

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

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_ **В.В. Кирик**  
(підпис) (ініціали, прізвище)

“ \_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

**Дипломний проект**  
на здобуття ступеня бакалавра

зі спеціальності (спеціалізації) 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка (Електричні мережі та системи)

на тему: «Режими нейтралі електричної мережі номінальної напруги 110 кВ»

Виконав: студент 4-го курсу, групи ЕС-г62-1

Левчук Владислав Вікторович  
(прізвище, ім'я, по батькові)

\_\_\_\_\_ (підпис)

Керівник: доктор технічних наук, професор Буткевич О.Ф.  
(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)

Київ – 2020 року

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

Факультет електроенерготехніки та автоматики  
Кафедра електричних мереж і систем

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

Спеціальність (спеціалізація) 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка (Електричні мережі та системи)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_ В.В. Кирик  
(підпис) (ініціали, прізвище)

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 р.

**ЗАВДАННЯ**

**на дипломний проєкт студенту**

Левчуку Владиславу Вікторовичу

1. Тема проєкту «Режими нейтралі електричної мережі номінальної напруги 110 кВ»

керівник проєкту Буткевич Олександр Федотович, доктор технічних наук, професор

затверджені наказом по університету від «28» квітня 2020 р. № 1048-с.

2. Термін подання студентом проєкту - 11 червня 2020 р.

3. Вихідні дані до проєкту наведено в додатку до завдання на дипломний проєкт.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки

1) Синтезувати 5 двоконтурних схем електричної мережі.

2) Вибрати кількість, типи і потужності трансформаторів на підстанціях.

3) Попередньо визначити потокорозподіл потужностей в замкненій мережі за довжинами ділянок (розрахунок L-схеми мережі)

4) Вибрати кількість ланцюгів і перерізів проводів на ділянках замкненої мережі;

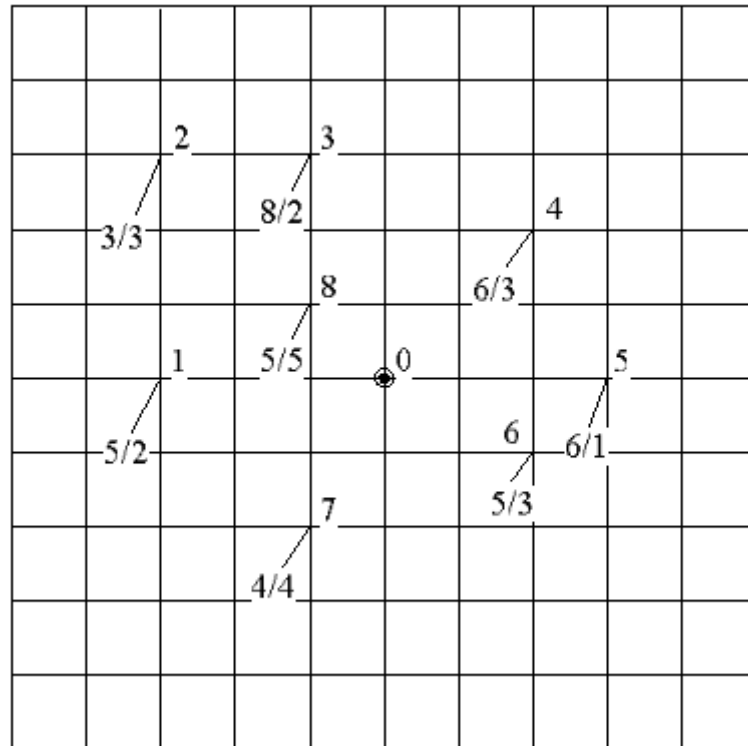
- 5) Розрахувати параметри заступної Z-схеми електричної мережі;
  - 6) Розрахувати режими електричної мережі - максимальних навантажень та післяаварійного.
  - 7) Вибрати регулювальні відгалуження РПН та ПБЗ на силових трансформаторах підстанцій для режиму максимальних навантажень та післяаварійного.
  - 8) Проаналізувати режими нейтралі електричних мереж номінальної напруги 110 кВ.
5. Перелік графічного матеріалу (3 аркуша формату А1):
- 1) Вибір оптимальної конфігурації електричної мережі.
  - 2) Принципова та розрахункова схеми електричної мережі, режими максимальних навантажень та післяаварійний.
  - 3) Аналіз режимів нейтралі електричних мереж номінальної напруги 110 кВ.

6. Консультанти розділів проєкту

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

7. Дата видачі завдання «06» квітня 2020 року.

Додаток до завдання на дипломний проект  
(освітньо-кваліфікаційного рівня - "бакалавр")  
«Режими нейтралі електричної мережі номінальної напруги 110 кВ»  
Ситуаційний план (масштаб 1 см : 10 км)



**Вихідні дані до дипломного проекту:**

- Номінальна напруга мережі  $U_n = 110$  кВ.
- Балансуючий пункт у точці 0.
- Відстань між пунктами  $L$ (км) та активні потужності пунктів  $P$ (МВт) – за ситуаційним планом.
- $\cos \varphi_{сн} = \underline{0,84}$ .  $\cos \varphi_{сн} = \underline{0,85}$ .  $T_{max} = \underline{4300}$  [год/рік].
- У всіх пунктах підключені споживачі I-ї та II-ї категорії.
- Географічний район спорудження мережі Україна.
- Район I – II.
- $M_{гран} = \underline{4500}$  [МВт·км],

**Примітки:**

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

### Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проєкту	Строк виконання етапів проєкту	Примітка
1	Вибір оптимальної конфігурації схеми електричної мережі	06.04.-12.04.	виконав
2	Розрахунок режимів роботи районної електричної мережі	13.04.-04.05.	виконав
3	Вибір регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ силових трансформаторів.	05.05.-12.05.	виконав
4	Аналіз режимів нейтралі електричних мереж номінальної напруги 110 кВ.	13.05.-24.05.	виконав
5	Оформлення пояснювальної записки.	25.05.-31.05.	виконав
6	Підготовка креслень.	01.06.-06.06.	виконав
7	Надання дипломного проєкту на перевірку.	07.06.2020.	виконав
8	Подання дипломного проєкту до захисту.	11.06.2020.	виконав

Студент \_\_\_\_\_

(підпис)

В.В. Левчук

Керівник проєкту \_\_\_\_\_

(підпис)

О.Ф. Буткевич

**Пояснювальна записка**  
**до дипломного проєкту**

на тему: «Режими нейтралі електричної мережі номінальної напруги 110 кВ»

Київ – 2020 року

## ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЄКТУ

№	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проєкт (разом з додатком)	4	
2	A4	ДП6207.141.004 ПЗ	Пояснювальна записка	98	
3	A1	ДП6207.141.01.004 ТК	Вибір оптимальної конфігурації електричної мережі.	1	
4	A1	ДП6207.141.02.004 ТК	Принципова схема і режими роботи електричної мережі.	1	
5	A1	ДП6207.141.03.004 ТК	Аналіз режимів нейтралі електричних мереж номінальної напруги 110 кВ.	1	

					ДП6207.141.004 ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив		Левчук В.В.			Режими нейтралі електричної мережі номінальної напруги 110 кВ	Літ.	Арк.	Аркушів
Перевір.		Буткевич О.Ф.					7	98
Н. Контр.		Буткевич О.Ф.				НТУУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського», ФЕА, гр. ЕС-г-62-1		
Затверд.		Кирик В.В.						

## РЕФЕРАТ

Дипломний проєкт: 98 сторінок, 25 рисунків, 45 таблиць, 8 джерел.

ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА НАПРУГИ 110 кВ, ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ,  
СИЛОВИЙ ТРАНСФОРМАТОР, ЕЛЕКТРИЧНИЙ РЕЖИМ, РЕЖИМИ  
НЕЙТРАЛІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Дипломний проєкт складається із пояснювальної записки та графічної частини. Пояснювальну записку виконано на 98 сторінках формату А4, вона містить 25 рисунків, 45 таблиць та 8 посилань на джерела інформації.

Графічну частину складають три аркуші (формату А1) креслень.

Метою дипломного проєкту є розвиток електричної мережі номінальної напруги 110 кВ та аналіз її режимів нейтралі.

У першому розділі синтезовано п'ять варіантів конфігурації електричної мережі номінальної напруги 110 кВ та внаслідок порівняння техніко-економічних показників обрано оптимальний. Вибрано трансформатори на підстанціях та перерізи дротів ліній електропередачі. Розраховано режими електричної мережі – максимальних навантажень та післяаварійний. Вибрано регулювальні відгалуження РПН та ПБЗ силових трансформаторів. У другому розділі виконано аналіз режимів нейтралі електричних мереж номінальної напруги 110 кВ.

Публікації за темою дипломного проєкту:

Левчук В.В. Аналіз режимів нейтралі електричних мереж номінальної напруги 110 кВ // Міжнародний науково-технічний журнал молодих учених, аспірантів і студентів «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики». - 2020. – С. 164-167.

					ДП6207.141.004 ПЗ	Арк.
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## Abstract

Diploma project: 98 pages, 25 pictures, 45 tables, 8 sources.

110 kV ELECTRICAL NETWORK, POWER TRANSMISSION LINE, POWER TRANSFORMER, ELECTRICAL MODE, ELECTRIC POWER NEUTRAL MODES

The diploma project consists of an explanatory note and a graphic part. The explanatory note is made on 98 pages (A4 format), it contains 25 pictures, 45 tables and 8 references.

The graphic part consists of three sheets (A1 format) of drawings.

The aim of the diploma project is the development of an electrical network of nominal voltage 110 kV and analysis of its neutral modes.

In the first section, five variants of the configuration of the electric network of nominal voltage of 110 kV are synthesized and as a result of comparison of technical and economic indicators the optimal one is chosen. Transformers at substations and wires sections of power lines are selected. The modes of the electric network are calculated - maximum loads and post-accident. The control branches of on-load tap-changers and off-load tap-changers of power transformers are selected. In the second section the analysis of the modes of neutral of electric networks of nominal voltage of 110 kV is performed.

Publications on the topic of the diploma project:

Levchuk V.V. "ANALYSIS OF NEUTRAL MODES OF ELECTRICAL NETWORKS NOMINAL VOLTAGE 110 kV ". International scientific and technical journal of young scientists, graduate students and students "MODERN PROBLEMS OF ELECTRIC POWER ENGINEERING AND AUTOMATION", 2019. Pp.164-167.

					ДП6207.141.004 ПЗ	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ СКОРОЧЕНЬ .....	12
ВСТУП.....	13
1. ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА НАПРУГОЮ 110 кВ	
1.1 Синтез конфігурації електричної мережі номінальної напруги 110 кВ на базі моментів потужностей.....	14
1.2 Вибір кількості, типу та потужності трансформаторів на вузлових підстанціях.....	19
1.3 Попереднє визначення потокорозподілу потужностей в замкненій мережі за довжинами ділянок (розрахунок L-схеми мережі) .....	22
1.4 Вибір кількості ланцюгів і перерізів проводів на ділянках замкненої мережі.....	26
1.5 Розрахунок параметрів Z-схеми заміщення електричної мережі.....	33
1.5.1 Параметри схеми заміщення ЛЕП .....	33
1.5.2 Параметри схем заміщення силових трансформаторів .....	35
1.5.3 Підготовка вихідних даних для ітераційного розрахунку режиму роботи електричної мережі.....	37
1.6 Розрахунок режиму роботи електричної мережі за максимальних навантажень.....	39
1.7 Розрахунок післяаварійного режиму роботи електричної мережі .....	54
1.8 Вибір відгалужень РПН та ПБЗ на силових трансформаторах підстанції за максимальних навантажень та у післяаварійному режимі.....	68
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 1.....	72
2. АНАЛІЗ РЕЖИМІВ НЕЙТРАЛІ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ НОМІНАЛЬНОЇ НАПРУГИ 110 кВ .....	73
2.1 Дослідження режиму ефективно заземленої нейтралі в електричних мережах напругою 110 кВ. Основні положення.....	73
2.2 Аналіз переваг та недоліків ефективно заземленої нейтралі .....	77

					ДП6207.141.004 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		10

2.3	Вирізнєння способів заземлення нейтралі трансформаторів та автотрансформаторів. Основні схеми заземлення.....	79
2.4	Дослідження ефективності обмеження однофазних струмів короткого замикання в енергосистемі збільшенням повного опору нульової послідовності. Аналіз наслідків відмови від третинної обмотки в автотрансформаторах.....	83
	ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2.....	94
	ВИСНОВКИ.....	95
	ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	96
	Додаток А. Результати перевірки пояснювальної записки на наявність плагіату .....	97

					ДП6207.141.004 ПЗ	Арк.
						11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ СКОРОЧЕНЬ

АПВ – автоматичне повторне включення

БП – балансуєчий пункт

ВН – висока напруга

ЕРС – електрорушійна сила

ЗОН– Заземлювач нейтралі силового трансформатора (заземлювач однополюсний зовнішній)

КЗ – коротке замикання

КЛ – кабельна лінія

ЛЕП – лінія електропередачі

НН – низька напруга

ОЕС - об'єднана енергетична система

ОЗЗ – однофазне замикання на землю

ОПН – обмежувач перенапруги нелінійний

ПБЗ – перемикання без збудження

ПЛ – повітряні лінії

РВС – розрядник вентиляний стаціонарний

РЗ – релейний захист

РЗА – релейний захист та автоматика

РПН – регулювання під навантаженням

СН – середня напруга

					ДП6207.141.004 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		12

## ВСТУП

Значну частину електромереж України складають розподільні електричні мережі номінальної напруги 110 кВ. Вони відіграють важливу роль у забезпеченні споживачів електроенергією, оскільки поєднують магістральні електромережі з розподільними мережами напругою 35 кВ і нижче, від яких живиться переважна більшість споживачів електроенергії. Від режимів нейтралі електричних мереж номінальної напруги 110 кВ значною мірою залежать режими електрозабезпечення споживачів у різних секторах економіки та побуті.

Режими нейтралі безпосередньо впливають на:

- вартість ізоляції ліній та обладнання, включаючи заземлюючі пристрої;
- можливість розвитку аварій та зношення обладнання мережі у разі однофазних замикань на землю;
- надійність електропостачання споживачів;
- якість електроенергії у споживачів, приєднаних до непошкоджених фаз розподільних електромереж з ізольованою нейтраллю;
- виконання і функціонування засобів релейного захисту (РЗ) від замикання на землю;
- на умови безпечного обслуговування електроустановок.

Метою даного дипломного проекту є пошук оптимальної конфігурації мережі напругою 110 кВ, дослідження режимів її роботи та аналіз режимів нейтралі. Для досягнення поставленої мети у роботі було сформульовано та вирішено наступні завдання:

1. Здійснити синтез можливих варіантів конфігурації мережі напругою 110 кВ та порівняти їх за техніко-економічними показниками;
2. Дослідити робочі режими проектованої мережі та обґрунтувати вибір регульовальних відгалужень силових трансформаторів;
3. Дослідити можливі режими роботи нейтралі електричних мереж напругою 110 кВ та розробити рекомендації щодо вибору режиму нейтралі таких мереж.

					ДП6207.141.004 ПЗ	Арк.
						13
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

# 1. ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА НАПРУГОЮ 110 кВ

## 1.1 Синтез конфігурації електричної мережі номінальної напруги 110 кВ на базі моментів потужностей

Конфігурація електричної мережі може мати різний вигляд, залежно від позиціонування вузлів на схемі, надійності постачання електричної енергії тощо. В зв'язку з цим при проектуванні виникає питання вибору конфігурації, яка буде оптимальною і відповідатиме всім вимогам електричної мережі.

Відповідно до рекомендацій, конфігурацію мережі потрібно обирати за моментами потужностей:  $M=P \cdot l$ ; та сумарними довжинами ділянок:  $l_{\Sigma}$ .

Розглянемо п'ять варіантів конфігурації: проведемо синтез за моментами потужності, опираючись на розташування вузлів у ситуційному плані.

Знайдемо сумарне активне навантаження для кожного вузла:

$$P_{\Sigma i} = P_{CHi} + P_{HHi}$$

Занесемо сумарні навантаження в таблицю 1.1.

Таблиця 1.1 – Сумарні активні навантаження вузлів

Вузол	1	2	3	4	5	6	7	8
$P_{\Sigma i}$	7	6	10	9	7	8	9	10

Виконаємо синтез першої схеми мережі, зображеної на рисунку 1.1

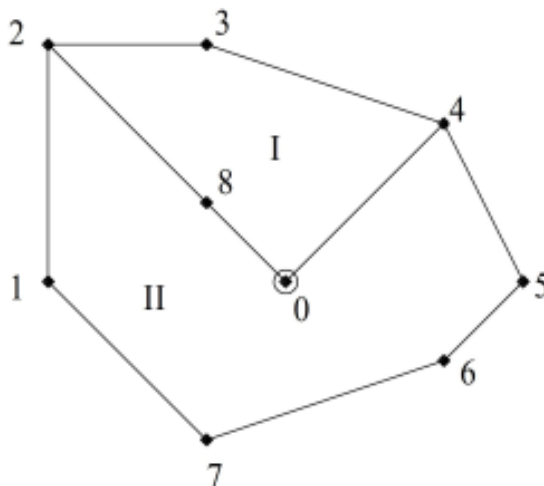


Рисунок 1.1 – Схема першої конфігурації електричної мережі

										Арк.
										14
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП6207.141.004 ПЗ					









Таблиця 1.5 – Результати розрахунку моментів потужностей схеми п'ятої конфігурації електричної мережі

Контур	Обхід	$M_{\Sigma}$
I	За год. стрілкою	4252
	Проти год. стрілки	4598
II	За год. стрілкою	2308
	Проти год. стрілки	1840

Відповідно до таблиці 1.5, максимальне значення моменту для даної схеми більше, ніж гранично допустиме для цього класу напруги:

$$M_I = 4598 \text{ МВт} \cdot \text{км} \geq M_{гр} = 4500 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

Отже, дану схему можемо далі не порівнювати.

Виходячи із результатів розрахунків, можна сказати, що перша та п'ята схеми не задовольняють вимозі щодо граничного значення моменту потужностей. Друга, третя та четверта – задовольняють цю вимогу. Але друга та третя схеми мають менші значення сумарних довжин. Тому для техніко-економічного порівняння приймаємо другу та третю схеми.

## 1.2 Вибір кількості, типу та потужності трансформаторів на підстанціях

При виборі числа, типу і потужності силових трансформаторів виходимо із припущення, що в кожному локальному районі електропостачання є споживачі I-ї і II-ї категорій і приймаємо до установки на всіх понижуючих підстанціях по два трансформатори. З огляду на навантаження вузлових підстанцій потрібно ставити по два триобмоткові трансформатори напругою 110/35/10 кВ.

Щоб знайти значення реактивних потужностей в пунктах знайдемо кути навантажень на шинах СН і НН:

$$\varphi_{СН} = \arccos(0,84) = 32,86^\circ$$

										ДП6207.141.004 ПЗ	Арк.
											19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							

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

Реактивні потужності навантажень на шинах СН і НН вузлових підстанцій, розраховують за такими виразами:

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

$$Q_{HH} = -P_{HH} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{HH});$$

Повна потужність виглядатиме так:

$$\dot{S}_{\max} = P_{CH} + P_{HH} + (Q_{CH} + Q_{HH}) \cdot j,$$

а модуль потужності відповідно:

$$S_{\max} = |\dot{S}_{\max}|$$

Результати розрахунків значень потужностей пунктів наведені в таблиці 1.6.

Таблиця 1.6 – Результати розрахунку значень повних потужностей на підстанціях

№ пункту	Активні потужності P, МВт		Реактивні потужності Q, МВАр		Повна потужність $\dot{S}_{\max}$ , МВА	Модуль потужності $S_{\max}$ , МВА
	СН	НН	СН	НН		
1	5	2	-3,23	-1,239	7-j4,469	8,305
2	3	3	-1,938	-1,859	6-j3,797	7,101
3	8	2	-5,167	-1,239	10-j6,407	11,876
4	6	3	-3,876	-1,859	9-j5,735	10,672
5	6	1	-3,876	-0,62	7-j4,495	8,419
6	5	3	-3,23	-1,859	8-j5,089	9,481
7	4	4	-2,584	-2,479	8-j5,063	9,467
8	5	5	-3,23	-3,099	10-j6.328	11.834

Використовуючи величини отриманих повних потужностей вузлових підстанцій, визначимо номінальні потужності встановлених на них силових трансформаторів.

Для підстанції, розташованої в пункті 1, значення розрахункової номінальної потужності понижуючого трансформатора складе

$$S_T = 0,7 \cdot |\dot{S}_{\max}| = 0,7 \cdot |7 - j4,469| = 5,814 \text{ МВА.}$$

Аналогічно розраховуємо значення розрахункової потужності для трансформаторів в інших пунктах. Результати розрахунків та вибору трансформаторів показано в таблиці 1.7, дані трансформаторів з каталогу – в таблиці 1.8.

Таблиця 1.7 – Результати вибору типу трансформаторів

№ пункту	Модуль потужності $S_{\max}$ , МВА	Розрахункова потужність $S_T$ , МВА	Кількість і тип трансформаторів
1	8,305	5,814	2×ТДТН-6300/110
2	7,101	4,97	2×ТДТН-6300/110
3	11,876	8,313	2×ТДТН-10000/110
4	10,672	7,47	2×ТДТН-10000/110
5	8,419	5,823	2×ТДТН-6300/110
6	9,481	6,637	2×ТДТН-10000/110
7	9,467	6,627	2×ТДТН-10000/110
8	11.834	8,284	2×ТДТН-10000/110

Таблиця 1.8 – Каталогні дані обраних трансформаторів

Тип трансформатора	Пункт встановлення	Потужність $S_{НОМ}$ , МВА	$U_{НОМ}$ обмоток, кВ			$U_K$ , %			$\Delta P_K$ кВт	$\Delta P_X$ кВт	$I_X$ , %
			В-Н	С-Н	Н-Н	В-С	В-Н	С-Н			
ТДТН-10000/110	3; 4; 6; 7; 8;	10	115	38,5	11	10,5	17	6	76	17	1,1
ТДТН-6300/110	1; 2; 5	6,3	115	38,5	11	10,5	17	6	58	14	1,2

### 1.3 Попереднє визначення поточкорозподілу потужностей в замкненій мережі за довжинами ділянок (розрахунок L-схеми мережі)

Аналізуючи розрахункові дані пункту 1.1, можемо сказати, що порівнювати будемо другу та третю схеми. Щоб їх порівняти, потрібно знайти поточкорозподіл потужностей, визначити оптимальні перерізи проводів та обчислити сумарні дисконтовані витрати для обох схем.

Розрахунок поточкорозподілу потужностей в L-схемі мережі виконують по заданих навантаженнях споживчих підстанцій. Втрати потужності в елементах електричної мережі при цьому не враховують.

Розрахунок L-схеми мережі зробимо, наприклад, з використанням методу контурних рівнянь. Згідно з останнім здійснимо вибір контурів і перемичок в схемі мережі. У перший контур входять ділянки 0-7, 1-7, 0-8, 3-8, 2-3 з перемичкою 1-2, а в другий - ділянки 0-8, 3-8, 3-4, 4-5, 0-6 з перемичкою 5-6. В якості позитивного напрямку обходу контурів приймаємо обхід за годинниковою стрілкою відповідно до розрахункового напрямку зрівняльних потужностей.

					ДП6207.141.004 ПЗ						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							22









Таблиця 1.10 – Результати розрахунків струмового навантаження та оптимального перерізу проводів для схеми 3

Ділянка	Активна потужність	Реактивна потужність	Струмове навантаження	Оптимальний переріз проводу
0-3	21,687	-13,805	134,93	151,233
0-4	18,216	-11,615	113,393	127,093
0-7	25,097	-15,964	156,115	174,977
1-2	4,313	-2,728	26,786	30,022
1-7	11,313	-7,197	70,376	78,879
2-8	1,687	-1,07	10,482	11,749
3-8	11,687	-7,398	72,596	81,367
4-5	9,216	-5,88	57,38	64,313
5-6	2,216	-1,384	13,716	15,374
6-7	5,784	-3,704	36,049	40,404

Очевидно, що для деяких ділянок перетин проводів може бути прийнято без проведення техніко-економічного порівняння, так як значення оптимального перетину менше мінімально допустимої для ПЛ 110 кВ величини, тому для таких ділянок приймаємо допустимий переріз 70 мм<sup>2</sup>. Також маємо ділянки, в яких величина оптимального перетину лежить в інтервалі між двома величинами стандартного перетину, тому для них потрібно виконати техніко-економічне порівняння.

Результати вибору перетинів ПЛ для всіх ділянок схеми 2 електричної мережі представлені в таблиці 1.9. Аналогічно і для схеми 3 в таблиці 1.10. В даних таблицях показані варіанти спорудження ПЛ, економічна ефективність яких за результатами проведеного техніко-економічного порівняння виявилася вищою.

					ДП6207.141.004 ПЗ	Арк.
						27
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.11 – Результати техніко-економічного порівняння варіантів вибору перерізів ПЛ для ділянок схеми 2

Ділянка	Виконання	К <sub>пл</sub> , тис. грн	И <sub>с</sub> , тис. грн/рік	И <sub>втр</sub> , тис. грн/рік	И <sub>пл</sub> , тис. грн/рік	З <sub>дс</sub> , тис. грн
0-6	1×120	35344,54	424,134	1134,096	1558,23	50926,844
0-7	1×120	35344,54	424,134	811,309	1235,443	48239,443
0-8	1×240	28591,5	343,098	551,814	894,912	37540,622
1-2	1×70	44929,5	539,15	52,35	591,5	50844,5
1-7	1×70	41934,2	503,21	550,906	1054,116	52475,364
2-3	1×70	29953,0	359,43	36,01	395,45	33907,52
3-4	1×70	46427,15	557,12	47,43	604,47	54471
3-8	1×120	32131,4	539,808	571,804	1111,611	43247,513
4-5	1×70	32948,3	395,38	168,37	563,75	38585
5-6	1×120	22491,98	269,904	280,481	550,385	27995,827
Сумарні витрати, тис. грн						438233,633

Таблиця 1.12 – Результати техніко-економічного порівняння варіантів вибору перерізів ПЛ для ділянок схеми 3

Ділянка	Виконання	К <sub>пл</sub> , тис. грн	И <sub>с</sub> , тис. грн/рік	И <sub>втр</sub> , тис. грн/рік	И <sub>пл</sub> , тис. грн/рік	З <sub>дс</sub> , тис. грн
1	2	3	4	5	6	7
0-3	1×120	53016,81	636,202	1773,618	2409,82	77115,007
0-4	1×120	43377,39	520,529	1024,847	1545,376	58831,148

Продовження таблиці 1.12

1	2	3	4	5	6	7
0-7	1×240	41934,2	503,21	765,471	1268,682	54621,016
1-2	1×70	44929,5	539,15	109,89	649,04	51419,9
1-7	1×70	41934,2	503,21	708,029	1211,24	54046,598
2-8	1×70	43431,0	521,18	16,26	537,45	48806,36
3-8	1×70	29953,0	359,436	538,15	897,586	38928,86
4-5	1×70	32948,3	395,38	369,0	765,2	40600,2
5-6	1×70	20967,1	261,6	13,44	265,05	23617,63
6-7	1×70	44929,5	539,15	109,43	737,19	52311,4
Сумарні витрати, тис. грн						500298,119

Зважаючи на результати техніко-економічного порівняння, наведені в таблицях 1.11 і 1.12, для подальшого розрахунку вибираємо 2 схему мережі.

Здійснимо перевірку допустимості відхилень напруги на вході понижувальних трансформаторних підстанцій. З цією метою виконаємо розрахунок регульовального діапазону силових трансформаторів всіх підстанцій схеми і проведемо оцінку наближених значень напруги на їх шинах ВН. Треба пам'ятати що для першої групи післяаварійних режимів в роботі залишається по одному трансформатору.

Згідно з виразами (1.4.9) [1], для триобмоткових трансформаторів визначаємо фіктивні значення напруги КЗ для обмоток ВН, СН і НН силових трансформаторів:

$$U_{KB\%} = 0,5 \cdot (U_{KBC\%} + U_{KBH\%} - U_{KCH\%});$$

$$U_{KC\%} = 0,5 \cdot (U_{KBC\%} + U_{KCH\%} - U_{KBH\%});$$

$$U_{KH\%} = 0,5 \cdot (U_{KBH\%} + U_{KCH\%} - U_{KBC\%});$$

					ДП6207.141.004 ПЗ	Арк.
						29
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Наведені значення втрат напруги в обмотках трансформаторів підстанцій розраховуються:

$$\Delta U_{TB} = \frac{P_{\max}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{KZ} \cdot U_{TB} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_H^2} - \frac{Q_{\max}}{n} \cdot \frac{U_{TB} \cdot U_{KB\%}}{100 \cdot S_H};$$

$$\Delta U_{TC} = \frac{P_{CH}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{KZ} \cdot U_{TB} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_H^2} - \frac{Q_{CH}}{n} \cdot \frac{U_{TB} \cdot U_{KC\%}}{100 \cdot S_H};$$

$$\Delta U_{TH} = \frac{P_{HH}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{KZ} \cdot U_{TB} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_H^2} - \frac{Q_{HH}}{n} \cdot \frac{U_{TB} \cdot U_{KH\%}}{100 \cdot S_H};$$

Регульовальний діапазон, тобто максимальні і мінімальні значення напруги, знаходимо так:

$$U_{\min} = \frac{U_{\text{нодж}} \cdot U_{TB}}{U_{TH}} \cdot (1 - \omega_B) + \Delta U_{TB} + \Delta U_{TH};$$

$$U_{\max} = \frac{U_{\text{нодж}} \cdot U_{TB}}{U_{TH}} \cdot (1 + \omega_B) + \Delta U_{TB} + \Delta U_{TH};$$

В таблиці 1.13 показані результати розрахунків.

Таблиця 1.13 – Результати розрахунку регульовальних діапазонів силових трансформаторів підстанцій для першої групи післяаварійних режимів електричної мережі

Пункт	S <sub>H</sub> , МВА	ΔP <sub>KZ</sub> , кВт	Обмотка	U <sub>Ti</sub> , кВ	U <sub>Ki</sub> , %	ΔU <sub>Ti</sub> , кВ	U <sub>min</sub> , кВ	U <sub>max</sub> , кВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	6,3	58	ВН	115	10,75	9,358	103,127	138,299
			СН	38,5	0	0,42		
			НН	11	6,25	1,582		
2	6,3	58	ВН	115	10,75	7,955	102,515	137,687
			СН	38,5	0	0,252		
			НН	11	6,25	2,373		
3	10	76	ВН	115	10,75	8,358	101,523	136,694
			СН	38,5	0	0,35		
			НН	11	6,25	0,978		



Таблиця 1.14 – Результати розрахунку наближених значень опорів ПЛ

Ділянка	Довжина ділянки, км	Переріз проводу, мм <sup>2</sup>	Погонне значення опорів, Ом/км		Опір ЛЕП, Ом	
			r <sub>0</sub>	x <sub>0</sub>	r'	x'
0-6	22	1×120	0,244	0,4	5,368	8,8
0-7	22	1×120	0,244	0,4	5,368	8,8
0-8	15	1×240	0,118	0,4	1,77	13,2
1-2	30	1×70	0,422	0,4	12,66	12
1-7	28	1×70	0,422	0,4	11,816	11,2
2-3	20	1×70	0,422	0,4	8,44	8
3-4	31	1×70	0,422	0,4	13,082	12,4
3-8	20	1×120	0,244	0,4	4,88	8
4-5	22	1×70	0,422	0,4	9,284	8,8
5-6	14	1×120	0,244	0,4	3,416	5,6

З огляду на поточкорозподіл потужностей по L-схемі електричної мережі в режимі максимальних навантажень і дані про наближені значення опорів ПЛ, визначимо рівні напруги на шинах ВН понижуючих підстанцій:

$$U_S = \sqrt{U_{ni}^2 - 2 \cdot \sum_{i=БП}^S (P_i \cdot r_i - Q_i \cdot x_i)},$$

Напруга балансуєчого пункту  $U_{БП} = 115$  кВ. Отримані значення напруги занесемо до таблиці 1.15.

					ДП6207.141.004 ПЗ	Арк.
						32
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.15 – Результати перевірки перетинів ПЛ на відповідність технічним обмеженням першої групи післяаварійних режимів роботи.

№ пункту	Діапазон регулювання, кВ		Максимально допустима напруга, кВ	Розрахований рівень напруги, кВ
	2	3	4	5
1	103,127	138,299	126	111,592
2	102,515	137,687		110,918
3	101,523	136,694		111,286
4	101,138	136,309		110,76
5	102,388	137,559		109,921
6	100,295	135,467		112,955
7	100,752	135,923		113,274
8	102,893	138,065		112,695

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

## 1.5 Розрахунок параметрів Z-схеми заміщення електричної мережі

### 1.5.1 Параметри схеми заміщення ЛЕП

В результаті розрахунку пункту 1.4 було встановлено, що для будівництва ПЛ проектованої електричної мережі слід використовувати сталевалюмінієві проводи перетином 70, 120 і 240 мм<sup>2</sup>. З метою спрощення подальших розрахунків будемо вважати, що для спорудження всіх ПЛ схеми мережі застосовують залізобетонні опори з підвіскою фазних проводів в вершинах нерівностороннього трикутника із середньгеометричною відстанню між фазними проводами  $D_{cp} = 5000$  мм. На основі зазначених і довідкових даних визначимо погонні параметри проводів зазначених перетинів.

					ДП6207.141.004 ПЗ	Арк.
						33
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



Ємнісну реактивну провідність ділянок знаходимо за формулою:

$$b_{л} = k_{л} \cdot n_{л} \cdot b_{0i} \cdot l_{л}$$

Отримані результати записуємо до таблиці 1.16.

Таблиця 1.16 – Параметри схеми заміщення ділянок електричної мережі

Ділянка	Переріз проводу	Довжина, км	Опір			Провідність		
			$r_{л}$	$x_{л}$	$Z_{л}$	$g_{л}$	$b_{л} \times 10^{-5}$	$Y_{л} \times 10^{-5}$
0-6	1×120	22	5,314	9,342	5,314+j9,342	0	5,917	j5,917
0-7	1×120	22	5,314	9,342	5,314+j9,342	0	5,917	j5,917
0-8	1×240	15	1,752	6,038	1,752+j6,038	0	4,266	j4,266
1-2	1×70	30	12,574	13,282	12,574+j13,282	0	7,727	j7,727
1-7	1×70	28	11,735	12,397	11,735+j12,397	0	7,211	j7,211
2-3	1×70	20	8,382	8,855	8,382+j8,855	0	5,151	j5,151
3-4	1×70	31	12,993	13,725	12,993+j13,725	0	7,984	j7,984
3-8	1×120	20	4,831	8,493	4,831+j8,493	0	5,379	j5,379
4-5	1×70	22	9,221	9,74	9,221+j9,74	0	5,666	j5,666
5-6	1×120	14	3,381	5,945	3,381+j5,945	0	3,766	j3,766

### 1.5.2 Параметри схем заміщення силових трансформаторів

Тип і кількість силових трансформаторів, встановлених на знижувальних підстанціях схеми електричної мережі, обрані раніше в результаті розрахунків пункту 1.2. Зазначимо, що для всіх підстанцій схеми до установки були обрані по два силових трансформатора.

Активний опір обмоток силових триобмоткових трансформаторів, визначимо за виразом:

$$r_{\text{в}} = r_{\text{с}} = r_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{КЗ}} \cdot U_{\text{ОВ}}^2 \cdot 10^3}{2 \cdot S_{\text{н}}^2}$$

					ДП6207.141.004 ПЗ	Арк.
						35
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

З огляду на те, що у блоці 2 трансформатори, опір блоку визначаємо:

$$r_{\bar{b}в} = r_{\bar{b}с} = r_{\bar{b}н} = \frac{r_{\bar{b}}}{2} = \frac{r_{с}}{2} = \frac{r_{н}}{2}$$

Реактивний опір обмоток силового трансформатора визначаємо так:

$$x_{\bar{b}} = \frac{10 \cdot U_{KB\%} \cdot U_{OB}^2}{S_H}$$

$$x_{с} = \frac{10 \cdot U_{KC\%} \cdot U_{OB}^2}{S_H}$$

$$x_{н} = \frac{10 \cdot U_{KH\%} \cdot U_{OB}^2}{S_H}$$

Реактивний опір блоку з двох трансформаторів визначається таким виразом:

$$x_{\bar{b}в} = \frac{x_{\bar{b}}}{2}; \quad x_{\bar{b}с} = \frac{x_{с}}{2}; \quad x_{\bar{b}н} = \frac{x_{н}}{2}$$

Розраховуємо активну та реактивну провідності трансформаторів:

$$g_T = \frac{\Delta P_{XX} \cdot 10^3}{U_{OB}^2};$$

$$b_T = -\frac{I_{XX\%} \cdot S_H \cdot 10^{-5}}{U_{OB}^2}$$

Активна та реактивна провідності блоку з двох трансформаторів визначається таким виразами:

$$g_{BT} = 2 \cdot g_T;$$

$$b_{BT} = 2 \cdot b_T;$$

Параметри схем заміщення блоків трансформаторів обчислюємо та заносимо дані до таблиці 1.17.

					ДП6207.141.004 ПЗ	Арк.
						36
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.17 – Результати розрахунку параметрів схем заміщення блоків трансформаторів

№ пункту	Опір блоку трансформаторів, Ом						Провідність блоку трансформаторів, См×10 <sup>-6</sup>	
	Активний			Реактивний			Активна	Реактивна
	Г <sub>бв</sub>	Г <sub>бс</sub>	Г <sub>бн</sub>	Х <sub>бв</sub>	Х <sub>бс</sub>	Х <sub>бн</sub>		
1	4,832	4,832	4,832	112,832	0	65,6	2,117	-11,43
2	4,832	4,832	4,832	112,832	0	65,6	2,117	-11,43
3	2,513	2,513	2,513	71,084	0	41,328	2,571	-16,64
4	2,513	2,513	2,513	71,084	0	41,328	2,571	-16,64
5	4,832	4,832	4,832	112,832	0	65,6	2,117	-11,43
6	2,513	2,513	2,513	71,084	0	41,328	2,571	-16,64
7	2,513	2,513	2,513	71,084	0	41,328	2,571	-16,64
8	2,513	2,513	2,513	71,084	0	41,328	2,571	-16,64

### 1.5.3 Підготовка вихідних даних для ітераційного розрахунку режиму роботи електричної мережі

Розрахуємо зведені навантаження всіх пунктів електричної мережі за виразом (2.2.1)[2]. Для цього визначимо величини активних втрат потужності  $\Delta P_{tz}$ , кВт, і реактивних втрат потужності  $\Delta Q_{tz}$ , кВАр, в поздовжніх опорах блоків триобмоткових силових трансформаторів. Попередньо розрахуємо коефіцієнти завантаження обмоток блоків триобмоткових силових трансформаторів  $\beta_i$ .

Для блоку триобмоткових силових трансформаторів коефіцієнти завантаження обмоток складуть:

$$\beta_{BH} = \frac{\sqrt{P_{BH}^2 + Q_{BH}^2}}{n \cdot S_H} \cdot 10^3;$$

$$\beta_{CH} = \frac{\sqrt{P_{CH}^2 + Q_{CH}^2}}{n \cdot S_H} \cdot 10^3;$$

$$\beta_{HH} = \frac{\sqrt{P_{HH}^2 + Q_{HH}^2}}{n \cdot S_H} \cdot 10^3;$$

Отримані коефіцієнти завантаження обмоток запишемо до таблиці 1.18.

Таблиця 1.18 – Коефіцієнти завантаження обмоток силових трансформаторів

№ пункту	S <sub>H</sub> , МВА	Потік потужності <i>i</i> -ою обмоткою						Коефіцієнт завантаження		
		P <sub>i</sub> , МВт			Q <sub>i</sub> , МВАр			ВН	СН	НН
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН			
1	6,3	7	5	2	-4,469	-3,23	-1,23	0,659	0,472	0,187
2	6,3	6	3	3	-3,797	-1,938	-1,859	0,564	0,283	0,28
3	10	10	8	2	-6,407	-5,167	-1,239	0,594	0,476	0,118
4	10	9	6	3	-7,735	-3,876	-1,859	0,534	0,357	0,176
5	6,3	7	6	1	-4,495	-3,876	-0,62	0,66	0,567	0,093
6	10	8	5	3	-5,089	-3,23	-1,859	0,474	0,298	0,176
7	10	8	4	4	-5,063	-2,584	-2,479	0,473	0,238	0,235
8	10	10	5	5	-6,328	-3,23	-3,099	0,592	0,298	0,294

Розрахуємо величини активних і реактивних втрат потужностей в опорах блоку триобмоткових силових трансформаторів:

$$\Delta P_{TZ} = \frac{n \cdot \Delta P_{KZ}}{2} \cdot (\beta_{ВН}^2 + \beta_{СН}^2 + \beta_{НН}^2);$$

$$\Delta Q_{TZ} = -n \cdot S_H \cdot (\beta_{ВН}^2 \cdot U_{KB\%} + \beta_{СН}^2 \cdot U_{KC\%} + \beta_{НН}^2 \cdot U_{KH\%}) \cdot 10^{-2}$$

Значення приведених навантажень пунктів:

$$\dot{S}_{IP} = \dot{S}_{зад} + (\Delta P_{TZ} + j \cdot \Delta Q_{TZ}) \cdot 10^{-3}$$

Отримані значення записуємо до таблиці 1.19.

					ДП6207.141.004 ПЗ				Арк.
									38
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

Таблиця 1.19 – Результати розрахунку значень зведених навантажень пунктів

№ пункту	Задана потужність, МВА	Втрати потужності в опорах		Приведена потужність, МВА
		$\Delta P_{TZ}$ , кВт	$\Delta Q_{TZ}$ , кВАр	
1	7-j4,469	40,165	-615,926	7,04-j5,085
2	6-j3,797	27,63	-491,939	6,028-j4,289
3	10-j6,407	45,085	-775,441	10,045-j7,182
4	9-j5,735	33,699	-651,078	9,034-j6,386
5	7-j4,495	49,212	-597,333	7,044-j5,093
6	8-j5,089	26,179	-522,124	8,026-j5,611
7	8-j5,063	25,546	-550,972	8,026-j5,614
8	10-j6,328	39,916	-860,893	10,04-j7,189

### 1.6 Розрахунок режиму роботи електричної мережі за максимальних навантажень

Виконаємо розрахунок основного поточкорозподілу потужностей в схемі електричної мережі (так званий розрахунок Z-схеми). В якості вихідних даних для розрахунку використовуємо схему режиму максимальних навантажень, зведені навантаження пунктів схеми мережі і повні опори ділянок схеми мережі.

Розрахунок здійснимо за методом контурних рівнянь. Згідно з останнім здійснимо вибір контурів і перемичок в схемі мережі. У перший контур входять ділянки 0-7, 1-7, 0-8, 3-8, 2-3 з перемичкою 1-2, а в другий - ділянки 0-8, 3-8, 3-4, 4-5, 0-6 з перемичкою 5-6. В якості позитивного напрямку обходу контурів приймемо обхід за годинниковою стрілкою. Визначимо основний поточкорозподіл потужностей в умовно розімкнутій схемі в загальному вигляді. Результати покажемо на рисунку 1.9.

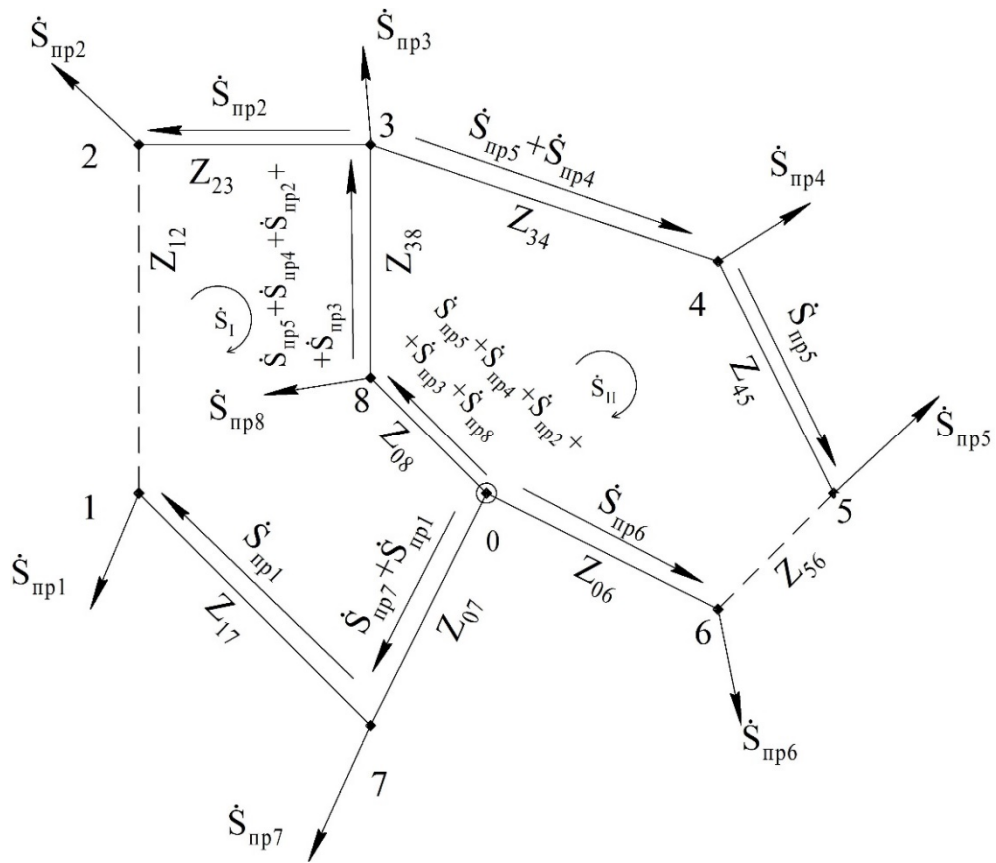


Рисунок 1.9 – Визначення основного поточкорозподілу в умовно-розімкненій Z-схемі електричної мережі в режимі максимальних навантажень

Контурні опори схеми дорівнюють:

$$Z_I = Z_{07} + Z_{17} + Z_{12} + Z_{08} + Z_{38} + Z_{23} = 44,587 + j58,407 \text{ Ом}$$

$$Z_{II} = Z_{08} + Z_{38} + Z_{45} + Z_{56} + Z_{06} = 37,491 + j53,283 \text{ Ом}$$

Для схеми мережі, зазначеної на рисунку 6.1, складемо систему контурних рівнянь в загальному вигляді:

$$\begin{cases} \dot{S}_{07} \cdot Z_{07} + \dot{S}_{17} \cdot Z_{17} - \dot{S}_{08} \cdot Z_{08} - \dot{S}_{38} \cdot Z_{38} - \dot{S}_{23} \cdot Z_{23} = -\dot{S}_I \cdot Z_I + \dot{S}_{II} \cdot Z_{I-II} \\ \dot{S}_{08} \cdot Z_{08} + \dot{S}_{38} \cdot Z_{38} + \dot{S}_{34} \cdot Z_{34} + \dot{S}_{45} \cdot Z_{45} - \dot{S}_{06} \cdot Z_{06} = -\dot{S}_{II} \cdot Z_{II} + \dot{S}_I \cdot Z_{I-II} \end{cases}$$

Після розв'язку системи, маємо такі значення контурних потужностей:

$$\dot{S}_I = 2,735 - j0,545 \text{ МВА}$$

$$\dot{S}_{II} = -13,253 + j8,807 \text{ МВА}$$

Значення потоків потужностей основного поточкорозподілу для ділянок схеми визначимо наступним чином:

										ДП6207.141.004 ПЗ	Арк.
											40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							

$$\begin{aligned}\dot{S}_{45} &= \dot{S}_{np5} + \dot{S}_I = 7,044 - j5,093 - 13,253 + j8,807 = \\ &= -6,209 + j3,714 \text{ MBA}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{S}_{34} &= \dot{S}_{np4} + \dot{S}_{np5} + \dot{S}_{II} = 9,034 - j6,386 + 7,044 - j5,093 - \\ &- 13,253 + j8,807 = 2,825 - j2,627 \text{ MBA}\end{aligned}$$

$$\dot{S}_{23} = \dot{S}_{np2} - \dot{S}_I = 6,028 - j4,289 - (2,735 - j0,545) = 3,293 - j3,744 \text{ MBA}$$

$$\begin{aligned}\dot{S}_{38} &= \dot{S}_{np2} + \dot{S}_{np3} + \dot{S}_{np4} + \dot{S}_{np5} - \dot{S}_I + \dot{S}_{II} = 6,028 - j4,289 + 10,045 - \\ &- j7,182 + 9,034 - j6,386 + 7,044 - j5,093 - (2,735 - j0,545) - \\ &- 13,253 + j8,807 = 16,163 - j13,599 \text{ MBA}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{S}_{08} &= \dot{S}_{np2} + \dot{S}_{np3} + \dot{S}_{np4} + \dot{S}_{np5} + \dot{S}_{np8} - \dot{S}_I + \dot{S}_{II} = 6,028 - j4,289 + \\ &+ 10,045 - j7,182 + 9,034 - j6,386 + 7,044 - j5,093 + 10,04 - j7,189 - \\ &- (2,735 - j0,545) - 13,253 + j8,807 = 26,203 - j20,788 \text{ MBA}\end{aligned}$$

$$\dot{S}_{17} = \dot{S}_{np1} + \dot{S}_I = 7,04 - j5,085 + 2,735 - j0,545 = 9,775 - j5,63 \text{ MBA}$$

$$\begin{aligned}\dot{S}_{07} &= \dot{S}_{np1} + \dot{S}_{np7} + \dot{S}_I = 7,04 - j5,085 + 8,026 - j5,614 + \\ &+ 2,735 - j0,545 = 17,8 - j11,243 \text{ MBA}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{S}_{06} &= \dot{S}_{np6} - \dot{S}_{II} = 8,026 - j5,611 - (-13,253 + j8,807) = \\ &= 21,279 - j14,418 \text{ MBA}\end{aligned}$$

$$\dot{S}_{12} = \dot{S}_I = 2,735 - j0,545 \text{ MBA}$$

$$\dot{S}_{56} = \dot{S}_{II} = -13,253 + j8,807 \text{ MBA}$$

Проведемо перевірку:

$$\dot{S}_{07} \cdot Z_{07} + \dot{S}_{17} \cdot Z_{17} - \dot{S}_{08} \cdot Z_{08} - \dot{S}_{38} \cdot Z_{38} - \dot{S}_{23} \cdot Z_{23} + \dot{S}_{12} \cdot Z_{12} = 0$$

$$\dot{S}_{08} \cdot Z_{08} + \dot{S}_{38} \cdot Z_{38} + \dot{S}_{34} \cdot Z_{34} + \dot{S}_{45} \cdot Z_{45} - \dot{S}_{06} \cdot Z_{06} + \dot{S}_{56} \cdot Z_{56} = 0$$

Таким чином, основний поточкорозподіл потужностей в режимі максимальних навантажень електричної мережі знайдено правильно. Результати розрахунку зображені на рисунку 1.10.

										ДП6207.141.004 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							41

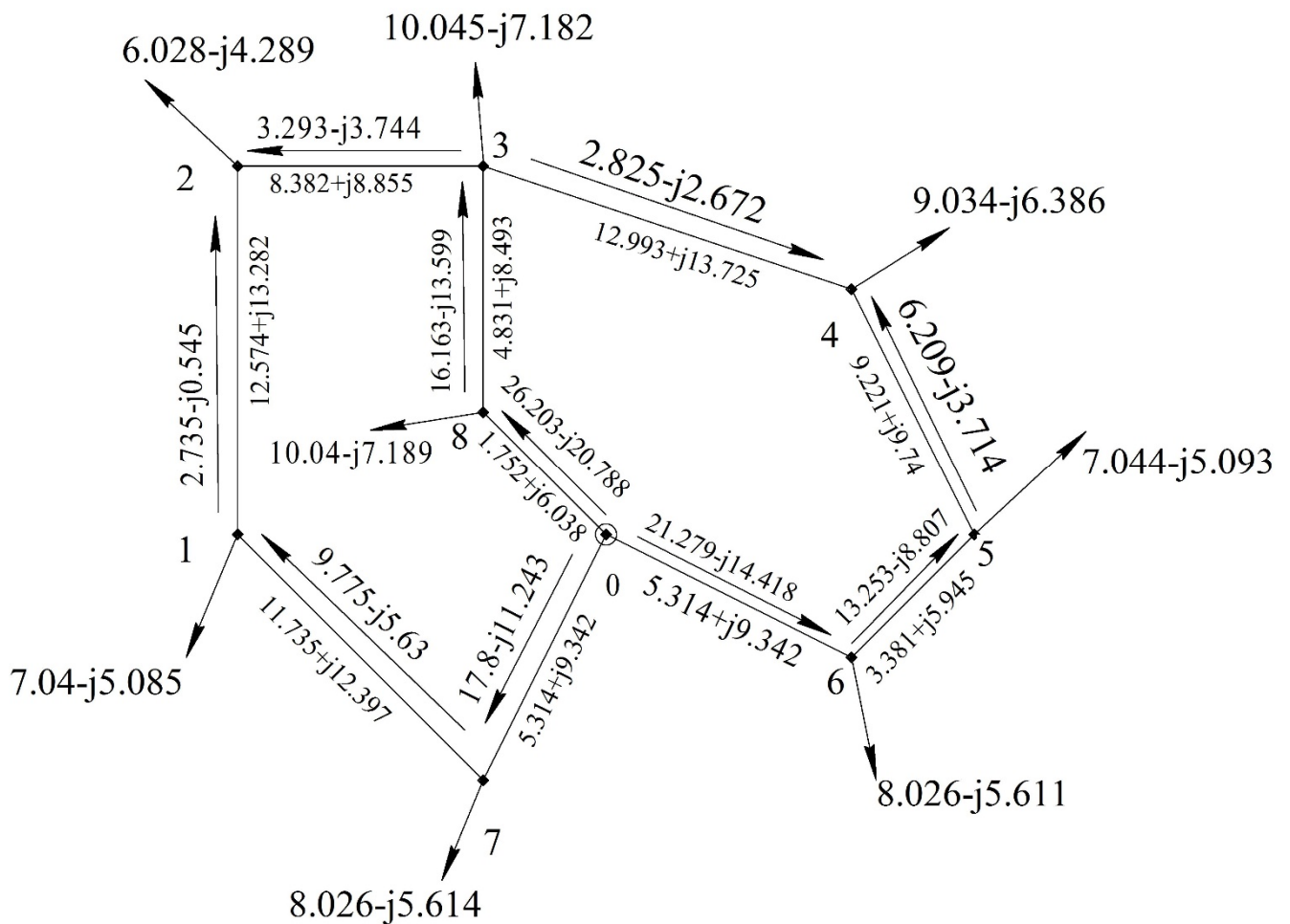


Рисунок 1.10 – Основний потокорозподіл потужностей в Z-схемі електричної мережі у режимі максимальних навантажень

Виконаємо першу ітерацію розрахунку режиму роботи електричної мережі при максимальних навантаженнях. Задамося початковими наближеннями напруг пунктів, відповідних до номінальної напруги мережі:

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

Знайдемо втрати потужності в опорах ділянок за основним потокорозподілом потужностей та початкових наближення рівнів напруги в пунктах відповідно до залежності:

$$\Delta \dot{S}_{zi}^{(1)} = \frac{P_i^2 + Q_i^2}{(U_{Ci}^{(0)})^2} \cdot (r_i - j \cdot x_i)$$

Розраховані значення запишемо до таблиці 1.20.

Таблиця 1.20 – Втрати потужності в опорах ділянок

Ділянка	0-6	0-7	0-8	1-2	1-7
$\Delta S_{zi}$ , МВА	0,277-j0,487	0,186-j0,327	0,155-j0,533	0,008-j0,008	0,123-j0,13
Ділянка	2-3	3-4	3-8	4-5	5-6
$\Delta S_{zi}$ , МВА	0,017-j0,018	0,004-j0,007	0,178-j0,313	0,04-j0,042	0,071-j0,124

Знайдемо втрати потужності в провідностях пунктів по початковому наближенню рівнів напруги в пунктах відповідно до залежності:

$$\Delta \dot{S}_{yi}^{(1)} = Y_1 \cdot (U_i^{(0)})^2$$

Розраховані значення запишемо до таблиці 1.21.

Таблиця 1.21 – Втрати потужності в провідностях пунктів

Вузол	1	2	3	4
$\Delta S_{yi}$ , МВА	0,026+j0,756	0,026+j0,641	0,031+j0,919	0,031+j0,625
Вузол	5	6	7	8
$\Delta S_{yi}$ , МВА	0,026+j0,432	0,031+j0,385	0,031+j0,593	0,031+j0,382

Формуємо додаткові навантаження пунктів від втрат потужності, результати записуємо до таблиці 1.22.

$$\Delta \dot{S}_{Pi}^{(1)} = \Delta \dot{S}_{yi}^{(1)} + 0,5 \cdot (\sum \Delta \dot{S}_{Zij}^{(1)})$$

Таблиця 1.22 – Додаткові навантаження пунктів від втрат потужностей

Вузол	1	2	3	4
$\Delta S_{\text{пн}}$ МВА	0,091+j0,696	0,038+j0,627	0,131+j0,749	0,053+j0,6
Вузол	5	6	7	8
$\Delta S_{\text{пн}}$ МВА	0,081+j0,349	0,205+j0,079	0,186+j0,364	0,198-j0,041

Визначимо поточкорозподіл додаткових навантажень від втрат потужності в пунктах по ділянках Z-схеми мережі. Розрахунок виконуємо за допомогою методу контурних рівнянь аналогічно розрахунку основного поточкорозподілу потужностей в Z-схемі електричної мережі в режимі максимальних навантажень.

Отримуємо наступну систему контурних рівнянь:

$$\begin{cases} \Delta \dot{S}_{07} \cdot Z_{07} + \Delta \dot{S}_{17} \cdot Z_{17} - \Delta \dot{S}_{08} \cdot Z_{08} - \Delta \dot{S}_{38} \cdot Z_{38} - \Delta \dot{S}_{23} \cdot Z_{23} = -\Delta \dot{S}_I \cdot Z_I - \Delta \dot{S}_{II} \cdot Z_{I-II} \\ \Delta \dot{S}_{08} \cdot Z_{08} + \Delta \dot{S}_{38} \cdot Z_{38} + \Delta \dot{S}_{34} \cdot Z_{34} + \Delta \dot{S}_{45} \cdot Z_{45} - \Delta \dot{S}_{06} \cdot Z_{06} = -\Delta \dot{S}_{II} \cdot Z_{II} - \Delta \dot{S}_I \cdot Z_{I-II} \end{cases}$$

Після розв'язку системи маємо такі значення контурних потужностей:

$$\Delta S_I = -0,046 + j0,107 \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{II} = -0,074 - j0,871 \text{ МВА}$$

Значення потоків потужностей від втрат потужності в пунктах схеми визначимо наступним чином:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{Д45} &= \Delta \dot{S}_{n5} + \Delta \dot{S}_{II} = 0,053 + j0,6 + (-0,074 - j0,871) = \\ &= -0,006 - j0,522 \text{ МВА} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{Д34} &= \Delta \dot{S}_{n4} + \Delta \dot{S}_{n5} + \Delta \dot{S}_{II} = 0,053 + j0,6 + 0,081 + j0,349 + \\ &+ (-0,074 - j0,871) = 0,06 + j0,077 \text{ МВА} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{Д23} &= \Delta \dot{S}_{n2} - \Delta \dot{S}_I = 0,038 + j0,627 - \\ &- (-0,046 + j0,107) = 0,084 + j0,521 \text{ МВА} \end{aligned}$$



Результуючі навантаження пунктів та потоки потужностей ділянок знаходимо за формулами:

$$\dot{S}_{резні}^{(1)} = \dot{S}_{np1} + \Delta\dot{S}_{ni}^{(1)};$$

$$\dot{S}_{резді}^{(1)} = \dot{S}_{осні} + \Delta\dot{S}_{oi}^{(1)};$$

Отримані результати заносимо до таблиць 1.23 та 1.24 відповідно.

Таблиця 1.23 – Результуючі навантаження пунктів

Вузол	1	2	3	4
S <sub>резні</sub> , МВА	7.132-j4.389	6.066-j3.662	10.176-j6.433	9.087-j5.786
Вузол	5	6	7	8
S <sub>резні</sub> , МВА	7.125-j4.744	8.231-j5.532	8.211-j5.249	10.237-j7.23

Таблиця 1.24 – Результуючі потоки потужностей ділянок

Ділянка	0-6	0-7	0-8	1-2	1-7
S <sub>резді</sub> , МВА	21.559-j13.468	18.032-j10.076	26.675-j19.481	2.689-j0.438	9.82-j4.827
Ділянка	2-3	3-4	3-8	4-5	5-6
S <sub>резді</sub> , МВА	3.377-j3.224	2.885-j2.594	16.438-j12.251	-6.202+j3.192	-13.328+j7.935

Рівні напруги пунктів схеми на першій ітерації знаходимо відповідно до виразу:

$$U_S = \sqrt{U_{ni}^2 - 2 \cdot \sum_{i=БП}^S (P_i \cdot r_i - Q_i \cdot x_i)},$$

										ДП6207.141.004 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							46

Результати заносимо до таблиці 1.25.

Таблиця 1.25 – Рівні напруги пунктів схеми на першій ітерації

Вузол	1	2	3	4
$U_s, \text{кВ}$	111,781	111,426	111,935	111,28
Вузол	5	6	7	8
$U_s, \text{кВ}$	110,484	112,89	113,336	113,562

Параметри режиму роботи електричної мережі на першій ітерації розрахунку при максимальних навантаженнях зображені на рисунку 1.11.

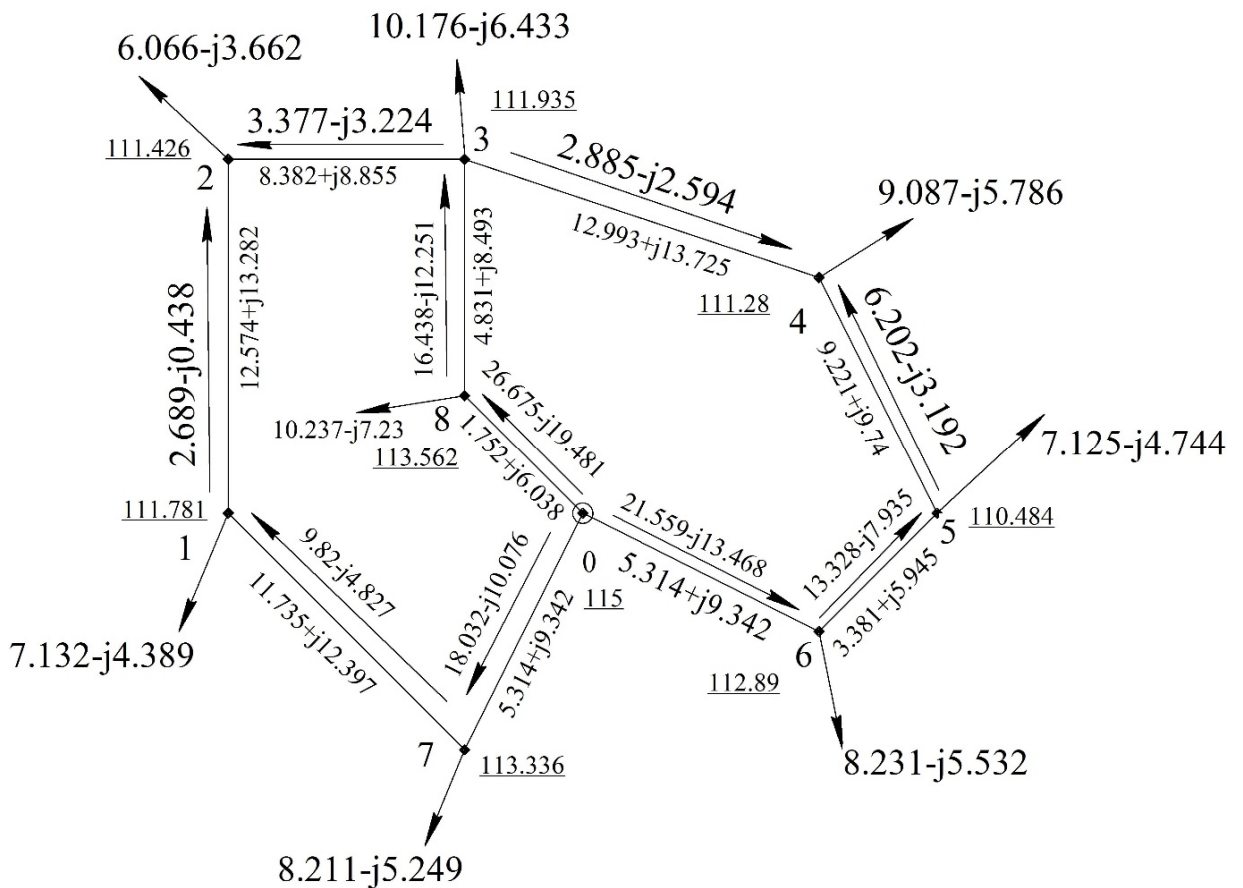


Рисунок 1.11 – Результуючий потікорозподіл потужностей та режим напруги в пунктах схеми за максимальних навантажень на першій ітерації розрахунку

Виконаємо перевірку збіжності ітераційного процесу за критерієм зміни модулів напруги в пунктах схеми електричної мережі:

						ДП6207.141.004 ПЗ	Арк.
							47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			

$$\Delta U_s^{(1)} = \frac{|U_s^{(1)} - U_s^{(0)}|}{U_s^{(0)}} \cdot 100\%$$

Результати перевірки записуємо до таблиці 1.26

Таблиця 1.26 – Результати перевірки завершення ітераційного процесу за зміною модулів напруги.

Вузол	1	2	3	4
$\Delta U_s, \%$	1,619	1,296	1,759	1,164
Вузол	5	6	7	8
$\Delta U_s, \%$	0,44	2,628	3,033	3,238

Оскільки зміни модулів напруги в деяких пунктах схеми перевищують 2%, то слід продовжити розрахунок і виконати наступну ітерацію розрахунку.

Визначимо повні втрати потужності в схемі на першій ітерації розрахунку згідно:

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)} = \dot{S}_{БП}^{(1)} - \dot{S}_{\Sigma} = 66,575 - j42,635 - (65,283 - j46,449) = 1,292 + j3,814 \text{ МВА}$$

Розрахунок другої ітерації виконуємо аналогічно до першої. Всі результати запишемо до таблиці 1.27.

Таблиця 1.27 – Результати розрахунку другої ітерації

Параметр	Ділянка (пункт)	Значення	Ділянка (пункт)	Значення
1	2	3	4	5
Втрати потужності в опорах ділянок, $\Delta \dot{S}_z^{(2)}, \text{ МВА}$	0-6	0.264-j0.465	2-3	0.015-j0.015
	0-7	0.174-j0.306	3-4	0.004-j0.007
	0-8	0.146-j0.504	3-8	0.16-j0.281
	1-2	0.007-j0.007	4-5	0.036-j0.039
	1-7	0.111-j0.117	5-6	0.065-j0.115

Продовження таблиці 1.27

1	2	3	4	5
Втрати потужності в провідностях пунктів $\Delta \dot{S}_Y^{(2)}$ , МВА	1	0.026+j0.79	5	0.026+j0.436
	2	0.026+j0.657	6	0.033+j0.405
	3	0.032+j0.951	7	0.033+j0.63
	4	0.032+j0.639	8	0.033+j0.407
Додаткові навантаження пунктів $\Delta \dot{S}_D^{(2)}$ , МВА	1	0.086+j0.728	5	0.077+j0.359
	2	0.037+j0.646	6	0.198+j0.115
	3	0.121+j0.8	7	0.175+j0.418
	4	0.052+j0.616	8	0.186+j0.015
Потоки потужностей від дод. навантажень пунктів $\Delta \dot{S}_D^{(2)}$ , МВА	0-6	0.263+j1.018	2-3	0.085+j0.538
	0-7	0.213+j1.254	3-4	0.064+j0.073
	0-8	0.457+j1.426	3-8	0.271+j1.411
	1-2	-0.048+j0.108	4-5	0.012-j0.543
	1-7	0.038+j0.836	5-6	-0.065-j0.903
Результуюче навантаження пункту $\Delta \dot{S}_{рез}^{(2)}$ , МВА	1	7.126-j4.357	5	7.121-j4.733
	2	6.065-j3.643	6	8.224-j5.496
	3	10.167-j6.383	7	8.201-j5.196
	4	9.086-j5.77	8	10.226-j7.174
Результуючий потік потужностей по ділянках $\Delta \dot{S}_{дрез}^{(2)}$ , МВА	0-6	21.542-j13.4	2-3	3.378-j3.206
	0-7	18.013-j9.99	3-4	2.889-j2.599
	0-8	26.66-j19.362	3-8	16.434-j12.188
	1-2	2.687-j0.437	4-5	-6.197+j3.171
	1-7	9.812-j4.794	5-6	-13.318+j7.904
Рівні напруг у пунктах $U_s^{(2)}$ , кВ	1	111.793	5	110.497
	2	111.439	6	112.897
	3	111.946	7	113.344
	4	111.291	8	113.568
Зміна модулів напруги $\Delta U_s^{(2)}$ , %	1	0.011	5	0.012
	2	0.012	6	0.005
	3	0.01	7	0.007
	4	0.009	8	0.005





Продовження таблиці 1.28

1	2	3	4	5
Рівні напруг у пунктах $U_s^{(2)}$ , кВ	1	111.794	5	110.497
	2	111.439	6	112.897
	3	111.947	7	113.344
	4	111.291	8	113.569

Параметри режиму роботи електричної мережі на третій ітерації розрахунку за максимальних навантажень показано на рисунку 1.13.

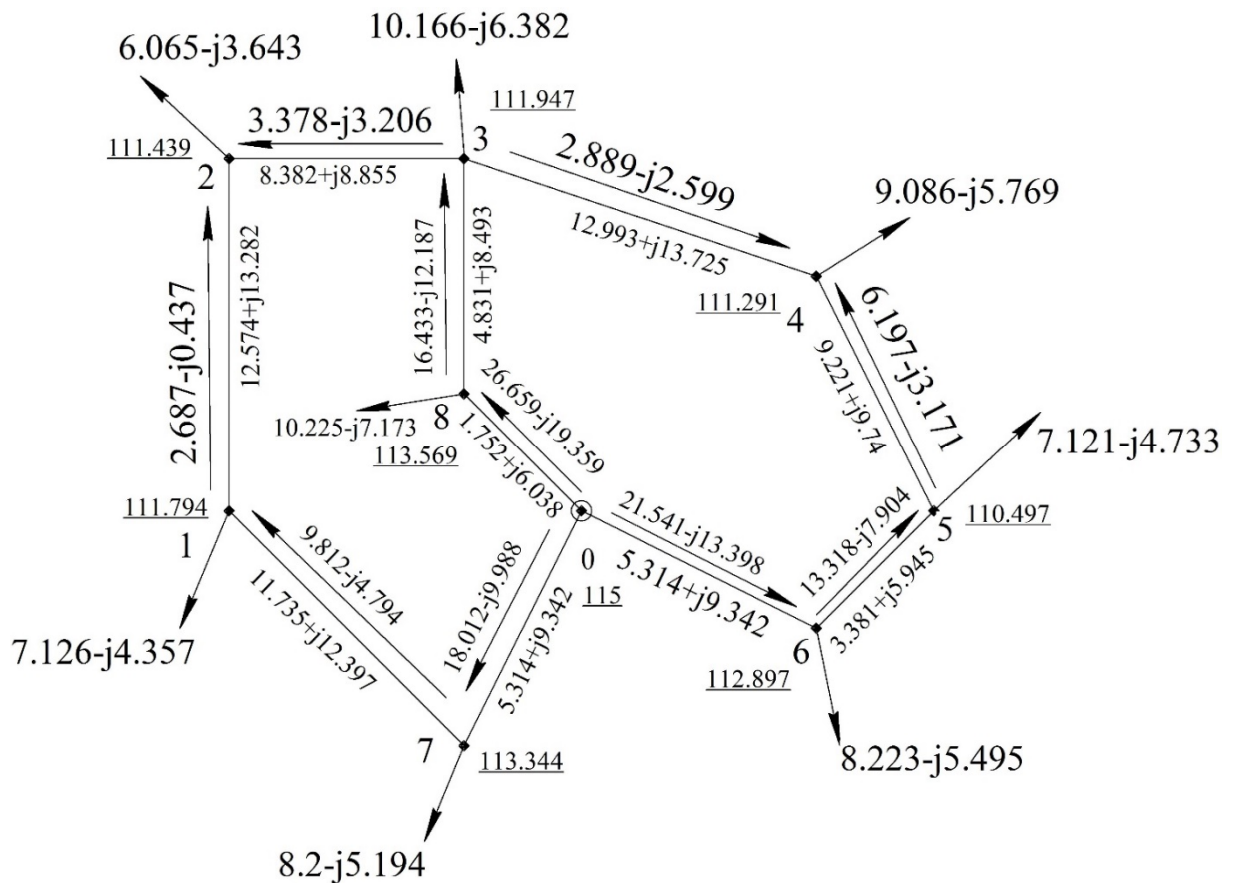


Рисунок 1.13 – Результуючий поточкорозподіл потужностей та режим напруги в пунктах схеми за максимальних навантажень на третій ітерації розрахунку

Розрахуємо сумарні втрати потужності на третій ітерації та перевіримо збіжність ітераційного процесу:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(3)} &= \dot{S}_{\text{БП}}^{(3)} - \dot{S}_{\Sigma} = 66,503 - j42,315 - (65,283 - j46,449) = \\ &= 1,221 + j4,134 \text{ MVA} \end{aligned}$$

$$\delta \dot{S}_{\Sigma}^{(3)} = \left| \frac{\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(3)} - \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)}}{\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)}} \right| \cdot 100\% =$$

$$= \left| \frac{(1,221 + j4,134) - (1,225 + j4,124)}{(1,225 + j4,124)} \right| \cdot 100\% = 0,239 \%$$

Зміна сумарних втрат потужностей не перевищує 2 %, тому ітераційний процес завершено.

Перевіряємо струмове навантаження проводів. Розрахуємо струмове навантаження ділянок, використовуючи формулу:

$$i_{\max ki} = \frac{\sqrt{(P_{\text{резки}})^2 + (Q_{\text{резки}})^2}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,5 \cdot (U_k^2 + U_i^2)} \cdot n_l} \cdot 10^3$$

Результати запишемо до таблиці 1.29

Таблиця 1.29 – Перевірка струмового навантаження ділянок схеми в режимі максимальних навантажень

Ділянка	0-6	0-7	0-8	1-2	1-7
Струмове навантаження $I_{\max I}$ , А	128.528	104.15	166.438	14.079	56.008
Тривалий допустимий струм $I_{\text{доп}}$ , А	390	390	610	265	265
Ділянка	2-3	3-4	3-8	4-5	5-6
Струмове навантаження $I_{\max I}$ , А	24.075	20.098	105.824	36.112	80.044
Тривалий допустимий струм $I_{\text{доп}}$ , А	265	265	390	265	390

Струмові навантаження всіх ділянок схеми в режимі максимальних навантажень не перевищують тривалі допустимі значення струмів для відповідних перетинів проводів, що свідчить про правильний вибір перетинів проводів ПЛ схеми районної електричної мережі.

										ДП6207.141.004 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							53





Перевіримо виконання II закону Кірхгофа:

$$\dot{S}_{07} \cdot Z_{07} + \dot{S}_{17} \cdot Z_{17} + \dot{S}_{12} \cdot Z_{12} - \dot{S}_{06} \cdot Z_{06} - \dot{S}_{56} \cdot Z_{56} - \dot{S}_{45} \cdot Z_{45} - \dot{S}_{34} \cdot Z_{34} + \dot{S}_{23} \cdot Z_{23} = 0$$

Таким чином, основний поточкорозподіл потужностей в режимі максимальних навантажень електричної мережі знайдено правильно. Результати розрахунку представлені на рисунку 1.15.

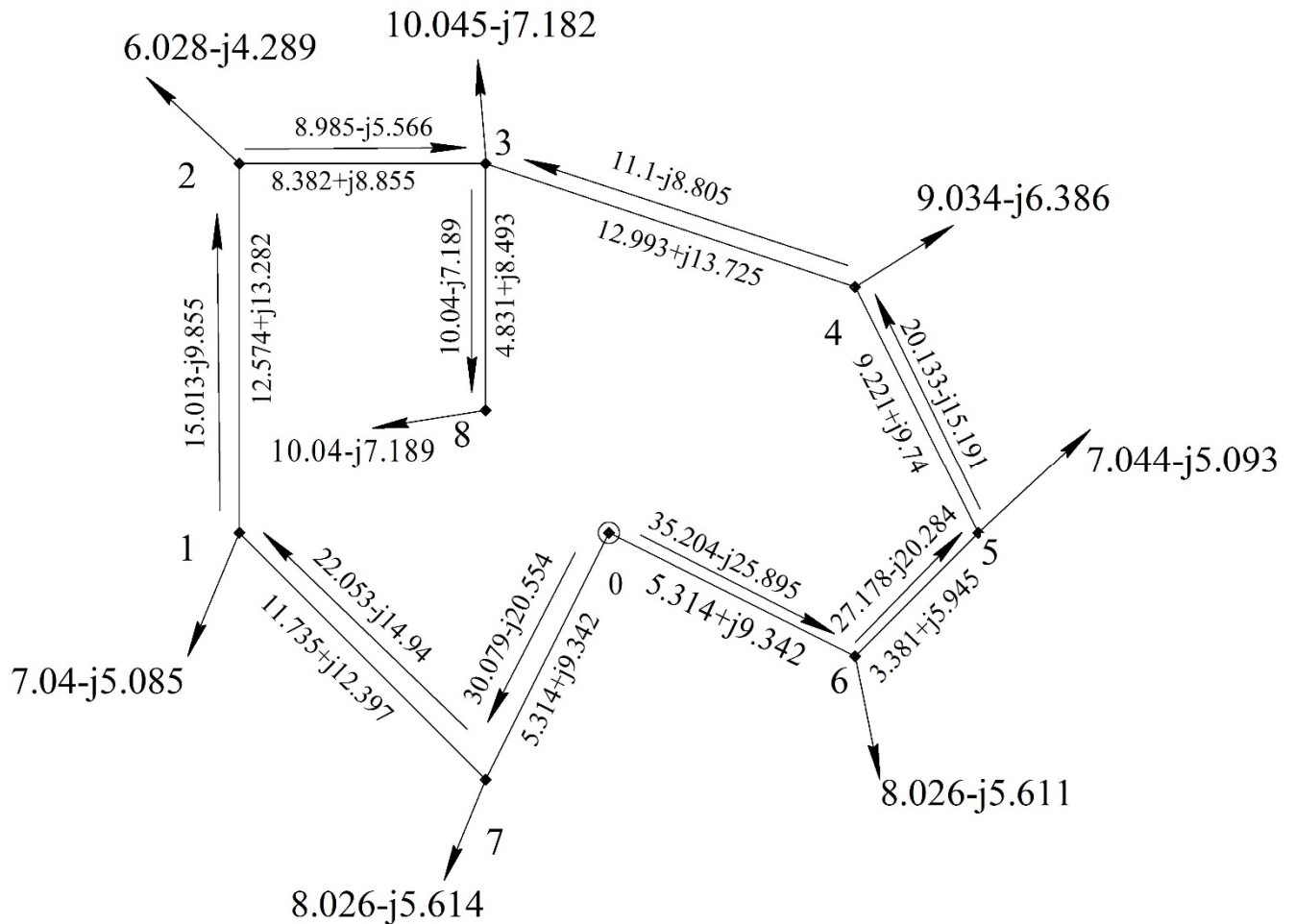


Рисунок 1.15 – Основний поточкорозподіл потужностей у Z-схемі електричної мережі у післяаварійному режимі

Виконаємо першу ітерацію розрахунку режиму роботи електричної мережі в післяаварійному режимі роботи мережі. Задамося початковими наближеннями напруги пунктів, відповідних номінальній напрузі мережі:

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





$$\Delta \dot{S}_{Д12} = \Delta \dot{S}_{n2} + \Delta \dot{S}_I = 0,232 - j0,423 + (-0,005 + j0,208) =$$

$$= 0,226 + j0,631 \text{ МВА}$$

$$\Delta \dot{S}_{Д17} = \Delta \dot{S}_{n1} + \Delta \dot{S}_{n2} + \Delta \dot{S}_I = 0,537 + j0,225 + 0,232 - j0,423 +$$

$$+ (-0,005 + j0,208) = 0,763 + j0,856 \text{ МВА}$$

$$\Delta \dot{S}_{Д07} = \Delta \dot{S}_{n7} + \Delta \dot{S}_{n1} + \Delta \dot{S}_{n2} + \Delta \dot{S}_I = 0,654 - j0,26 + 0,537 + j0,225 +$$

$$+ 0,232 - j0,423 + (-0,005 + j0,208) = 1,417 + j0,596 \text{ МВА}$$

$$\Delta \dot{S}_{Д23} = \dot{S}_I = -0,005 + j0,208 \text{ МВА}$$

$$\Delta \dot{S}_{Д38} = \Delta \dot{S}_{n8} = 0,062 + j0,071 \text{ МВА}$$

Перевіримо виконання II-го закону Кірхгофа для єдиного контуру схеми мережі з метою підтвердження правильності розрахунку додаткового поточкорозподілу від втрат потужності в пунктах на першій ітерації розрахунку

$$\Delta \dot{S}_{Д07} \cdot Z_{07} + \Delta \dot{S}_{Д17} \cdot Z_{17} + \Delta \dot{S}_{Д12} \cdot Z_{12} - \Delta \dot{S}_{Д06} \cdot Z_{06} - \Delta \dot{S}_{Д56} \cdot Z_{56} -$$

$$- \Delta \dot{S}_{Д45} \cdot Z_{45} - \Delta \dot{S}_{Д34} \cdot Z_{34} + \Delta \dot{S}_{Д23} \cdot Z_{23} = 0$$

Таким чином, поточкорозподіл від втрат потужності в пунктах електричної мережі на першій ітерації розрахунку післяаварійного режиму роботи знайдено правильно.

Накладаємо поточкорозподіл потужностей від додаткових навантажень пунктів на основний поточкорозподіл потужностей і отримуємо результуючий поточкорозподіл потужностей на першій ітерації розрахунку:

$$\dot{S}_{резні}^{(1)} = \dot{S}_{нр1} + \Delta \dot{S}_{ні}^{(1)};$$

$$\dot{S}_{резді}^{(1)} = \dot{S}_{осні} + \Delta \dot{S}_{ді}^{(1)};$$

Результати розрахунків результуючих навантажень пунктів запишемо до таблиці 1.33, а результуючих потоків потужностей по ділянках – до таблиці 1.34.

					ДП6207.141.004 ПЗ	Арк.
						59
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.33 – Результати розрахунків результуючих навантажень пунктів

Вузол	1	2	3	4
S <sub>резпі</sub> , МВА	7.577-j4.86	6.26-j3.866	10.173-j6.407	9.335-j6.067
Вузол	5	6	7	8
S <sub>резпі</sub> , МВА	7.473-j5.199	8.619-j6.214	8.679-j5.874	10.101-j7.119

Таблиця 1.34 – Результати розрахунків результуючих потоків потужностей по ділянках

Ділянка	0-6	0-7	1-2	1-7	2-3
S <sub>резпі</sub> , МВА	36.723-j25.647	31.495-j19.958	15.239-j9.224	22.816-j14.085	8.979-j5.358
Ділянка	3-4	3-8	4-5	5-6	
S <sub>резпі</sub> , МВА	11.296-j8.168	10.101-j7.119	20.631-j14.234	28.098-j19.225	

Рівні напруг у пунктах схеми електричної мережі на першій ітерації знаходимо за виразом:

$$U_s = \sqrt{U_{ni}^2 - 2 \cdot \sum_{i=БП}^s (P_i \cdot r_i - Q_i \cdot x_i)},$$

Результати розрахунку рівнів напруг подамо в таблиці 1.35.

Таблиця 1.35 - Рівні напруг у пунктах схеми електричної мережі на першій ітерації

Вузол	1	2	3	4
U <sub>s</sub> , кВ	108.684	107.131	105.325	107.7
Вузол	5	6	7	8
U <sub>s</sub> , кВ	110.644	112.081	112.597	104.533

Параметри режиму роботи електричної мережі на першій ітерації розрахунку в післяаварійному режимі роботи представлені на рисунку 1.16.



Оскільки зміни модулів напруги в деяких пунктах схеми перевищують 2%, то необхідно виконати наступну ітерацію розрахунку.

Повні втрати потужності в мережі на першій ітерації розрахунку:

$$\begin{aligned}\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)} &= \dot{S}_{БП}^{(1)} - \dot{S}_{\Sigma} = 68,897 - j46,017 - (65,283 - j46,449) = \\ &= 3,615 + j0,432 \text{ МВА}\end{aligned}$$

Другу ітерацію розрахунку виконуємо аналогічно до першої. Результати розрахунків запишемо до таблиці 1.37.

Таблиця 1.37 – Результати розрахунків на другій ітерації

Параметр	Ділянка (пункт)	Значення	Ділянка (пункт)	Значення
1	2	3	4	5
Втрати потужності в опорах ділянок, $\Delta \dot{S}_z^{(2)}$ , МВА	0-6	0.827-j1.454	3-4	0.058-j0.102
	0-7	0.57-j1.003	3-8	0.067-j0.118
	1-2	0.343-j0.362	4-5	0.486-j0.513
	1-7	0.689-j0.728	5-6	0.316-j0.556
	2-3	0.081-j0.086		
Втрати потужності в провідностях пунктів $\Delta \dot{S}_y^{(2)}$ , МВА	1	0.025+j0.747	5	0.026+j0.437
	2	0.024+j0.608	6	0.032+j0.399
	3	0.029+j0.842	7	0.033+j0.621
	4	0.03+j0.599	8	0.028+j0.112
Додаткові навантаження пунктів $\Delta \dot{S}_П^{(2)}$ , МВА	1	0.541+j0.202	5	0.427-j0.097
	2	0.236+j0.384	6	0.604-j0.605
	3	0.132+j0.69	7	0.662-j0.244
	4	0.302+j0.291	8	0.062+j0.053
Потоки потужностей від дод. навантажень пунктів $\Delta \dot{S}_Д^{(2)}$ , МВА	0-6	1.531+j0.157	3-4	0.199+j0.568
	0-7	1.434+j0.517	3-8	0.062+j0.053
	1-2	0.231+j0.559	4-5	0.5+j0.859
	1-7	0.772+j0.761	5-6	0.927+j0.762
	2-3	-0.005+j0.175		
Результуюче навантаження пункту $\Delta \dot{S}_{през}^{(2)}$ , МВА	1	7.581-j4.883	5	7.471-j5.19
	2	6.264-j3.905	6	8.63-j6.216
	3	10.177-j6.493	7	8.688-j5.858
	4	9.335-j6.095	8	10.102-j7.136



Оскільки за значеннями розрахунку зміни модулів напруги в пунктах схеми не перевищують 2%, то слід провести перевірку збіжності ітераційного процесу за показником зміни повних втрат потужності в схемі:

$$\begin{aligned}\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} &= \dot{S}_{\text{БП}}^{(2)} - \dot{S}_{\Sigma} = 68,946 - j46,221 - (65,283 - j46,449) = \\ &= 3,663 + j0,228 \text{ МВА}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} &= \left| \frac{\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} - \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)}}{\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)}} \right| \cdot 100\% = \\ &= \left| \frac{(3,663 + j0,228) - (3,615 + j0,432)}{(3,615 + j0,432)} \right| \cdot 100\% = 5,771 \%\end{aligned}$$

Значення зміни сумарних втрат потужності в схемі перевищує 2%, тобто потрібно продовжувати розрахунок. Розрахунок на третій ітерації виконуємо аналогічно до другої. Всі результати запишемо до таблиці 1.38.

Таблиця 1.38 – Результати розрахунків на третій ітерації

Параметр	Ділянка (пункт)	Значення	Ділянка (пункт)	Значення
1	2	3	4	5
Втрати потужності в опорах ділянок, $\Delta \dot{S}_Z^{(2)}$ , МВА	0-6	0.829-j1.458	3-4	0.058-j0.102
	0-7	0.572-j1.006	3-8	0.067-j0.118
	1-2	0.344-j0.364	4-5	0.488-j0.516
	1-7	0.692-j0.731	5-6	0.317-j0.558
	2-3	0.082-j0.086		
Втрати потужності в провідностях пунктів $\Delta \dot{S}_Y^{(2)}$ , МВА	1	0.025+j0.747	5	0.026+j0.437
	2	0.024+j0.607	6	0.032+j0.399
	3	0.029+j0.842	7	0.033+j0.621
	4	0.03+j0.599	8	0.028+j0.112
Додаткові навантаження пунктів $\Delta \dot{S}_{\Pi}^{(2)}$ , МВА	1	0.543+j0.2	5	0.429-j0.1
	2	0.237+j0.383	6	0.606-j0.609
	3	0.132+j0.689	7	0.665-j0.247
	4	0.303+j0.289	8	0.062+j0.053

Продовження таблиці 1.38

1	2	3	4	5
Потоки потужностей від дод. навантажень пунктів $\Delta \dot{S}_d^{(2)}$ , МВА	0-6	1.537+j0.148	3-4	0.199+j0.567
	0-7	1.44+j0.509	3-8	0.062+j0.053
	1-2	0.231+j0.559	4-5	0.502+j0.857
	1-7	0.775+j0.757	5-6	0.931+j0.757
	2-3	-0.005+j0.175		
Результуюче навантаження пункту $\Delta \dot{S}_{през}^{(2)}$ , МВА	1	7.583-j4.886	5	7.473-j5.192
	2	6.265-j3.906	6	8.632-j6.22
	3	10.177-j6.494	7	8.69-j5.861
	4	9.337-j6.097	8	10.102-j7.136
Результуючий потік потужностей по ділянках $\Delta \dot{S}_{орез}^{(2)}$ , МВА	0-6	36.741-j25.747	3-4	11.299-j8.238
	0-7	31.518-j20.045	3-8	10.102-j7.136
	1-2	15.245-j9.298	4-5	20.636-j14.335
	1-7	22.828-j14.184	5-6	28.103-j19.353
	2-3	8.98-j5.392		
Рівні напруг у пунктах $U_s^{(2)}$ , кВ	1	108.666	5	110.635
	2	107.106	6	112.076
	3	105.297	7	112.592
	4	107.681	8	104.503

Параметри режиму роботи електричної мережі на третій ітерації розрахунку в післяаварійному режимі показано на рисунку 1.18.

					ДП6207.141.004 ПЗ	Арк.
						65
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



$$I_{\max ki} = \frac{\sqrt{(P_{\text{резки}})^2 + (Q_{\text{резки}})^2}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,5 \cdot (U_k^2 + U_i^2)} \cdot n_n} \cdot 10^3$$

Результати запишемо до таблиці 1.39

Таблиця 1.39 – Перевірка струмового навантаження ділянок схеми в режимі максимальних навантажень

Ділянка	0-6	0-7	1-2	1-7	2-3
Струмове навантаження $I_{\max I}$ , А	228.119	189.498	95.556	140.236	56.939
Тривалий допустимий струм $I_{\text{доп}}$ , А	390	390	265	265	265
Ділянка	3-4	3-8	4-5	5-6	
Струмове навантаження $I_{\max I}$ , А	75.809	68.071	132.883	176.911	
Струмове навантаження $I_{\max I}$ , А	265	390	265	390	

Струмові навантаження всіх ділянок схеми в післяаварійному режимі не перевищують тривалі допустимі значення струмів для відповідних перетинів проводів, що свідчить про правильний вибір перетинів проводів ПЛІ схеми районної електричної мережі.

										ДП6207.141.004 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							67

## 1.8 Вибір відгалужень РПН та ПБЗ на силових трансформаторах підстанції за максимальних навантажень та у післяаварійному режимі

Здійснимо вибір номерів регулювальних відгалужень РПН в обмотках ВН і ПБЗ в обмотках СН силових трансформаторів підстанцій. Процедуру вибору номера відгалуження РПН і ПБЗ для силових триобмоткових трансформаторів почнемо зі знаходження втрат напруги в обмотках трансформаторів:

$$\Delta U_{TB} = \frac{P_{\delta c} \cdot r_{\delta c} - Q_{\delta c} \cdot x_{\delta c}}{U_m} = \frac{(P_{CH} + P_{HH} + \Delta P_{TZ} + g_{\delta m} \cdot U_m^2) \cdot r_{\delta c} - (Q_{CH} + Q_{HH} + \Delta Q_{TZ} + b_{\delta m} \cdot U_m^2) \cdot x_{\delta c}}{U_m};$$

$$\Delta U_{TC} = \frac{P_{\delta c} \cdot r_{\delta c} - Q_{\delta c} \cdot x_{\delta c}}{U_m - \Delta U_{TB}} = \frac{P_{CH} \cdot r_{\delta c} - Q_{CH} \cdot x_{\delta c}}{U_m - \Delta U_{TB}};$$

$$\Delta U_{TH} = \frac{P_{\delta c} \cdot r_{\delta c} - Q_{\delta c} \cdot x_{\delta c}}{U_m - \Delta U_{TB}} = \frac{P_{HH} \cdot r_{\delta c} - Q_{HH} \cdot x_{\delta c}}{U_m - \Delta U_{TB}}$$

Далі розрахуємо уточнені значення  $U_{пс}$  та  $U_{пн}$  за наступними формулами:

$$U_{пс} = U_m - \Delta U_{TB} - \Delta U_{TC};$$

$$U_{пн} = U_m - \Delta U_{TB} - \Delta U_{TH}$$

Бажані значення відносної кількості регулювальних витків РПН та ПБЗ визначаємо:

$$\omega_{вж} = \frac{U_{пн} \cdot U_{тн}}{U_{тв} \cdot U_{ндж}} - 1;$$

$$\omega_{сж} = \frac{U_{сдж} \cdot U_{тв} \cdot (1 + \omega_v^{cm})}{U_{пс} \cdot U_{тс}} - 1,$$

Стандартна відносна кількість регулювальних витків РПН розраховується так:

$$\omega_v^{cm} = N_v^{cm} \cdot \omega_{v0}$$

Розрахунковий ступінь регулювання РПН та ПБЗ силових трансформаторів знаходимо за наступними формулами:

$$N_v = \frac{\omega_{вж}}{\omega_{v0}}; \quad N_c = \frac{\omega_{сж}}{\omega_{c0}}$$

Результати вибору відгалужень РПН і ПБЗ для трансформаторів в режимі максимальних навантажень роботи мережі показуємо в таблиці 1.40.

											ДП6207.141.004 ПЗ	Арк.
												68
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата								



Продовження таблиці 1.41

Пункт	$U_{\phi c}, \text{кВ}$	$U_{\phi н}, \text{кВ}$
7	37.867	10.542
8	38.39	10.481

Вибір відгалужень РПН та ПБЗ для силових трансформаторів підстанцій схеми в післяаварійному режимі роботи мережі виконується аналогічно. Результати вибору відгалужень РПН і ПБЗ для трансформаторів в післяаварійному режимі роботи запишемо до таблиці 1.42.

Таблиця 1.42 – Результати вибору відгалужень РПН і ПБЗ для трансформаторів у післяаварійному режимі роботи мережі

Пункт	$U_m,$ кВ	$\Delta U_{TB},$ кВ	$\Delta U_{TC},$ кВ	$\Delta U_{TH},$ кВ	$U_{\text{ПС}},$ кВ	$U_{\text{ПН}},$ кВ	$\omega_{\text{вжс}}$	$\omega_{\text{сжс}}$	$N_v$	$N_c$
1	108.666	2.159	0.227	0.854	106.281	105.654	-0.038	0.044	-2	2
2	107.106	2.753	0.139	1.308	104.215	103.046	-0.061	0.045	-3	2
3	105.297	1.534	0.194	0.542	103.569	103.221	-0.06	0.051	-3	2
4	107.681	1.856	0.142	0.797	105.682	105.027	-0.043	0.049	-2	2
5	110.635	1.431	0.265	0.417	108.938	108.787	-0.008	0.037	-1	2
6	112.076	1.711	0.114	0.765	110.25	109.6	-0.001	0.043	0	2
7	112.592	2.137	0.091	1.019	110.365	109.437	-0.003	0.042	0	2
8	104.503	2.939	0.124	1.385	101.441	100.18	-0.087	0.033	-5	1

Розрахуємо фактичне значення рівня напруги на шинах СН та НН підстанцій в післяаварійному режимі мережі відповідно до виразу:

$$U_{\phi c} = \frac{U_{\text{пс}} \cdot U_{\text{мс}} \cdot (1 + \omega_c^{cm})}{U_{\text{тв}} \cdot (1 + \omega_v^{cm})};$$

$$U_{\phi н} = \frac{U_{\text{пн}} \cdot U_{\text{тн}}}{U_{\text{тв}} \cdot (1 + \omega_v^{cm})}$$

Результати запишемо до таблиці 1.43.

Таблиця 1.43 – Результати розрахунку фактичних значень напруги на шинах СН та НН в після аварійному режимі

Пункт	$U_{фс}, кВ$	$U_{фн}, кВ$
1	38.208	10.479
2	38.17	10.413
3	37.933	10.43
4	37.993	10.417
5	38.454	10.594
6	38.224	10.483
7	38.264	10.468
8	37.942	10.519

Оцінюючи дані таблиці 1.40 та таблиці 1.41, можемо сказати, що допустимість використання обраних відгалужень РПН та ПБЗ за умовами перезбудження живильної обмотки силових трансформаторів підстанцій в режимі максимальних навантажень мережі та у післяаварійному режимі виконується, тобто відгалуження РПН та ПБЗ вибрані правильно.

					ДП6207.141.004 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		71

## ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 1

1. За результатами техніко-економічного порівняння із п'яти варіантів конфігурації електричної мережі напругою 110 кВ обрано найкращий, варіант № 2
2. Правильність вибору перерізів на ділянках схеми електричної мережі підтверджено за результатами розрахунків післяаварійних режимів.
3. За результатами аналізу робочих режимів обрано регулювальні відгалуження РПН та ПБЗ силових трансформаторів.

					ДП6207.141.004 ПЗ	Арк.
						72
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## 2 АНАЛІЗ РЕЖИМІВ НЕЙТРАЛІ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ НОМІНАЛЬНОЇ НАПРУГИ 110 КВ

Техніко-економічні показники як спорудження, так і експлуатації електричних мереж великою мірою залежатимуть від того, працюватиме мережа з ізольованою нейтраллю чи із заземленням нейтралі через заземлювачі того чи іншого типу. Режими нейтралі безпосередньо впливають: на вартість ізоляції ліній та обладнання, а також заземлюючих пристроїв; на можливість розвитку аварій та зношення обладнання мережі у разі однофазних замикань на землю; на надійність електропостачання споживачів; на якість електроенергії у споживачів, приєднаних до непошкоджених фаз розподільних електромереж з ізольованою нейтраллю; на можливість виникнення в мережі ферорезонансних та резонансних процесів; на виконання і функціонування засобів релейного захисту (РЗ) від замикання на землю; на умови безпечного обслуговування електроустановок.

Розрізняють такі режими роботи нейтралі: ізольована, глухозаземлена та ефективно заземлена. Кожен із зазначених режимів має свої переваги та недоліки. В мережах номінальної напруги 110 кВ і вище застосування режиму ізольованої нейтралі стає економічно невигідним, насамперед внаслідок потреби суттєвого посилення (до рівня лінійної) фазної ізоляції.

### 2.1 Дослідження режиму ефективно заземленої нейтралі в електричних мережах напругою 110 кВ. Основні положення

Робота електричних систем напругою 110 кВ може передбачатися як з глухозаземленою, так і з ефективно заземленою нейтраллю.

Глухим заземленням називають такий спосіб заземлення, при якому нейтраль обмотки трансформатора приєднана до заземлювального пристрою металеву або через малий опір (наприклад, через трансформатори струму).

Ефективним заземленням нейтралі - називають таку мережу, в якій нейтралі більшості силових елементів (трансформаторів, генераторів) заземлені. В даному режимі підвищення напруги по відношенню до землі на непошкоджених фазах

					ДП6207.141.004 ПЗ	Арк.
						73
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

при однофазних замиканнях на землю в сталому режимі не перевищує 0,8 лінійної напруги і коефіцієнт замикання на землю не перевищує 1,4.

Коефіцієнтом замикання на землю в трифазній електричній мережі називається відношення різниці потенціалів між неушкодженою фазою і землею в точці замикання на землю іншої або двох інших фаз до різниці потенціалів між фазою і землею в цій точці до замикання.

Наприклад, для мережі 110 кВ:

$$K_3 = 0,8 \cdot U_{\text{лін}} / U_{\text{фаз}} = 0,8 \cdot 110 / 63,5 = 88 / 63,5 = 1,385 < 1,4$$

Щоб уникнути електричного пробоя ізоляторів робочих фаз у разі однофазних замикань на землю і не збільшувати їхні і без того чималі розміри, в мережах напруги 110 кВ використовують саме режим *ефективно заземленої нейтралі*, який іноді також називають *ефективною нейтраллю*.

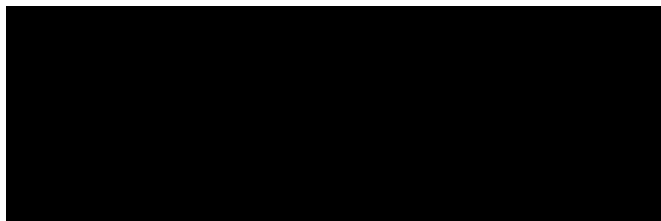
Розглянемо основні особливості роботи мереж при ефективному заземленні нейтралі. Необхідне при такому заземленні обмеження напруг на непошкоджених фазах до 0,8 номінальної міжфазної напруги мережі або приблизно 1,4 номінальної фазної дозволяє застосовувати так звані 80% грозозахисні розрядники, і, відповідно, істотно зменшити вартість ізоляції мережі. З огляду на можливість підвищення робочої напруги мережі на 5% номінальної при виконанні умови ефективного заземлення нейтралі, слід вважати, що допустима напруга неушкодженої фази при однофазному замиканні, віднесена до її робочої фазної напруги, не повинна перевищувати  $U_{\phi} = 0,8 \cdot \frac{\sqrt{3}}{1,05} = 1,32$

Зауважимо, що при допущенні більш високої напруги на фазах заземлення нейтралі має вважатися неефективним, тому що довелося б застосувати розрядники на 115%. Окремий випадок ефективного заземлення нейтралі - глухе заземлення. При ефективному (глухому) заземленні нейтралі замикання фази на землю є, по суті, однофазним КЗ. Важким аварійним режимом є також дво- або трифазне КЗ на землю. Однак при таких КЗ напруга на непошкоджених фазах, а також струми КЗ виявляються меншими, ніж при однофазних замиканнях на землю. Тому дво- і трифазні КЗ на землю нами не розглядаються. Зазвичай в

										ДП6207.141.004 ПЗ	Арк.
											74
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							

електричних мережах з ефективно заземленою нейтраллю для обмеження струму однофазного КЗ заземляють нейтралі не всіх, а лише частини силових трансформаторів. В деяких випадках нейтралі трансформаторів заземлюють через додатковий активний або індуктивний опір.

При ефективному заземленні нейтралі поперечна провідність мережі  $Z_0$  досить незначно впливає на процеси замикання на землю. Тому можна з достатньою точністю прийняти  $Z_0 = \infty$ . Звернемося до наступних виразів [3]:



Слід підкреслити, що в останніх виразах  $Z_0$  є комплексним опором нульової послідовності мережі за вирахуванням потроєного заземлюючого опору  $3Z$  або, що те ж, опір нульової послідовності мережі при глухому заземленні її нейтралі.

На рисунку 2.1 побудовані векторні діаграми струмів і напруг фаз відносно землі, що виникають в місці пошкодження при заземленні нейтралі через резистор ( $Z = R$ ) і при металевому однофазному замиканні на землю ( $R = 0$ ).

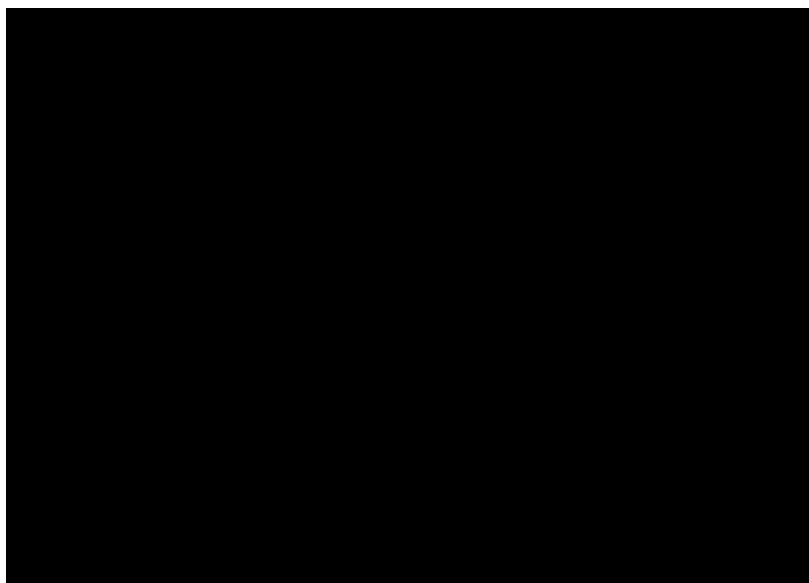


Рисунок 2.1 - Векторні діаграми струмів і напруг в місці замикання на землю в мережі з ефективним заземленням нейтралі ( $R = 0$ ;  $Z_H = R_H = 1$ ;  $x_0 = 2$ ):

					ДП6207.141.004 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		75



нормальному режимі роботи, а складові зворотній послідовності дорівнюють нулю.

До основних показників мережі з ефективним заземленням нейтралі відносяться ті, що виникають при замиканні фази на землю в заданій точці напруги робочої частоти на непошкоджених фазах і на нейтралі, а також відношення струму однофазного КЗ на землю до струму симетричного трифазного КЗ в тій же точці.

## 2.2 Аналіз переваг та недоліків ефективно заземленої нейтралі

За ефективного заземлення нейтралі у разі однофазних коротких замикань (КЗ) напруга на непошкоджених фазах зростає не більше ніж в 1,4 рази. Внаслідок значних техніко-економічних переваг такого заземлення нейтралі, зокрема зменшенням вимог до рівня ізоляції (відповідно і вартості), його застосовують в усіх електроустановках напругою 110 кВ.

Іншою перевагою ефективного заземлення нейтралі є можливість забезпечити чіткий швидкодіючий захист однофазних КЗ, які складають до 80% всіх видів ушкоджень. Крім цього в цих мережах більш ефективно застосування автоматичного повторного включення (АПВ).

Кількість заземлених нейтралей в мережі визначається за необхідним значенням струму однофазного КЗ, який не повинен бути менше від 60% струму трифазного КЗ, щоб підвищення напруги при цьому на непошкоджених фазах не перевищувало 0,8 міжфазної напруги в нормальному режимі роботи. Таке значення струму може бути забезпечено при заземленні більшості нейтралей трансформаторів електричної підстанції. Чим більше число заземлених нейтралей, тим менше величина внутрішніх перенапруг.

Заземлення нейтралей всіх без винятку трансформаторів підстанції НЕ практикується, так як при цьому збільшуються струми однофазних КЗ на землю, чого слід уникати в тих випадках, коли це можливо, як, наприклад, в мережах напругою 110 кВ. Крім того, при наявності великої кількості підстанцій,

					ДП6207.141.004 ПЗ	Арк.
						77
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

приєднаних до ліній електропередачі глухими відгалуженнями, кількість заземлених нейтралей трансформаторів в мережі обмежується також умовами релейного захисту. Тому в мережах 110 кВ заземляють тільки таку кількість нейтралей, яке забезпечує згадану вище роботу заземлення та допустиму напругу на нейтралі незаземлених трансформаторів з РПН (регулювання під навантаженням) при однофазних коротких замиканнях.

Однак режим ефективного заземленої нейтралі має і ряд недоліків. Так, при замиканні однієї фази на землю утворюється короткозамкнений контур через землю і нейтраль з малим опором, до якого прикладено електрорушійну силу фази.

Виникає режим КЗ, що супроводжується протіканням великих струмів. Щоб уникнути пошкодження устаткування (неминучого у разі тривалого протікання великих струмів) КЗ швидко відключається дією РЗ (значна частина однофазних пошкоджень в електричних мережах напруги 110 кВ належать до тих, що самоликвідуються, тобто зникають після зняття напруги). У таких випадках пристрої АПВ, діючи після спрацьовування пристроїв РЗ, відновлюють живлення споживачів за мінімальний час.

Інший недолік режиму ефективного заземленої нейтралі – складна конструкція контуру заземлення (а складність конструкції обумовлює і відповідну її вартість), який виконують в розподільчих пристроях з метою відведення в землю великих струмів КЗ. Незважаючи на малий опір заземлюючого контуру (відповідно до [5] максимальне значення опору заземлюючого контуру не має перевищувати 0,5 Ом), падіння напруги на заземлювачі при коротких замиканнях буде значним. Наприклад, якщо сила струму КЗ становить 3000 А, а опір заземлювача – 0,5 Ом, то падіння напруги на заземлювачі становитиме 1500 В.

Третя вада - значний, струм однофазного КЗ, який при великій кількості заземлених нейтралей трансформаторів, а також в мережах з автотрансформаторами може перевищувати струми трифазного КЗ. Для зменшення струмів однофазного КЗ застосовують, якщо це можливо і ефективно,

					ДП6207.141.004 ПЗ	Арк.
						78
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		





перенапруг, В даній схемі розрядник виконує роль додаткового захисного елемента.

В схемах, показаних на рисунку 2.3, *e-з*, нейтраль трансформатора постійно заземлена відповідно через реактор зі сталевим магнітопроводом, реактор з лінійною характеристикою або резистор. У першій з цих схем опір реактора змінюється в залежності від напруги на нейтралі, і таким шляхом ця напруга суттєво обмежується.

На рисунку 2.3, *и, к* в нормальному режимі нейтраль глухозаземлена. Якщо при замиканні на землю в мережі струм в нейтралі перевищує задане значення, то відключається швидкодіючий вимикач і в коло нейтралі вводиться реактор або резистор.

У схемі, наведеній на рисунку 2.3, *л*, в коло нейтралі ввімкнено послідовно два контури. Ємнісний опір одного ( $X_{C1}$ ) з них значно перевищує його індуктивний лінійний опір ( $X_{L1}$ ), а індуктивний нелінійний опір другого контуру в ненасиченому стані ( $X_{L2H}$ ) значно більше його ємнісного опору ( $X_{C2}$ ). У нормальному режимі обидва контури разом налаштовані на резонанс напруг при робочій частоті мережі, При КЗ опір  $X_{L2H}$  внаслідок підвищення напруги на нейтралі і насичення реактора зменшується, умови резонансу порушуються, і в результаті в коло нейтралі вводиться необхідний результуючий активно-індуктивний опір. Конденсатори  $C1$  і  $C2$  виконують також функції додаткового захисту елементів схеми від імпульсної перенапруги.

Схема, наведена на рисунку 2.3, *м*, подібна до схеми на рисунку 2.3, *л*, але в ній порушення резонансних налаштувань контурів досягається використанням автоматичного пристрою і швидкодіючого вимикача, що вводить в схему паралельно ємності  $C2$  активний опір.

Так як завдяки широкому застосуванню автотрансформаторів відношення  $x_0/x_1$  в потужних енергосистемах досягає значень 0,5 - 1,5, то вже в даний час нерідкі випадки, особливо в мережах надвисоких напруг, коли найбільш частий вид однофазних ушкоджень одночасно є найбільш важким, по якому потрібно,

					ДП6207.141.004 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		81

зокрема, робити вибір вимикачів та іншої апаратури, шин, а також визначати електродинамічну стійкість окремих обмоток автотрансформаторів.

Необхідно також відзначити, що внаслідок того, що автотрансформатори мають малі значення напруги КЗ між сторонами ВН → СН, струми однофазного КЗ в сучасних енергосистемах при глухому заземленні нейтралей різко зростають також на стороні середньої напруги, що призводить до збільшення граничних струмів відключення вимикачів в цих мережах. Цю обставину необхідно ретельно аналізувати в конкретних випадках, а результати враховувати при виборі типу і параметрів вимикачів.

У відповідності зі сказаним слід зазначити, що струми однофазного КЗ в перспективі будуть рости швидше, ніж струми трифазного КЗ В той же час обмеження струмів однофазного КЗ важче, ніж трифазного.

У зв'язку з цим висловлюються різні пропозиції. Зокрема, свого часу було запропоновано відмовитися від заземлення нейтралей всіх блочних підвищуючих трансформаторів; застосовувати в окремих випадках крім обмежувальних міжсистемних зв'язків трансформатори з електрично не пов'язаними обмотками замість автотрансформаторів.

Відомо, що струми трифазного і однофазного КЗ відповідно [3] рівні:

$$\dot{I}^{(3)} = E / X_1;$$

$$\dot{I}^{(1)} = 3E / (2X_1 + X_0); \text{ при } X_1 = X_2,$$

де  $X_1$ ,  $X_2$ ,  $X_0$  - реактивні опору прямої, зворотної та нульової послідовностей.

Звідси

$$\dot{I}^{(3)} / \dot{I}^{(1)} = (2X_1 + X_0) / 3X_1;$$

отже, якщо  $X_0 \leq X_1$ ,  $\dot{I}^{(3)} \leq \dot{I}^{(1)}$ .

Так як в сучасних енергосистемах завдяки застосуванню автотрансформаторів з обов'язковим глухим заземленням нейтралей, як правило,  $X_0 < X_1$ , то  $\dot{I}^{(1)} > \dot{I}^{(3)}$ .

					ДП6207.141.004 ПЗ	Арк.
						82
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## 2.4 Дослідження ефективності обмеження однофазних струмів короткого замикання в енергосистемі збільшенням повного опору нульової послідовності. Аналіз наслідків відмови від третинної обмотки в автотрансформаторах

Збільшення струмів однофазного КЗ в сучасних мережах обумовлено загальним зменшенням повного опору нульової послідовності, викликаним крім обов'язкового глухого заземлення нейтралі автотрансформаторів і безпосереднього електричного зв'язку мереж ВН і СН також наявністю третинної обмотки. Необхідність останньої в даний час широко дискутується в ряді країн. Відомо, що третинна обмотка автотрансформатора служить для створення ланцюга з малим повним опором для проходження струму третьої гармоніки в намагнічуючому струмі і виключення спотворення синусоїдальної напруги за рахунок появи третьої і кратної їй гармонік в фазній напрузі і третьої гармоніки струму в лініях електропередачі. Одночасно вона використовується для підключення синхронного компенсатора або блоку шунтових реакторів, для живлення власних потреб підстанції та інших цілей. Однак завдяки повсюдному різкому збільшенню струмів однофазного КЗ і їх частою ймовірності виникнення, природно, знову ставиться під сумнів необхідність у всіх випадках третинної обмотки. Слід підкреслити, що для створення шляху проходження струмів третьої гармоніки третинна обмотка може бути принципово малої потужності, яка визначається тільки її термічною стійкістю (5 - 15% потужності головної обмотки). Однак для забезпечення електродинамічної стійкості потужність третинної обмотки раніше приймалася рівною не менше 33,5% потужності головної обмотки.

Приклади розрахунків для автотрансформатора 300 МВА, 110/10 кВ [4] показали, що відмова від третинної обмотки істотно знижує значення несиметричних струмів КЗ. Таким чином, при можливості відмови від третинної обмотки такі автотрансформатори можуть бути використані для обмеження однофазних струмів КЗ в системі. При відмові від третинних обмоток

					ДП6207.141.004 ПЗ	Арк.
						83
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



розрядників через перенапругу при неповнофазних режимах, а також зниження струмів однофазного короткого замикання і забезпечення надійної роботи релейного захисту режим роботи нейтралей силових трансформаторів в мережі 110 кВ встановлюється наступний:

1. Повинні мати глухе заземлення нейтралей:

1.1. Трансформатори 110 кВ з пристроями регулювання напруги під навантаженням (РПН) з рівнем ізоляції нейтралі 35 кВ (випробувальну напругу нейтралі частоти 50 Гц 85 кВ).

1.2. Трансформатори, до яких приєднано генеруючі джерела живлення з боку низької або середньої напруги, незалежно від класу ізоляції нейтралі.

Допускається частину нейтралей таких трансформаторів не заземлювати, якщо в ремонтних або в аварійних режимах неможливо їх виділення на роботи з ділянкою мережі, що не мають трансформаторів з заземленими нейтралями, або забезпечується при замиканнях на землю відключення трансформаторів з ізольованою нейтраллю до відключення трансформаторів із заземленою нейтраллю.

Нейтралі, що мають неповну ізоляцію, повинні бути захищені відповідними розрядниками.

2. При підключенні до транзитної лінії або лінії з радіальним живленням трансформаторів з рівнем ізоляції нейтралі відповідно до ГОСТ 1516.1-76 (Під час перевірки напруга нейтралі частоти 50 Гц дорівнює 100 кВ для трансформаторів 110 кВ) необхідно проводити:

2.1. При одному трансформаторі на даній ПЛ - глухе заземлення його нейтралі.

2.2. При двох і більше трансформаторах на даній ПЛ - глухе заземлення нейтралі двох трансформаторів.

Робота інших трансформаторів допускається з ізольованою нейтраллю із захистом її відповідним розрядником.

					ДП6207.141.004 ПЗ	Арк.
						85
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3. При підключенні до транзитної лінії або лінії з радіальним живленням тільки трансформаторів з повним класом ізоляції нейтралі необхідно виконувати глухе заземлення нейтралі одного трансформатора.

4. При підключенні одного або декілька трансформаторів з рівнем ізоляції нейтралі відповідно до ГОСТ 1516.1-76 до шин підстанцій, що мають живлення від двох і більше джерел, необхідно глухе заземлення нейтралі одного трансформатора з числа підключених до даної системи шин або секцій, робота інших трансформаторів цієї системи шин або секцій допускається з ізолюваною нейтраллю при її захисті відповідним розрядником.

5. Захист нейтралі обмотки 110 кВ трансформаторів з рівнем ізоляції по ГОСТ 1516.1-76 повинен здійснюватися вентильним розрядником:

PBC - 35 + PBC15 або PBM - 35 + PBM15 для трансформаторів 110 кВ

6. При відключенні в ремонт трансформатора з глухозаземленою нейтраллю слід заземлювати нейтраль на іншому трансформаторі, підключеному до даної лінії або системі шин. При цьому кількість трансформаторів з глухозаземленою нейтраллю повинен відповідати вимогу пунктів 2, 3, 4.

7. При виконанні операцій по включенню і відключенню трансформатора, який має неповну ізоляцію нейтралі, необхідно, на час операції його нейтраль заземлювати.

8. Всі нововведені силові трансформатори з рівнем ізоляції нейтралі відповідно до ГОСТ 1516.1-76 повинні передбачати роботу, як з ізолюваною, так і заземленою нейтраллю, для чого в його нейтралі повинні бути змонтовані заземлювач ЗОН - 110 і розрядник відповідно до п.5.

Забороняється розземлення нейтралі трансформаторів 110 кВ і вище та установка в ланцюзі їх заземлення комутаційних апаратів і вентильних розрядників, якщо ізоляція нейтралі розрахована на роботу при глухому заземленні (тягові трансформатори і автотрансформатори).

Вентильні розрядники для захисту нейтралей рекомендується встановлювати безпосередньо біля трансформаторів.

					ДП6207.141.004 ПЗ	Арк.
						86
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		







Часткове розземлення нейтралей трансформаторів 110кВ підстанцій, виконаних на відпайки від ПЛ, допустимо при відсутності на стороні нижчої напруги трансформатора генеруючих джерел і електродвигунів великої потужності (понад 2000 кВт).

Часткове розземлення нейтралей трансформаторів 110-220 кВ в розподільчих пристроях електростанцій допустимо при відсутності у них автотрансформаторів зв'язку з мережами інших класів напруги. При цьому повинні бути вжиті заходи, що виключають дію релейного захисту та системної автоматики, які можуть привести до виділення ділянок мережі без трансформаторів із заземленими нейтралями; перевірено відсутність істотного зростання параметрів напруги, що відновлюється при відключенні однофазного КЗ.

Розподіл мережі для обмеження струмів ОЗЗ має виконуватися в наступних випадках:

- розподіл істотно не знижує надійність роботи мережі, не збільшує наскрізних струмів ОЗЗ через автотрансформатори;
- обмеження струмів ОЗЗ в поєднанні з випереджаючим поділом на двох і трифазні КЗ неефективно.

Заземлення нейтралей трансформаторів 110-220 кВт і автотрансформаторів через реактори рекомендується здійснювати в розподільних пристроях електростанцій і підстанцій з автотрансформаторами, якщо за умовами надійності часткове розземлення нейтралей неприпустимо.

При виборі струмообмежуючих реакторів необхідно керуватися такими правилами:

- рівень напруги на нейтралі трансформатора або автотрансформатора при включенні в нейтраль реактора в зазначених нижче режимах не повинен перевищувати наведеного в таблиці 1 з урахуванням його тривалості;
- за розрахунковий час дії струму ОЗЗ приймається час дії перших ступенів резервних захистів нульової послідовності;

					ДП6207.141.004 ПЗ	Арк.
						90
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		





де  $X_{ВН}$ ,  $X_{СН}$ ,  $X_{НН}$  - результуючий опір схеми прямої послідовності (зворотної) з боку відповідно вищої, середньої і нижчої напруг автотрансформатора, представленого традиційною схемою заміщення (рисунок 2.7), приведені до напруги на стороні середньої напруги, Ом.

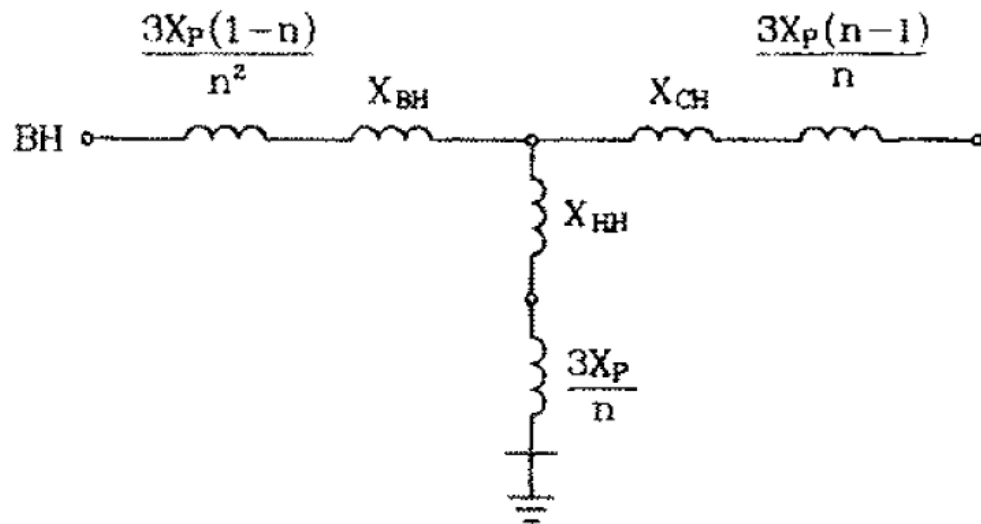


Рисунок 2.7 - Традиційна схема заміщення автотрансформатора з реактором в нейтралі

$$X_{BC1} = X_{ВН1} + C_{СН1} + (X_1 - X_{1ГОСТ}) \quad (2.6)$$

де  $X_1$  - результуючий опір прямої послідовності мережі вищої напруги, приведенного до сторони середньої напруги, Ом:

$X_{1ГОСТ}$  - опір прямої послідовності, визначений за нормованих ГОСТ на автотрансформатори значенням динамічної стійкості обмоток, наведені до сторони середньої напруги, Ом.

Для блочних трансформаторів електростанцій опір реактора, що включається в нейтраль, визначається по формулі 2.7.

Для трансформатора 110 кВ:

$$X_p \leq 3,7X_{T1} \quad (2.7)$$

де  $X_{T1}$  - опір прямої послідовності блочного трансформатора.

										ДП6207.141.004 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							93

## ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2

В даному розділі дипломного проекту був проведений аналіз режимів нейтралі електричних мереж номінальної напруги 110 кВ. Оцінюючи результати проведеної роботи можемо сказати наступне:

Обґрунтовано використання ефективно заземленої нейтралі в електричних мережах напругою 110 кВ внаслідок значних техніко-економічних переваг такого заземлення нейтралі, зокрема зменшенням вимог до рівня ізоляції (відповідно і вартості);

Показано основні схеми заземлення трансформаторів з використанням реакторів, резисторів та пристроїв релейного захисту та автоматики (рисунок 2.3) в різних компоновках, їх переваги та недоліки;

Доведено, що одною з основних проблем ефективного заземлення є значні струми однофазного замикання на землю. Основні способи обмеження струмів ОЗЗ:

- відмови від третинної обмотки;
- часткового розземлення нейтралей;
- введення додаткового реактивного опору в ланцюг нульової послідовності.

Встановлено, що відношення струмів трифазного і однофазного коротких замикань має бути меншим 1 ( $\dot{I}^{(3)}/\dot{I}^{(1)} < 1$ ). Для зменшення відношення струмів треба збільшити опори ( $X_0^*$ ,  $X_n^*$ ,  $R_n^*$ ). Встановлено, що, якщо  $X_n^*=R_n^*$ , то заземлення нейтралі через реактор є доцільнішим, ніж заземлення через резистор.

					ДП6207.141.004 ПЗ	Арк.
						94
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## ВИСНОВКИ

В результаті виконання даної кваліфікаційної роботи розроблено проект електричної мережі напругою 110 кВ, проведено аналіз режимів роботи її нейтралі, та отримано наступні висновки:

1. Обґрунтовано оптимальну конфігурацію електричної мережі напругою 110 кВ за техніко-економічними показниками та підтверджено допустимість роботи обраного обладнання у післяаварійних режимах;
2. За результатами аналізу робочих режимів електричної мережі обрано регульовальні відгалуження силових трансформаторів на підстанціях та показано можливість забезпечення бажаних рівнів напруг як у нормальних так і післяаварійних режимах.
3. Обґрунтовано використання ефективно заземленої нейтралі в електричних мережах напругою 110 кВ. Показано та порівняно основні схеми заземлення трансформаторів. Обґрунтовано перевагу використання реактора, а не резистора для заземлення нейтралі при рівних опорах  $X_n^* = R_n^*$ . Обрано оптимальні методи обмеження струмів однофазного замикання на землю.

					ДП6207.141.004 ПЗ	Арк.
						95
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Районні електричні мережі: Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи та мережі» (Економічна частина) для студ. усіх форм навчання та студентів-іноземців напрямку підготов. 6.050701 «Електротехніка та електротехнології»/ Уклад.: В.М. Сулейманов, В.В. Чижевський, О.М. Янковська — К.: НТУУ «КПІ», 2009. – 99 с.

2. Районні електричні мережі: Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи та мережі» (Електротехнічна частина) для студ. усіх форм навчання та студентів-іноземців напрямку підготов. 6.050701 «Електротехніка та електротехнології»/ Уклад.: В.М. Сулейманов, В.В. Чижевський, О.М. Янковська — К.: НТУУ «КПІ», 2009. – 96 с.

3. Сирота И.М., Кисленко С.Н., Михайлов А.М. Режимы нейтрали электрических сетей. Київ.: Наук. думка, 1985. – 264 с.

4. Третьичная обмотка автотрансформаторов. «Электрические машины и аппараты». М.: Энергия, 1965. – 415 с.

5. Правила улаштування електроустановок. – Київ: Міненерговугілля України, 2017. – 617 с.

6. Режимы работы нейтрали электроустановок напряжением 0,4-750 кВ, Минск, БНТУ 2016. 150 с.

7. Решение по выбору режима работы нейтралей силовых трансформаторов в сети 110 – 150 кВ. ПЭО «Днепроэнерго», утверждённое 05.11.86 г. – 450 с.

8. Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. Электрооборудование станций и подстанций. М.: 1987. – 598 с.

					ДП6207.141.004 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		96

# Додаток А

## Результати перевірки пояснювальної записки на наявність плагіату



Власник документу:  
приховано налаштуваннями конфіденційності

ID перевірки:  
1003726412

Дата перевірки:  
03.06.2020 10:10:11 EEST

Тип перевірки:  
Doc vs My Database

Дата звіту:  
03.06.2020 10:52:01 EEST

ID користувача:  
41934

Назва документу: Поясн. записка Левчука В.В1

ID файлу: 1003740946 Кількість сторінок: 99 Кількість слів: 17502 Кількість символів: 111210 Розмір файлу: 3.33 MB

### 19.6% Схожість

Найбільша схожість: 7.4% з джерело бібліотеки. ID файлу: EF-23552

Не знайдено жодних джерел з Інтернету

0% Текстові збіги по Бібліотеці акаунту

816

Page 101

### 0.09% Цитат

Цитати

2

Page 102

Не знайдено жодних посилань

### 0% Вилучень

Вилучений текст відсутній

### Підміна символів

Заміна символів

290

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

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри  
В.В. Кирик  
(підпис) (ініціали, прізвище)

“ ” 20\_\_ р.

**Дипломний проект**  
на здобуття ступеня бакалавра

зі спеціальності (спеціалізації) 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка (Електричні мережі та системи)

на тему: «Режими нейтралі електричної мережі номінальної напруги 110 кВ»

Виконав: студент 4-го курсу, групи ЕС-г62-1

Левчук Владислав Вікторович  
(прізвище, ім'я, по батькові) (підпис)

Керівник: професор, доктор технічних наук, професор Буткевич О.Ф.  
(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)

Київ – 2020 року