

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

«До захисту

допущено»

Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_ В.В. Кирик

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 2020

р.

## Дипломний проект

освітній ступінь «бакалавр»

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

на тему: «Районна електрична мережа напругою 110 кВ та реконструкція  
електричної мережі напругою 10 кВ»

Виконав: студент IV курсу, групи ЕС-61  
(шифр групи)

Тищенко Ярослав Ігорович  
(прізвище, ім'я, по батькові)

\_\_\_\_\_  
(підпис)

Керівник проекту: \_\_\_\_\_  
(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

\_\_\_\_\_  
(підпис)

Консультант:

\_\_\_\_\_  
(назва розділу ДП)

\_\_\_\_\_  
(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

\_\_\_\_\_  
(підпис)

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

\_\_\_\_\_  
(підпис)

Засвідчую, що у цьому дипломному проекті немає  
запозичень з праць інших авторів без відповідних  
посилань.

Студент \_\_\_\_\_  
(підпис)

Київ – 2020 року

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ  
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ ІМЕНІ ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра електричних мереж та систем

Спеціальність 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Спеціалізація «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

В.В. Кирик

«    » \_\_\_\_\_ 2020 р.

## ЗАВДАННЯ

на дипломний проект освітнього ступеня

«бакалавр»

студента групи ЕС-61 Тищенко Ярослава Ігоровича

1. Тема проекту: «Районна електрична мережа напругою 110 кВ та реконструкція електричної мережі напругою 10 кВ»

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

2. Термін здачі студентом закінченого проекту: «11» червня 2020 р.

3. Вихідні дані до проекту: схема районної електричної мережі напругою 110 кВ з вихідними даними (додаток до завдання). План реконструкції електричної мережі напругою 10 кВ підключеної до підстанції номер 6.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки:

1. Розрахунок районної електричної мережі напругою 110 кВ.

2. Реконструкція повітряної лінії 10 кВ.

5. Перелік графічного матеріалу:

5.1 Результати розрахунків районної електричної мережі напругою 110 кВ.

5.2 Проміжна опора П10-1(1хСВ105-5)-1.

5.3 Проміжна опора П10/0,38-1/1(1хСВ105-5)-2.

6. Консультанти розділів проекту.


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

7. Дата видачі завдання «13 » 04 2020 р.

Календарний план-графік

№ з/п	Назва етапів роботи та питань, які мають бути розроблені відповідно до завдання	Термін виконання	Позначки керівника про виконання завдань
1	Вибір трансформаторів та розрахунок L-схеми та Z-схеми	13.04-20.04	
2	Розрахунок параметрів схем заміщення силових трансформаторів, вибір проводів на ділянках мережі	20.04-27.04	
3	Розрахунок режиму роботи мережі при максимальних навантаженнях та післяаварійного режиму роботи мережі	27.04-04.05	
4	Розрахунок РПН та ПБЗ на силових трансформаторах вузлових підстанцій	04.05-11.05	
5	Реконструкція повітряної лінії 10 кВ	11.05-18.05	
6	Оформлення пояснювальної записки	18.05-25.05	
7	Оформлення технічних креслень	25.05-08.06	

Студент

  
(підпис)

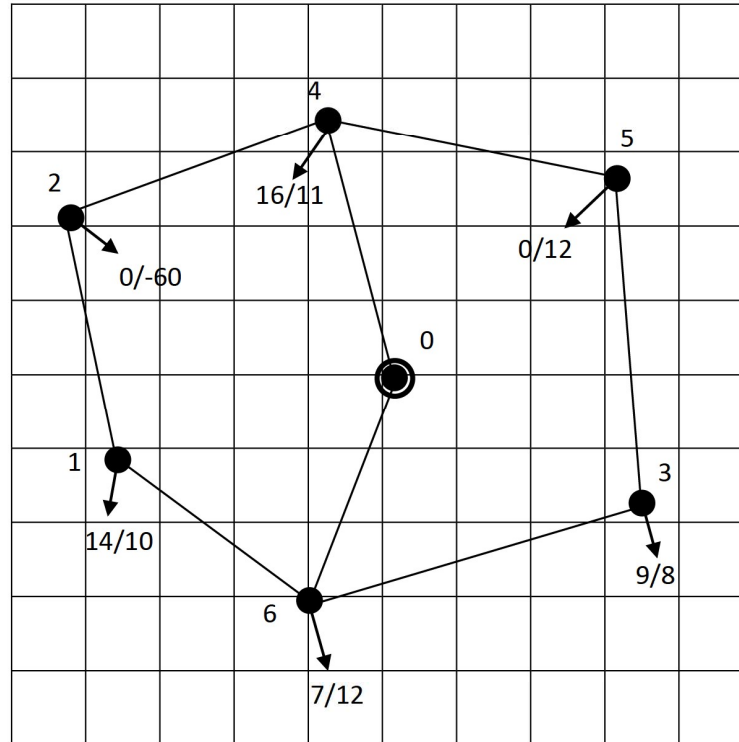
Тищенко Я.І.

Керівник проекту

\_\_\_\_\_  
(підпис)

ст. викладач, Янковська О.М.

Додаток до завдання на дипломний проект  
(освітнього ступеня «бакалавр»)  
«Районна електрична мережа напругою 110 кВ та реконструкція електричної мережі  
напругою 10 кВ»  
Ситуаційний план  
(масштаб 1 см : 10 км)



**Вихідні дані до дипломного проекту:**

Номинальна напруга мережі  $U_n = 110$  кВ.

Балансуєчий пункт у точці 0.

Відстань між пунктами  $L$ (км) та активні потужності пунктів  $P$ (МВт) – за ситуаційним планом.

$\cos \varphi_{сн} = 0.84$ .  $\cos \varphi_{нн} = 0.86$ .  $T_{\max} = 5000$  [год/рік].

У всіх пунктах підключені споживачі I-ї та II-ї категорії.

Географічний район спорудження мережі: Україна.

**Примітки:**

На ситуаційному плані дроби означають активні навантаження:

числитель – навантаження на стороні СН (МВт).;

знаменник – навантаження на цїстороні НН (МВт).

Дата видачі  
завдання

13.квітня 2020 р.

Керівник дипломного проекту  
Янковська О.М.


# **Пояснювальна записка до дипломного проекту**

на тему: «Районна електрична мережа напругою 110 кВ та реконструкція електричної мережі напругою 10 кВ»

Київ – 2020 року

## ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проект	2	
2	A4	ДП6113.141.008 ПЗ	Пояснювальна записка	84	
3	A1	ДП6113.141.01.008 ТК	Результати розрахунків районної електричної мережі напругою 110 кВ	1	
4	A1	ДП6113.141.02.008 ТК	Проміжна опора П10-1(1хСВ105-5)-1	1	
5	A1	ДП6113.141.03.008 ТК	Проміжна опора П10/0,38-1/1(1хСВ105-5)-2	1	

					<b>ДП6113.141.008 ПЗ</b>			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розробив</i>		Тищенко Я.І.			Районна електрична мережа напругою 110 кВ та реконструкція електричної мережі напругою 10 кВ	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Перевірив</i>		Янковська О.М					5	84
<i>Н. Контр.</i>		Янковська О.М			НТУУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського» ФЕА, гр. ЕС-61			
<i>Затвердив</i>		Кирик В.В						

## РЕФЕРАТ

Дипломний проект на тему «Районна електрична мережа напругою 110 кВ та реконструкція електричної мережі напругою 10 кВ» в загальному має 84 сторінки. Включає пояснювальну записку та технічні креслення. Пояснювальна записка містить розділи з розрахунку районної електричної мережі та реконструкції мережі напругою 10 кВ, яка підключена до підстанції номер 6. До пояснювальної записки входять 14 рисунків та 37 таблиць. На технічних кресленнях зображені результати розрахунку районної електричної мережі, проміжна опора П10-1(1хСВ105-5)-1 та проміжна опора П10/0,38-1/1(1хСВ105-5)-2.

НАПРУГА, СТРУМ, ПОВІТРЯНА ЛІНІЯ, ТРАНСФОРМАТОР, ПОТУЖНІСТЬ, ОПОРА, РЕКОНСТРУКЦІЯ, САМОНЕСУЧИЙ ІЗОЛЬОВАНИЙ ПРОВІД, ОБМЕЖУВАЧ ПЕРЕНАПРУГИ, ЗАЗЕМЛЕННЯ.

					ДП6113.141.008 ПЗ	6
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

## ABSTRACT

The diploma project on the subject "Regional electrical network and reconstruction of 10 kV electrical network" generally has 85 pages. Includes the explanatory note and technical drawings. The explanatory note contains sections of the calculation of the regional electricity network and reconstruction of 10 kV electrical network of which is connected to substation number 6 . The explanatory note includes 14 drawings and 37 tables. Technical drawings includes 10 kV-intermediate support P10-1(1xSV105-5)-1, results of calculations of the regional electric network; 10 kV-intermediate support P10/0,38-1/1(1xSV105-5)-2 .

VOLTAGE, CURRENT, OVERHEAD POWER LINES, TRANSFORMER, POWER, SUPPORT, RECONSTRUCTION, SELF-SUPPORTING INSULATED CONDUCTOR, OVERVOLTAGE PROTECTION, GROUND.

					ДП6113.141.008 ПЗ	7
<i>Вим.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ Докум.</i>	<i>Підп.</i>	<i>Дата</i>		<i>Арк.</i>



## ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ.....	9
ВСТУП.....	10
1. РОЗРАХУНОК РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110 КВ.....	12
1.1 Вибір кількості, типу і потужності трансформаторів на підстанціях.....	12
1.2 Розрахунок L-схеми мережі.....	14
1.3 Вибір кількості ланцюгів і перерізів проводів на ділянках мережі.....	18
1.4 Розрахунок параметрів Z-схеми заміщення електричної мережі.....	25
1.5 Параметри схем заміщення силових трансформаторів.....	28
1.6 Підготовка вихідних даних для ітераційного розрахунку режиму роботи електричної мережі.....	31
1.7 Електричний розрахунок режиму роботи мережі при максимальних навантаженнях.....	33
1.8 Електричний розрахунок післяаварійного режиму роботи мережі.....	48
1.9 Вибір регулювальних відгалуджень РПН та ПБЗ на силових трансформаторах вузлових підстанцій.....	61
Висновок до першого розділу.....	65
2. РЕКОНСТРУКЦІЯ ПОВІТРЯНОЇ ЛІНІЇ 10 КВ.....	66
2.1 Загальні відомості про реконструкцію повітряної лінії 10 кВ.....	66
2.2 Характеристика об'єкта реконструкції.....	67
2.3 Вибір проводів повітряної лінії.....	68
2.4 Розрахунок заземлення ПЛЗ-10 кВ.....	69
2.5 Вибір обмежувачів перенапруги 10 кВ.....	75
2.6 Вибір опор ПЛЗ-10 кВ.....	79
Висновок до другого розділу.....	81
ВИСНОВОК.....	83
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	84
РЕЗУЛЬТАТ ПЕРЕВІРКИ НА ПЛАГІАТ.....	85

					ДП6113.141.008 ПЗ	8
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

## ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

ПС – підстанція

КЗ – коротке замикання

БП – балансувальний пункт

ВН – вища напруга

НН – низька напруга

ПУЕ – правила улаштування електроустановок

АП – алюмінієвий провід підвищеної міцності

ЩТП – щоглова трансформаторна підстанція

ПЛЗ – повітряні лінії захищені

ПЛИ – повітряні лінії ізолювані

ДГР – дугогасильний реактор

ОДЗ – однофазне замикання на землю через дугу

РПН – регулювання під напругю

ПБЗ – перемикання без збудження

ОПН – обмежувач перенапруги

СП – самонесучий ізолюваний провід

					ДП6113.141.008 ПЗ	9
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

## Вступ

На більшій частині території ЕС України широкого поширення набули мережі напругою 110 кВ. У Південному та Дніпровському регіонах, а також в прикордонних з Дніпровським регіоном районах Полтавської області - мережі 150 кВ. На напругах 110-150 кВ сформована складно-замкнута мережа, що складається з численних кілець, пов'язаних між собою окремими перемичками. Ця мережа є основною розподільною мережею ЕС.

Наразі залишається актуальним питання що до спорудження нових транзитних ліній напругою 110 кВ. Ця потреба визначається тим, що потреби споживачів електроенергії зростають з кожним роком. Так, за даними Міністерства енергетики та вугільної промисловості України, у період з 2016 по 2017 роки, споживання електроенергії зросло на 3,7 відсотки. Також, зведення нових електричних ліній 110 кВ обумовлено не достатньою пропускнуою здатністю експлуатованих ПЛ.

Більше 10 відсотків ліній 10 кВ на сьогоднішній день вичерпали свій амортизаційний ресурс, та потребують глибокої реконструкції. Це пов'язано, в першу чергу, з старінням матеріалів (опор, проводів, лінійної арматури). Сучасні лінії 10 кВ монтують з використанням сучасних матеріалів, включаючи самонесучі ізольовані проводи, які за більшістю показників є кращими, в порівнянні з неізольованими проводами марки АС.

Мета дипломного проекту – набуття досвіду з розгляду актуальних питань реконструкції повітряних ліній напругою 10 кВ з використанням сучасних матеріалів та закріплення навичок розрахунку районної електричної мережі.

В ході виконання даного дипломного проекту були обрані трансформатори для встановлення на заданих пунктах системи, визначені оптимальні перерізи для наявних ліній 110 кВ, проведений техніко-економічний аналіз вибору необхідних проводів, розраховані параметри схем заміщення, режими роботи, та регульовальні можливості трансформаторів електричної мережі.

					ДП6113.141.008 ПЗ	10
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

Для реконструйованої лінії напругою 10 кВ був обраний самонесучий ізольований провід необхідного перерізу, який може бути використаний, в подальшому, при модернізації до лінії 20 кВ. Розраховані параметри заземлення та обмежувачів перенапруги. Здійснений вибір опор для реконструйованої лінії.

					ДП6113.141.008 ПЗ	11
<i>Вим.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ Докум.</i>	<i>Підп.</i>	<i>Дата</i>		<i>Арк.</i>

# 1. РОЗРАХУНОК РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ НАПРУГОЮ 110 КВ

## 1.1 Вибір кількості, типу і потужності трансформаторів на підстанціях

Враховуючи категорії споживачів, які підключені до підстанцій районної електричної мережі, можемо зробити висновок, що потрібно встановлювати по два силові трансформатори на кожен пункт. Навантаження на пунктах 1,4,3 та 6 мають навантаження на стороні СН, тому, для цих пунктів, потрібно встановлювати триобмоткові силові трансформатори напругою 110/35/10 кВ, для пунктів 2 та 5 — двообмоткові силові трансформатори.

Для понижуючої підстанції в пункті 1 розрахуємо значення реактивної потужності що споживається на сторонах СН і НН. Враховуючи індуктивний характер реактивної потужності, розраховані значення для неї мають бути від'ємними.

Знайдемо кути навантаження для споживачів низької, середньої та генераторної напруги:

$$\varphi_{\text{СН}} = \arccos(0,84) = 0.574 \text{ рад}$$

$$\varphi_{\text{НН}} = \arccos(0,86) = 0.536 \text{ рад}$$

$$\varphi_{\text{Г}} = \arccos(0,8) = 0.644 \text{ рад}$$

$$Q_{\text{СН1}} = -P_{\text{СН1}} \cdot \arctg(\varphi_{\text{СН}}) = -14 \cdot \text{tg}(0.574) = -9.043 \text{ МВАр};$$

$$Q_{\text{НН1}} = -P_{\text{НН1}} \cdot \text{tg}(\varphi_{\text{НН}}) = -10 \cdot \text{tg}(0.536) = -5.934 \text{ МВАр};$$

Сумарне навантаження понижуючої споживчої підстанції, що розташована у першому пункті, при максимальному режимі роботи мережі дорівнює:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{max1}} &= P_{\text{СН1}} + P_{\text{НН1}} + i(Q_{\text{СН1}} + Q_{\text{НН1}}) = 14 + 10 + i \cdot (-9.043 - 5.934) \\ &= 24 - 14.977i \text{ МВА}, \end{aligned}$$

модуль навантаження мережі складе:

					ДП6113.141.008 ПЗ	12
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

$$S_{max} = \sqrt{(P_{CH1} + P_{HH1})^2 + (Q_{CH1} + Q_{HH1})^2}$$

$$= \sqrt{(14 + 10)^2 + (-9.043 - 5.934)^2} = 28.29 \text{ МВА.}$$

Результати розрахунку навантаження підстанцій наведені в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – навантаження пунктів та їх модулі

№ пункту	Активна потужність P, МВт		Реактивна потужність Q, МВАр		Повна потужність $\dot{S}_{max}$ , МВА	Модуль $S_{max}$ , МВА
	СН	НН	СН	НН		
1	14	10	-9.043	-5.934	24-14.977i	28.29
2	-	-60	-	45	-60+45i	75
3	9	8	-5.813	-4.747	17-10.56i	20.013
4	16	11	-10.335	-6.527	27-16.862i	31.833
5	-	12	-	-7.12	12-7.12i	13.953
6	7	12	-4.526	-7.116	19-11.642i	22.283

Застосовуючи отримані значення повних потужностей підстанцій, розрахуємо номінальні потужності прийнятих понижуючих трансформаторів.

Для підстанції що розташовується в першому пункті, розрахункова величина номінальної потужності силового трансформатора дорівнює:

$$S_{T1} = 0,7 \cdot S_{max1} = 0,7 \cdot 28.29 = 19.803 \text{ МВА.}$$

Згідно довідникових даних, приймаємо до встановлення два трансформатори ТДТН-25000/110.

Обрані трансформатори наведені в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Обрані трансформатори для пунктів

№ пункту	Модуль повної потужності $S_{max}$ , МВА	Розрахункова номінальна потужність $S_T$ , МВА	Кількість обмоток	Типи та кількість трансформаторів
1	28.29	19.803	3	2xТДТН-25000/110
2	75	37.5	2	2xТД-40000/110
3	20.013	14.009	3	2xТДТН-16000/110
4	31.833	22.283	3	2xТДТН-25000/110
5	13.953	9.767	2	2xТДН-10000/110
6	22.283	15.598	3	2xТДТН-16000/110

Параметри обраних за довідкою трансформаторів представлені у таблиці 1.3

Таблиця 1.3 – Каталожні дані обраних трансформаторів

№ пункту	Тип тр-рів	S <sub>н</sub> , МВА	U обмоток, кВ			U <sub>к</sub> , %			ΔP <sub>к</sub> , кВт	ΔP <sub>х</sub> , кВт	I <sub>х</sub> , %
			ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н			
3,6	2хТДТН-16000/110	16	115	38.5	11	10.5	17	6.0	100	23	1.0
1,4	2х ТДТН-25000/110	25	115	38.5	11	10.5	17.5	6.5	140	31	0.7
5	2хТДН-10000/110	10	115	-	11	-	10.5	-	60	14	0,7
2	2хТД-40000/110	40	121	-	10.5	-	10.5	-	160	50	0,65

## 1.2 Розрахунок L-схеми мережі

Потокорозподіл потужностей L-схеми мережі розраховують згідно заданих навантажень споживчих підстанцій. При цьому, втрати потужності в електричній мережі не враховують, та припускають, що конструктивно всі ділянки ПЛ виконані одноланцюговими.

Використовуючи метод контурних рівнянь, розрахуємо L-схему мережі. Беручи до уваги останнє, зробимо вибір перемичок та контурів схеми мережі. Перший контур включає ділянки 0-6, 1-6, 1-2, 2-4, 0-4 з перемичкою 1-6, до другого контуру входять ділянки 0-4, 3-5, 4-5, 3-6, 0-6 з перемичкою 4-5.

Визначимо потокорозподіл потужностей в умовно розімкненій схемі у загальному буквенному вигляді. Результати представлені на рисунку 1.1.

					ДП6113.141.008 ПЗ	14
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

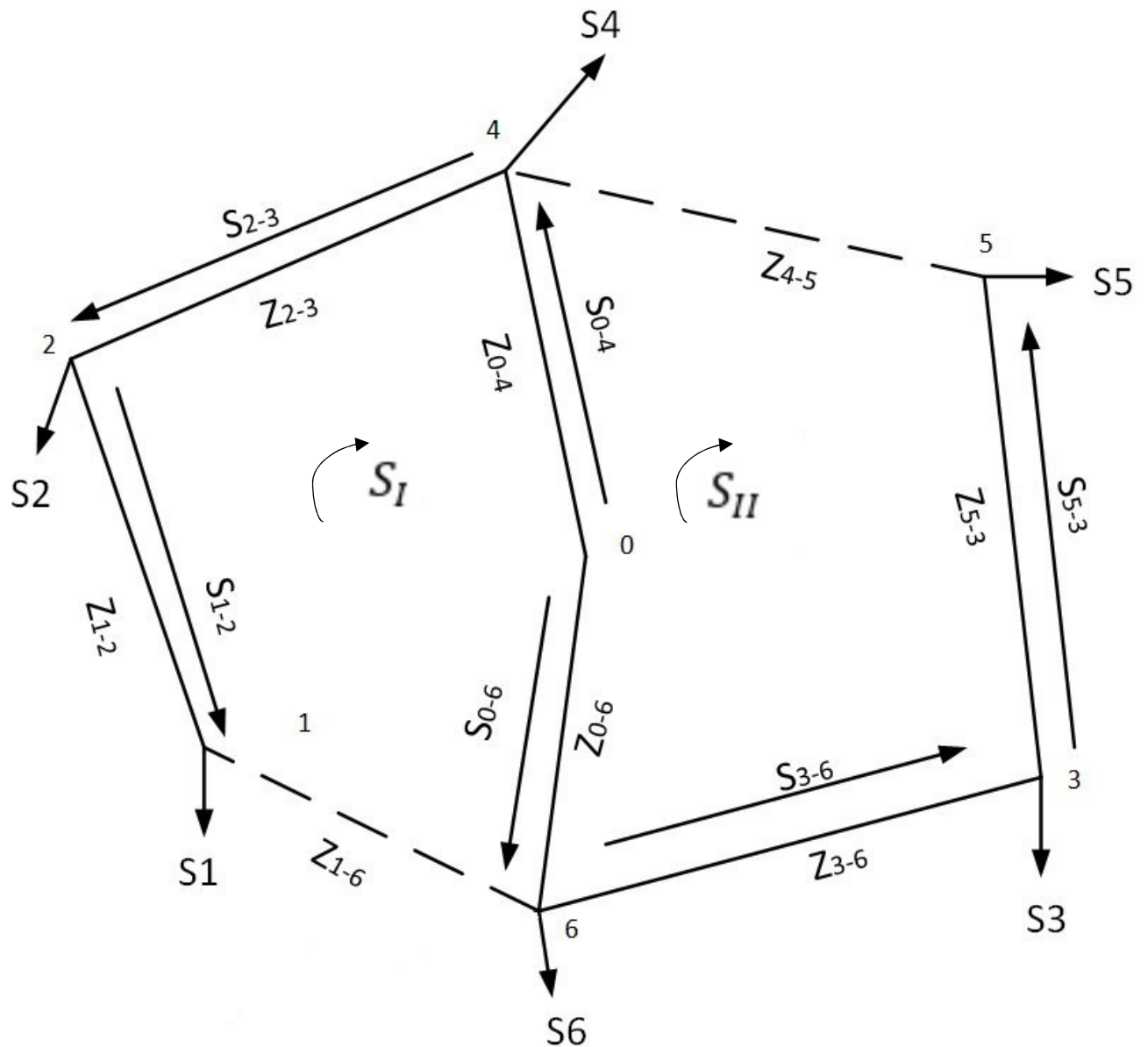


Рис 1.1. - Потокорозподіл потужностей в умовно розімкненій схемі

Таким чином, потокорозподіл схеми має вигляд:

$$S_{1-2} = S_1 = 24 - 14.977i \text{ МВА};$$

$$S_{2-4} = S_{1-2} + S_2 = 24 - 14.977i + -60 + 45i = -36 + 30.023i \text{ МВА};$$

$$S_{0-4} = S_{2-4} + S_4 = -36 + 30.023i + 27 - 16.862i = -9 + 13.161i \text{ МВА};$$

$$S_{5-3} = S_5 = 12 - 7.12i \text{ МВА};$$

$$S_{3-6} = S_3 + S_{5-3} = 12 - 7.12i + 17 - 10.56i = 29 - 17.681i \text{ МВА};$$

$$S_{0-6} = S_{3-6} + S_6 = 29 - 17.681i + 19 - 11.642i = 48 - 29.323i \text{ МВА};$$

Визначимо довжини контурів:

$$l_I = l_{0-6} + l_{1-6} + l_{0-4} + l_{1-2} + l_{2-4} = 35 + 63 + 38 + 50 + 49 = 235 \text{ км};$$

Вит.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата

ДП6113.141.008 ПЗ



$$l_{II} = l_{0-4} + l_{5-3} + l_{4-5} + l_{3-6} + l_{0-6} = 49 + 44 + 40 + 43 + 35 = 211 \text{ км};$$

$$l_{I,II} = l_{0-4} + l_{0-6} = 49 + 35 = 84 \text{ км}.$$

Для суміщеного поточкорозподілу та зрівняльних потужностей в розімкненій схемі визначимо систему контурних рівнянь:

$$\begin{cases} S_I \cdot l_I - S_{II} \cdot l_{I,II} - S_{1-2} \cdot l_{1-2} - S_{2-4} \cdot l_{2-4} - S_{0-4} \cdot l_{0-4} + S_{0-6} \cdot l_{0-6} = 0 \\ S_{II} \cdot l_{II} - S_I \cdot l_{I,II} - S_{5-3} \cdot l_{5-3} - S_{3-6} \cdot l_{3-6} - S_{0-6} \cdot l_{0-6} + S_{0-4} \cdot l_{0-4} = 0 \end{cases}$$

Після розв'язання даної сис-ми рівнянь були отримані такі значення контурних потужностей:

$$S_I = -7.328 + 7.551i \text{ МВА};$$

$$S_{II} = 15.32 - 9.867i \text{ МВА}.$$

Наступним чином знаходимо значення потоків потужностей за окремими ділянками схеми:

$$\begin{aligned} S_{1-2} &= S_{12} - S_I = 24 - 14.977i - (-7.328 + 7.551i) \\ &= 31.328 - 22.527i \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S_{2-4} &= S_{24} - S_I = -36 + 30.023i - (-7.328 + 7.551i) \\ &= -28.672 + 22.473i \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S_{0-4} &= S_{04} - S_I + S_{II} = -9 + 13.161i - (-7.328 + 7.551i) + 15.32 - 9.867i \\ &= 13.648 - 4.257i \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$S_{1-6} = S_I = -7.328 + 7.551i \text{ МВА}$$

$$\begin{aligned} S_{0-6} &= S_{06} + S_I - S_{II} = 48 - 29.323i - 15.32 - 9.867i + (-7.328 + 7.551i) \\ &= 25.352 - 11.905i \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$S_{4-5} = S_{II} = 15.32 - 9.867i \text{ МВА};$$

$$S_{3-6} = S_{36} - S_{II} = 29 - 17.681i - 15.32 - 9.867i = 13.68 - 7.813i \text{ МВА};$$

$$S_{5-3} = S_{53} - S_{II} = 12 - 7.12i - 15.32 - 9.867i = -3.32 + 2.747i \text{ МВА};$$

У початковій схемі електричної мережі виконаємо перевірку виконання другого закону Кірхгофа:

					ДП6113.141.008 ПЗ	16
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

$$S_{1-6} \cdot l_{1-6} - S_{1-2} \cdot l_{1-2} - S_{2-4} \cdot l_{2-4} + S_{4-5} \cdot l_{4-5} - S_{5-3} \cdot l_{5-3} - S_{3-6} \cdot l_{3-6} = (-7.328 + 7.551i) \cdot 63 - (31.328 - 22.527i) \cdot 38 - (1 - 28.672 + 22.473i) \cdot 50 + (15.32 - 9.867i) \cdot 45 - (-3.32 + 2.747i) \cdot 40 - (13.68 - 7.813i) \cdot 43 = 0$$

Оскільки розрахунок перевірки другого закону Кірхгофа має нульове значення, може зробити висновок, що потокорозподіл потужностей L-схеми електричної мережі розраховано правильно. На рисунку 1.2 представлений потокорозподіл потужностей L-схеми для нормального режиму роботи мережі.

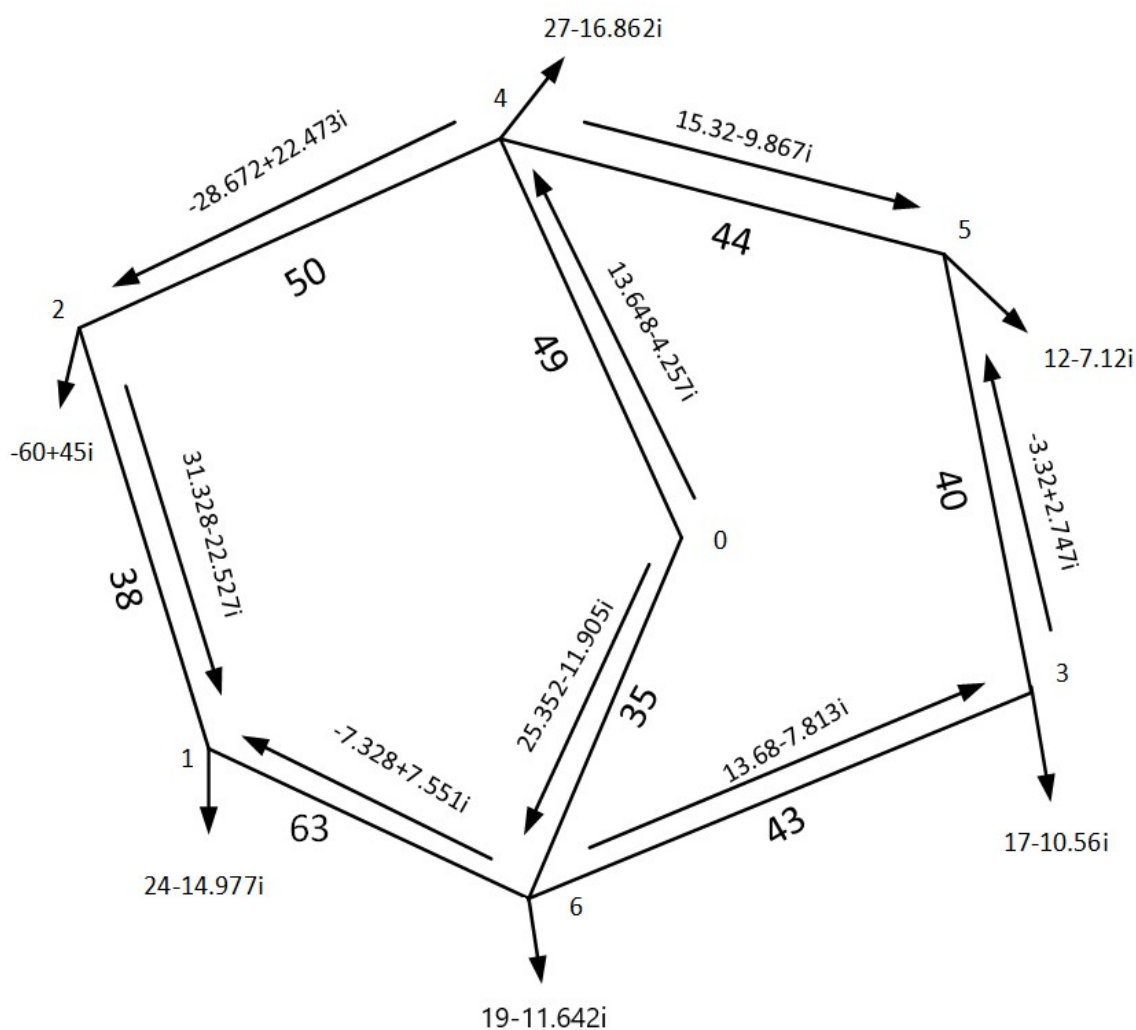


Рис. 1.2. - Потокорозподіл потужностей у L-схеми

Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата

### 1.3 Вибір кількості ланцюгів і перерізів проводів на ділянках замкненої мережі

Виконаємо розрахунок струмових навантажень ділянок електричної мережі.

Ділянка 0-4 має струмове навантаження що складе:

$$I_{0-4} = \frac{\sqrt{P_{0-4}^2 + Q_{0-4}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot n_L} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{13.648^2 + (-4.257)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} \cdot 10^3 = 75.036 \text{ А};$$

Оптимальне значення перерізу для проводів ПЛ 0-4 дорівнює:

$$F_{\text{опт}0-4} = \frac{1}{k} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot (I_{0-4})^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot \zeta_{\text{ВХ}} \cdot 10^{-5}}{k_{\text{Пит зм 110(1)}} \cdot (0,01 \cdot H_e + E)}}$$

$$= \frac{\sqrt{3 \cdot 75.036^2 \cdot 28.5 \cdot 3410 \cdot 10^3 \cdot 53,0 \cdot 10^{-5}}}{450 \cdot (0,01 \cdot 1,2 + 0,1)}$$

$$= 131.405 \text{ мм}^2;$$

Струмове навантаження і оптимальні перерізи проводів розраховані. Вони представлені в табличному вигляді в табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Оптимальний переріз проводів

Ділянка	Активна потужність, МВт	Реактивна потужність, МВАр	Струмове навантаження, А	Оптимальний переріз, мм <sup>2</sup>
0-4	13.648	-4.257i	75.036	131.405
0-6	25.352	-11.905i	147.004	257.438
5-3	-3.32	2.747i	22.615	39.605
4-5	15.32	-9.867i	95.643	167.492
3-6	13.68	-7.813i	82.689	144.808
1-6	-7.328	7.551i	55.227	96.715
1-2	31.328	-22.527i	202.528	354.673
2-4	-28.672	22.473i	191.204	334.841

Очевидно, що для ділянки 5-3 можемо прийняти переріз проводів, не застосовуючи техніко-економічного порівняння

Вибір перерізу ПЛ для ділянки 3-6:

Переріз 120 мм<sup>2</sup>

$$F_{\text{опт}} = 144.808 \text{ мм}^2;$$

$$K_{\text{ПЛ120}} = 295 \cdot l_{36} = 295 \cdot 43 = 12685 \text{ тис грн ; [за довідником]}$$

$$I_{\text{е120}} = 0,012 \cdot K_{\text{ПЛ120}} = 0,012 \cdot 14455 = 152.22 \text{ тис грн;}$$

$$3'_e = k_{\text{ХХ}} \cdot Ц_{\text{ВХ}} = 0,75 \cdot 53 = 39,75 ;$$

$$3''_e = Ц_{\text{ВХ}} = 53 \text{ коп. [Табл. 1.1.1.]}$$

$$\Delta P_{\text{ХХ}} = 0,08 \text{ (Прийняті втрати для ПЛ – 110КВ)}$$

$$T_{\text{вкл}} = 8760 \text{ год. ;}$$

$$r_{0.120} = 0,244 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \text{ [за довідником];}$$

$$k = 1; n = 1 - \text{кількість ланцюгів;}$$

$$r_{120} = \frac{r_{0.120} \cdot l_{36}}{k \cdot n} = \frac{0.244 \cdot 43}{1 \cdot 1} = 10.492 \text{ Ом;}$$

$$\Delta P_{\Sigma 120} = \frac{(P_{36})^2 + (Q_{36})^2}{U_n^2} \cdot r_{120} \cdot 10^3 = \frac{13.68^2 + (-7.813i)^2}{110^2} \cdot 10.492 \cdot 10^3 \\ = 215.218 \text{ Вт;}$$

$$\tau = (0,124 + T_{\text{та}} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 5000 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 3411;$$

$$\Delta A_{\text{ЗМ120}} = \Delta P_{\Sigma 120} \cdot \tau = 215.218 \cdot 3411 = 734100 ;$$

$$\Delta A_{\text{ПОСТ120}} = n \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot l_{36} \cdot T_{\text{вкл}} = 0.08 \cdot 43 \cdot 8760 = 30130;$$

$$I_{\text{втр120}} = (3'_e \cdot \Delta A_{\text{ПОСТ120}} + 3''_e \cdot \Delta A_{\text{ЗМ120}}) \cdot 10^{-5} \\ = (39,75 \cdot 30130 + 0,53 \cdot 734100) \cdot 10^{-5} = 401.049 \text{ тис грн ;}$$

$$I_{\text{ПЛ120}} = I_{\text{е120}} + I_{\text{втр120}} = 152.22 + 401.049 = 553.269 \text{ тис грн ;}$$

$$З_{\text{ДС120}} = K_{\text{ПЛ120}} + \frac{I_{\text{ПЛ120}}}{E} = 12685 + \frac{553.256}{0,1} = 18217.686 \text{ грн.}$$

### Переріз 240 мм<sup>2</sup>

$$F_{\text{опт}} = 144.808 \text{ мм}^2;$$

$$K_{\text{ПЛ240}} = 350 \cdot l_{34} = 350 \cdot 43 = 15050 \text{ грн; [за довідником]}$$

$$I_{\text{е240}} = 0,012 \cdot K_{\text{ПЛ240}} = 0,012 \cdot 15050 = 180.6 \text{ тис грн;}$$

$$3'_e = k_{\text{ХХ}} \cdot Ц_{\text{ВХ}} = 0,75 \cdot 53 = 39,75 ;$$

$$3''_e = Ц_{\text{ВХ}} = 53 \text{ коп. [за довідником]}$$

$$\Delta P_{\text{ХХ}} = 0,08 \text{ (Прийняті втрати для ПЛ – 110КВ)}$$

$$T_{\text{вкл}} = 8760 \text{ год. ;}$$

					ДП6113.141.008 ПЗ	19
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

$$r_{0.240} = 0,118 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \text{ [за довідником];}$$

$k = 1; n = 1$  – кількість ланцюгів;

$$r_{240} = \frac{r_{0.240} \cdot l_{36}}{k \cdot n} = \frac{0.118 \cdot 43}{1 \cdot 1} = 5.074 \text{ Ом};$$

$$\begin{aligned} \Delta P_{\Sigma 240} &= \frac{\text{Re}(S_{16})^2 + \text{Im}(S_{16})^2}{U_n^2} \cdot r_{240} \cdot 10^3 \\ &= \frac{13.68^2 + (-7.813)^2}{110^2} \cdot 5.074 \cdot 10^3 = 104.081 \text{ Вт}; \end{aligned}$$

$$\tau = (0,124 + T_{ma} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 5000 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 3411;$$

$$\Delta A_{3M240} = \Delta P_{\Sigma 240} \cdot \tau = 104.081 \cdot 3411 = 355000;$$

$$\Delta A_{\text{ПОСТ}240} = n \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot l_{36} \cdot T_{\text{ВКЛ}} = 0.08 \cdot 49 \cdot 8760 = 30130;$$

$$\begin{aligned} I_{\text{втр}240} &= (3'_e \cdot \Delta A_{\text{ПОСТ}240} + 3''_e \cdot \Delta A_{3M240}) \cdot 10^{-5} \\ &= (39,75 \cdot 30130 + 0,53 \cdot 355000) \cdot 10^{-5} = 200.135 \text{ грн}; \end{aligned}$$

$$I_{\text{ПЛ}240} = I_{e240} + I_{\text{втр}240} = 180.6 + 200.135 = 380.735 \text{ грн};$$

$$З_{\text{ДС}240} = K_{\text{ПЛ}240} + \frac{I_{\text{ПЛ}240}}{E} = 15050 + \frac{380.735}{0,1} = 18857.353 \text{ грн.}$$

Таким чином, ми бачимо, що на ділянці 3 – 6 економічніше буде встановити провід з перерізом 120мм<sup>2</sup>.

У таблиці 1.5 для всіх ділянок схеми електричної мережі представлені результати вибору перерізів ПЛ. Значення, що виділені жирним шрифтом, мають вищу економічну ефективність згідно результатів проведеного техніко-економічного порівняння.

Таблиця 1.5 – Вибір оптимальних перерізів проводів

Ділянка	Виконання	К <sub>ПЛ</sub> , тис.грн.	І <sub>е</sub> , тис.грн./рік.	І <sub>втр</sub> , тис.грн./рік.	І <sub>ПЛ</sub> , тис.грн./рік.	З <sub>дс</sub> , тис.грн.
1-6	1x70	3900	173	383	556	2020
	<b>1x120</b>	<b>5000</b>	<b>205</b>	<b>192</b>	<b>398</b>	<b>21131</b>
3-6	<b>1x120</b>	<b>5900</b>	<b>152</b>	<b>401</b>	<b>553</b>	<b>18217</b>
	1x240	7000	180	200	380	18857
0-4	1x120	5900	173	501	674	23201
	<b>1x240</b>	<b>7000</b>	<b>205</b>	<b>249</b>	<b>455</b>	<b>22702</b>

					ДП6113.141.008 ПЗ	20
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

Продовження таблиці 1.5

Ділянка	Виконання	К <sub>пл</sub> , тис.грн.	И <sub>е</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	1x240	7000	159	1008	1168	24976
	<b>2x240</b>	<b>18000</b>	<b>134</b>	<b>2073</b>	<b>2208</b>	<b>24287</b>
0-6	<b>1x240</b>	<b>7000</b>	<b>147</b>	<b>493</b>	<b>640</b>	<b>18657</b>
	2x240	18000	210	261	471	23331
4-5	<b>1x120</b>	<b>5900</b>	<b>106</b>	<b>946</b>	<b>1052</b>	<b>22368</b>
	1x240	7000	126	429	555	16044
2-4	1x240	7000	210	1183	1393	31437
	<b>2x240</b>	<b>18000</b>	<b>300</b>	<b>612</b>	<b>912</b>	<b>31243</b>

З метою здійснення перевірки допустимості відхилень напруги на вході понижуючої трансформаторної підстанції, виконаємо розрахунок регульовального діапазону понижуючих трансформаторів встановлених на всіх пунктах схеми. Здійснимо оцінку наближених значень напруги на шинах ВН .

Для обмоток НН, СН та ВН понижуючих трансформаторів розрахуємо фіктивні значення напруги к.з:

$$U_{кв3} \% = 0,5 \cdot (U_{к(в-с)} \% + U_{к(в-н)} \% - U_{к(с-н)} \%) = 0,5 \cdot (10,5 + 17 - 6) = 10,75\%;$$

$$U_{кц3} \% = U_{к(в-с)} \% - U_{кв3(з)} \% = 0,5 \cdot (10,5 + 6 - 17) = -0,25\% = 0;$$

$$U_{кн3} \% = (U_{к(в-н)} \% + U_{к(с-н)} \% - U_{к(в-с)} \%) = 0,5 \cdot (17 + 6 - 10,5) = 6,25\%;$$

Для обмоток трансформаторів, встановлених на підстанції пункту 3, приведені значення втрат напруги складуть::

$$\Delta U_{ТВ3} = \frac{P_{max3}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{кз3} \cdot U_{ТВ3} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{Н3}^2} - \frac{Q_{max3}}{n} \cdot \frac{U_{ТВ3} \cdot U_{кв3} \%}{100 \cdot S_{Н3}} =$$

$$= \frac{17}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-10,56}{1} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{100 \cdot 16} = 8,541 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{Тс3} = \frac{P_{Тс3}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{кз3} \cdot U_{ТВ3} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{Н3}^2} - \frac{Q_{Тс3}}{n} \cdot \frac{U_{ТВ3} \cdot U_{кц3} \%}{100 \cdot S_{Н3}} =$$

$$= \frac{9}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-5,813}{1} \cdot \frac{115 \cdot 0}{100 \cdot 16} = 0,202 \text{ кВ};$$

					ДП6113.141.008 ПЗ	21
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

$$\Delta U_{ТН3} = \frac{P_{НН3}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{КЗ3} \cdot U_{ТВ3} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{Н3}^2} - \frac{Q_{НН3}}{n} \cdot \frac{U_{ТВ3} \cdot U_{КН3} \%}{100 \cdot S_{Н3}} =$$

$$= \frac{8}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-4,747}{1} \cdot \frac{115 \cdot 6,25}{100 \cdot 16} = 2.312 \text{ кВ}$$

Регулювальний діапазон для триобмоткових силових трансформаторів, встановлених на підстанції пункту 3 складе:

$$U_{min3} = \frac{U_{НДЖ} U_{ТВ3}}{U_{ТН1}} \cdot (1 - \omega_B) + \Delta U_{ТВ3} + \Delta U_{ТН3} =$$

$$= \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0,1602) + 8.541 + 2.312 = 103.04 \text{ кВ};$$

$$U_{max3} = \frac{U_{НДЖ} U_{ТВ3}}{U_{ТН3}} \cdot (1 + \omega_B) + \Delta U_{ТВ3} + \Delta U_{ТН3} =$$

$$= \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0,1602) + 8.541 + 2.312 = 138.212 \text{ кВ.}$$

Аналогічним чином розраховуємо регулювальні діапазони для решти понижуючих трансформаторів. Для першої групи післяаварійних режимів роботи електричної мережі результати розрахунків регулювальних діапазонів представлені у таблиці 1.6.

Таблиця 1.6 – Розрахунки регулювальних діапазонів

Пункт	$S_H$ , МВА	$\Delta P_{КЗ}$ ,КВт	Обмотка	$U_{Ti}$ ,КВ	$U_{ki}$ ,%	$\Delta U_{Ti}$ ,КВ	$U_{min}$ ,КВ	$U_{max}$ ,КВ
1	25	140	ВН	115	10,75	7.715	100.24	134.783
			СН	38,5	0	0.18		
			НН	11	6,75	1.971		
2	Визначається струмом збудження генератора							
3	16	100	ВН	115	10,75	8.541	103.04	138.212
			СН	38,5	0	0.225		
			НН	11	6,25	2.312		
4	25	140	ВН	115	10,75	8.686	103.041	138.213
			СН	38,5	0	0.206		
			НН	11	6,75	2.168		
5	10	60	ВН	115	10,5	9.425	101.613	136.784
6	16	100	ВН	115	10,75	6.536	105.075	140.247
			СН	38,5	0	0.18		
			НН	11	6,25	1.734		

Виконаємо розрахунок значень активних і реактивних опорів для ПЛ заданої мережі. На поточному етапі визначення розрахункових значень погонного активного опору  $r_0$ , Ом/км, визначають за довідковим матеріалом, а величину

					ДП6113.141.008 ПЗ	22
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

реактивного погонного опору  $x_0$ , Ом/км, приймають такою, що дорівнює  $x'_0=0,4$  Ом/км.

$$r'_{0-4} = \frac{r'_{0-4} \cdot l_{0-4}}{k_{0-4} \cdot n_{0-4}} = \frac{0.118 \cdot 49}{1 \cdot 1} = 5.723 \text{ Ом};$$

$$x'_{0-4} = \frac{x'_{0-4} \cdot l_{0-4}}{k_{0-4} \cdot n_{0-4}} = \frac{0,4 \cdot 49}{1 \cdot 1} = 19.723 \text{ См.}$$

Аналогічним чином виконуємо розрахунок наближених значень активних та реактивних опорів решти ЛЕП. У таблиці 1.7 представлені результати розрахунків цих значень.

Таблиця 1.7 – Наближені значення опорів ЛЕП.

Ділянка	Довжина ділянки, км	Переріз проводів, мм <sup>2</sup>	Погонне значення опорів, Ом/км		Опір ЛЕП, Ом	
			$r'_{0i-i}$	$x'_{0i-i}$	$r'_{i-i}$	$x'_{i-i}$
0-4	49	1x240	0,118	0,4	5.723	19.723
1-2	38	2x240	0,118	0,4	2.219	7.648
4-5	44	1x120	0,244	0,4	10.627	18.684
2-4	50	2x240	0,118	0,4	2.92	10.063
0-6	35	1x240	0,118	0,4	4.088	14.088
3-6	43	1x120	0,244	0,4	10.386	18.259
3-5	40	1x70	0,422	0,4	16.765	17.71
1-6	63	1x120	0,244	0,4	15.216	26.752

$$\begin{aligned} U_4 &= \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-4} \cdot r'_{0-4} - Q_{0-4} \cdot x'_{0-4})} = \\ &= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (13.648 \cdot 5.723 - (-4.257) \cdot 19.7)} \\ &= 113.582 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} U_6 &= \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-6} \cdot r'_{0-6} - Q_{0-6} \cdot x'_{0-6})} \\ &= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (25.352 \cdot 4.09 - (-11.905i) \cdot 14.08)} = \\ &= 112.616 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} U_5 &= \sqrt{U_3^2 - 2 \cdot (P_{5-3} \cdot r'_{5-3} - Q_{5-3} \cdot x'_{5-3})} \\ &= \sqrt{110.06^2 - 2 \cdot (-3.32 \cdot 16.765 - (-2.747i) \cdot 17.71)} \\ &= 111 \text{ кВ}; \end{aligned}$$



$$U_3 = \sqrt{U_6^2 - 2 \cdot (P_{3-6} \cdot r'_{3-6} - Q_{3-6} \cdot x'_{3-6})}$$

$$= \sqrt{112.616^2 - 2 \cdot (13.68 \cdot 10.386 - (-7.813i) \cdot 18.26)}$$

$$= 110.06 \text{ кВ};$$

$$U_2 = \sqrt{U_4^2 - 2 \cdot (P_{2-4} \cdot r'_{2-4} - Q_{2-4} \cdot x'_{2-4})}$$

$$= \sqrt{113.582^2 - 2 \cdot (-28.672 \cdot 2.92 - (22.473i) \cdot 10.063)}$$

$$= 116.28 \text{ кВ};$$

$$U_1 = \sqrt{U_2^2 - 2 \cdot (P_{1-2} \cdot r'_{1-2} - Q_{1-2} \cdot x'_{1-2})}$$

$$= \sqrt{116.278^2 - 2 \cdot (31.328 \cdot 2.219 + (22.527i) \cdot 7.65)}$$

$$= 114.18 \text{ кВ};$$

Визначаємо значення тривало допустимої, за умовами роботи ізоляції електроустаткування  $U_{\text{макроб}}=126$  кВ, найбільшої міжфазної робочої напруги для електричної мережі з  $U_{\text{ном}}=110$  кВ.

Таблиця 1.8 – Перевірка регульованих діапазонів до розрахованих рівнів напруги.

№ пункту	Діапазон регулювання		$U_{\text{макроб}}$ , кВ	Розрахований рівень напруги
1	100.24	134.783	126	114.18
3	103.04	138.212		110.06
4	103.041	138.213		113.582
5	101.613	136.784		111
6	105.075	140.247		112.616

Згідно результатів представлених у таблиці, всі технічні обмеження для першої групи післяаварійних режимів роботи електричної мережі повністю виконуються.

## 1.4 Розрахунок параметрів Z-схеми заміщення електричної мережі

Після розв'язання стало очевидно, що для монтажу ПЛ проектованої електричної мережі потрібно застосовувати сталевалюмінієві проводи перерізом 70, 120 і 240 мм<sup>2</sup>. Для спрощення наступних розрахунків можемо вважати, що для монтажу повітряних ліній використовують залізобетонні опори з середньгеометричною відстанню між фазними проводами  $D_{cp}=5,000$  мм, та їх підвісом у вершинах нерівностороннього трикутника .

За наступними виразами визначаємо значення  $r_0$  (активного опору) для перерізів, які будемо використовувати:

$$r_{070} = 0,422 \text{ Ом/км};$$

$$r_{0120} = 0,244 \text{ Ом/км};$$

$$r_{0240} = 0,118 \text{ Ом/км}.$$

Визначаємо значення  $x_0$  (погонного реактивного опору) для перерізів, які будемо використовувати:

$$\begin{aligned} x_{070} &= 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2D_{cp}}{d_{70}}\right) + 0,016\mu = 45 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{11,4}\right) + 0,016 \cdot 1 \\ &= 0,443 \text{ Ом/км}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} x_{0120} &= 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2D_{cp}}{d_{120}}\right) + 0,016\mu = 5 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{15,2}\right) + 0,016 \cdot 1 \\ &= 0,425 \text{ Ом/км}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} x_{0240} &= 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2D_{cp}}{d_{240}}\right) + 0,016\mu = 5 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{21,6}\right) + 0,016 \cdot 1 \\ &= 0,403 \text{ См/км}. \end{aligned}$$

Через те, що значення втрат потужності на корону для повітряних ліній цього класу напруги несуттєві, значеннями погонної активної провідності можемо знехтувати. За наступними виразами визначимо значення  $b_0$  (погонна ємнісна реактивна провідність) які будемо використовувати:

					ДП6113.141.008 ПЗ	25
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

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

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

$$b_{240} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2D_{\text{cp}}}{d_{240}}\right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{21,6}\right)} = 2,884 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}.$$

Для ділянки 0-4 проілюструємо розрахунок параметрів схеми заміщення ЛЕП. Покажемо значення активного опору  $r_{л}$ , Ом, та індуктивного реактивного опору  $x_{л}$ , Ом:

$$r_{л0-4} = \frac{r_{0240} \cdot l_{0-4}}{k_{0-4} \cdot n_{0-4}} = \frac{0,118 \cdot 49}{1 \cdot 1} = 5,723 \text{ Ом};$$

$$x_{л0-4} = \frac{x_{0240} \cdot l_{0-4}}{k_{0-4} \cdot n_{0-4}} = \frac{0,403 \cdot 49}{1 \cdot 1} = 19,7 \text{ Ом};$$

За вхідними даними номінальна напруга електричної мережі складає 110 кВ, тому значення активної провідності  $g_{л}$  См, для ділянок наявної мережі, можна прирівняти до нуля.

Значення ємнісної реактивної провідності  $b_{л}$ , См, для ділянки 0-4:

$$b_{л0-4} = k_{0-4} \cdot n_{0-4} \cdot b_{0240} \cdot l_{0-4} = 1 \cdot 1 \cdot 2,84 \cdot 10^{-6} \cdot 49 = 1,39 \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

Значення комплексного опору  $Z_i$ , Ом, для ділянки 0-4:

$$\underline{Z}_{л0-4} = r_{л0-4} + jx_{л0-4} = 5,723 + 19,723i \text{ Ом};$$

а величина комплексних провідності  $Y_i$ , См:

$$\underline{Y}_{л0-4} = g_{л0-4} + jb_{л0-4} = 1,393i \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

Параметри схем заміщення інших ділянок схеми розраховують аналогічно.

Результати розрахунку наведені у таблиці 1.9.

					ДП6113.141.008 ПЗ	26
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

Таблиця 1.9 – Параметри схеми заміщення

L, км	Переріз, мм <sup>2</sup>	Дов-жина, км	Опір, Ом			Провідність, См		
			$r_L$	$x_L$	$Z_L$	$g_L$	$b_L \cdot 10^{-4}$	$Y_L \cdot 10^{-4}$
0-4	1x240	49	5.723	19.72i	5.723+19.72i	0	1.393i	1.393i
1-2	2x240	38	2.219	7.648i	2.219+7.648i	0	2.161i	2.161i
4-5	1x120	44	10.627	18.68i	10.627+18.68i	0	1.183i	1.183i
2-4	2x240	50	2.92	10.06i	2.92+10.063i	0	2.844i	2.844i
0-6	1x240	35	4.088	14.09i	4.088+14.09i	0	99.53i	99.53i
3-6	1x120	43	10.386	18.26i	10.492+18.26i	0	1.157i	1.157i
5-3	1x70	40	16.765	17.71i	16.765+17.71i	0	1.03i	1.03i
1-6	1x120	63	15.216	26.75i	15.216+26.75i	0	1.695i	1.695i

Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата

ДП6113.141.008 ПЗ

27

Арк.

## 1.5 Параметри схем заміщення силових трансформаторів

Кількість та тип понижуючих трансформаторів які прийняті до встановлення на підстанціях схеми мережі – обрані. На всіх підстанціях розрахункової схеми електричної мережі до встановлення були обрані по два силових трансформатора.

На прикладі підстанцій в пунктах 1 та 5 електричної мережі, виконаємо розрахунок параметрів схем заміщення понижуючих трансформаторів. Активний опір обмоток триобмоткового трансформатора, що встановлений на підстанції пункту 1:

$$r_{b1} = r_{c1} = r_{h1} = \frac{\Delta P_{кз1} \cdot U_{об1}^2 \cdot 10^3}{2 \cdot S_{H1}^2} = \frac{140 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{2 \cdot (25000)^2} = 1.481 \text{ Ом.}$$

активний опір силового трансформатора, встановленого на підстанції пункту 5:

$$r_{т5} = \frac{\Delta P_{кз5} \cdot U_{об5}^2 \cdot 10^3}{S_{H5}^2} = \frac{60 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{10000^2} = 7.935 \text{ Ом.}$$

Активні опори обмоток блоку силових трансформаторів, встановлених на підстанції пунктів 1 і 5:

$$r_{бв1} = r_{бс1} = r_{бh1} = \frac{r_{b1}}{2} = \frac{r_{c1}}{2} = \frac{r_{h1}}{2} = \frac{1.481}{2} = 0.741 \text{ Ом.}$$

$$r_{бт5} = \frac{r_{b5}}{2} = \frac{7.935}{2} = 3.967 \text{ Ом.}$$

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

$$x_{тв1} = \frac{10 \cdot U_{кв3} \% \cdot U_{об3}^2}{S_{H1}} = \frac{10 \cdot 10.75 \cdot 115^2}{25000} = 56.867 \text{ Ом;}$$

$$x_{тс1} = \frac{10 \cdot U_{кц1} \% \cdot U_{об1}^2}{S_{H1}} = \frac{10 \cdot 0 \cdot 115^2}{25000} = 0 \text{ Ом;}$$

$$x_{тh1} = \frac{10 \cdot U_{кн3} \% \cdot U_{об3}^2}{S_{H1}} = \frac{10 \cdot 6.25 \cdot 115^2}{25000} = 35.708 \text{ Ом.}$$

Реактивний опір обмоток силового двохобмоткового трансформатора, встановленого на підстанції пункту 5:

					ДП6113.141.008 ПЗ	28
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

$$x_{T5} = \frac{10 \cdot U_{KH3} \% \cdot U_{OB3}^2}{S_{H5}} = \frac{10 \cdot 10.5 \cdot 115^2}{10\,000} = 138.863 \text{ Ом.}$$

Реактивні опори обмоток блоку силових трансформаторів, встановлених на підстанції пунктів 1 та 5:

$$x_{6B1} = \frac{x_{TB1}}{n} = \frac{56.8675}{2} = 28.434 \text{ Ом;}$$

$$x_{6C1} = \frac{x_{TC1}}{n} = \frac{0}{2} = 0 \text{ Ом;}$$

$$x_{6H1} = \frac{x_{TH1}}{n} = \frac{35.7075}{2} = 17.854 \text{ Ом.}$$

$$x_{6T5} = \frac{x_{T5}}{n} = \frac{138.863}{2} = 69.431 \text{ Ом.}$$

Активну провідність силових трансформаторів блоків, встановлених на підстанціях пункту 1 та 5, розрахуємо за співвідношенням:

$$g_{T1} = \frac{\Delta P_{xx1} \cdot 10^{-3}}{U_{OB1}^2} = \frac{31 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 2.344 \cdot 10^{-6} \text{ См;}$$

$$g_{T5} = \frac{\Delta P_{xx5} \cdot 10^{-3}}{U_{OB1}^2} = \frac{14 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 1.059 \cdot 10^{-6} \text{ См;}$$

Значення індуктивної реактивної провідності силових трансформаторів, встановлених на підстанціях пунктів 1 та 5:

$$b_{T1} = -\frac{I_{xx1} \% \cdot S_{H1} \cdot 10^{-5}}{U_{OB1}^2} = -\frac{0.7 \cdot 25000 \cdot 10^{-5}}{115^2} = -1.323 \cdot 10^{-5} \text{ См;}$$

$$b_{T5} = -\frac{I_{xx5} \% \cdot S_{H5} \cdot 10^{-5}}{U_{OB1}^2} = -\frac{0.7 \cdot 10000 \cdot 10^{-5}}{115^2} = -5.293 \cdot 10^{-5} \text{ См;}$$

Активну та реактивну провідність блоків силових трансформаторів, встановлених на підстанції пункту 1 та 5:

$$g_{6T1} = n \cdot g_{T1} = 2 \cdot 1.739 \cdot 10^{-6} = 4.688 \cdot 10^{-6} \text{ См;}$$

$$b_{6T1} = n \cdot b_{T1} = 2 \cdot (-1.323 \cdot 10^{-5}) = -2.65 \cdot 10^{-5} \text{ См;}$$

$$g_{6T5} = n \cdot g_{T5} = 2 \cdot 1.059 \cdot 10^{-6} = 2.117 \cdot 10^{-6} \text{ См;}$$

$$b_{6T5} = n \cdot b_{T5} = 2 \cdot (-5.293 \cdot 10^{-6}) = -1.059 \cdot 10^{-5} \text{ См;}$$

					ДП6113.141.008 ПЗ	29
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

Повна провідність блоків силових трансформаторів  $Y_{бт}$ , См, встановлених на підстанціях пунктів 1 та 5:

$$\underline{Y}_{бт1} = g_{бт1} + jb_{бт1} = (4.688 - 26,5j) \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$\underline{Y}_{бт5} = g_{бт5} + jb_{бт5} = (2.117 - 10,6j) \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

Розрахунки значень для інших пунктів наведені в таблиці 1.10.

Таблиця 1.10 – Параметри схеми заміщення силових трансформаторів

№	Опір блоку трансформаторів, Ом								Провідність блоку трансформаторів, См		
	Активний				реактивний				активна, $g_{бт} \cdot 10^{-6}$	реактивна, $b_{бт1} \cdot 10^{-6}$	повна, $\frac{Y_{бт}}{10^{-6}}$
	$r_{бт}$	$r_{бв}$	$r_{бс}$	$r_{бн}$	$x_{бт}$	$x_{бв}$	$x_{бс}$	$x_{бн}$			
1	-	0.741	0.741	0.741	-	28,434	0	17,854	4.688	-26,47	4.688- 26,47i
2	0.732	-	-	-	19.22	-	-	-	6.83	-35,52	6.83 - 35,52i
3	-	1.292	1.292	1.292	-	44.428	0	25.83	3.478	-24,2	3.478- 24,2i
4	-	0.741	0.741	0.741	-	28,434	0	17,854	4.688	-26,47	4.688- 26,47i
5	3.967	-	-	-	69.43	-	-	-	2.117	-10,59	2.117 - 10,59i
6	-	1.292	1.292	1.292	-	44.428	0	25.83	3.478	-24,2	3.478- 24,2i

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

Здійснено розрахунок приведених навантажень пунктів електричної мережі. Потрібно визначити величини активних втрат потужності  $\Delta P_{Tz}$ , кВт, і реактивних втрат потужності  $\Delta Q_{Tz}$ , кВАр, у поздовжніх опорах блоків триобмоткових та двообмоткових понижуючих трансформаторів. Перед цим розрахуємо коефіцієнти завантажень обмоток блоків  $\beta_i$  триобмоткових понижуючих трансформаторів та блоків двообмоткових понижуючих трансформаторів  $\beta$ .

Блок триобмоткових силових трансформаторів встановлених у пункті 1, коефіцієнти завантаження обмоток будуть дорівнювати:

$$\beta_{BH1} = \frac{\sqrt{P_{BH1}^2 + Q_{BH1}^2}}{n \cdot S_{H1}} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{24^2 + (-14.976)^2}}{2 \cdot 25000} \cdot 10^3 = 0.566;$$

$$\beta_{CH1} = \frac{\sqrt{P_{CH1}^2 + Q_{CH1}^2}}{n \cdot S_{H1}} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{14^2 + (-9.043)^2}}{2 \cdot 25000} \cdot 10^3 = 0.333;$$

$$\beta_{HH1} = \frac{\sqrt{P_{HH1}^2 + Q_{HH1}^2}}{n \cdot S_{H1}} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{10^2 + (-5.93)^2}}{2 \cdot 25000} \cdot 10^3 = 0.233$$

Коефіцієнти завантаження інших блоків силових трансформаторів схеми визначають аналогічно. Результати розрахунків наведені в таблиці 1.11.

Таблиця 1.11 – Розрахунок коефіцієнтів навантаження обмоток.

Пункт	$S_H$ , МВА	Потік потужності i-ю обмоткою						Коефіцієнт завантаження		
		$P_i$ , МВт			$Q_i$ , МВАр					
		BH	CH	HH	BH	CH	HH	BH	CH	HH
1	25	24	14	10	-14.977i	-9.043	-5.933	0.566	0.333	0.233
2	40	-60	0	-60	-44.999i	0	-44.999	0.937	0	0.937
3	16	17	9	8	-10.56i	-5.813	-4.746	0.625	0.335	0.291
4	25	27	16	11	-16.861i	-10.334	-6.527	0.637	0.381	0.256
5	10	12	0	12	-7.12i	0	-7.12	0.698	0	0.698
6	16	19	7	12	-11.642i	-4.526	-7.116	0.696	0.26	0.436

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

					ДП6113.141.008 ПЗ	31
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.



$$\begin{aligned} \Delta P_{ТЗ1} &= \frac{n \cdot \Delta P_{кз1}}{2} \cdot (\beta_{ВН1}^2 + \beta_{СН1}^2 + \beta_{НН1}^2) \cdot \\ &= \frac{2 \cdot 140}{2} \cdot (0.566^2 + 0.333^2 + 0.233^2) = 67.944 \text{ кВт}, \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta Q_{ТЗ1} &= -n \cdot S_{Н1} \cdot (\beta_{ВН1}^2 \cdot U_{КВ1} \% + \beta_{СН1}^2 \cdot U_{КС1} \% + \beta_{НН1}^2 \cdot U_{КН1} \%) \cdot 10^{-2} \\ &= -2 \cdot 25000 \cdot (0.566^2 \cdot 10,75 + 0.333^2 \cdot 0 + 0.233^2 \cdot 6,25) \\ &\cdot 10^{-2} = -1903 \text{ Вар}. \end{aligned}$$

Значення приведених навантажень решти пунктів розраховують аналогічно.

Результати розрахунків наведені в таблиці 1.12.

Таблиця 1.12 – Значення приведених навантажень пунктів.

Пункт	Задана потужність, МВА	Втрати потужності в опорах		Приведена потужність, МВА
		$\Delta P_{ТЗ}$ , кВт	$\Delta Q_{ТЗ}$ , кВт	
1	24-14.977i	67.96	-1904	24.068-16.88i
2	-60+45i	551.25	-7383	-59.45+37.617i
3	17-10.56i	58.787	-1515	17.059-12.075i
4	27-16.862i	86.245	-2400	27.086-19.262i
5	12-7.12i	109.672	-1022	12.11-8.142i
6	19-11.642i	74.3	-2049	19.074-13.69i

Значення еквівалентних провідностей пунктів електричної мережі

$$\begin{aligned} \underline{Y}_1 &= 0,5 \cdot (\underline{Y}_{Л1-6} + \underline{Y}_{Л1-2}) + \underline{Y}_{БТ1} \\ &= 0,5 \cdot (3.389i + 54.03i) \cdot 10^{-4} + (4.688 - 26,47j) \cdot 10^{-6} \\ &= 4.688 \cdot 10^{-6} + 1.7i \cdot 10^{-4} \text{ См}; \end{aligned}$$

$$\underline{Y}_2 = 0,5 \cdot (\underline{Y}_{Л1-2} + \underline{Y}_{Л2-4}) + \underline{Y}_{БТ2} = 6.83 \cdot 10^{-6} + 2.147i \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

$$\underline{Y}_3 = 0,5 \cdot (\underline{Y}_{Л5-3} + \underline{Y}_{Л3-6}) + \underline{Y}_{БТ3} = 3.478 \cdot 10^{-6} + 8.514i \cdot 10^{-5} \text{ См};$$

$$\underline{Y}_4 = 0,5 \cdot (\underline{Y}_{Л2-4} + \underline{Y}_{Л4-5} + \underline{Y}_{Л0-4}) + \underline{Y}_{БТ4} = 4.688 \cdot 10^{-6} + 2.446i \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

$$\underline{Y}_5 = 0,5 \cdot (\underline{Y}_{Л4-5} + \underline{Y}_{Л5-3}) + \underline{Y}_{БТ5} = 2.117 \cdot 10^{-6} + 1.001i \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

$$\underline{Y}_6 = 0,5 \cdot (\underline{Y}_{Л0-6} + \underline{Y}_{Л3-6} + \underline{Y}_{Л1-6}) + \underline{Y}_{БТ6} = 3.478 \cdot 10^{-6} + 1.681i \cdot 10^{-4} \text{ См}.$$

Еквівалентна провідність БП складе:

$$\begin{aligned} \underline{Y}_{БП} &= 0,5 \cdot (\underline{Y}_{Л0-6} + \underline{Y}_{Л0-4}) = 0,5 \cdot (99.53i + 1.318i) \cdot 10^{-4} \\ &= 1.194i \cdot 10^{-4} \text{ См}. \end{aligned}$$

Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата
------	------	----------	-------	------

ДП6113.141.008 ПЗ

## 1.7 Електричний розрахунок режиму роботи мережі при максимальних навантаженнях

В умовно розімкненій схемі розрахуємо основний поточкорозподіл потужностей у загальному вигляді.

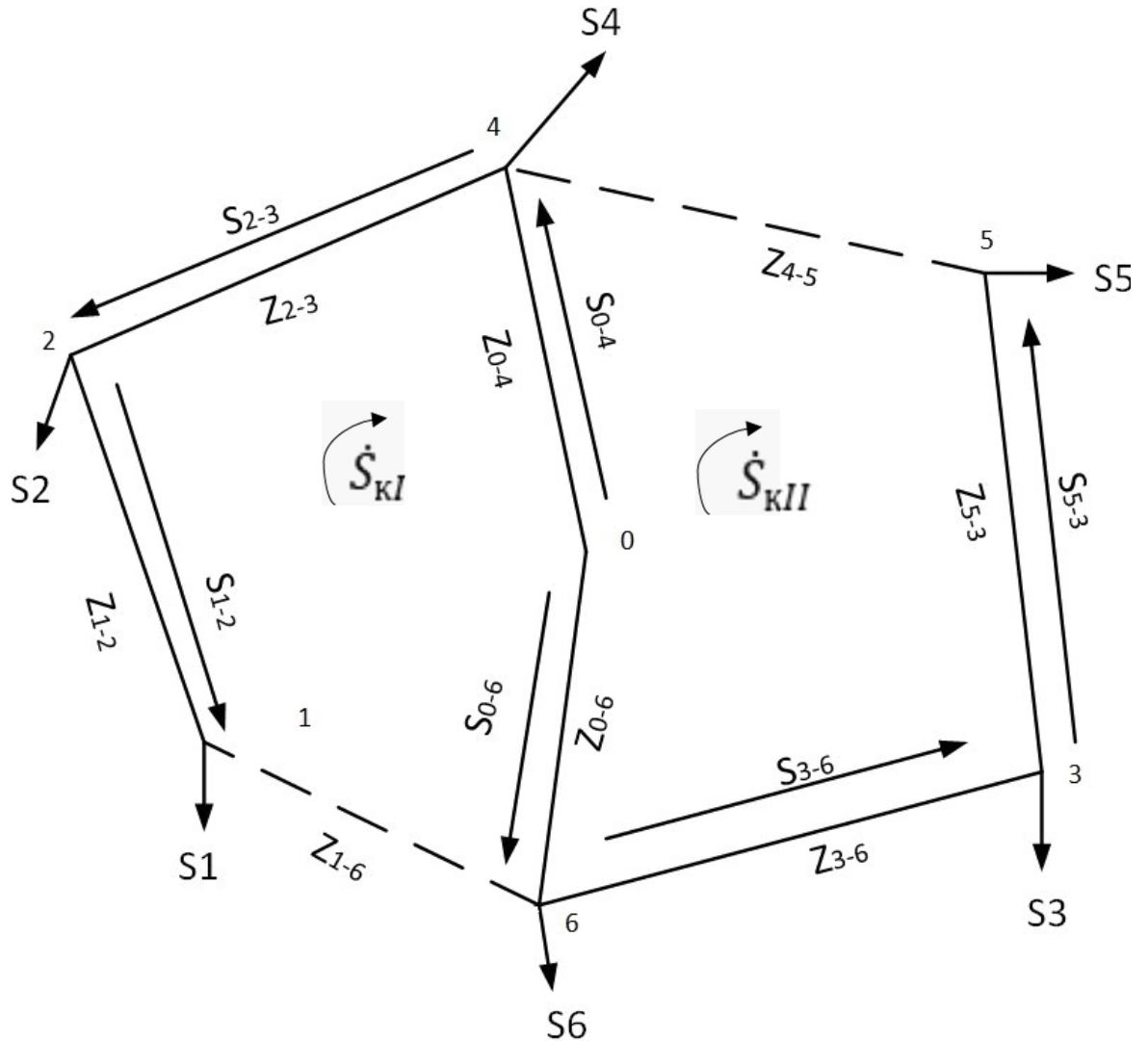


Рис. 1.3 – Загальний вигляд схеми

Таким чином, поточкорозподіл схеми має вигляд:

$$\dot{S}_{1-2} = \dot{S}_{\text{пр}1} = 24.068 - 16.88i \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{5-3} = \dot{S}_{\text{пр}5} = 12.11 - 8.142i \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{2-4} &= \dot{S}_{\text{пр}2} + \dot{S}_{1-2} = -59.449 + 37.617i + 24.068 - 16.88i \\ &= -35.381 + 20.736i \text{ МВА}; \end{aligned}$$

Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата

$$\begin{aligned}\dot{S}_{3-6} &= \dot{S}_{5-3} + \dot{S}_{\text{пр}3} = 12.11 - 8.142i + 17.059 - 12.075i \\ &= 29.168 - 20.217i \text{ МВА};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{S}_{0-6} &= \dot{S}_{3-6} + \dot{S}_{\text{пр}6} = 29.168 - 20.217i + 19.074 - 13.69i \\ &= 48.243 - 33.908i \text{ МВА}.\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{S}_{0-4} &= \dot{S}_{2-4} + \dot{S}_{\text{пр}4} = -35.381 + 20.736i + 27.086 - 19.262i \\ &= -8.295 + 1.474i \text{ МВА}.\end{aligned}$$

Знайдемо контурні опори:

$$\begin{aligned}\underline{Z}_I &= \underline{Z}_{0-4} + \underline{Z}_{1-6} + \underline{Z}_{0-6} + \underline{Z}_{2-4} + \underline{Z}_{1-2} \\ &= 5.723 + 19.723i + 15.216 + 26.752i + 4.09 + 14.09i + 2.92 \\ &\quad + 10.063i + 2.219 + 7.648i = 30.17 + 78.272i\end{aligned}$$

$$\underline{Z}_{JI} = \underline{Z}_{0-4} + \underline{Z}_{4-5} + \underline{Z}_{5-3} + \underline{Z}_{3-6} + \underline{Z}_{0-6} = 47.589 + 88.463i$$

$$\underline{Z}_{JII} = \underline{Z}_{0-4} + \underline{Z}_{0-6} = 9.811 + 33.81i$$

Для схеми мережі складемо систему контурних рівнянь:

$$\dot{S}_{KI} \cdot \underline{Z}_I - \dot{S}_{KII} \cdot \underline{Z}_{JII} - \dot{S}_{1-2} \cdot \underline{Z}_{1-2} - \dot{S}_{2-4} \cdot \underline{Z}_{2-4} - \dot{S}_{0-4} \cdot \underline{Z}_{0-4} + \dot{S}_{0-6} \cdot \underline{Z}_{0-6} = 0$$

$$\dot{S}_{KII} \cdot \underline{Z}_{JI} - \dot{S}_{KI} \cdot \underline{Z}_{JII} - \dot{S}_{5-3} \cdot \underline{Z}_{5-3} - \dot{S}_{3-6} \cdot \underline{Z}_{3-6} - \dot{S}_{0-6} \cdot \underline{Z}_{0-6} + \dot{S}_{0-4} \cdot \underline{Z}_{0-4} = 0$$

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

$$\dot{S}_{KI} = -6.289 + 2.584i \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{KII} = 15.622 - 9.928i \text{ МВА}.$$

Значення потоків потужностей за окремими ділянками схеми знаходимо таким чином:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{1-2} &= \dot{S}_{1-2} - \dot{S}_{KI} = 24.068 - 16.88i - -6.29 + 2.58i \\ &= 30.357 - 19.456i \text{ МВА};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{S}_{2-4} &= \dot{S}_{2-4} - \dot{S}_{KI} = -35.38 + 20.736i - -6.29 + 2.58i \\ &= -29.092 + 18.152i \text{ МВА};\end{aligned}$$

					ДП6113.141.008 ПЗ	34
<i>Вим.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ Докум.</i>	<i>Підп.</i>	<i>Дата</i>		<i>Арк.</i>

$$\begin{aligned}\dot{S}_{3-6} &= \dot{S}_{3-6} - \dot{S}_{KII} = 29.168 - 20.217i - 15.62 - 9.93i \\ &= 13.55 - 10.29i \text{ MVA};\end{aligned}$$

$$\dot{S}_{1-6} = \dot{S}_{KI} = -6.289 + 2.584i \text{ MVA};$$

$$\begin{aligned}\dot{S}_{0-6} &= \dot{S}_{0-6} - \dot{S}_{KII} + \dot{S}_{KI} \\ &= 48.243 - 33.90i + -6.289 + 2.584i - 15.62 + 9.928i \\ &= 26.33 - 21.396i \text{ MVA};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{S}_{0-4} &= \dot{S}_{0-4} + \dot{S}_{KII} - \dot{S}_{KI} \\ &= -8.295 + 1.47i - -6.289 + 2.584i + 15.62 - 9.928i \\ &= 13.616 - 11.038i \text{ MVA};\end{aligned}$$

$$\dot{S}_{4-5} = \dot{S}_{KII} = 15.622 - 9.928i \text{ MVA}.$$

$$\begin{aligned}\dot{S}_{5-3} &= \dot{S}_{5-3} - \dot{S}_{KII} = 12.11 - 8.142i - 15.62 + 9.928i \\ &= -3.512 + 1.786i \text{ MVA}.\end{aligned}$$

Здійснюємо перевірку виконання II-го закону Кірхгофа у початковій схемі електричної мережі:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{1-6} \cdot \underline{Z}_{1-6} - \dot{S}_{1-2} \cdot \underline{Z}_{1-2} - \dot{S}_{2-4} \cdot \underline{Z}_{2-4} - (-\dot{S}_{4-5} \cdot \underline{Z}_{4-5} + \dot{S}_{5-3} \cdot \underline{Z}_{5-3} + \dot{S}_{3-6} \\ \cdot \underline{Z}_{3-6}) = 0\end{aligned}$$

					ДП6113.141.008 ПЗ	35
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

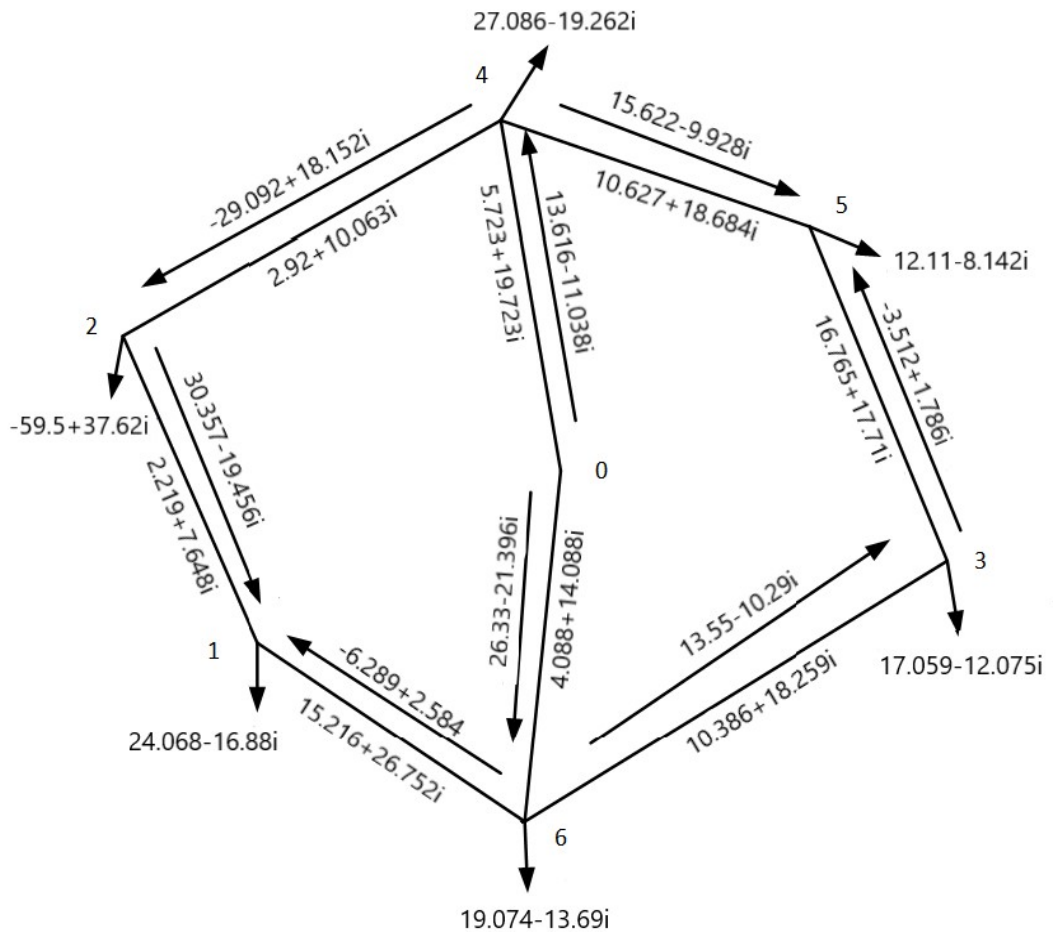


Рис. 1.4 – Основний потокорозподіл схеми

За результатами перевірки можна зробити висновок, що основний потокорозподіл потужностей у режимі максимальних навантажень електричної мережі розраховано правильно.

Здійснимо розрахунок першої ітерації режиму роботи електричної мережі при максимальних навантаженнях. Задамо початкові значення наближень напруг пунктів, які дорівнюють номінальній напрузі електричної мережі:

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

1) Визначимо втрати потужності в опорах ділянок  $\Delta S_{iz}$ , МВА, за основним потокорозподілом потужностей та початковим наближенням рівнів напруги у пунктах. Для ділянки 0-4 будемо мати:

$$\Delta \dot{S}_{z0-4}^{(1)} = \frac{P_{\text{осн}0-4}^2 + Q_{\text{осн}0-4}^2}{(U_{\text{с}0-4}^{(0)})^2} \cdot (r_{\text{л}0-4} - ix_{\text{л}0-4})$$

$$= \frac{13.62^2 - 11.038^2}{112.53} \cdot (5.723 - 19.72i) = 0.14 - 0.48i \text{ МВА.}$$

Втрати потужності в опорах решти ділянок розраховують аналогічно. Результати розрахунків наведені у табл 1.13.

Таблиця 1.13 – Втрати в опорах ділянок.

Ділянка	0-4	1-2	0-6	2-4	5-3	1-6	3-6	4-5
$\Delta \dot{S}_z^{(1)}$	0.139- 0.479i	0.239- 0.822i	0.372- 1.281i	0.284- 0.978i	0.02- 0.02i	0.06- 0.102i	0.25- 0.44i	0.301- 0.529i

Знайдемо втрати потужності у провідностях пунктів,  $\Delta S_{ys}$  МВА, за початковим наближенням рівнів напруги в пунктах. Для першого пункту схеми отримаємо:

$$\Delta \dot{S}_{y1}^{(1)} = \underline{Y}_1 \cdot (U_1^{(0)})^2 = (4.688 \cdot 10^{-6} + 1.7i \cdot 10^{-4}) \cdot (110^2)$$

$$= 0.057 + 2.012i \text{ МВА.}$$

Втрати потужності у провідностях решти пунктів розраховують аналогічно.

Таблиця 1.14 – Втрати потужності у провідностях.

Пункт	1	2	3	4	5	6
$\Delta \dot{S}_y^{(1)}$	0.057 + 2.012i	0.083+2.598i	0.042+1.03i	0.057+2.959i	0.026+1.21i	0.04+2.034i

2) Формуємо додаткові навантаження пунктів від втрат потужності:

$$\Delta \dot{S}_{п1}^{(1)} = 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z1-2}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z1-6}^{(1)}) + \Delta \dot{S}_{y1}^{(1)}$$

$$= 0,5 \cdot (0.24 - 0.82i + 0.06 - 0.102i) + 0.057 + 2.012i$$

$$= 0.205 + 1.55i \text{ МВА;}$$

$$\Delta \dot{S}_{п2}^{(1)} = 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z1-2}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z2-4}^{(1)}) + \Delta \dot{S}_{y2}^{(1)} = 0.344 + 1.698i \text{ МВА;}$$

$$\Delta \dot{S}_{п3}^{(1)} = 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z5-3}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z3-6}^{(1)}) + \Delta \dot{S}_{y3}^{(1)} = 0.177 + 0.801i \text{ МВА;}$$

$$\Delta \dot{S}_{п4}^{(1)} = 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z2-4}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z4-5}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z0-4}^{(1)}) + \Delta \dot{S}_{y4}^{(1)} = 0.418 + 1.97i \text{ МВА;}$$

$$\Delta \dot{S}_{п5}^{(1)} = 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z4-5}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z5-3}^{(1)}) + \Delta \dot{S}_{y5}^{(1)} = 0.19 + 0.935i \text{ МВА;}$$

					ДП6113.141.008 ПЗ	37
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

$$\Delta \dot{S}_{п6}^{(1)} = 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z0-6}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z1-6}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z3-6}^{(1)}) + \Delta \dot{S}_{y6}^{(1)} = 0.381 + 1.124i \text{ МВА};$$

3) Визначимо поточкорозподіл додаткових навантажень від втрат потужності в пунктах за ділянками Z-схеми мережі. Розрахунок виконуємо за допомогою методу контурних рівнянь аналогічно до розрахунку основного поточкорозподілу потужностей у Z-схемі електричної мережі.

Таким чином, поточкорозподіл додаткових навантажень схеми має вигляд:

$$\Delta \dot{S}_{д1-2} = \Delta \dot{S}_{п1} = 0.205 + 1.55i \text{ МВА};$$

$$\Delta \dot{S}_{д2-4} = \Delta \dot{S}_{п2} + \Delta \dot{S}_{д1-2} = 0.549 + 3.249i \text{ МВА};$$

$$\Delta \dot{S}_{д0-4} = \Delta \dot{S}_{д2-4} + \Delta \dot{S}_{п4} = 0.967 + 5.215i \text{ МВА};$$

$$\Delta \dot{S}_{д5-3} = \Delta \dot{S}_{п5} = 0.19 + 0.935i \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{д3-6} &= \Delta \dot{S}_{п3} + \dot{S}_{д5-3} = 0.18 + 0.801i + 0.19 + 0.935i \\ &= 0.36 + 1.74i \text{ МВА.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{д0-6} &= \Delta \dot{S}_{п6} + \Delta \dot{S}_{д3-6} = 0.381 + 1.124i + 0.364 + 1.736i \\ &= 0.7345 + 2.86i \text{ МВА}; \end{aligned}$$

Одержуємо наступну систему контурних рівнянь:

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta \dot{S}_{кI} \cdot \underline{Z}_I - \Delta \dot{S}_{кII} \cdot \underline{Z}_{II} + \Delta \dot{S}_{д0-6} \cdot \underline{Z}_{0-6} - \Delta \dot{S}_{д1-2} \cdot \underline{Z}_{1-2} - \Delta \dot{S}_{д2-4} \cdot \underline{Z}_{2-4} \\ \quad - \Delta \dot{S}_{д0-4} \cdot \underline{Z}_{0-4} = 0 \\ \Delta \dot{S}_{кII} \cdot \underline{Z}_{II} - \Delta \dot{S}_{кI} \cdot \underline{Z}_{I} + \Delta \dot{S}_{д0-4} \cdot \underline{Z}_{0-4} - \Delta \dot{S}_{д5-3} \cdot \underline{Z}_{5-3} - \Delta \dot{S}_{д3-6} \cdot \underline{Z}_{3-6} \\ \quad - \Delta \dot{S}_{д0-6} \cdot \underline{Z}_{0-6} \end{array} \right.$$

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

$$\Delta \dot{S}_{кI} = 0.135 + 1.536i \text{ МВА};$$

$$\Delta \dot{S}_{кII} = 0.17 + 0.452i \text{ МВА.}$$

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

$$\Delta \dot{S}_{д1-2} = \Delta \dot{S}_{д1-2} - \Delta \dot{S}_{кI} = 0.2 + 1.6i - (0.14 + 1.54i) = 0.07 + 0.014i \text{ МВА};$$

											38
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата	ДП6113.141.008 ПЗ						Арк.

$$\begin{aligned}\Delta \dot{S}_{0-4} &= \Delta \dot{S}_{д0-4} - \Delta \dot{S}_{кI} + \Delta \dot{S}_{кII} \\ &= 0.94 + 5.24i - (0.13 + 1.52i) + 0.2 + 0.38i \\ &= 1.015 + 4.107i \text{ МВА};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\Delta \dot{S}_{д0-6} &= \Delta \dot{S}_{д0-6} + \Delta \dot{S}_{кI} - \Delta \dot{S}_{кII} \\ &= 0.75 + 2.86i + 0.14 + 1.54i - (0.17 + 0.452i) \\ &= 0.71 + 3.945i \text{ МВА};\end{aligned}$$

$$\Delta \dot{S}_{д1-6} = \Delta \dot{S}_{кI} = 0.135 + 1.536i \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned}\Delta \dot{S}_{д3-6} &= \Delta \dot{S}_{д3-6} - \Delta \dot{S}_{кII} = 0.36 + 1.74i - (0.17 + 0.452i) \\ &= 0.194 + 1.284i \text{ МВА};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\Delta \dot{S}_{д5-3} &= \Delta \dot{S}_{д5-3} - \Delta \dot{S}_{кII} = 0.19 + 0.94i - (0.17 + 0.452i) \\ &= 0.017 + 0.483i \text{ МВА}.\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\Delta \dot{S}_{д2-4} &= \dot{S}_{д2-4} - \Delta \dot{S}_{кI} = 0.55 + 3.25i - (0.135 + 1.536i) \\ &= 0.413 + 1.712i \text{ МВА};\end{aligned}$$

$$\Delta \dot{S}_{д4-5} = \Delta \dot{S}_{кII} = 0.17 + 0.452i \text{ МВА};$$

Перевіримо виконання II-го закону Кірхгофа для спільного (1-2-4-5-3-6-1) контура схеми мережі з метою підтвердження вірності розрахунку додаткового поточкорозподілу від втрат потужності в пунктах на першій ітерації розрахунку:

$$\begin{aligned}\Delta \dot{S}_{1-6} \cdot \underline{Z}_{1-6} - \Delta \dot{S}_{1-2} \cdot \underline{Z}_{1-2} - \Delta \dot{S}_{2-4} \cdot \underline{Z}_{2-4} - (-\Delta \dot{S}_{4-5} \cdot \underline{Z}_{4-5} + \Delta \dot{S}_{3-6} \cdot \underline{Z}_{3-6} \\ + \Delta \dot{S}_{5-3} \cdot \underline{Z}_{5-3}) = 0;\end{aligned}$$

Таким чином, додатковий поточкорозподіл від втрат потужності в пунктах електричної мережі на першій ітерації розрахунку режиму максимальних навантажень мережі знайдений вірно.

4) Накладаємо поточкорозподіл потужностей від додаткових навантажень пунктів на основний поточкорозподіл і одержуємо результуючий поточкорозподіл потужностей на першій ітерації розрахунку.

Для пункту 1 результуюче навантаження на першій ітерації розрахунку буде:

					ДП6113.141.008 ПЗ	39
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.



$$\begin{aligned}\dot{S}_{рез1}^{(1)} &= \dot{S}_{пр1} + \Delta\dot{S}_{п1}^{(1)} = 24.068 - 16.88i + 0.205 + 1.55i \\ &= 24.273 - 15.33i \text{ МВА.}\end{aligned}$$

Результуючі навантаження решти пунктів визначають аналогічно. Наступні розрахунки в таблиці 1.15.

Таблиця 1.15 – Результуючі навантаження пунктів.

Ділянка	1	2	3	4	5	6
$\dot{S}_{резі}^{(1)}$	24.273- 15.33i	59.38+38.82i	17.236- 11.274i	27.504- 17.278i	12.225- 7.65i	19.455- 12.526i

Результуючий потік потужності ділянкою 0-4 на першій ітерації розрахунку складе:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{рез0-4}^{(1)} &= \dot{S}_{осн0-4} + \Delta\dot{S}_{д0-4}^{(1)} = 13.616 - 11.038i + 0.07 + 0.014i \\ &= 14.618 - 6.907i \text{ МВА.}\end{aligned}$$

Результуючі потоки потужності за іншими ділянками схеми електричної мережі визначають аналогічно.

Наступні розрахунки в табл 1.17.

Таблиця 1.17 – Потоки потужності ділянками

Ділянк а	1-2	0-6	2-4	0-4	3-6	4-5	5-3	1-6
$\dot{S}_{резі-j}^{(1)}$	30.426 -19.5i	27.043- 17.451i	28.68- 19.864i	14.618- 6.907i	13.74- 9.006i	15.792- 9.476i	-3.5 +2.3i	-6.15 +4.121i

5) Визначимо рівні напруги в пунктах схеми на першій ітерації розрахунку:

$$\begin{aligned}U_4 &= \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{рез0-4} \cdot r'_{0-4} - Q_{рез0-3} \cdot x'_{0-3})} \\ &= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (14.618 \cdot 5.723 - (-6.9i) \cdot 19.723)} \\ &= 113.072 \text{ кВ;}\end{aligned}$$

$$U_6 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{рез0-6} \cdot r'_{0-6} - Q_{рез0-6} \cdot x'_{0-6})} = 111.858 \text{ кВ;}$$

$$U_2 = \sqrt{U_4^2 - 2 \cdot (P_{рез2-4} \cdot r'_{2-4} - Q_{рез2-4} \cdot x'_{2-4})} = 115.553 \text{ кВ;}$$

$$U_1 = \sqrt{U_2^2 - 2 \cdot (P_{рез1-2} \cdot r'_{1-2} - Q_{рез1-2} \cdot x'_{1-2})} = 113.666 \text{ кВ;}$$

$$U_3 = \sqrt{U_6^2 - 2 \cdot (P_{рез3-6} \cdot r'_{3-6} - Q_{рез3-6} \cdot x'_{3-6})} = 109.078 \text{ кВ;}$$

					ДП6113.141.008 ПЗ	40
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

$$U_5 = \sqrt{U_3^2 - 2 \cdot (P_{\text{рез5-3}} \cdot r'_{5-3} - Q_{\text{рез5-3}} \cdot x'_{5-3})} = 109.98 \text{ кВ};$$

Параметри режиму роботи електричної мережі на першій ітерації розрахунку при максимальних навантаженнях наведені на рисунку 1.4.

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

$$\Delta U_1^{(1)} = \frac{|U_1^{(1)} - U_1^{(0)}|}{U_1^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|113.666 - 110|}{110} \cdot 100\% = 3.33\%;$$

$$\Delta U_2^{(1)} = \frac{|U_2^{(1)} - U_2^{(0)}|}{U_2^{(0)}} \cdot 100\% = 5.048\%;$$

$$\Delta U_3^{(1)} = \frac{|U_3^{(1)} - U_3^{(0)}|}{U_3^{(0)}} \cdot 100\% = 0.839\%;$$

$$\Delta U_4^{(1)} = \frac{|U_4^{(1)} - U_4^{(0)}|}{U_4^{(0)}} \cdot 100\% = 2.79\%;$$

$$\Delta U_5^{(1)} = \frac{|U_5^{(1)} - U_5^{(0)}|}{U_5^{(0)}} \cdot 100\% = 0.019\%;$$

$$\Delta U_6^{(1)} = \frac{|U_6^{(1)} - U_6^{(0)}|}{U_6^{(0)}} \cdot 100\% = 1.689\%;$$

					ДП6113.141.008 ПЗ	41
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

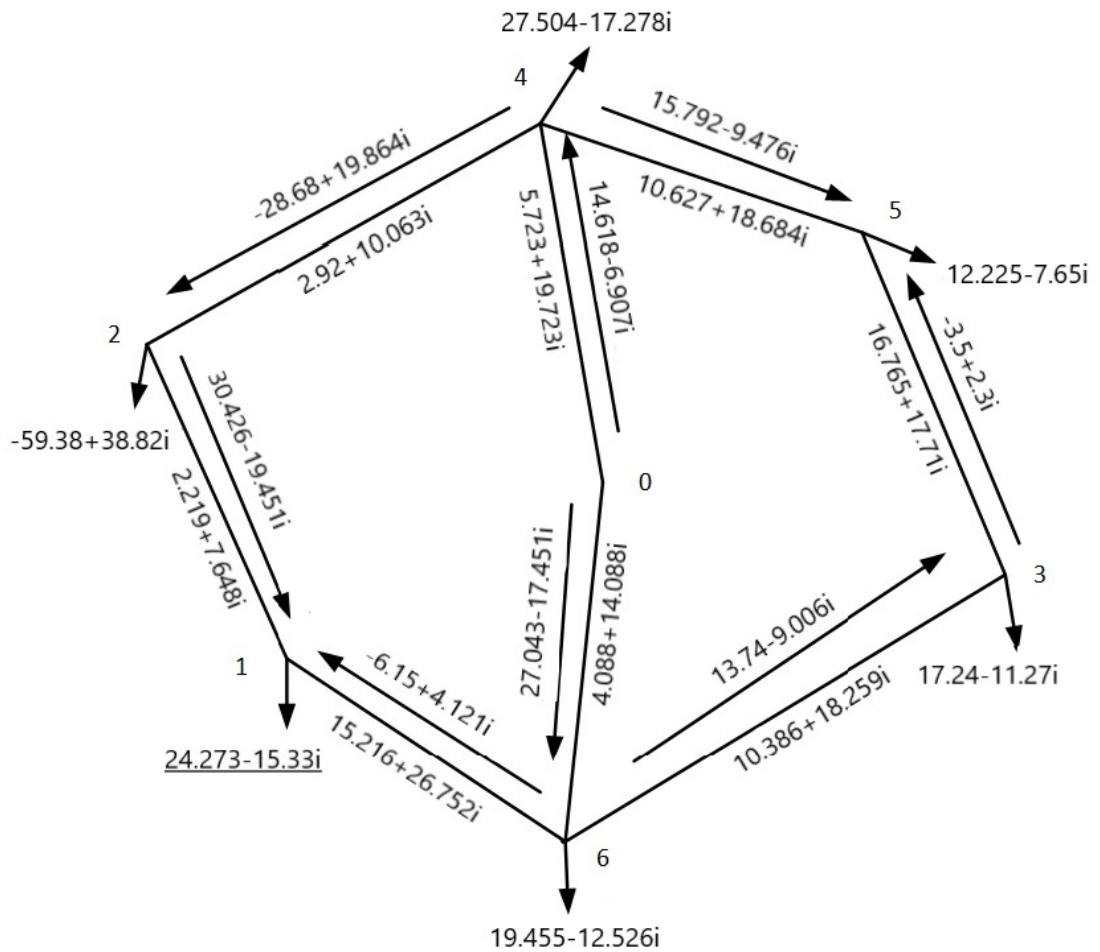


Рис. 1.4 – Результуючий потікорозподіл та навантаження в схемі, 1-а ітерація.

Зміни модулів напруги в деяких пунктах схеми більші ніж 2%, отже потрібно продовжити розрахунок і розрахувати слідуочу ітерацію розрахунку.

Визначимо втрати потужності в схемі на першій ітерації розрахунку:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{бп}}^{(1)} &= \dot{S}_{\text{рез0-6}}^{(1)} + \dot{S}_{\text{рез0-4}}^{(1)} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z0-6}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z0-4}^{(1)}) + Y_{\text{бп}} \cdot U_{\text{бп}} \\ &= 41.916 - 25.224i \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\Sigma} &= \dot{S}_{\text{зад1}} + \dot{S}_{\text{зад2}} + \dot{S}_{\text{зад3}} + \dot{S}_{\text{зад4}} + \dot{S}_{\text{зад5}} + \dot{S}_{\text{зад6}} + \dot{S}_{\text{зад7}} \\ &= 39 - 16.161i \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)} = \dot{S}_{\text{бп}}^{(1)} - \dot{S}_{\Sigma} = 2.916 - 9.063i \text{ МВА.}$$

Результати розрахунку другої ітерації представлені на табл 1.18.

Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата

Таблиця 1.18 – Результати розрахунку другої ітерації

Параметр	Значення			
Втрати потужності в опорах ділянок, $\Delta \dot{S}_{zi-j}^{(2)}$	0-4	0.115-0.396i	3-6	0.23-0.404i
	1-2	0.22-0.759i	4-5	0.293-0.515i
	0-6	0.329-1.134i	5-3	0.024-0.026i
	2-4	0.272-0.937i	1-6	0.055-0.097i
Втрати потужності в провідностях пунктів, $\Delta \dot{S}_{ys}^{(2)}$	1	0.061+2.15i	5	0.026+1.211i
	2	0.091+2.867i	6	0.044+2.104i
	3	0.041+1.013i		
	4	0.06+3.127i		
Додаткові навантаження пунктів, $\Delta \dot{S}_{пs}^{(2)}$	1	0.198+1.721i	5	0.184+0.941i
	2	0.337+2.019i	6	0.351+1.286i
	3	0.168+0.798i		
	4	0.4+2.203i		
Потоки потужностей за ділянками від додаткових навантажень пунктів, $\Delta \dot{S}_{дs}^{(2)}$	0-4	0.992+4.603i	3-6	0.18+1.338i
	1-2	0.082-0.02i	5-3	0.012+0.54i
	0-6	0.647+4.365i	1-6	0.116+1.741i
	2-4	0.42+1.999i	4-5	0.172+0.401i
Результуюче навантаження пункту, $\dot{S}_{резs}^{(2)}$	1	24.266-15.16i	5	12.294-7.202i
	2	-59.111+39.636i	6	19.425-12.405i
	3	17.227-11.277i		
	4	27.486-17.059i		
Результуючий потік потужності за ділянками, $\dot{S}_{резs}^{(2)}$				
	0-4	14.607-6.435i	3-6	13.727-8.951i
	1-2	30.439-19.485i	4-5	15.794-9.527i
	0-6	26.979-17.031i	5-3	-3.5+2.325i
	2-4	-28.673+20.151i	1-6	-6.173+4.325i
$U_s^{(2)}$	1	113.771	5	110.056
	2	115.659	6	111.913
	3	109.145		
	4	113.155		

Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата

ДП6113.141.008 ПЗ

43

Арк.

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

$$\Delta U_1^{(2)} = \frac{|U_1^{(2)} - U_1^{(1)}|}{U_1^{(1)}} \cdot 100\% = \frac{|113.77 - 113.67|}{113.67} \cdot 100\% = 0.092\%;$$

$$\Delta U_2^{(2)} = \frac{|U_2^{(2)} - U_2^{(1)}|}{U_2^{(1)}} \cdot 100\% = 0.092\%;$$

$$\Delta U_3^{(2)} = \frac{|U_3^{(2)} - U_3^{(1)}|}{U_3^{(1)}} \cdot 100\% = 0.061\%;$$

$$\Delta U_4^{(2)} = \frac{|U_4^{(2)} - U_4^{(1)}|}{U_4^{(1)}} \cdot 100\% = 0.073\%;$$

$$\Delta U_5^{(2)} = \frac{|U_5^{(2)} - U_5^{(1)}|}{U_5^{(1)}} \cdot 100\% = 0.069\%;$$

$$\Delta U_6^{(2)} = \frac{|U_6^{(2)} - U_6^{(1)}|}{U_6^{(1)}} \cdot 100\% = 0.049\%;$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{бп}}^{(2)} &= \dot{S}_{\text{рез0-6}}^{(2)} + \dot{S}_{\text{рез0-4}}^{(2)} + 0,5 \cdot \left( \Delta \dot{S}_{z0-6}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{z0-4}^{(2)} \right) + \underline{Y}_{\text{бп}} \cdot U_{\text{бп}} = \\ &= 41.809 - 24.218i \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} = \dot{S}_{\text{бп}}^{(2)} - \dot{S}_{\Sigma} = 2.809 - 8.057i \text{ МВА.}$$

Зміна сумарних втрат потужності на другій ітерації розрахунку складе:

$$\delta \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} = \frac{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} - \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)}|}{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)}|} 100\% = 10,629\%$$

Збіжність була досягнута на 3 ітерації. Результати розрахунків на 3 ітерації показані у таблиці 1.19:

					ДП6113.141.008 ПЗ	44
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

Таблиця 1.19 – Результати розрахунку третьої ітерації.

Параметр	Значення			
Втрати потужності в опорах ділянок, $\Delta \dot{S}_{z i-j}^{(3)}$	0-4	0.112-0.386i	3-6	0.228-0.401i
	1-2	0.22-0.759i	4-5	0.292-0.51i
	0-6	0.323-1.114i	5-3	0.025-0.026i
	2-4	0.274-0.944i	1-6	0.055-0.097i
Втрати потужності в провідностях пунктів, $\Delta \dot{S}_{y s}^{(3)}$	1	0.061+2.15i	5	0.026+1.212i
	2	0.091+2.872i	6	0.044+2.106i
	3	0.041+1.014i		
	4	0.06+3.131i		
Додаткові навантаження пунктів, $\Delta \dot{S}_{п s}^{(3)}$	1	0.198+1.725i	5	0.184+0.942i
	2	0.338+2.021i	6	0.347+1.3i
	3	0.168+0.801i		
	4	0.399+2.209i		
Потоки потужностей за ділянками від додаткових навантажень пунктів, $\Delta \dot{S}_{д s}^{(3)}$	0-4	0.991+4.615i	3-6	0.18+1.34i
	1-2	0.082-0.018i	5-3	0.012+0.54i
	0-6	0.644+4.382i	1-6	0.117+1.743i
	2-4	0.42+2.003i	4-5	0.172+0.403i
Результуюче навантаження пункту, $\dot{S}_{рез s}^{(3)}$	1	24.266-15.155i	5	12.222-7.643i
	2	-59.381+39.146i	6	19.421-12.35i
	3	17.227-11.274i		
	4	27.485-17.036i		
	0-4	14.607-6.423i	3-6	13.727-8.949i
	1-2	30.438-19.483i	4-5	15.793-9.525i
	0-6	26.976-17.013i	5-3	-3.5+2.325i
	2-4	-28.672+20.155i	1-6	-6.172+4.327i
$U_s^{(3)}$	1	113.774	5	110.058
	2	115.661	6	111.916
	3	109.147		
	4	113.157		

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

					ДП6113.141.008 ПЗ	45
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

$$\Delta U_1^{(3)} = \frac{|U_1^{(3)} - U_1^{(2)}|}{U_1^{(2)}} \cdot 100\% = \frac{|113.773 - 113.77|}{113.77} \cdot 100\% = 0.002\%;$$

$$\Delta U_2^{(3)} = \frac{|U_2^{(3)} - U_2^{(2)}|}{U_2^{(2)}} \cdot 100\% = 0.002\%;$$

$$\Delta U_3^{(3)} = \frac{|U_3^{(3)} - U_3^{(2)}|}{U_3^{(2)}} \cdot 100\% = 0.003\%;$$

$$\Delta U_4^{(3)} = \frac{|U_4^{(3)} - U_4^{(2)}|}{U_4^{(2)}} \cdot 100\% = 0.002\%;$$

$$\Delta U_5^{(3)} = \frac{|U_5^{(3)} - U_5^{(2)}|}{U_5^{(2)}} \cdot 100\% = 0.002\%;$$

$$\Delta U_6^{(3)} = \frac{|U_6^{(3)} - U_6^{(2)}|}{U_6^{(2)}} \cdot 100\% = 0.002\%;$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{бп}}^{(3)} &= \dot{S}_{\text{рез0-6}}^{(3)} + \dot{S}_{\text{рез0-4}}^{(3)} + 0,5 \cdot \left( \Delta \dot{S}_{z0-6}^{(3)} + \Delta \dot{S}_{z0-4}^{(3)} \right) + \underline{Y}_{\text{бп}} \cdot U_{\text{бп}} = \\ &= 41.809 - 24.218i \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(3)} = \dot{S}_{\text{бп}}^{(3)} - \dot{S}_{\Sigma} = 2.809 - 8.057i \text{ МВА.}$$

Зміна сумарних втрат потужності на другій ітерації розрахунку складе:

$$\delta \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(3)} = \frac{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(3)} - \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)}|}{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)}|} 100\% = 0.539\%$$

Зміни сумарних втрат потужності схеми не більші ніж 2%, отже потрібно, відповідно до даного критерію, припинити розрахунок режиму роботи електричної мережі. Його можна вважати завершеним. Здійснимо розрахунок струмового навантаження ділянок мережі.

Для ділянки 0-4 струмове навантаження складе:

$$\begin{aligned} I_{\text{макс0-4}} &= \frac{\sqrt{P_{\text{рез0-4}}^2 + Q_{\text{рез0-4}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot n_{\text{л}}} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{14.607^2 + (-6.423)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 \\ &= 83.751 \text{ А.} \end{aligned}$$

Струмові навантаження решти ділянок схеми розраховують аналогічно.

					ДП6113.141.008 ПЗ	46
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

Таблиця 1.20 – Струмові навантаження ділянок.

Ділянка	1-2	0-6	2-4	3-6	4-5	5-3	1-6
Струмове навантаження	190	167	184	86	97	22	36
Тривало допустимий струм	610	610	390	610	265	610	390

Можемо зробити висновок, що здійснено правильний вибір перерізів проводів ПЛ схеми районної електричної мережі, бо струмові навантаження ділянок не перевищують значень тривало допустимих струмів для відповідних перерізів проводів.

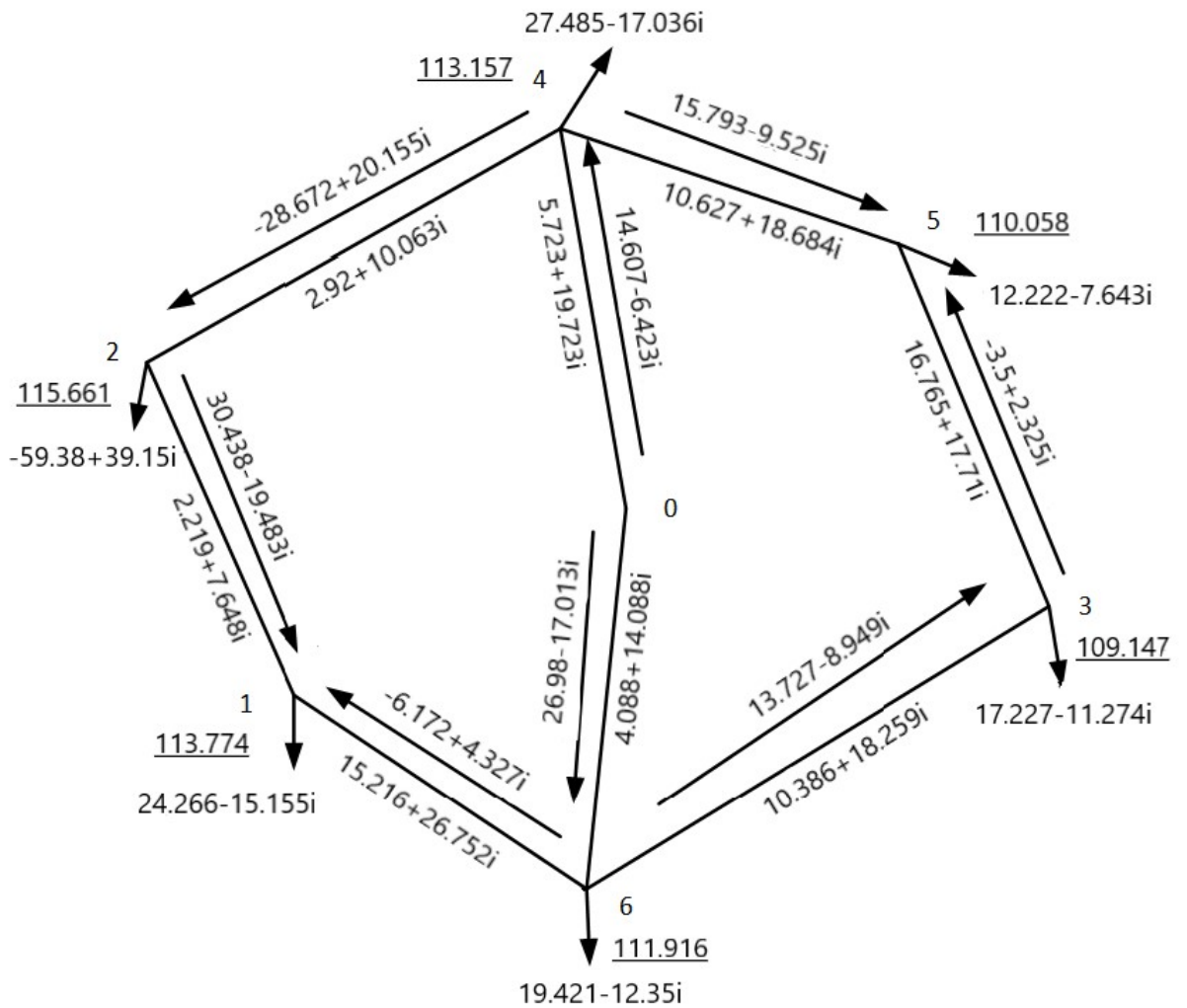


Рис. 1.5 – Результуючий потік розподіл потужностей та рівнів напруги у вузлах

Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата

ДП6113.141.008 ПЗ



## 1.8 Електричний розрахунок післяаварійного режиму роботи мережі

Визначимо основний поточкорозподіл потужностей в умовно розімкненій схемі у загальному вигляді.

Здійснимо розрахунок післяаварійного режиму роботи мережі. За останній розглядаємо такий стан мережі, при якому відключається найбільш завантажена її ділянка. За результатами розрахунків мережі при максимальних навантаженнях, можна зробити висновок, що найбільш завантаженою є ділянка 1-2.

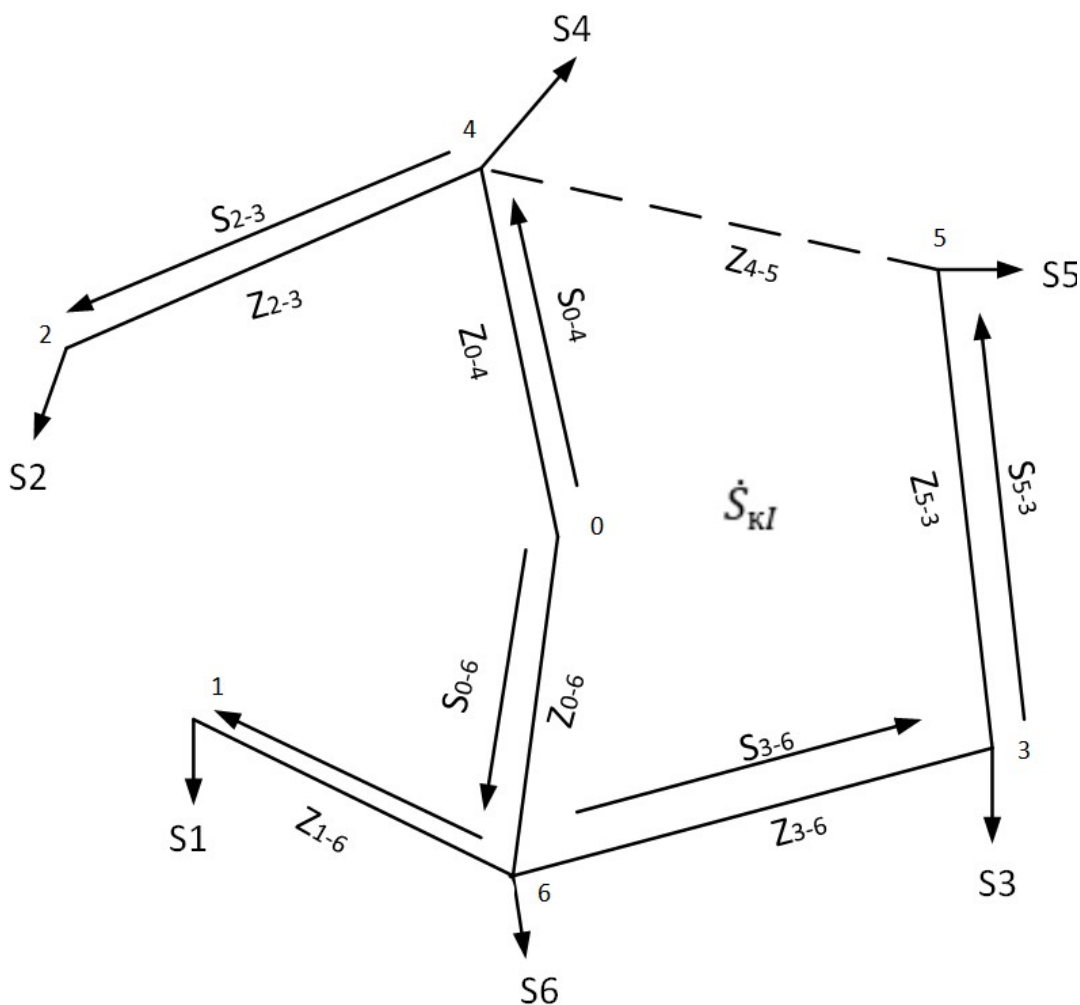


Рис. 1.6 – Загальний вигляд схеми

Таким чином, поточкорозподіл схеми має вигляд:

$$\dot{S}_{2-4} = \dot{S}_{пр2} - 59.449 + 37.617i \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{0-4} &= \dot{S}_{2-4} + \dot{S}_{пр4} = -32.363 + 18.355i + 27.086 - 19.262i \\ &= -32.363 + 18.355i \text{ МВА}; \end{aligned}$$

Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата

$$\dot{S}_{5-3} = \dot{S}_{\text{пр5}} = 12.11 - 8.142i \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{3-6} &= \dot{S}_{5-3} + \dot{S}_{\text{пр3}} = 12.11 - 8.142i + 17.059 - 12.075i \\ &= 29.168 - 20.217i \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{1-6} = \dot{S}_{\text{пр1}} = 24.068 - 16.88i \text{ МВА.}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{0-6} &= \dot{S}_{1-6} + \dot{S}_{3-6} + \dot{S}_{\text{пр6}} \\ &= 24.068 - 16.88i + 29.168 - 20.217i + 19.074 - 13.69i \\ &= 72.311 - 50.789i \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Знайдемо контурні опори:

$$\begin{aligned} \underline{Z}_I &= \underline{Z}_{0-4} + \underline{Z}_{4-5} + \underline{Z}_{5-3} + \underline{Z}_{3-6} + \underline{Z}_{0-6} \\ &= 5.723 + 19.723i + 10.627 + 18.684i + 16.765 + 17.71i \\ &\quad + 10.386 + 18.259i + 4.09 + 14.088i = 47.589 + 88.463i \end{aligned}$$

Для схеми мережі складемо систему контурних рівнянь:

$$\dot{S}_{\text{кI}} \cdot \underline{Z}_I + \dot{S}_{0-4} \cdot \underline{Z}_{0-4} - \dot{S}_{5-3} \cdot \underline{Z}_{5-3} - \dot{S}_{3-6} \cdot \underline{Z}_{3-6} - \dot{S}_{0-6} \cdot \underline{Z}_{0-6} = 0$$

Розв'язавши систему рівнянь, ми отримали наступні значення контурних потужностей:

$$\dot{S}_{\text{кI}} = 27.454 - 14.369i \text{ МВА};$$

Наступним чином знаходимо значення потоків потужностей за окремими ділянками схеми мережі:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{0-4} &= \dot{S}_{0-4} + \dot{S}_{\text{кI}} = -32.363 + 18.355i + 27.454 - 14.369i \\ &= -4.909 + 3.986i \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{1-6} = \dot{S}_{1-6} = 24.068 - 16.88i \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{2-4} = \dot{S}_{2-4} = -59.449 + 37.617i \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{4-5} = \dot{S}_{\text{кI}} = 27.454 - 14.369i \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{0-6} &= \dot{S}_{0-6} - \dot{S}_{\text{кI}} = 72.311 - 50.789i - (27.454 - 14.369i) \\ &= 44.811 - 36.677i \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{5-3} &= \dot{S}_{5-3} - \dot{S}_{\text{кI}} = 12.11 - 8.142i - (27.454 - 14.369i) \\ &= -15.344 + 6.227i \text{ МВА}; \end{aligned}$$

					ДП6113.141.008 ПЗ	49
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

$$\begin{aligned}\dot{S}_{3-6} &= \dot{S}_{3-6} - \dot{S}_{KI} = 29.168 - 20.217i - (27.454 - 14.369i) \\ &= 1.714 - 5.848i \text{ МВА.}\end{aligned}$$

Здійснюємо перевірку виконання II-го закону Кірхгофа у початковій схемі електричної мережі:

$$\dot{S}_{0-4} \cdot \underline{Z}_{0-4} + \dot{S}_{4-5} \cdot \underline{Z}_{4-5} - \dot{S}_{5-3} \cdot \underline{Z}_{5-3} - \dot{S}_{3-6} \cdot \underline{Z}_{3-6} - \dot{S}_{0-6} \cdot \underline{Z}_{0-6} = 0;$$

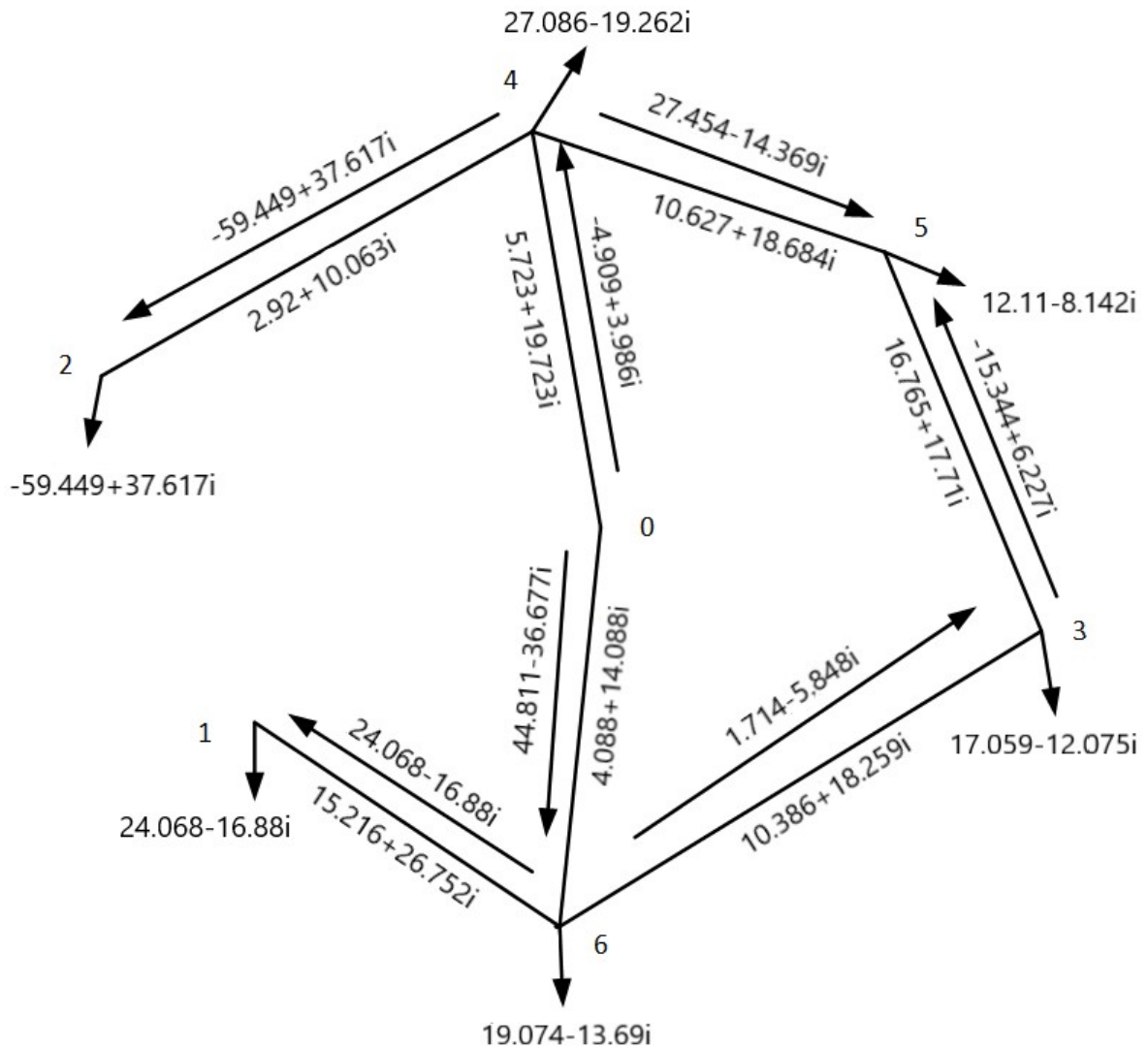


Рис. 1.7 – Основний потокорозподіл схеми

За результатами перевірки можна зробити висновок, що основний потокорозподіл потужностей у післяварійному режимі електричної мережі розраховано правильно.

Вит.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата

Здійснимо розрахунок першої ітерації післяаварійного режиму роботи електричної мережі. Задамо початкові значення наближень напруг пунктів, які дорівнюють номінальній нарузі заданої електричної мережі:

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

1) Знайдемо втрати потужності в опорах ділянок  $\Delta S_{iz}$ , МВА, за основним потокорозподілом потужностей та початковим наближенням рівнів напруги у пунктах. Для ділянки 0-4 будемо мати:

$$\begin{aligned} \Delta S_{z0-4}^{(1)} &= \frac{P_{\text{осн}0-4}^2 + Q_{\text{осн}0-4}^2}{(U_{\text{с}0-4}^{(0)})^2} \cdot (r_{\text{л}0-4} - jx_{\text{л}0-4}) \\ &= \frac{-4.909^2 - 3.986i^2}{112.528} \cdot (5.723 + 19.723i) \\ &= 0.018 - 0.062i \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Втрати потужності в опорах решти ділянок розраховують аналогічно. Результати розрахунків наведені у табл 1.21.

Таблиця 1.21 – Втрати потужності в опорах ділянок.

Ділянка	0-4	0-6	2-4	5-3	1-6	3-6	4-5
$\Delta S_z^{(1)}$	0.018- 0.062i	1.078- 3.714i	1.194- 4.116i	0.38- 0.401i	1.087- 1.911i	0.032- 0.056i	0.843- 1.483i

Знайдемо втрати потужності у провідностях пунктів,  $\Delta S_{ys}$  МВА, за начальним наближенням рівнів напруги в пунктах. Для першого пункту схеми отримаємо:

$$\begin{aligned} \Delta S_{y1}^{(1)} &= Y_1 \cdot (U_1^{(0)})^2 = (4.688 \cdot 10^{-6} + 1.7i \cdot 10^{-4}) \cdot (110^2) \\ &= 0.057 + 2.012i \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Втрати потужності у провідностях решти пунктів розраховують аналогічно.

Таблиця 1.22 – Втрати потужності в провідностях пунктів

Пункт	1	2	3	4	5	6
$\Delta S_y^{(1)}$	0.057 + 2.012i	0.083+2.598i	0.042+1.03i	0.057+2.959i	0.026+1.21i	0.04+2.034i

2) Формуємо додаткові навантаження пунктів від втрат потужності:

										51
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата	ДП6113.141.008 ПЗ					Арк.

$$\Delta\dot{S}_{п1}^{(1)} = 0,5 \cdot (\Delta\dot{S}_{z1-6}^{(1)}) + \Delta\dot{S}_{y1}^{(1)} = 0,5 \cdot (1.087 - 1.911i) + 0.057 + 2.01i \\ = 0.6 + 1.057i \text{ МВА};$$

$$\Delta\dot{S}_{п2}^{(1)} = 0,5 \cdot (\Delta\dot{S}_{z2-4}^{(1)}) + \Delta\dot{S}_{y2}^{(1)} = 0.68 + 0.54i \text{ МВА};$$

$$\Delta\dot{S}_{п3}^{(1)} = 0,5 \cdot (\Delta\dot{S}_{z5-3}^{(1)} + \Delta\dot{S}_{z3-6}^{(1)}) + \Delta\dot{S}_{y3}^{(1)} = 0.248 + 0.802i \text{ МВА};$$

$$\Delta\dot{S}_{п4}^{(1)} = 0,5 \cdot (\Delta\dot{S}_{z2-4}^{(1)} + \Delta\dot{S}_{z0-4}^{(1)} + \Delta\dot{S}_{z4-5}^{(1)}) + \Delta\dot{S}_{y4}^{(1)} = 1.085 + 0.129i \text{ МВА};$$

$$\Delta\dot{S}_{п5}^{(1)} = 0,5 \cdot (\Delta\dot{S}_{z4-5}^{(1)} + \Delta\dot{S}_{z5-3}^{(1)}) + \Delta\dot{S}_{y5}^{(1)} = 0.637 + 0.269i \text{ МВА};$$

$$\Delta\dot{S}_{п6}^{(1)} = 0,5 \cdot (\Delta\dot{S}_{z0-6}^{(1)} + \Delta\dot{S}_{z1-6}^{(1)} + \Delta\dot{S}_{z3-6}^{(1)}) + \Delta\dot{S}_{y6}^{(1)} = 1.14 - 0.806i \text{ МВА};$$

3) Визначимо потокорозподіл додаткових навантажень від втрат потужності в пунктах за ділянками Z-схеми мережі. Розрахунок виконуємо за допомогою методу контурних рівнянь аналогічно до розрахунку основного потокорозподілу потужностей у Z-схемі електричної мережі.

Таким чином, потокорозподіл додаткових навантажень схеми має вигляд:

$$\Delta\dot{S}_{д2-4} = \Delta\dot{S}_{п2} = 0.68 + 0.54i \text{ МВА};$$

$$\Delta\dot{S}_{д1-6} = \Delta\dot{S}_{п1} = 0.6 + 1.057i \text{ МВА};$$

$$\Delta\dot{S}_{д0-4} = \Delta\dot{S}_{д2-4} + \Delta\dot{S}_{п4} = 0.68 + 0.54i + 1.085 + 0.129i = 1.764 + 0.669i \text{ МВА};$$

$$\Delta\dot{S}_{д5-3} = \Delta\dot{S}_{п5} = 0.637 + 0.269i \text{ МВА};$$

$$\Delta\dot{S}_{д3-6} = \Delta\dot{S}_{п3} + \dot{S}_{д5-3} = 0.885 + 1.071i \text{ МВА}.$$

$$\Delta\dot{S}_{д0-6} = \Delta\dot{S}_{п6} + \Delta\dot{S}_{д1-6} + \Delta\dot{S}_{д3-6}$$

$$= 1.14 - 0.806i + 0.6 + 1.057i + 0.885 + 1.071i$$

$$= 2.626 + 1.322i \text{ МВА};$$

Одержуємо наступну систему контурних рівнянь:

$$\Delta\dot{S}_{кI} \cdot \underline{Z}_I + \Delta\dot{S}_{д0-4} \cdot \underline{Z}_{0-4} - \Delta\dot{S}_{д5-3} \cdot \underline{Z}_{5-3} - \Delta\dot{S}_{д3-6} \cdot \underline{Z}_{3-6} - \Delta\dot{S}_{д0-6} \cdot \underline{Z}_{0-6} = 0$$

Розв'язуючи систему рівнянь, отримуємо наступні значення контурних потужностей:

$$\Delta\dot{S}_{кI} = 0.367 + 0.302i \text{ МВА};$$

<i>Вим.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ Докум.</i>	<i>Підп.</i>	<i>Дата</i>

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

$$\begin{aligned}\Delta \dot{S}_{д0-4} &= \Delta \dot{S}_{д0-4} + \Delta \dot{S}_{кI} = 1.764 + 0.669i + 0.367 + 0.302i \\ &= 2.131 + 0.971i \text{ МВА};\end{aligned}$$

$$\Delta \dot{S}_{д1-6} = \Delta \dot{S}_{д1} = 0.6 + 1.057i \text{ МВА};$$

$$\Delta \dot{S}_{д2-4} = \Delta \dot{S}_{д2} = 0.68 + 0.54i \text{ МВА};$$

$$\Delta \dot{S}_{д5-3} = \Delta \dot{S}_{д5-3} - \Delta \dot{S}_{кI} = 0.27 - 0.033i \text{ МВА};$$

$$\Delta \dot{S}_{д3-6} = \Delta \dot{S}_{д3-6} - \Delta \dot{S}_{кI} = 0.518 + 0.769i \text{ МВА};$$

$$\Delta \dot{S}_{д0-6} = \Delta \dot{S}_{д0-6} - \Delta \dot{S}_{кI} = 2.259 + 1.02i \text{ МВА}.$$

$$\Delta \dot{S}_{д4-5} = \Delta \dot{S}_{кI} = 0.367 + 0.302i \text{ МВА};$$

Перевіримо виконання II-го закону Кірхгофа для спільного (0-4-5-3-6-0) контура схеми мережі з метою підтвердження вірності розрахунку додаткового поточкорозподілу від втрат потужності в пунктах на першій ітерації розрахунку:

$$\Delta \dot{S}_{0-4} \cdot \underline{Z}_{0-4} + \Delta \dot{S}_{4-5} \cdot \underline{Z}_{4-5} - \Delta \dot{S}_{5-3} \cdot \underline{Z}_{5-3} - \Delta \dot{S}_{3-6} \cdot \underline{Z}_{3-6} - \Delta \dot{S}_{0-6} \cdot \underline{Z}_{0-6} = 0;$$

Таким чином, додатковий поточкорозподіл від втрат потужності в пунктах електричної мережі на першій ітерації розрахунку після аварійного режиму мережі знайдений вірно.

4) Накладаємо поточкорозподіл потужностей від додаткових навантажень пунктів на основний поточкорозподіл і одержуємо результуючий поточкорозподіл потужностей на першій ітерації розрахунку.

Для пункту 1 результуюче навантаження на першій ітерації розрахунку буде дорівнювати:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{рез1}^{(1)} &= \dot{S}_{пр1} + \Delta \dot{S}_{п1}^{(1)} = 24.068 - 16.88i + 0.6 + 1.057i \\ &= 24.668 - 15.823i \text{ МВА}.\end{aligned}$$

Результуючі навантаження решти пунктів визначають аналогічно. Наступні розрахунки в табл:

Ділянка	1	2	3	4	5	6
$\dot{S}_{рез1}^{(1)}$	24.668- 15.824i	-58.77+38.16i	17.307- 11.273i	28.171- 19.133i	12.747-7.873i	20.215- 14.497i

					ДП6113.141.008 ПЗ	53
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

Результуючий потік потужності ділянкою 0-4 на першій ітерації розрахунку складе:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\text{рез0-4}}^{(1)} &= \dot{S}_{\text{осн0-4}} + \Delta\dot{S}_{\text{д0-4}}^{(1)} = -4.909 + 3.986i + 2.131 + 0.971i \\ &= -2.777 + 4.957i \text{ МВА.}\end{aligned}$$

Результуючі потоки потужності за іншими ділянками схеми електричної мережі визначають аналогічно.

Наступні розрахунки в табл 1.23:

Таблиця 1.23 – Результуючі потоки потужності.

Ділянка	0-6	2-4	3-6	4-5	5-3	1-6
$\dot{S}_{\text{рез}i-j}^{(1)}$	47.115- 35.4i	58.769- 38.157i	2.233- 5.079i	27.821- 14.067i	15.074- 6.194i	24.668- 15.824i

5) Визначимо рівні напруги в пунктах схеми на першій ітерації розрахунку:

$$\begin{aligned}U_4 &= \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{\text{рез0-4}} \cdot r'_{0-4} - Q_{\text{рез0-4}} \cdot x'_{0-4})} \\ &= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (-2.777 \cdot 5.723 - (4.96i) \cdot 19.723)} \\ &= 115.984 \text{ кВ;}\end{aligned}$$

$$U_6 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{\text{рез0-6}} \cdot r'_{0-6} - Q_{\text{рез0-6}} \cdot x'_{0-6})} = 108.823 \text{ кВ;}$$

$$U_2 = \sqrt{U_4^2 - 2 \cdot (P_{\text{рез2-4}} \cdot r'_{2-4} - Q_{\text{рез2-4}} \cdot x'_{2-4})} = 120.679 \text{ кВ;}$$

$$U_1 = \sqrt{U_6^2 - 2 \cdot (P_{\text{рез1-6}} \cdot r'_{1-6} - Q_{\text{рез1-6}} \cdot x'_{1-6})} = 101.028 \text{ кВ;}$$

$$U_3 = \sqrt{U_6^2 - 2 \cdot (P_{\text{рез3-6}} \cdot r'_{3-6} - Q_{\text{рез3-6}} \cdot x'_{3-6})} = 107.752 \text{ кВ;}$$

$$U_5 = \sqrt{U_3^2 - 2 \cdot (P_{\text{рез5-3}} \cdot r'_{5-3} - Q_{\text{рез5-3}} \cdot x'_{5-3})} = 111.064 \text{ кВ;}$$

Параметри режиму роботи електричної мережі на першій ітерації розрахунку післяаварійного режиму мережі наведені на рисунку.

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

					ДП6113.141.008 ПЗ	54
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

$$\Delta U_1^{(1)} = \frac{|U_1^{(1)} - U_1^{(0)}|}{U_1^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|101.002 - 110|}{110} * 100\% = 8.156\%;$$

$$\Delta U_2^{(1)} = \frac{|U_2^{(1)} - U_2^{(0)}|}{U_2^{(0)}} \cdot 100\% = 9.708\%;$$

$$\Delta U_3^{(1)} = \frac{|U_3^{(1)} - U_3^{(0)}|}{U_3^{(0)}} \cdot 100\% = 2.044\%;$$

$$\Delta U_4^{(1)} = \frac{|U_4^{(1)} - U_4^{(0)}|}{U_4^{(0)}} \cdot 100\% = 5.44\%;$$

$$\Delta U_5^{(1)} = \frac{|U_5^{(1)} - U_5^{(0)}|}{U_5^{(0)}} \cdot 100\% = 0.968\%;$$

$$\Delta U_6^{(1)} = \frac{|U_6^{(1)} - U_6^{(0)}|}{U_6^{(0)}} \cdot 100\% = 1.07\%;$$

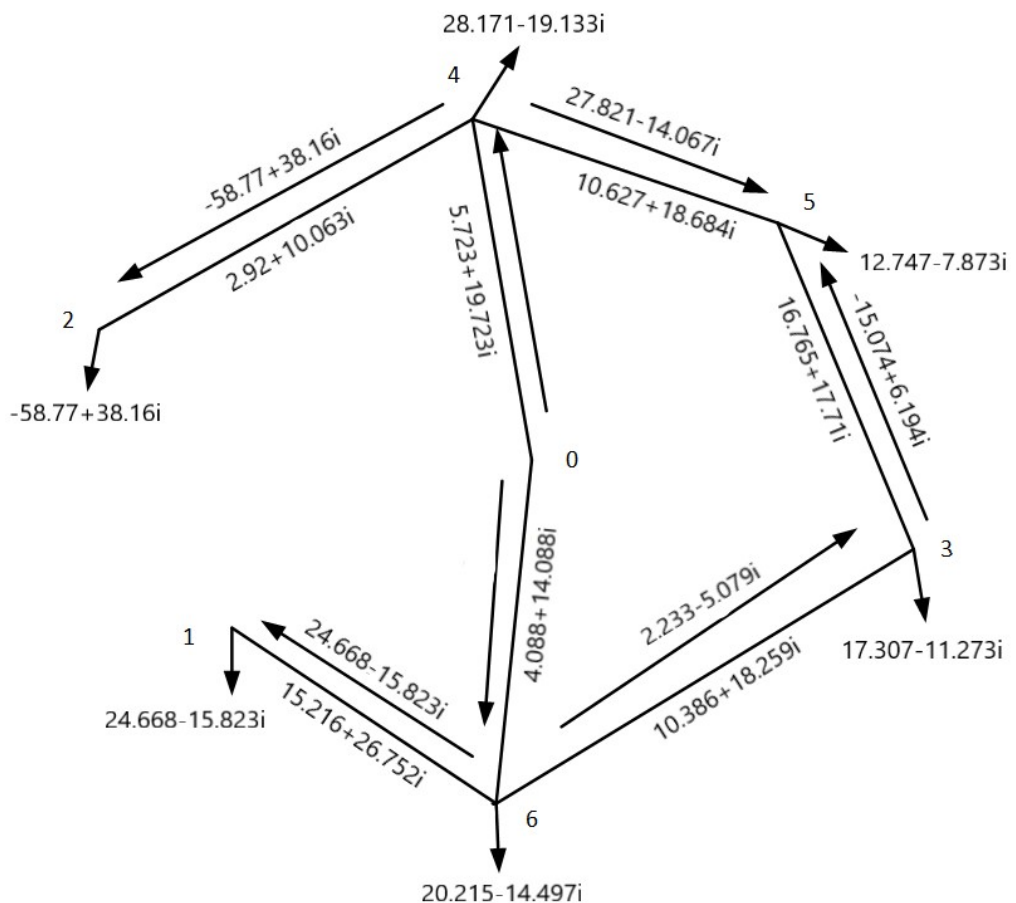


Рис. 1.8 –Результуючий потікорозподіл в схемі, 1-а ітерація

Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата



Зміни модулів напруги в деяких пунктах схеми більші ніж 2%, отже потрібно продовжити розрахунок і розрахувати слідуочу ітерацію розрахунку.

Визначимо втрати потужності в схемі на першій ітерації розрахунку

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{бп}}^{(1)} &= \dot{S}_{\text{рез0-6}}^{(1)} + \dot{S}_{\text{рез0-4}}^{(1)} + 0,5 \cdot \left( \Delta \dot{S}_{\text{z0-6}}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{\text{z0-4}}^{(1)} \right) + \underline{Y}_{\text{бп}} \cdot U_{\text{бп}} = \\ &= 44.886 - 32.318i \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\Sigma} &= \dot{S}_{\text{зад1}} + \dot{S}_{\text{зад2}} + \dot{S}_{\text{зад3}} + \dot{S}_{\text{зад4}} + \dot{S}_{\text{зад5}} + \dot{S}_{\text{зад6}} + \dot{S}_{\text{зад7}} \\ &= 39 - 16.161i \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)} = \dot{S}_{\text{бп}}^{(1)} - \dot{S}_{\Sigma} = 5.886 - 16.157i \text{ МВА.}$$

Результати розрахунку другої ітерації показані в таблиці 1.24.

Таблиця 1.24 – Результати розрахунку другої ітерації.

Параметр	Значення			
Втрати потужності в опорах ділянок, $\Delta \dot{S}_{z i-j}^{(2)}$	0-4	0.014-0.048i	3-6	0.027-0.048i
	1-2	-	4-5	0.791-1.391i
	0-6	1.133-3.904i	5-3	0.372-0.393i
	2-4	1.023-3.527i	1-6	1.193-2.097i
Втрати потужності в провідностях пунктів, $\Delta \dot{S}_{y s}^{(2)}$	1	0.048+1.698i	5	0.026+1.235i
	2	0.099+3.127i	6	0.041+1.991i
	3	0.04+0.989i		
	4	0.063+3.29i		
Додаткові навантаження пунктів, $\Delta \dot{S}_{п s}^{(2)}$	1	0.644+0.649i	5	0.608+0.343i
	2	0.611+1.364i	6	1.218-1.033i
	3	0.24+0.768i		
	4	0.977+0.807i		
Потоки потужностей за ділянками від додаткових навантажень пунктів, $\Delta \dot{S}_{д s}^{(2)}$	0-4	2.076+2.125i	3-6	0.361+1.157i
	1-2	-	4-5	0.487-0.046i
	0-6	2.223+0.772i	5-3	0.121+0.389i
	2-4	0.611+1.364i	1-6	0.644+0.649i
Результуюче навантаження пункту, $\dot{S}_{\text{рез } s}^{(2)}$	1	24.712-16.232i	5	12.717-7.8i
	2	-58.838+38.981i	6	20.292-14.724i
	3	17.299-11.307i		
	4	28.064-18.455i		

Продовження таблиці 1.24

Параметр	Значення			
	Результуюче навантаження пункту, $\dot{S}_{рез s}^{(2)}$	0-4	-2.833+6.111i	3-6
1-2		-	4-5	27.941-14.415i
0-6		47.079-35.647i	5-3	-15.224+6.615i
2-4		-58.838+38.981i	1-6	24.712-16.232i
$U_s^{(2)}$	1	100.995	5	111.203
	2	120.94	6	108.792
	3	107.802		
	4	116.183		

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

$$\Delta U_1^{(2)} = \frac{|U_1^{(2)} - U_1^{(1)}|}{U_1^{(1)}} \cdot 100\% = \frac{|100.995 - 101|}{101} \cdot 100\% = 0.03\%;$$

$$\Delta U_2^{(2)} = \frac{|U_2^{(2)} - U_2^{(1)}|}{U_2^{(1)}} \cdot 100\% = 0.216\%;$$

$$\Delta U_3^{(2)} = \frac{|U_3^{(2)} - U_3^{(1)}|}{U_3^{(1)}} \cdot 100\% = 0.046\%;$$

$$\Delta U_4^{(2)} = \frac{|U_4^{(2)} - U_4^{(1)}|}{U_4^{(1)}} \cdot 100\% = 0.171\%;$$

$$\Delta U_5^{(2)} = \frac{|U_5^{(2)} - U_5^{(1)}|}{U_5^{(1)}} \cdot 100\% = 0.124\%;$$

$$\Delta U_6^{(2)} = \frac{|U_6^{(2)} - U_6^{(1)}|}{U_6^{(1)}} \cdot 100\% = 0.03\%;$$

Визначимо втрати потужності в схемі на першій ітерації розрахунку:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{бп}^{(2)} &= \dot{S}_{рез0-6}^{(2)} + \dot{S}_{рез0-4}^{(2)} + 0,5 \cdot \left( \Delta \dot{S}_{z0-6}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{z0-4}^{(2)} \right) + Y_{бп} \cdot U_{бп} = \\ &= 44.82 - 31.499i \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{\Sigma} = \dot{S}_{\text{зад1}} + \dot{S}_{\text{зад2}} + \dot{S}_{\text{зад3}} + \dot{S}_{\text{зад4}} + \dot{S}_{\text{зад5}} + \dot{S}_{\text{зад6}} + \dot{S}_{\text{зад7}}$$

$$= 39 - 16.161i \text{ МВА};$$

$$\Delta\dot{S}_{\Sigma}^{(1)} = \dot{S}_{\text{бп}}^{(1)} - \dot{S}_{\Sigma} = 5.82 - 15.338i \text{ МВА.}$$

Зміна сумарних втрат потужності на третій ітерації розрахунку складе:

$$\delta\Delta\dot{S}_{\Sigma}^{(2)} = \frac{|\Delta\dot{S}_{\Sigma}^{(2)} - \Delta\dot{S}_{\Sigma}^{(1)}|}{|\Delta\dot{S}_{\Sigma}^{(1)}|} 100\% = 4.778\%$$

Виконавши другу ітерацію розрахунку післяаварійного режиму мережі, точність розрахунку не була досягнута.

Розрахунок наступної ітерації проводимо аналогічно. Збіжність 2% була досягнута на 3 ітерації. Результати розрахунків на 3 ітерації показані у таблиці:

Таблиця 1.25 – Розрахунок третьої ітерації.

Параметр	Значення			
	0-4	0.019-0.067i	3-6	0.023-0.04i
Втрати потужності в опорах ділянок, $\Delta\dot{S}_{z\ i-j}^{(2)}$	1-2	-	4-5	0.789-1.387i
	0-6	1.138-3.921i	5-3	0.385-0.407i
	2-4	1.034-3.564i	1-6	1.194-2.098i
	1	0.048+1.696i	5	0.026+1.238i
Втрати потужності в провідностях пунктів, $\Delta\dot{S}_{y\ s}^{(2)}$	2	0.1+3.141i	6	0.041+1.99i
	3	0.04+0.989i		
	4	0.063+3.301i		
	1	0.645+0.647i	5	0.613+0.341i
Додаткові навантаження пунктів, $\Delta\dot{S}_{п\ s}^{(2)}$	2	0.617+1.359i	6	1.218-1.04i
	3	0.245+0.766i		
	4	0.985+0.792i		
	0-4	2.091+2.105i	3-6	0.369+1.151i
Потоки потужностей за ділянками від додаткових навантажень пунктів, $\Delta\dot{S}_{д\ s}^{(2)}$	1-2	-	4-5	0.489-0.045i
	0-6	2.232+0.759i	5-3	0.124+0.386i
	2-4	0.617+1.359i	1-6	0.645+0.647i
	1	24.713-16.233i	5	12.723-7.801i
Результуюче навантаження пункту, $\dot{S}_{рез\ s}^{(2)}$	2	-58.832+38.976i	6	20.293-14.731i
	3	17.304-11.309i		

Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата
------	------	----------	-------	------

ДП6113.141.008 ПЗ

Продовження таблиця 1.25

Параметр	Значення			
	Результуюче навантаження пункту, $\dot{S}_{рез\ s}^{(2)}$	4	28.071-18.47i	
0-4		-2.818+6.091i	3-6	2.083-4.697i
1-2		-	4-5	27.943-14.414i
0-6		47.089-35.661i	5-3	-15.22+6.613i
2-4		-58.832+38.976i	1-6	24.713-16.234i
$U_s^{(2)}$	1	100.993	5	111.198
	2	120.936	6	108.79
	3	107.798		
	4	116.179		

Визначимо втрати потужності в схемі на третій ітерації розрахунку

$$\begin{aligned}\dot{S}_{бп}^{(3)} &= \dot{S}_{рез0-6}^{(3)} + \dot{S}_{рез0-4}^{(3)} + 0,5 \cdot (\Delta\dot{S}_{z0-6}^{(3)} + \Delta\dot{S}_{z0-4}^{(3)}) + \underline{Y}_{бп} \cdot U_{бп} = \\ &= 44.85 - 31.55i \text{ МВА};\end{aligned}$$

$$\dot{S}_{\Sigma} = \dot{S}_{зад1} + \dot{S}_{зад2} + \dot{S}_{зад3} + \dot{S}_{зад4} + \dot{S}_{зад5} + \dot{S}_{зад6} = 39 - 16.161i \text{ МВА};$$

$$\Delta\dot{S}_{\Sigma}^{(3)} = \dot{S}_{бп}^{(3)} - \dot{S}_{\Sigma} = 5.85 - 15.389i \text{ МВА}.$$

Зміна сумарних втрат потужності на третій ітерації розрахунку складе:

$$\delta\Delta\dot{S}_{\Sigma}^{(3)} = \frac{|\Delta\dot{S}_{\Sigma}^{(3)} - \Delta\dot{S}_{\Sigma}^{(2)}|}{|\Delta\dot{S}_{\Sigma}^{(2)}|} 100\% = 0.361\%$$

Зміни сумарних втрат потужності схеми не більші ніж 2%, отже потрібно, відповідно до даного критерію, припинити розрахунок режиму роботи електричної мережі. Його можна вважати завершеним. Здійснимо розрахунок струмового навантаження ділянок мережі.

Для ділянки 0-4 струмове навантаження складе:

$$I_{макс0-4} = \frac{\sqrt{P_{рез0-4}^2 + Q_{рез0-4}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot n_L} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{-2.818^2 + (6.09)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 35.226 \text{ А}.$$

Струмові навантаження решти ділянок схеми розраховують аналогічно.

					ДП6113.141.008 ПЗ	59
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

Таблиця 1.26 – Струмові навантаження ділянок мережі в післяаварійному режимі.

Ділянка	1-6	0-6	2-4	5-3	4-5	3-5	3-6
Струмове навантаження	154	310	370	87	163	86	27
Тривало допустимий струм	390	610	610	265	610	265	610

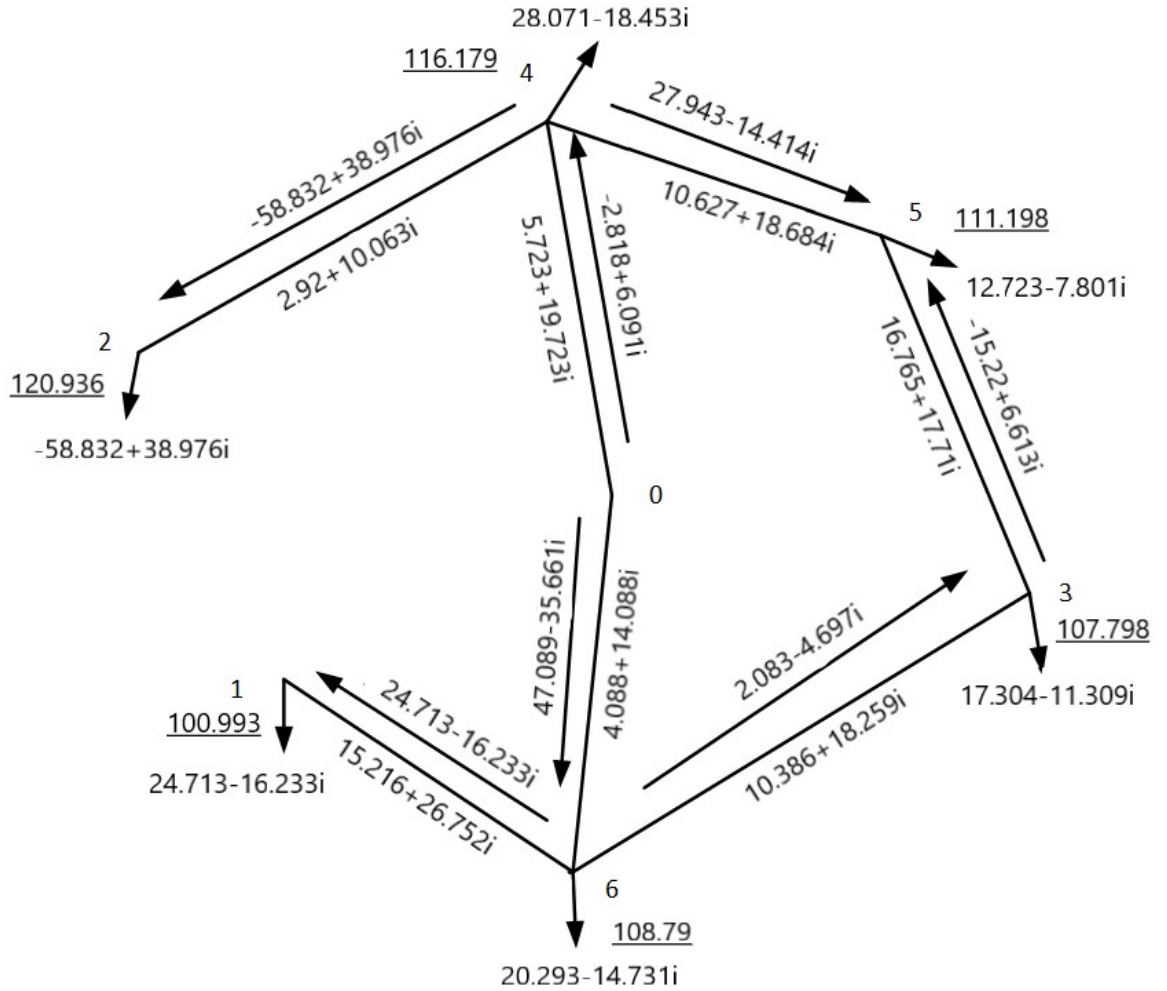


Рис. 1.9 – Результуючий потікорозподіл потужностей та рівні напруги у вузлах при післяаварійному режимі роботи мережі.

Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата

ДП6113.141.008 ПЗ

## 1.9 Вибір регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ на силових трансформаторах вузлових підстанцій

Процес вибору номера відгалуження РПН для понижуючих *двообмоткових* трансформаторів проілюструємо на прикладі трансформаторів підстанції 5 в режимі роботи мережі при максимальних навантаженнях.

Втрати потужності в активних і реактивних провідностей трансформаторів підстанції:

$$\begin{aligned}\Delta U_{\text{ТВ5}} &= \frac{(P_{\text{НН5}} + g_{65} \cdot U_{5\text{ма}}^2) \cdot r_{65} - (Q_{\text{НН5}} + b_{65} \cdot U_{5\text{ма}}^2) \cdot x_{65}}{U_{5\text{ма}}} \cdot 10^3 \\ &= \frac{(12 + 2.12 \cdot 10^{-6} \cdot 110.058^2) \cdot 3.97 - (-7.12 - 1.059 \cdot 10^{-5} \cdot 110.058^2) \cdot 69.43}{110.058} \\ &= 5.006 \text{ кВ}\end{aligned}$$

$$U_{\text{ПН5}} = U_{5\text{ма}} - \Delta U_{\text{ТВ5}} = 110.058 - 5.006 = 105.052$$

Бажане значення відносної кількості регулювальних витків РПН:

$$\omega_{\text{ВЖ5}} = \frac{U_{\text{ПН5}} \cdot U_{\text{ТН5}}}{U_{\text{ТВ5}} \cdot U_{\text{НДЖ5}}} - 1 = \frac{105.05 \cdot 11}{115 \cdot 10.5} - 1 = -0.043$$

Розрахункова щабель регулювання РПН трансформаторів:

$$N_{\text{В5}} = \frac{\omega_{\text{ВЖ5}}}{\omega_{\text{В0}}} = \frac{-0.043}{0.018} = -2.389$$

Визначаємо стандартну відносну кількість регулювальних витків РПН :

$$\omega_{\text{В5}}^{\text{СТ}} = N_{\text{В5}}^{\text{СТ}} \cdot \omega_{\text{В0}} = -0.036$$

Фактичне значення напруги на шинах НН:

$$U_{\text{НД5}} = \frac{U_{\text{ПН5}} \cdot U_{\text{ТН5}}}{U_{\text{ТВ5}} \cdot (1 + \omega_{\text{В5}}^{\text{СТ}})} = 10.424 \text{ кВ}$$

Процедуру вибору номера відгалуження РПН для силових *триобмоткових* трансформаторів покажемо на прикладі трансформаторів підстанції 3 в режимі максимальних навантажень мережі.

Втрати потужності в активних і реактивних провідностей трансформаторів підстанції:

					ДП6113.141.008 ПЗ	61
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

$$\Delta U_{ТВ3} = \frac{(P_{пр3} + g_{б1} \cdot U_1^2) \cdot r_{б1} - (Q_{пр1} + b_{б1} \cdot U_1^2) \cdot x_{б1}}{U_{1max}} \cdot 10^3$$

$$= \frac{17 + 3.478 \cdot 10^{-3} - (-10.848) \cdot 44.428}{109.147} = 4.617 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{Тс3} = \frac{P_{сн3} \cdot r_{б3} - Q_{сн3} \cdot x_{б3}}{U_{3max} - \Delta U_{ТВ3}} \cdot 10^3 = 0.111 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{Тн3} = \frac{P_{нн3} \cdot r_{б3} - Q_{нн3} \cdot x_{б3}}{U_{3max}} \cdot 10^3 = 1.218 \text{ кВ}$$

$$U_{пн3} = U_{3ма} - \Delta U_{ТВ3} - \Delta U_{Тн3} = 109.147 - 4.617 - 1.218 = 103.312$$

$$U_{пс3} = U_{3max} - \Delta U_{ТВ3} - \Delta U_{Тс3} = 109.147 - 4.617 - 0.111 = 104.418$$

Бажане значення відносної кількості регулювальних витків РПН :

$$\omega_{вж3} = \frac{U_{пн3} \cdot U_{Тн3}}{U_{ТВ3} \cdot U_{ндж3}} - 1 = \frac{103.312 \cdot 11}{115 \cdot 10.5} - 1 = -0.06$$

Розрахункова щабель регулювання РПН :

$$N_{в3} = \frac{\omega_{вж3}}{\omega_{в0}} = \frac{-0.06}{0.018} = -3.27$$

Визначаємо стандартну відносну кількість регулювальних витків РПН :

$$\omega_{в3}^{СТ} = N_{в3}^{СТ} \cdot \omega_{в0} = 1 \cdot 0.0178 = 0.018$$

Фактичне значення напруги на шинах НН:

$$U_{нд3} = \frac{U_{пн3} \cdot U_{Тн3}}{U_{ТВ3} \cdot (1 + \omega_{в3}^{СТ})} = 9.707 \text{ кВ}$$

Визначимо бажане положення відгалудження ПБЗ в обмотці СН:

$$\omega_{сж3} = \frac{U_{сж3} \cdot U_{ТВ3} (1 + \omega_{в3}^{СТ})}{U_{пс3} \cdot U_{Тс3}} - 1 = 0.121$$

$$N_{с3} = \frac{\omega_{сж3}}{\omega_{в0}} = -3.27$$

$$\omega_{с3}^{СТ} = N_{с3}^{СТ} \cdot \omega_{в0} = -0.054$$

Фактичне значення рівня напруги на шинах СН блоку триобмоткових силових трансформаторів пункту 3:

$$U_{сд3} = \frac{U_{пс3} \cdot U_{Тс3} (1 + \omega_{с3}^{СТ})}{U_{ТВ3} \cdot (1 + \omega_{в3}^{СТ})} = 32.485 \text{ кВ}$$

					ДП6113.141.008 ПЗ	62
<i>Вим.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ Докум.</i>	<i>Підп.</i>	<i>Дата</i>		<i>Арк.</i>

Таблиця 1.27 – Результати розрахунку відгалуджень РПН та ПБЗ в режимі максимальних навантажень.

Пункт схеми	$U_{max}$ кВ	$\Delta U_{ТВ}$ кВ	$\Delta U_{ТС}$ кВ	$\Delta U_{ТН}$ кВ	$U_{пс}$ кВ	$U_{пн}$ кВ	$\omega_{ВЖ}$	$\omega_{СЖ}$	$N_B^{CT}$	$N_C^{CT}$
1	113.774	3.985	0.094	0.996	109.694	108.793	0.009	0.067	1	1
3	109.147	4.617	0.111	1.218	104.418	103.312	-0.06	0.121	-3	-3
4	113.157	4.499	0.109	1.102	108.549	107.556	-0.02	0.04	-1	-1
5	110.058	5.006	-	-	-	105.052	-0.043	-	-3	-
6	111.916	4.962	0.085	1.781	106.87	105.174	-0.042	0.037	-2	-2

Таблиця 1.28 – Результати розрахунку фактичного значення напруги на шинах НН та СН в режимі максимальних навантажень.

Пункт Схеми	$U_{сд}$ кВ	$U_{нд}$ кВ
1	36.724	10.408
3	32.485	9.707
4	36.34	10.477
5	-	10.424
6	35.778	10.436

Таблиця 1.29 – Результати розрахунку відгалуджень РПН та ПБЗ в післяаварійному режимі.

Пункт схеми	$U_{max}$ кВ	$\Delta U_{ТВ}$ кВ	$\Delta U_{ТС}$ кВ	$\Delta U_{ТН}$ кВ	$U_{пс}$ кВ	$U_{пн}$ кВ	$\omega_{ВЖ}$	$\omega_{СЖ}$	$N_B^{CT}$	$N_C^{CT}$
1	100.993	4.48	0.107	1.122	96.406	95.391	-0.115	0.064	-7	-7
3	107.798	4.672	0.113	1.233	103.013	101.893	-0.072	-0.004	-4	-4
4	116.179	4.39	0.106	1.073	111.686	110.719	0.009	0.03	0	0
5	111.198	4.957	-	-	-	106.241	-0.032		-2	-
6	108.79	5.097	0.087	1.832	103.605	101.86	-0.072	0.03	-4	-4



Таблиця 1.30 – Результати розрахунку фактичного значення напруги на шинах НН та СН в післяаварійному режимі.

Пункт Схеми	$U_{сд}$ кВ	$U_{нд}$ кВ
1	32.275	10.415
3	35.879	10.926
4	37.391	10.591
5	-	10.513
6	34.685	10.499

					ДП6113.141.008 ПЗ	64
<i>Вим.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ Докум.</i>	<i>Підп.</i>	<i>Дата</i>		<i>Арк.</i>

## Висновок до першого розділу

У розділі дипломного проекту, за тематикою проектування районної електричної мережі напругою 110 кВ, доведено правильність, за разельтутами розрахунку регулювальних можливостей, вибору типів та потужностей трансформаторів розташованих на підстанціях, попередньо, за довжинами ділянок, отримані значення потокорозподілу потужностей в замкненій мережі; підтверджено, за результатами розрахунків післяаварійних режимів, правильність вибору кількості ланцюгів і перерізів проводів на ділянках мережі; отримані, в ході розрахунків, параметри Z-схеми заміщення електричної мережі; встановлені параметри режиму роботи мережі при максимальних навантаженнях; визначені можливості регулювання, за допомогою РПН та ПБЗ, трансформаторів для найтяжчого режиму (післяаварійний) та режиму максимальних навантажень; обґрунтовано, після виконання перевірки, допустимість значень рівнів напруг у вузлах, згідно розрахованих діапазонів регулювання.

					ДП6113.141.008 ПЗ	65
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

## 2. РЕКОНСТРУКЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ НАПРУГОЮ 10 кВ

### 2.1 Загальні відомості про реконструкцію повітряної лінії 10 кВ

Більшість ПЛ 10 кВ виконані неізолюваним проводом марок А/АС/АП та кабельними вставками марок ААБ з уніфікованими перерізами провідників.

В 90-х роках експлуатації електричних мереж приділялося менше уваги, що призвело до швидкого старіння обладнання. Крім того, ослаблення архітектурного нагляду дало підґрунтя власникам індивідуальних об'єктів для самостійного розширення і забудови земельних ділянок, що в свою чергу, призвело до порушення охоронних зон ПЛ, створило електричну та пожежну небезпеку, а також викликало труднощі проведення планових або післяаварійних ремонтів через неможливості під'їзду ремонтної техніки до опор ПЛ.

Значна протяжність ПЛ, моральний та фізичний знос обладнання, приріст навантажень стають причиною низьких показників надійності електропостачання та якості електроенергії, призводять до значних технологічних втрат та недовідпуску електроенергії.

Зокрема, першочергової реконструкції та заміни потребують ПЛ 10 кВ:

- виконані на дерев'яних опорах та з використанням проводу марки ПС, які на сьогоднішній день є аварійними і створюють значну небезпеку навколишньому середовищу;

- виконані неізолюваними проводами марок А/АС/АП, перерізи яких у зв'язку з плином часу та приростом навантаження не відповідають вимогам механічної міцності та пропускної здатності;

- виконані неізолюваними проводами марок А/АС/АП та проходять в лісовій місцевості,

- траси яких проходять в населеній, забудованій місцевості та в стислих умовах.

					ДП6113.141.008 ПЗ	66
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

Перебудову ПЛ 10 кВ виконують з використанням сучасних матеріалів, а саме - опор підвищеної механічної міцності, самоутримного ізолюваного проводу з ізоляцією із зшитого світлостабілізованого поліетилену не підтримуючого горіння, сучасної опорностріжневої та натяжної ізоляції, арматури та комутаційних апаратів провідних вітчизняних та зарубіжних виробників.

Технічна перебудова ПЛ 10 кВ дасть змогу:

- підвищити стійкість ПЛ щодо впливів ожеледі та вітрових навантажень, грозових перенапруг, вібрації;
- підвищити пропускну здатність мереж 10 кВ;
- зменшити втрати в мережі 10 кВ та підвищити показники якості електричної енергії;
- зменшити електричну та пожежну небезпеку у населеній, забудованій місцевості та в стислих умовах, а також в умовах проходження трас ПЛ 10 у лісовій місцевості.

## **2.2 Характеристика об'єкта реконструкції.**

Реконструкція передбачає монтаж захищеної повітряної лінії 10кВ, для підключення наявних ЩТП до шин трансформатора в пункті 6.

Лінії, що підлягають реконструкції, розташовані просто неба і складаються із залізобетонних та дерев'яних опор з прикріпленими до них за допомогою траверс (гаків) з ізоляторами неізолюваних проводів марки А-16, А-25.

Передбачається демонтаж існуючих опор та проводів, які вичерпали свій термін експлуатації (знаходяться в експлуатації більше 40 років). На їх місці передбачається встановити нові опори, на яких буде змонтовано ізолюваний самоутримний провід, який відповідає сучасним вимогам.

Реконструкція ПЛ-0,38-10 кВ, виконується згідно з чинними нормами та правилами, які встановлюють вимоги з енергозбереження та щодо застосування енергозберігаючих технологій.

З метою економії енергоресурсів при експлуатації проєктованих повітряних ліній 10 кВ передбачені наступні заходи:

					ДП6113.141.008 ПЗ	67
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

- використання типових рішень за вдосконаленими проектами повторного застосування;
- раціональне використання території та обладнання проєктованих розподільчих установок;
- вибір оптимального режиму роботи мережі;
- використання обладнання, яке виготовлено за новітніми технологіями з відповідними технічними характеристиками;
- перерізи і типи застосованих проводів вибрані і оптимізовані для забезпечення мінімальних втрат електроенергії;
- монтаж повітряної лінії захищеної 10 кВ (далі - ПЛЗ-10кВ) довжиною 1,88 км; в тому числі сумісний підвіс з ПЛІ-0,38 кВ – 0,864 км;
- довжина траси ПЛЗ-10кВ та ПЛЗ/ПЛІ-10/0,38кВ, що підлягає реконструкції: 1,880 км;
- загальна кількість опор сумісної підвіски ПЛІ-0,38 та ПЛЗ-10кВ, які передбачається встановити- 33;
- загальна кількість опор ПЛЗ-10кВ: 25.

### **2.3 Вибір проводів повітряної лінії.**

Для ліній ПЛЗ-10 кВ обираємо провід марки ААsXS<sub>n</sub>-20 1x50 (захищений самонесучий одножильний високовольтний провід з ізоляцією із полімерної композиції, не підтримуючого горіння) відповідно до п. 2.5.86 ПУЕ (мінімально допустимий переріз проводів з термообробленого алюмінієвого сплаву за умовами механічної міцності для ПЛЗ-10 кВ у 3-4 районах за ожеледдю). Також, вибір саме такого перерізу, обумовлений можливістю реконструкції ПЛЗ-10 кВ на ПЛЗ-20 кВ в майбутньому.

До переваг ПЛ 20 кВ., відносять:

1. Зменшення технологічних витрат енергії на її передачу на відстань.
2. Збільшення пропускної здатності електричної мережі при однакових перетинах кабелів.

					ДП6113.141.008 ПЗ	68
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

3. Скорочення загальної протяжності мереж 0,4 кВ та зменшення в них втрат, шляхом застосування щоглових КТП 20/0,4 кВ.

4. Збільшення надійності передачі електроенергії кінцевому споживачеві.

5. Можливість використання існуючих ЛЕП 6 (10) кВ.

6. Можливість створення резервної потужності для підключення нових споживачів в майбутньому.

7. Наближення параметрів якості електропостачання (SAIDI і SAIFI) до європейських стандартів.

Серед розглянутих переваг найзначнішим є останній пункт. Так як в найближчому майбутньому планується інтеграція енергосистеми України в енергосистему континентальної Європи. Також, зменшення втрат в мережах 0,4 кВ, є значною перевагою, в порівнянні експлуатованими ПЛ.

## 2.4 Розрахунок заземлення ПЛЗ-10 кВ

Розрахунок заземлюючого пристрою для опор ПЛ-10 кВ без обладнання.

Вихідні дані:

Необхідний нормований опір заземлювального пристрою:  $R_A = 15 \text{ Ом}$

Питомий опір ґрунта (по трасі ПЛЗ-10 кВ):  $\rho = 100 \dots 200 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ ;

Довжина вертикального заземлювача (круг  $\varnothing 16 \text{ мм}$ ):  $L_B = 15,0 \text{ м}$ ;

Відстань від поверхні землі до середини вертикального заземлювача:  $t' = 8,0 \text{ м}$ .

Опір вертикального заземлювача (прут круглого поперечного перерізу з чорної сталі  $\varnothing 16 \text{ мм}$ ) розраховуємо за формулою:

$$R_B = \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot L_B} \cdot \left[ \ln \left( \frac{2 \cdot L_B}{d_B} \right) + 0,5 \cdot \ln \left( \frac{4 \cdot t_B + L_B}{4 \cdot t_B - L_B} \right) \right],$$

де  $\rho$  - еквівалентний питомий опір ґрунту,  $\rho = 150 \text{ Ом} \cdot \text{м}$  (максимальне значення для суглинків);  $L_B$  - довжина вертикального заземлювача,  $L = 15,0 \text{ м}$ ;  $d_B$  - діаметр вертикального заземлювача,  $d = 0,016 \text{ м}$ ;  $t_B$  - глибина закладання, яка рівна відстані від поверхні землі до середини заземлювача, таким чином,

					ДП6113.141.008 ПЗ	69
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

розрахунковий опір вертикального заземлювача (сталь гарячекатана круглого поперечного перерізу  $\varnothing 16\text{мм}$ ) складає:

$$R_B = \frac{150}{2 \cdot 3,14 \cdot 15} \cdot \left[ \ln \left( \frac{2 \cdot 15}{0,016} \right) + 0,5 \cdot \ln \left( \frac{4 \cdot 8,0 + 15}{4 \cdot 8,0 - 15} \right) \right] = 12,8 \text{ Ом},$$

А отже, штучний заземлювальний пристрій, який складається із одного вертикального заземлювача з круглої чорної сталі  $\varnothing 16\text{мм}$  та довжиною 15,0 м забезпечить розрахункову величину опору заземлювального пристрою на рівні 12,8 Ом в будь яку пору року.

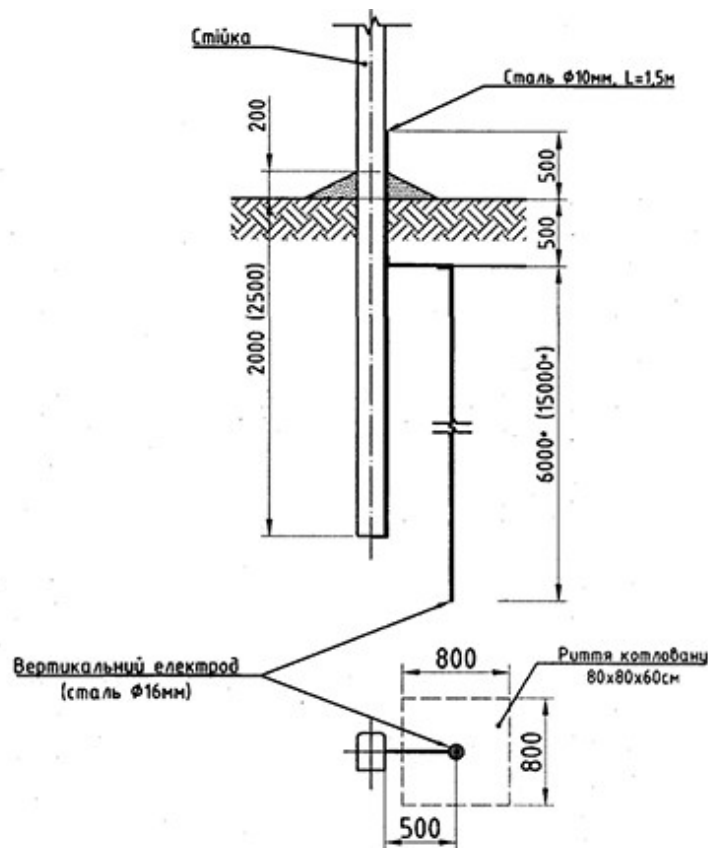


Рис. 2.1 - Штучний заземлюючий пристрій для опори без обладнання  
Розрахунок заземлюючого пристрою для опор ПЛ-10 кВ з обладнанням  
(наприклад з роз'єднувачем).

Вихідні дані:

Необхідний нормований опір заземлювального пристрою:  $R_{гр} = 10 \text{ Ом}$ ;

Питомий опір ґрунта (по трасі ПЛ-10 кВ):  $\rho = 100 \dots 150 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ ;

Довжина горизонтального заземлювача (круг  $\varnothing 10\text{мм}$ ):  $L_{г} = 16,0 \text{ м}$ ;

Довжина вертикального заземлювача (круг  $\varnothing 16\text{мм}$ ):  $L_{в} = 5,0 \text{ м}$ ;

Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата

ДП6113.141.008 ПЗ

70

Арк.

Відстань від поверхні землі до середини горизонтального заземлювача:  $t=0,5$

Відстань від поверхні землі до середини вертикального заземлювача:  $t'=3,0$

Кількість вертикальних заземлювачів:  $N_{\text{в}}=2$  шт.

Для вертикальних заземлювачів (електродів) визначаємо значення опору одного вертикального заземлювача (прут круглого поперечного перерізу з чорної сталі  $\varnothing 16$  мм) розраховуємо за формулою:

$$R_{\text{В}} = \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot L_{\text{В}}} \cdot \left[ \ln \left( \frac{2 \cdot L_{\text{В}}}{d_{\text{В}}} \right) + 0,5 \cdot \ln \left( \frac{4 \cdot t_{\text{В}} + L_{\text{В}}}{4 \cdot t_{\text{В}} - L_{\text{В}}} \right) \right],$$

де  $\rho$  - еквівалентний питомий опір ґрунту,  $\rho = 150$  Ом·м (максимальне значення для суглинків);  $L_{\text{В}}$  - довжина вертикального заземлювача,  $L = 5,0$  м;  $d_{\text{В}}$  - діаметр вертикального заземлювача,  $d = 0,016$  м;  $t_{\text{В}}$  - глибина закладання, яка рівна відстані від поверхні землі до середини заземлювача,  $t_{\text{В}} = 3,0$  м.

Таким чином, розрахунковий опір 1-го вертикального заземлювача (сталь гарячекатана круглого поперечного перерізу  $\varnothing 16$  мм) складає:

$$R_{\text{В}} = \frac{150}{2 \cdot 3,14 \cdot 5} \cdot \left[ \ln \left( \frac{2 \cdot 5}{0,016} \right) + 0,5 \cdot \ln \left( \frac{4 \cdot 3,0 + 5}{4 \cdot 3,0 - 5} \right) \right] = 32,87 \text{ Ом}$$

Визначаємо значення опору горизонтального заземлювача (прут круглого поперечного перерізу із чорної сталі  $\varnothing 10$  мм) розраховуємо за формулою:

$$R_{\text{Г}} = \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot L_{\text{Г}}} \cdot \ln \left( \frac{L_{\text{Г}}^2}{d_{\text{Г}} \cdot t_{\text{Г}}} \right),$$

де  $\rho$  - еквівалентний питомий опір ґрунту,  $\rho = 150$  Ом·м (максимальне значення по трасі ПЛ);  $L_{\text{Г}}$  - довжина горизонтального заземлювача,  $L_{\text{Г}} = 16,0$  м;  $d_{\text{Г}}$  - діаметр горизонтального заземлювача,  $d_{\text{Г}} = 0,010$  м;  $t_{\text{Г}}$  - глибина закладання горизонтального заземлювача, приймаємо  $t_{\text{Г}} = 0,5$  м.

Таким чином, розрахунковий опір горизонтального заземлювача (сталь гарячекатана круглого поперечного перерізу  $\varnothing 10$  мм) складає:

$$R_{\text{Г}} = \frac{150}{2 \cdot 3,14 \cdot 16} \cdot \ln \left( \frac{16^2}{0,01 \cdot 0,5} \right) = 16,19 \text{ Ом}$$

Число вертикальних заземлювачів складає  $N_{\text{в}}=2$ .

Опір групового контуру заземлення визначається за формулою:

					ДП6113.141.008 ПЗ	71
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.



$$R_{Гр} = \frac{R_B \cdot R_{Г}}{R_B \cdot \mu_{Г} + R_{Г} \cdot N_B \cdot \mu_B}$$

де  $\mu_{Г}$  – коефіцієнт використання горизонтального заземлювача, який з'єднує вертикальні електроди групового заземлювача (табл. 2.1);

$\mu_B$  – коефіцієнт використання вертикальних електродів групового заземлювача (табл. 2.2);

$N_B$  – кількість вертикальних електродів.

Табл.2.1 - Коефіцієнт використання  $\mu_{Г}$  горизонтального заземлювача, який з'єднує вертикальні електроди групового заземлювача.

Відношення відстаней між вертикальними електродами до їх довжини	Кількість заземлювачів, n							
	2	4	6	10	20	40	60	100
<i>Електроди розміщені в ряд</i>								
1	0,85	0,77	0,72	0,62	0,42	-	-	-
2	0,94	0,8	0,84	0,75	0,56	-	-	-
3	0,96	0,92	0,88	0,82	0,68	-	-	-
<i>Електроди розміщені по контуру</i>								
1	-	0,45	0,4	0,34	0,27	0,22	0,2	0,19
2	-	0,55	0,48	0,4	0,32	0,29	0,27	0,23
3	-	0,7	0,64	0,56	0,45	0,39	0,36	0,33

Примітка: якщо кількість вертикальних заземлювачів відрізняється від зазначених величин у таблиці, необхідно визначити коефіцієнт використання  $\mu_{Г}$  за допомогою інтерполяції.

Табл.2.2 - Коефіцієнт використання  $\mu_B$  вертикальних електродів групового заземлювача.

Відношення відстаней між вертикальними електродами до їх довжини	Кількість заземлювачів, n							
	2	4	6	10	20	40	60	100
<i>Електроди розміщені в ряд</i>								
1	0,85	0,73	0,65	0,59	0,48	-	-	-

Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата
------	------	----------	-------	------

ДП6113.141.008 ПЗ

72

Арк.

2	0,91	0,83	0,77	0,74	0,67	-	-	-
3	0,94	0,89	0,85	0,81	0,76	-	-	-

Продовження таблиці 2.2

<i>Електроди розміщені по контуру</i>									
1	-	0,69	0,61	0,56	0,47	0,41	0,39	0,36	
2	-	0,78	0,73	0,68	0,63	0,58	0,55	0,52	
3	-	0,85	0,8	0,76	0,71	0,66	0,64	0,62	

Примітка: якщо кількість вертикальних заземлювачів відрізняється від зазначених величин у таблиці, необхідно визначити коефіцієнт використання  $\mu_B$  за допомогою інтерполяції.

Підставивши значення у формулу отримуємо:

$$R_{Гр} = \frac{32,87 \cdot 16,19}{32,87 \cdot 0,85 + 16,19 \cdot 2 \cdot 0,85} = 9,6 \text{ Ом}$$

Таким чином, штучний заземлювальний пристрій, який складається із двох вертикальних заземлювачів з круглої чорної сталі Ø16мм, довжиною 5,0 м кожний, з'єднаних між собою горизонтальним заземлювачем з круглої чорної сталі Ø10мм, довжиною 16,0 м, забезпечать розрахункову величину опору заземлювального пристрою на рівні 9,6 Ом в будь-яку пору року.

У випадку, якщо еквівалентний питомий опір ґрунту відрізняється в більшу сторону, тобто більше 150 Ом·м, потрібно виконати перерахунок опору заземлювального пристрою.

Для зменшення опору заземлювального пристрою (якщо його опір більше необхідної величини) потрібно додати або вертикальних, або горизонтальних електродів. З'єднання електродів між собою виконується за допомогою зварювання.

Передбачається додатковий монтаж заземлювача сталлю діаметром 10 мм по 1,5 м на кожне заземлення для приєднання випуску опори до штиря заземлювача шляхом зварки біля опори вище рівня землі.

					ДП6113.141.008 ПЗ	73
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

Захист від грозових перенапруг трансформатора 10/0,4 кВ на стороні 10 і 0,38 кВ передбачено встановленням обмежувачів перенапруги згідно п. 4.2.177 [номер в списку вик]

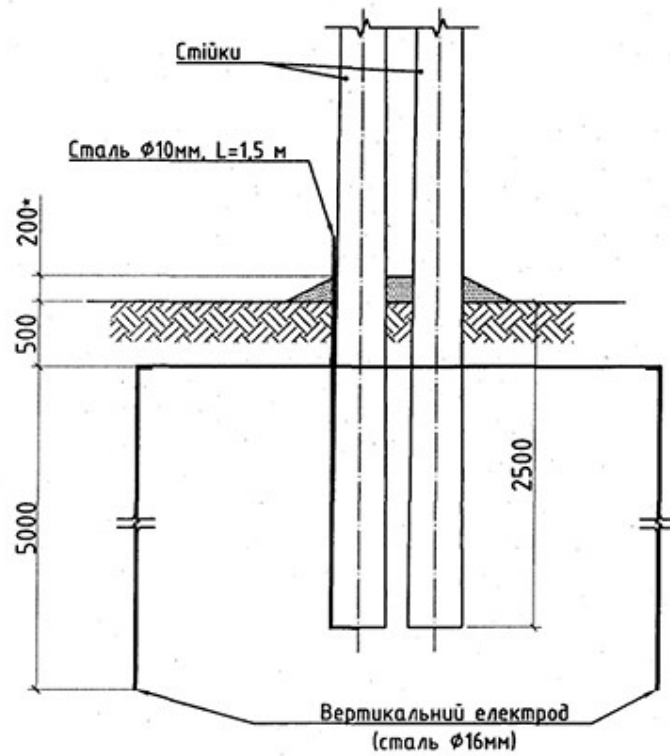


Рис.2.2 - Штучний заземлюючий пристрій для опори без обладнання. Вид збоку.

					ДП6113.141.008 ПЗ	74
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

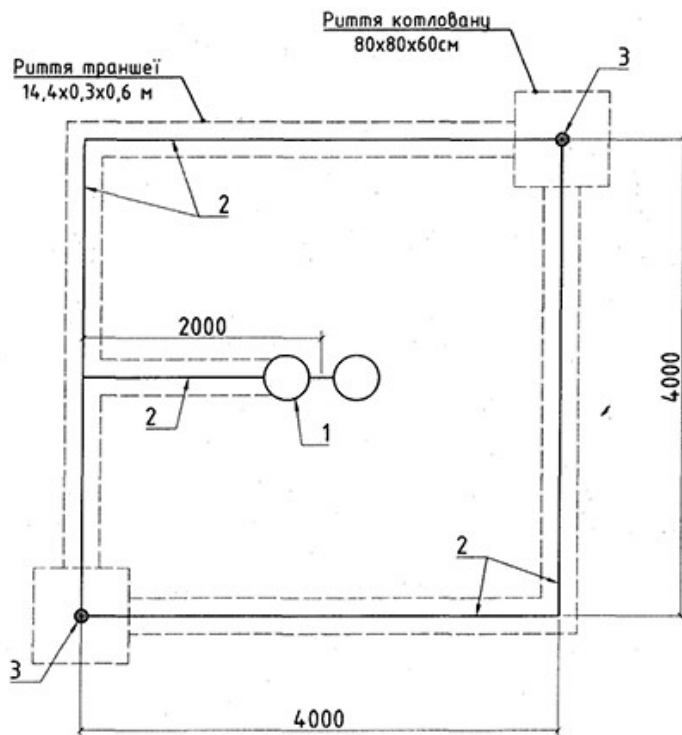


Рис. 2.3 - Штучний заземлюючий пристрій для опори без обладнання. Вид зверху.

## 2.5 Вибір обмежувачів перенапруги 10 кВ.

Вибір ОПН (обмежувачів перенапруги) проводимо згідно з нормативними документами «Обмежувачі перенапруг нелінійні напругою 6-35 кВ. Настанова щодо вибору та застосування у розподільчих установках» та «Інструкція із застосування, монтажу та експлуатації засобів захисту від перенапруг в електроустановках напругою 6-750 кВ».

В мережі 10 кВ, що розглядається, однофазне замикання на землю не обмежене в часі, отже найбільша робоча напруга ОПН повинна становити:

$$U_{\text{нро}} \geq U_{\text{нрм}}$$

$U_{\text{нрм}} = 12$  кВ, згідно згідно таблиці 2.3 для класу напруги 10 кВ і номінальній напрузі електричної мережі 11 кВ.

Таблиця 2.3 - Значення найбільшої робочої напруги електрообладнання згідно з ГОСТ 1516.3

Клас напруги електрообладнання	Найбільша робоча напруга	Номінальна напруга	Найбільша тривало допустима робоча
--------------------------------	--------------------------	--------------------	------------------------------------

Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата

ДП6113.141.008 ПЗ

75

Арк.

	електрообладнання $U_{\text{нро}}$ , кВ	електричної мережі $U_{\text{н}}$ , кВ	напруга в електричній мережі $U_{\text{нрм}}$ , кВ
6	7.2	6.0	6.9
		6.6	7.2
10	12.0	10.0	11.5
		11.0	12,0
35	40,5	35.0	40,5

Рекомендовані значення  $U_{\text{нро}}$ , згідно табл. 2.4 ,при однофазних замиканнях на землю через дугу лежать в межах 11,5-13,0 кВ.

Таблиця 2.4 - Рекомендовані значення  $U_{\text{нро}}$  для захисту ізоляції апаратів (для нормальної рівня ізоляції «а» та полегшеної ізоляції згідно з ГОСТ 1516.3)

Нейтраль	Рекомендовані значення $U_{\text{нро}}$ , кВ.				
	для нормальної ізоляції з рівнем ізоляції «а» та полегшеної ізоляції				для нормальної ізоляції
	6кВ	10 кВ	15 кВ	20 кВ	35 кВ
Ізольована або заземлена через ДГР	6,9-8,0	11,5-13,0	17.5-19,0	23,0-25,2	40.5-42.0
Заземлена через високоомний резистор (частково заземлена нейтраль)	6.3-7.3	10.5-11,8	15.9-17,3	20,9-22.9	38,0-40.5

Для захисту обладнання від грозових і комутаційних перенапруг номінальний розрядний струм  $I_{\text{н}}$  обираємо рівним 10 кА.

					ДП6113.141.008 ПЗ	76
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

Режим перенапруги при однофазному дуговому замиканню на землю є найбільш небезпечним для роботи ОПН, таким чином він є визначальним при виборі питомої енергоємності ОПН. Згідно таблиці 2.5 рекомендовані значення питомої енергоємності та струму пропускної здатності для ОПН 10 кВ складають:  $W_{пит}$  не менше ніж 2,1 кДж/кВ та  $I_{2000} = 401-600$  А.

Таблиця 2.5 - Рекомендовані значення питомої енергоємності та струму пропускної здатності для ОПН 6-35кВ

Клас напруги, кВ	6	10	35
$W_{пит}$ кДж/кВ ( $U_{нрo.}$ ) (один імпульс), не менше ніж	2,1	2,1	2,1
Імпульс $I_{2000}$ з амплітудою, (струм пропускної здатності)	401-600	401-600	401-600

Залишкова напруга на ОПН від комутаційних перенапруг, згідно табл. 2.6 повинна бути в межах 28,2-32,6 кВ.

Таблиця 2.6 - Розрахункові значення  $U_{дуг.}$  та  $U_{зах.к}$  для ізоляції апаратів

$U_n, кВ$	Діапазон розрахункових значень $U_{дуг}$ та $U_{зах.к}, кВ_{мах}$ , <i>ізоляція апаратів</i>		Рекомендовані значення $U_{зах.к}$ для ОПН в режимі обмеження комутаційних перенапруг при $I_{нрoм.к} = 500$ А, $кВ_{мах}$
	<i>нормальна</i>	<i>полегшена</i>	
6	16,9—28,0	16,9—28,0	16,9—20,0
10	28,2—39,2	28,2—39,2	28,2—33,0
15	42,9—53,2	42,9—53,2	42,9—46,2
20	56,3—70,0	56,3—70,0	56,3—60,8
35	99,2—112,0	—	99,2—105,0

Залишкова напруга на ОПН від грозових перенапруг згідно таблиці 2.7 не повинна бути більшою 45 кВ.

Таблиця 2.7 - Максимальні значення залишкових напруг при грозовому імпульсі на вентильних розрядниках в мережах 6-35 кВ

Клас напруги електрообладнання, кВ	6	10	15	20	35

Напруга, кВ, не більше, при Імпульсі 8/20 мкс з амплітудою 5 кА	27	45	61	80	130
---	----	----	----	----	-----

Для встановлення на ЩТП вибираємо ОПН типу AZBD 151 виробництва «SICAME» з характеристиками:

- клас напруги 10 кВ;
- найбільша робоча напруга  $U_{нр0}=12,7$  кВ;
- номінальний розрядний струм  $I_H=10$  кА;
- питома енергоємність не менше  $W_{пит}=3,0$  кДж/кВ;
- залишкова напруга при комутаційному імпульсі зі струмом  $I_{нрм.к}=500$  А становить  $U_{зал.к}=36,3$  кВ;
- залишкова напруга при грозовому імпульсі 8/20 мкс з амплітудою 10 кА  $U_{зал.г}=45,4$  кВ.

Опис конструкції ОПН зображений на рис. 2.4.

**Опис конструкції:**

Пряма екструзія силіконової гуми забезпечує ущільнення обох поверхонь варистора, трубки і геометрію зовнішньої ізоляції. Це гарантує необхідну довжину шляху витoku.

Міцна полімерна склопластикована трубка витримує виникаючі монтажні експлуатаційні та сервісні механічні навантаження.

Використання нового типу силіконової гуми:

- Стабільність молекули SiO дає силіконовій гумі відмінну стійкість до ультрафіолетового випромінювання, забруднення та горіння без потреби в спеціальних добавках.
- Новий матеріал дуже гідрофобний. Він також має властивість відновлювати цю гідрофобну характеристику після сильних електричних розрядів на поверхні, які виникли внаслідок дії сольових туманів і забруднення.

Контакти між металооксидними варисторами забезпечені пружинними шайбами, які спеціально призначені для розподілу імпульсу струму блискавки на поверхні варистора і підвищення енергетичної смності ОПН.

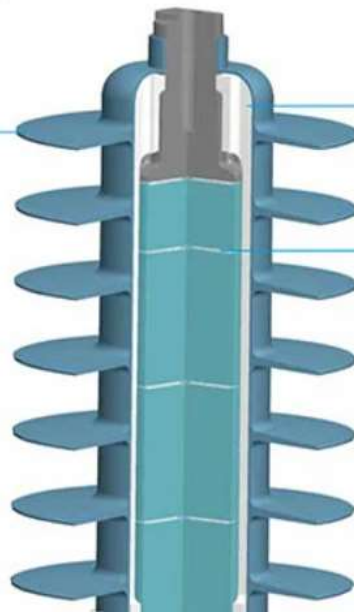


Рис.2.4 - Конструкція ОПН.

## 2.6 Вибір опор ПЛЗ-10 кВ.

Спорудження ПЛЗ-10 кВ передбачено на залізобетонних опорах на базі центрофугованих конічних стояків типу СК105-8, СК105-10, СК105-14 та віброваних стояків типу СВ105-5.

Лінії електропередачі проходять місцевістю із звичайним пиловим забрудненням. Це обумовило вибір саме цих типів стояків.

В табл. 2.7 наведені типи, кількість та типи закріплення опор в ґрунті.

Також, слід звернути уваги на опору П10/0,38-1/1(1xСВ105-5)-2. Це проміжна опора, на якій закріплені лінії 10 та 0,38 кВ. Застосування закріплення двох класів ПЛ на одній опорі обумовлене експлуатацією цих ліній на одній трасі.

Таблиця. 2.7 - Відомості про опори ПЛЗ-10 кВ.

Позначення	Найменування	К-сть опор	Тип стояка	К-сть. стояків на опорі, шт.	Примітка
П10-1(1xСВ105-5)-1	Проміжна опора	13	СВ105-5	1	закріпл. в ґрунті ЗГ1x2,5НГ-1
КП10-1(1xСК105-8)-1	Кутова проміжна опора	2	СК105-8	1	закріпл. в ґрунті ЗГ1x2,5БТ-1
АП10-1(1xСК105-14)-1	Анкерна полегшена опора	3	СК105-14	1	закріпл. в ґрунті ЗГ1x2,5БТ-2

					ДП6113.141.008 ПЗ	79
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.



A10-1(2хCB105-5)-1	Анкерна опора	3	CB105-5	2	закріпл. в ґрунті ЗГ2х2,5НГ-1
A10-1(2хСК105-8)-1 + P-2-0	Анкерна опора + роз'єднувач РЛНДз-10/400У1	2	СК105-8	2	закріпл. в ґрунті ЗГ2х2,5БТ-1
A10-1н(2хCB105-5)-4 + УВ-4-1	Анкерна опора + улаштування відгалуження від анкерної опори	2	CB105-5	2	закріпл. в ґрунті ЗГ2х2,5НГ-1
П10/0,38-1/1(1хCB105-5)-2	Проміжна опора	18	CB105-5	1	закріпл. в ґрунті ЗГ1х2,5НГ-1
КП10/0,38-1/1(1хСК105-8)-3	Кутова проміжна опора	7	СК105-8	1	закріпл. в ґрунті ЗГ1х2,5БТ-2

Продовження таблиці 2.7

АП10-1/0.38-1/1(1хСК105-14)-2	Анкерна полегшена опора	1	СК105-14	1	закріпл. в ґрунті ЗГ1х2,5БТ-2
A10/0.38-1/1(2хCB105-5)-1 + УВ-4-1	Анкерна опора + улаштування відгалуження від анкерної опори	1	CB105-5	2	закріпл. в ґрунті ЗГ2х2,5НГ-1
A10/0.38-1/1(2хСК105-8)-1	Анкерна опора	1	СК105-8	2	закріпл. в ґрунті ЗГ2х2,5БТ-1
A10/0.38-1/1(2хСК105-10)-1	Анкерна опора	1	СК105-10	2	закріпл. в ґрунті ЗГ2х2,5БТ-1

					ДП6113.141.008 ПЗ	80
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

КА10/0,38- 1/1(2хСК105-8)-2	Кутова анкерна опора	3	СК105-8	2	закріпл. в грунті ЗГ2х2,5БТ-1
ВА10/0,38- 1/1(2хСК105-10)- 3	Відгалужувальна анкерна опора	1	СК105-10	2	закріпл. в грунті ЗГ2х2,5БТ-1
<i>Всього опор:</i>		58			

Приклад літеро-цифрового позначення опор показано на рисунку 2.5

Умовне позначення опор має літеро-цифровий шифр:

П 10 - 1 ( 1 х СК105-5 ) - 1

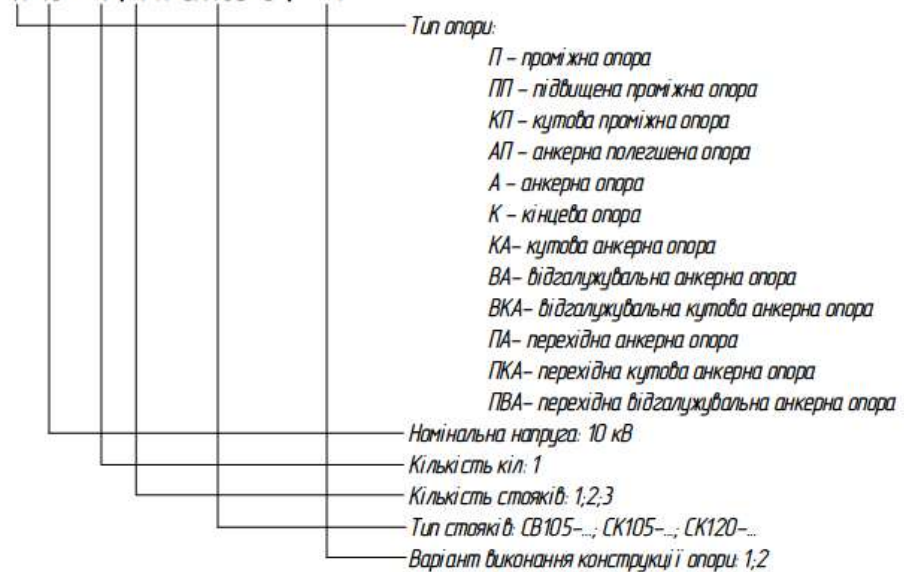


Рис. 2.5 – Приклад літеро-цифрового позначення опор.

### Висновок до другого розділу.

Наразі питання реконструкції повітряних ліній України, є актуальним, оскільки термін експлуатації більшості з них становить 25 та більше років. Особливу увагу необхідно приділяти реконструкції ліній які вичерпали свій амортизаційний ресурс.

Проводи марки АС, які є найбільш розповсюджені на сьогоднішній день, мають значно більший рівень потенційної небезпеки, наприклад для людей, які можуть опинитися в зоні струмового ураження , ніж самонесучі ізольовані

проводи, які виконані з використанням сучасних матеріалів. Сучасне покриття таких проводів забезпечує високий рівень пожежної безпеки.

На опорах, які прийняті до встановлення, можуть монтуватися лінії двох класів напруги, що є дуже вдалим рішенням у місцях проходження двох трас ПЛ. Таке конструювання може зекономити значні кошти на стадії зведення повітряних ліній. На опорах такого типу монтують сучасну лінійну арматуру та обладнання, прикладом яких є спіральна діелектрична в'язка. Вона дуже проста у монтуванні та встановлюється без використання інструментів; не викликає зміни концентрації напруженості електричного поля і передчасного старіння ізоляції.

Вибір обмежувачів перенапруги здійснений згідно з нормативними документами.

Підсумовуючи, можна зазначити, що при ігноруванні гострої потреби в реконструкції наявних ПЛ, останні можуть стати причиною великих втрат в проводах експлуатованих ліній, а також, багатьох інцидентів пов'язаних з аварійном станом старих проводів та зношеного електроустаткування.

					ДП6113.141.008 ПЗ	82
<i>Вим.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ Докум.</i>	<i>Підп.</i>	<i>Дата</i>		<i>Арк.</i>

## ВИСНОВОК

Робота присвячена питанню проектування лінії напругою 110 кВ та реконструкції повітряної лінії напругою 10 кВ. У виконаному дипломному проекті, на основі вихідних даних, показаний розрахунок районної електричної мережі напругою 110 кВ. Обґрунтований вибір трансформаторів для пунктів мережі, встановлені, в ході розрахунків, оптимальні перерізи повітряних ліній для всіх ділянок. Отримано, згідно з довідковими даними, розрахункові опори та провідності ліній і трансформаторів, що прийняті до встановлення на пунктах. Підтверджено правильність розрахунків, для заданої схеми електричної мережі, післяаварійного режиму та режиму максимальних навантажень. Доведено правильність вибору проводів на сумісність струмових навантажень мережі з їх параметрами при різних умовах роботи. Встановлені регульовальні параметри РПН та ПБЗ для наявних трансформаторів. Всі обрані трансформатори мають достатні регульовальні можливості для розрахованих режимів роботи мережі.

Перевірено відповідність вибору проводів ліній лінії для проектованої лінії 10 кВ відповідно до п. 2.5.86 ПУЕ. Отримані, згідно нормативних документів, розрахунки заземлення. Обґрунтовано вибір ОПН, на основі розрахованих параметрів. Показані обрані опори, та їх характеристики, на яких закріплюються провони двох номінальних напруг. Реконструкція лінії виконується із застосуванням сучасних матеріалів та обладнання.

					ДП6113.141.008 ПЗ	83
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Методичні вказівки до виконання курсового проекту “Районні електричні мережі”. - КПІ, 2009.
2. Правила технічної експлуатації електричних станцій та мереж. - М.: Енергія, 1990.
3. Конспект лекцій з курсу “Електричні мережі та системи”.
4. Электрические сети и системы/ Н. В. Буслова, В. Н. Винославский, Г. И. Денисенко, В. С. Перхач; Под ред. Г. И. Денисенко. - К.: Вища шк. Главное изд-во, 1986, - 584 с.
5. Справочник по проектированию электроэнергетических систем/ В. В. Ершвич, А. Н. Зейлигер, Г. А. Илларионов и др.; Под ред. С. С. Рокотяна и И. М. Шапиро,- 3-е изд., перераб. и доп., - М.: Энергоатмиздат, 1985, - 352 с.
6. СОУ-Н МЕН 40.1-21677681-672012 Настанова по по вибору ОПН.
7. Серия 3.407-150 Заземляющие устройства опор воздушных линий электропередачи напряжением 0,38; 6; 10; 20 и 35 кВ.
8. Правила устаткування електроустановок ПУЕ (2017).
9. Проект повторного застосування арх. № 180.2н.

					ДП6113.141.008 ПЗ	84
Вим	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

# РЕЗУЛЬТАТ ПЕРВІРКИ НА ПЛАГІАТ



Власник документу:  
Чижевський Володимир

ID перевірки:  
1004020081

Дата перевірки:  
13.06.2020 18:41:26 EEST

Тип перевірки:  
Doc vs My Database

Дата звіту:  
13.06.2020 18:41:43 EEST

ID користувача:  
38476

Назва документу: Тищенко ДП

ID файлу: 1004032709 Кількість сторінок: 76 Кількість слів: 14618 Кількість символів: 90952 Розмір файлу: 1.52 MB

## 16.8% Схожість

Найбільша схожість: 9.33% з джерело бібліотеки. ID файлу: EF-638515

Не знайдено жодних джерел з Інтернету

0% Текстові збіги по Бібліотеці акаунту

381

Page 78

## 0% Цитат

Не знайдено жодних цитат

## 0% Вилучень

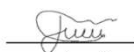
Вилучений текст відсутній

## Підміна символів

Заміна символів

996

Студент

  
(підпис)

Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата

ДП6113.141.008 ПЗ

85

Арк.