

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
на здобуття ступеня «бакалавр»

Спеціальності 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(код та назва напрямку підготовки)

на тему: «Електрична мережа 110 кВ та реконструкція комплектних трансформаторних підстанцій»

Виконав: студент IV курсу, групи ЕС-61

Примачик Андрій Сергійович
(прізвище, ім'я, по батькові)

(підпис)

Керівник проекту: ст. викладач, Янковська О.М.
(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Консультант:

(назва розділу ДП)

(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Рецензент _____

(посада, науковий ступінь, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

(підпис)

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

Студент _____
(підпис)

Київ – 2020 року

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

№ з/П	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проект	2	
2	A4	ДП6111.141 ПЗ	Пояснювальна записка	75	
3	A1	ДП6111.141 ТК	Електрична мережа 110 кВ	1	
4	A1	ДП6111.141 ТК	Результати розрахунків	1	
5	A1	ДП6111.141 ТК	Схеми щоглових трансформаторних підстанцій	1	

					ДП6111.141 ПЗ			
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив		Примачик А.С.			Електрична мережа 110 кВ та реконструкція комплектних трансформаторних підстанцій	Літ.	Арк.	Арк.
Перевірив		Янковська О.М.					4	
						НТУУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського» ФЕА, гр. ЕС-61		
Н. Контр.								
Затвердив		Кирик В.В.						

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 Примачика Андрія Сергійовича

1. Тема проекту: «Електрична мережа 110 кВ та реконструкція комплектних трансформаторних підстанцій»

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 електричної мережі 110 кВ (додаток до завдання). Вихідні дані, щодо реконструкцій комплектних трансформаторних підстанцій.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки: 1. Розрахунок районної електричної мережі напругю 110 кв.

2. Реконструкція сільської мережі із заміною комплектних трансформаторних підстанцій на щоглові

5. Перелік графічного матеріалу:

5.1 Електрична мережа 110 кВ

5.2 Результати розрахунків

5.3 Схема щоглових трансформаторних підстанцій

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 типу, потужності трансформаторів. Розрахунок кількості трансформаторів	14.04.2020	
2	Розрахунок L-схеми та Z-схема схем мережі.	22.04.2020	
3	Підготовка вихідних даних для ітераційного розрахунку режимів роботи.	30.04.2020	
4	Вибір регулювальних відгалужень РПН і ПБВ	06.05.2020	
5	Коротка характеристика і обґрунтування рішень щодо заміни трансформаторних підстанцій.	11.05.2020	
6	Розрахунок завантаження щоглових трансформаторних підстанцій	15.05.2020	
7	Заземлення. Релейний захист та автоматика	20.05.2020	
8	Вибір ОПН 10 кВ та 0,4 кВ	26.05.2020	
9	Оформлення пояснювальної записки	01.06.2020	
10	Оформлення технічних креслень	05.06.2020	

Студент

(підпис)

Примачик А.С.

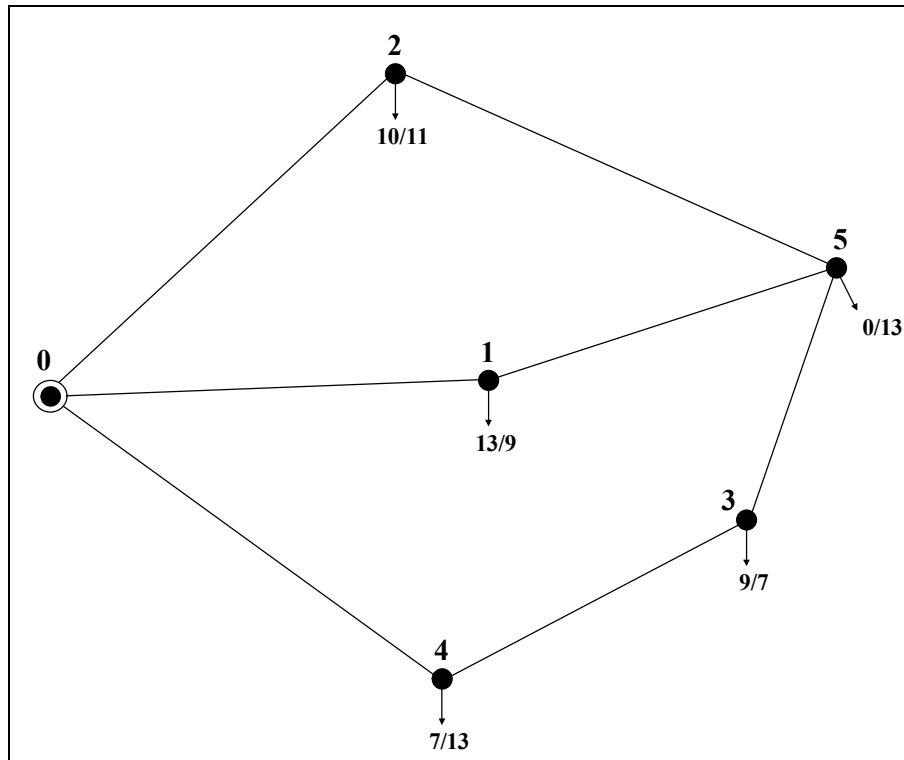
Керівник проекту

(підпис)

ст. викладач, Янковська О.М.

Додаток до завдання на дипломний проект
(освітнього ступеня «бакалавр»)

Електрична мережа 110 кВ та реконструкція комплектних трансформаторних підстанцій Ситуаційний план
(масштаб 1 см : 10 км)



Вихідні дані до дипломного проекту:

Номинальна напруга мережі $U_n = 110$ кВ.

Балансуючий пункт у точці 0.

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

$\cos \varphi_{сн} = 0,87$. $\cos \varphi_{нн} = 0,86$. $T_{\max} = 5000$ [год/рік].

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

Примітки:

На ситуаційному плані дроби означають активні навантаження:

числівник – навантаження на стороні СН (МВт).;

знаменник – навантаження на стороні НН (МВт).

Дата видачі
завдання

13 квітня 2020 р.

Керівник дипломного проекту
Янковська О.М.

**Пояснювальна записка
до дипломного проекту**

на тему: «Електрична мережа 110 кВ та реконструкція комплектних трансформаторних підстанцій»

Київ – 2020 року

РЕФЕРАТ

Дипломний проект на тему «Електрична мережа 110 кВ та реконструкція комплектних трансформаторних підстанцій» складається з 77 сторінок машинописного тексту А4. Складається з пояснювальної записки та технічного креслення. Пояснювальна записка складається з розрахунк електричної мережі 110 кВ та реконструкції комплектних трансформаторних підстанцій, виконується на сторінках формату А4. Пояснювальна записка складається з двох основних розділів, має 25 ілюстрацій, 53 таблиць. Технічне креслення виконується в форматі А1. Метою дипломного проекту є розрахунок електричної мережі 110 кВ та аналіз реконструкції комплектних трансформаторних підстанцій.

НАПРУГА, СТРУМ, КОМПЛЕКТНА ТРАНСФОРМАТОРНА ПІДСТАНЦІЯ, ЩОГЛОВА ТРАНСФОРМАТОРНА ПІДСТАНЦІЯ, ПОТУЖНІСТЬ, РЕКОНСТРУКЦІЯ, СХЕМА, НАДІЙНІСТЬ, ЗАЗЕМЛЕННЯ, РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ.

ABSTRACT

The diploma project on "110 kV electrical network and reconstruction of complete transformer substations" consists of 77 pages of typewritten A4 text. It consists of an explanatory note and a technical drawing. The explanatory note consists of the calculation of the district electrical network and the reconstruction of complete transformer substations, performed on A4 pages. The explanatory note contains 25 figures, 53 tables. The technical drawing is made in A1 format. Includes: schemes of mast transformer substations. The purpose of the diploma project is the calculation of the district electrical network and analysis of the reconstruction of complete transformer substations.

VOLTAGE, CURRENT, COMPLETE TRANSFORMER SUBSTATION, POWER, RECONSTRUCTION, SCHEME, RELIABLE.

Зміст

ПЕРЕЛІК ПРИЙНЯТИХ СКОРОЧЕНЬ.....	10
ВСТУП.....	11
РОЗДІЛ 1. РОЗРАХУНОК РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ НАПРУГЮ 110 КВ.....	12
1.1 ВИБІР КІЛЬКОСТІ, ТИПУ І ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА ПІДСТАНЦІЯХ	12
1.2 ПОПЕРЕДНЄ ВИЗНАЧЕННЯ ПОТОКОРОЗПОДІЛУ ПОТУЖНОСТЕЙ В ЗАМКНЕНІЙ МЕРЕЖІ ЗА ДОВЖИНАМИ ДІЛЯНОК (РОЗРАХУНОК L-СХЕМИ МЕРЕЖІ).....	14
1.3 ВИБІР КІЛЬКОСТІ ЛАНЦЮГІВ І ПЕРЕРІЗІВ ПРОВОДІВ НА ДІЛЯНКАХ ЗАМКНЕНОЇ МЕРЕЖІ	17
1.4 ПЕРЕВІРКА ОБРАНИХ ПЕРЕРІЗІВ ПЛІ НА ВІДПОВІДНІСТЬ ТЕХНІЧНИМ ОБМЕЖЕННЯМ ПЕРШОЇ ГРУПИ ПІСЛЯАВАРІЙНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ	21
1.5 РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ Z-СХЕМИ ЗАМІЩЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ І ОСТАТОЧНЕ УТВОРЕННЯ ВИБРАНИХ ПЕРЕРІЗІВ	25
1.6 ПІДГОТОВКА ВИХІДНИХ ДАНИХ ДЛЯ ІТЕРАЦІЙНОГО РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	29
1.7 ЕЛЕКТРИЧНИЙ РОЗРАХУНОК РЕЖИМУ РОБОТИ МЕРЕЖІ ПРИ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕННЯХ	31
1.8 ЕЛЕКТРИЧНИЙ РОЗРАХУНОК ПІСЛЯАВАРІЙНОГО РЕЖИМУ РОБОТИ МЕРЕЖІ	43
1.9 ВИБІР РЕГУЛЮВАЛЬНИХ ВІДГАЛУЖЕНЬ РПН І ПБВ	53
Висновки до розділу	56
2. РЕКОНСТРУКЦІЯ КОМПЛЕКТНОЇ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ НА ЩОГЛОВУ.....	58
2.1 КОРОТКА ХАРАКТЕРИСТИКА І ОБГРУНТУВАННЯ РІШЕНЬ ЩОДО ЗАМІНИ ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ.....	58
2.2 КОМПЛЕКТНА ТРАНСФОРМАТОРНА ПІДСТАНЦІЯ	58
2.3 ЩОГЛОВА ТРАНСФОРМАТОРНА ПІДСТАНЦІЯ.....	60
2.4 РОЗРАХУНОК ЗАВАНТАЖЕННЯ ЩОГЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ.....	61
2.4.1 Розрахунок завантаження ЩТП-36А.....	61
2.4.2 Розрахунок завантаження ЩТП-36Б	63
2.4.3 Розрахунок завантаження проектованої ЩТП-36В	65
2.4.4 Розрахунок завантаження проектованої ЩТП-36Г	68
2.4.5 Розрахунок завантаження силового трансформатора в ЩТП-36	70
2.5 ЗАЗЕМЛЕННЯ. РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА.....	72
2.6 ВИБІР ОПН 10 КВ	75
2.7 ВИБІР ОПН 0,4 КВ.	78
2.8 МАТЕРІАЛИ І ХАРАКТЕРИСТИКИ ОПОРНИХ ЕЛЕМЕНТІВ КОНСТРУКЦІЙ.....	79
Висновки до розділу	80
ВИСНОВКИ.....	81

					ДП 6111.141.ПЗ	9
<i>Вим.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ Докум.</i>	<i>Підп.</i>	<i>Дата</i>		<i>Арк.</i>

Перелік прийнятих скорочень

ТП – трансформаторна підстанція

КТП – комплектна трансформаторна підстанція

ЩТП – щоглова трансформаторна підстанція

ОПН– обмежувачі перенапруг нелінійні

НН– сторона низької напруги в трансформаторі

СН– сторона середньої напруги в трансформаторі

ВН– сторона високої напруги в трансформаторі

ПЛ– повітряні лінії

					ДП 6111.141.ПЗ	10
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

Вступ

На даний момент в електроенергетиці України спостерігається тенденція виключення коротких ліній електропередачі з номінальною напругою 330 кВ зі складу міжсистемних зв'язків і переведення їх на баланс районних електричних мереж.

У дипломному проекті розглянуто електричну мережу 110 кВ. Виконані необхідні розрахунки основних режимів мережі. Визначені параметри схем заміщень.

В дипломному проекті розглянуто заміну комплектної трансформаторної підстанції на щоглову. Здійснено ряд розрахунків для порівняння реконструюваного обладнання. Об'єктом реконструкції є елементи електричних мереж (повітряні лінії, КТП тощо), які є складовими частинами розподільчих електричних мереж загального призначення напругою 0,38-10 кВ з існуючою розвинутою інфраструктурою.

					ДП 6111.141.ПЗ	11
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

РОЗДІЛ 1. РОЗРАХУНОК РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ НАПРУГЮ 110 кВ.

1.1 Вибір кількості, типу і потужності трансформаторів на підстанціях

В рамках дипломного проекту проектування підстанції зводиться до вибору схеми вузлових підстанцій, а також вибору силових трансформаторів.

З урахуванням I та II категорій споживачів, підключених до підстанцій районної електричної мережі, на кожній підстанції приймають до встановлення по два силові трансформатори.

Задані навантаження пунктів 1 - 4 вказують на необхідність встановлення триобмоткових силових трансформаторів, а в пунктах 5 - двообмоткового.

Розрахуємо кути навантаження для споживачів середньої та низької напруги:

$$\varphi_{\text{сн}} = \arccos(0,87)$$

$$\varphi_{\text{нн}} = \arccos(0,86)$$

$$Q_{\text{сн1}} = -P_{\text{сн1}} \cdot \tan(\varphi_{\text{сн}}) = -14 \cdot \tan(\arccos(0.87)) = -7.37 \text{ МВАр};$$

$$Q_{\text{нн1}} = -P_{\text{нн1}} \cdot \tan(\varphi_{\text{нн}}) = -9 \cdot \tan(\arccos(0.86)) = -5.34 \text{ МВАр}.$$

Сумарне навантаження понижуючої споживчої підстанції, розташованої в пункті 1, у максимальному режимі роботи електричної мережі складе:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{max1}} &= P_{\text{сн1}} + P_{\text{нн1}} + j(Q_{\text{сн1}} + Q_{\text{нн1}}) = 13 + 9 + i \cdot (-7.37 - 5.34) = \\ &= 22 - 12.71i \text{ МВА}, \end{aligned}$$

а модуль навантаження буде дорівнювати:

$$\begin{aligned} S_{\text{max1}} &= \sqrt{(P_{\text{сн1}} + P_{\text{нн1}})^2 + (Q_{\text{сн1}} + Q_{\text{нн1}})^2} = \sqrt{(13 + 9)^2 + (-7.37 - 5.34)^2} \\ &= 25.41 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Параметри інших пунктів розраховуються аналогічно. Результати розрахунків наведені в табл.1.1.

При цьому необхідно враховувати різне навантаження споживчої підстанції пункту 1 для варіантів 1 і 2 електропостачання локального споживача, розташованого в пункті 5.

					ДП 6111.141.ПЗ	12
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

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	13	9	-7.37	-5.34	22-12.71i	25.41
2	10	11	-5.67	-6.53	21-12.19i	24.28
3	9	7	-5.1	-4.15	16-9.25i	18.48
4	7	13	-3.97	-7.71	20-11.68i	23.16
5	-	13	-	-7.71	13-7.71i	15.12

Скориставшись величинами отриманих повних потужностей вузлових підстанцій, визначаємо номінальні потужності встановлених на них силових трансформаторів.

Значення розрахункової номінальної потужності понижуючих трансформаторів. Для пункту 1 становитиме:

$$S_{T1} = 0,7 \cdot S_{max1} = 0,7 \cdot 25.41 = 17.787 \text{ МВА.}$$

За довідковими даними приймаємо до встановлення два триобмоткові 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	Кількість і тип трансформаторів
1	25.41	17.78	3	2xТДТН-25000/110
2	24.28	17	2	2xТД-40000/110
3	18.48	12.94	3	2xТДТН-16000/110
4	23.16	16.21	3	2xТДТН-25000/110
5	15.12	10.58	2	2xТДН-10000/110

Каталожні дані обраних трансформаторів представлені в табл.1.3. (мають вбудований пристрій РПН $\pm 9 \times 1,78\%$ в обмотці ВН; ПБЗ $\pm 2 \times 2,5\%$ в обмотці СН):

					ДП 6111.141.ПЗ	13
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

Таблиця 1.3 – Параметри силових трансформаторів вузлових підстанцій

№ пункту	Тип трансформатора	Потужність S _н , МВА	U _{ном} обмоток, кВ			U _к , %			ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %
			ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н			
1	2хТДТН-25 000/110	25	115	38,5	11	10,5	17,5	6,5	140	31	0,7
2	2*ТДТН-25 000/110	25	115	38,5	11	10,5	17,5	6,5	140	31	0,7
3	2хТДТН-16 000/110	16	115	38,5	11	10,5	17	6	100	23	1,0
4	2хТДТН-25 000/110	25	115	38,5	11	10,5	17,5	6,5	140	31	0,7
5	2хТДН-16 000/110	16	115	-	11	-	10,5	-	85	19	0,7

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

Умовно вважатимемо замкнуту мережу однорідною. Тоді це дозволить провести орієнтовний розрахунок поточкорозподілу в замкнутій мережі з використанням довжин ділянок.

Розрахунок L -схеми мережі проведемо з використанням методу контурних рівнянь. Умовно приймемо напрям контурних потужностей за годинниковою стрілкою. Здійснюємо вибір контурів та перемичок у схемі мережі.

Вихідна схема для розрахунку наведена на рис.1.1. Маємо два контури умовно розімкненої схеми: 0-2-5-1-0 з перемичкою 2-5 та 0-1-5-3-4-0 з перемичкою 3-5.

					ДП 6111.141.ПЗ	14
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

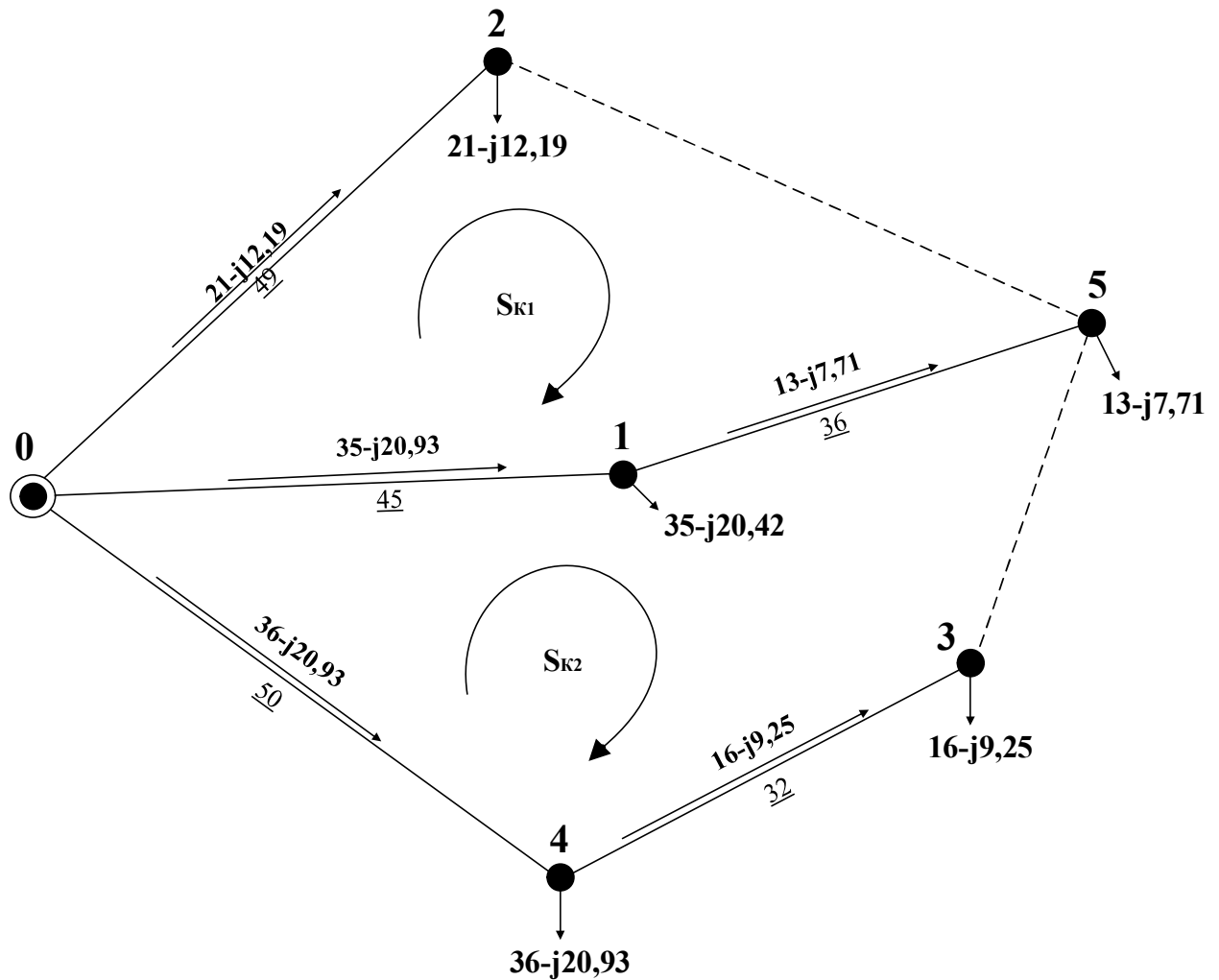


Рисунок 1.1. – Вихідна схема для розрахунку поточкорозподілу в мережі

Попередній поточкорозподіл схеми буде мати наступний вигляд:

$$S_{1-5} = S_5 = 13 - 7.71i \text{ МВА};$$

$$S_{0-2} = S_2 = 21 - 12.19i \text{ МВА};$$

$$S_{3-4} = S_3 = 16 - 9.25i \text{ МВА};$$

$$S_{0-1} = S_1 + S_{1-5} = 35 - 20.42i \text{ МВА};$$

$$S_{0-4} = S_4 + S_{3-4} = 36 - 20.93i \text{ МВА}.$$

Контурні рівняння мають наступний вигляд:

					ДП 6111.141.ПЗ	15
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

$$S_{0-1} \cdot l_{0-1} + S_{1-5} \cdot l_{1-5} - S_{3-5} \cdot l_{3-5} - S_{3-4} \cdot l_{3-4} - S_{0-4} \cdot l_{0-4} = -0 - 0j = (31.87 - 18.53j) \cdot 45 + (9.87 - 5.82j) \cdot 36 - (-4.71 + 2.7j) \cdot 29 - (31.29 - 18.24j) \cdot 50 = 0$$

Таким чином, поточкорозподіл потужностей у L-схемі електричної мережі знайдений вірно. Поточкорозподіл потужностей у L-схемі мережі для нормального режиму її роботи показаний на рисунку 1.2.

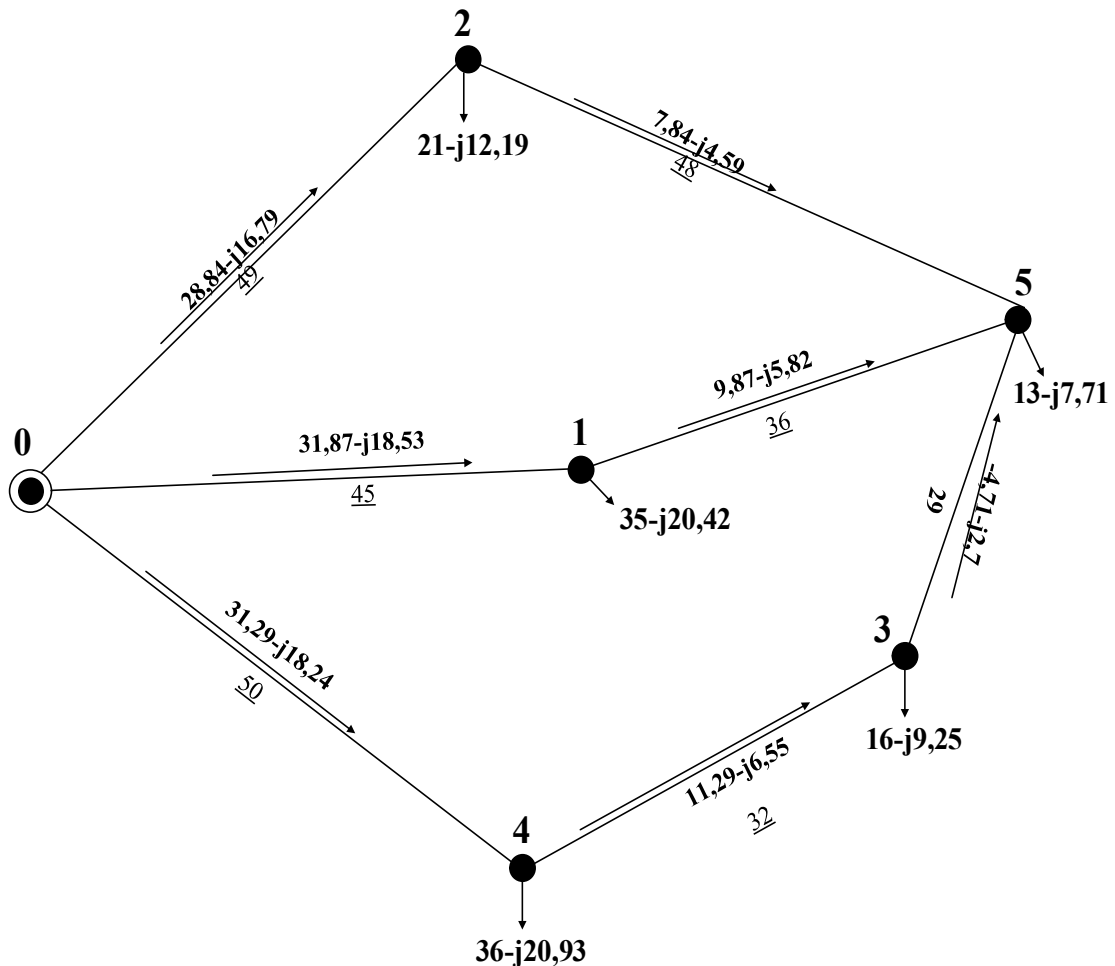


Рисунок 1.2 – Результуючий поточкорозподіл потужностей у L-схемі

1.3 Вибір кількості ланцюгів і перерізів проводів на ділянках замкненої мережі

Критерієм для вибору перерізу проводів повітряних ліній електропередач є економічність струмових інтервалів кожної марки провода.

Розрахунок струмових навантажень ділянки електричної мережі 0-1:

					ДП 6111.141.ПЗ	17
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

$$I_{0-1} = \frac{\sqrt{P_{0-1}^2 + Q_{0-1}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot n_L} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{31.87^2 + (-18.53)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 193.48 \text{ А.}$$

Оптимальний переріз лінії 0-1:

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

$$= \frac{\sqrt{3 \cdot 193.5^2 \cdot 28.5 \cdot 3.9 \cdot 10^3 \cdot 53,0 \cdot 10^{-5}}}{450 \cdot (0 \cdot 1,2 + 0,1)} = 360.5 \text{ мм}^2.$$

Струмові навантаження та оптимальні значення перерізів інших ліній розраховуються аналогічно. Результати розрахунків наведені в табл.1.4.

Таблиця 1.4 – Оптимальний переріз проводів

Ділянка	Активна потужність, Р, МВт	Реактивна потужність, О, МВар	Струмове навантаження, I, А	Оптимальний переріз проводу, $F_{\text{опт}}$, мм ²
0-1	31,87	-18,53	193,48	360,5
0-2	28,84	-16,79	175,15	326,38
0-4	31,29	-18,235	190,09	354,23
1-5	9,87	-5,82	60,13	112,06
2-5	7,84	-4,595	47,69	88,87
3-4	11,29	-6,55	68,53	127,7
3-5	-4,71	2,7	28,49	53,08

Техніко-економічне порівняння варіантів виконується на прикладі ділянки 0-4. Порівнюються варіанти: А - одноланцюгові лінії 240 мм², Б - дволанцюгові лінії 240 мм².

а) капіталовкладення для спорудження ПЛ:

$$K_{\text{пл}04.А} = K_{110.240.36} \cdot l_{0-4} = 350 \cdot 50 = 17500 \text{ тис грн};$$

$$K_{\text{пл}04.Б} = K_{110.240.36} \cdot l_{0-4} = 500 \cdot 50 = 25000 \text{ тис грн.}$$

б) витрати на експлуатаційне обслуговування та ремонти ПЛ:

$$I_{\text{е.пл.04.А}} = K_{\text{пл.04.А}} \cdot \frac{H_{\text{пл}}}{100} = 1.75 \cdot 10^4 \cdot \frac{1.2}{100} = 210 \text{ тис грн};$$

					ДП 6111.141.ПЗ	18
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

$$I_{e.пл.04.Б} = K_{пл.04.Б} \cdot \frac{H_{пл}}{100} = 2.5 \cdot 10^4 \cdot \frac{1.2}{100} = 300 \text{ тис грн.}$$

в) витрати на покриття втрат активної енергії:

- еквівалентний активний опір ЛЕП:

$$r_{e.04.A} = \frac{r_{0.120} \cdot l_{04}}{k \cdot n} = \frac{0.24 \cdot 50}{1} = 12.2 \text{ Ом}; I_{e.пл.04.A}$$

$$r_{e.04.Б} = \frac{r_{0.240} \cdot l_{04}}{k \cdot n} = \frac{0.12 \cdot 50}{2} = 2.95 \text{ Ом.}$$

- втрати активної потужності в опорах:

$$\Delta P_{\Sigma.04.A} = \frac{(\Delta P_{04})^2 + (\Delta Q_{04})^2}{U_n^2} \cdot r_{e.04.A} \cdot 10^3 = \frac{31.29^2 + (-18.24)^2}{110^2} \cdot 12.2 \cdot 10^3$$

$$= 132.254 \text{ Вт};$$

$$\Delta P_{\Sigma.04.Б} = \frac{(\Delta P_{04})^2 + (\Delta Q_{04})^2}{U_n^2} \cdot r_{e.04.A} \cdot 10^3 = \frac{31.29^2 + (-18.24)^2}{110^2} \cdot 2.95 \cdot 10^3$$

$$= 319.79 \text{ Вт.}$$

- постійні втрати для ліній 110 кВ дорівнюють нулю:

$$\Delta A_{пост} = 0$$

- змінні втрати активної енергії:

$$\Delta A_{ЗМ.04.A} = \Delta P_{\Sigma.04.A} \cdot \tau = 132.254 \cdot 3862 = 510796 ;$$

$$\Delta A_{ЗМ.04.Б} = \Delta P_{\Sigma.04.Б} \cdot \tau = 319.794 \cdot 3862 = 123512 .$$

- витрати на покриття втрат активної енергії:

$$I_{втр.04.A} = (3'_e \cdot \Delta A_{пост} + 3''_e \cdot \Delta A_{ЗМ.04.A}) \cdot 10^{-5}$$

$$= (42.4 \cdot 0 + 53 \cdot 510796) \cdot 10^{-5} = 270.722 \text{ тис грн} ;$$

$$I_{втр.04.Б} = (3'_e \cdot \Delta A_{пост} + 3''_e \cdot \Delta A_{ЗМ.04.Б}) \cdot 10^{-5}$$

$$= (42.4 \cdot 0 + 53 \cdot 123512) \cdot 10^{-5} = 654.62 \text{ тис грн} ;$$

- сумарні щорічні витрати на утримання ПЛ:

$$I_{ПЛ.04.A} = I_{e.пл.04.A} + I_{втр.04.A} = 210 + 270.722 = 291.722 \text{ тис грн} ;$$

$$I_{ПЛ.04.Б} = I_{e.пл.04.Б} + I_{втр.04.Б} = 300 + 654.62 = 954.62 \text{ тис грн} .$$

					ДП 6111.141.ПЗ	19
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

г) капіталовкладення на встановлення додаткових комірок вакуумних вимикачів:

$$n_{в.А} = 0$$

$$K_{пс.04.А} = 2 \cdot n_{в.А} \cdot C_{в110} = 0 \text{ тис грн ;}$$

$$I_{пс.04.А} = K_{пс.04.А} \cdot \frac{H_{пс}}{100} = 0 \text{ тис грн ;}$$

$$n_{в.Б} = 2$$

$$K_{пс.04.Б} = 2 \cdot n_{в.Б} \cdot C_{в110} = 1800 \text{ тис грн ;}$$

$$I_{пс.04.Б} = K_{пс.04.Б} \cdot \frac{H_{пс}}{100} = 21.6 \text{ тис грн.}$$

е) значення функції сумарних дисконтованих витрат:

$$\begin{aligned} Z_{лп.04.А} &= K_{пл.04.А} + K_{пс.04.А} + \frac{I_{пл.04.А} + I_{пс.04.А}}{E} \\ &= 17500 + 0 + \frac{291.722 + 0}{0,1} = 46672.22 \text{ тис грн.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Z_{лп.04.Б} &= K_{пл.04.Б} + K_{пс.04.Б} + \frac{I_{пл.04.Б} + I_{пс.04.Б}}{E} \\ &= 25000 + 1800 + \frac{954.62 + 21.6}{0,1} = 36562.15 \text{ тис грн.} \end{aligned}$$

Отже, економічно доцільніше обрати лінію 0-4 перерізом 2*240 мм². Техніко-економічне порівняння інших ліній виконується аналогічно. Результати порівняння наведені в табл.1.5. Іншим шрифтом показані варіанти спорудження повітряних ліній які за результатом порівняння є більш економічно вигідними та ефективними.

					ДП 6111.141.ПЗ	20
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

Таблиця 1.5 – Вибір оптимальних перерізів проводів

Ділянка	Виконання	Кпл, тис.грн	Ие.пл, тис.грн	Ивтр, тис.грн	Ипл, тис.грн	Кпс, тис.грн	Ипс, тис.грн	Злеп, тис.грн
0-1	1*240	15750	189	1220,7	1410	-	-	29846,92
	2*240	22500	270	610,35	880,35	1800	21,6	33319,45
0-2	1*240	17150	205,8	1089,24	1300	-	-	30100,36
	2*240	24500	294	554,62	838,62	1800	21,6	34902,18
0-4	1*240	17500	210	2707,22	2920	-	-	46672,22
	2*240	25000	300	654,62	954,62	1800	21,6	36562,15
1-5	1*70	9900	118,8	337,35	456,15	-	-	14461,47
	1*120	10620	127,44	195,05	322,49	-	-	13844,94
2-5	1*70	13200	158,4	282,92	441,32	-	-	17613,19
	1*120	14160	169,92	163,58	333,5	-	-	17495,04
3-4	1*120	9440	113,28	225,17	338,45	-	-	12824,45
	1*240	11200	134,4	108,89	243,29	-	-	13632,91
3-5	1*70	Вибір здійснений через явну вказівку Фопт на величину перерізу						

1.4 Перевірка обраних перерізів ПЛ на відповідність технічним обмеженням першої групи післяаварійних режимів роботи

Перевірці підлягають умови допустимості відхилень напруги на входах трансформаторів і відповідності міжфазної робочої напруги її тривало допустимим величинам. Розрахунки виконуються згідно із табличними даними трансформаторів.

Розрахуємо регульовальний діапазон для триобмоткових трансформаторів, встановлених на понижуючій підстанції пункту 2.

$U_{ндж} = 10.5$ - бажаний рівень напруги;

$\omega_b = 0.1602$ - відносна кількість регульовальних витків;

$n = 1$ - кількість паралельно включених трансформаторів на ПС.

Фіктивні значення напруги короткого замикання для обмоток ВН, СН та НН силового трансформатора пункту 2:

					ДП 6111.141.ПЗ	21
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

$$U_{KB2}\% = 0,5 \cdot (U_{K(B-C)}\% + U_{K(B-H)}\% - U_{K(C-H)}\%) = 0,5 \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) = 10,75\%;$$

$$U_{KC2}\% = U_{K(B-C)}\% - U_{KB3(3)}\% = 0,5 \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = -0,25\% = 0;$$

$$U_{KH2}\% = (U_{K(B-H)}\% + U_{K(C-H)}\% - U_{K(B-C)}\%) = 0,5 \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,75\%.$$

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

$$\begin{aligned} \Delta U_{ТВ1} &= \frac{P_{m1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{K.25} \cdot U_{ВН.25} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{H.25}^2} - \frac{Q_{m1}}{n} \cdot \frac{U_{ВН.25} \cdot U_{KB.25}\%}{100 \cdot S_{H.25}} = \\ &= \frac{22}{1} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{-12,71}{1} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{100 \cdot 16} = 6,57 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{ТС1} &= \frac{P_{ТС1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{K.25} \cdot U_{ВН.25} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{H.25}^2} - \frac{Q_{ТС1}}{n} \cdot \frac{U_{ВН.25} \cdot U_{KC.25}\%}{100 \cdot S_{H.25}} = \\ &= \frac{22}{1} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{-7,37}{1} \cdot \frac{115 \cdot 0}{100 \cdot 16} = 0,17 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{ТН1} &= \frac{P_{НН1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{K.25} \cdot U_{ВН.25} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{H.25}^2} - \frac{Q_{НН1}}{n} \cdot \frac{U_{ВН.25} \cdot U_{KH.25}\%}{100 \cdot S_{H.25}} = \\ &= \frac{9}{1} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{-5,34}{1} \cdot \frac{115 \cdot 6,75}{100 \cdot 16} = 1,77 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

Регульовальний діапазон для триобмоткових силових трансформаторів, встановлених на підстанції пункту 1:

$$\begin{aligned} U_{min1} &= \frac{U_{НДЖ} U_{ВН.25}}{U_{НН.25}} \cdot (1 - \omega_B) + \Delta U_{ТВ.1} + \Delta U_{ТН.1} = \\ &= \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0,1602) + 6,567 + 1,774 = 100,53 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} U_{max1} &= \frac{U_{НДЖ} U_{ВН.25}}{U_{НН.25}} \cdot (1 + \omega_B) + \Delta U_{ТВ.1} + \Delta U_{ТН.1} = \\ &= \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0,1602) + 6,567 + 1,774 = 135,7 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

					ДП 6111.141.ПЗ	22
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

Регулювальні діапазони для силових трансформаторів, встановлених на інших підстанціях, розраховуються аналогічно. Результати розрахунків регулювальних діапазонів силових трансформаторів для першої групи післяаварійних режимів роботи електричної мережі наведені у табл.1.6.

Таблиця 1.6 – Результати розрахунку регулювальних діапазонів трансформаторів для першої групи післяаварійних режимів електричної мережі

Номер пункту	$S_{н,}$ МВА	$\Delta P_{кз,}$ кВт	Обмотка(i)	$U_{тi}$ кВ	$U_{кi}\%$	Потік потужності по i-й обмотці		$\Delta U_{тi},$ кВ	$U_{min},$ кВ	$U_{max},$ кВ
						P_i , МВт	Q_i , МВар			
1	25	140	ВН	115	10,75	22	-12,71	6,57	100,53	135,7
			СН	38,5	0	13	-7,37	0,17		
			НН	11	6,75	9	-5,34	1,77		
2	25	140	ВН	115	10,75	21	-12,19	6,3	98,81	133,98
			СН	38,5	0	10	-5,67	0,98		
			НН	11	6,75	11	-6,53	0,32		
3	16	100	ВН	115	10,75	16	-9,25	7,51	101,72	136,89
			СН	38,5	0	9	-5,1	0,2		
			НН	11	6,25	7	-4,15	2,02		
4	10	76	ВН	115	10,75	12	-6,93	9,1	103,63	138,81
			СН	38,5	0	7	-3,97	0,31		
			НН	11	6,25	5	-2,97	2,35		
5	16	85	ВН	115	10,75	13	-7,71	6,32	98,5	133,68

Знайдемо значення активних і реактивних опорів усіх ПЛ електричної мережі. На представленому етапі розрахунків значення погонного активного опору r' визначаємо за довідником, а значення погонного реактивного опору x приймаємо рівною 0,4 Ом/км.

$$r'_{0-2} = \frac{r'_{0,240} \cdot l_{0-2}}{k \cdot n} = \frac{0,12 \cdot 49}{1} = 5,78 \text{ Ом};$$

$$x'_{0-4} = \frac{x'_0 \cdot l_{0-2}}{k \cdot n} = \frac{0,4 \cdot 49}{2} = 9,8 \text{ Ом};$$

$$r'_{0-4} = \frac{r'_{0,240} \cdot l_{0-4}}{k \cdot 2} = \frac{0.12 \cdot 50}{2} = 2.95 \text{ Ом};$$

$$x'_{0-4} = \frac{x'_0 \cdot l_{0-4}}{k \cdot 2} = \frac{0,4 \cdot 50}{2} = 10 \text{ Ом}.$$

Розрахунок наближених значень активних та реактивних опорів виконують аналогічно. Результати розрахунків цих величин представлені у табл.1.7.

Таблиця 1.7 – Результати розрахунку наближених значень опорів ПЛ

Ділянка	Довжина ділянки, км	Переріз проводів, мм ²	Погонне значення опорів, Ом/км		Опір ЛЕП, Ом	
			r'_{0i-i}	x'_{0i-i}	r'_{i-i}	x'_{i-i}
0-1	45	1*240	0,118	0,4	5,31	18
0-2	49	1*240	0,118	0,4	5,78	19,6
0-4	50	2*240	0,118	0,4	2,95	10
1-5	36	1*120	0,244	0,4	8,78	14,4
2-5	48	1*120	0,244	0,4	11,71	19,2
3-4	32	1*120	0,244	0,4	7,81	12,8
3-5	29	1*70	0,422	0,4	12,24	11,6

$$U_4 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-4} \cdot r'_{0-4} - Q_{0-4} \cdot x'_{0-4})} =$$

$$= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (31.292 \cdot 2.95 - (-18.235) \cdot 10)} = 112.586 \text{ кВ};$$

$$U_5 = \sqrt{U_1^2 - 2 \cdot (P_{1-5} \cdot r'_{1-5} - Q_{1-5} \cdot x'_{1-5})}$$

$$= \sqrt{110.542^2 - 2 \cdot (-9.869 \cdot 8.784 - (-5.819i) \cdot 14.4)}$$

$$= 108.989 \text{ кВ};$$

$$U_3 = \sqrt{U_4^2 - 2 \cdot (P_{3-4} \cdot r'_{3-4} - Q_{3-4} \cdot x'_{3-4})}$$

$$= \sqrt{112.586^2 - 2 \cdot (11.292 \cdot 7.808 - (-6.554i) \cdot 12.8)}$$

$$= 110.06 \text{ кВ};$$

					ДП 6111.141.ПЗ	24
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

$$U_2 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-2} \cdot r'_{0-2} - Q_{0-2} \cdot x'_{0-2})}$$

$$= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (28.839 \cdot 5.782 - (-16.789i) \cdot 19.6)}$$

$$= 110.605 \text{ кВ};$$

$$U_1 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-1} \cdot r'_{0-1} - Q_{0-1} \cdot x'_{0-1})}$$

$$= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (31.869 \cdot 5.31 - (-18.527i) \cdot 18)} = 110.542 \text{ кВ.}$$

Результати перевірки перерізів ПЛ електричної мережі на відповідність технічним обмеженням першої групи післяаварійних режимів роботи представлені у табл.1.8.

Таблиця 1.8 – Результати перевірки відповідності фактичних рівнів напруги в пунктах мережі для першої групи післяаварійного режиму роботи регульовальним діапазоном силових трансформаторів

№ пункту	Діапазон регул. Трансформатора		U _{мах.роб} ,кВ	Розрахунковий рівень напруги, кВ
	U _{мін} , кВ	U _{мах} , кВ		
1	100,53	135,7	126	110,542
2	98,81	133,98		110,605
3	101,72	136,89		112,605
4	103,63	138,81		112,586
5	98,5	133,68		108,989

1.5 Розрахунок параметрів Z-схеми заміщення електричної мережі і остаточне утворення вибраних перерізів

Для спорудження всіх ПЛ схеми мережі застосовуємо залізобетонні опори з підвіскою фазних проводів у вершинах нерівностороннього трикутника та середньо геометричною відстанню між фазними проводами D_{сг}=5000 мм.

Визначимо погонні параметри проводів зазначених перерізів.

					ДП 6111.141.ПЗ	25
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

$$x_{л0-4} = \frac{x_{240} \cdot l_{0-4}}{2} = \frac{0,4 \cdot 50}{2} = 10,06 \text{ Ом};$$

$$r_{л3-5} = \frac{r_{70} \cdot l_{3-5}}{1} = \frac{0,42 \cdot 29}{1} = 12,24 \text{ Ом};$$

$$x_{л3-5} = \frac{x_{70} \cdot l_{3-5}}{1} = \frac{0,44 \cdot 29}{1} = 12,84 \text{ Ом}.$$

Значення ємнісної реактивної провідності b_l , См, для ділянок 0-4 і 3-5:

$$b_{л0-4} = 2 \cdot b_{0240} \cdot l_{0-4} = 2 \cdot 2,84 \cdot 10^{-6} \cdot 50 = 2,84 \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

$$b_{л3-5} = b_{70} \cdot l_{3-5} = 2,58 \cdot 10^{-6} \cdot 20 = 7,47 \cdot 10^{-5} \text{ См}.$$

Значення комплексних опорів:

$$\underline{Z}_{л0-4} = r_{л0-4} + jx_{л0-4} = 2,92 + 10,06i \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{л3-5} = r_{л3-5} + jx_{л3-5} = 12,24 + 12,84i \text{ Ом}.$$

Значення комплексних провідностей:

$$\underline{Y}_{л0-4} = g_j + jb_{л0-4} = 2,84i \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

$$\underline{Y}_{л3-5} = g_j + jb_{л3-5} = 7,47i \cdot 10^{-5} \text{ См}.$$

Параметри схем заміщення інших ділянок схеми розраховуємо аналогічно.

Результати розрахунку наведені у табл. 1.9.

Таблиця 1.9 – Результати розрахунку параметрів схем заміщення ЛЕП електричної мережі

Ділянка	Довжина ділянки	Переріз, F, мм ²	Опір ЛЕП, Ом			Провідність ЛЕП, См		
			r_l	X_l	x_l	g_l	b_l	Y_l
0-1	45	1*240	5,26	18,11	5,26+j18,11	0	128 · 10 ⁻⁶	j128 · 10 ⁻⁶
0-2	49	1*240	5,72	19,72	5,72+j19,72	0	139 · 10 ⁻⁶	j139 · 10 ⁻⁶
0-4	50	2*240	2,92	10,06	2,92+j10,06	0	284 · 10 ⁻⁶	j284 · 10 ⁻⁶
1-5	36	1*120	8,69	15,29	4,35+j7,64	0	96,8 · 10 ⁻⁶	j194 · 10 ⁻⁶
2-5	48	1*120	11,59	20,38	11,59+j20,38	0	129 · 10 ⁻⁶	j129 · 10 ⁻⁶
3-4	32	1*120	7,73	13,59	7,73+j13,59	0	86,1 · 10 ⁻⁶	j86,1 · 10 ⁻⁶
3-5	29	1*70	12,24	12,84	12,24+j12,84	0	74,7 · 10 ⁻⁶	j74,7 · 10 ⁻⁶

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

$$g_{бТ2-5} = n \cdot g_{Т2-5} = 2 \cdot 1.739 \cdot 10^{-6} = 4.69 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$b_{бТ2-5} = n \cdot b_{Т2-5} = 2 \cdot (-1.323 \cdot 10^{-5}) = -2.65 \cdot 10^{-5} \text{ См}.$$

Повна провідність блоків силових трансформаторів $Y_{бТ}$, См:

$$\underline{Y}_{бТ2-5} = g_{бТ2-5} + jb_{бТ2-5} = (4.69 - 26,5j) \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Розрахунки значень для інших пунктів наведені в таблиці 1.10.

Таблиця 1.10 – Результати розрахунку параметрів схем заміщення блоків трансформаторів електричної мережі

№	Опір блоку трансформаторів, Ом								Провідність блоку трансформаторів, См		
	Активний				реактивний				активна, $g_{бТ} \cdot 10^{-6}$	реактивна, $b_{бТ1} \cdot 10^{-6}$	повна, $Y_{бТ} \cdot 10^{-6}$
	$r_{бТ}$	$r_{бВ}$	$r_{бС}$	$r_{бН}$	$x_{бТ}$	$x_{бВ}$	$x_{бС}$	$x_{бН}$			
1	-	0.741	0.741	0.741	-	28,434	0	17,854	4.69	-26,5	4.69- 26,5j
2	0.732	-	-	-	-	28,434	0	17,854	4.69	-26,5	4.69- 26,5j
3	-	1.292	1.292	1.292	-	44.428	0	27.9	3.48	-24,2	3.48- 24,2j
4	2,2	0.741	0.741	0.741	43,4	28,434	0	44,63	2.7	-26,47	4.688- 26,47j
5	3.97	-	-	-	69.43	-	-	-	-	-10,59	2.117 - 10,59j

1.6 Підготовка вихідних даних для ітераційного розрахунку режиму роботи електричної мережі

Проведемо розрахунок приведених навантажень усіх пунктів електричної мережі. Заздалегідь виконаємо розрахунок коефіцієнтів завантажень обмоток

блоків двохобмоткових силових трансформаторів β та блоків триобмоткових силових трансформаторів β_i .

Для визначення втрат в обмотках трансформаторів необхідно знати коефіцієнти завантаження їх обмоток. Приклад розрахунку показаний для трансформаторів, встановлених у пункті 2 схеми мережі:

$$\beta_{\text{ВН2}} = \frac{\sqrt{P_{\text{СН2}}^2 + Q_{\text{СН2}}^2} + \sqrt{P_{\text{НН2}}^2 + Q_{\text{НН2}}^2}}{2 \cdot S_{\text{Н.2-5}}} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{10 + (-5.67)^2}}{2 \cdot 25} \cdot 10^3 = 0.49;$$

$$\beta_{\text{СН2}} = \frac{\sqrt{P_{\text{СН2}}^2 + Q_{\text{СН2}}^2}}{2 \cdot S_{\text{Н.2-5}}} = \frac{\sqrt{10 + (-5.67)^2}}{2 \cdot 25} = 0.23;$$

$$\beta_{\text{НН2}} = \frac{\sqrt{P_{\text{НН2}}^2 + Q_{\text{НН2}}^2}}{2 \cdot S_{\text{Н.2-5}}} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{11^2 + (-6.53)^2}}{2 \cdot 25} = 0.26.$$

Розрахунок інших варіантів виконується аналогічно. Результати розрахунку представлені в табл.1.11.

Таблиця 1.11 – Результати розрахунку коефіцієнтів завантаження блоків силових трансформаторів

№	$S_{\text{Н}}$, МВА	Потік потужності і-тою обмоткою						Коефіцієнт завантаження обмотки		
		P_i , МВт			Q_i , МВАр					
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН
1	25	22	13	9	-12,71	-7,37	-5,34	0,51	0,3	0,21
2	25	21	10	11	-12,2	-5,67	-6,53	0,49	0,23	0,26
3	16	16	9	7	-9,25	-5,1	-4,15	0,58	0,32	0,25
4	10	12	7	5	-6,94	-3,97	-2,97	0,46	0,16	0,3
5	16	13	-	13	-7,71	-	-7,71	0,65	-	0,65

Розрахуємо величини активних та реактивних втрат потужностей в опорах блоку триобмоткових силових трансформаторів, встановленого в пункті 2 :

$$\Delta P_{\text{ТЗ2}} = \frac{2 \cdot \Delta P_{\text{КЗ2-5}}}{2} \cdot (\beta_{\text{ВН2}}^2 + \beta_{\text{СН2}}^2 + \beta_{\text{НН2}}^2) = \frac{2 \cdot 140}{2} \cdot (0.49^2 + 0.23^2 + 0.26^2) = 49.59 \text{ кВт},$$

					ДП 6111.141.ПЗ	30
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

$$\begin{aligned} \Delta Q_{TZ1} &= -2 \cdot S_{H2-5} \cdot (\beta_{BH2}^2 \cdot U_{KB2-5}\% + \beta_{CH2}^2 \cdot U_{KC2-5}\% + \beta_{HH2}^2 \cdot U_{KH2-5}\%) \cdot 10 \\ &= -2 \cdot 25 \cdot (0.49^2 \cdot 10,75 + 0.23^2 \cdot 0 + 0.26^2 \cdot 6,75) \cdot 10 \\ &= -1488.84 \text{ ВАр.} \end{aligned}$$

Розрахунок інших варіантів виконується аналогічно. Результати розрахунків наведені в таблиці 1.12.

Таблиця 1.12 – Результати розрахунку приведених навантажень пунктів схеми

Пункт	Задана потужність, МВА	Втрати потужності в опорах		Приведена потужність, МВА
		ΔP_{TZ} , кВт	ΔQ_{TZ} , кВт	
1	22-j12,71	54,79	-1535,78	22,05-j14,24
2	21-j12,19	49,59	-1488,84	21,05-j13,68
3	16-j9,25	50,29	-1287,55	16,05-j10,54
4	12-j6,93	46,46	-1461,93	12,06-j8,08
5	13-j7,71	71,23	-1407,85	13,07-j9,12

Значення еквівалентних провідностей пунктів електричної мережі:

$$\underline{Y}_1 = 0,5 \cdot (\underline{Y}_{L0-5} + \underline{Y}_{L1-5}) + \underline{Y}_{BT1} = 4.69 \cdot 10^{-6} + 8.59j \cdot 10^{-5} \text{ См};$$

$$\underline{Y}_2 = 0,5 \cdot (\underline{Y}_{L0-2} + \underline{Y}_{L2-4}) + \underline{Y}_{BT2} = 4.69 \cdot 10^{-6} + 1.08j \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

$$\underline{Y}_3 = 0,5 \cdot (\underline{Y}_{L3-4} + \underline{Y}_{L3-5}) + \underline{Y}_{BT3} = 3.48 \cdot 10^{-6} + 5.62j \cdot 10^{-5} \text{ См};$$

$$\underline{Y}_4 = 0,5 \cdot (\underline{Y}_{L0-4} + \underline{Y}_{L3-4}) + \underline{Y}_{BT4} = 4.69 \cdot 10^{-6} + 1.59j \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

$$\underline{Y}_5 = 0,5 \cdot (\underline{Y}_{L1-5} + \underline{Y}_{L2-5} + \underline{Y}_{L3-5}) + \underline{Y}_{BT5} = 2.87 \cdot 10^{-6} + 1.33j \cdot 10^{-4} \text{ См.}$$

Еквівалентна провідність БП:

$$\begin{aligned} \underline{Y}_{БП} &= 0,5 \cdot (\underline{Y}_{L0-1} + \underline{Y}_{L0-2} + \underline{Y}_{L0-4}) = 0,5 \cdot (1.28i + 1.39j + 2.84j) \cdot 10^{-4} \\ &= 2.76j \cdot 10^{-4} \text{ См.} \end{aligned}$$

1.7 Електричний розрахунок режиму роботи мережі при максимальних навантаженнях

Розрахунки режимів роботи районних мереж виконуємо ітераційними методами.

					ДП 6111.141.ПЗ	31
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

Виконаємо розрахунок основного потокорозподілу потужностей у схемі електричної мережі (так званий розрахунок Z-схеми). Розрахунок здійснимо за методом контурних рівнянь. Схема наведена на рис.1.3.

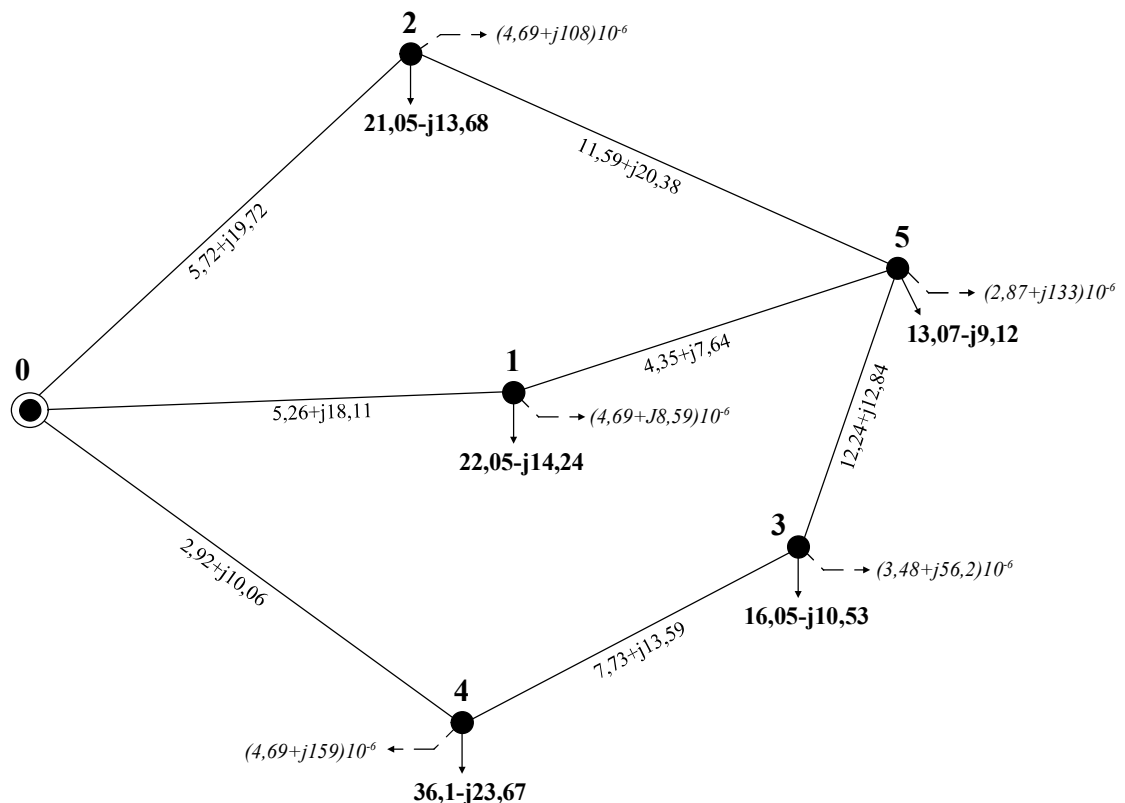


Рисунок 1.3 – Загальний вигляд схеми

Потокорозподіл на ділянках схеми:

$$\dot{S}_{1-5} = \dot{S}_{\text{пр}5} = 13.07 - 9.12j \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-2} = \dot{S}_{\text{пр}2} = 21.05 - 13.68j \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{3-4} = \dot{S}_{\text{пр}3} = 16.05 - 10.53j \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-1} = \dot{S}_{1-5} + \dot{S}_{\text{пр}1} = 35.1 - 23.37j \text{ МВА.}$$

$$\dot{S}_{0-4} = \dot{S}_{3-4} + \dot{S}_{\text{пр}4} = 36.1 - 23.67j \text{ МВА.}$$

Контурний метод обчислення струмів. Одержуємо наступну систему контурних рівнянь:

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

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

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

1) Знайдемо втрати потужності в опорах ділянок, за основним потокорозподілом потужностей та початковим наближенням рівнів напруг у пунктах:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{z0-4} &= \frac{P_{0-4}^2 + Q_{0-4}^2}{(U_{c0-4})^2} \cdot (r_{л0-4} - ix_{л0-4}) \\ &= \frac{37.33^2 + (-23.68)^2}{112.53^2} \cdot (2.92 - 10.06i) = 0.45 - 1.55i \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Втрати потужності в опорах інших ділянок знаходимо аналогічно. Результати розрахунків наведені у табл 1.13.

Таблиця 1.13 – Втрати потужності в опорах решти ділянок

Ділянка	0-2	0-4	0-1	1-5	2-5	3-4
$\Delta \dot{S}_z$	0.45 - 1.56i	0.45 - 1.55i	0.5 - 1.72i	0.05 - 0.09i	0.04 - 0.07i	0.26 - 0.46i

Знайдемо втрати потужності в провідностях пунктів, за початковим наближенням рівнів напруг у пунктах.

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{y1} &= \underline{Y}_1 \cdot (U_1)^2 = (4.69 \cdot 10^{-6} + 8.59j \cdot 10^{-5}) \cdot (110^2) \\ &= 0.06 + 1.04j \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Втрати потужності у провідностях наступних пунктів розраховують аналогічно. Наведені в таблиці 1.14.

Таблиця 1.14 – Втрати потужності у провідностях решти пунктів

Пункт	1	2	3	4	5
$\Delta \dot{S}_y$ (МВА)	0.06 + 1.04i	0.06 + 1.3i	0.04 + 0.68i	0.06 + 1.92i	0.03 + 1.61i

$$\Delta \dot{S}_{д3-5} = -\dot{S}_{кII} = -0.04 + 0.24j \text{ МВА};$$

$$\Delta \dot{S}_{д0-2} = \dot{S}_{кI} + \Delta \dot{S}_{п0-2} = 0.37 + 0.98j \text{ МВА};$$

$$\Delta \dot{S}_{д0-4} = -\dot{S}_{кII} + \Delta \dot{S}_{п0-4} = 0.55 + 1.61j \text{ МВА};$$

$$\Delta \dot{S}_{д3-4} = -\dot{S}_{кII} + \Delta \dot{S}_{д3-4} = 0.13 + 0.69j \text{ МВА};$$

$$\Delta \dot{S}_{д0-1} = \dot{S}_{кII} - \dot{S}_{кI} + \Delta \dot{S}_{п0-1} = 0.39 + 0.93j \text{ МВА.}$$

$$\Delta \dot{S}_{д1-5} = \dot{S}_{кII} - \dot{S}_{кI} + \Delta \dot{S}_{п1-5} = 0.06 + 0.8j \text{ МВА.}$$

Перевірка виконання 2 закону Кірхгофа:

$$\Delta \dot{S}_{д0-2} \cdot \underline{Z}_{0-2} - \Delta \dot{S}_{д2-5} \cdot \underline{Z}_{2-5} - \Delta \dot{S}_{д1-5} \cdot \underline{Z}_{1-5} - \Delta \dot{S}_{д0-1} \cdot \underline{Z}_{0-1} = 0;$$

$$\Delta \dot{S}_{д0-1} \cdot \underline{Z}_{0-1} + \Delta \dot{S}_{д1-5} \cdot \underline{Z}_{1-5} + \Delta \dot{S}_{3-5} \cdot \underline{Z}_{3-5} - \Delta \dot{S}_{д0-4} \cdot \underline{Z}_{0-4} = 0.$$

Отже, поточкорозподіл від додаткових навантажень у схемі знайдено вірно.

4) Накладаємо поточкорозподіл додаткових навантажень на основний поточкорозподіл і отримуємо результуючий поточкорозподіл потужностей на 1 ітерації розрахунку:

$$\dot{S}_{рез1} = \dot{S}_{пр1} + \Delta \dot{S}_{п1} = 22.05 - 14.24j + 0.33 + 0.14j = 22.39 - 14.11j \text{ МВА.}$$

Результуючі навантаження наступних пунктів визначаються тим же способом. Наступні розрахунки приведені в таблиці 1.15.

Таблиця 1.15 – Результуючі навантаження наступних пунктів

Пунктів	1	2	3	4	5
$\dot{S}_{резi}, \text{ (МВА)}$	22.39- 14.11i	21.35+13.19i	16.22- 10.08i	20.46- 12.23i	13.15- 7.59i

Результуючий потік потужності ділянкою 0-2 на першій ітерації розрахунку матиме значення:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{рез0-2} &= \dot{S}_{осн0-2} + \Delta \dot{S}_{д0-2} = 26.22 - 17.65j + 0.37 + 0.98j \\ &= 26.59 - 16.67j \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Результуючі потоки потужності решти ділянок схеми електричної мережі визначають ідентично.

Наступні розрахунки в табл 1.16:

					ДП 6111.141.ПЗ	36
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

Таблиця 1.16 – Результуючі потоки потужності інших ділянок

Ділянка	0-2	0-4	0-1	1-5	2-5	3-4	3-5
$\dot{S}_{\text{резі-}j}$, (МВА)	26.59- 16.67i	37.87- 22.071i	29.12+ 18.46i	6.73 -4.35i	5.23- 3.48i	17.41- 9.84i	1.19 +0.24i

5) Рівні напруги в пунктах схеми на 1 ітерації розрахунку:

$$\begin{aligned}
 U_{4.1} &= \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-4} \cdot r'_{0-4} - Q_{0-4} \cdot x'_{0-4})} \\
 &= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (37.87 \cdot 2.92 - (-22.07i) \cdot 10.06)} \\
 &= 112.07 \text{ кВ};
 \end{aligned}$$

$$U_{2.1} = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-2} \cdot r'_{0-2} - Q_{0-2} \cdot x'_{0-2})} = 110.74 \text{ кВ};$$

$$U_{1.1} = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-1} \cdot r'_{0-1} - Q_{0-1} \cdot x'_{0-1})} = 110.68 \text{ кВ};$$

$$U_{3.1} = \sqrt{U_{4.1}^2 - 2 \cdot (P_{3-4} \cdot r'_{3-4} - Q_{3-4} \cdot x'_{3-4})} = 109.65 \text{ кВ};$$

$$U_{5.1} = \sqrt{U_{1.1}^2 - 2 \cdot (P_{1-5} \cdot r'_{1-5} - Q_{1-5} \cdot x'_{1-5})} = 109.54 \text{ кВ}.$$

Виконаємо перевірку збіжності ітераційного процесу з критерієм зміни модуль напруги в пунктах схеми:

$$\Delta U_{1.1} = \frac{|U_{1.1} - U_1|}{U_1} \cdot 100\% = \frac{|110.68 - 110|}{110} \cdot 100\% = 0.62\%;$$

$$\Delta U_{2.1} = \frac{|U_{2.1} - U_2|}{U_2} \cdot 100\% = 0.67\%;$$

$$\Delta U_{3.1} = \frac{|U_{3.1} - U_3|}{U_3} \cdot 100\% = 0.32\%;$$

$$\Delta U_{4.1} = \frac{|U_{4.1} - U_4|}{U_4} \cdot 100\% = 1.88\%;$$

$$\Delta U_{5.1} = \frac{|U_{5.1} - U_5|}{U_5} \cdot 100\% = 0.41\%;$$

Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата

Визначимо втрати потужності в схемі на першій ітерації розрахунку:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\text{бп}} &= \dot{S}_{\text{рез0-1}} + \dot{S}_{\text{рез0-2}} + 0,5 \cdot (\Delta\dot{S}_{z0-1} + \Delta\dot{S}_{z0-2} + \Delta\dot{S}_{z0-4}) + Y_{\text{бп}} \cdot U_0 \\ &= 94.28 - 59.58i \text{ МВА};\end{aligned}$$

$$\dot{S}_{\Sigma} = (\dot{S}_{m1} + \dot{S}_{m2} + \dot{S}_{m3} + \dot{S}_{m4} + \dot{S}_{m5}) = 92 - 53.55j \text{ МВА};$$

$$\Delta\dot{S}_{\Sigma.1} = \dot{S}_{\text{бп}} - \dot{S}_{\Sigma} = 2.28 - 6.03j \text{ МВА}.$$

Оскільки зміни рівнів напруг перевищують значення 2%, то, відповідно до даного критерію, необхідно провести подальший розрахунок режиму роботи електричної мережі.

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

За початкові наближення напруг обираємо напруги пунктів, отримані після 1 ітерації розрахунку.

Результати розрахунку на другій ітерації наведені в табл.1.17.

Таблиця 1.17 – Результати розрахунку параметрів режиму максимальних навантажень роботи електричної мережі на другій ітерації розрахунку

Параметр	Значення			
	Втрати потужності в опорах ділянок, МВА	0-2	0.44-1.52j	2-5
0-4		0.44-1.5 j	3-4	0.25-0.41 j
0-1		0.49-1.69 j	3-5	0.00846-0.00888 j
1-5		0.05-0.08 j		
Втрати потужності в провідностях пунктів, МВА	1	0.06+1.05 j	4	0.06+1.99 j
	2	0.06+1.32 j	5	0.03+1.6 j
	3	0.04+0.68 j		
Додаткові навантаження пунктів, МВА	1	0.33+0.72 j	4	0.4+1.02 j
	2	0.3+0.53 j	5	0.08+1.53 j
	3	0.17+0.45 j		

Продовження таблиці 1.17

Потоки потужностей за ділянками від дод. навантажень пунктів, МВА	0-2	0.29+1.39 j	2-5	0.01+0.81 j
	0-4	0.56+3.5 j	3-4	0.14+0.59 j
	0-1	0.4+1.95 j	3-5	-0.02+0.11 j
	1-5	0.08+1.53 j		
Результуюче навантаження пунктів, МВА.	1	22.38-14.08 j	4	20.45-12.12 j
	2	21.35-13.16 j	5	13.15-7.6 j
	3	16.22-10.08 j		
Результуючий потік потужності ділянками, МВА	0-2	26.58-16.63 j	2-5	5.23-3.48 j
	0-4	37.36-21.97 j	3-4	17.41-9.85 j
	0-1	29.11-18.42 j	3-5	1.19+0.23 j
	1-5	6.73-4.35 j		
Рівень напруги в пунктах, кВ				
	1	110.69	4	112.08
	2	110.75	5	109.55
	3	109.66		

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

$$\Delta U_{1.2} = \frac{|U_{1.2} - U_{1.1}|}{U_{1.1}} \cdot 100\% = \frac{|110.69 - 110.68|}{110.68} \cdot 100\% = 0.006\%;$$

$$\Delta U_{2.2} = \frac{|U_{2.2} - U_{2.1}|}{U_{2.1}} \cdot 100\% = 0.006\%;$$

$$\Delta U_{3.2} = \frac{|U_{3.2} - U_{3.1}|}{U_{3.1}} \cdot 100\% = 0.008\%;$$

$$\Delta U_{4.2} = \frac{|U_{4.2} - U_{4.1}|}{U_{4.1}} \cdot 100\% = 0.008\%;$$

$$\Delta U_{5.2} = \frac{|U_{5.2} - U_{5.1}|}{U_{5.1}} \cdot 100\% = 0.007\%;$$

Визначимо втрати потужності в схемі на 2 ітерації:

$$\dot{S}_{\text{бп}} = \dot{S}_{\text{рез0-1}} + \dot{S}_{\text{рез0-2}} + \dot{S}_{\text{рез0-4}} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z0-1} + \Delta \dot{S}_{z0-2} + \Delta \dot{S}_{z0-4}) + Y_{\text{бп}} \cdot U_0 = 94.23 - 59.35i \text{ МВА};$$

					ДП 6111.141.ПЗ	39
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

$$\dot{S}_{\Sigma} = (\dot{S}_{m1} + \dot{S}_{m2} + \dot{S}_{m3} + \dot{S}_{m4} + \dot{S}_{m5}) = 92 - 53.55i \text{ МВА};$$

$$\Delta\dot{S}_{\Sigma.2} = \dot{S}_{6п} - \dot{S}_{\Sigma} = 2.23 - 5.8i \text{ МВА.}$$

Зміна сумарних втрат потужності на другій ітерації розрахунку складає:

$$\Delta = \frac{|\Delta\dot{S}_{\Sigma.2} - \Delta\dot{S}_{\Sigma.1}|}{|\Delta\dot{S}_{\Sigma.1}|} 100\% = 3,66\%$$

Оскільки зміни сумарних втрат потужності перевищують значення 2%, то, відповідно до даного критерію, необхідно провести подальший розрахунок режиму роботи електричної мережі.

Результати розрахунку на 3 ітерації наведені в табл.1.18.

Таблиця 1.18 – Результати розрахунку параметрів режиму максимальних навантажень роботи електричної мережі на третій ітерації розрахунку.

Параметр	Значення			
	0-2	0.44-1.52j	2-5	0.04-0.07 j
Втрати потужності в опорах ділянок, МВА	0-4	0.43-1.5 j	3-4	0.25-0.41 j
	0-1	0.49-1.69 j	3-5	0.00856-0.00893 j
	1-5	0.05-0.08 j		
	1	0.06+1.05 j	4	0.06+1.99 j
Втрати потужності в провідностях пунктів, МВА	2	0.06+1.32 j	5	0.03+1.6 j
	3	0.04+0.68 j		
	1	0.33+0.72 j	4	0.4+1.03 j
Додаткові навантаження пунктів, МВА	2	0.3+0.53 j	5	0.08+1.53 j
	3	0.17+0.45 j		
	0-2	0.29+1.4 j	2-5	0.01+0.81 j
Потоки потужностей за ділянками від дод. навантажень пунктів, МВА	0-4	0.56+3.5 j	3-4	0.14+0.59 j
	0-1	0.4+1.95 j	3-5	-0.02+0.11 j
	1-5	0.07+1.2 j		
	1	22.38-14.07 j	4	20.45-12.12 j
Результуюче навантаження пунктів, МВА.	2	21.35-13.16 j	5	13.15-7.6 j
	3	16.22-10.08 j		

Продовження таблиці 1.18

Результуючий потік потужності ділянками, МВА	0-2	26.58-16.63 j	2-5	5.23-3.48 j
	0-4	37.86-21.97 j	3-4	17.41-9.85 j
	0-1	29.11-18.42 j	3-5	1.19+0.23 j
	1-5	6.73-4.35 j		
Рівень напруги в пунктах, кВ	1	110.69	4	112.08
	2	110.75	5	109.55
	3	109.66		

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

$$\Delta U_{1.3} = \frac{|U_{1.3} - U_{1.2}|}{U_{1.2}} \cdot 100\% = \frac{|110.69 - 110.69|}{110.69} \cdot 100\% = 2.73 \cdot 10^{-4}\%;$$

$$\Delta U_{2.3} = \frac{|U_{2.3} - U_{2.2}|}{U_{2.2}} \cdot 100\% = 2.77 \cdot 10^{-4}\%;$$

$$\Delta U_{3.3} = \frac{|U_{3.3} - U_{3.2}|}{U_{3.2}} \cdot 100\% = 2.77 \cdot 10^{-4}\%;$$

$$\Delta U_{4.3} = \frac{|U_{4.3} - U_{4.2}|}{U_{4.1}} \cdot 100\% = 2.37 \cdot 10^{-4}\%;$$

$$\Delta U_{5.3} = \frac{|U_{5.3} - U_{5.2}|}{U_{5.2}} \cdot 100\% = 2.96 \cdot 10^{-4}\%;$$

Визначимо втрати потужності в схемі на 3 ітерації:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{бп}} &= \dot{S}_{\text{рез0-1}} + \dot{S}_{\text{рез0-2}} + \dot{S}_{\text{рез0-4}} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z0-1} + \Delta \dot{S}_{z0-2} + \Delta \dot{S}_{z0-4}) + \underline{Y}_{\text{бп}} \cdot U_0 \\ &= 94.22 - 59.34j \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{\Sigma} = (\dot{S}_{m1} + \dot{S}_{m2} + \dot{S}_{m3} + \dot{S}_{m4} + \dot{S}_{m5}) = 92 - 53.55j \text{ МВА};$$

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma.3} = \dot{S}_{\text{бп}} - \dot{S}_{\Sigma} = 2.22 - 5.79j \text{ МВА}.$$

Зміни сумарних втрат потужності:

$$\Delta = \frac{|\Delta \dot{S}_{\Sigma.3} - \Delta \dot{S}_{\Sigma.2}|}{|\Delta \dot{S}_{\Sigma.2}|} 100\% = 0,18\%$$

Оскільки зміни сумарних втрат потужності не перевищують значення 2%, то, відповідно до даного критерію, розрахунок режиму роботи електричної мережі можна вважати завершеним.

					ДП 6111.141.ПЗ	41
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

Розрахунок струмового навантаження в режимі максимальних навантажень для лінії 0-1:

$$I_{\text{макс}0-1} = \frac{\sqrt{P_{0-1}^2 + Q_{0-1}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot n_{\text{л}}} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{29.105^2 + (-18.423)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 180.795 \text{ А.}$$

Струмове навантаження інших пунктів розраховується аналогічно. Результати розрахунків величин представлені в табл.1.19.

Таблиця 1.19 – Струмові навантаження ділянок схеми в режимі максимальних навантажень

Ділянка	Переріз, F, мм ²	Активна потужність P, МВА	Реактивна потужність Q, МВар	Струмове навантаження , I, А	Тривалий допустимий струм, А
0-1	1*240	29,10	-18,42	180,795	610
0-2	1*240	26,57	-16,63	164,559	610
0-4	2*240	37,85	-21,96	229,729	2*610
1-5	1*120	6,72	-4,34	42,034	390
2-5	1*120	5,23	-3,47	32,966	390
3-4	1*120	17,04	-9,84	100,98	390
3-5	1*70	1,19	0,22	6,36	275

Струмові навантаження усіх ділянок не перевищують тривало допустимих струмів для обраних перерізів проводів, що свідчить про точність обраних перерізів проводів ПЛ схеми районної електричної мережі. Схема приведена на рис.1.4.

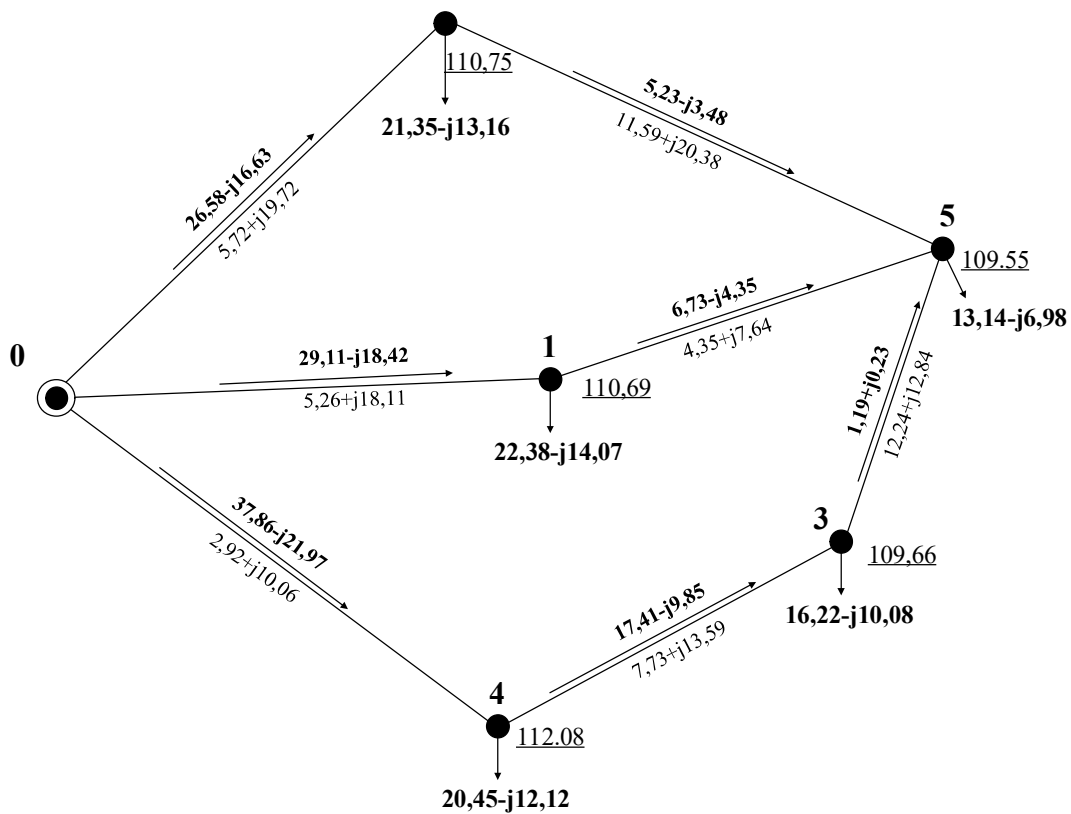


Рисунок 1.4 – Результуючий поточкорозподіл потужностей та рівнів напруги у вузлах

1.8 Електричний розрахунок післяаварійного режиму роботи мережі

Виконаємо розрахунок післяаварійного режиму роботи мережі, розглядаючи режим при відключенні найбільш завантаженої ділянки.

Аналіз схеми показує, що найбільш завантаженою є ділянка 0-4, яка несе струмове навантаження у 222,612 А.

Поточкорозподіл на ділянках схеми:

$$\dot{S}_{0-2} = \dot{S}_{\text{пр}2} = 21,05 - 13,68j \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{3-4} = \dot{S}_{\text{пр}4} = 20,05 - 13,14j \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{3-5} = \dot{S}_{\text{пр}3} + \dot{S}_{3-4} = 36,1 - 23,67j \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{1-5} = \dot{S}_{\text{пр}5} + \dot{S}_{3-5} = 49,17 - 32,8j \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-1} = \dot{S}_{\text{пр}1} + \dot{S}_{1-5} = 71,22 - 47,04j \text{ МВА}.$$

Одержуємо наступне контурне рівняння:

$$\dot{S}_{0-2} \cdot \underline{Z}_{0-2} - \dot{S}_{0-1} \cdot \underline{Z}_{0-1} - \dot{S}_{1-5} \cdot \underline{Z}_{1-5} = -\dot{S}_K \cdot (\underline{Z}_{0-1} + \underline{Z}_{1-5} + \underline{Z}_{2-5} + \underline{Z}_{0-2})$$

Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата

Розв'язавши дане рівняння, отримаємо таке значення контурних потужностей:

$$\dot{S}_K = 22.15 - 14.59j \text{ МВА.}$$

Значення потоків потужностей за окремими ділянками схеми:

$$\dot{S}_{\text{осн}3-4} = \dot{S}_{3-4} = 20.05 + 13.14j \text{ МВА;}$$

$$\dot{S}_{\text{осн}3-5} = \dot{S}_{3-5} = 36.1 - 23.67j \text{ МВА;}$$

$$\dot{S}_{\text{осн}2-5} = \dot{S}_K = 22.15 - 14.59j \text{ МВА;}$$

$$\dot{S}_{\text{осн}0-2} = \dot{S}_K + \dot{S}_{0-2} = 43.2 - 28.27j \text{ МВА;}$$

$$\dot{S}_{\text{осн}1-5} = -\dot{S}_{KI} + \dot{S}_{1-5} = 27.01 - 18.21j \text{ МВА;}$$

$$\dot{S}_{\text{осн}0-1} = -\dot{S}_{KI} + \dot{S}_{0-1} = 49.07 - 32.45j \text{ МВА;}$$

Перевірка за II-м законом Кірхгофа:

$$\dot{S}_{\text{осн}0-2} \cdot \underline{Z}_{0-2} + \dot{S}_{\text{осн}2-5} \cdot \underline{Z}_{2-5} - \dot{S}_{\text{осн}1-5} \cdot \underline{Z}_{1-5} - \dot{S}_{\text{осн}0-1} \cdot \underline{Z}_{0-1} = 0.$$

Виконаємо першу ітерацію розрахунку режиму роботи електричної мережі при післяаварійному режимі максимальних навантажень.

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

$$U_1 = U_2 = U_3 = U_4 = U_5 = 110 \text{ кВ.}$$

1) Знайдемо втрати потужності в опорах ділянок, за основним поточкорозподілом потужностей та початковим наближенням рівнів напруг у пунктах:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{z0-2} &= \frac{P_{0-2}^2 + Q_{0-2}^2}{(U_{c0-2})^2} \cdot (r_{л0-2} - jx_{л0-2}) \\ &= \frac{43.2^2 + (-28.27j)^2}{112.53} \cdot (5.72 + 19.72j) = 1.2 - 4.15j \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Втрати потужності в опорах інших ділянок розраховують за тим же принципом. Результати розрахунків наведені у табл 1.20.

Таблиця 1.20 – Втрати потужності в опорах решти ділянок

Ділянка	0-2	0-1	1-5	2-5	3-4	3-5
$\Delta \dot{S}_z$ (МВА)	1.2-4.15i	1.44-4.95i	0.76-1.34i	0.67-1.19i	0.37-0.65i	1.88-1.98i

Оскільки лінія 0-4 відключена, виконаємо перерахунок еквівалентної провідності пунктів 0 та 4:

$$\underline{Y}_4 = 0.5 \cdot (y_{3-4}) + \underline{Y}_{64} = 4.69j \cdot 10^{-6} + 1.66j \cdot 10^{-5}$$

$$\underline{Y}_{6п} = 0.5 \cdot (y_{0-1} + y_{0-2}) = 0.5 \cdot (1.28j \cdot 10^{-4} + 1.39j \cdot 10^{-4}) = 1.34j \cdot 10^{-4}$$

Знайдемо втрати потужності в провідностях пунктів, за початковим наближенням рівнів напруг у пунктах. Розраховуємо перший пункт схеми:

$$\Delta \dot{S}_{y1} = \underline{Y}_1 \cdot (U_1)^2 = (4.69 \cdot 10^{-6} + 8.59j \cdot 10^{-5}) \cdot (110^2) = 0.06 + 1.04j \text{ МВА.}$$

Втрати потужності у провідностях наступних пунктів розраховують аналогічно. Наведені в таблиці 1.21.

Таблиця 1.21 – Втрати пунктів потужності в провідностях

Пункт	1	2	3	4	5
$\Delta \dot{S}_y$ (МВА)	0.06+1.04i	0.06+1.3i	0.04+0.68i	0.06+0.2i	0.03+1.61i

2) Утворюємо додаткові навантаження пунктів від втрат потужності:

$$\Delta \dot{S}_{п1} = \Delta \dot{S}_{y1} + 0.5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z0-1} + \Delta \dot{S}_{z1-5}) = 1.16 - 2.11j \text{ МВА;}$$

$$\Delta \dot{S}_{п2} = \Delta \dot{S}_{y2} + 0.5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z0-2} + \Delta \dot{S}_{z2-5}) = 1 - 1.36j \text{ МВА;}$$

$$\Delta \dot{S}_{п3} = \Delta \dot{S}_{y3} + 0.5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z3-4} + \Delta \dot{S}_{z3-5}) = 1.17 - 0.63j \text{ МВА;}$$

$$\Delta \dot{S}_{п4} = \Delta \dot{S}_{y4} + 0.5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z3-4}) = 0.24 - 0.12j \text{ МВА;}$$

$$\Delta \dot{S}_{п5} = \Delta \dot{S}_{y5} + 0.5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z1-5} + \Delta \dot{S}_{z2-5} + \Delta \dot{S}_{z3-5}) = 1.7 - 0.64j \text{ МВА.}$$

3) Визначимо поточкорозподіл додаткових навантажень від втрат потужності в пунктах за ділянками Z-схеми мережі. Розрахунок виконуємо методом контурних рівнянь.

Попередній поточкорозподіл:

$$\Delta \dot{S}_{п0-2} = \Delta \dot{S}_{п2} = 1 - 1.36j \text{ МВА;}$$

$$\Delta \dot{S}_{п3-4} = \Delta \dot{S}_{п4} = 0.24 - 0.12j \text{ МВА;}$$

$$\Delta \dot{S}_{п3-5} = \Delta \dot{S}_{п3} + \Delta \dot{S}_{п3-4} = 1.41 - 0.75j \text{ МВА;}$$

$$\Delta \dot{S}_{п1-5} = \Delta \dot{S}_{п5} + \Delta \dot{S}_{п3-5} = 3.1 - 1.39j \text{ МВА;}$$

$$\Delta \dot{S}_{п0-1} = \Delta \dot{S}_{п1} + \Delta \dot{S}_{п1-5} = 4.26 - 3.5j \text{ МВА.}$$

$$\Delta U_{3.1} = \frac{|U_{3.1} - U_3|}{U_3} \cdot 100\% = 7.79\%;$$

$$\Delta U_{4.1} = \frac{|U_{4.1} - U_4|}{U_4} \cdot 100\% = 18.13\%;$$

$$\Delta U_{5.1} = \frac{|U_{5.1} - U_5|}{U_5} \cdot 100\% = 7.6\%;$$

Визначимо втрати потужності в схемі на першій ітерації розрахунку:

$$\dot{S}_{6п} = \dot{S}_{рез0-1} + \dot{S}_{рез0-2} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z0-1} + \Delta \dot{S}_{z0-2}) + Y_{6п} \cdot U_0 = 98.85 - 7012j \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{\Sigma} = (\dot{S}_{m1} + \dot{S}_{m2} + \dot{S}_{m3} + \dot{S}_{m4} + \dot{S}_{m5}) = 92 - 53.55j \text{ МВА};$$

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma.1} = \dot{S}_{6п} - \dot{S}_{\Sigma} = 6.85 - 16.57j \text{ МВА}.$$

Оскільки зміни рівнів напруг перевищують значення 2%, то, відповідно до даного критерію, необхідно провести подальший розрахунок режиму роботи електричної мережі.

Виконаємо другу ітерацію розрахунку режиму роботи електричної мережі в післяаварійному режимі.

За початкові наближення напруг обираємо напруги пунктів, отримані після 1 ітерації розрахунку.

Результати розрахунку другої ітерації показані в таблиці 1.24.

					ДП 6111.141.ПЗ	48
<i>Вим.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ Докум.</i>	<i>Підп.</i>	<i>Дата</i>		<i>Арк.</i>

Таблиця 1.24 – Результати розрахунку параметрів післяаварійного режиму максимальних навантажень роботи електричної мережі на другій ітерації

Параметр	Значення			
Втрати потужності в опорах ділянок, МВА	0-2	1.39-4.8j	2-5	0.84-1.48j
	0-1	1.68-5.78j	3-4	0.54-0.94j
	1-5	0.94-1.66j	3-5	2.57-2.69j
Втрати потужності в провідностях пунктів, МВА	1	<u>0.05+0.98j</u>	4	0.04+0.13j
	2	<u>0.05+1.24j</u>	5	0.03+1.38j
	3	0.03+0.49j		
Додаткові навантаження пунктів, МВА	1	1.36-2.74j	4	0.31-0.34j
	2	1.17-1.9j	5	2.2-1.54j
	3	1.58-1.32j		
Потоки потужностей за ділянками від дод. навантажень пунктів, МВА	0-2	3.07-3.49j	2-5	1.9-1.59j
	0-1	3.55-4.34j	3-4	0.31-0.34j
	1-5	2.19-1.61 j	3-5	1.89-1.66j
Результуюче навантаження пунктів, МВА.	1	23.42-16.98j	4	20.35-13.48j
	2	22.22-15.58j	5	15.28-10.66j
	3	17.63-11.86j		
Результуючий потік потужності ділянками, МВА	0-2	46.28-31.76j	2-5	24.06-16.18j
	0-1	52.62-36.8j	3-4	20.35-13.48j
	1-5	29.2-19.82j	3-5	37.99-25.34j
Рівень напруги в пунктах, кВ	1	106.48	4	100.45
	2	106.97	5	101.87
	3	101.32		

Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата

ДП 6111.141.ПЗ

49

Арк.

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

$$\Delta U_{1.2} = \frac{|U_{1.2} - U_{1.1}|}{U_{1.1}} \cdot 100\% = \frac{|106.48 - 106.79|}{106.68} \cdot 100\% = 0.029\%;$$

$$\Delta U_{2.2} = \frac{|U_{2.2} - U_{2.1}|}{U_{2.1}} \cdot 100\% = 0.27\%;$$

$$\Delta U_{3.2} = \frac{|U_{3.2} - U_{3.1}|}{U_{3.1}} \cdot 100\% = 0.8\%;$$

$$\Delta U_{4.2} = \frac{|U_{4.2} - U_{4.1}|}{U_{4.1}} \cdot 100\% = 0.91\%;$$

$$\Delta U_{5.2} = \frac{|U_{5.2} - U_{5.1}|}{U_{5.1}} \cdot 100\% = 0.51\%.$$

Визначаємо втрати потужності в схемі на другій ітерації:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{6\pi} &= \dot{S}_{\text{рез0-1}} + \dot{S}_{\text{рез0-2}} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z0-1} + \Delta \dot{S}_{z0-2}) + \underline{Y}_{6\pi} \cdot U_0 \\ &= 100.43 - 73.83j \text{ МВА};\end{aligned}$$

$$\dot{S}_{\Sigma} = (\dot{S}_{m1} + \dot{S}_{m2} + \dot{S}_{m3} + \dot{S}_{m4} + \dot{S}_{m5}) = 92 - 53.55j \text{ МВА};$$

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma.2} = \dot{S}_{6\pi} - \dot{S}_{\Sigma} = 8.43 - 20.28j \text{ МВА}.$$

Зміна сумарних втрат потужності на другій ітерації розрахунку складе:

$$\Delta = \frac{|\Delta \dot{S}_{\Sigma.2} - \Delta \dot{S}_{\Sigma.1}|}{|\Delta \dot{S}_{\Sigma.1}|} 100\% = 22,5\%$$

Оскільки зміни сумарних втрат потужності перевищують значення 2%, то, відповідно до даного критерію, необхідно провести подальший розрахунок режиму роботи електричної мережі.

Результати розрахунку на 3 ітерації наведені в табл.1.25.

					ДП 6111.141.ПЗ	50
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

Таблиця 1.25 – Результати розрахунку параметрів післяаварійного режиму максимальних навантажень роботи електричної мережі на третій ітерації розрахунку.

Параметр	Значення			
	Втрати потужності в опорах ділянок, МВА	0-2	1.46-5.04j	2-5
0-1		1.76-6.08j	3-4	0.55-0.98j
1-5		1-1.77j	3-5	2.7-2.84j
Втрати потужності в провідностях пунктів, МВА	1	0.05+0.97j	4	0.04+0.13j
	2	0.05+1.23j	5	0.03+1.36j
	3	0.03+0.49j		
Додаткові навантаження пунктів, МВА	1	1.44-1.65j	4	0.31-0.36j
	2	1.23-2.08j	5	2.33-1.73j
	3	1.66-1.42j		
Потоки потужностей за ділянками від дод. навантажень пунктів, МВА	0-2	2.3-1.77 j	2-5	2-1.73j
	0-1	3.74-4.72j	3-4	0.31+0.36j
	1-5	2.3-1.77j	3-5	1.97+1.78j
Результуюче навантаження пунктів, МВА.	1	23.49-17.19j	4	20.36-13.5j
	2	22.28-15.76j	5	15.4-10.85j
	3	17.71-11.95j		
Результуючий потік потужності ділянками, МВА	0-2	46.44-32.76j	2-5	24.16-16.32j
	0-1	52.82-37.8j	3-4	20.36-13.5j
	1-5	29.32-19.92j	3-5	38.07-25.45j
Рівень напруги в пунктах, кВ	1	106.41	4	101.03
	2	106.9	5	101.65
	3	101.12		

Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата

ДП 6111.141.ПЗ

51

Арк.

Знайдемо втрати потужності в схемі на третій ітерації розрахунку

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{бп}} &= \dot{S}_{\text{рез0-1}} + \dot{S}_{\text{рез0-2}} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z0-1} + \Delta \dot{S}_{z0-2}) + \underline{Y}_{\text{бп}} \cdot U_0 \\ &= 100.95 - 75.01j \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{\Sigma} = (\dot{S}_{m1} + \dot{S}_{m2} + \dot{S}_{m3} + \dot{S}_{m4} + \dot{S}_{m5}) = 92 - 53.55j \text{ МВА};$$

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma.3} = \dot{S}_{\text{бп}} - \dot{S}_{\Sigma} = 8.95 - 21.46j \text{ МВА}.$$

Зміни сумарних втрат потужності:

$$\Delta = \frac{|\Delta \dot{S}_{\Sigma.3} - \Delta \dot{S}_{\Sigma.2}|}{|\Delta \dot{S}_{\Sigma.2}|} 100\% = 1\%$$

Оскільки зміни сумарних втрат потужності не перевищують значення 2%, то, відповідно до даного критерію, розрахунок режиму роботи електричної мережі можна вважати завершеним.

Розрахунок струмового навантаження в режимі максимальних навантажень для лінії 0-1:

$$I_{\text{макс0-1}} = \frac{\sqrt{P_{0-1}^2 + Q_{0-1}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot n_{\text{л}}} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{53.85^2 + (-37.26)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 339.356 \text{ А}.$$

Струмове навантаження інших пунктів розраховується аналогічно. Результати розрахунків величин представлені в табл.1.26.

Таблиця 1.26 – Струмові навантаження ділянок

Ділянка	Переріз, F, мм ²	Активна потужність P, МВА	Реактивна потужність Q, МВар	Струмове навантаження , I, А	Тривалий допустимий стум, А
0-1	2*240	54,78	54,78	339,356	2*610
0-2	1*240	41,58	41,58	296,597	610
0-4	1*120	31,96	31,96	229,729	390
1-5	1*120	19,63	19,63	186,386	390
2-5	1*120	20,42	20,42	1,59	390
3-4	1*120	37,33	37,33	232,62	390
3-5	1*120	8,09	8,09	49,95	390

Результати поточкорозподілу потужностей та режим напруги в післяаварійному режимі приведені на рис.1.26.

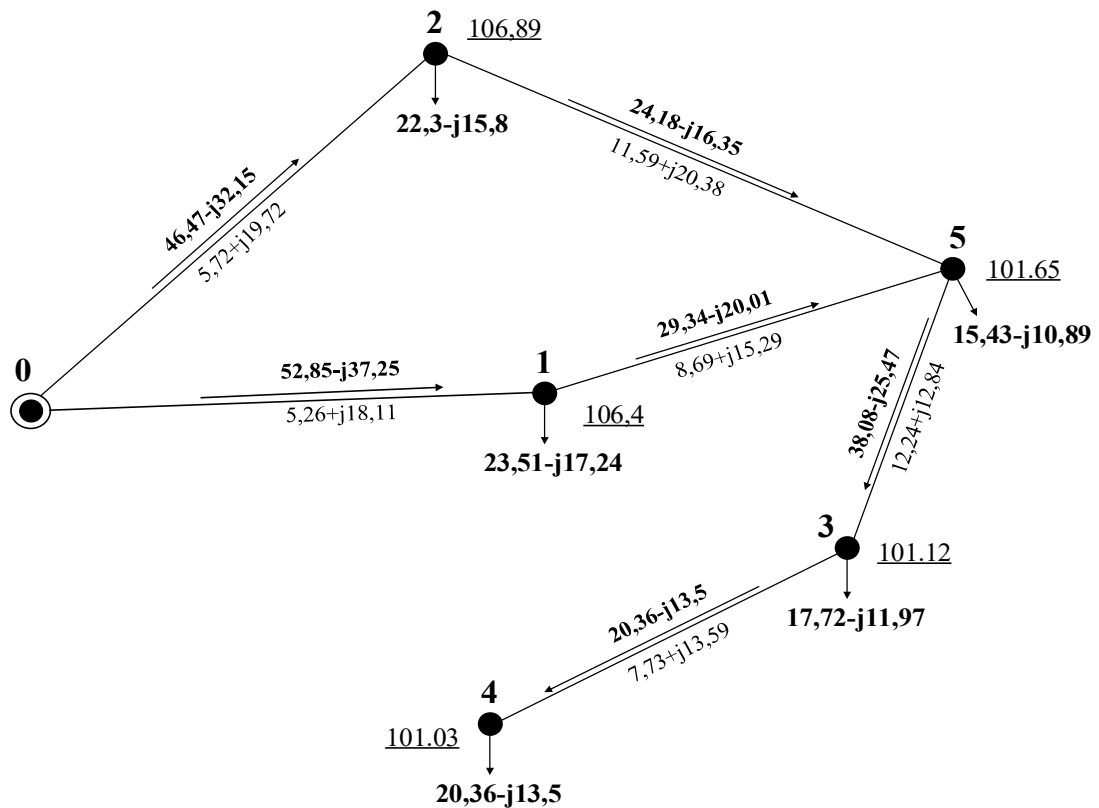


Рисунок 1.5 – Результати поточкорозподілу потужностей та режим напруги в післяаварійному режимі

1.9 Вибір регулювальних відгалужень РПН і ПБВ

Процедуру вибору номера відгалуження РПН для силових двообмоткових трансформаторів покажемо на прикладі трансформаторів підстанції 5 в режимі максимальних навантажень мережі.

Втрати потужності в активних і реактивних провідностей трансформаторів підстанції:

$$\Delta U_{ТВ5} = \frac{(P_{нн5} + g_{616} \cdot U_{5.4}^2) \cdot r_{6m16} - (Q_{нн5} + b_{616} \cdot U_{5.4}^2) \cdot x_{6m16}}{U_{5max}}$$

$$= 3.67 \text{ кВ}$$

Бажане значення відносної кількості регулювальних витків РПН :

$$\omega_{\text{вж.1}} = \frac{U_{\text{пн.1}} \cdot U_{\text{нн.25}}}{U_{\text{вн.25}} \cdot U_{\text{ндж}}} - 1 = \frac{101.81 \cdot 11}{115 \cdot 10.5} - 1 = -0.073$$

Розрахункова щабель регулювання РПН :

$$N_{\text{в1}} = \frac{1}{\omega_{\text{в0}}} = \frac{-0.07}{0.02} = -4.03$$

Стандартну відносну кількість регулювальних витків РПН :

$$\omega_{\text{в.1}}^{\text{СТ}} = N_{\text{в.1}}^{\text{СТ}} \cdot \omega_{\text{в0}} = -0.07$$

Фактичне значення напруги на шинах НН:

$$U_{\text{нд.1}} = \frac{U_{\text{пн.1}} \cdot U_{\text{нн.25}}}{U_{\text{вн.25}} \cdot (1 + \omega_{\text{в.1}}^{\text{СТ}})} = 10.49 \text{ кВ}$$

Бажане значення відносної кількості регулювальних витків ПБЗ трансформаторів підстанції 1 для режиму максимальних навантажень:

$$\omega_{\text{сж.1}} = \frac{U_{\text{сдж}} \cdot U_{\text{вн.25}} (1 + \omega_{\text{в.1}}^{\text{СТ}})}{U_{\text{пс.1}} \cdot U_{\text{сн.25}}} - 1 = 0.039$$

Розрахункова щабель регулювання ПБЗ трансформаторів:

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

Стандартну відносну кількість регулювальних витків ПБЗ :

$$\omega_{\text{с.1}}^{\text{СТ}} = N_{\text{в.1}}^{\text{СТ}} \cdot \omega_{\text{в0}} = -0.07$$

Розрахуємо фактичне значення рівня напруги, кВ, на шинах СН підстанції 1 в режимі максимального навантаження мережі:

$$U_{\text{сн.1}} = \frac{U_{\text{пс1}} \cdot U_{\text{сн.1}} (1 + \omega_{\text{с.1}}^{\text{СТ}})}{U_{\text{вн.1}} \cdot (1 + \omega_{\text{в.1}}^{\text{СТ}})} = 34.37 \text{ кВ}$$

Результати вибору відгалужень РПН і ПБВ силових трансформаторів підстанцій наведені в таблиці 1.27. та 1.28.

					ДП 6111.141.ПЗ	55
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

Таблиця 1.27 – Результати вибору відгалужень РПН і ПБВ силових трансформаторів підстанцій в режимі максимальних навантажень електричної мережі

№	U_{max} кВ	$\Delta U_{ТВ}$ кВ	$\Delta U_{Тс}$ кВ	$\Delta U_{ТН}$ кВ	$U_{пс}$ кВ	$U_{пн}$ кВ	$\omega_{вж}$	$\omega_{сж}$	$N_{в}^{ст}$	$N_{с}^{ст}$	Усд,кВ	Унд,кВ
1	110,61	3,5	0,09	0,73	107,03	106,38	-0,031	0,036	-2	-2	35,83	10,56
2	110,93	3,54	0,07	1,14	110,35	110,07	0,003	0,035	0	0	36,94	10,45
3	109,94	3,43	-	-	-	105,2	-0,042	-	-1	-	-	10,43
4	112,26	3,13	0,06	1,344	113,086	108,37	-0,013	0,033	-2	1	36,61	10,54
5	109,96	3,39	-	-	-	106,57	-0,029	-	-2	-	-	10,57

Таблиця 1.28 – Результати перевірки допустимості використання відгалужень РПН за умовами перезбудження живильної обмотки силових трансформаторів

№ пункту	Режим максимального навантаження	
	Нв.ст	Нв.пер
1	-2	-6
2	0	-3
3	-1	-5
4	-2	-7
5	-2	-7

Висновки до розділу

В даному розділі, беручи за основу розрахунки L-схеми електричної районної мережі, проведено розрахунки ключових режимів роботи мережі, а точніше, перебування схеми в режимі максимальних навантажень та післяаварійному режимі роботи при відключенні найбільш завантаженої ділянки 0-4. В ході отримання кінцевих результатів розрахунків, для розглянутих режимів було знайдено основні параметри : потоки потужності по ділянках схеми, рівні напруг в пунктах і сумарні втрати потужності в мережі.

					ДП 6111.141.ПЗ	56
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

Перерізи проводів ділянок які було обрано були перевірені на техніко-економічну відповідність. Було проведено розрахунок регулювальних можливостей та перевірено їх засоби регулювання напруги на відповідність вимогам у розглянутих режимах.

В результаті виконаних розрахунків та перевірок на відповідність, можна бути зробити висновки, що розглянуті режими роботи схеми електричної районної мережі забезпечують безперебійність роботи обладнання та надійність електропостачання.

					ДП 6111.141.ПЗ	57
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

2. РЕКОНСТРУКЦІЯ КОМПЛЕКТНОЇ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІ НА ЩОГЛОВУ

2.1 Коротка характеристика і обґрунтування рішень щодо заміни трансформаторних підстанцій

В розділі дипломного проекту розглядається питання заміни комплектних трансформаторних підстанцій (далі КТП) на щоглові (далі ЩТП).

Об'єктом реконструкції є елементи електричних мереж (повітряні лінії, КТП тощо), які є складовими частинами розподільчих електричних мереж загального призначення напругою 0,38-10 кВ з існуючою розвинутою інфраструктурою. Реконструкція передбачає ЩТП-36А, ЩТП-36Б, ЩТП-36В та ЩТП-36Г до мережі 10 кВ. За допомогою захищеного проводу самонесучого одножильного високовольтного з ізоляцією із полімерної композиції, не розповсюджуючого горіння марки АAsXSn-20 з максимально можливою прохідною напругою 20 кВ згідно технічних характеристик вибраного проводу (з урахуванням перспективи переведення мереж напругою 10 кВ на напругу 20 кВ в майбутньому). Для покриття зростаючого навантаження передбачається встановлення розвантажувальних щоглових трансформаторних підстанцій 10/0,4кВ ЩТП-36А, ЩТП-36Б, ЩТП-36В та ЩТП-36Г, а також перепідключення споживачів від існуючої Л-1 від КТП-36 на ЩТП-36А, Л-2 від КТП-36 на ЩТП-36В та ЩТП-36Г, Л-3 від КТП-36 на ЩТП-36Б. Вибір потужності силового трансформатора розвантажувальної підстанції 10/0,4 кВ виконано відповідно до максимального навантаження з урахуванням навантажувальної здатності трансформатора.

2.2 Комплектна трансформаторна підстанція

Комплектна трансформаторна підстанція (КТП), рис.2.1, призначена для прийому, перетворення і розподілу електричної енергії трифазного змінного струму частотою 50Гц в системах з глухо заземленою нейтраллю трансформатора на стороні нижчої напруги в сільських електричних мережах. КТП випускаються

					ДП 6111.141.ПЗ	58
<i>Вим.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ Докум.</i>	<i>Підп.</i>	<i>Дата</i>		<i>Арк.</i>

на напругу 6 і 10кВ, потужністю від 25 кВА. Трансформаторні підстанції на напругу 10 кВ виробляють на заводі, а потім доставляють в потрібне місце в готовому (зібраному), або розібраному (блоками) вигляді.



Рисунок 2.1- Комплектна трансформаторна підстанція

Двотрансформаторна (КТП) рис.2.2, використовується для постачання електричною енергією комунальних сфер міста та інших населених пунктів, а також в різних галузях. Основним завданням є підвищення ефективності електропостачання. Двотрансформаторна підстанція забезпечує значно вищий рівень надійності, бо у випадку виходу із ладу одного із трансформаторів, найважливіші споживачі живляться від іншого.

					ДП 6111.141.ПЗ	59
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.



Рисунок 2.2 - Двотрансформаторна КТП

2.3 Щоглова трансформаторна підстанція

Щоглова трансформаторна підстанція (рис.2.3), призначена для приймання електричної енергії класу напруги 10(6) кВ, перетворення і розподілу електричної енергії трифазного струму частотою 50 Гц класу напруги 0,4 кВ в системі з глухозаземленою нейтраллю трансформатора на стороні нижчої напруги.

ЩТП - це відкрита трансформаторна підстанція, все обладнання якої змонтовано на металевих конструкціях, які встановлені на залізобетонних стійках марки СВ-10,5 на висоті , що не вимагає огороження підстанції згідно [12].

ЩТП за кліматичними умовами експлуатації відповідає виконанню категорії. У класу I згідно ГОСТ 15150-69 і забезпечує надійну роботу при:

- температурі навколишнього середовища від -40 С до +40 °С;
- висоті над рівнем моря - не більше 1000м;
- вибухобезпечному навколишньому середовищі, яке не містить струмопровідних частинок, агресивних газів хімічних виробництв в концентрації, що негативно впливає на метали і ізоляцію.

					ДП 6111.141.ПЗ	60
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

В проекті передбачено встановлення 4-ох щоглових трансформаторних підстанцій (ЩТП) потужністю 25 кВА та 1-ї ЩТП потужністю 16 кВА. ЩТП-36А-ЩТП-36Г



Рисунок 2.3 - Щоглова трансформаторна підстанція

2.4 Розрахунок завантаження щоглових трансформаторних підстанцій

2.4.1 Розрахунок завантаження ЩТП-36А

Прогнозоване навантаження на трансформаторну підстанцію згідно договорів на електропостачання за категоріями різного призначення та у відповідності складає:

- житловий будинок до 2 кВт – 7 буд. (14,0 кВт);
- житловий будинок понад 2 кВт – 7 буд. (17,5 кВт).

					ДП 6111.141.ПЗ	61
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

Повна потужність ТП становить:

$$\dot{S}_{\text{ЩТП-36A}} = \frac{P_{\text{ж.б.}} \cdot K_{\text{од}}}{\cos\varphi}$$

де: $P_{\text{ж.б.}}$ – сумарна потужність житлових будинків згідно договорів;

$K_{\text{од}}$ – коефіцієнт одночасності

$\cos\varphi$ – коефіцієнт потужності житлових будинків з побутовими кондиціонерами, $\cos\varphi = 0,92$ згідно [10].

Підставивши значення у формулу отримаємо:

$$\dot{S}_{\text{ЩТП-36A}} = (2 \cdot 7 + 2,5 \cdot 7) \cdot 0,408 / 0,92 = 13,97 \text{ кВА}$$

Попередньо приймаємо до установки на ЩТП-36А силовий трансформатор потужністю 16 кВА.

Проведемо додатковий перевіорчний розрахунок силового трансформатора, враховуючи пофазне розподілення споживачів (перевіримо завантаженість 1-єї фази силового трансформатора). Згідно потужності силового трансформатора номінальна потужність 1-єї фази становить 5,33 кВА ($16 \text{ кВА} / 3 = 5,33 \text{ кВА}$).

Враховуючи кількість споживачів (14 буд.), приймаємо до розрахунку навантаження 1-єї фази силового трансформатора 12,5 кВт ($5 \text{ буд.} \times 2,5 \text{ кВт}$).
Визначимо навантаження 1-єї фази:

$$\dot{S}_{1,\text{Ф}} = \frac{P_{\text{ж.б.}} \cdot K_{\text{од}}}{\cos\varphi_{\text{ж.б.}}}$$

де: $P_{\text{ж.б.}}$ – сумарна потужність житлових будинків згідно договорів;

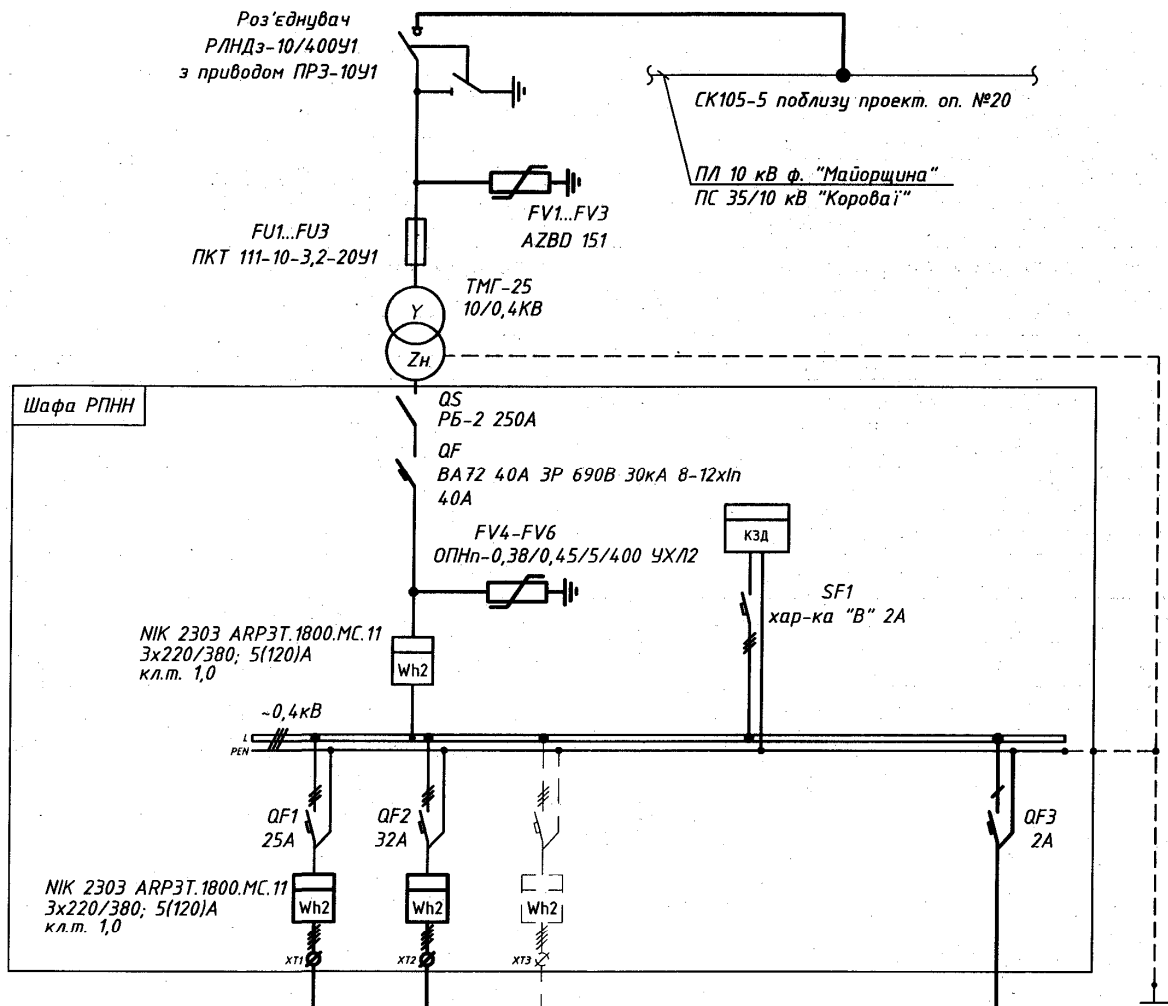
$K_{\text{од}}$ – коефіцієнт одночасності

$\cos\varphi$ – коефіцієнт потужності житлових будинків з побутовими кондиціонерами, $\cos\varphi = 0,92$ згідно [10].

$$\dot{S}_{1,\text{Ф}} = 12,5 \cdot 0,53 / 0,92 = 7,2 \text{ кВА}$$

Як видно з розрахунків, навантаження 1-єї фази перевищує номінальну 7,2 > 5,33, тому приймаємо до установки на ЩТП-36А силовий трансформатор потужністю 25 кВА. Схема наведена на рис.2.4.

					ДП 6111.141.ПЗ	62
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.



Електроприймач	Номер лінії, що відходить	1	2				3
	Номер за планом	Л-1	Л-2				Щм ос
	Тип	П/Л	П/Л				
	Рр, кВт	14,8	17,7				0,35
	Un, В	380	380				220
	Ip, А	22,49	26,89				1,6
	Найменування	Лінія живлення №1	Лінія живлення №2	Резервне місце			Лінія живлення охорон. сигнал-ції

Рисунок 2.4 - Схема трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ ЩТП-36А.

2.4.2 Розрахунок завантаження ЩТП-36Б

Прогнозоване навантаження на трансформаторну підстанцію згідно договорів на електропостачання за категоріям різного призначення складає:

- житловий будинок до 2-х кВт – 19 буд. (38,0 кВт);

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

ДП 6111.141.ПЗ

- житловий будинок понад 2-а кВт – 9 буд. (22,3 кВт);
- шафа катодного захисту потужністю 1,2 кВт – 1 шт.

Повна потужність ТП становить:

$$\dot{S}_{\text{ЩТП-36Б}} = \frac{P_{\text{ж.б.}} \cdot K_{\text{од}}}{\cos\varphi} + \frac{P_{\text{кат.зах}} \cdot K_1}{\cos\varphi_1}$$

де: $P_{\text{ж.б.}}$ – сумарна потужність житлових будинків згідно договорів;

$K_{\text{од}}$ – коефіцієнт одночасності

$\cos\varphi$ – коефіцієнт потужності житлових будинків з побутовими кондиціонерами, $\cos\varphi = 0,92$ згідно [10].

$P_{\text{кат.зах}}$ – потужність катодного захисту з договірною потужністю 1,2 кВт;

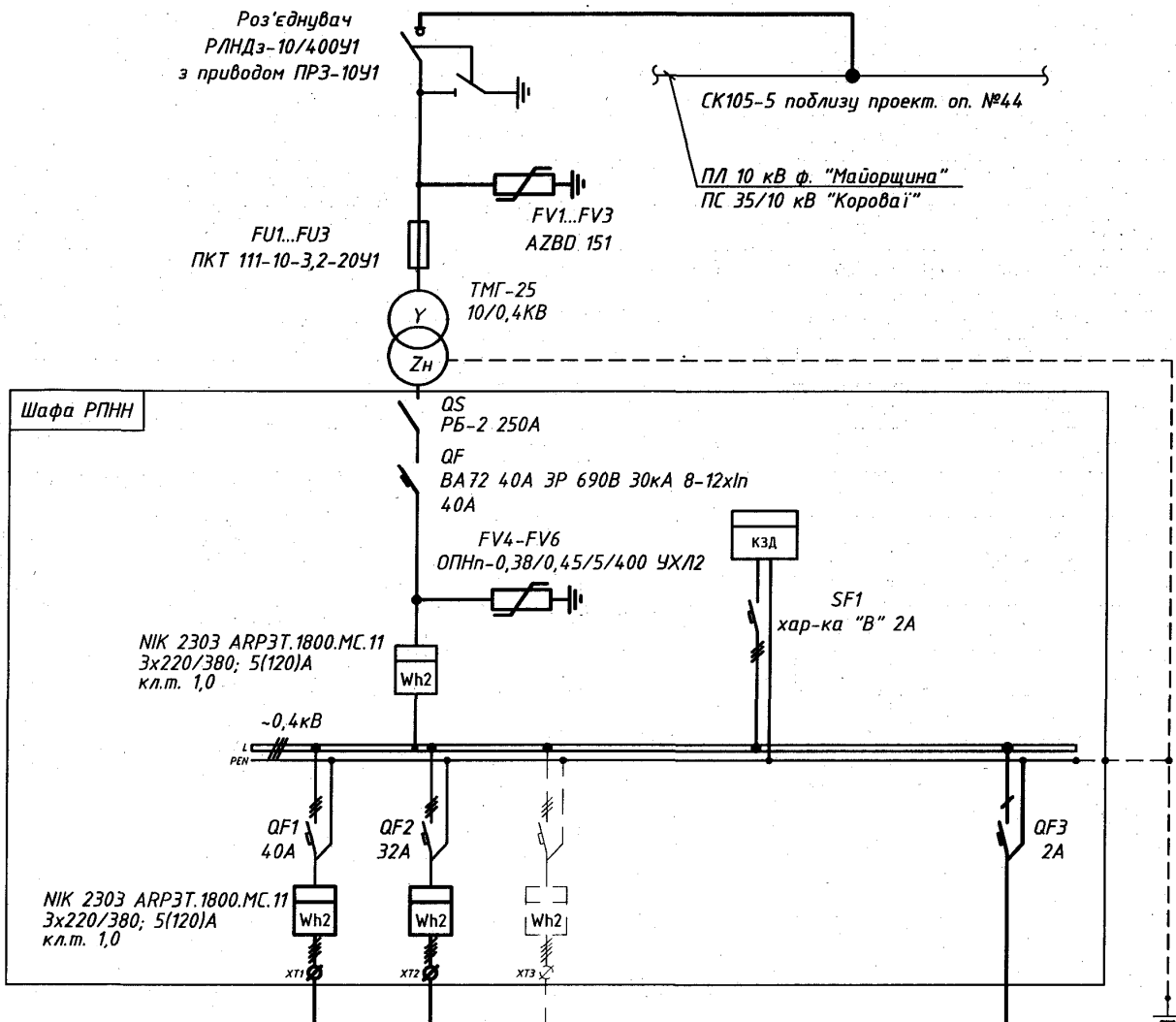
K_1 – коефіцієнт участі у максимумі катодного захисту, $K_1 = 0,5$;

$\cos\varphi_1$ – коефіцієнт потужності катодного захисту, $\cos\varphi_1 = 0,85$ Підставивши значення у формулу отримаємо:

$$\dot{S}_{\text{ЩТП-36Б}} = (2 \cdot 19 + 2,3 \cdot 1 + 2,5 \cdot 8) \cdot 0,352 / 0,92 + 1,2 \cdot 0,5 / 0,85 = 23,76 \text{ кВА.}$$

Приймаємо до установки на ЩТП-36Б силовий трансформатор потужністю 25 кВА. Схема наведена на рис.2.5.

					ДП 6111.141.ПЗ	64
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.



Електроприймач	Номер лінії, що відходить	1	2				3
	Номер за планом	Л-1	Л-2				Щит ОС
	Тип	ПЛІ	ПЛІ				
	Рр, кВт	26	19,1				0,35
	Un, В	380	380				220
	Ip, А	39,5	29,02				1,6
	Найменування	Лінія живлення №1	Лінія живлення №2	Резервне місце			

Рисунок 2.5 – Схема трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ (ЩТП-36Б).

2.4.3 Розрахунок завантаження проектованої ЩТП-36В

Прогнозоване навантаження на проектовану ТП згідно договорів на електропостачання за категоріями різного призначення та у відповідності із розділом 116/19-00-ГП складає:

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

ДП 6111.141.ПЗ

- житловий будинок до 2-х кВт – 6 буд. (12,0 кВт);
- житловий будинок понад 2-а кВт – 12 буд. (29,8 кВт).

Повна потужність ТП становить:

$$\dot{S}_{\text{щтп-36В}} = \frac{P_{\text{ж.б.}} \cdot \text{Код}}{\cos\varphi}$$

де: $P_{\text{ж.б.}}$ – сумарна потужність житлових будинків згідно договорів;

Код – коефіцієнт одночасності

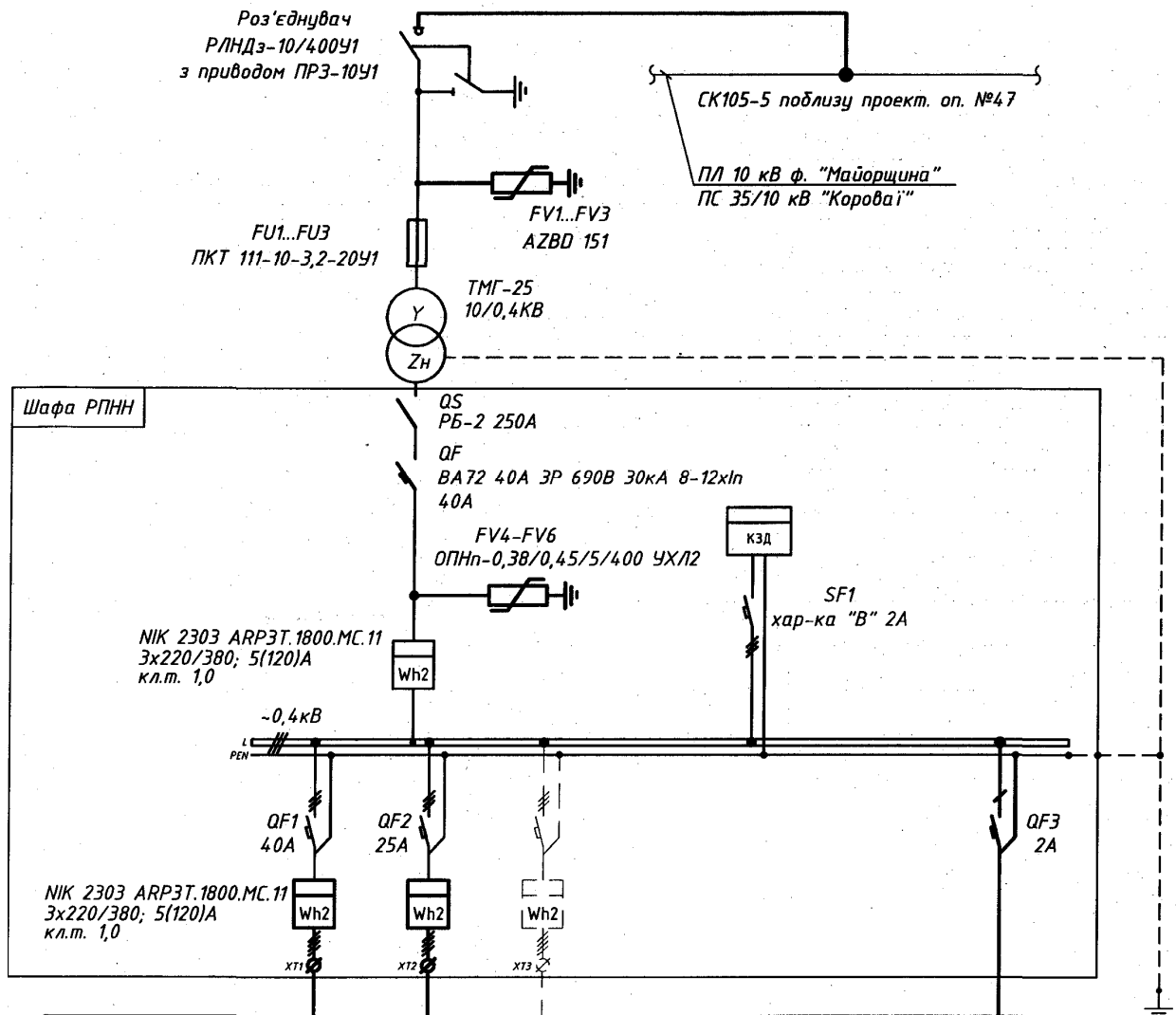
$\cos\varphi$ – коефіцієнт потужності житлових будинків з побутовими кондиціонерами, $\cos\varphi = 0,92$

Підставивши значення у формулу отримаємо:

$$\dot{S}_{\text{щтп-3 Б}} = (2 \cdot 19 + 2.3 \cdot 1 + 2.5 \cdot 11) \cdot 0,352 / 0,92 = 16.13 \text{ кВА.}$$

Приймаємо до установки на ЩТП-36В силовий трансформатор потужністю 25 кВА. Схема наведена на рис.2.6.

					ДП 6111.141.ПЗ	66
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.



Електроприймач	Номер лінії, що відходить	1	2				3
	Номер за планом	Л-1	Л-2				Щит ОС
	Тип	ПЛІ	ПЛІ				
	Рр, кВт	22,9	14,8				0,35
	Un, В	380	380				220
	Ip, А	34,79	22,49				1,6
	Найменування	Лінія живлення №1	Лінія живлення №2	Резервне місце			Лінія живлення охорон. сигнал-ції

Рисунок 2.6 – Схема трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ (ЩТП-36В)

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

ДП 6111.141.ПЗ

2.4.4 Розрахунок завантаження проекрованої ЩТП-36Г

Прогнозоване навантаження на проектовану ТП згідно договорів на електропостачання по категоріям різного призначення та у відповідності із розділом 116/19-00-ГП складає:

- житловий будинок до 2-х кВт – 7 буд. (14,0 кВт);
- житловий будинок понад 2-а кВт – 1 буд. (2,5 кВт).

Повна потужність ТП становить:

$$\dot{S}_{\text{щтп-3 Г}} = \frac{P_{\text{ж.б.}} \cdot \text{Код}}{\cos\varphi}$$

де: $P_{\text{ж.б.}}$ – сумарна потужність житлових будинків згідно договорів;

Код – коефіцієнт одночасності

$\cos\varphi$ – коефіцієнт потужності житлових будинків з побутовими кондиціонерами, $\cos\varphi = 0,92$ згідно [10].

Підставивши значення у формулу отримаємо:

$$\dot{S}_{\text{щтп-36Г}} = (2 \cdot 7 + 2,5 \cdot 1) \cdot 0,473 / 0,92 = 8,48 \text{ кВА.}$$

Приймаємо до установки на ЩТП-36Г силовий трансформатор потужністю 10 кВА.

Проведемо додатковий перевірючий розрахунок силового трансформатора, враховуючи пофазне розподілення споживачів (перевіримо завантаженість 1-ї фази силового трансформатора).

Згідно потужності силового трансформатора номінальна потужність 1-ї фази становить 3,33 кВА ($10 \text{ кВА} / 3 = 3,33 \text{ кВА}$)

Враховуючи кількість споживачів (8 буд.), приймаємо до розрахунку навантаження 1-ї фази силового трансформатора 6 кВт.

Визначимо навантаження 1-ї фази:

$$\dot{S}_{1.\Phi} = \frac{P_{\text{ж.б.}} \cdot \text{Код}}{\cos\varphi_{\text{ж.б.}}}$$

де: $P_{\text{ж.б.}}$ – сумарна потужність житлових будинків згідно договорів;

Код – коефіцієнт одночасності

					ДП 6111.141.ПЗ	68
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

$\cos\varphi$ – коефіцієнт потужності житлових будинків з побутовими кондиціонерами, $\cos\varphi = 0,92$

$$\dot{S}_{1,\Phi} = \frac{P_{\text{ж.б.}} \cdot \text{Код}}{\cos\varphi_{\text{ж.б.}}}$$

Як бачимо з розрахунків, навантаження 1-єї фази перевищує номінальну 4,3 > 3,33, тому приймаємо до установки на ЩТП-36Г силовий трансформатор потужністю 16 кВА. Схема приведена на рис.2.7.

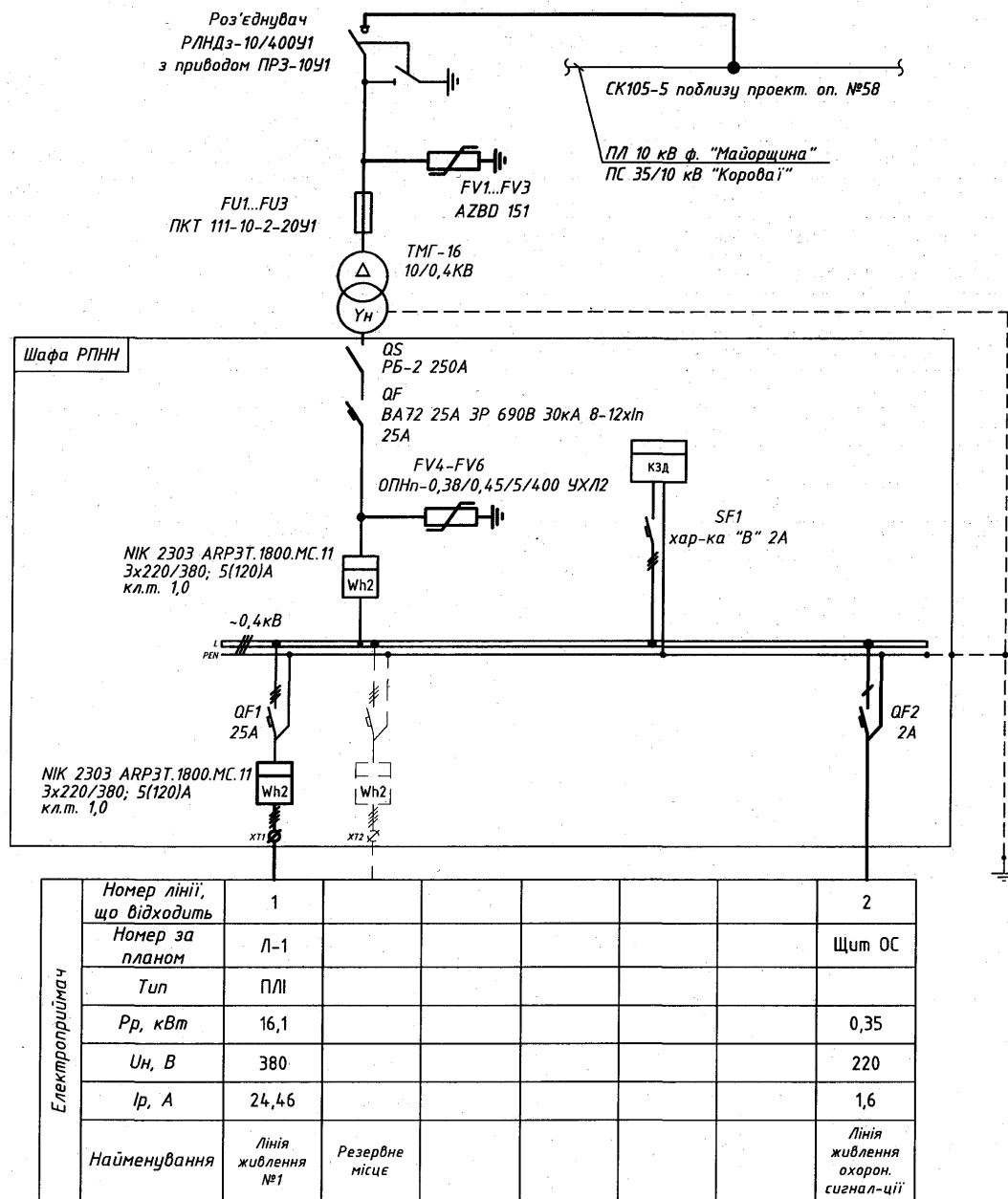


Рисунок 2.7 - Схема трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ (ЩТП-36Г)

2.4.5 Розрахунок завантаження силового трансформатора в ЩТП-36

Розрахунок виконаємо аналогічно до розрахунку силового трансформатора на ЩТП-36А.

Прогнозоване навантаження на силовий трансформатор в ЩТП-36 згідно договорів на електропостачання складає:

- житловий будинок до 2 кВт – 15 буд, (29,6 кВт);
- житловий будинок понад 2 кВт – 11 буд, (27,3 кВт);
- церква потужністю 3,0 кВт – 2 буд.

Повна потужність ЩТП-36 визначимо по формулі:

$$\dot{S}_{\text{щтп-36}} = \frac{P_{\text{ж.б.}} \cdot \text{Код}}{\cos\varphi} + \frac{(P_{\text{церк.}} \cdot K_1)}{\cos\varphi_1}$$

Де $P_{\text{ж.б.}}$ – сумарна потужність житлових будинків згідно договорів;

Код – коефіцієнт одночасності, згідно [РУМ 1981 р. «Сільенергопроект»]

$\cos\varphi$ – коефіцієнт потужності житлових будинків з побутовими кондиціонерами, $\cos\varphi = 0,92$ [ДБН В.2.5-23:2010 С.15].

$P_{\text{церк.}}$ – потужність церкви з договірною потужністю 3,0 кВт;

K_1 – коефіцієнт участі у максимумі церкви, $K_1 = 0,9$;

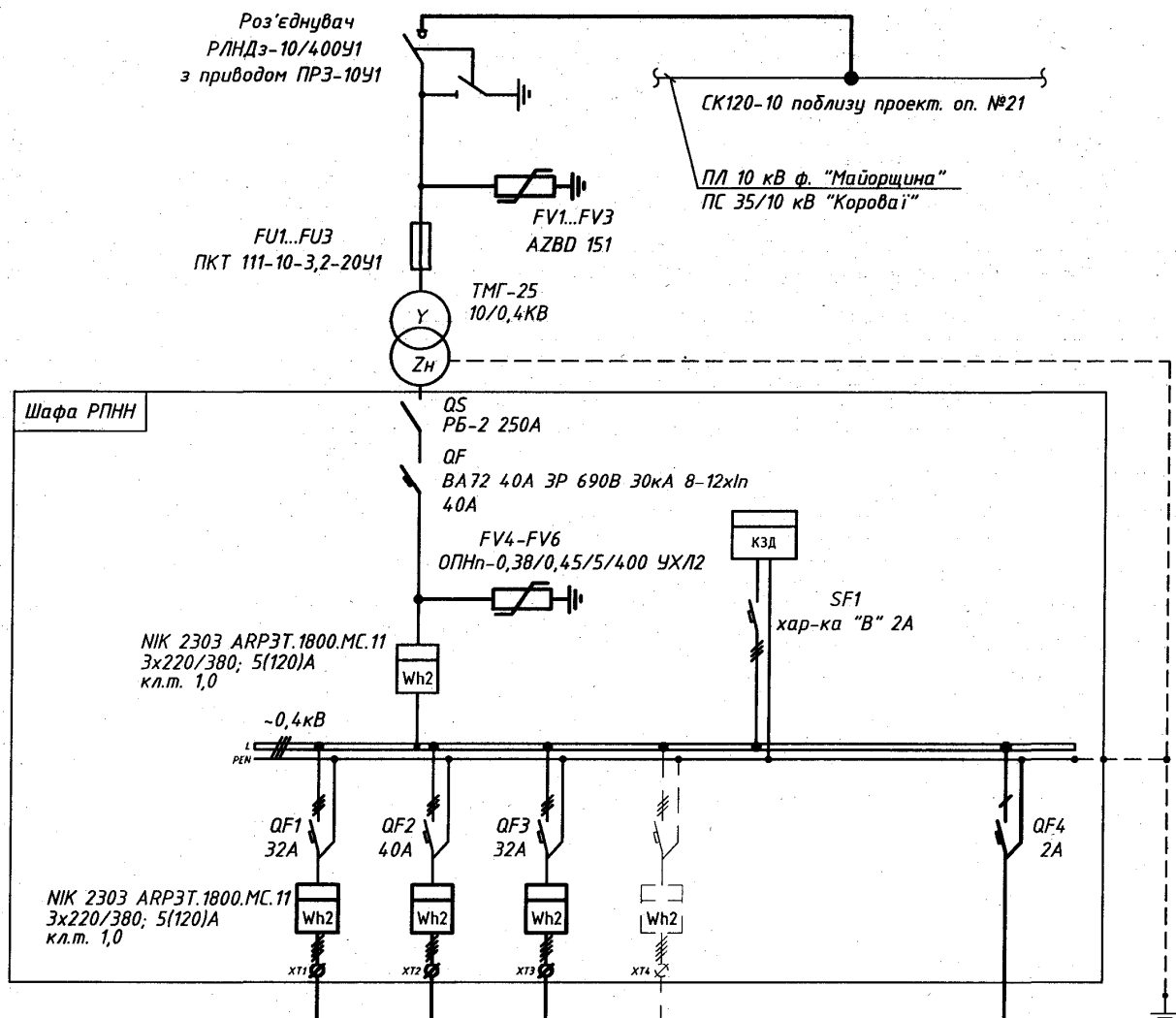
$\cos\varphi_1$ – коефіцієнт потужності насосів, $\cos\varphi_1 = 0,85$ [ДБН В.2.5-23:2010 С.22].

Підставивши значення у формулу отримаємо:

$\dot{S}_{\text{щтп-36Г}} = (1,8 \cdot 7 + 2 \cdot 1,3 + 2,3 \cdot 1 + 2,5 \cdot 2) \cdot 0,352 / 0,92 + 2 \cdot (3,0 \cdot 0,9 / 0,85) = 20,45$ кВА.

Приймаємо до установки на ЩТП-36 силовий трансформатор потужністю 25 кВА. Схема наведена на рис.2.8.

					ДП 6111.141.ПЗ	70
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.



Електроприймач	Номер лінії, що відходить	1	2	3			6
	Номер за планом	Л-1	Л-2	Л-3			Щит ОС
	Тип	ПЛІ	ПЛІ	ПЛІ			
	Рр, кВт	19,1	21,7	17,7			0,35
	Un, В	380	380	380			220
	Ip, А	29,02	32,97	26,89			1,6
	Найменування	Лінія живлення №1	Лінія живлення №2	Лінія живлення №3	Резервне місце		

Рисунок 2.8 - Схема трансформаторної підстанції
10/0,4 кВ ЩТП-36

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

ДП 6111.141.ПЗ

5. ЩТП-36Г:

лінія №1: $I_{н.1} \leq I_{н.авт.} \leq I_{к.з.1/3}$; $24,46A \geq 25A \leq 400/3=133,3A$.

Схема ЩТП-36, приведена на рис.2.8

Автоматичні вимикачі вибираємо з номінальною робочою вимикаючою спроможністю

I_{cs} , (АС 400 В) 30 кА, (виробник CNC Electric):

- лінія №1 – ВА72 32А ЗР 690В 30кА 3-5хIn;
- лінія №2 – ВА72 40А ЗР 690В 30кА 3-5хIn;
- лінія №3 – ВА72 32А ЗР 690В 30кА 3-5хIn.

Схема ЩТП-36А, приведена на рис.2.4

Автоматичні вимикачі вибираємо з номінальною робочою вимикаючою спроможністю:

I_{cs} , (АС 400 В) 30 кА, виробник CNC Electric:

- лінія №1 – ВА72 25А ЗР 690В 30кА 3-5хIn;
- лінія №2 – ВА72 32А ЗР 690В 30кА 3-5хIn.

Схема ЩТП-36Б, приведена на рис.2.5

Автоматичні вимикачі вибираємо з номінальною робочою вимикаючою спроможністю:

I_{cs} , (АС 400 В) 30 кА, виробник CNC Electric:

- лінія №1 – ВА72 40А ЗР 690В 30кА 3-5хIn;
- лінія №2 – ВА72 32А ЗР 690В 30кА 3-5хIn.

Схема ЩТП-36В, приведена на рис.2.6

Автоматичні вимикачі вибираємо з номінальною робочою вимикаючою спроможністю

I_{cs} , (АС 400 В) 30 кА, виробник CNC Electric:

- лінія №1 – ВА72 40А ЗР 690В 30кА 3-5хIn;
- лінія №2 – ВА72 25А ЗР 690В 30кА 3-5хIn.

Схема ЩТП-36Г, приведена на рис.2.7

Автоматичні вимикачі вибираємо з номінальною робочою вимикаючою спроможністю

					ДП 6111.141.ПЗ	74
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

Ics, (AC 400 В) 30 кА, виробник CNC Electric:

- лінія №1 – ВА72 25А 3Р 690В 30кА 3-5хIn.

Автоматичні вимикачі з параметрами, що вказані вище, забезпечать безпечне відключення навантаження як при к.з. в кінці лінії, так і при к.з. на шинах 0,4 кВ.

Розрахунок номінального струму ввідного автоматичного вимикача на вводі в будівлю виконуємо за формулою:

для однофазних вводів: $I_H = P_{\text{дог}} / U_H \cdot \cos\varphi$;

для трифазних вводів: $I_H = P_{\text{дог}} / (\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos\varphi)$.

де: $P_{\text{дог}}$ – договірна потужність абонента;

U_H – номінальна напруга мережі;

$\cos\varphi$ – коефіцієнт потужності (вибирається в залежності від виду навантаження).

2.6 Вибір ОПН 10 кВ

В мережі 10 кВ, що розглядається, однофазне замикання на землю не обмежене в часі, отже згідно [13] найбільша робоча напруга ОПН повинна становити:

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

де: $U_{\text{нрм}} = 12$ кВ згідно [таб.3.1. Настанови для класу напруги 10 кВ і номінальній напрузі електричної мережі 11 кВ]

Таблиця 2.1 - Значення найбільшої робочої напруги електрообладнання

Клас напруги електрообладнання	Найбільша робоча напруга електрообладнання $U_{\text{нро}}$, кВ	Номінальна напруга електричної мережі U_H , кВ	Найбільша тривало допустима робоча 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

Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата

ДП 6111.141.ПЗ

75

Арк.

35	40,5	35.0	40,5
----	------	------	------

Рекомендовані значення $U_{нро}$ при однофазних замиканнях на землю через дугу згідно [13].

Таблиця 2.2 - Рекомендовані значення $U_{нро}$ для захисту ізоляції апаратів

Нейтраль	Рекомендовані значення $U_{нро}$, кВ.				
	для нормальної ізоляції з рівнем ізоляції «а» та полегшеної ізоляції				для нормальної ізоляції з рівнем ізоляції «а»
	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_n вибираємо рівним 10 кА згідно [13].

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 [13] складають: $W_{пит}$ не менше ніж 2,1 кДж/кВ;

Таблиця 2.3 - Рекомендовані значення питомої енергоємності та струму пропускної здатності для ОПН 6-35кВ

Клас напруги, кВ	6	10	35
W _{пит} кДж/кВ (U _{нро.}) (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 [13]

Таблиця 2.4 - Розрахункові значення U_{дуг.} та U_{зах.к} для ізоляції апаратів

U _н ,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 _{норм.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

Примітка. У стовбцях 2—3 перше число означає U_{дуг.}, друге число — U_{зах.к}
При інших значеннях I_{норм.к} потрібно слідувати рекомендаціям заводу-виробника.

Залишкова напруга на ОПН від грозових перенапруг згідно [13] не повинна бути більшою 45 кВ.

Таблиця 2.5 - Максимальні значення залишкових напруг при грозовому імпульсі на вентилях 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 $I_n = 10$ кА;
- питома енергоємність не менше $W_{пит} = 3,0$ кДж/кВ;
- залишкова напруга при комутаційному імпульсі зі струмом;
- $I_{норм.к} = 500$ 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.

2.7 Вибір ОПН 0,4 кВ.

ОПН на лінії 0,38 кВ встановлюється та ОПН на стороні НН в ТП 10/0,4 кВ згідно [13].

Обмежувач імпульсних перенапруг рекомендується встановити в мережах споживача. На стороні НН в ЩТП-36 – ЩТП-36Г застосовані ОПН типу ОПНп-0,38/0,45/5/400 УХЛ2 з діючим значенням максимально тривало допустимою напругою 0,45 кВ та номінальним розрядним струмом 5 кА (або аналог).

Тривало допустима робоча напруга

$$U_c \geq 1,1 \times U_m = 1,1 \times 0,38 = 0,418 \text{ кВ.}$$

Таблиця 2.7 - Дані про залізобетонних стояки СК105-5, СК105-10 та СК105-

12

Марка стояка	Довжина, м	Розрахунковий згинальний момент, т*м	Витрати бетону, м ³	Маса стояка, кг
СК105-5	10,5	5,0	0,538	1290
СК105-8	10,5	8,0	0,608	1580
СК105-10	10,5	10,0	0,608	1580
СК105-14	10,5	14,0	0,608	1580
СК120-10	12,0	10,0	0,706	1800

Висновки до розділу

В даному розділі відображена доцільність заміни комплектної трансформаторної підстанції на щоглову.

Реконструкція мережі викликала необхідність використання більш компактнішого та простішого в експлуатації обладнання є головною метою при реконструкції сільської мережі. Відповідна заміна такого типу допоможе зменшити витрати на обслуговування та амортизацію обладнання.

Внаслідок заміни обладнання, встановлюються простіші елементи засобів релейного захисту і автоматики ліній 0,38 кВ . Використовують простіші опорні конструкції, що також значно знижує витрати і покращує мобільність заміни чи ремонту підстанції. Використання простіших обмежувачів перенапруг нелінійної напруги також є важливим фактором даної реконструкції. Підключення

проектів ЩТП-36А, ЩТП-36Б, ЩТП-36В та ЩТП-36Г до мережі 10 кВ виконується за допомогою захищеного провода самонесучого одножильного високовольтного з ізоляцією із полімерної композиції, не розповсюджуючого горіння марки АAsXSn-20 (з урахуванням перспективи переведення мереж напругою 10 кВ на напругу 20 кВ).

Беручи до уваги усі фактори , можемо зробити висновок, що необхідність у реконструкції із заміною комплектної трансформаторної підстанції на щоглову є доцільною.

					ДП 6111.141.ПЗ	80
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

Висновки

В процесі виконання першого розділу дипломного проекту вирішувалися питання вибору кількості, типу та потужності трансформаторів на підстанціях. Визначено потокорозподіл потужностей в замкненій мережі за довжинами ділянок. Проведено вибір кількості ланцюгів і перерізів проводів на ділянках замкненої мережі, розраховано параметри схем заміщення елементів електричної мережі.

В ході отримання кінцевих результатів розрахунків, для розглянутих режимів було знайдено основні параметри: потоки потужності по ділянках схеми, рівні напруг в пунктах і сумарні втрати потужності в мережі.

Перерізи проводів ділянок схеми які обрано, були перевірені на техніко-економічну відповідність. Був визначений діапазон регулювальних можливостей трансформаторів та перевірено їх засоби регулювання напруги на відповідність вимогам у розглянутих режимах.

Відповідно до виконаних усіх розрахунків та перевірок на відповідність, можна бути впевненими, що розглянуті режими роботи схеми електричної районної мережі забезпечують безперебійність роботи обладнання та надійність електропостачання.

У процесі виконання другого розділу було розглянуті питання реконструкції комплектної трансформаторної підстанції на щоглову.

Реконструкція мережі викликала необхідність використання більш компактнішого та простішого в експлуатації обладнання є головною метою при реконструкції сільської мережі. Відповідна заміна такого типу допоможе зменшити витрати на обслуговування та амортизацію обладнання

Після заміни обладнання, встановлюються простіші елементи засобів релейного захисту і автоматики ліній 0,38 кВ . Використовують простіші опорні конструкції, що також значно знижує витрати і покращує мобільність заміни чи ремонту підстанції. Використання простіших обмежувачів перенапруг нелінійної напруги також є важливим фактором даної реконструкції.

					ДП 6111.141.ПЗ	81
Вим.	Арк.	№ Докум.	Підп.	Дата		Арк.

