frac{U_{TB1} \cdot U_{\kappa 61} \cdot 10^{-3}}{100 \cdot S_{H1}} = \\ &= \frac{12}{1} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{(-7,44)}{1} \cdot \frac{115 \cdot 0 \cdot 10^{-3}}{100 \cdot 25} = 0,15 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{TH1} &= \frac{P_{\text{нн}1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\kappa 31} \cdot U_{TB1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{H1}^2} - \frac{Q_{\text{нн}1}}{n} \cdot \frac{U_{TB1} \cdot U_{\kappa 61} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{H1}^2} = \\ &= \frac{14}{1} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{(-6,78)}{1} \cdot \frac{115 \cdot 6,75 \cdot 10^{-3}}{100 \cdot 25} = 2,29 \text{ кВ}, \end{aligned}$$

Регулювальний діапазон для силових трансформаторів, встановлених на підстанції 1, складе:

$$\begin{aligned} U_{\min 1} &= \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_{TB1}}{U_{TH1}} \cdot (1 + \omega_B) + \Delta U_{TB1} + \Delta U_{TH1} = \\ &= \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0,1602) + 7,37 + 2,29 = 101,84 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} U_{\max 1} &= \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_{TB1}}{U_{TH1}} \cdot (1 + \omega_B) + \Delta U_{TB1} + \Delta U_{TH1} = \\ &= \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0,1602) + 7,37 + 2,29 = 137,01 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

Результати розрахунків регулювальних діапазонів для всіх інших силових трансформаторів для першої групи післяаварійних режимів роботи електричної мережі представлені у табл. 3.5

Для ПЛ 0-1 були прийняті проводи перерізом 2х240 мм², для яких значення $r_0 = 0,118 \text{ Ом/км}$. Для ПЛ 5-6 були прийняті проводи перерізом 70 мм², для яких значення $r_0 = 0,422 \text{ Ом/км}$.

					ДП.5129.14.1.002.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		31

Таблиця 3.5 – Параметри силових трансформаторів та їх регулювальних діапазонів

Номер пункту	S_H , МВА	$\Delta P_{кз}$, кВт	Обмотка(i)	U_{Ti} , кВ	U_{ki} , %	ΔU_{Ti} , кВ	U_{min} , кВ	U_{max} , кВ
1	25	140	ВН	115	10,75	7,37	101,84	137,01
			СН	38,5	0	0,15		
			НН	11	6,25	2,29		
2	16	100	ВН	115	10,75	8,19	102,29	137,47
			СН	38,5	0	0,22		
			НН	11	6,25	1,92		
3	16	100	ВН	115	10,75	7,69	101,79	136,96
			СН	38,5	0	0,2		
			НН	11	6,75	1,92		
4	16	100	ВН	115	10,75	6,5	99,88	135,05
			СН	38,5	0	0,2		
			НН	11	6,75	1,2		
5	10	76	ВН	115	10,75	7,74	102,67	137,84
			СН	38,5	0	0,17		
			НН	11	6,75	2,74		
6	10	60	ВН	115	10,75	7,19	99,38	134,55
7	16	85	ВН	115	10,75	6,46	98,65	133,82

Наближені значення активного та реактивного опорів для цих ліній:

$$r_{0-1} = \frac{r_{0.240} \cdot l_{0-1}}{k_{0-1} \cdot n_{0-1}} = \frac{0,118 \cdot 11}{1 \cdot 2} = 0,65 \text{ Ом} \quad r_{5-6} = \frac{r_{0.70} \cdot l_{5-6}}{k_{5-6} \cdot n_{5-6}} = \frac{0,422 \cdot 10}{1 \cdot 1} = 4,22 \text{ Ом}$$

$$x_{0-1} = \frac{x_{0.240} \cdot l_{0-1}}{k_{0-1} \cdot n_{0-1}} = \frac{0,4 \cdot 11}{1 \cdot 2} = 2,2 \text{ Ом} \quad x_{5-6} = \frac{x_{0.70} \cdot l_{5-6}}{k_{5-6} \cdot n_{5-6}} = \frac{0,4 \cdot 10}{1 \cdot 1} = 4 \text{ Ом}$$

Розрахунок наближених значень активних та реактивних опорів інших ЛЕП електричної мережі виконують аналогічно. Результати в табл. 3.6.

Таблиця 3.6 – Наближені значення параметрів проєктованих ліній

Ділянка	Довжина ділянки	Переріз проводів, Ф, мм ²	Погонне значення опорів, Ом/км		Опори ЛЕП, Ом	
			r_0	x_0	r_{Σ}	x_{Σ}
0-1	11	2*240	0,118	0,4	0,65	2,2
0-3	22	2*240	0,118	0,4	1,3	4,4
0-4	11	1*240	0,118	0,4	1,3	4,4
1-7	11	1*240	0,118	0,4	1,3	4,4
2-7	20	1*120	0,244	0,4	4,88	8
2-3	10	1*240	0,118	0,4	1,18	4
3-5	16	1*120	0,244	0,4	3,9	6,4
5-6	10	1*70	0,422	0,4	4,22	4
4-6	28	1*240	0,118	0,4	4,25	14,4

Враховуючи поточкорозподіл потужностей за L-схемою електричної мережі в режимі максимальних навантажень і дані про наближені значення опорів ПЛ, визначимо рівні напруги на шинах ВН понижуючих підстанцій.

$$\begin{aligned}
 U_1 &= \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-1} \cdot r_{0-1} - Q_{0-1} \cdot x_{0-1})} = \\
 &= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (48,3 \cdot 0,65 - (-25,74) \cdot 2,2)} = 114,23 \text{ кВ}; \\
 U_3 &= \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-3} \cdot r_{0-3} - Q_{0-3} \cdot x_{0-3})} = \\
 &= \sqrt{115^2 - 2 \cdot 35,71 \cdot 1,3 - (-19,19) \cdot 4,4} = 113,86 \text{ кВ}; \\
 U_7 &= \sqrt{U_1^2 - 2 \cdot (P_{1-7} \cdot r_{1-7} - Q_{1-7} \cdot x_{1-7})} = \\
 &= \sqrt{114,23^2 - 2 \cdot (22,3 \cdot 1,3 - (-11,52) \cdot 4,4)} = 113,53 \text{ кВ}; \\
 U_2 &= \sqrt{U_3^2 - 2 \cdot (P_{2-3} \cdot r_{2-3} - Q_{2-3} \cdot x_{2-3})} = \\
 &= \sqrt{113,86^2 - 2 \cdot (11,7 \cdot 1,18 - (-6,3) \cdot 4)} = 113,51 \text{ кВ}; \\
 U_4 &= \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-4} \cdot r_{0-4} - Q_{0-4} \cdot x_{0-4})} = \\
 &= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (28,98 \cdot 1,3 - (-15,76) \cdot 4,4)} = 114,07 \text{ кВ}; \\
 U_6 &= \sqrt{U_4^2 - 2 \cdot (P_{4-6} \cdot r_{4-6} - Q_{4-6} \cdot x_{4-6})} = \\
 &= \sqrt{114,07^2 - 2 \cdot (8 \cdot 2,11 - (-7,76) \cdot 14,4)} = 112,52 \text{ кВ}; \\
 U_5 &= \sqrt{U_3^2 - 2 \cdot (P_{3-5} \cdot r_{3-5} - Q_{3-5} \cdot x_{3-5})} = \\
 &= \sqrt{113,86^2 - 2 \cdot (7,02 \cdot 3,9 - (-3,44) \cdot 6,4)} = 113,42 \text{ кВ}.
 \end{aligned}$$

Таблиця 3.7 – Результати перевірки перерізів ПЛ на відповідність технічним обмеженням першої групи післяаварійних режимів роботи

№ пункту	Діапазон регул. трансформатора		U _{мах.роб} , кВ	Розрахунковий рівень напруги, кВ
	U _{мін} , кВ	U _{мах} , кВ		
1	101,84	137,01	126	114,23
2	102,29	137,47		113,86
3	101,79	136,96		113,53
4	99,88	135,05		113,51
5	102,67	137,84		114,07
6	99,38	134,55		112,52
7	98,65	133,82		113,42

Значення найбільшої між фазної робочої напруги, тривало допустимої за умовами роботи ізоляції електроустаткування $U_{max\text{ роб}}=126\text{ кВ}$.

Отже, для першої групи післяаварійних режимів роботи електричної мережі всі технічні обмеження повністю виконуються.

3.4 Друга група післяаварійних режимів роботи

Друга група післяаварійного режиму роботи – це перевірка схеми, де вилучена лінія з найбільшим значенням струму за умовами:

- нагріву по струмових навантаженнях за величинам перерізів ліній;
- допустимих рівнів напруг в пунктах післяаварійної схеми та відповідності напруги межах регулювання трансформаторів.

Найбільш завантаженою в досліджуваній схемі є ПЛ 0-1 зі значенням $I=287,2634$. Залишається електрична мережа з контуром 0-4-6-5-3-0 та з перемичкою 3-5, розрахунок проводиться аналогічно L-методу.

Розрахункова схема наведена на рис. 3.1.

Попередній поточкорозподіл:

$$S_{17} = S_{m1} = 26 - j14,22 \text{ (MBA)}$$

$$S_{27} = S_{m7} + S_{17} = 42 - j21,97 \text{ (MBA)}$$

$$S_{23} = S_{m2} + S_{27} = 60 - j32,04 \text{ (MBA)}$$

$$S_{03} = S_{m3} + S_{23} = 77 - j41,49 \text{ (MBA)}$$

$$S_{56} = S_{m5} = 11 - j5,87 \text{ (MBA)}$$

$$S_{46} = S_{m6} + S_{56} = 22 - j11,2 \text{ (MBA)}$$

$$S_{04} = S_{m4} + S_{46} = 36 - j19,2 \text{ (MBA)}$$

Контурний метод обчислення струмів:

$$\dot{S}_{04} \cdot L_{04} + \dot{S}_{46} \cdot L_{46} + \dot{S}_{56} \cdot L_{56} - \dot{S}_{03} \cdot L_{03} = -\dot{S}_K \cdot (L_{04} + L_{46} + L_{56} + L_{03} + L_{35}).$$

Підставивши значення:

$$(36 - j19,2)11 + (22 - j11,2)36 + (11 - j5,87)10 - (77 - j41,49)22 = -\dot{S}_K \cdot 95$$

					ДП.5129.14.1.002.ПЗ	Арк.
						34
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

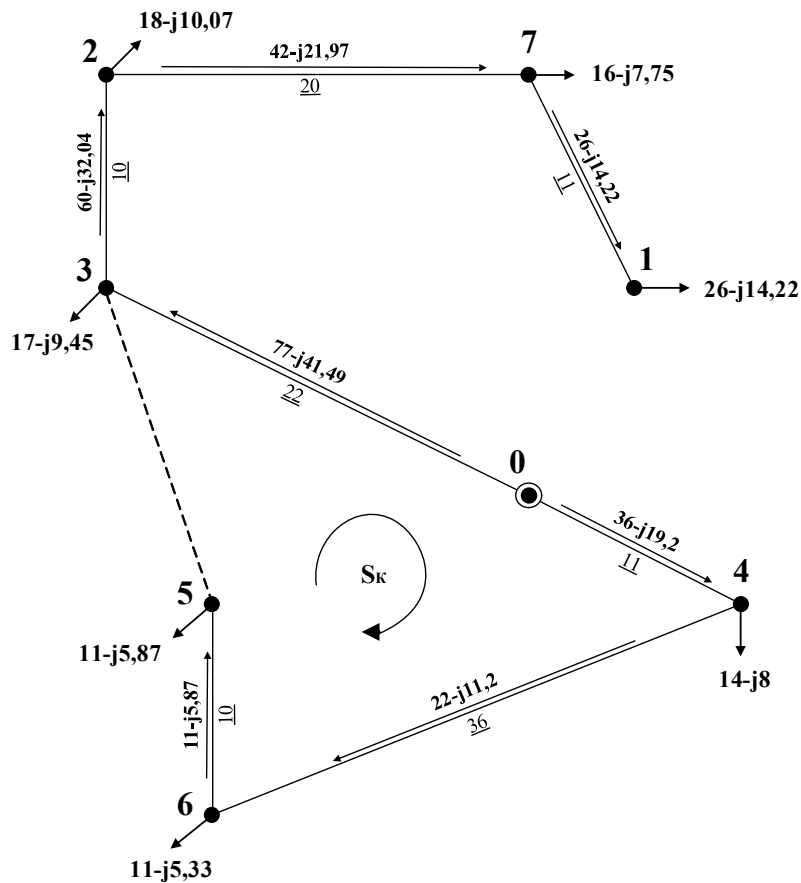


Рисунок 3.1 – Розімкнена L-схема заміщення електричної мережі для післяаварійного режиму роботи

Розв'язок контурного рівняння:

$$S_K = 4,17 - j2,52 \text{ (MVA)}$$

Значення потоків потужностей за окремими ділянками:

$$S_{p35} = -S_K = -4,17 + j2,52 \text{ (MVA)}$$

$$S_{p23} = S_{23} = 60 - j32,04 \text{ (MVA)}$$

$$S_{p17} = S_{17} = 26 - j14,22 \text{ (MVA)}$$

$$S_{p27} = S_{27} = 42 - j21,97 \text{ (MVA)}$$

$$S_{p04} = S_K + S_{04} = 40,17 - j21,72 \text{ (MVA)}$$

$$S_{p46} = S_K + S_{46} = 26,17 - j13,72 \text{ (MVA)}$$

$$S_{p56} = S_K + S_{56} = 15,17 - j8,39 \text{ (MVA)}$$

$$S_{p03} = -S_K + S_{03} = 72,83 - j38,97 \text{ (MVA)}$$

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

ДП.5129.14.1.002.ПЗ

Арк.

35

Перевірка за 2-м законом Кірхгофа:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{p04} \cdot L_{04} + \dot{S}_{p46} \cdot L_{46} + \dot{S}_{p56} \cdot L_{56} - \dot{S}_{p35} \cdot L_{35} - \dot{S}_{p03} \cdot L_{03} = \\ = (36 - j19,2)11 + (22 - j11,2)36 + (11 - j5,87)10 - (77 - j41,49)22 - (-4,17 + j2,52)16 = 0. \end{aligned}$$

Враховуючи потекорозподіл потужностей за L-схемою електричної мережі в післяаварійному режимі і дані про наближені значення опорів ПЛ, рівні напруги на шинах ВН понижуючих підстанцій та їх порівняння з параметрами пунктів наведені в табл. 3.8.

Для другої групи в пунктах електричної мережі розрахунки проводяться за умови одночасно двох паралельно включених трансформаторів. Результати розрахунків регульовальних діапазонів для силових трансформаторів для другої групи післяаварійних режимів роботи електричної мережі представлені у табл. 3.9.

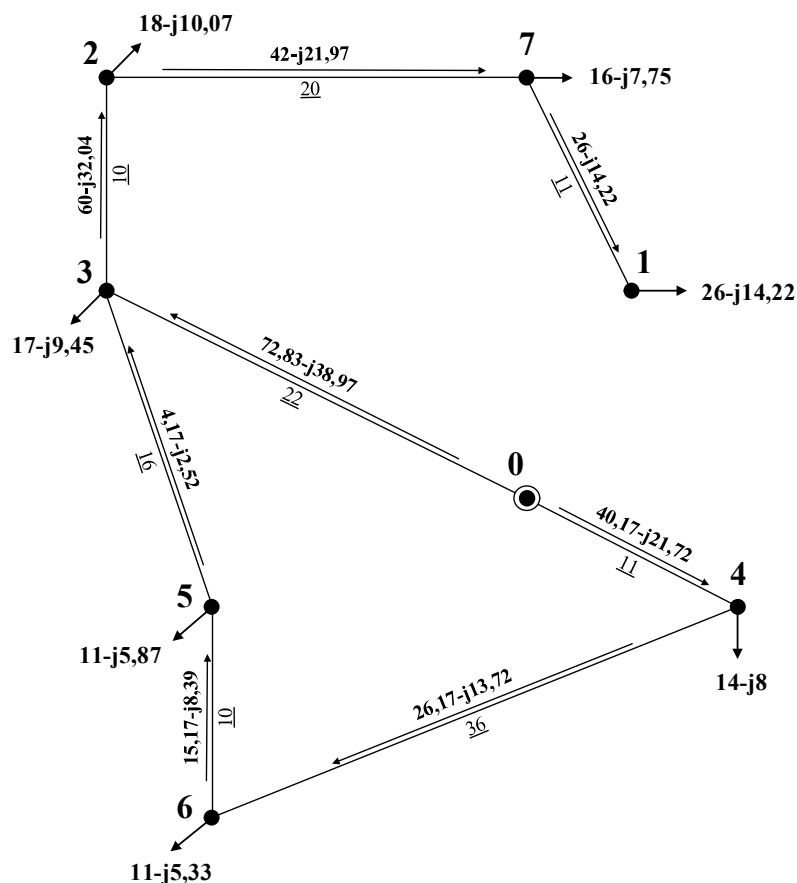


Рисунок 3.2 – Потекорозподіл в L-схемі електричної мережі для післяаварійного режиму роботи

Таблиця 3.8 – Результати перевірки проводів ПЛ за струмом післяаварійного режиму другої групи

Ділянка	Переріз, F, мм ²	Струмове навантаження , I, А	Тривалий допустимий стум, А
0-3	2*240	433,538	2*610
0-4	1*240	239,68	610
1-7	1*240	155,535	610
2-7	1*120	248,773	390
2-3	1*240	357,003	610
3-5	1*120	25,579	390
5-6	1*70	90,991	275
4-6	1*240	155,086	610

Таблиця 3.9 – Параметри силових трансформаторів та їх регулювальних діапазонів для післяаварійного режиму роботи

Номер пункту	S_H , МВА	$\Delta P_{\kappa 3}$, кВт	Обмотка(i)	U_{Ti} , кВ	U_{ki} , %	ΔU_{Ti} , кВ	U_{min1} , кВ	U_{max1} , кВ
1	25	140	ВН	115	10,75	3,68	97,01	132,18
			СН	38,5	0	0,08		
			НН	11	6,25	1,14		
2	16	100	ВН	115	10,75	4,09	97,24	132,41
			СН	38,5	0	0,1		
			НН	11	6,25	0,96		
3	16	100	ВН	115	10,75	4,09	97,24	132,41
			СН	38,5	0	0,1		
			НН	11	6,75	0,96		
4	16	100	ВН	115	10,75	3,25	96,03	131,21
			СН	38,5	0	0,1		
			НН	11	6,75	0,6		
5	10	76	ВН	115	10,75	3,87	97,43	132,6
			СН	38,5	0	0,09		
			НН	11	6,75	1,37		
6	10	60	ВН	115	10,75	3,6	95,78	130,95
7	16	85	ВН	115	10,75	3,23	95,42	130,59

Таблиця 3.10 – Результати перевірки перерізів ПЛ на відповідність технічним обмеженням другої групи післяаварійних режимів роботи

№ пункту	Діапазон регул. трансформатора		U _{max.роб} , кВ	Розрахунковий рівень напруги, кВ
	U _{min} , кВ	U _{max} , кВ		
1	97,01	132,18	126	106,49
2	97,24	132,41		110,88
3	97,24	132,41		112,66
4	96,03	131,21		113,71
5	97,43	132,6		110,08
6	95,78	130,95		110,96
7	95,42	130,59		107,40

Висновки до розділу

За обрахунками струмового навантаження лінії були розраховані оптимальні перерізи для них, обрані два найближчих з меншого та більшого боку номіналипроводів, здійснено техніко-економічний розрахунок для кожного з можливих номіналів та здійснено вибір більш вигідної марки. По сумарним капіталовкладенням економічно ефективнішою буде схема варіанту №1.

Всі лінії витримують струмове навантаження по тривалому допустимому струму першої групи. Для другого післяаварійного режиму роботи електричної мережі всі технічні обмеження повністю виконуються.

4 ФОРМУВАННЯ Z-СХЕМИ ЗАМІЩЕННЯ. ПІДГОТОВКА ДО ІТЕРАЦІЙНИХ ОБЧИСЛЕНЬ

Ітераційний розрахунок режиму являється досить точним, тому в розрахунках слід враховувати не втрати потужності в провідностях, а безпосередньо самі провідності, оскільки в цьому випадку втрачені у них потужності будуть також уточнюватися в процесі розрахунку, тому для подальших розрахунків використовують Z-схему мережі.

Для будівництва ПЛ схеми застосовуються залізобетонні опори з підвіскою фазних проводів у вершинах нерівностороннього трикутника та середньо геометричною відстанню між фазними проводами $D_{сз}=5000$ мм.

Значення погонного активного опору r_0 для всіх перерізів:

$$r_{070} = \frac{\rho}{F_{70}} = \frac{28,5}{68} = 0,419 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}; \quad r_{0120} = \frac{\rho}{F_{120}} = \frac{28,5}{118} = 0,242 \frac{\text{Ом}}{\text{км}};$$

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

Значення погонного реактивного опору x_0 , для всіх перерізів:

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

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

$$x_{0240} = 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{240}}\right) + 0,016 \mu = 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{21,6}\right) + 0,016 \cdot 1 = 0,403 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}.$$

Значення втрат потужності на корону в мережі 110кВ для ПЛ – малі, тому погонна активна провідність $g_0=0$.

Значення ємнісної реактивної провідності b_0 для всіх перерізів, які застосовуємо:

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

					<i>ДП.5129.14.1.002.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		39

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

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

Розрахунок параметрів схем заміщенні ЛЕП електричної мережі для ділянки 0-1:

Значення активного опору $r_{л}$, Ом, та індуктивного опору $x_{л}$, Ом:

$$r_{л0-1} = \frac{r_{0240} \cdot l_{0-1}}{k_{0-1} \cdot n_{0-1}} = \frac{0,117 \cdot 11}{2 \cdot 1} = 0,642 \text{ Ом};$$

$$x_{л0-1} = \frac{x_{0240} \cdot l_{0-1}}{k_{0-1} \cdot n_{0-1}} = \frac{0,403 \cdot 11}{2 \cdot 1} = 2,214 \text{ Ом}.$$

Значення ємнісної реактивної провідності $b_{л}$, См:

$$b_{л0-1} = k_{0-1} \cdot n_{0-1} \cdot b_{0240} \cdot l_{0-1} = 2 \cdot 1 \cdot (-2,84 \times 10^{-6}) \cdot 39 = -62,6 \times 10^{-6} \text{ См}.$$

Значення комплексних опорів Z_i , Ом:

$$\underline{Z}_{л0-1} = r_{л0-1} + jx_{л0-1} = 0,642 + j2,214 \text{ Ом}.$$

Значення комплексних провідностей Y_i , См:

$$Y_{л0-1} = g_{л0-1} - jb_{л0-1} = j62,6 \times 10^{-6} \text{ См}.$$

Параметри схем заміщення інших ділянок схеми розраховуємо аналогічно. Результати розрахунку наведені у табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Результати розрахунку параметрів схем заміщення ЛЕП електричної мережі

Ділянка	Довжина ділянки	Переріз, F, мм ²	Опір ЛЕП, Ом			Провідність ЛЕП, См		
			Г _л	Х _л	Z _л	г _л	b _л	Y _л
0-1	11	2*240	0,64	2,21	0,64+j2,21	0	62,6 × 10 ⁻⁶	j62,6 × 10 ⁻⁶
0-3	22	2*240	1,28	4,43	1,28+j4,43	0	125 × 10 ⁻⁶	j125 × 10 ⁻⁶
0-4	11	1*240	1,28	4,43	1,28+j4,43	0	31,3 × 10 ⁻⁶	j31,3 × 10 ⁻⁶
1-7	11	1*240	1,28	4,43	1,28+j4,43	0	31,3 × 10 ⁻⁶	j31,3 × 10 ⁻⁶
2-7	20	1*120	4,83	8,49	4,83+j8,49	0	53,8 × 10 ⁻⁶	j53,8 × 10 ⁻⁶
2-3	10	1*240	1,17	4,03	1,17+j4,03	0	28,4 × 10 ⁻⁶	j28,4 × 10 ⁻⁶
3-5	16	1*120	3,86	6,79	3,86+j6,79	0	43 × 10 ⁻⁶	j43 × 10 ⁻⁶
5-6	10	1*70	4,19	4,43	4,19+j4,43	0	25,8 × 10 ⁻⁶	j25,8 × 10 ⁻⁶
4-6	28	1*240	4,2	14,49	4,2+j14,49	0	102 × 10 ⁻⁶	j102 × 10 ⁻⁶

Тип та кількість силових трансформаторів, встановлених на понижуючих підстанціях схеми електричної мережі, обрані раніше в п.2 даної курсової роботи. Для усіх підстанцій схеми до встановлення були обрані по два силових трансформатора.

Проведемо розрахунок параметрів схем заміщення силових трансформаторів, що установлені у пункті 1 та пункті 7.

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

$$r_{\epsilon 1} = r_{c1} = r_{n1} = \frac{\Delta P_{\kappa \epsilon 1} \cdot U_{\text{ов}1}^2 \times 10^3}{2 \cdot (S_{n1} \times 10^3)^2} = \frac{140 \cdot 115^2 \times 10^3}{2 \cdot (25 \times 10^3)^2} = 1,481 \text{ Ом}.$$

а активний опір силового двообмоткового трансформатора, встановленого підстанції пункту 7:

$$r_{T7} = \frac{\Delta P_{\kappa T7} \cdot U_{\text{ов}7}^2 \times 10^3}{2 \cdot (S_{n7} \times 10^3)^2} = \frac{85 \cdot 115^2 \times 10^3}{2 \cdot (16 \times 10^3)^2} = 4,39 \text{ Ом}.$$

Активні опори обмоток блоку силових трансформаторів, встановлених на підстанції пункту 1 та 7:

$$r_{\text{ов}1} = r_{\text{ов}c1} = r_{\text{ов}n1} = \frac{r_{\epsilon 1}}{n} = \frac{r_{c1}}{n} = \frac{r_{n1}}{n} = \frac{1,481}{2} = 0,741 \text{ Ом}.$$

$$r_{\text{ов}T7} = \frac{r_{T7}}{n} = \frac{4,39}{2} = 2,2 \text{ Ом}.$$

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

$$x_{T\epsilon 1} = \frac{10 \cdot U_{\kappa \epsilon 1} \% \cdot U_{\text{ов}1}^2}{S_{n1} \times 10^3} = \frac{10 \cdot 10,75 \cdot 115^2}{25 \times 10^3} = 56,867 \text{ Ом};$$

$$x_{Tc1} = \frac{10 \cdot U_{\kappa c1} \% \cdot U_{\text{ов}1}^2}{S_{n1} \times 10^3} = \frac{10 \cdot 0 \cdot 115^2}{25 \times 10^3} = 0 \text{ Ом};$$

$$x_{Tn1} = \frac{10 \cdot U_{\kappa n1} \% \cdot U_{\text{ов}1}^2}{S_{n1} \times 10^3} = \frac{10 \cdot 6,75 \cdot 115^2}{25 \times 10^3} = 35,708 \text{ Ом}.$$

Реактивний опір обмоток силового двообмоткового трансформатора, встановленого на підстанції пункту 7:

					ДП.5129.141.002.ПЗ	Арк.
						41
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$x_{T7} = \frac{10 \cdot U_{\kappa 7} \% \cdot U_{\text{ов}7}^2}{S_{H7} \times 10^3} = \frac{10 \cdot 10,5 \cdot 115^2}{16 \cdot 10^3} = 86,79 \text{ Ом.}$$

Реактивні опори обмоток блоку силових трансформаторів, встановлених на підстанції пункту 1 та пункту 7:

$$x_{\text{ов}1} = \frac{x_{\text{ел}1}}{n} = \frac{56,867}{2} = 28,434 \text{ Ом;}$$

$$x_{\text{ов}1} = \frac{x_{\text{с}1}}{n} = \frac{0}{2} = 0 \text{ Ом;}$$

$$x_{\text{ов}1} = \frac{x_{\text{н}1}}{n} = \frac{35,708}{2} = 17,854 \text{ Ом,}$$

$$x_{\text{ов}7} = \frac{x_{T7}}{n} = \frac{86,79}{2} = 43,39 \text{ Ом.}$$

Активна провідність силових трансформаторів блоків, встановлених на підстанціях пунктів 1 та 7:

$$g_{T1} = \frac{\Delta P_{\text{xx}1} \times 10^{-3}}{U_{\text{ов}1}^2} = \frac{31 \times 10^{-3}}{115^2} = 2,344 \times 10^{-6} \text{ См;}$$

$$g_{T7} = \frac{\Delta P_{\text{xx}7} \times 10^{-3}}{U_{\text{ов}7}^2} = \frac{19 \times 10^{-3}}{115^2} = 1,44 \times 10^{-6} \text{ См.}$$

Значення індуктивної реактивної провідності силових трансформаторів, встановлених на підстанціях пунктів 1 та 7:

$$b_{T1} = \frac{I_{\text{xx}1} \% \cdot S_{H1} \times 10^{-2}}{U_{\text{ов}1}^2} = \frac{0,7 \cdot 25 \times 10^{-2}}{115^2} = 1,323 \times 10^{-5} \text{ См;}$$

$$b_{T7} = \frac{I_{\text{xx}7} \% \cdot S_{H7} \times 10^{-2}}{U_{\text{ов}7}^2} = \frac{0,7 \cdot 16 \times 10^{-2}}{115^2} = 8,47 \times 10^{-6} \text{ См}$$

Активна та реактивна провідність блоків силових трансформаторів, встановлених на підстанціях пунктів 1 та 7:

$$g_{\text{ов}1} = n \cdot g_{T1} = 2 \cdot 2,344 \times 10^{-6} = 4,688 \cdot 10^{-6} \text{ См;}$$

$$b_{\text{ов}1} = n \cdot b_{T1} = 2 \cdot 1,323 \times 10^{-5} = 2,647 \cdot 10^{-5} \text{ См;}$$

$$g_{\text{ов}7} = n \cdot g_{T7} = 2 \cdot 1,059 \times 10^{-6} = 2,87 \cdot 10^{-6} \text{ См;}$$

$$b_{\text{ов}7} = n \cdot b_{T7} = 2 \cdot 5,293 \times 10^{-6} = 1,69 \cdot 10^{-5} \text{ См.}$$

					ДП.5129.14.1.002.ПЗ	Арк.
						42
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Повна провідність блоків силових трансформаторів, встановлених на підстанціях пунктів 1 та 7:

$$Y_{\delta T1} = g_{\delta T1} - jb_{\delta T1} = 4,69 \cdot 10^{-6} - j2,65 \cdot 10^{-5} \text{ См};$$

$$Y_{\delta T7} = g_{\delta T7} - jb_{\delta T7} = 2,87 \cdot 10^{-6} - j1,69 \cdot 10^{-5} \text{ См}.$$

Значення всіх інших пунктів наведені в табл. 4.2.

Таблиця 4.2 – Результати розрахунку параметрів схем заміщення блоків трансформаторів електричної мережі

№	Опір блоку трансформаторів, Ом								Провідність блоку тр-рів, См		
	Активний				Реактивний				$g_{\delta T} \times 10^{-6}$	$b_{\delta T} \times 10^{-6}$	$Y_{\delta T} \times 10^{-6}$
	$R_{\delta T}$	$R_{\delta B}$	$R_{\delta C}$	$R_{\delta H}$	$X_{\delta T}$	$X_{\delta B}$	$X_{\delta C}$	$X_{\delta H}$			
1	-	0,74	0,74	0,74	-	28,43	0	17,85	4,69	-26,5	4,69-j26,5
2	-	1,29	1,29	1,29	-	44,43	0	25,83	3,48	-24,2	3,48-j24,2
3	-	1,29	1,29	1,29	-	44,43	0	25,83	3,48	-24,2	3,48-j24,2
4	-	1,29	1,29	1,29	-	44,43	0	25,83	3,48	-24,2	3,48-j24,2
5	-	2,51	2,51	2,51	-	71,08	0	41,33	2,57	-16,6	2,57-j16,6
6	3,97	-	-	-	69,43	-	-	-	2,12	-10,6	2,12-j10,6
7	2,2	-	-	-	43,39	-	-	-	2,87	-16,9	2,87-j16,9

Для визначення втрат в обмотках трансформаторів необхідно знати коефіцієнти завантаження їх обмоток. Приклад розрахунку показаний для трансформаторів, встановлених у пункті 1 та 7 схеми мережі. Значення всіх інших коефіцієнтів зведені в таблиці 4.3.

$$\beta_{\delta H1} = \frac{S_{\delta H1}}{n \cdot S_{H1}} = \frac{\sqrt{P_{\delta H1}^2 + Q_{\delta H1}^2} + \sqrt{P_{\delta H1}^2 + Q_{\delta H1}^2}}{n \cdot S_{H1}} =$$

$$= \frac{\sqrt{12^2 + (-7,44)^2} + \sqrt{14^2 + (-6,78)^2}}{2 \cdot 25} = 0,59;$$

$$\beta_{\delta C1} = \frac{S_{\delta C1}}{n \cdot S_{C1}} = \frac{\sqrt{P_{\delta C1}^2 + Q_{\delta C1}^2}}{n \cdot S_{C1}} = \frac{\sqrt{12^2 + (-7,44)^2}}{2 \cdot 25} = 0,28;$$

$$\beta_{\delta H1} = \frac{S_{\delta H1}}{n \cdot S_{H1}} = \frac{\sqrt{P_{\delta H1}^2 + Q_{\delta H1}^2}}{n \cdot S_{H1}} = \frac{\sqrt{14^2 + (-6,78)^2}}{2 \cdot 25} = 0,31.$$

Для двообмоткового трансформатора пункту 7:

$$\beta_7 = \frac{S_{\max 7}}{n \cdot S_{H7}} = \frac{\sqrt{P_{H7}^2 + Q_{H7}^2}}{2 \cdot 10} = \frac{\sqrt{(16)^2 + (-7,75)^2}}{2 \cdot 16} = 0,74.$$

Таблиця 4.3 – Результати розрахунку коефіцієнтів завантаження блоків силових трансформаторів

№	S _n , МВА	Потік потужності і-тою обмоткою						Коефіцієнт завантаження обмотки		
		P _i , МВт			Q _i , МВАр			ВН	СН	НН
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН			
1	25	26	12	14	-14,22	-7,44	-6,78	0,59	0,29	0,31
2	16	18	10	8	-10,07	-6,2	-3,87	0,65	0,37	0,28
3	16	17	9	8	-9,45	-5,58	-3,87	0,61	0,33	0,28
4	16	14	9	5	-8	-5,58	-2,42	0,5	0,33	0,17
5	10	11	4	7	-5,87	-2,48	-3,39	0,62	0,24	0,39
6	10	11	-	11	-5,33	-	-5,33	0,82	-	0,82
7	16	16	-	16	-7,75	-	-7,75	0,74	-	0,74

Розрахуємо величини активних та реактивних втрат потужностей в опорах блоку триобмоткових силових трансформаторів в пункті 1, значення всіх інших пунктів наведені в таблиці 4.4.:

$$\Delta P_{TZ} = \frac{n \cdot \Delta P_{\kappa 31}}{2} (\beta_{\text{вн1}}^2 + \beta_{\text{сн1}}^2 + \beta_{\text{нн1}}^2) = \frac{2 \cdot 140}{2} (0,59^2 + 0,28^2 + 0,31^2) = 74,02 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{TZ} = -n \cdot S_{\text{н1}} \cdot (\beta_{\text{вн1}}^2 \cdot U_{\kappa 61} \% + \beta_{\text{сн1}}^2 \cdot U_{\kappa 61} \% + \beta_{\text{нн1}}^2 \cdot U_{\kappa 61} \%) =$$

$$= 2 \cdot 25 \cdot (0,59^2 \cdot 10,75 + 0,28^2 \cdot 0 + 0,31^2 \cdot 6,75) = -2219,74 \text{ кВАр}.$$

Розрахуємо значення приведенного навантаження:

$$S_{\text{нр1}} = S_{\text{зад1}} + (\Delta P_{TZ1} + j \Delta Q_{TZ1}) \times 10^{-3} = 26 - j14,22 + (74,02 - j2219,74) \times 10^{-3} =$$

$$= 26,07 - j16,44 \text{ МВА}.$$

Таблиця 4.4 – Результати розрахунку приведених навантажень

№	Задана потужність, S _m , МВА	Втрати потужностей в опорах блоку силових трансформаторів		Приведена потужність пункту, S _{пр} , МВА
		ΔP _{TZ} , кВт	ΔQ _{TZ} , кВАр	
1	26-j14,22	74,02	-2219,74	26,07-j16,44
2	18-j10,07	62,89	-1587,33	18,06-j11,66
3	17-j9,45	55,71	-1428,73	17,06-j10,88
4	14-j8	39,41	-935,81	14,04-j8,94
5	11-j5,87	45,31	-1026,69	11,05-j6,9
6	11-j5,33	79,98	-1399,59	11,08-j6,73
7	16-j7,75	93,64	-1850,69	16,09-j9,6

Значення еквівалентних провідностей пунктів електричної мережі на прикладі пункту 1:

$$Y_1 = \frac{Y_{л0-1} + Y_{л1-2}}{2} + Y_{от1} = \frac{j(6,26 + 3,13) \times 10^{-5}}{2} + 4,69 \times 10^{-6} - j2,65 \times 10^{-5} = 4,69 \times 10^{-6} + j20,5 \times 10^{-4} \text{ См.}$$

Таблиця 4.5 – Еквівалентні провідності пунктів схеми

Номер пункту	Y, См
1	$4,69 \times 10^{-6} + j20,5 \times 10^{-4}$
2	$3,48 \times 10^{-6} + j16,9 \times 10^{-4}$
3	$3,48 \times 10^{-6} + j74,1 \times 10^{-4}$
4	$3,48 \times 10^{-6} + j42,6 \times 10^{-4}$
5	$2,57 \times 10^{-6} + j17,8 \times 10^{-4}$
6	$2,12 \times 10^{-6} + j53,5 \times 10^{-4}$
7	$2,87 \times 10^{-6} + j25,6 \times 10^{-4}$

Еквівалентна провідність БП:

$$Y_{БП} = \frac{Y_{л0-1} + Y_{л0-3} + Y_{л0-4}}{2} = \frac{j(6,26 + 12,5 + 3,13) \times 10^{-5}}{2} = j1,09 \times 10^{-4} \text{ См.}$$

Висновки до розділу

За розрахунками було сформовано Z-схему мережі з повними опорами ділянок, заданими або приведеними навантаженнями пунктів і еквівалентними провідностями пунктів.

5 МЕТОДИ ІТЕРАЦІЙНИХ ОБЧИСЛЕНЬ РЕМ. ЕЛЕКТРИЧНИЙ РОЗРАХУНОК РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

Розрахувати усталений режим роботи електричної мережі означає визначити фактичні потоки потужностей за ділянками мережі, рівні напруги у всіх пунктах схеми та сумарні втрати потужностей у Z і Y-елементах схеми заміщення мережі.

Розрахунок основного потокорозподілу потужностей у двоконтурній схемі з контурами 0-1-7-2-3-0 та 0-4-6-5-3-0 електричної мережі (так званий розрахунок Z-схеми) виконується за вказаним нижче алгоритмом (за методом контурних рівнянь).

5.1 Розрахунок Z-схеми режиму максимальних навантажень

Розрахункова схема з перемичками 2-7 та 3-5 наведена на рис. 5.1.

Попередній потокорозподіл:

$$S_{23} = S_{np2} = 18,06 - j11,66 \text{ (MBA)}$$

$$S_{17} = S_{np7} = 16,09 - j9,6 \text{ (MBA)}$$

$$S_{56} = S_{np5} = 11,05 - j6,9 \text{ (MBA)}$$

$$S_{03} = S_{np3} + S_{23} = 35,12 - j19,52 \text{ (MBA)}$$

$$S_{01} = S_{np1} + S_{17} = 42,17 - j26,04 \text{ (MBA)}$$

$$S_{46} = S_{np6} + S_{56} = 22,13 - j13,63 \text{ (MBA)}$$

$$S_{04} = S_{np4} + S_{46} = 36,17 - j22,56 \text{ (MBA)}$$

Контурний метод обчислення струмів:

$$\begin{cases} \dot{S}_{03} \cdot z_{03} + \dot{S}_{23} \cdot z_{23} - \dot{S}_{01} \cdot z_{01} - \dot{S}_{17} \cdot z_{17} = -\dot{S}_{K1} \cdot (z_{01} + z_{17} + z_{03} + z_{23} + z_{27}) + \dot{S}_{K2} \cdot z_{03}; \\ \dot{S}_{04} \cdot z_{04} + \dot{S}_{46} \cdot z_{46} + \dot{S}_{56} \cdot z_{56} - \dot{S}_{03} \cdot z_{03} = \dot{S}_{K1} \cdot z_{03} - \dot{S}_{K2} \cdot (z_{04} + z_{46} + z_{56} + z_{03} + z_{35}). \end{cases}$$

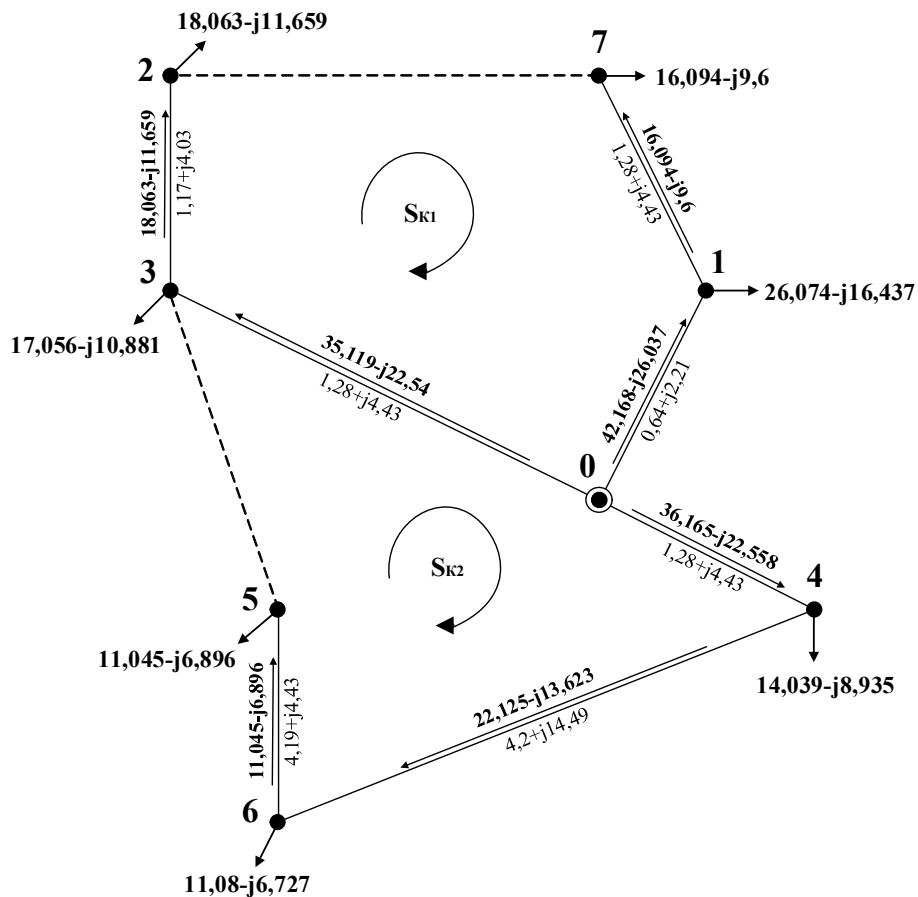


Рисунок 5.1 – Попередній потокорозподіл потужностей при максимальних навантаженнях

Розв'язки системи контурних рівнянь:

$$S_{K1} = -4,97 + j2,62 \text{ (MVA)}$$

$$S_{K2} = -11,54 + j6,23 \text{ (MVA)}$$

Значення потоків потужностей за окремими ділянками:

$$S_{осн27} = -S_{K1} = 4,97 - j2,62 \text{ (MVA)}$$

$$S_{осн35} = -S_{K2} = 11,54 - j6,23 \text{ (MVA)}$$

$$S_{осн23} = S_{K1} + S_{23} = 13,09 - j9,04 \text{ (MVA)}$$

$$S_{осн17} = -S_{K1} + S_{17} = 21,07 - j12,22 \text{ (MVA)}$$

$$S_{осн01} = -S_{K1} + S_{01} = 47,14 - j28,65 \text{ (MVA)}$$

$$S_{осн04} = S_{K2} + S_{04} = 24,62 - j16,33 \text{ (MVA)}$$

$$S_{осн46} = S_{K2} + S_{46} = 10,58 - j7,39 \text{ (MVA)}$$

$$S_{осн56} = S_{K2} + S_{56} = -0,498 - j0,66 \text{ (MBA)}$$

$$S_{осн03} = S_{K1} - S_{K2} + S_{03} = 41,69 - j26,16 \text{ (MBA)}$$

Перевірка за 2-м законом Кірхгофа:

$$\dot{S}_{осн03} \cdot z_{03} + \dot{S}_{осн23} \cdot z_{23} - \dot{S}_{осн27} \cdot z_{27} - \dot{S}_{осн17} \cdot z_{17} - \dot{S}_{осн01} \cdot z_{01} = 0;$$

$$\dot{S}_{осн04} \cdot z_{04} + \dot{S}_{осн46} \cdot z_{46} + \dot{S}_{осн56} \cdot z_{56} - \dot{S}_{осн35} \cdot z_{35} - \dot{S}_{осн03} \cdot z_{03} = 0.$$

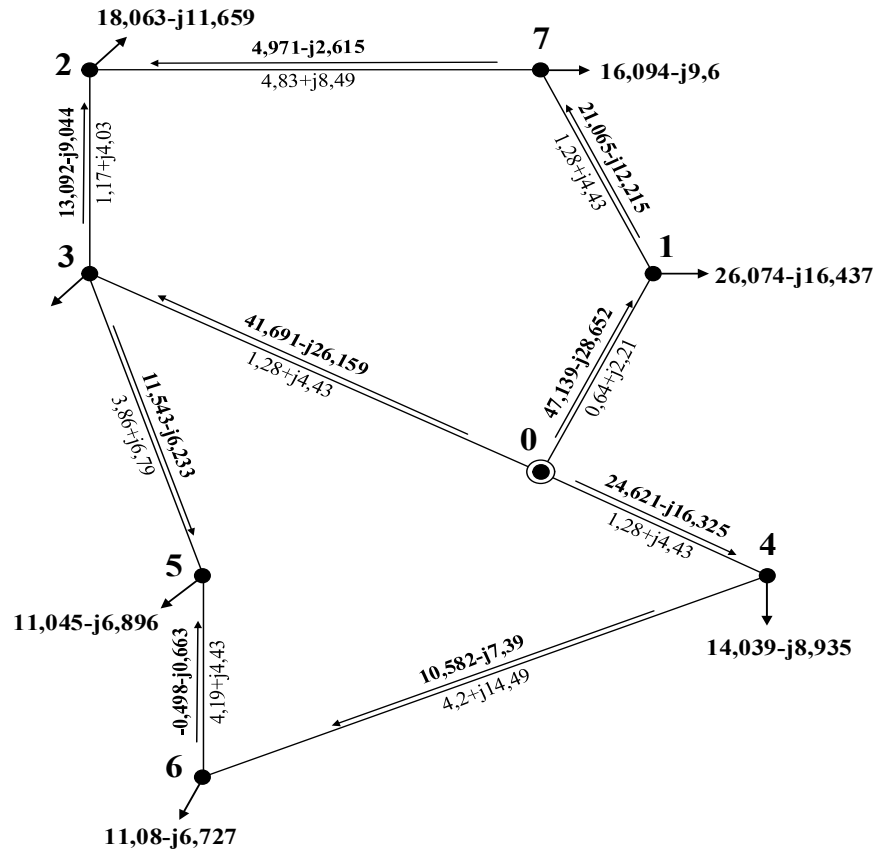


Рисунок 5.2 – Потокорозподіл потужностей при максимальних навантаженнях

5.2 Ітераційний розрахунок режиму максимальних навантажень

Виконаємо першу ітерацію розрахунку режиму роботи електричної мережі при максимальних навантаженнях.

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

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

$$U_0 = 115 \text{ кВ}$$

Напруги ділянок визначаються за формулою:

$$U_{c0-1}^{(0)} = \sqrt{\frac{(U_0^{(0)})^2 + (U_1^{(0)})^2}{2}} = \sqrt{\frac{115^2 + 110^2}{2}} = 112,53 \text{ (кВ)}$$

Алгоритм ітераційного обчислення (прикладі наведені для ПЛ 0-1 та пункту 1, результати інших розрахунків зведені до табл. 5.1 – 5.6.):

1. Втрати потужності в опорах ділянок за основним потокорозподілом потужностей та початковим наближенням рівнів напруг у пунктах визначаються:

$$\begin{aligned} \Delta S_{z0-1}^{(1)} &= \frac{P_{осн0-1}^2 + Q_{осн0-1}^2}{(U_{c0-1}^{(0)})^2} (r_{л0-1} - jx_{л0-1}) = \\ &= \frac{47,14^2 + (-28,65)^2}{112,53} \cdot (0,64 - j2,21) = 0,15 - j0,53 \text{ (МВА)} \end{aligned}$$

Таблиця 5.1 – Результати величин втрат потужності в опорах ділянок

Номер ділянки	$\Delta S_{z1-j}^{(1)}$, МВА
0-1	0,15-j0,53
0-3	0,25-j0,85
0-4	0,09-j0,31
1-7	0,06-j0,22
2-7	0,01-j0,02
2-3	0,02-j0,08
3-5	0,05-j0,1
5-6	0,0024-j0,0025
4-6	0,06-j0,2

2. Втрати потужності в провідностях пунктів, по початковому наближенню рівнів напруги в пунктах:

$$\Delta S_{y1}^{(1)} = \underline{Y}_1 \cdot (U_1^{(0)})^2 = (4,69 \times 10^{-6} + j2,05 \times 10^{-5}) \cdot 110^2 = 0,06 + j0,25 \text{ (МВА)}.$$

Таблиця 5.2 – Результати величин втрат потужності в провідностях пунктів

Номер пункту	$\dot{S}_{y1-j}^{(1)}$, МВА
1	0,06+j0,25
2	0,04+j0,2
3	0,04+j0,9
4	0,04+j0,52
5	0,03+j0,21
6	0,03+j0,65
7	0,03+j0,31

3. Формуємо додаткові навантаження пунктів від втрат потужності, розраховуємо контурним методом. Значення потоків потужностей від втрат:

Таблиця 5.3 – Результати величин втрат потужності в опорах ділянок

Номер ділянки	$\dot{S}_{Di-j}^{(1)}$, МВА
0-1	0,37-j0,21
0-3	0,28+j0,73
0-4	0,21+j0,59
1-7	0,07+j0,39
2-7	-0,0039+j0,2
2-3	0,06-j0,04
3-5	0,01+j0,39
5-6	0,04-j0,22
4-6	0,1+j0,32

4. Формула накладання поточкорозподілу додаткових навантажень на основний поточкорозподіл для отримання результуючого на 1 ітерації:

$$\dot{S}_{рез1}^{(1)} = \dot{S}_{np1} + \dot{S}_{П1}^{(1)} = (26,07 - j16,44) + (0,3 - j0,59) = 26,38 - j17,03 \text{ (МВА)}.$$

Таблиця 5.4 – Результати величин результуючого поточкорозподілу

Номер пункту	$\dot{S}_{рез}^{(1)}$, МВА
1	26,38-j17,03
2	18,12-j11,51
3	17,26-j10,5
4	14,15-j8,67
5	11,1-j6,73
6	11,13-j6,18
7	16,17-j9,41

5. Результуючий потік потужностей ділянками схеми:

$$\dot{S}_{рез0-1}^{(1)} = \dot{S}_{осн0-1}^{(1)} + \dot{S}_{л0-1}^{(1)} = (47,14 - j28,65) + (0,37 - j0,21) = 47,51 - j28,86 \text{ (МВА)}.$$

Таблиця 5.5 – Результати величин втрат потужності в опорах ділянок

Номер ділянки	$\dot{S}_{Di-j}^{(1)}$, МВА
0-1	47,51-j28,86
0-3	41,97-j25,43
0-4	24,84-j15,74
1-7	21,13-j11,83
2-7	4,97-j2,42
2-3	13,16-j9,09
3-5	11,56-j5,84
5-6	-0,45-j0,89
4-6	10,68-j7,07

6. Величина рівня напруги в пунктах схеми:

$$U_1^{(1)} = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{рез0-1}^{(1)} \cdot r_{0-1} - Q_{рез0-1}^{(1)} \cdot x_{0-1})} = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (47,51 \cdot 0,64 - (-28,86) \cdot 2,21)} = 114,18 \text{ (кВ)}.$$

Перевірка збіжності ітераційного процесу з критерієм зміни модулів напруги в пунктах схеми:

$$\Delta U_1^{(1)} = \frac{|\dot{U}_1^{(1)} - \dot{U}_1^{(0)}|}{|\dot{U}_1^{(0)}|} \cdot 100\% = \frac{|114,18 - 110|}{|110|} \cdot 100\% = 3,8\%$$

Таблиця 5.6 – Результати величин рівнів напруг та збіжності ітераційного процесу в пунктах мережі

Номер пункту	$U_i^{(1)}$, кВ	$\Delta U_i^{(1)}$, %
1	114,18	3,8
2	113,08	2,8
3	113,54	3,22
4	114,11	3,74
5	112,8	2,54
6	112,82	2,56
7	113,48	3,16

Втрати потужності в схемі на першій ітерації розрахунку.

Потужність БП на 1 ітерації дорівнює:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{БП}^{(1)} &= \dot{S}_{рез0-1}^{(1)} + \dot{S}_{рез0-3}^{(1)} + \dot{S}_{рез0-4}^{(1)} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z0-1}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z0-3}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z0-4}^{(1)}) + \underline{Y}_{БП} \cdot U_0^2 = \\ &= 114,56 - j70,86 \text{ (MBA)}. \end{aligned}$$

Сумарні втрати потужності в схемі:

$$\dot{S}_{\Sigma} = \dot{S}_{m1} + \dot{S}_{m2} + \dot{S}_{m3} + \dot{S}_{m4} + \dot{S}_{m5} + \dot{S}_{m6} + \dot{S}_{m7} = 113 - j60,69 \text{ (MBA)}.$$

Повні втрати потужності в схемі на 1 ітерації складають:

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)} = \dot{S}_{БП}^{(1)} - \dot{S}_{\Sigma} = (114,56 - j70,86) - (113 - j60,69) = 1,563 - j10,171 \text{ (MBA)}.$$

Оскільки величини збіжності напруг перевищують 2%, то згідно даному критерію потрібно продовжити розрахунок і виконати наступну ітерацію розрахунку.

Виконаємо другу ітерацію розрахунку режиму роботи електричної мережі при максимальних навантаженнях. Задамося початковими наближеннями напруг пунктів, що відповідають напрузі на першій ітерації. Результати обчислень внесені в табл. 5.7.

Зміни сумарних втрат на 2 ітерації розрахунку:

$$\delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} = \frac{\left| \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} - \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)} \right|}{\left| \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)} \right|} \cdot 100\% = \frac{|(1,545 - j9,864) - (1,563 - j10,171)|}{|1,563 - j10,171|} \cdot 100\% = 2,987 \%$$

Оскільки сумарні втрати потужності перевищують 2%, то згідно даному критерію потрібно продовжити розрахунок і виконати наступну ітерацію розрахунку.

Виконаємо третю ітерацію розрахунку режиму роботи електричної мережі при максимальних навантаженнях. Задамося початковими наближеннями напруг пунктів, що відповідають напрузі на першій ітерації. Результати обчислень внесені в табл. 5.8.

					ДП.5129.14.1.002.ПЗ	Арк.
						52
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 5.7 – Результати розрахунку параметрів режиму максимальних навантажень роботи електричної мережі на другій ітерації розрахунку

Параметр	Значення			
Втрати потужності в опорах ділянок, МВА	0-1	0,151-j0,521	2-3	0,023-j0,08
	0-3	0,237-j0,817	3-5	0,051-j0,089
	0-4	0,085-j0,292	5-6	0,00326-j0,00344
	1-7	0,058-j0,2	4-6	0,05-j0,18
	2-7	0,011-j0,02		
Втрати потужності в провідностях пунктів, МВА	1	0,061+j0,267	5	0,033+j0,226
	2	0,044+j0,216	6	0,027+j0,681
	3	0,045+j0,955	7	0,037+j0,33
	4	0,045+j0,555		
Додаткові навантаження пунктів від втрат потужності, МВА	1	0,298-j0,548	5	0,058+j0,181
	2	0,062+j0,166	6	0,054+j0,588
	3	0,2+j0,462	7	0,072+j0,219
	4	0,114+j0,317		
Потоки потужностей за ділянками від дод. навантажень пунктів, МВА	0-1	0,364-j0,12	2-3	0,067-j0,042
	0-3	0,278+j0,837	3-5	0,011+j0,417
	0-4	0,216+j0,67	5-6	0,047-j0,235
	1-7	0,066+j0,427	4-6	0,101+j0,353
	2-7	-0,00547+j0,208		
Результуюче навантаження пунктів, МВА.	1	26,372-j16,985	5	11,103-j6,715
	2	18,125-j11,493	6	11,134-j6,139
	3	17,256-j10,419	7	16,165-j9,381
	4	14,154-j8,618		
Результуючий потік потужності ділянками, МВА	0-1	47,503-j28,772	2-3	13,159-j9,086
	0-3	41,969-j25,322	3-5	11,554-j5,817
	0-4	24,837-j15,655	5-6	-0,451-j0,898
	1-7	21,131-j11,787	4-6	10,683-j7,037
	2-7	4,966-j2,407		
Рівень напруги в пунктах, кВ	1	114,178	5	112,803
	2	113,089	6	112,822
	3	113,547	7	113,481
	4	114,116		
Збіжності величин напруг між ітераціями, %	1	0,0015	5	0,0054
	2	0,0039	6	0,006
	3	0,0038	7	0,003
	4	0,0027		
С _{БП} , МВА	114,545-j70,551			
С _Σ , МВА	113-j60,687			
ΔS _Σ , МВА	1,545-j9,864			

Таблиця 5.8 – Результати розрахунку параметрів режиму максимальних навантажень роботи електричної мережі на третій ітерації розрахунку

Параметр	Значення			
Втрати потужності в опорах ділянок, МВА	0-1	0,151-j0,52	2-3	0,023-j0,08
	0-3	0,236-j0,815	3-5	0,051-j0,089
	0-4	0,084-j0,291	5-6	0,00332-j0,00351
	1-7	0,058-j0,2	4-6	0,05-j0,18
	2-7	0,011-j0,02		
Втрати потужності в провідностях пунктів, МВА	1	0,061+j0,267	5	0,033+j0,226
	2	0,044+j0,216	6	0,027+j0,681
	3	0,045+j0,955	7	0,037+j0,33
	4	0,045+j0,555		
Додаткові навантаження пунктів від втрат потужності, МВА	1	0,297-j0,546	5	0,058+j0,181
	2	0,062+j0,166	6	0,054+j0,588
	3	0,2+j0,464	7	0,072+j0,22
	4	0,114+j0,318		
Потоки потужностей за ділянками від дод. навантажень пунктів, МВА	0-1	0,364-j0,12	2-3	0,067-j0,042
	0-3	0,278+j0,837	3-5	0,011+j0,417
	0-4	0,216+j0,67	5-6	0,047-j0,235
	1-7	0,066+j0,427	4-6	0,101+j0,353
	2-7	-0,00548+j0,208		
Результуюче навантаження пунктів, МВА.	1	26,371-j16,983	5	11,103-j6,714
	2	18,125-j11,493	6	11,134-j6,139
	3	17,256-j10,417	7	16,165-j9,38
	4	14,154-j8,617		
Результуючий потік потужності ділянками, МВА	0-1	47,502-j28,77	2-3	13,159-j9,086
	0-3	41,969-j25,32	3-5	11,554-j5,817
	0-4	24,837-j15,654	5-6	-0,451-j0,898
	1-7	21,131-j11,787	4-6	10,683-j7,037
	2-7	4,966-j2,407		
Рівень напруги в пунктах, кВ	1	114,178	5	112,803
	2	113,089	6	112,822
	3	113,547	7	113,481
	4	114,116		
Збіжності величин напруг між ітераціями, %	1	0,00004	5	0,00006
	2	0,00005	6	0,00006
	3	0,00005	7	0,00005
	4	0,00003		
С _{БП} , МВА	114,543-j70,545			
ΣS, МВА	113-j60,687			
ΔΣS, МВА	1,543-j9,858			

Зміни сумарних втрат на 3 ітерації розрахунку:

$$\delta S_{\Sigma} = \frac{\left| \Delta S_{\Sigma}^{(3)} - \Delta S_{\Sigma}^{(2)} \right|}{\left| \Delta S_{\Sigma}^{(2)} \right|} \cdot 100\% = \frac{\left| (1,543 - j9,858) - (1,545 - j9,864) \right|}{\left| 1,545 - j9,864 \right|} \cdot 100\% = 0,067\%$$

Оскільки сумарні втрати потужності не перевищують 2%, то згідно даному критерію можна завершити розрахунок.

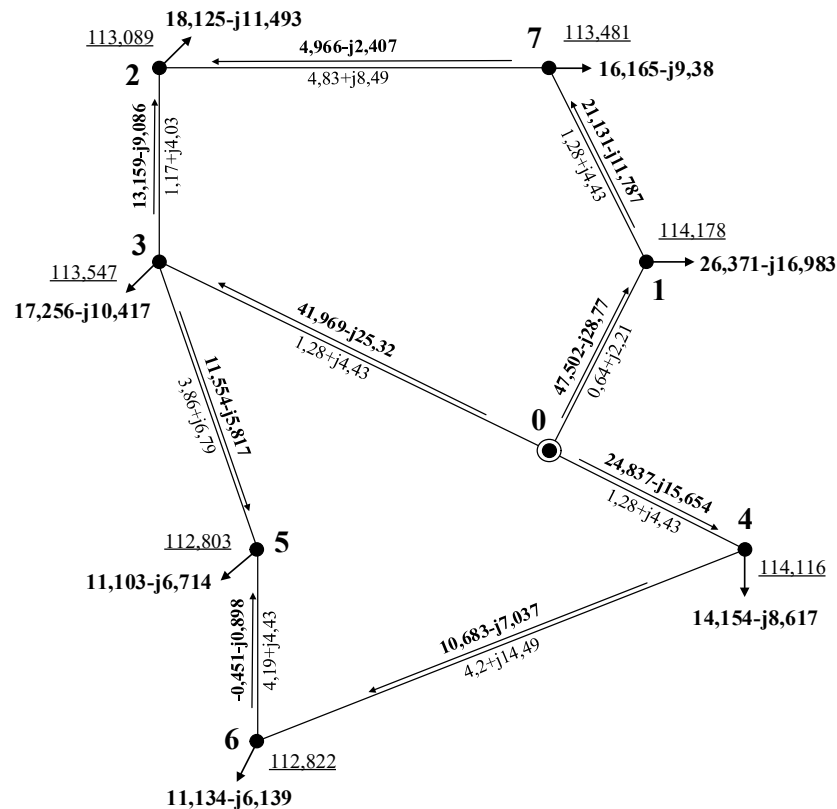


Рисунок 5.3 – Результуючий потікорозподіл потужностей та режим напруг в пунктах схеми при максимальних навантаженнях на 3 ітерації розрахунків

Таблиця 5.9 – Результати перевірки проводів ПЛ за струмом в режимі максимальних навантажень

Ділянка	Переріз, F, мм ²	Струмове навантаження, I, А	Тривалий допустимий стум, А
0-1	2*240	291,485	2*610
0-3	2*240	257,262	2*610
0-4	1*240	154,093	610
1-7	1*240	126,998	610
2-7	1*120	28,963	390
2-3	1*240	83,932	610
3-5	1*120	67,893	390
5-6	1*70	5,274	275
4-6	1*240	67,143	610

5.3 Розрахунок Z-схеми післяаварійного режиму

У даній частині розглядається друга група післяаварійних режимів – з відключенням найбільш завантаженої ділянки. Найбільш завантаженою являється ПЛ 0-1 зі значенням $I_{01}=291,485A$.

Після видалення ділянки утворюється одноконтурна схема з контуром 0-4-6-5-3-0. Розрахунок здійснюватиметься за методом контурних рівнянь, тому обираємо в схемі перемичку 3-5.

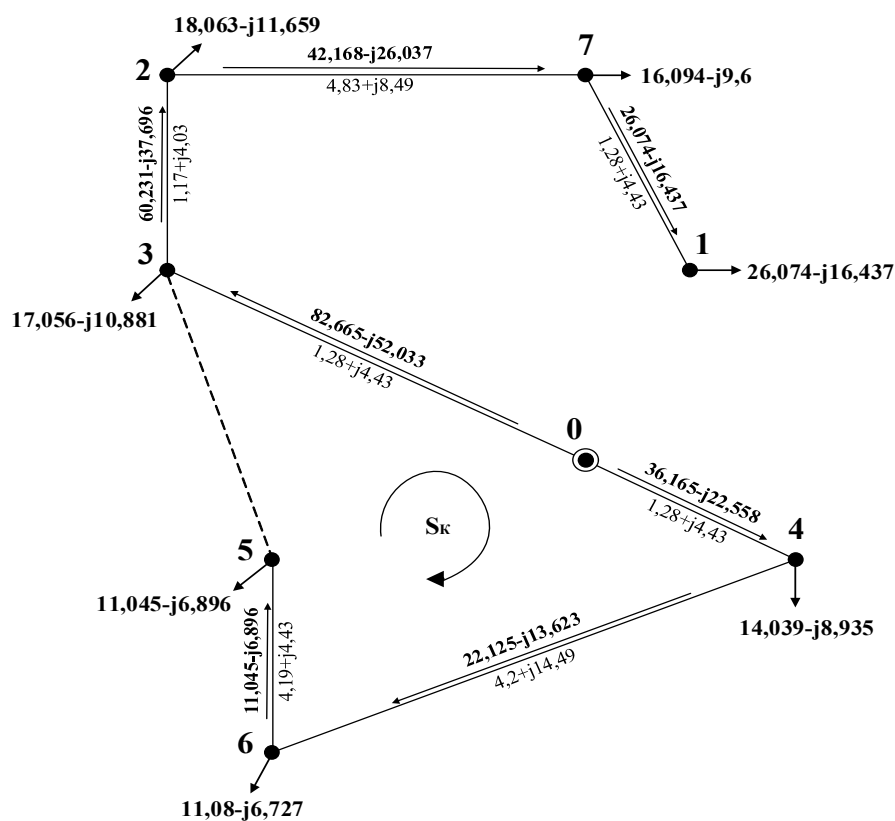


Рисунок 5.4 – Попередній потокорозподіл в післяаварійному режимі

Попередній потокорозподіл:

$$S_{17} = S_{np1} = 26,074 - j16,437 (MVA)$$

$$S_{27} = S_{np7} + S_{17} = 42,168 - j26,037 (MVA)$$

$$S_{23} = S_{np2} + S_{27} = 60,231 - j37,696 (MVA)$$

$$S_{03} = S_{np3} + S_{23} = 77,286 - j48,577 (MVA)$$

$$S_{56} = S_{np5} = 11,045 - j6,896 (MVA)$$

$$S_{46} = S_{np6} + S_{56} = 22,125 - j13,623 \text{ (MBA)}$$

$$S_{04} = S_{np4} + S_{46} = 36,165 - j22,558 \text{ (MBA)}$$

Контурний метод обчислення струмів:

$$\dot{S}_{04} \cdot z_{04} + \dot{S}_{46} \cdot z_{46} + \dot{S}_{56} \cdot z_{56} - \dot{S}_{03} \cdot z_{03} = -\dot{S}_K \cdot (z_{04} + z_{46} + z_{56} + z_{03} + z_{35}).$$

Розв'язок контурного рівняння:

$$S_K = -5,379 + j3,456 \text{ (MBA)}$$

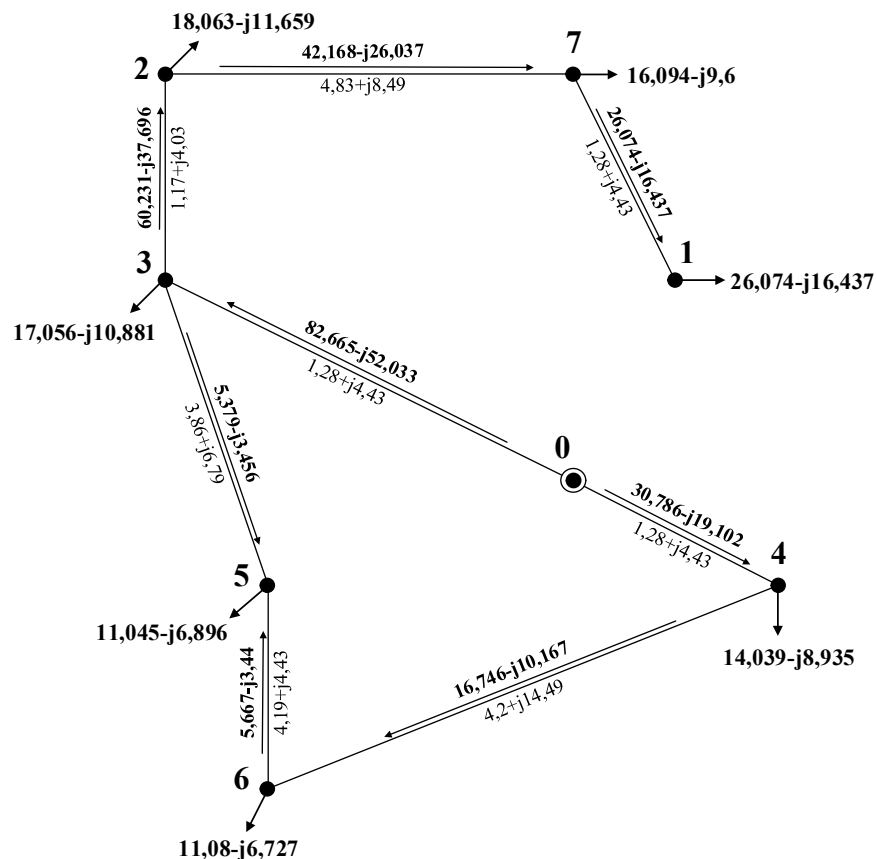


Рисунок 5.5 – Потокорозподіл потужностей в післяаварійному режимі

Значення потоків потужностей за окремими ділянками:

$$S_{очн35} = -S_K = 5,379 - j3,456 \text{ (MBA)}$$

$$S_{очн17} = S_{17} = 26,074 - j16,437 \text{ (MBA)}$$

$$S_{очн27} = S_{27} = 42,168 - j26,037 \text{ (MBA)}$$

$$S_{очн23} = S_{23} = 60,231 - j37,696 \text{ (MBA)}$$

$$S_{очн04} = S_K + S_{04} = 30,786 - j19,102 \text{ (MBA)}$$

$$S_{оч46} = S_K + S_{46} = 16,746 - j10,167 (MVA)$$

$$S_{оч56} = S_K + S_{56} = 5,667 - j3,44 (MVA)$$

$$S_{оч03} = -S_K + S_{03} = 82,665 - j52,033 (MVA)$$

Перевірка за 2-м законом Кірхгофа:

$$S_{оч04} \cdot z_{04} + S_{оч46} \cdot z_{46} + S_{оч56} \cdot z_{56} - S_{оч35} \cdot z_{35} - S_{оч03} \cdot z_{03} = 0.$$

5.4 Ітераційний розрахунок післяаварійного режиму

Виконаємо першу ітерацію розрахунку режиму роботи електричної мережі в післяаварійному режимі. Для цього режиму змінюються значення провідностей пунктів за рахунок видалення найбільш навантаженої лінії. В даному випадку – це провідності БП та пункту 1, які перераховуються без урахування ділянки 0-1:

$$Y_1 = \frac{Y_{л1-7}}{2} + Y_{от1} = \frac{j3,128 \times 10^{-5}}{2} + 4,688 \times 10^{-6} - j2,647 \times 10^{-5} =$$

$$= 4,69 \times 10^{-6} + j10,82 \times 10^{-6} \text{ См.}$$

$$Y_{БП} = \frac{Y_{л0-3} + Y_{л0-4}}{2} = \frac{j(12,51 + 3,128) \times 10^{-5}}{2} = j78,2 \times 10^{-6} \text{ См.}$$

Алгоритм розрахунків в післяаварійному режимі аналогічний попередньому, початкові наближення напруг пунктів дорівнюють номінальним напругам. Результати першої ітерації занесені в табл. 5.10.

Оскільки величини збіжності напруг перевищують 2%, то згідно даному критерію потрібно продовжити розрахунок і виконати наступну ітерацію розрахунку.

Виконаємо другу ітерацію розрахунку режиму роботи електричної мережі при максимальних навантаженнях. Задамося початковими наближеннями напруг пунктів, що відповідають напрузі на першій ітерації. Результати обчислень внесені в табл. 5.11.

					ДП.5129.141.002.ПЗ	Арк.
						58
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 5.10 – Результати розрахунку параметрів післяаварійного режиму роботи електричної мережі на першій ітерації розрахунку

Параметр	Значення			
Втрати потужності в опорах ділянок, МВА	0-3	0,968-j3,336	2-3	0,487-j1,679
	0-4	0,133-j0,459	3-5	0,013-j0,023
	1-7	0,101-j0,348	5-6	0,015-j0,016
	2-7	0,98-j1,724	4-6	0,13-j0,46
Втрати потужності в провідностях пунктів, МВА	1	0,057-j0,131	5	0,031+j0,215
	2	0,042+j0,205	6	0,026+j0,647
	3	0,042+j0,897	7	0,035+j0,31
	4	0,042+j0,516		
Додаткові навантаження пунктів від втрат потужності, МВА	1	0,607-j2,029	5	0,045+j0,195
	2	0,776-j1,497	6	0,1+j0,409
	3	0,776-j1,623	7	0,575-j0,726
	4	0,175+j0,057		
Потоки потужностей за ділянками від дод. навантажень пунктів, МВА	0-3	2,389-j4,84	2-3	1,959-j4,251
	0-4	0,667-j0,373	3-5	-0,346+j1,034
	1-7	0,607-j2,029	5-6	0,391-j0,838
	2-7	1,183-j2,754	4-6	0,491-j0,429
Результуюче навантаження пунктів, МВА.	1	26,681-j18,466	5	11,091-j6,701
	2	18,839-j13,156	6	11,18-j6,318
	3	17,832-j12,504	7	16,669-j10,326
	4	14,215-j8,879		
Результуючий потік потужності ділянками, МВА	0-3	85,054-j56,873	2-3	62,189-j41,948
	0-4	31,452-j19,475	3-5	5,033-j2,422
	1-7	26,681-j18,466	5-6	6,058-j4,278
	2-7	43,35-j28,792	4-6	17,238-j10,596
Рівень напруги в пунктах, кВ	1	104,307	5	111,494
	2	109,635	6	111,891
	3	111,816	7	105,414
	4	113,893		
Збіжності величин напруг між ітераціями, %	1	5,176	5	1,359
	2	0,332	6	1,719
	3	1,651	7	4,17
	4	3,54		
С _{БП} , МВА	117,057-j78,237			
ΔS _Σ , МВА	4,057-j17,55			

Таблиця 5.11 – Результати розрахунку параметрів післяаварійного режиму роботи електричної мережі на другій ітерації розрахунку

Параметр	Значення			
Втрати потужності в опорах ділянок, МВА	0-3	1,046-j3,603	2-3	0,536-j1,847
	0-4	0,134-j0,463	3-5	0,0097-j0,017
	1-7	0,123-j0,424	5-6	0,018-j0,02
	2-7	1,131-j1,989	4-6	0,14-j0,47
Втрати потужності в провідностях пунктів, МВА	1	0,051-j0,118	5	0,032+j0,221
	2	0,042+j0,203	6	0,027+j0,669
	3	0,043+j0,926	7	0,032+j0,284
	4	0,045+j0,553		
Додаткові навантаження пунктів від втрат потужності, МВА	1	0,641-j2,151	5	0,046+j0,203
	2	0,875-j1,715	6	0,103+j0,427
	3	0,839-j1,807	7	0,659-j0,922
	4	0,18+j0,089		
Потоки потужностей за ділянками від дод. навантажень пунктів, МВА	0-3	2,625-j5,459	2-3	2,175-j4,787
	0-4	0,719-j0,417	3-5	-0,39+j1,135
	1-7	0,641-j2,151	5-6	0,436-j0,933
	2-7	1,3-j3,072	4-6	0,539-j0,506
Результуюче навантаження пунктів, МВА.	1	26,715-j18,588	5	11,091-j6,693
	2	18,938-j13,374	6	11,183-j6,3
	3	17,895-j12,688	7	16,753-j10,522
	4	14,219-j8,846		
Результуючий потік потужності ділянками, МВА	0-3	85,29-j57,492	2-3	62,406-j42,483
	0-4	31,505-j19,519	3-5	4,989-j2,32
	1-7	26,715-j18,588	5-6	6,102-j4,373
	2-7	43,468-j29,11	4-6	17,285-j10,673
Рівень напруги в пунктах, кВ	1	104,22	5	111,475
	2	109,585	6	111,877
	3	111,789	7	105,331
	4	113,891		
Збіжності величин напруг між ітераціями, %	1	0,086	5	0,018
	2	0,045	6	0,013
	3	0,024	7	0,078
	4	0,00203		
С _{БП} , МВА	117,384-j79,035			
ΔS _Σ , МВА	4,384-j18,348			

Таблиця 5.12 – Результати розрахунку параметрів післяаварійного режиму роботи електричної мережі на третій ітерації розрахунку

Параметр	Значення			
Втрати потужності в опорах ділянок, МВА	0-3	1,057-j3,642	2-3	0,543-j1,872
	0-4	0,135-j0,464	3-5	0,0094-j0,017
	1-7	0,124-j0,427	5-6	0,019-j0,02
	2-7	1,144-j2,012	4-6	0,14-j0,47
Втрати потужності в провідностях пунктів, МВА	1	0,051-j0,118	5	0,032+j0,221
	2	0,042+j0,203	6	0,027+j0,669
	3	0,043+j0,926	7	0,032+j0,284
	4	0,045+j0,553		
Додаткові навантаження пунктів від втрат потужності, МВА	1	0,647-j2,171	5	0,046+j0,202
	2	0,886-j1,739	6	0,104+j0,425
	3	0,848-j1,839	7	0,666-j0,936
	4	0,181+j0,086		
Потоки потужностей за ділянками від дод. навантажень пунктів, МВА	0-3	2,653-j5,54	2-3	2,198-j4,845
	0-4	0,725-j0,431	3-5	-0,394+j1,144
	1-7	0,647-j2,171	5-6	0,44-j0,942
	2-7	1,313-j3,106	4-6	0,544-j0,517
Результуюче навантаження пунктів, МВА.	1	26,721-j18,608	5	11,091-j6,693
	2	18,949-j13,398	6	11,184-j6,302
	3	17,904-j12,72	7	16,76-j10,535
	4	14,22-j8,849		
Результуючий потік потужності ділянками, МВА	0-3	85,318-57,574	2-3	62,429-j42,542
	0-4	31,511-19,533	3-5	4,985-j2,311
	1-7	26,721-18,608	5-6	6,107-j4,382
	2-7	43,48-29,143	4-6	17,291-j10,685
Рівень напруги в пунктах, кВ	1	104,207	5	111,472
	2	109,579	6	111,875
	3	111,785	7	105,321
	4	113,891		
Збіжності величин напруг між ітераціями, %	1	0,01	5	0,0026
	2	0,0055	6	0,0021
	3	0,0032	7	0,0091
	4	0,0005		
С _{БП} , МВА	117,424-79,151			
ΔS _Σ , МВА	4,424-18,464			

Зміни сумарних втрат на 2 ітерації розрахунку:

$$\delta S_{\Sigma}^{(2)} = \frac{\left| \Delta S_{\Sigma}^{(2)} - \Delta S_{\Sigma}^{(1)} \right|}{\left| \Delta S_{\Sigma}^{(1)} \right|} \cdot 100\% = \frac{|(4,384 - j18,348) - (4,057 - j17,55)|}{|4,057 - j17,55|} \cdot 100\% = 4,789 \%$$

Оскільки сумарні втрати потужності перевищують 2%, то згідно даному критерію потрібно продовжити розрахунок і виконати наступну ітерацію розрахунку.

Виконаємо третю ітерацію розрахунку режиму роботи електричної мережі при максимальних навантаженнях. Задамося початковими наближеннями напруг пунктів, що відповідають напрузі на першій ітерації. Результати обчислень внесені в табл. 5.12.

Зміни сумарних втрат на 3 ітерації розрахунку:

$$\delta S_{\Sigma}^{(3)} = \frac{\left| \Delta S_{\Sigma}^{(3)} - \Delta S_{\Sigma}^{(2)} \right|}{\left| \Delta S_{\Sigma}^{(2)} \right|} \cdot 100\% = \frac{|(4,424 - j18,464) - (4,384 - j18,348)|}{|4,384 - j18,348|} \cdot 100\% = 0,651\%$$

Оскільки сумарні втрати потужності не перевищують 2%, то згідно даному критерію можна завершити розрахунок.

Таблиця 5.13 – Результати перевірки проводів ПЛ за струмом в післяаварійному режимі

Ділянка	Переріз, F, мм ²	Струмове навантаження , I, А	Тривалий допустимий стум, А
0-3	2*240	540,223	2*610
0-4	1*240	194,589	610
1-7	1*240	170,904	610
2-7	1*120	274,735	390
2-3	1*240	396,513	610
3-5	1*120	28,838	390
5-6	1*70	39,451	275
4-6	1*240	106,682	610

Таблиця 5.14 – Відповідність рівня напруги в пунктах електричної мережі в післяаварійному режимі роботи регулювальним діапазоном трансформаторів відповідних ПС

№ пункту	Діапазон регул. трансформатора		U _{max.роб} , кВ	Розрахунковий рівень напруги, кВ
	U _{min} , кВ	U _{max} , кВ		
1	97,01	132,18	126	104,207
2	97,24	132,41		109,579
3	97,24	132,41		111,785
4	96,03	131,21		113,891
5	97,43	132,6		111,472
6	95,78	130,95		111,875
7	95,42	130,59		105,321

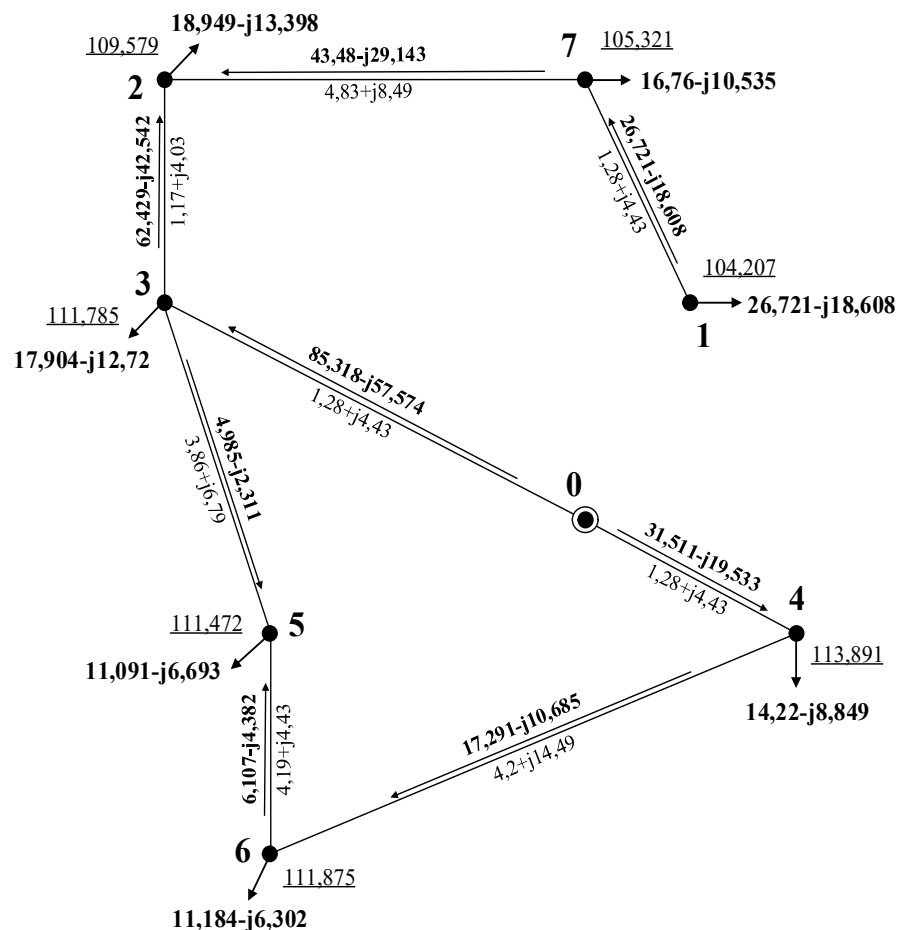


Рисунок 5.6 – Результуючий потокорозподіл потужностей та режим напруг в пунктах схеми в післяаварійному режимі на 3 ітерації розрахунків

Висновки до розділу

Був виконаний усталений та ітераційний розрахунок режиму максимальних навантажень та післяаварійного режиму, де визначились значення напруг в пунктах, втрат в системі із точністю 2%. Дані напруг та струмів не виходять за межі допустимих, тому існуюче обладнання заміни не потребує.

					ДП.5129.14.1.002.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		64

6 ВИБІР РЕГУЛЮВАЛЬНИХ ВІДГАЛУЖЕНЬ РПН ТА ПБЗ

Процедуру вибору номера відгалуження РПН покажемо на прикладі трансформаторів підстанції 6 в режимі максимальних навантажень мережі.

Втрати потужності в активних і реактивних провідностях:

$$U_{ПН6} = U_{М6} - \frac{(P_{НН6} + g_{\delta T6} \cdot U_{М6}^2) \cdot r_{\delta T6} - (Q_{НН6} + b_{\delta T6} \cdot U_{М6}^2) \cdot x_{\delta T6}}{U_{М6}} = 112,822 - \frac{(11 + 2,117 \times 10^{-6} \cdot 112,822^2) \cdot 3,967 - (-5,328 + (-10,59) \times 10^{-6} \cdot 112,822^2) \cdot 69,431}{112,822} = 112,822 - 3,749 = 109,073 (\text{кВ}).$$

Бажане значення відносної кількості регулювальних витків РПН трансформаторів:

$$\omega_{вж6} = \frac{U_{ПН6} \cdot U_{ТН6}}{U_{ТВ6} \cdot U_{НДЖ6}} - 1 = \frac{109,073 \cdot 11}{115 \cdot 10,5} - 1 = -0,006$$

Розрахунковий щабель регулювання РПН трансформаторів підстанції:

$$N_{B6} = \frac{\omega_{ВЖ6}}{\omega_{B0}} = \frac{-0,006}{0,018} = -0,354$$

Округляючи розрахунковий щабель регулювання РПН до найближчого цілого числа, визначаємо стандартну щабель регулювання:

$$N_{B6}^{cm} = 0$$

Стандартна відносна кількість регулювальних витків РПН рівна:

$$\omega_{B6}^{cm} = N_{B6}^{cm} \cdot \omega_{B0} = 0 \cdot 0,018 = 0.$$

Розрахуємо фактичне значення рівня напруги, кВ, на шинах НН підстанції 6 в режимі максимального навантаження мережі:

$$U_{НД6} = \frac{U_{ПН6} \cdot U_{ТН6}}{U_{ТВ6} \cdot (1 + \omega_{B6}^{cm})} = \frac{109,073 \cdot 11}{115 \cdot (1 + 0)} = 10,433 (\text{кВ}).$$

Процедуру вибору номера відгалуження РПН в обмотках ВН покажемо на прикладі трансформаторів підстанції 2 в режимі максимальних навантажень мережі.

					ДП.5129.14.1.002.ПЗ	Арк.
						65
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Втрати потужності в провідностях трансформаторів підстанції:

$$\Delta U_{TB2} = \frac{(P_{CH2} + P_{HH2} + g_{\delta T2} \cdot U_{M2}^2) \cdot r_{\delta T2} - (Q_{CH2} + Q_{HH2} + b_{\delta T2} \cdot U_{M2}^2) \cdot x_{\delta T2}}{U_{M2}} =$$

$$= \frac{(10 + 8 + 3,478 \times 10^{-6} \cdot 113,089^2) \cdot 1,292 -}{113,089} \dots$$

$$\dots \frac{-(-6,197 + (-3,875) + (-2,42) \times 10^{-5} \cdot 113,089^2) \cdot 44,428}{113,089} = 4,285 \text{ (кВ)};$$

$$\Delta U_{TC2} = \frac{P_{CH2} \cdot r_{\delta T2} - Q_{CH2} \cdot x_{\delta T2}}{U_{M2} - \Delta U_{TB2}} = \frac{10 \cdot 1,292 - (-6,197) \cdot 0}{113,089 - 4,285} = 0,119 \text{ (кВ)};$$

$$\Delta U_{TH2} = \frac{P_{HH} \cdot r_{\delta T2} - Q_{HH3} \cdot x_{\delta T2}}{U_{M2} - \Delta U_{TB2}} = \frac{8 \cdot 1,292 - (-3,875) \cdot 25,83}{113,089 - 4,285} = 1,015 \text{ (кВ)}.$$

Уточнення значення величин $U_{пн}$ и $U_{пс}$ для трансформатора складуть:

$$U_{пн2} = U_{M2} - \Delta U_{TB2} - \Delta U_{TH2} = 113,089 - 4,285 - 0,119 = 108,685 \text{ (кВ)};$$

$$U_{пс2} = U_{M2} - \Delta U_{TB2} - \Delta U_{TC2} = 113,089 - 4,285 - 1,015 = 107,789 \text{ (кВ)}.$$

Бажане значення відносної кількості регулювальних витків РПН трансформаторів складає:

$$\omega_{вж2} = \frac{U_{пн2} \cdot U_{TH2}}{U_{TB2} \cdot U_{НДЖ2}} - 1 = \frac{107,789 \cdot 11}{115 \cdot 10,5} - 1 = -0,018.$$

Розрахункова щабель регулювання РПН трансформаторів N_{B1} підстанції:

$$N_B = \frac{\omega_{вж}}{\omega_{B0}} = \frac{-0,018}{0,018} = -1,004$$

Округляючи розрахунковий щабель регулювання РПН до найближчого цілого числа визначаємо стандартну щабель регулювання: $N_B^{cm} = -1$

Стандартна відносна кількість регулювальних витків РПН:

$$\omega_{B2}^{cm} = N_{B2}^{cm} \cdot \omega_{B0} = -1 \cdot 0,018 = -0,018.$$

Фактичне значення рівня напруги:

$$U_{НД2} = \frac{U_{пн2} \cdot U_{TH2}}{U_{TB2} \cdot (1 + \omega_{B1}^{cm})} = \frac{107,789 \cdot 11}{115 \cdot (1 + (-0,018))} = 10,499 \text{ (кВ)}.$$

					ДП.5129.14.1.002.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		66

Бажане значення відносної кількості регулювальних витків ПБЗ трансформаторів підстанції:

$$\omega_{сж2} = \frac{U_{сж} \cdot U_{TB} \cdot (1 + \omega_B^{cm})}{U_{ПС} \cdot U_{ТС}} - 1 = \frac{38,5 \cdot 115 \cdot (1 + (-0,018))}{108,685 \cdot 38,5} - 1 = 0,039.$$

Розрахункову щабель регулювання ПБЗ трансформаторів:

$$N_{с2} = \frac{\omega_{сж2}}{\omega_{с0}} = \frac{0,039}{0,018} = 2,17.$$

Округляючи розрахунковий щабель регулювання РПН до найближчого цілого числа, визначаємо стандартний щабель регулювання: $N_{с1}^{cm} = 2$

Стандартна відносна кількість регулювальних витків ПБЗ:

$$\omega_{с2}^{cm} = N_{с2}^{cm} \cdot \omega_{с0} = 2 \cdot 0,018 = 0,036.$$

Розрахуємо фактичне значення рівня напруги на шинах СН:

$$U_{сд} = \frac{U_{ПС} \cdot U_{ТС} \cdot (1 + \omega_C^{cm})}{U_{TB} \cdot (1 + \omega_B^{cm})} = \frac{108,685 \cdot 38,5 \cdot (1 + 0,036)}{115 \cdot (1 + (-0,018))} = 38,387 (кВ).$$

Вибір відгалужень РПН і ПБВ для силових двообмоткових та триобмоткових трансформаторів інших підстанцій схеми в режимі максимальних навантажень і післяаварійному режимі роботи мережі виконується аналогічно.

Результати вибору в режимі максимальних навантажень мережі представлені в табл. 6.1, а в післяаварійному – в табл. 6.2.

Виконаємо перевірку для підстанції пункту 1 в режимі максимальних навантажень мережі відповідно до нерівності:

$$N_{B1}^{cm1} \geq \left(\frac{U_{M1} - \Delta U_{TB1}}{1,05 \cdot U_{TB1}} - 1 \right) \cdot (\omega_{B0})^{-1} = \left(\frac{114,178 - 3,796}{1,05 \cdot 115} - 1 \right) \cdot (0,018)^{-1} = -4,77 \rightarrow -5$$

Очевидно, що для трансформаторів пункту 1 в режимі максимальних навантажень електричної мережі умова виконується, оскільки $-5 < 0$.

Результати порівняння інших пунктів наведені в табл. 6.3.

					ДП.5129.14.1.002.ПЗ	Арк.
						67
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 6.1 - Результати вибору відгалужень РПН і ПБВ силових трансформаторів підстанцій в режимі максимальних навантажень

№	U _м , кВ	ΔU _{тв} , кВ	ΔU _{тс} , кВ	ΔU _{тн} , кВ	U _{пс} , кВ	U _{пн} , кВ	ω _{вж}	ω _{сж}	N _{в.ст}	N _{с.ст}	U _{сд} ,кВ	U _{нд} ,кВ
1	114,178	3,796	0,081	1,151	110,302	109,231	-0,005	0,043	0	2	38,257	10,488
2	113,089	4,285	0,119	0,976	108,685	107,828	-0,018	0,039	-1	2	38,387	10,503
3	113,547	4,014	0,106	1,008	109,427	108,525	-0,011	0,032	-1	2	38,649	10,571
4	114,116	3,396	0,105	0,623	110,616	110,097	0,003	0,04	0	2	38,365	10,531
5	112,803	4,078	0,092	1,398	108,633	107,328	-0,022	0,04	-1	2	38,368	10,454
6	112,822	3,749	-	-	-	109,073	-0,006	-	0	-	-	10,433
7	113,481	3,357	-	-	-	110,124	0,003	-	0	-	-	10,534

Таблиця 6.2 – Результати вибору відгалужень РПН і ПБВ силових трансформаторів підстанцій в післяаварійному режимі роботи

№	U _м , кВ	ΔU _{тв} , кВ	ΔU _{тс} , кВ	ΔU _{тн} , кВ	U _{пс} , кВ	U _{пн} , кВ	ω _{вж}	ω _{сж}	N _{в.ст}	N _{с.ст}	U _{сд} ,кВ	U _{нд} ,кВ
1	104,207	4,143	0,089	1,313	99,975	98,751	-0,1	0,026	-6	1	38,198	10,589
2	109,579	4,414	0,123	1,05	105,043	104,115	-0,052	0,036	-3	2	38,512	10,527
3	111,785	4,074	0,108	1,025	107,604	106,686	-0,028	0,03	-2	2	38,714	10,586
4	113,891	3,402	0,105	0,625	110,383	109,864	0,0008	0,042	0	2	38,285	10,509
5	111,472	4,123	0,094	1,469	107,255	105,88	-0,035	0,034	-2	2	38,589	10,506
6	111,875	3,78	-	-	-	108,095	-0,015	-	-1	-	-	10,529
7	105,321	3,604	-	-	-	101,717	-0,073	-	-4	-	-	10,484

Таблиця 6.3 – Результати перевірки допустимості відгалужень РПН

№ пункту	Режим максимальних навантажень		Післяаварійний режим	
	N _{в.ст}	N _{в.пред}	N _{в.ст}	N _{в.пред}
1	0	-5	-6	-10
2	-1	-5	-3	-7
3	-1	-6	-2	-6
4	0	-5	0	-5
5	-1	-6	-2	-6
6	0	-5	-1	-6
7	0	-5	-4	-9

Висновки до розділу

Для трансформаторів всіх підстанцій схеми в режимі максимальних навантажень і післяаварійному режимі роботи мережі обрані відгалуження РПН допустимості до використання за умовами перезбудження живильної обмотки силових трансформаторів.

					ДП.5129.14.1.002.ПЗ				Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					68

7 ОСОБЛИВОСТІ ПІДВІСУ ПЛ-110КВ

Профіль лінії – це послідовність розміщення ланцюгів і проводів на опорах. Всього існує 17 типових креслень по варіантах профілів, основними з яких є гаковий, траверсний і змішаний. Прикладом формування профілю є зображення на рис. 7.1.

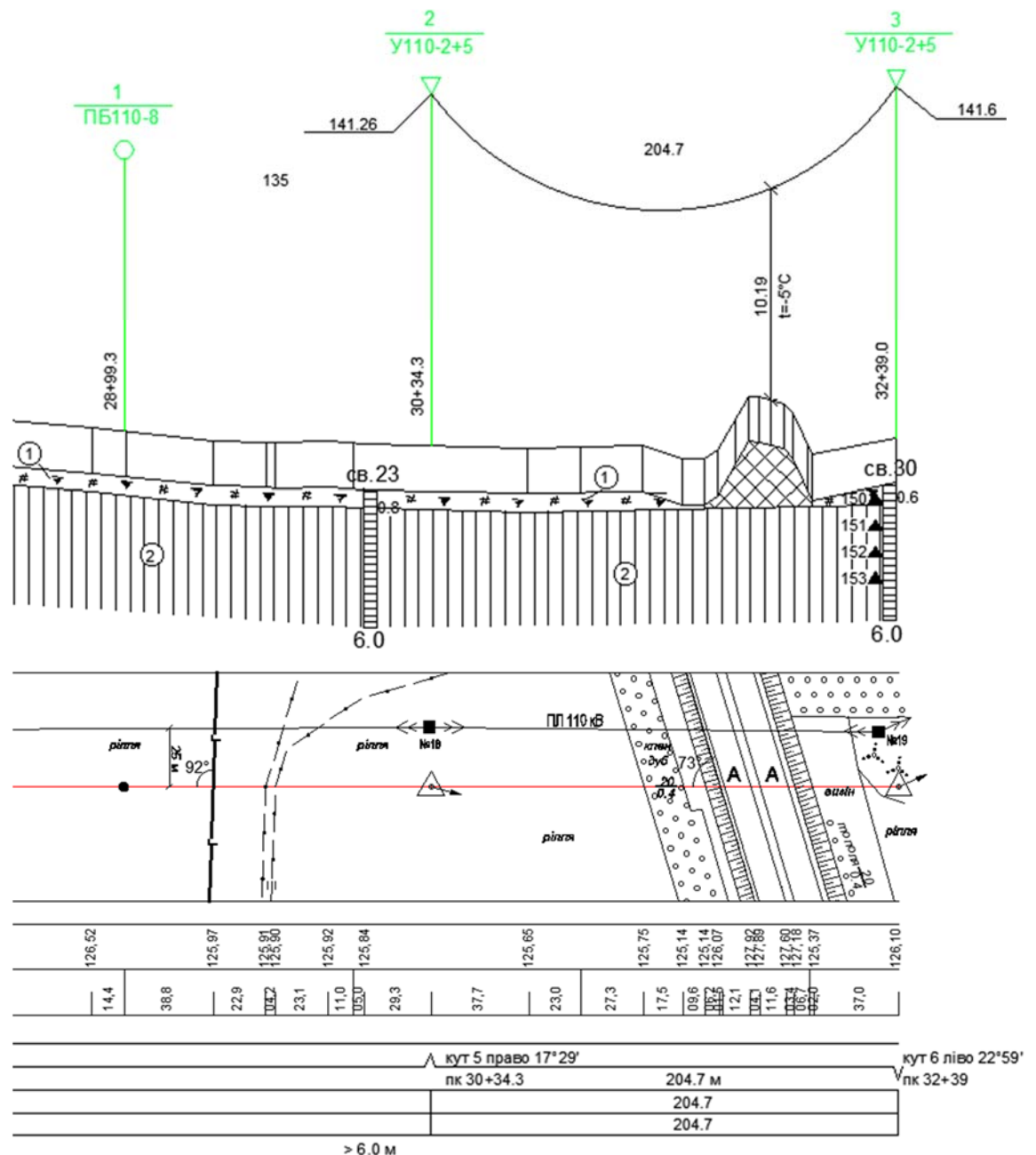


Рисунок 7.1 - Приклад траси розставлення опор на профілі та підвісу проводу АС-240/32

Починається робота з улаштування опор, загальний принцип показаний на рис.10.2. Опор існує декілька типів, вибір для конкретного проекту здійснюється на основі вхідних даних мережі, вказаних в табл. 7.1.

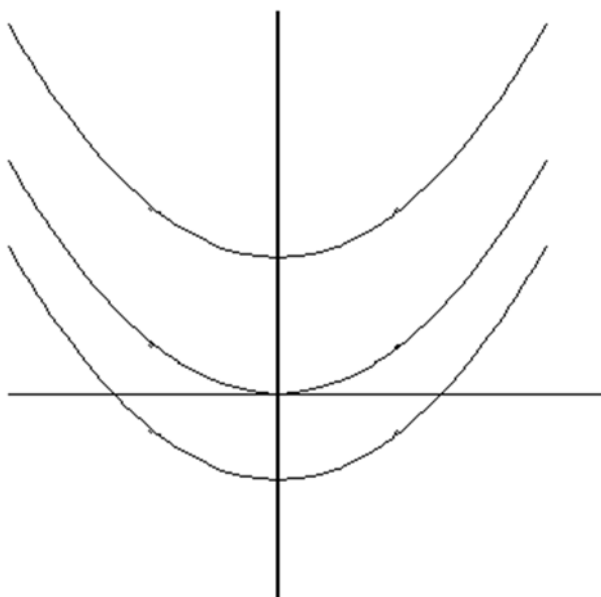


Рисунок 7.2 – Шаблон для розставлення опор

Таблиця 7.1 - Вихідні дані для визначення параметрів опор по шаблону

Марка проводу	Товщина стінки ожеledi, мм	Вітровий тиск, Па	Максимальна напруга, даН/мм ²	Розрахункова напруга шаблону, даН/мм ²	Висота опори до нижньої траверси, м	Довжина підвісу, м	Температура, °C
АС240/32	19	400	8	7,63	13.5	1.55	-5

Проаналізувавши схему прикладу, визначаються дані профілю для неї, результати наведені в табл. 7.2 – 7.3

Таблиця 7.2 - Зведення опор по типах

Найменування	Шифр опори	Висота опори до нижньої траверси, м	Кількість опор, шт
Дволанцюгова залізобетонна проміжна опора	ПБ110-8	13.5	1
Дволанцюгова металева анкерно-кутова опора	У110-2+5	15.5	2
- з підставкою h = 5 м			
Усього опор			3

Натяжний одноланцюговий підвіс:

1. Скоба СК-12-1А – 2шт..
2. Пряма промланка ПР-12-6 – 1шт.
3. Регулююча промланка ПРР-12-1 – 1шт.
4. Промланка монтажна ПТМ-12-3 – 1шт.
5. Сережка СР-12-16 – 1шт.
6. Ізолятор підвісний скляний ПСВ 120Б – 1шт.
7. Дволапчате ушко У2-12-16 – 1шт.
8. Затискач натяжний НАС-240-1 – 1шт.

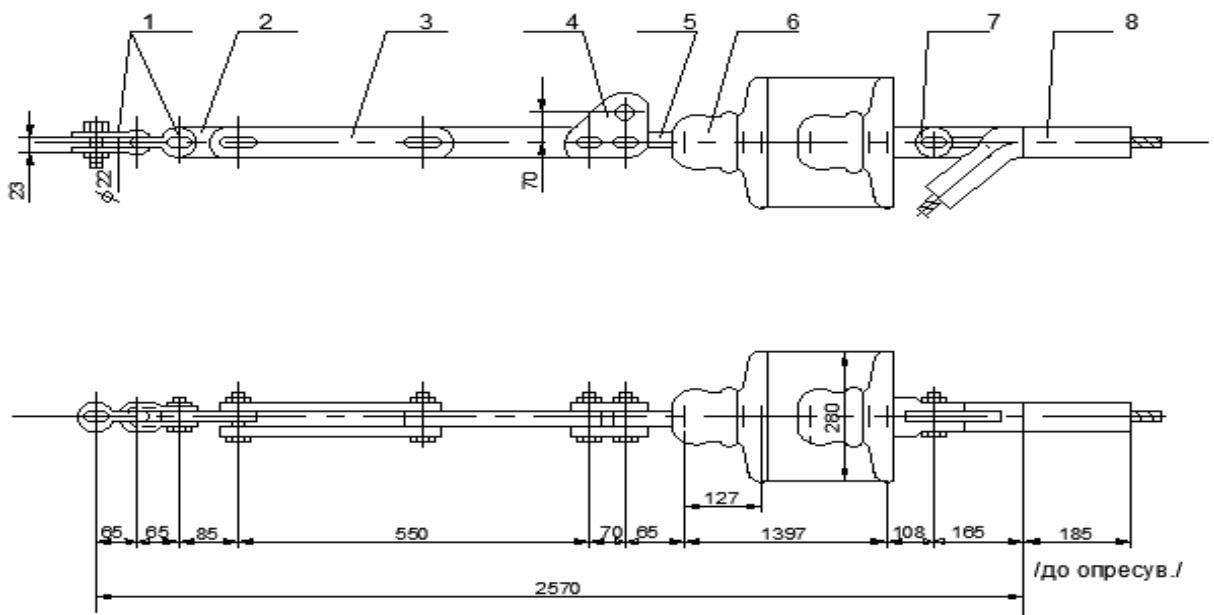


Рисунок 7.4 - Натяжний одноланцюговий підвіс проводу АС-240/32

Натяжний дволанцюговий підвіс:

1. Скоба СК-12-1А – 5шт.
2. Пряма промланка ПР-12-6 – 2шт.
3. Регулююча промланка ПРР-12-1 – 2шт.
4. Промланка монтажна ПТМ-12-3 – 2шт.
5. Сережка СР-12-16 – 2шт.
6. Ізолятор підвісний скляний ПСД 70 Е – 22шт.
7. Спеціальне вушко УСК-7-16 – 2шт.
8. Коромисло універсальне 2КУ-12-1 – 1шт.

					ДП.5129.14.1.002.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		72

9. Затискач натяжний НАС-240-1 – 1шт.

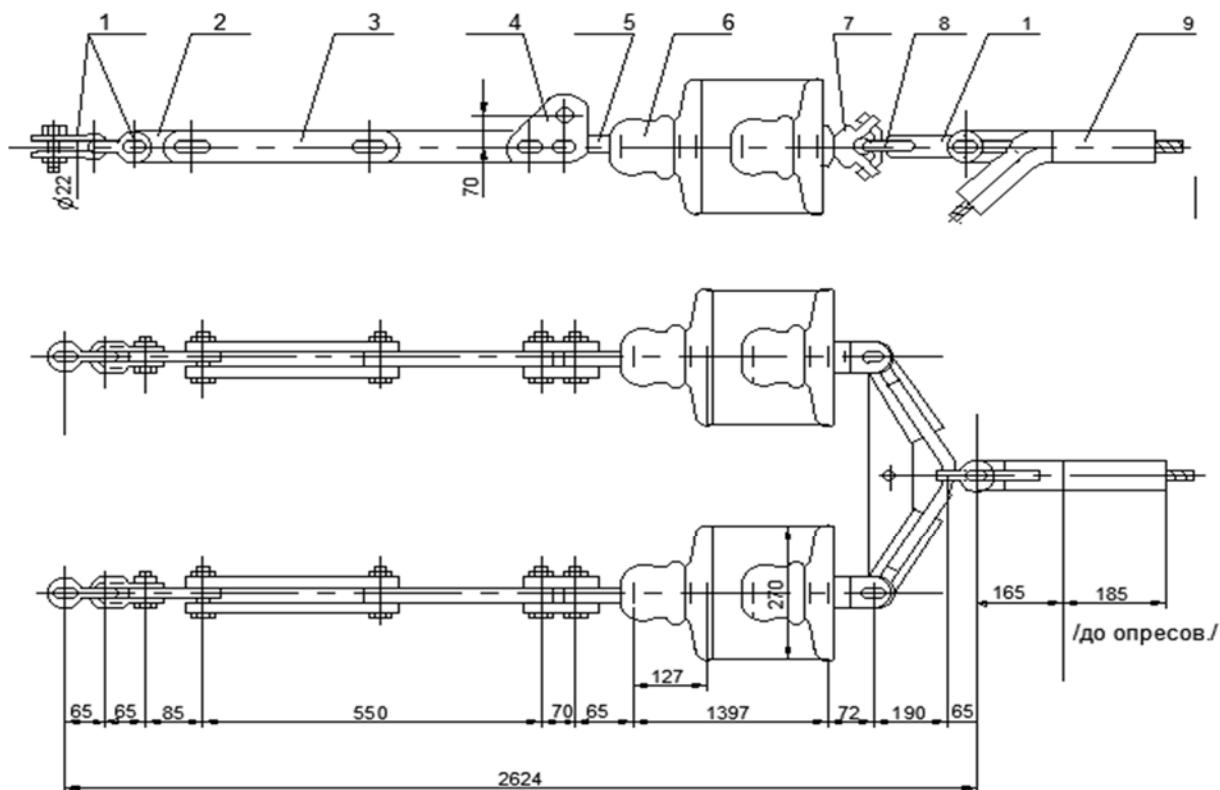


Рисунок 7.5 - Натяжний дволанцюговий підвіс проводу АС-240/32

Схема кріплення проводів та визначення довжин шлейфів на анкерних опорах має задовольняти умови:

- при монтажі шлейфів необхідно забезпечити габарити до землі - не менше 7м , до тіла опори - не менше 1,5м , і до траверси - не менше 1,3 м;
- при розрахунках довжин шлейфів стріла провисання прийнята рівною довжині підтримуючої гірлянди - 1,55 м.

Висновки до розділу

Правила щодо вибору пристроїв кріплення, його виконання прописані у нормативних документах України, таких як ДБН, ПУЕ, ПТЕ та ін. Створення послідовності розміщення ліній електропередач на опорах визначає профіль електричної мережі.

					ДП.5129.14.1.002.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		73

ВИСНОВОК

В дипломному проекті була розрахована та змодельована районна електрична мережа напругою 110кВ. Дослідження оптимальності та доцільності вибору можливих варіантів схем проводилося на основі порівнянь та різних методів обчислень, зокрема:

- синтез конфігурацій шести електричних мереж на основі методу граничних моментів потужності, в результаті обрано дві найоптимальніші схеми;
- вибір типу і потужності трансформаторів в ПС за навантаженнями пунктів мережі;
- розрахунок L-схеми для двох обраних конфігурацій з метою визначення величин потоко- та струмозподілу по ділянках;
- підбір наближених перерізів для ліній на ділянках двох порівнюваних варіантів схем; техніко-економічне порівняння кожного з перерізів та вибір кращого з них; визначення оптимальнішої за техніко-економічними показниками схеми;
- перевірка обраної схеми за першим та другим післяаварійними режимами;
- формування Z-схеми заміщення електричної мережі;
- розрахунок режимів роботи мережі при максимальних навантаженнях та в післяаварійному режимі; виконання ітераційних обчислень з метою отримання значень високої точності;
- визначення для обох режимів відгалужень РПН та ПБЗ на обмотках трансформаторів кожної ПС.

В результаті була обрана одна найбільш оптимальна конфігурація районної електричної мережі. Всі кроки роботи були відображені в графічній частині дипломного проекту на чотирьох кресленнях формату А1.

					ДП.5129.14.1.002.ПЗ	Арк.
						74
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. / Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. – 4-е изд. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. – 608 с. – ISBN 5-283-01086-4
2. Справочник по проектированию электрических сетей / Под редакцией Д.Л. Файбисовича. — М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005. — 320 с. ил. — ISBN 5-93196-542-4
3. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи та мережі» (Електротехнічна частина) для студентів усіх форм навчання та студентів-іноземців напрямку підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» /Уклад.: В.М. Сулейманов, В.В. Чижевський, О.М. Янковська — К.: НТУУ «КПІ», 2009. - 89 с.
4. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи та мережі» (Економічна частина) для студентів усіх форм навчання та студентів-іноземців напрямку підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» /Уклад.: В.М. Сулейманов, В.В. Чижевський, О.М. Янковська —К.: НТУУ «КПІ», 2009. - 89 с.

					ДП.5129.14.1.002.ПЗ	Арк.
						75
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		